Iceland Liechtenstein Norway grants

Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce

Raport z wizyt studyjnych

Listopad 2017

Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce

Raport z wizyt studyjnych

Operatorzy Programu

MINISTERSTWO ŚRODOWISKA

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Partnerzy i realizatorzy Projektu

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

Politechnika Wrocławska

cmr Christian Michelsen Research AS

ORKUSTOFNUN National Energy Authority

EGEC Geothermal

Konstantynów Łódzki

Lądek Zdrój

Sochaczew

Poddębice

Listopad 2017

Raport z wizyt studyjnych

opracowano w ramach Projektu

"Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce"

dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej. Program Operacyjny PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii". Umowa nr 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D z dn. 09.10.2017 r. pomiędzy Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie (Operatorem dla Programu PL04) a Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi I Energią PAN w Krakowie (beneficjentem i liderem Projektu).

Partnerzy i realizatorzy Projektu:

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk (Polska)
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie (Polska)
Politechnika Wrocławska (Polska)
Christian Michelsen Research AS (Norwegia)
Krajowa Agencja Energii (Islandia)
Europejska Rada Energii Geotermalnej (rej. Belgia)
Współpraca:
Miasta: Lądek-Zdrój, Konstantynów Łódzki, Poddębice, Sochaczew (Polska)
Eksperci: M. Balcer, Z. Bociek, S. Jankowski, A. Karska, A. Ogórek, A. Peraj
Geotermia Poddębice Sp. z o.o., Uzdrowisko Lądek-Długopole SA (Polska)

Autorzy i realizatorzy Raportu:

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Polska Akademia Nauk (Polska):
B. Kępińska (kierownik Projektu), A. P. Barbacki, B. Bielec, W. Bujakowski, M. Dendys, G. Hołojuch, K. Galos, A. Kasztelewicz, W. Kęsek, L. Lankof, M. Miecznik, L. Pająk, R. Skrzypczak, B. Tomaszewska
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie (Polska):
M. Stefaniuk, A. Cygal, M. Hajto, E. Hałaj, M. Królikowski, K. Mitan, C. Ostrowski, B. Papiernik, M. Sada, A. Sowiżdżał, R. Wiśniowski, S. Nagy, A, Sapińska-Śliwa, T. Śliwa
Politechnika Wrocławska (Polska):
B. Kiełczawa, E. Liber-Makowska, J. Blachowski
Christian Michelsen Research AS (Norwegia):
K. Midttømme, U.L. Dar, Ø. K. Aall, A. Birkeland, Ch. Gannefors Krafft, I. Henne, J. Kocbach, R. K. Ramstad, J.B. Skauge, S. H. Stavland, E.S. Talhaug
Krajowa Agencja Energii (Islandia):
B. Petursson, F.Ó.P. Einarsson, H. F.K. Danielsson, H. Tulinius, I. Gałeczka, K. Geirsson, J. Björnsson, S. Björnsson, S.I. Friðleifsson, B. Guðmundsson, J.R. Guðmundsson, M. Guðmundsdóttir, S.E. Hjaltason, J. Ketilsson, J.Á.H. Þorvaldsson, Þ.E. Sighvats
Europejska Rada Energii Geotermalnej (rej. Belgia):
P. Dumas, T. Garabetian, V. Pinzuti
Przedstawiciele Miast:
H. Brzyszcz, P. Krygier, S. Turkowski (Konstantynów Łódzki), R. Kaczmarczyk, G. Szczygieł (Lądek-Zdrój), P. Sęczkowski, M. Srogosz (Poddębice), P. Osiecki, D. Dobrowolski (Sochaczew)
Eksperci:
M. Balcer, Z. Bociek, S. Jankowski, A. Karska, A. Ogórek, A. Peraj

Redakcja naukowa: Beata Kępińska (IGSMiE PAN)
Redakcja komputerowa i skład: Aleksandra Kasztelewicz (IGSMiE PAN)

Materiał zawarty w Raporcie można powielać pod warunkiem podania jego źródła

Listopad 2017

Spis treści

CZĘŚĆ I – OGÓLNE INFORMACJE O PROJEKCIE, REALIZACJI DZIAŁAŃ 1–8 I GŁÓWNYCH WYNIKACH 5

1. Podstawa opracowania Raportu 6
2. Strony Projektu 6
3. Cel i zakres Projektu 6
4. Tło Projektu 7
5. Działania Projektu 7
6. Główne efekty rzeczowe – opracowania Projektu 14
7. Rola Projektu we wspieraniu rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce 15
8. Przykłady, obserwacje i rekomendacje dla wybranych miast i Polsce wynikające z realizacji Projektu 15
9. Możliwości, obszary i formy dalszej współpracy w obszarze geotermii i efektywności energetycznej w ramach kolejnej perspektywy EOG / NMF 16

Uwagi końcowe 17

CZĘŚĆ II – DZIAŁANIE 5. RAPORT Z WIZYT STUDYJNYCH 18

5.1. Przegląd warunków geotermalnych Polski 19

5.2. Obecny stan i perspektywy rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce (nacisk na wybrane obszary) 41

5.3. Analiza parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych oraz ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego niecki mogileńsko-łódzkiej dla określenia lokalizacji nowej instalacji ciepłowniczej 50

5.4. Poddębice 98

5.4.1. Uaktualnienie warunków geologicznych, geotermalnych i eksploatacyjnych obszaru Poddębic 98

5.4.2. Obecny stan i plany wykorzystania energii geotermalnej w Poddębicach..... 113

5.4.3. Analiza i propozycja zastosowania pomp ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Poddębicach 122

5.4.4. Optymalizacja energetyczna i ekonomiczna sieci c.o. i zwiększenia efektywności energetycznej przez wszechstronne wykorzystanie wody i energii geotermalnej w Poddębicach 140

5.5. Sochaczew 145

5.5.1. Warunki geologiczno–hydrogeotermalne Sochaczewa i ocena możliwości uzyskania wód geotermalnych dla celów grzewczych i in. zastosowań 145

5.5.2. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Sochaczewie 156

5.5.3. Optymalizacja energetyczno–ekonomiczna wiercenia pojedynczego otworu produkcyjnego dla zaopatrzenia istniejącej sieci c.o. (ogrzewanie pomieszczeń, c.w.u.) w Sochaczewie 172

5.5.4. Analiza warunków geologicznych i geofizycznych dla podziemnego magazynowania ciepła ATES/UTES w Sochaczewie 183

5.5.5. Propozycja systemów ATES/UTES w Sochaczewie 193

5.6. Konstantynów Łódzki 197

5.6.1. Warunki geologiczne, geotermalne i zapotrzebowanie na ciepło w obszarze Konstantynowa Łódzkiego – Łodzi.. 197

5.6.2. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Konstantynowie Łódzkim 213

5.6.3. Optymalizacja energetyczno – ekonomiczna wielootworowego geotermalnego źródła energii dla zaopatrzenia istniejącej sieci c.o. w Konstantynowie Łódzkim i Łodzi 231

5.7. Lądek-Zdrój 237

5.7.1. Warunki hydrogeotermalne rejonu Lądka-Zdroju i ocena możliwości uzyskania wód geotermalnych dla celów grzewczych i in. zastosowań w kontekście stabilnej eksploatacji 237

5.7.2. Rozpoznanie warunków hydrogeotermalnych masywu krystalicznego w rejonie Lądka-Zdroju na podstawie reinterpretacji danych geofizycznych 275

5.7.3. Plany wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie i do innych celów w Lądku-Zdroju..... 317

5.7.4. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w systemach ciepłowniczych w Lądku-Zdroju 317

5.7.5. Analiza energetyczno – ekonomiczna optymalnego wykorzystania wody i energii geotermalnej dla ciepłownictwa i innych wszechstronnych zastosowań w Lądku-Zdroju 335

5.8. Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie technologii wiertniczych, wyposażania otworów, badań i pomiarów otworowych dla potrzeb geotermii w Polsce – wnioski dla wybranych obszarów Projektu 344

5.9. Najlepsze praktyki w zakresie wierceń geotermalnych na Islandii przydatne dla Polski 406

5.9.1. Technologie wiertnicze, wyposażanie i eksploatacja otworów geotermalnych w Islandii – rekomendacje dla Polski 406

5.9.2. Proces pomyślnego wiercenia otworów geotermalnych w obszarach niskotemperaturowych w Islandii 412

5.9.3. Rejestr wierceń w Islandii oraz zasady dobrego projektowania i przekazywania danych 427

5.10. Pompy ciepła w ciepłownictwie geotermalnym w Norwegii i Islandii – rekomendacje dla Polski 430

5.10.1 Najlepsze praktyki w zakresie zastosowania pomp ciepła w geotermii w Norwegii – rekomendacje dla Polski 430

5.10.2.Sukces w zastosowaniach geotermalnych pomp ciepła w Islandii (rzeczywiste dane dot. oszczędności energii elektrycznej) 454

5.11. Technologie podziemnego magazynowania ciepła ATES I UTES w Norwegii i w Europie – rekomendacje dla Polski 459

5.12. Uwarunkowania prawne i finansowe pomyślnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego 478

5.12.1. Sposoby wsparcia prawnego i finansowego rozwoju geotermii w Europie. Fundusz Ubezpieczenia Ryzyka Geotermalnego. Rekomendacje dla Polski 478

5.12.2. Islandzki Fundusz Energii Geotermalnej – ponad 50 lat pomyślnego funkcjonowania. Rekomendacje dla Polski 519

5.13. Generalne uwarunkowania rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i proponowane działania 529

5.14. Propozycje projektów pilotowych w Polsce na podstawie wyników Projektu 547

Streszczenie merytoryczne 585

CZĘŚĆ III – GEOTERMALNE CIEPŁOWNICTWO SIECIOWE W EUROPIE. MIĘDZYNARODOWE DOŚWIADCZENIA 587

Termin „wody geotermalne" został użyty jako synonim terminu „wody termalne" określonego Ustawą Prawo Geologiczne i Górnicze (tekst jednolity Dz. U. 2017 poz. 2621)

CZĘŚĆ I

OGÓLNE INFORMACJE O PROJEKCIE, REALIZACJI DZIAŁAŃ 1–8 I GŁÓWNYCH WYNIKACH

1. Podstawa opracowania Raportu

Raport opracowano w ramach Projektu „"Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce"
dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej, Program Operacyjny PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii". Akronim Projektu to GeoHeatPol.
Działania Projektu były realizowane na podstawie Umowy nr 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D z dn. 09.10.2017 r. zawartej pomiędzy Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (Operatorem dla Programu PL04) i Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie (beneficjentem i liderem Projektu) oraz Aneksem nr 1/746 do tej Umowy z dn. 21.11.2017 r.

Szacowany maksymalny budżet Projektu wynosił 3 543 871,91 PLN.
Prace Projektu zrealizowano w okresie od 7 lipca do 30 listopada 2017 r.

2. Strony Projektu

- Promotor Projektu: Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (IGSMiE PAN) w konsorcjum z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie i Politechniką Wrocławską
- Partnerzy Projektu z krajów Darczyńców: Christian Michelsen Research AS (Norwegia), Krajowa Agencja Energii (Islandia)
- Partner Projektu: Europejska Rada Energii Geotermalnej (zarejestrowana w Belgii)
- Współpraca: przedstawiciele wybranych miast (burmistrzowie, pracownicy urzędów i miejskich spółek komunalnych): Konstantynowa Łódzkiego, Lądka-Zdroju, Poddębic, Sochaczewa, a także eksperci. Współpracowały również inne podmioty – Geotermia Poddębice Sp. z o.o. i Uzdrowisko Lądek-Długopole SA.

Współpraca pomiędzy IGSMiE PAN, Akademią Górniczo-Hutniczą i Politechniką Wrocławską odbywała się zgodnie z Umową Konsorcjum z dnia 18.05.2017 r. i Aneksem do Umowy z dnia 17.08.2017 r., natomiast pomiędzy IGSMiE PAN i partnerami zagranicznymi zgodnie z Umowami partnerskimi: z Christian Michelsen Research AS (Norwegia) z dn.3.08.2017 r., Krajową Agencją Energii (Islandia) z dn. 28.07. 2017 r. oraz z Europejską Radą Energii Geotermalnej z dn. 3.08. 2017 r.

3. Cele i zakres Projektu

Podstawowymi celami Projektu były transfer wiedzy, technologii, dobrych praktyk stosowania w ciepłownictwie w budynkach energii geotermalnej (OZE) z Norwegii i Islandii do Polski, gdyż, jak już wspomniano, kraje Darczyńców są liderami w tym zakresie: Norwegia dzięki szerokiemu stosowaniu pomp ciepła, Islandia dzięki wodom i parom. Daje to zeroemisyjne ciepłownictwo, dobre warunki życia, zrównoważony rozwój, efektywne gospodarowanie energią. Ważna rola przypadła także Europejskiej Radzie Energii Geotermalnej, która przedstawiła obecne sposoby wspierania finansowego geotermii w Europie I na tej podstawie zaproponowała narzędzia prawne i ekonomiczne takiego wsparcia w Polsce.

W Polsce ciepłownictwo geotermalne jest jeszcze na wstępnym etapie: obecnie jest tylko 6 ciepłowni geotermalnych; może i powinno ich być więcej (z uwagi na perspektywiczne zasoby w wielu rejonach oraz na fakt istnienia ok. 500 sieci c.o., do części których można wprowadzić geotermię, przynajmniej w jakimś zakresie). Barierą w tym zakresie jest jednak m.in. brak wiedzy i świadomości wielu grup interesariuszy, ograniczony dostęp do dobrych praktyk i nowoczesnych technologii.

Projekt przyczynił się do zwiększenia wiedzy, wzrostu akceptacji i wiedzy wielu grup interesariuszy co do szerszego stosowania geotermii; niskoemisyjnej zrównoważonej gospodarki; poprawy warunków życia; budowania współpracy bilateralnej. Nawiązano kontakty i współpracę – dobre podstawy dla następnych wspólnych projektów. Partnerzy z Krajów Darczyńców zwiększyli natomiast swoją wiedzę i kompetencje w zakresie geo-ciepłownictwa w warunkach typowych dla Polski i in. krajów, co powinno przyczynić się do wzrostu możliwości i konkurencyjności ich udziału w projektach i rynkach europejskich.

4. Tło Projektu

Projekt został zainicjowany przez Ministerstwo Środowiska, a szczególnie przez Pełnomocnika Rządu ds. Polityki Surowcowej Kraju i Głównego Geologa Kraju. Operatorami Programu PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii", w ramach którego realizowany był Projekt, są Ministerstwo Środowiska oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Wyniki jego prac przyczynią się do właściwego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce, wzmacniając podejmowane przez rząd RP inicjatywy w tym zakresie.

Trzy miasta wybrane do Projektu: Konstantynów Łódzki, Poddębice, Sochaczew są położone na Niżu Polskim. Pod względem warunków geologicznych i geotermalnych są reprezentatywne dla wielu innych miejscowości wymienionej głównej jednostki geostrukturalnej i geotermalnej Polski, w której perspektywy zagospodarowania wód geotermalnych dla celów ciepłowniczych są związane głównie z piaskowcowymi zbiornikami wieku dolnojurajskiego lub dolnokredowego. Lądek-Zdrój natomiast to przykład uzdrowiska – jednego z wielu, w którym istnieje pilna potrzeba zmiany sposobu ogrzewania na ekologiczne. Położenie tego miasta w obrębie Sudetów implikuje odmienne niż na Niżu Polskim warunki geologiczne, tektoniczne, hydrogeologiczne i geotermalne. Studium tego przypadku było bardzo pouczające, także m.in. z uwagi na zwrócenie uwagi na uwarunkowania stabilnej, długoletniej, zrównoważonej eksploatacji wód w celach leczniczych i planowanych ciepłowniczych.

5. Działania Projektu

Działania Projektu przedstawiały się następująco:

Działanie 1. Wizyta studyjna w Polsce,
Działanie 2. Wizyta studyjna w Norwegii,
Działanie 3. Wizyta studyjna w Islandii,
Działanie 4. Sprawozdania z wizyt studyjnych,
Działanie 5. Raport z wizyt studyjnych,
Działanie 6. Upowszechnianie Projektu,
Działanie 7. Zarządzanie projektem i promocja,
Działanie 8. Koszty pośrednie.

Podane działania zostały szerzej przedstawione poniżej.

Działanie 1. Wizyta studyjna w Polsce, 17-23.09.2017

Działanie zawierało m.in. ocenę potencjału i uwarunkowań geotermalnego i efektywnego energetycznie ciepłownictwa w perspektywicznych obszarach Polski na przykładzie wybranych wizytowanych miast: Konstantynów Łódzki, Poddębice, Sochaczew, Lądek Zdrój; pozyskanie informacji do wstępnych studiów możliwości wykorzystania geotermii i efektywnego gospodarowania energią w ww. miastach i propozycji projektów pilotowych. Nawiązanie kontaktów między partnerami i realizatorami Projektu.

Wizyta obejmowała:

- Konferencję otwierającą 18.09.2017 w Łodzi,
- Wizytacje techniczne w czterech wybranych miastach Projektu, 19-23.09.2017.
- Robocze międzynarodowe spotkanie otwierające partnerów i realizatorów Projektu (Kick-off-Meeting, KoM) – 18.09.2017; raportowane w ramach Działania 7).

W wizycie studyjnej w Polsce i jej wydarzeniach (podanych wyżej) ze strony Projektu brali udział przedstawiciele Partnerów (IGSMiE PAN, AGH, PWr, CMR, OS, EGEC), Miast, eksperci. Było to łącznie ok. 50 osób.
W wizycie i Konferencji otwierającej brali także udział m.in. przedstawiciele Ministerstwa Środowiska oraz NFOŚiGW – współoperatorów programu PL04.

Konferencja otwierająca, 18.09.2017

Konferencja odbyła się 18.09.2017 w Łodzi (sala w Hotelu Holiday Inn). Przedstawiono główne cele i założenia Projektu; wprowadzono w tematykę ciepłownictwa geotermalnego w Europie, w krajach Darczyńców, a na tym tle przedstawiono m.in. obecny stan, funkcjonujące od 2016 r. instrumenty wsparcia publicznego, perspektywy rozwoju tego sektora w Polsce, stan i plany rozwoju geotermii w wybranych Miastach, cele i programy wizytacji technicznych w poszczególnych lokalizacjach. W Konferencji wzięło udział ok. 70 osób – przedstawicieli realizatorów Projektu, samorządów, firm ciepłowniczych, konsultingowych, inwestorów, pracowników naukowych, doktorantów, studentów, in. zainteresowane osoby. Przedstawiono 19 referatów (dostępne w formie elektronicznej na www.eeagrants.agh.edu.pl). Konferencja stała na wysokim poziomie organizacyjnym i merytorycznym, do czego przyczyniło się bardzo duże zaangażowanie wszystkich partnerów i realizatorów Projektu, a także bardzo profesjonalne i fachowe tłumaczenia symultaniczne.

Wizytacje techniczne w czterech wybranych miastach, 19-23.09.2017

Wizytacje techniczne odbyły się w czterech Miastach wybranych do Projektu: w Konstantynowie Łódzkim, Poddębicach (19.09.2017), Sochaczewie (20.09.2017), a także w Lądku-Zdroju (21-23.09.2017). Pierwsze trzy z wymienionych miast położone są w obszarze Niżu Polskiego, natomiast czwarte z nich – w regionie Sudetów. Na trasie przejazdu z Łodzi do Lądka-Zdroju (21.09.2017) był też krótki pobyt na terenie kopalni odkrywkowej węgla brunatnego i elektrowni w Bełchatowie.

Podobnie jak Konferencja otwierająca, także wizytacje techniczne spełniły swoje cele i założenia. Były bardzo dobrze przygotowane organizacyjnie i merytorycznie, dzięki bardzo dużemu zaangażowaniu partnerów i realizatorów Projektu, a także instytucji i firm współpracujących. Ponownie podkreślić trzeba bardzo profesjonalne i fachowe tłumaczenia konsekutywne polsko-angielskie.

Bardziej szczegółowe spostrzeżenia i rekomendacje z Wizyty studyjnej w Polsce i propozycje do uwzględnienia w Raporcie z wizyt studyjnych (Dz. 5) zawierają Sprawozdania techniczne opracowane przez partnerów, ekspertów i przedstawicieli Miast. Raporty takie były wykonane w ramach odrębnego Działania 4 (dotyczyło ono również opracowania podobnych sprawozdań technicznych z wizyt studyjnych w Norwegii – Dz. 2 i Islandii – Dz. 3).

Działanie 2. Wizyta studyjna w Norwegii, 9-13.10. 2017

Wizyta studyjna w Norwegii (w mieście Bergen) miała na celu zapoznanie się z dobrymi praktykami i doświadczeniami pracy pomp ciepła w instalacjach grzewczych w Norwegii w wybranych obiektach; wizyty w wybranych obiektach; nawiązanie kontaktów ukierunkowanych na współpracę w Projekcie, a także możliwość przyszłej bilateralnej współpracy i projektów; zebranie informacji i obserwacji dla potrzeb realizacji Projektu.
Uczestnikami wizyty byli przedstawiciele partnerów z Polski, miast, eksperci (21 osób), reprezentacji partnera z Islandii (3 osoby), EGEC (1 osoba), a także organizatorzy – przedstawiciele strony norweskiej. Program obejmował:

- Seminarium wprowadzające, 10.10.2017,
- Wizyty techniczne w wybranych obiektach w Bergen stosujących energię geotermalną w celach grzewczych za pomocą pomp ciepła oraz nowoczesne rozwiązania energooszczędne i efektywne energetycznie,
- Robocze dyskusje i spotkania dotyczące realizowanych wspólnie tematów w ramach Projektu.
- Robocze międzynarodowe okresowe spotkanie partnerów (IM) – 11-12.10.2017; raportowane w ramach Działania 7).

Seminarium wprowadzające

Seminarium odbyło się 10.10.2017 w Bergen. Otworzyli je dr Kirsti Midtomme (koordynatorka ze strony CMR) oraz przewodniczący Rady Miejskiej Bergen. Następnie dokonano prezentacji Partnerów Projektu, przedstawiono jego główne cele i założenia; wprowadzono w tematykę ciepłownictwa geotermalnego w Europie, Polsce i przede wszystkim w Norwegii – szczególnie układów grzewczych i rozwiązań z zastosowaniem geotermalnych pomp ciepła (w tym o dużej mocy) odpowiednie dla warunków polskich, korzyści ekonomiczne, ekologiczne i społeczne z tym związane. Sporo miejsca poświęcono zagadnieniom podziemnego magazynowania energii (ATES, UTES) oraz niskoemisyjnym i energooszczędnym strategiom rozwoju miasta Bergen i Norwegii, zastosowaniom ciepła Ziemi i in. perspektywicznych dla Norwegii i Polski źródeł OZE. Tematy były prezentowane przed specjalistów z CMR, współpracujących instytucji i firm, a niektóre referaty były wygłoszone przez innych partnerów – OS, EGEC, IGSMiE. Seminarium było bardzo dobrym wstępem do wizyt

technicznych, okazją do bliższego poznania i zacieśnienia kontaktów i współpracy, zarówno w związku z już realizowanym Projektem, jak i ewentualnymi następnymi.

Elektroniczne wersje wybranych prezentacji przedstawionych podczas seminarium zamieszczono na stronie internetowej Projektu (www.eeagrants.agh,edu.pl).

Wizyty techniczne w wybranych obiektach w Bergen stosujących energię geotermalną w celach grzewczych za pomocą pomp ciepła oraz nowoczesne rozwiązania energooszczędne i efektywne energetycznie

W dniach 11-12.10.2017 odbyły się wizyty techniczne w wybranych obiektach w Bergen stosujących geotermalne pompy ciepła oraz efektywne i energooszczędne technologie grzewcze do ogrzewania i chłodzenia budynków (Sweco Norge, NTNU, Høyteknologisenteret University, in.). Zwracała uwagę dbałość o wprowadzanie takich rozwiązań i ich dostosowanie do lokalnych uwarunkowań. Zapoznano się także z warunkami geotermalnymi i geologicznymi Norwegii, szczególnie w Bergen i okolicy.

Program wizyt był bardzo bogaty, poczyniono wiele pouczających obserwacji, uzyskano wiele istotnych informacji, a obiekty i instalacje były tak dobrane, aby były przydatne dla wybranych Miast Projektu i warunków polskich.

Wizyta techniczna w Norwegii spełniła swoje cele i założenia. Podobnie jak w przypadku Polski i Islandii (Dz.1 i Dz. 3) była bardzo dobrze przygotowane organizacyjnie i merytorycznie.

Więcej informacji nt. Wizyty studyjnej w Norwegii i wynikające z niej obserwacje i wnioski zawierają Sprawozdania techniczne opracowane przez partnerów, ekspertów i przedstawicieli Miast – wykonane w ramach odrębnego Działania 4 (dotyczyło ono również podobnych sprawozdań z wizyt studyjnych w Polsce – Dz. 1. i Islandii – Dz. 3).

Robocze dyskusje i spotkania dotyczące realizowanych wspólnie tematów w ramach Projektu.

Podczas Wizyty prowadzono dyskusje i wymianę opinii pomiędzy jej uczestnikami na temat wizytowanych obiektów oraz prac prowadzonych w ramach Projektu, uzgadniano dalszy sposób ich prowadzenia, aby uzyskać założone cele zwłaszcza w sytuacji bardzo krótkiego czasu jego realizacji i bogatego zakresu tematycznego. Wskazywano także na pierwsze poczynione wnioski, jakie wypływają dla stron Projektu, zwłaszcza dla partnerów i samorządów.

Okresowe spotkanie partnerów (IM)

Spotkanie to (IM) w międzynarodowym gronie odbyło się 11-12.10.2017 (jest ono raportowane w Działaniu 7),

Działanie 3. Wizyta studyjna w Islandii, 2-7.10.2017

Wizyta studyjna w Islandii miała na celu zapoznanie z dobrymi praktykami geotermalnego ciepłownictwa sieciowego i nawiązanie kontaktów przedstawicieli z Polski i Islandii ukierunkowanych na współpracę w ramach Projektu oraz na możliwość przyszłej bilateralnej współpracy i projektów. Było to realizowane poprzez seminarium, wizyty techniczne w wybranych obiektach; dyskusje robocze; nawiązanie kontaktów; zebranie informacji dla potrzeb realizacji Projektu.
Uczestnikami wizyty byli przedstawiciele partnerów z Polski, miast, eksperci (20 osób), EGEC (1 osoba), obserwatorzy (z Ministerstwa Środowiska i NFOŚiGW – 3 osoby), a także organizatorzy – przedstawiciele strony islandzkiej. W jednym ze spotkań uczestniczył też przedstawiciel Ambasady RP w Reykjaviku.

Wizyta odbyła się w dniach 2-7.10.2017 r. i obejmowała:

- Seminarium w siedzibie Krajowej Agencji Energii (OS) w Reykjaviku – 3.10.2017,
- Wizyty techniczne w wybranych obiektach w Reykjaviku i południowej części Islandii stosujących energię geotermalną w celach grzewczych oraz w przedsiębiorstwach geotermalnych i energetycznych – 4–6.10.2017,
- Robocze dyskusje i spotkania dotyczące realizowanych wspólnie tematów w ramach Projektu.

Seminarium wprowadzające

Seminarium odbyło się 3.10.2017 w siedzibie Krajowej Agencji Energii (OS) w Reykjaviku. Przedstawiono główne cele i założenia Projektu; wprowadzono w tematykę ciepłownictwa geotermalnego w Europie, Polsce i przede wszystkim w Islandii – rozwiązania techniczne adekwatne dla Polski, korzyści ekonomiczne, ekologiczne i społeczne związane

z powszechnym stosowaniem geotermii w ciepłownictwie i do innych wielorakich celów tym kraju Darczyńcy, inicjatywy geotermalne, koncepcję klastrów energetycznych – w tym geotermalnych. Zaproszeni przedstawiciele firm i przedsiębiorstw geotermalnych zaprezentowali swoją działalność i możliwości współpracy bilateralnej, także w obszarach innowacyjnych.

Seminarium było dobrym wprowadzeniem do wizytacji obiektów technicznych i dyskusji merytorycznych między uczestnikami w kolejnych dniach, zwłaszcza w kontekście wspólnych prac w Projekcie.

Elektroniczne wersje wybranych prezentacji podczas seminarium są na stronie Projektu (www.eeagrants.agh.edu.pl).

Wizytacje techniczne w wybranych obiektach wykorzystujących energię geotermalna w ciepłownictwie i do innych wszechstronnych celów perspektywicznych w Polsce

W dniach 4-5.10.2017 odbyły się wizyty techniczne w wybranych obiektach stosujących energie geotermalną w ciepłownictwie (miasteczko Seltjarnarnes i aglomeracja Reykjaviku), ogrodnictwie szklarniowym, odladzaniu dróg i ciągów pieszych, rekreacji, balneoterapii, zaawansowanej produkcji kosmetyków i produktów biologicznie czynnych, elektrociepłowniach geotermalnych. Podkreślano holistyczne podejście do energii i jej oszczędzania, zapoznano także z uwarunkowaniami geotermalnymi i geologicznymi wyspy.

Program był bardzo bogaty, a odwiedzane obiekty wybrano w taki sposób, aby ich przykłady były przydatne dla wybranych Miast Projektu w Polsce.

Wizyta techniczna w Islandii spełniła swoje cele i założenia. Podobnie jak w przypadku Polski i Norwegii (Dz. 1 i Dz. 2) była bardzo dobrze przygotowane organizacyjnie i merytorycznie, dzięki bardzo dużemu zaangażowaniu partnerów i realizatorów Projektu, a także instytucji i firm współpracujących. Istotne było tez dla pełnego odbioru przekazywanych treści bardzo profesjonalne i fachowe tłumaczenie angielsko-polskie.

Bardziej szczegółowe spostrzeżenia z Wizyty studyjnej w Islandii i propozycje do uwzględnienia w Raporcie z wizyt studyjnych (Dz. 5) zawierają Sprawozdania techniczne opracowane przez partnerów, ekspertów i przedstawicieli Miast – wykonane w ramach odrębnego Działania 4 (dotyczyło ono również opracowania podobnych sprawozdań technicznych z wizyt studyjnych w Polsce – Dz. 1. i Norwegii – Dz. 2).

Robocze dyskusje i spotkania dotyczące realizowanych wspólnie tematów w ramach Projektu, wymiana obserwacji i opinii związanych z Wizytą.

Podczas wszystkich dni Wizyty trwały ożywione dyskusje i wymiana poglądów między wszystkimi uczestnikami, także w mniejszych zespołach i indywidualnie prowadzono dyskutowano trwające prace i uzgadniano m.in. dalszy tok prac nad tematami planowanymi do realizacji w Projekcie. W ostatnim dniu Wizyty podzielono się wspólnie spostrzeżeniami, wnioskami z wizyty, jakie wypływają dla stron Projektu, zwłaszcza dla partnerów i samorządów Miast zaangażowanych w Projekt.

Działanie 4. Sprawozdania z wizyt studyjnych

Sprawozdania o charakterze technicznym służyły przedstawieniu spostrzeżeń i obserwacji z wizyt studyjnych, a także propozycji istotnych kwestii do uwzględnienia podczas opracowywania Raportu z wizyt studyjnych (Dz.. 5) – głównego efektu rzeczowego Projektu. Zostały przygotowane przez zespoły przedstawicieli partnerów Projektu, ekspertów, przedstawicieli miast biorących udział w poszczególnych wizytach studyjnych. Zawarte w nich bardzo przydatne spostrzeżenia, rekomendacje, propozycje zostały w dużej mierze uwzględnione w Raporcie z wizyt studyjnych.

Działanie 5. Raport z wizyt studyjnych

Raport z wizyt studyjnych jest głównym efektem rzeczowym Projektu. Został opracowany na podstawie danych, informacji i obserwacji uzyskanych podczas wizyt studyjnych, a także wieloaspektowych specjalistycznych analiz i prac partnerów w trakcie Projektu. Stanowi główną część niniejszego Raportu. Raport ma szeroki zakres, zawiera m.in. wstępne studia możliwości wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie i efektywnego gospodarowania energią na przykładzie czterech miast w wybranych obszarach Polski, a także m.in. m.in. propozycje ciepłowniczych instalacji pilotowych z zastosowaniem energii geotermalnej w miastach Projektu (oczekuje się, że te propozycje będą możliwe do realizacji w kolejnym okresie funduszy EOG).

Omawia także podstawowe aspekty geologiczne, geotermalne, wiertnicze, technologiczne, energetyczne, narzędzia ekonomiczne, prawne itp. niezbędne dla optymalnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w wybranych miastach (uniwersalne także dla całego kraju) tak, aby służyło to niskoemisyjnej gospodarce, poprawie jakości życia mieszkańców i zrównoważonego rozwoju. Raport będzie miał istotne znaczenie dla partnerów i in. interesariuszy.

Działanie 5 zawierało 15 poddziałań (5.1–5.15), które podano poniżej:

5.1. Przegląd warunków geotermalnych Polski
5.2. Obecny stan i perspektywy rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce
5.3. Analiza parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych oraz ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego niecki mogileńsko-łódzkiej dla określenia lokalizacji nowej instalacji ciepłowniczej
5.4 – 5.7: wstępne studia możliwości wykorzystania energii geotermalnej w wybranych miastach:
5.4. Poddębice
5.5. Sochaczew
5.6. Konstantynów Łódzki
5.7. Lądek Zdrój
5.8. Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie technologii wiertniczych, wyposażania otworów, badań i pomiarów otworowych dla potrzeb geotermii w Polsce – wnioski dla wybranych obszarów Projektu
5.9. Najlepsze praktyki w zakresie wierceń geotermalnych na Islandii przydatne dla Polski
5.10. Pompy ciepła w ciepłownictwie geotermalnym w Norwegii i Islandii – rekomendacje dla Polski
5.11. Technologie podziemnego magazynowania ciepła w Norwegii i w Europie – rekomendacje dla Polski
5.12. Uwarunkowania prawne i finansowe pomyślnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego
5.13. Generalne uwarunkowania rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i proponowane działania
5.14. Propozycje projektów pilotowych w Polsce na podstawie wyników Projektu,
5.15. Końcowe opracowanie i konsultacje Raportu z wizyt studyjnych.

Szczegółowe opracowania 5.1 – 5.14. Działania 5 zamieszczono w Części II Raportu.

Działanie 6. Upowszechnianie Projektu

Działanie 6 obejmowało:

- Konferencję podsumowującą Projekt,
- Przedstawienie niektórych wyników Projektu podczas wybranej konferencji w kraju organizowanej przez inne podmioty (w Krakowie),
- Stronę internetową, ulotki informacyjne, roll'up, plakat,
- Artykuły podsumowujące raport z wizyt studyjnych i wyniki Projektu.

Zakres zrealizowanych prac w ramach Działania 6 był szerszy niż początkowo planowany – obejmował zarówno te przewidywane na etapie składania wniosku o dofinansowanie, a także inne, które wykonano w związku z zaistniałymi na bieżąco możliwościami upowszechnienia Projektu podczas kilku innych wydarzeń wysokiego szczebla o znaczeniu ogólnokrajowym i międzynarodowym, na które zaproszono przedstawiciela lidera Projektu.

Konferencja podsumowująca Projekt

Konferencja odbyła się 24.10.2017 w siedzibie Ministerstwa Środowiska w Warszawie. Ministerstwo było współorganizatorem Konferencji, a zaproszenia na nią zostały wystosowane wspólnie przez Pana Prof. Mariusza O. Jędryska – Sekretarza Stanu, Pełnomocnika Rządu ds. Polityki Surowcowej i Pana Prof. Krzysztofa Galosa – Dyrektora IGSMiE PAN (lidera Projektu).
Konferencję otworzył Minister Środowiska – Pan Prof. Jan Szyszko. W Konferencji wzięło udział ponad 80 osób. O zainteresowaniu i ważności tematyki i Projektu świadczy m.in. udział przedstawicieli kierownictw Ministerstw Środowiska, Energii, Kancelarii Prezesa RM, NFOŚiGW, Ambasady Królestwa Norwegii w Polsce – kraju Darczyńcy, członków Parlamentu RP. Wśród uczestników Konferencji byli przedstawiciele partnerów Projektu, miast, eksperci, a także m.in. ministerstw, agend rządowych, samorządów, inwestorów, firm ciepłow-niczych, geotermalnych, konsultingowych, stowarzyszenia branżowego, PIG-PIB (realizującego komplementarny projekt EOG Geotermal4PL).

Podczas Konferencji przedstawiono główne wyniki prac Projektu, w tym m.in. wstępne studia możliwości wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie w wybranych miastach, propozycje projektów pilotowych, wprowadzenia niezbędnych narzędzi finansowych, itp. Przedstawiono 5 wystąpień (osoby z kierownictw resortów Ministerstwa Środowiska, Energii, KPRM, NFOŚiGW, Ambasady Królestwa Norwegii w Polsce). Wygłoszono 19 referatów dotyczących wybranej kluczowej tematyki Projektu.

W opinii uczestników Konferencja stała na wysokim poziomie organizacyjnym i merytorycznym, wskazała na ważność zagadnień realizowanych w ramach Projektu dla dalszego rozwoju geotermii w Polsce.

Elektroniczne wersje referatów z Konferencji są na stronie internetowej Projektu (www.eeagrants.agh.edu.pl).

Upowszechnienie Projektu podczas wybranej konferencji w kraju.

Była to IX Konferencja Naukowa „Ochrona i inżynieria środowiska – zrównoważony rozwój" z okazji 25-lecia Szkoły Ochrony i Inżynierii Środowiska im. Walerego Goetla (twórcy sozologii, prekursora idei zrównoważonego rozwoju i ochrony zasobów naturalnych). Ta prestiżowa Konferencja odbyła się 7-8.09.2017. Została zorganizowana przez Akademię Górniczo-Hutniczą (sesje w Krakowie i w Kocierzy). W Konferencji ze strony Partnerów Projektu uczestniczyło 5 osób z IGSMiE PAN, AGH, Politechniki Wrocławskiej.

Przedstawiły one 5 referatów upowszechniających Projekt i jego niektóre wyniki.

Wygłoszone referaty opublikowano w recenzowanym wydawnictwie „Monografie Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH" pod tytułem „Energia geotermalna – możliwości dla niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy jakości życia i zrównoważonego rozwoju w wybranych obszarach Polski" (Nr 4, 2017, ISBN 83-922535-1-8, Wyd. SOiIS, AGH Kraków). Egzemplarze Monografii przekazano wszystkim uczestnikom ww. Konferencji (ok. 100 osób), a także partnerom raportowanego Projektu, ekspertom, Urzędom Miast Projektu, współpracującym podmiotom (Uzdrowisko Lądek–Długopole SA, Geotermia Poddębice SA) oraz niektórym uczestnikom Konferencji otwierającej (18.09.2017) i podsumowującej Projekt (24.10.2017).

Dodatkowo – oprócz ww. działań planowanych na etapie przygotowywania wniosku Projektu – w ramach Działania 6 upowszechnianie Projektu i jego roli dla rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce zrealizowano podczas nast. ważnych konferencji wysokiego szczebla:

Międzynarodowa Konferencja z cyklu „Europa Karpat" pod patronatem Marszałka Sejmu RP w ramach XXVII Forum Ekonomicznego w Krynicy Zdroju.

Odbyła się 5-7.09.2017. Ze strony partnerów Projektu uczestniczyła kierownik Projektu (IGSMiE PAN) – zaproszona do dyskusji panelowej w dn. 6.09.2017 (z udziałem Głównego Geologa Kraju, wiceministra środowiska Słowacji, dyrektor wykonawczej IGA oraz przedstawicielki Węgierskiej Służby Górniczej i Geologicznej). Podczas panelu powoływała się i przedstawiła raportowany Projekt jako dobry przykład działań na rzecz rozwoju wykorzystania geotermii w lokalnym ciepłownictwie w Polsce i krajach Europy Środkowej, wskazując m.in. na potrzebę dalszej współpracy w tym zakresie w ramach mechanizmów EOG, także w szerszym wymiarze z udziałem państw Darczyńców i państw tej części Europy, w tym Polski, a także m.in. Węgier, Słowacji, Rumunii, które posiadają perspektywiczny potencjał geotermalny.

Panel ekspercki dot. geotermii i geotermiki w trakcie Targów „POL-ECO SYSTEM 2017" w Poznaniu.

Panel odbył się 17.10.2017 w ramach cyklu dot. Strategii Surowcowej Kraju organizowanego przez Ministerstwo Środowiska. W panelu „Ciepło Ziemi – geotermia i geotermika" na zaproszenie Pełnomocnika Rządu ds. Polityki Surowcowej Kraju uczestniczyła kierownik Projektu (IGSMiE PAN), razem z zastępcą prezesa NFOiGW, prezesem PEC Geotermia Podhalańska SA, reprezentantem PIG-PIB. Przedstawiła ona m.in. Projekt EOG jako przykład realizacji prac przyczyniających się do czystego ekologicznie ciepłownictwa geotermalnego w Polsce i wspierania w tym zakresie działań i inicjatyw Rządu RP.

Konferencja końcowa komplementarnego Projektu EOG „Geotermal4PL" w Warszawie

Partnerami tego Projektu są PIG-PIB (Polska) i CMR (Norwegia).

Podczas Konferencji, która odbyła się 25.10.2017 w Warszawie (w trakcie Targów i Konferencji „Renexpo") przedstawiono główne cele, działania i wyniki raportowanego Projektu (kierownik Projektu – IGSMiE PAN).

Wydarzenie towarzyszące na temat geotermii w Polsce zorganizowane przez Ministerstwo Środowiska podczas COP23 w Bonn – 16.11.2017

Wydarzenie odbyło się podczas COP23 w Bonn. Tematem były stan, perspektywy, przykłady dobrych praktyk ciepłownictwa geotermalnego w Polsce, a także wybrane tematy badawcze, projekty krajowe i międzynarodowe. Uczestniczyła w nim kierownik Projektu (IGSMiE PAN), która przedstawiła m.in. cele, założenia i wyniki Projektu EOG oraz propozycje kolejnych projektów bilateralnych w ramach tego mechanizmu.

Strona internetowa Projektu

Zaprojektowano, uruchomiono i prowadzono stronę internetową Projektu www.eeagrants.agh.edu.pl. Zamieszczano na niej podstawowe informacje o Projekcie, jego bieżących działaniach i pracach, zdjęcia, prowadzono aktualizację. Strona realizowała funkcję informacyjną i promocyjną. Linki do niej zamieścili inni partnerzy Projektu. Na tej stronie zamieszczone zostały też linki do stron funduszy EOG i norweskich.

Ulotka informacyjna promująca Projekt

Opracowano tekst (w jęz. polskim i angielskim), zaprojektowano graficznie i wydrukowano ulotkę informacyjną promującą Projekt – po 1000 egzemplarzy w każdym z języków.
Była ona przekazana uczestnikom Konferencji otwierającej, podsumowującej, innych konferencji i wydarzeń, w których brali udział partnerzy, eksperci, przedstawiciele Miast Projektu, potencjalni inwestorzy, przedsiębiorcy, inne podmioty zainteresowane Projektem i wykorzystaniem geotermii w ciepłownictwie w Polsce, przedstawicielom mediów. Egzemplarze ulotki zostały też przekazane Partnerom, realizatorom Projektu, in. podmiotom do dalszej promocji, Operatorowi Programu. Była i jest dostępna w instytucjach Partnerów do dalszego upowszechniania.
Wersja elektroniczna ulotki jest także umieszczona na stronie internetowej Projektu i na stronach jego partnerów.

Roll'up i plakat informacyjno-promocyjny

Opracowano projekt graficzny i wydrukowano roll'up i plakat informacyjno-promocyjny. Too'up służył do upowszechniania Projektu podczas Konferencji otwierającej i podsumowującej Projekt., wizyt studyjnych Roll'up i plakat umieszczono w widocznych miejscach w obiektach Partnerów Projektu.

Artykuły naukowe, popularno–naukowe

- Pięć artykułów prezentujących Projekt i niektóre wyniki opublikowano w „Monografii Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH" pt. „Energia geotermalna – możliwości dla niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy jakości życia i zrównoważonego rozwoju w wybranych obszarach Polski" – jako dodatkowy efekt Projektu i niektórych wyników podczas IX Konferencji Naukowej „Ochrona i inżynieria środowiska – zrównoważony rozwój" w dn. 7-8.09.2017.
- Artykuł informacyjny o Projekcie w czasopiśmie „GlobEnergia" (Nr 4, 2017),
- Opracowanie i przesłanie abstraktu artykułu "Developing of geothermal district heating solutions for 4 towns in Poland" na wydarzenie "Nordic Geological Winter Meeting" w Danii,
- Artykuły podsumowujące Raport z wizyt studyjnych i wybrane wyniki – w czasopiśmie naukowym „Technika Poszukiwań geologicznych. Geotermia i Zrównoważony Rozwój" (nr 2/2017) zamieszczono 15 artykułów dotyczących raportowanego Projektu: artykuł bilateralny podsumowujący wyniki Projektu, a także czternaście artykułów dotyczących wybranych tematów opracowanych w jego ramach,
- Opracowano i wydano płytę CD z zasadniczym tekstem Raportu z wizyt studyjnych (w jęz. polskim i jęz. angielskim).

Działanie 7. Zarządzanie Projektem i promocja

Działanie obejmowało zarządzanie pracami Projektu, spotkania robocze partnerów, promocję Projektu. W ramach zarządzania przeprowadzono m.in. spotkania robocze partnerów, a w ramach promocji przygotowano materiały konferencyjne, przygotowano i opublikowano notatki prasowe, prowadzono akcję informacyjną w środkach społecznego przekazu i mediach elektronicznych.

Przygotowanie materiałów konferencyjnych

Obejmowało ono opracowanie merytoryczne, graficzne oraz wydruk programów Konferencji otwierającej i podsumowującej, opracowanie graficzne i wytłoczenie płyt CD z prezentacjami konferencyjnymi, zakup i przygotowanie in. materiałów, plakietki identyfikacyjne. Przekazano je uczestnikom Konferencji i wizyt studyjnych.

Spotkania robocze partnerów Projektu

Odbyły się trzy międzynarodowe spotkania robocze partnerów Projektu:

- Spotkanie inauguracyjne (Kick-off-Meeting, KoM) – 18.09.2017 w Łodzi (Polska),
- Spotkanie okresowe (Interim Meeting, IM) – 11 i 12.10.2017 w Bergen (Norwegia),
- Spotkanie końcowe (Final Meeting, FM) – 25.10.2017 w Warszawie (Polska).

Odbyły się także krajowe spotkania robocze polskich partnerów i realizatorów Projektu w nast. terminach: 20.07.2017, 22.08.2017, 31.08.2017.

Promocja Projektu obejmowała:

- Notatki prasowe,
- Informacje w prasie, telewizji, mediach elektronicznych.

Notatki prasowe

Notatki prasowe promujące działania Projektu zostały opracowane w jęz. polskim i angielskim. Rozesłano je do redakcji niektórych tytułów prasowych, niektórych czasopism branżowych OZE, do partnerów Projektu polskich i zagranicznych, do Ministerstwa Środowiska, NFOŚiGW, przekazano przedstawicielom prasy i mediów lokalnych podczas konferencji otwierającej i podsumowującej Projekt, wizyt studyjnych, partnerom projektu, przedstawicielom miast i współpracujących instytucji. Kopie notatek prasowych umieszczono jako załączniki do niniejszego Sprawozdania.

Informacje w prasie, telewizji

Informacje o Projekcie ukazały się (wg posiadanego dotychczas rozeznania):

- w prasie: w kilku tytułach prasy lokalnej w miastach, dla których realizowany był Projekt, w „Morgunbladid" – jednym z głównych dzienników na Islandii,
- w telewizji: m.in. w programie telewizji regionalnej TVP3 Łódź – relacja dot. Projektu podczas wizyty studyjnej w Poddębicach); w jednym z kanałów telewizji islandzkiej (wywiad z kierownik Projektu oraz koordynatorem ze strony islandzkiej, OS – 4–5.09.2017).

Informacje w mediach elektronicznych

Informacje o Projekcie zamieszczane były na portalach i stronach internetowych Partnerów Projektu i wybranych Miast. Ukazały się one także na oficjalnym portalu internetowym i facebook'u Ministerstwa Środowiska – w związku z konferencją otwierającą i podsumowującą Projekt.

Działanie 8. Koszty pośrednie

Koszty pośrednie były obliczone i realizowane zgodnie z wytycznymi EOG w tym zakresie.

6. Główne efekty rzeczowe – opracowania Projektu

Do głównych opracowań powstałych dzięki realizacji Projektu należą m.in.:

- Uaktualnienie warunków geotermalnych niecki mogileńsko-łódzkiej pod kątem dalszych perspektyw dla ciepłownictwa geotermalnego,
- Wstępne studia możliwości wykorzystania energii geotermalnej w wybranych miastach,
- Propozycja wprowadzenia różnorodnych instrumentów finansowych dla geotermii, w tym m.in. powołania funduszu ubezpieczenia ryzyka geologicznego,
- Właściwe technologie wiertnicze i badania otworowe w geotermii,
- Zastosowania pomp ciepła w ciepłownictwie geotermalnym,
- Generalne uwarunkowania i propozycje dla rozwoju geo-ciepłownictwa w Polsce (w miastach),
- Propozycje ciepłowniczych instalacji pilotowych z zastosowaniem energii geotermalnej (które będą możliwe do realizacji w kolejnym okresie finansowania z grantów EOG / FN),

Prace Projektu przyczyniły się do osiągnięcia kilku ważnych celów i wskazały szereg niezbędnych czynników i dalszych działań dla pomyślnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce:

- Zwiększenie wiedzy osób decyzyjnych szczebla regionalnego, lokalnego i centralnego na temat potencjału geotermalnego i zalet jego szerszego wykorzystania w ciepłownictwie,
- Potrzeba szkolenia techników i decydentów z władz regionalnych i lokalnych w celu zapewnienia zaplecza technicznego niezbędnego do zatwierdzania i wspierania projektów,
- Modernizacja miejskich systemów ciepłowniczych jest szansą na wprowadzanie do nich energii geotermalnej,
- Potrzebne jest zwiększenie roli niezależnych organów regulacyjnych,
- Widoczna jest potrzeba zwiększenia roli i zaangażowania firm ciepłowniczych w rozwoju geo-ciepłownictwa,
- Niezbędne jest ustanowienie równych szans między cenami ciepła z energii geotermalnej, węgla i gazu oraz odpowiednie opodatkowanie emisji gazów cieplarnianych w sektorze ciepłowniczym,
- Uwzględnienie dodatkowych elementów wspierających rozwój ciepłownictwa geotermalnego, jakie mogą wprowadzić organa publiczne, zwiększenie efektywności energetycznej itp.,
- Rozważenie, jakie międzynarodowe instytucje finansowe mogą wspomóc ciepłownictwo geotermalne,
- Szeroka i efektywna kampania informacyjna dot. ważnej roli, jaką energia geotermalna może odgrywać dla uzyskania korzyści ekonomicznych i rozwoju gospodarczego, łagodzenia zmian klimatu i poprawy jakości życia,
- Uproszczenie procedur administracyjnych i ogólnych warunków ramowych oraz opracowanie koncepcji i strategii rozwoju geotermalnych systemów ciepłowniczych w miastach w Polsce.

7. Rola Projektu we wspieraniu rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce

Polska znajduje się u progu długo oczekiwanego szerszego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego. Taka możliwość jest obecnie realna w dużej mierze dzięki uruchomieniu w 2016 r. rządowemu systemowi wsparcia wierceń badawczych i in. przedsięwzięć związanych z tą dziedziną ekologicznego ogrzewania (i ko-generacji). Jest wiele przesłanek ku temu, aby zrealizować to dobrze, efektywnie energetycznie i osiągnąć poziom zbliżony do krajów wiodących na kontynencie europejskim. Aby tak się stało – ważne jest m.in. korzystanie z doświadczeń, najlepszych technologii, rozwiązań i współpraca z najlepszymi specjalistami zagranicznymi – w tym zespołami z Norwegii, Islandii, a także z EGEC – główna europejską organizacją branżową. Przyczynił się do tego omawiany Projekt – jego wyniki są i będą przydatne dla samorządów zarówno miast biorących udział w Projekcie, jak i wielu innych miejscowości, naukowców, praktyków wielu specjalności związanych z ciepłownictwem / geo-ciepłownictwem, osób decyzyjnych różnych szczebli.

Spożytkowanie wyników, opracowań i rekomendacji tego Projektu zwiększy szanse na właściwe zaprojektowane, efektywne energetycznie i ekonomicznie instalacje geotermalne, a także na optymalizację obecnie pracujących. Taką rolę tego predefiniowanego Projektu wzmacnia fakt jego realizacji z inicjatywy Pełnomocnika Rządu RP ds. Polityki Surowcowej Kraju, wsparcie i zainteresowanie jego realizacją ze strony Ministerstwa Środowiska oraz NFOŚiGW.

8. Przykłady, obserwacje i rekomendacje dla wybranych miast i Polski wynikające z realizacji Projektu

Wspólne prace, dyskusje, wymiana informacji, wizyty studyjne i spotkania w ramach Projektu poskutkowały m.in. następującymi spostrzeżeniami i rekomendacjami zarówno dla wybranych miast, jak i w szerszym wymiarze ogólnopolskim. Ich osią jest energia geotermalna i efektywność energetyczna, chociaż często obejmują one szersze spectrum zagadnień i szerszy wymiar. Stanowią inspiracje i argument dla podjęcia wielu bardziej kompleksowych i zaawansowanych działań przez samorządy lokalne we współpracy z naukowcami, praktykami i podmiotami decyzyjnymi. W sposób hasłowy można przedstawić je następująco:

- Coraz bardziej niezbędne jest w Polsce kompleksowe (holistyczne) podejście do energii i jej roli,
- Geotermia może być osią nowoczesnego i innowacyjnej lokalnego i regionalnego rozwoju gospodarczego,
- Konieczne jest zwiększanie efektywności energetycznej w ciepłownictwie (także geotermalnym) w Polsce, wprowadzanie niżej temperaturowych układów grzewczych, zwiększanie odbioru ciepła i aktywna rola końcowych odbiorców ciepła w tym zakresie, co pozwoli na rozwój inteligentnych sieci grzewczych – nowej generacji ciepłownictwa sieciowego w XXI wieku,

- Energia geotermalna + efektywność energetyczna + magazynowanie energii = zadanie / rekomendacje dla Miast Projektu i innych obszarów Polski,
- Woda geotermalna o niskiej temperaturze (np. po schłodzeniu w wymiennikach ciepła) – powinna być traktowana nie jako odpad, a nadal jako surowiec i motywacja dla jej praktycznego zagospodarowania /"każdej kropli"/,
- Prawidłowa eksploatacja, badania, modelowanie, monitoring złoża geotermalnego – to podstawa długoletniej stabilnej pracy ciepłowniczego systemu geotermalnego (otwory produkcyjne, chłonne, zapobieganie korozji, kolmatacji),
- Właściwe technologie wiertnicze, badania otworowe i zabiegi w geotermii są kluczowe dla prawidłowej bezawaryjnej eksploatacji otworów i systemów geotermalnych – w Polsce jest dużo w tym zakresie do zastosowania i zmian,
- Pompy ciepła w geotermii – w warunkach polskich powinny być właściwie dobierane, biorąc pod uwagę m.in. zarówno koszty inwestycyjne, jak i operacyjne z nimi związane. Należy także każdorazowo określić ich czas pracy w ciągu roku w określonych indywidualnych przypadkach i związane z tym aspekty ekonomiczne,
- Konieczne jest stałe podnoszenie wiedzy ogólnej i specjalistycznej oraz poziomu wiadomości wielu grup społecznych dot. geotermii, efektywności energetycznej,
- Klastry energetyczne – inicjatywy sprawdzone w Islandii i Norwegii są zachętą do ich powoływania także w Polsce.

9. Możliwości, obszary i formy dalszej współpracy w obszarze geotermii i efektywności energetycznej w ramach kolejnej perspektywy EOG /NMF

Przebieg współpracy w ramach omawianego Projektu, osiągnięte wyniki ugruntowały wszystkich jego Partnerów i realizatorów w przekonaniu o zasadności i potrzebie dalszej współpracy. Jej podstawę stanowią:

- Nawiązane dobre wzajemne kontakty zawodowe i osobiste,
- Istotna wartość, jaką jest spotkanie i zainicjowanie współpracy pomiędzy zespołami wiodącymi w swych krajach i na arenie międzynarodowej, która powinna wymaga kontynuacji i rozwijania,
- Wszechstronna wiedza, doświadczenie i twórcza inwencja osób i zespołów, która jest zdolna kreować kolejne zaawansowane i innowacyjne tematy i projekty (badawcze, wdrożeniowe, inwestycyjne).

Powyższe czynniki są dużą szansą na sukces we wspólnym poszerzaniu dotychczasowego zakresu tematów w ramach mechanizmów finansowych EOG / NMF, które będą realizowane w następnych okresach w Polsce i z udziałem zespołów w tych krajach.

Współpraca może być z powodzeniem realizowana w kilku obszarach, w tym w zakresie profesjonalnych szkoleń, prac badawczych, projektów pilotowych i inwestycyjnych – z zakresu geotermii, efektywności energetycznej (szczegóły w tym zakresie podano w niniejszym Raporcie z wizyt studyjnych.

Różnorodne formy współpracy w zakresie geotermii i efektywności energetycznej w ramach EOG / NMF powinny obejmować m.in.:

- Wizyty studyjne, transfer wiedzy, dobrych praktyk, nawiązanie kontaktów,
- Zaawansowane projekty badawcze, B+R+I,
- Specjalistyczne szkolenia, konsulting,
- Projekty demonstracyjne, pilotażowe, inwestycyjne,
- Transfer, wymiana doświadczeń, technologii, dobrych praktyk w wiertnictwie, pomiarach, wyposażaniu, stymulacji, prawidłowej eksploatacji otworów, modelowaniu złożowym, zastosowaniach praktycznych.

W ten sposób partnerzy projektów wspólnie praktycznie przyczynialiby się m.in. do realizacji celów Mechanizmów EOG i Funduszy Norweskich, ograniczania skutków zmian klimatycznych, realizacji w praktyce zasad zrównoważonego rozwoju, poprawy jakości życia, niskoemisyjnego ciepłownictwa.

Wskazując natomiast na najbardziej perspektywiczne dziedziny rozwoju geotermii w Polsce i współpracy w ramach EOG / NMF należy podać jako główne z nich:

- Ciepłownictwo – systemy c.o. (lokalnie w kogeneracji)
- Rolnictwo ekologiczne, hodowle wodne, zaawansowana biotechnologia,
- Balneoterapia i rekreacja,
- Produkcja wód pitnych i wód mineralnych z wód geotermalnych,
- Geotermalne pompy ciepła (ogrzewanie i chłodzenie),
- Podziemne magazynowanie ciepła.

Uwagi końcowe

Wskazując na perspektywy szerszego wykorzystania geotermii w Polsce i współpracy polsko – norwesko – islandzkiej trzeba podkreślić, że wykorzystywanie tego źródła energii w krajach Darczyńców w powiązaniu z efektywnością energetyczną i holistycznym traktowaniem energii w Islandii i Norwegii oznacza pozytywne efekty ekologiczne, ekonomiczne, społeczne, in., wysoką jakość życia i inne korzyści.

W przypadku Polski natomiast (pomimo, że energetyka bazuje i będzie bazować na źródłach kopalnych) jest wiele możliwości dla wykorzystywania geotermii oraz dla międzynarodowej współpracy – także z Norwegią, Islandią, EGEC także w ramach EEA/NMF.

Można zakończyć stwierdzeniem, że Mechanizm Finansowy EOG / NMF powinien stać się dla Norwegii, Islandii i Polski platformą dla współpracy i inwestowania w solidną i trwałą infrastrukturę geotermalną dla zwiększania bezpieczeństwa energetycznego, uniezależnienia od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych i ograniczania emisji generowanych przez tradycyjne systemy grzewcze.

Pozytywne przykłady i efekty takiej współpracy istnieją już w przypadku np. Węgier i Rumunii. Czas zatem na włączenie Polski we współpracę „geotermalną" w ramach EOG i NMF. Przekonują o tym dobitnie wyniki raportowanego Projektu EOG GeoHeatPol.

CZĘŚĆ II

Dz. 5. RAPORT Z WIZYT STUDYJNYCH

Część II zawiera pełne teksty szerokiego spektrum zagadnień opracowanych przez Partnerów i realizatorów Projektu w ramach Działania 5. Raport z wizyt studyjnych. Są to następujące podrozdziały 5.1 – 5.14:

5.1. Przegląd warunków geotermalnych Polski
5.2. Obecny stan i perspektywy rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce
5.3. Analiza parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych oraz ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego niecki mogileńsko-łódzkiej dla określenia lokalizacji nowej instalacji ciepłowniczej
5.4 – 5.7: wstępne studia możliwości wykorzystania energii geotermalnej w wybranych miastach:
5.4. Poddębice
5.5. Sochaczew
5.6. Konstantynów Łódzki
5.7. Lądek Zdrój
5.8. Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie technologii wiertniczych, wyposażania otworów, badań i pomiarów otworowych dla potrzeb geotermii w Polsce – wnioski dla wybranych obszarów Projektu
5.9. Najlepsze praktyki w zakresie wierceń geotermalnych na Islandii przydatne dla Polski
5.10. Pompy ciepła w ciepłownictwie geotermalnym w Norwegii i Islandii – rekomendacje dla Polski
5.11. Technologie podziemnego magazynowania ciepła w Norwegii i w Europie – rekomendacje dla Polski
5.12. Uwarunkowania prawne i finansowe pomyślnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego
5.13. Generalne uwarunkowania rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i proponowane działania
5.14. Propozycje projektów pilotowych w Polsce na podstawie wyników Projektu

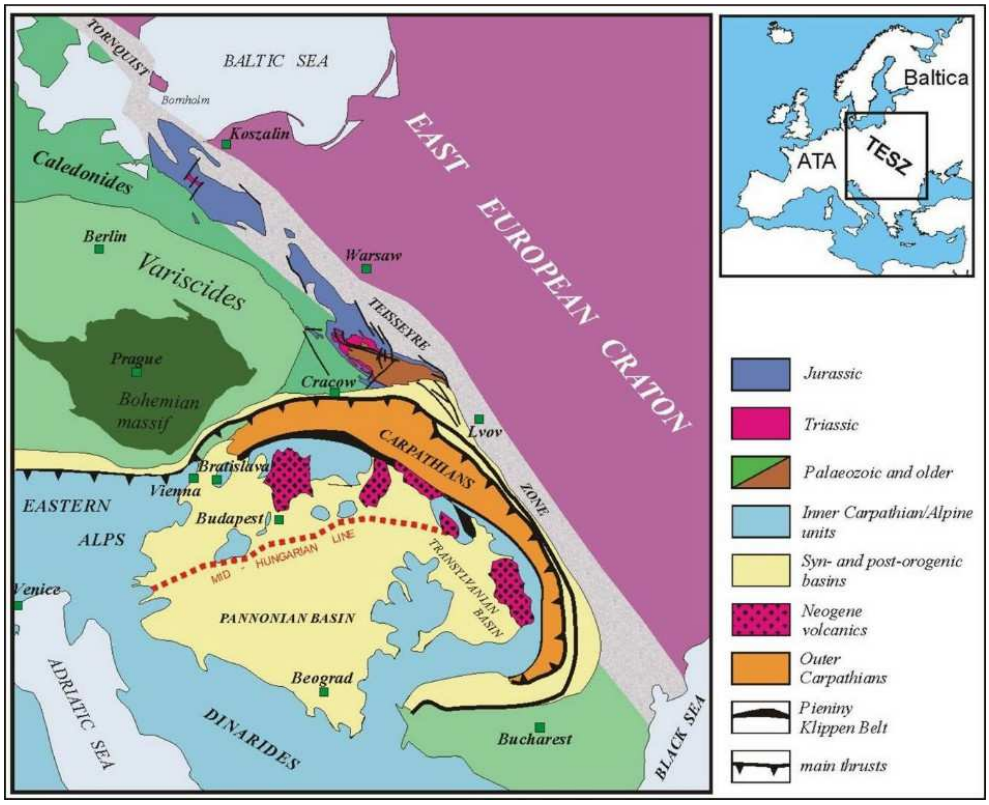
5.1 Przegląd warunków geotermalnych Polski

Rozkład zasobów geotermalnych na świecie jest nierównomierny. Szczególnie sprzyjające warunki do powstania systemów geotermalnych o wysokiej energii, potencjalnie najlepiej nadających się do przemysłowego wykorzystania, istnieją w obrębie płyt litosfery w strefach ryftowych i strefach subdukcji. Polska jest zlokalizowana poza tymi strefami, co oznacza, że na jej obszarze nie występują zasoby geotermalne wysokotemperaturowe. Polska znajduje się w strefie występowania zasobów niskotemperaturowych, dla których kluczowym sektorem zagospodarowania jest ciepłownictwo. Udokumentowane otworami geotermalnymi temperatury wód nie przekraczają 100°C. Najwyższą obecnie temperaturę wody geotermalnej, gdzie określono zasoby eksploatacyjne, odnotowano w Koninie (obszar niecki mogileńsko-łódzkiej). Temperatura wód geotermalnych w złożu (zbiornik dolnojurajski) na końcowej głębokości 2660 metrów wyniosła 97,5°C przy mineralizacji 150 g/m^3 i wysokiej wydajności rzędu 150 m^3/h (www.geotermiakonin.pl).

Warunki geotermalne Polski są stosunkowo dobrze rozpoznane. Badania geotermalne są prowadzone w Polsce od lat 80-tych XX wieku. Kompleksową informację na temat rozpoznania zasobów geotermalnych Polski dostarcza seria Atlasów geotermalnych, obejmująca swoim zasięgiem rejony: Niżu Polskiego, Karpat i zapadliska przedkarpackiego (Górecki (red.) i in., 2006a,b, 2011, 2012, 2013). Prace te wskazują na możliwości wykorzystania zasobów hydrogeotermalnych (zgromadzonych w wodach podziemnych) do celów utylitarnych, przede wszystkim ciepłownictwa, ale także: balneoterapii, rekreacji i in.. Ich uzupełnieniem jest wydany w roku 2014 Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej w układach binarnych w Polsce (Bujakowski, Tomaszewska (red.) i in., 2014) wskazujący na możliwości zagospodarowania istniejących zasobów niskotemperaturowych w wybranych regionach Polski do produkcji energii elektrycznej, co obecnie w Polsce nie jest realizowane.

W ostatnich latach prowadzono także prace badawcze zmierzające do oceny potencjału energetycznego wykorzystania gorących suchych skał (HDR) w systemach EGS (Wójcicki, Sowiżdżał, Bujakowski (red.) i in. 2013; Sowiżdżał et al., 2013, Sowiżdżal, Kaczmarczyk, 2016).

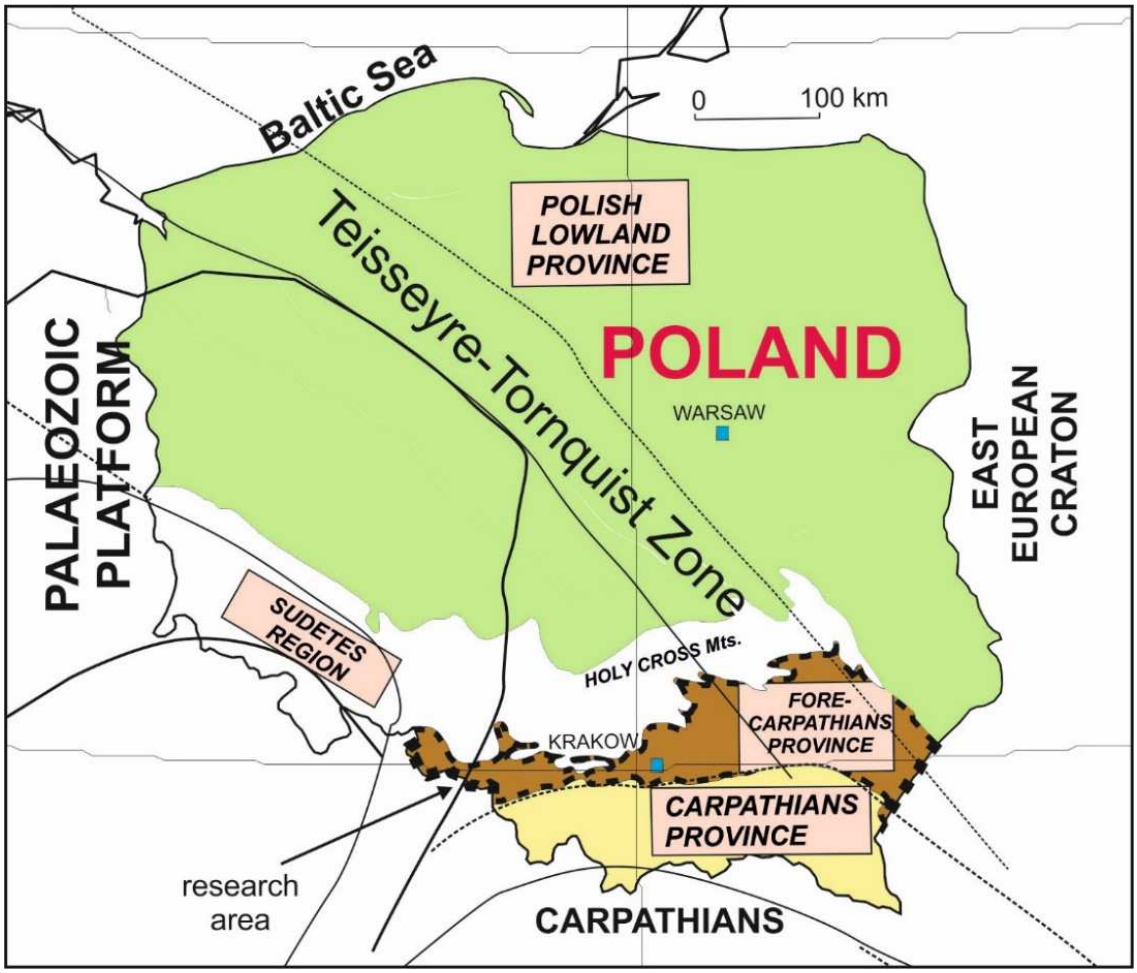
Polska leży na styku trzech głównych struktur tektonicznych Europy: prekambryjska platforma wschodnioeuropejska, młoda platforma paleozoiczna Europy Zachodniej i Środkowej oraz strefa fałdowań alpejskich Europy południowej, z bardzo dobrze rozwiniętym zapadliskiem przedgórskim (Stupnicka, 1997) (Rys.5.1.1). Każda z tych struktur charakteryzuje się odrębnymi warunkami geotermalnymi, zarówno w Europie jak i w Polsce.



Rys. 5.1.1. Szkic tektoniczny Europy Centralnej przedstawiający główne elementy tektoniczne tej części Europy, tworzone przez trzy megajednostki: platformę wschodnioeuropejską, platformę Centralnej i Zachodniej Europy oraz Karpaty. (Źródło: Instytut Geofizyki PAN)

W Polsce zasoby geotermalne zakumulowane są w 4 głównych prowincjach hydrogeotermalnych (Rys.5.1.2):

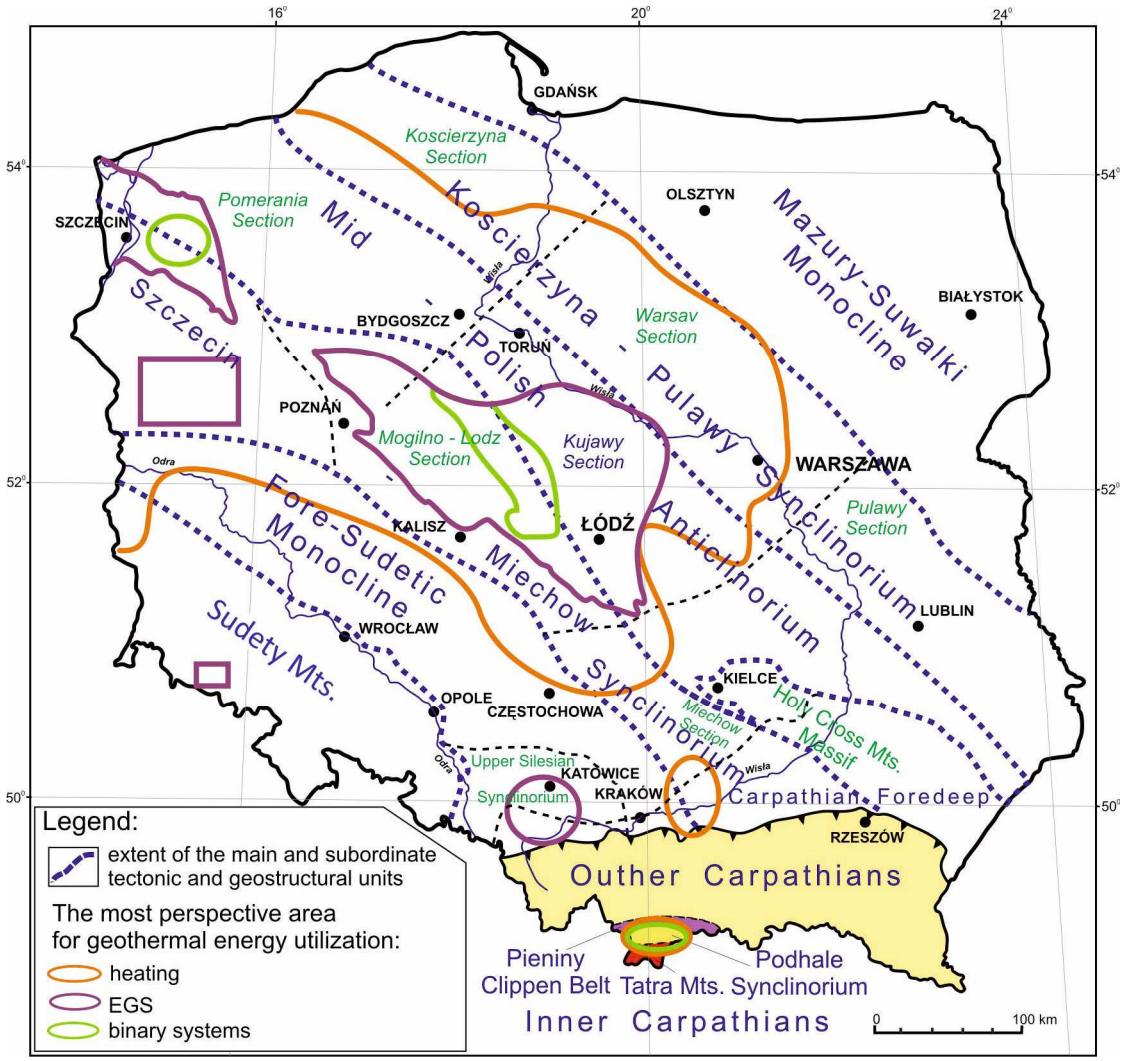
- Niż Polski
- Karpaty
- Zapadlisko przedkarpackie
- Sudety



Rys. 5.1.2. Główne prowincje hydrogeotermalne Polski

Największy potencjał energetyczny w Polsce związany jest z rejonami Niżu Polskiego oraz Podhala (rys.5.1.3.).

Na obszarze Niżu Polskiego na szczególną uwagę zasługuje rejon niecki mogileńsko-łódzkiej, gdzie istnieją perspektywy dla efektywnego zagospodarowania zasobów geotermalnych dla celów energetycznych (zarówno ciepłowniczych jak i produkcji energii elektrycznej w systemach binarnych) oraz budowy instalacji EGS w skałach osadowych. W pozostałych rejonach Polski efektywne zagospodarowanie zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych jest ograniczone niskimi wydajnościami otworów wiertniczych. Charakterystyka czterech prowincji geotermalnych Polski została przedstawiona w poniższych podrozdziałach.



Rys. 5.1.3. Perspektywiczne rejony dla wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce (na podstawie wyników licznych prac naukowych w tym m.in. Górecki (red.) i in., 2006a,b, 2011, 2012, 2013, Górecki i in., 2015; Sowiżdżał i in., 2013) na tle mapy jednostek tektonicznych Polski pod pokrywą kenozoiczną (Żelaźniewicz i in., 2011 - zmodyfikowane przez M. Hajto)

5.1.1. Niż Polski

Rejon Niżu Polskiego jest największym obszarowo rejonem geotermalnym w Polsce. Zasoby geotermalne na tym obszarze związane są z formacjami mezozoicznymi (rys.5.1.4). Regionalna analiza zbiorników wód geotermalnych na Niżu Polskim wskazuje, że wykorzystanie energii do celów ciepłowniczych, technologicznych, balneologicznych i rekreacyjnych powinna opierać się na zasobach dolnojurajskiego i dolnokredowego zbiornika hydrogeotermalnego. Warstwy wodonośne w utworach jury dolnej i kredy dolnej stanowią kompleksy piaskowcowe o wysokich parametrach zbiornikowych. Sprzyja to użytkowaniu dużych wydajności, co wpływa pozytywnie na ekonomicznie uzasadnione budowy zakładów geotermalnych (Górecki i in., 2003; Górecki, Hajto (red.) i in., 2006a; Górecki i in., 2010; Hajto, 2013). Potwierdzają to parametry obecnie pracujących w Polsce ciepłowni geotermalnych wykorzystujących do celów energetycznych wody geotermalne poziomu dolnojurajskiego (Pyrzyce, Stargard Szczeciński) lub dolnokredowego (Uniejów, Mszczonów, Poddębice).

Znaczące zasoby energii geotermalnej na Niżu Polskim są także lokalnie zgromadzone w formacjach jury górnej, jury środkowej, triasu górnego oraz triasu dolnego. Wody geotermalne zbiorników dewonu, karbonu, dolnego i górnego triasu, jak i dolnej i środkowej jury mogą być zastosowane do celów rekreacyjnych, kąpieli i balneoterapii (Górecki, Hajto (red.), i in., 2006b).

Rys. 5.1.4. Przekrój geologiczny przez rejon Niżu Polskiego (Górecki, Hajto, (red.), 2006a)

Zbiornik dolnokredowy

Zasadniczymi poziomami wodonośnymi kredy dolnej są piaskowce zbiornikowe fm. bodzanowskiej dolnego walanżynu uszczelnione ilasto-mułowcowymi utworami fm. Włocławskiej (grn. walanżyn – hoteryw), a tym bardziej piaskowce ogniwa pagórczańskiego (apt), zaś nade wszystko piaskowce ogniwa kruszwickiego (alb dolny i środkowy) najwyższej części fm. mogileńskiej uszczelnione marglisto-węglanowymi utworami albu górnego.

Strop utworów kredy dolnej zalega na głębokościach zmiennych w granicach od około 250 m n.p.m. w rejonie Częstochowy i Kalisza, do ponad -2500 m n.p.m. w rejonie na północny-wschód od Konina. Największe głębokości występowania stropu tych utworów są rejestrowane w centralnych częściach niecki szczecińskiej i mogileńsko-łódzkiej (rzędna poniżej -1000 m n.p.m.). Na podobnych rzędnych układa się powierzchnia stropu utworów dolnokredowych w niecce warszawskiej i lubelskiej. We wszystkich wymienionych jednostkach strukturalnych strop utworów kredy dolnej podnosi się ku strefom brzeżnym do rzędnych powyżej -500 m n.p.m. i dochodzi do nawet 270 m n.p.m. Powierzchnia stropu występuje najwyżej na wyniesieniu łukowsko – hrubieszowskim (-500 ÷200 m n.p.m.) i w północnej części niecki pomorskiej (-750 ÷ -200 m n.p.m.).

Całkowita miąższość utworów dolnej kredy zawiera się w przedziale od kilku do lokalnie ponad 400 m (niecka mogileńska). We wszystkich jednostkach strukturalnych dominują miąższości od 20 do 200 m. Miąższość utworów dolnokredowych z reguły osiąga największe wartości (powyżej 200 m) w osiowych częściach struktur nieckowych, zmniejszając się do kilku, kilkunastu metrów w częściach peryferyjnych. Strukturalny rozkład miąższości jest lokalnie zaburzony w rejonie wysadów solnych i płaszczyzn tektonicznych. Najmniejsze miąższości całkowite tych utworów stwierdzone zostały w niecce lubelskiej, na wyniesieniu łukowsko-hrubieszowskim, wyniesieniu mazursko – suwalskim i syneklizie bałtyckiej (maksymalnie do około 50 m) oraz w niecce szczecińskiej i na obszarze przedsudeckim.

Ogólny rozkład sumarycznej miąższości warstw wodonośnych występujących w utworach dolnej kredy jest zbliżony do rozkładu całkowitej miąższości utworów tego wieku. Miąższość warstw wodonośnych stwierdzonych w profilu utworów dolnokredowych jest zmienna w granicach od kilku do 150–300 m. Największa miąższość występuje w niecce mogileńskiej oraz w północno-wschodniej części niecki łódzkiej, nieco niższe w południowo-zachodniej części niecki warszawskiej. We wszystkich jednostkach strukturalnych stwierdza się tendencję zmniejszania miąższości utworów wodonośnych od części centralnej ku strefom peryferyjnym. Najniższe miąższości tych utworów stwierdzone są w niecce lubelskiej, północno-wschodniej części niecki warszawskiej, w obniżeniu podlaskim, wyniesieniu łukowsko – hrubieszowskim, niecce pomorskiej i szczecińskiej oraz na obszarze przedsudeckim i w niecce miechowskiej.

Rozkład temperatur w stropie utworów dolnokredowych wskazuje na występowanie dominujących obszarowo przedziałów temperaturowych w granicach 20–40ºC. Jedynie w rejonach Skierniewice – Płock, północno-zachodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (rejon Konina) oraz w północno-zachodniej części niecki szczecińskiej temperatury wzrastają do ponad 50ºC i są związane z największymi obniżeniami strukturalnymi centralnej części wymienionych jednostek. Występowanie najwyższych temperatur w stropie utworów dolnej kredy stwierdza się w rejonie Konina (zwłaszcza w kierunku północnym i północno-zachodnim od miasta), gdzie osiąga wartości przewyższające 90ºC.

Mineralizacja wód podziemnych występujących w stropowych warstwach kredy dolnej zmienia się od granic jednostek strukturalnych (strefy wychodni) ku ich partiom centralnym. W strefach wychodni jednostek mineralizacja wód spada poniżej 2 g/dm^3, podwyższając się z kierunkiem przepływu wód i wzrastając z głębokością do 20, a lokalnie nawet powyżej 50 (w rejonach Konina i Mogilna) czy ponad 100 g/dm^3 (niecka szczecińska). Najbardziej wysłodzone dolnokredowe wody podziemne występują w granicach wału kujawskiego (od ok. 1 do 10 g/dm^3), południowo-wschodniej części niecki warszawskiej oraz niecce miechowskiej oraz południowo-wschodniej i zachodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej.

Wody geotermalne występujące w utworach dolnokredowych, z uwagi na mineralizację i warunki przepływu zawierają lub mogą zawierać jony bromowe i jodowe w koncentracjach umożliwiających ich balneologiczne oraz rekreacyjne wykorzystanie (po oddaniu energii cieplnej). Do celów leczniczych mogą być wykorzystywane wody geotermalne występujące w niecce szczecińskiej oraz północno-zachodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (na północ od Konina), zaś dla celów rekreacyjnych praktycznie wody występujące we wszystkich pozostałych jednostkach strukturalnych. W obrębie tych zbiorników zostały wyróżnione obszary jednostek strukturalnych, w których dane (mineralizacja, stężenie Br i J, temperatura) zostały udokumentowane wierceniami i badaniami oraz obszary perspektywiczne.

Wydajności potencjalnych studni są zróżnicowane – niskie (poniżej 25 m^3/h) w niecce lubelskiej, na wyniesieniu łukowsko – hrubieszowskim, obniżeniu podlaskim, wyniesienie mazursko – suwalskim, niecce szczecińskiej i peryferyjnych strefach pozostałych jednostek strukturalnych. Wysokie wydajności potencjalnych dubletów (powyżej 100 m^3/h) mogą być spodziewane w granicach wału kujawskiego i pomorskiego (lokalnie do 200 m^3/h), a szczególnie w niecce łódzkiej (lokalnie ponad 300 m^3/h) i mogileńskiej (lokalnie do 200 m^3/h).

Zbiornik dolnojurajski

Sedymentacja utworów jury dolnej odbywała się na przemian w środowisku lądowym i płytkomorskim. W fazach transgresywnych najczęściej osadziły się heterolity i piaskowce płytszego szelfu, a w fazach regresywnych utwory deltowe, fluwialne i bagienne o zróżnicowanej litologii. Jedynie w pliensbachu w fazie transgresywnej występują ilasto-mułowcowe utwory głębszego szelfu klastycznego. Pod względem litologicznym w profilu jury dolnej dominują miąższe kompleksy utworów piaskowcowych, od drobno- do gruboziarnistych, oraz kompleksy naprzemianległych mułowców, piaskowców i heteroliów. Miąższe kompleksy piaskowcowe związane są z osadami hetangu, synemuru, górnego pliensbachu oraz górnego toarsu.

Miąższe kompleksy iłowcowe, które można korelować na dużych obszarach Niżu Polskiego, występują w dwóch podstawowych przedziałach stratygraficznych. Starszy kompleks datowany jest na wczesny pliensbach, młodszy na toars dolny. Młodszy kompleks ilasty występuje na całym obszarze obecnego zasięgu osadów jury dolnej. Na większości obszaru jest to zwarty kompleks szarozielonych iłowców i mułowców o stałej miąższości 70–90 m. (Górecki (red.), 2006).

Osady dolnej jury leżą na różnych ogniwach triasu, głównie na niewodonośnych skałach retyku. Przykryte są głównie niewodonośnymi osadami doggeru, niekiedy kredy, trzeciorzędu i czwartorzędu (Górecki (red.), 1995).

Warstwami wodonośnymi w osadach dolnej jury analizowanego obszaru są więc kompleksy piaskowców hetangu, synemuru, domeru i toarsu górnego poprzedzielane nieciągłymi seriami osadów słabo przepuszczalnych i praktycznie nieprzepuszczalnych, wykształconych w postaci zwięzłych drobnoziarnistych piaskowców i mułowców oraz iłowców. Kompleksem izolującym o największej powierzchni jest iłowcowo-mułowcowy, niekiedy przewarstwiony piaskowcami kompleks osadów toarsu dolnego. Utworów tych brak w centralnej części synklinorium mogileńsko-łódzkiego.

Położenie stropu utworów dolnojurajskich jest zmienne w przedziale od ponad +350 (w rejonach wychodni na powierzchnie) do ponad -350 m n.p.m. w osiowej części niecek mogileńsko-łódzkiej i szczecińskiej. Głębokość zalegania stropu tych utworów na znacznej powierzchni ich rozprzestrzenienia wynosi -1000 m n.p.m., osiągając największe wartości w niecce mogileńsko-łódzkiej (od 1500 do -3900 m n.p.m.), szczecińskiej (od -1500 do -2800 m n.p.m.), warszawskiej (od -1500 do -2900 m n.p.m) i pomorskiej (w południowo-wschodniej jej części, od -1500 do -1900 m n.p.m.). Strop utworów dolnej jury wznosi się ku peryferyjnym częściom struktur nieckowych oraz w strukturach antyklinarnych (wał pomorski, obszar przedsudecki, monoklina śląsko-krakowska, wyniesienie mazursko-suwalskie i obniżenie masywu świętokrzyskiego (głębokość od poniżej -1000 m do nawet +350 m n.p.m.).

Całkowita miąższość utworów dolnojurajskich zmienia się w granicach od kilku do ponad 100 m w strefach peryferyjnych zbiornika oraz w centralnych częściach niecki mogileńsko-łódzkiej oraz od 400 do ponad 1200 m na wale kujawskim. W granicach wału pomorskiego stwierdzono miąższości tych utworów rzędu 400–800 m, niecki szczecińskiej 200-800 m, niecki warszawskiej 300–800 m, niecki pomorskiej 0–200 m. W pozostałych subzbiornikach (jednostkach strukturalnych) całkowita miąższość utworów dolnej jury nie przekracza na ogół 300 m.

Z mapy miąższości warstw wodonośnych wynika, że jest ona silnie zmienna od 0 do ponad 800 m. Najmniejsze miąższości (poniżej 100 m) występują w brzeżnych strefach zbiornika dolnojurajskiego oraz w osiowej części niecki mogileńsko-łódzkiej, w niecce miechowskiej i w granicach monokliny śląsko-krakowskiej. Miąższości największe są stwierdzone w granicach wału kujawskiego i wału pomorskiego; dominującymi są miąższości 400–800 m. Lokalnie w tych strukturach miąższość warstw wodonośnych dochodzi do prawie 900 m.

Zmienność w polu temperatur zbiornika dolnojurajskiego jest znaczna osiągając w skrajnych przedziałach wartości temperatur wód gruntowych (strefy wychodni skał wodonośnych, obszary bezpośredniego zasilenia); z drugiej strony na największych głębokościach dochodząc do ponad 120°C w osiowej części niecki mogileńsko-łódzkiej (obszar na północ i północny-wschód od Konina). Obszar występowania temperatur ponad 50°C obejmuje takie jednostki strukturalne jak niecki warszawska, mogileńsko-łódzka i szczecińska. W pozostałych jednostkach występują wody o temperaturze poniżej tej wartości.

Mineralizacja wód związanych z utworami dolnojurajskimi zmienia się w ścisłej zależności od głębokości ich występowania. W strefach zasilania (wychodnie warstw w peryferyjnych częściach jednostek strukturalnych) mineralizacja nie przekracza wartości 2 g/dm^3. Największe mineralizacje są stwierdzone w osiowych częściach niecek mogileńsko-łódzkiej (do ponad 200 g/dm^3), szczecińskiej (do ponad 100 g/dm^3) i warszawskiej (ponad 100 g/dm^3). W całym zbiorniku dominującymi są występowania wód o mineralizacji w granicach 10-100 g/dm^3.

Wody geotermalne zbiornika dolnojurajskiego na znacznym obszarze jego rozprzestrzenienia mogą by wykorzystywane także do celów balneologicznych, głównie z uwagi na koncentracje jonów bromkowych i jodkowych oraz do celów rekreacyjnych.

Potencjalna wydajność studni ujmujących wody dolnojurajskie jest silnie skorelowana z przewodnością warstw wodonośnych i ich miąższością. Na dominującym obszarze występowania skał zbiornikowych można oczekiwać wydajności studni przekraczających 100 m^3/h. Największych wydajności (w granicach 300-450 m^3/h) można oczekiwać w północno-wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej. W niecce szczecińskiej, warszawskiej i mogileńsko-łódzkiej oraz na wale kujawskim potencjalne wydajności studni kształtują się w przedziale 250-350 m^3/h. Najniższych wydajności (poniżej 100 m^3/h) można oczekiwać w studniach lokalizowanych w peryferyjnych strefach zbiornika dolnojurajskiego.

5.1.2. Karpaty

Obszar Polskich Karpat zajmuje powierzchnię ok. 20 tys. km^2, co stanowi niespełna 6,5% powierzchni kraju (Hajto, 2014). Na tym terenie w 1988 roku odwiercono otwór Kuźmina-1, o głębokości 7541 m, który do tej pory jest najgłębszym otworem w Polsce. W otworze tym dokonano pomiaru najwyższej temperatury górotworu w rejonie polskich Karpat - **178,5°C**. Z kolei najwyższą **temperaturę wód geotermalnych** w rejonie Polskich Karpat wschodnich stwierdzono w otworze Brzegi Dolne IG-1 (gm. Ustrzyki Dolne), gdzie z poziomu warstw inoceramowych jednostki skolskiej, występujących na głębokości ok. 4300 m, uzyskano przypływ wód o temperaturze 105°C (Chowaniec i in., 2001). W rejonie Polskich Karpat zachodnich najwyższą temperaturę 127,5°C pomierzono na głębokości 4790 m w otworze Bańska IG-1, w obrębie serii mezozoicznych, poniżej głównego poziomu skał podhalańskiego zbiornika wód termalnych (Sokołowski, 1992).

Rejon Karpat charakteryzuje się wyjątkowo urozmaiconą budową geologiczną, wykształconą z odmiennych litologicznie jednostek geologiczno-strukturalnych (rys. 5.1.5, rys. 5.1.6), co warunkuje znaczne zróżnicowanie warunków hydrogeologicznych zarówno w planie, jak i w profilu pionowym obszaru karpackiego. W skład Karpat wchodzą Karpaty wewnętrzne z Tatrami, niecką podhalańską i pienińskim pasem skałkowym (stanowiącym strefę graniczną między Karpatami wewnętrznymi a zewnętrznymi) oraz Karpaty zewnętrzne zwane często Karpatami fliszowymi (Książkiewicz, 1972). Karpaty zewnętrzne zbudowane są głównie ze skał piaskowcowo-łupkowych wieku kreda-oligocen zdeformowanych tektonicznie w formie szeregu płaszczowin, fałdów, łusek i skib nasuniętych wzajemnie w kierunku północnym. Sukcesje litostratygraficzne głównych jednostek tektonicznych (płaszczowin) różnią się między sobą zarówno wykształceniem facjalnym jak i miąższościami. Najgrubsza sukcesja, wynosząca od 3000 m w części zachodniej do 5000 m, w części wschodniej należy do płaszczowiny śląskiej. Utwory fliszowe nasunięte są na autochtoniczne utwory młodszego miocenu przedgórza Karpat (rys. 5.1.5).

Na południe od pienińskiego pasa skałkowego, w obrębie Karpat wewnętrznych, wyodrębniono obszar niecki podhalańskiej, która zbudowana jest z paleogeńskich utworów piaskowcowo-łupkowych, o miąższości do 3 km (flisz podhalański), leżących na mezozoicznych jednostkach tatrzańskich.

Wzdłuż północnej granicy nasunięcia karpackiego, w podłożu utworów fliszowych i/lub utworów mioceńskich zapadliska przedkarpackiego występują skały platformy epiwaryscyjskiej oraz utwory pokrywy permsko-mezozoicznej (Oszczypko i in., 1989; Oszczypko, 2006a; Oszczypko i in., 2006). Głębokość podłoża platformowego w rozpoznanej wierceniami części Karpat zewnętrznych waha się od 500 do 4500 m w części zachodniej (otwór Zawoja 1) oraz od 2000 m do 7000 m w części wschodniej Karpat (Kuźmina-1).

W literaturze funkcjonuje nieformalny podział polskich Karpat na Karpaty zachodnie oraz Karpaty wschodnie, który nie jest zgodny z podziałem fizjograficznym Karpat (Kondracki, 2009). Umowna granica podziału przebiega, mniej więcej, wzdłuż południka Gorlic, a hydrogeologicznie utożsamiana jest z granicą wododziałową II rzędu na rzece Biała. Zachodnią i wschodnią część Polskich Karpat charakteryzuje nieco odmienna budowa geologiczna oraz warunki występowania wód wgłębnych, w tym wód termalnych. W części zachodniej regionu występują głównie wody chlorkowe, jodkowe, w części centralnej dominują szczawy, a w części wschodniej wody chlorkowo-wodorowęglanowe. Regionalne zróżnicowanie typów chemicznych wód stało się podstawą wydzielenia trzech subregionów: śląsko-beskidzkiego, sądecko-gorlickiego i jasielsko-ustrzyckiego (Dowgiałło, 1980).

Wody geotermalne na obszarze Karpat zostały stwierdzone w rejonie Karpat wewnętrznych (niecka podhalańska) oraz punktowo w utworach fliszowych i skałach podłoża Karpat zewnętrznych. Szczególne znaczenie dla wykorzystania zasobów geotermalnych Karpat ma system geotermalny Podhala (Górecki, Hajto (red.) i in., 2011, Chowaniec, 2009). Jest on niewątpliwie najbardziej perspektywicznym obszarem w Karpatach. To właśnie tam od lat 90-tych pracuje najstarsza i największa ciepłownia geotermalna w Polsce. Eksploatacja wody geotermalnej odbywa się obecnie za pomocą trzech otworów produkcyjnych o łącznej zatwierdzonej wydajności 960 m^3/h wody o temperaturze 80–86°C (Kępińska, 2016). Główny poziom geotermalny systemu podhalańskiego jest związany z wapieniami i dolomitami triasu środkowego, miejscami z piaskowcami jury jednostki reglowej križniańskiej, a w jego stropowej partii znajdują się węglanowe utwory eocenu środkowego (Kępińska, Wieczorek, 2011).

Zdecydowanie odmiennymi parametrami hydrogeologicznymi charakteryzują się skały Karpat zewnętrznych. Ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, przekładająca się na niską wydajność ujęć oraz problemy z odnawialnością zasobów geotermalnych, istnieje duże ryzyko geologiczne dla lokalizowania ciepłowni geotermalnych w tym rejonie, niemniej jednak w niektórych lokalizacjach istnieją przesłanki do podejmowania tego ryzyka. Możliwości uzyskania relatywnie dużych przypływów wód geotermalnych z utworów fliszowych rejonu Karpat potwierdzają wyniki uzyskane podczas wiercenia otworu Wiśniowa-1, gdzie podczas wiercenia, z głębokości 3793 m uzyskano znaczny przypływ wód (180 m^3/h) o relatywnie niskiej mineralizacji, około 7 g/dm^3 i temperaturze 84°C, przy ciśnieniu na głowicy otworu 76 atm. (Karnkowski, Jastrząb, 1994).

Wody geotermalne Karpat zewnętrznych charakteryzują się zwykle niewielkimi i nieodnawialnymi zasobami oraz wysokimi mineralizacjami, co wyklucza ich szersze wykorzystanie. Wody te występują w niewielkich, zamkniętych strukturach.

Skomplikowana budowa geologiczna ogranicza uzyskanie większych wydajności (Chowaniec, 2009; Hajto, 2011; 2012; 2013; 2014). Wody geotermalne na obszarze Karpat zewnętrznych są słabo dokumentowane, a ich rozpoznanie ma charakter punktowy (Górecki, Hajto (red.) i in., 2011; Górecki, Hajto (red.) i in., 2013).

Dominującym kierunkiem wykorzystania wód wgłębnych w tym rejonie Karpat jest balneoterapia oraz wodolecznictwo. W utworach fliszowych udokumentowano występowanie wód geotermalnych o zróżnicowanych temperaturach na wypływie w rejonie miejscowości: Sól, Rabka-Zdrój, Poręba Wielka, Skomielna Biała oraz Lubatówka k. Iwonicza-Zdroju (Rys. 5.1.6). W podłożu Karpat stwierdzono występowanie wód geotermalnych charakteryzujących się temperaturami na wypływie od 23 do 32°C.Wody te nawiercono w rejonie Ustronia, Jaworza oraz Suchej Beskidzkiej (wraz z otworem Potrójna IG-1) (Chowaniec i in., 2001; Chowaniec, 2009).

W celach balneoterapeutycznych, w rejonie zewnętrznych Karpat, solanki geotermalne obecnie wykorzystywane są jedynie w Ustroniu, Rabce-Zdroju oraz w Lubatówce k. Iwonicza-Zdroju (Rajchel, 2011a, b).

Dotychczasowe rozpoznanie warunków występowania wód termalnych w rejonie Karpat, w tym wykonane w ostatnich latach obszerne opracowania regionalne (Górecki (red.) i in., 2011; 2013) wskazują na relatywnie niski potencjał geotermalny tego obszaru. Dotyczy to w szczególności utworów fliszowych Karpat zewnętrznych, gdzie niskie wartości podstawowych parametrów hydrogeologicznych przekładają się na niskie wartości przewidywanych wydajności ujęć wód.

Lepsze parametry dla występowania wód geotermalnych w utworach fliszowych mogą występować w strefach nasunięć różnych jednostek tektonicznych. W takich warunkach tektonicznych, w strefie nasunięcia jednostki magurskiej i dukielsko-grybowskiej, stwierdzono wody geotermalne w rejonie Skomielnej Białej, Rabki-Zdroju i Poręby Wielkiej.

W rejonach o nieco lepszych parametrach hydrogeologicznych można ewentualnie rozważyć możliwości wykorzystania ciepła wód geotermalnych do zastosowań grzewczych, przy wspomaganiu przez inne źródła ciepła, np.: pompa ciepła, kocioł na biomasę itp. Obszarem perspektywicznym, dobrze rozpoznanym i udokumentowanym do wykorzystania zasobów wód termalnych kwasowęglowych w balneoterapii jest rejon Lubatówki. Wody termalne eksploatowane są dwoma odwiertami Lubatówka 12 i Lubatówka 14 i są one wykorzystywane jedynie częściowo.

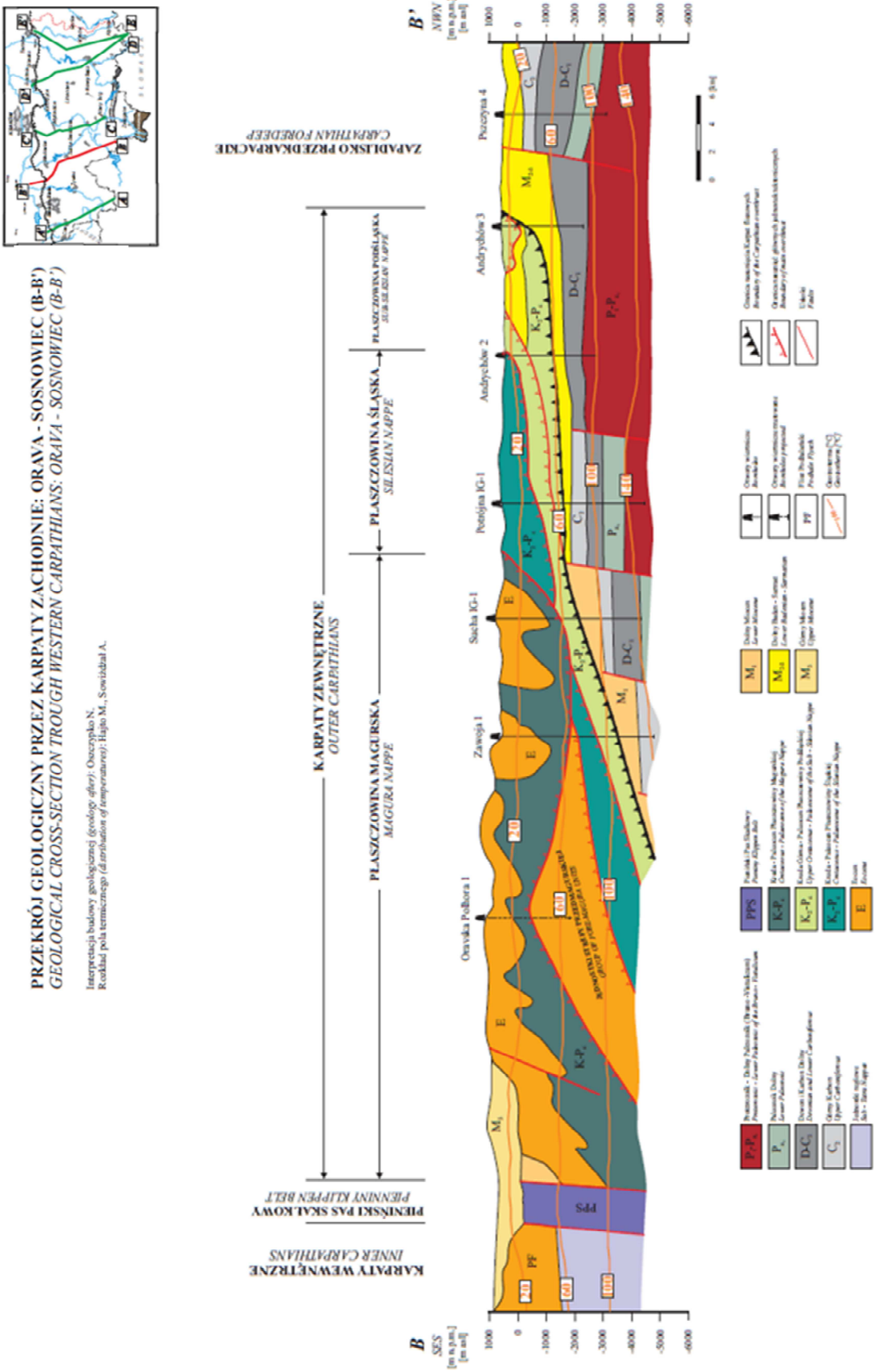
Dotychczasowe badania wskazują, że wody geotermalne stwierdzone w utworach fliszowych są w większości wodami pochodzenia diagenetycznego. Warstwy potencjalnie zbiornikowe, związane z utworami klastycznymi (głównie piaskowcami) charakteryzujące się relatywnie wysokimi porowatościami i przepuszczalnościami, mają raczej ograniczony zasięg i nie posiadają zwykle współczesnego zasilania. Może to mieć istotne znaczenie dla wielkości oraz stabilności uzyskiwanych wydajności ujęć wód geotermalnych. Należy jednak pamiętać, że ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną, lokalnie mogą występować korzystne warunki hydrogeologiczne. Wiąże się to zarówno z obecnością warstw o lepszych parametrach zbiornikowych, jak i możliwościami zasilania poszczególnych warstw wodonośnych infiltrującymi wodami opadowymi.

W utworach podłoża Karpat fliszowych perspektywiczne obszary dla lokalizacji potencjalnych ujęć wód geotermalnych stwierdzono lokalnie w obrębie mioceńskiego, cenomańskiego, środkowojurajskiego oraz węglanowego zbiornika dewonu-karbonu (szczególnie w rejonie Karpat zachodnich). Strefy perspektywiczne występują głównie w rejonie frontu nasunięcia karpackiego, na południe od Bochni i Brzeska, i Tarnowa i Rzeszowa oraz na południowy-zachód od Rzeszowa (miocen). Korzystne warunki hydrotermalne potwierdzono też w rejonie Ustronia, gdzie wykorzystuje się wody geotermalne z poziomu węglanowego wieku dewon-karbon.

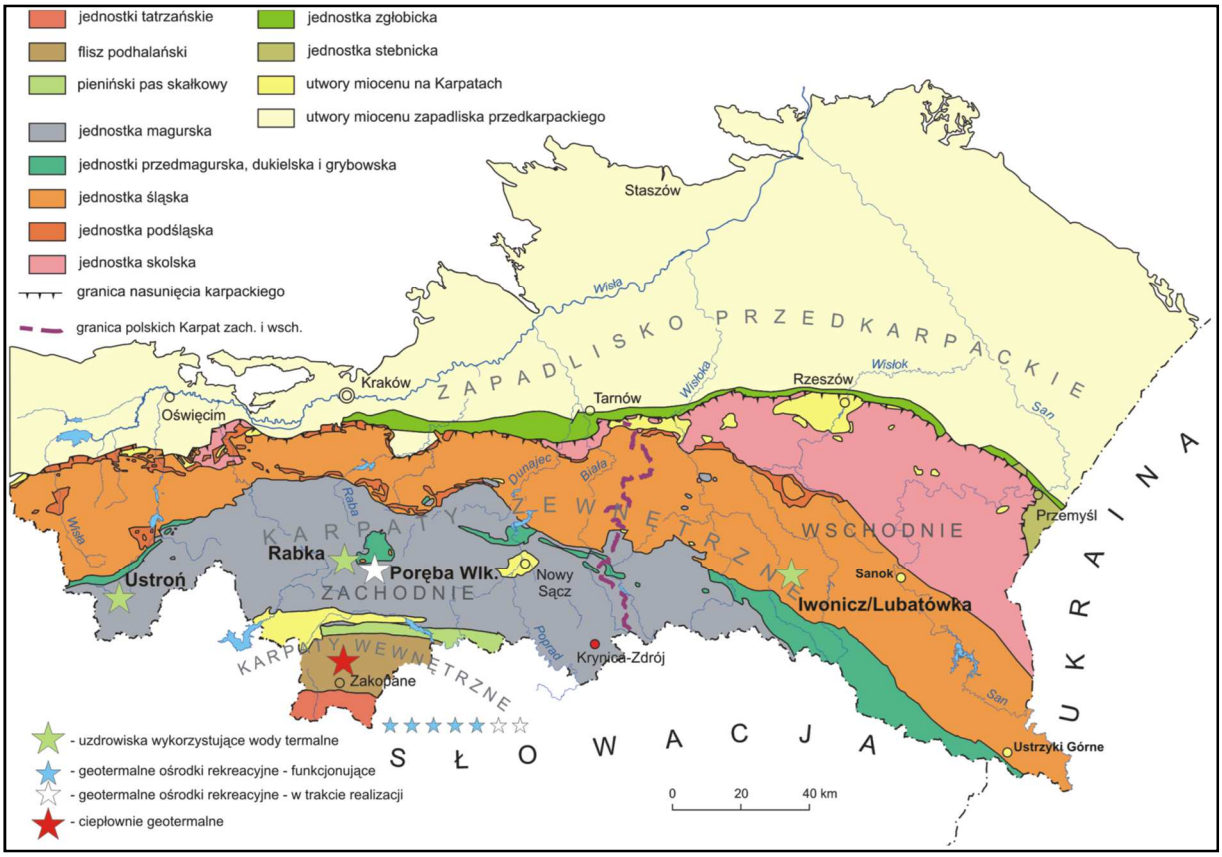
Przewidywane, zwykle niewielkie wydajności ujęć (maksymalnie do 60 m^3/h) wskazują, że wody te nadają się szczególnie do wykorzystania w celach rekreacyjnych i/lub balneoterapeutycznych (dla tych celów nawet stosunkowo niewielkie ilości wód będą wystarczające).

Rozważając możliwości wykorzystania wód geotermalnych rejonu Karpat zewnętrznych w balneoterapii i rekreacji trzeba stwierdzić, że wszystkie takie wody udokumentowane dotychczas otworami wiertniczymi można wykorzystać do celów rekreacyjnych i/lub leczniczych. Są one odpowiednie szczególnie do napełniania basenów kąpielowych. Wody Karpat zawierają szereg składników swoistych, głównie CO2, H2S, H2SiO3, F−, Fe2+ oraz I−. Wody geotermalne z obszaru zewnętrznych Karpat (głównie chlorkowe) kwalifikują się do wykorzystania w balneoterapii i rekreacji tym bardziej, że istnieje ogromne zapotrzebowanie, szczególnie na baseny kąpielowe. W rejonach, gdzie udokumentowano te wody, brak jest jednak dotychczas infrastruktury rekreacyjnej czy też balneotechnicznej (Sól, Jaworze, Sucha Beskidzka, Skomielna Biała, Poręba Wielka).

W rejonie Karpat najlepsze warunki złożowe i eksploatacyjne dla wód geotermalnych posiada Podhale – polska część Karpat wewnętrznych.



Rys. 5.1.5. Przekrój geologiczny przez polską część Karpat (Oszczypko N. W:Górecki, Hajto (red.), 2011)



Rys.5.1.6. Wykorzystanie wód termalnych w rejonie Polskich Karpat (Górecki, Hajto (red.), 2013) na tle uproszczonej mapy geologiczno-strukturalnej (na podst.: Żytko i inni, 1989; Jankowski i inni, 2004)

5.1.3. Zapadlisko przedkarpackie

Zapadlisko przedkarpackie, genetycznie związane z najmłodszą jednostką geologiczną Polski – Karpatami fliszowymi, jest asymetryczną strukturą, wypełnioną osadami molas mioceńskich o miąższości od kilkuset do około 3 000 metrów, w postaci sekwencji łupków, mułowców i piaskowców. Kompleks ten określany jest jako tzw. miocen autochtoniczny, a jego osady pochodzą głównie z erozji sfałdowanych osadów fliszu karpackiego. Wyraźna, południowa granica zapadliska przedkarpackiego wyznaczona jest przez krawędź nasuniętych Karpat, chociaż zróżnicowane miąższości miocenu występują również pod nasunięciem karpackim (Rys. 5.1.7).

W granicach Polski rozciągłość równoleżnikowa zapadliska przedkarpackiego liczy ponad 300 km, a maksymalna szerokość nie przekracza 100 km. Asymetryczność struktury zapadliska zaznacza się zarówno w jej przekroju poprzecznym (południkowym) – maksymalne miąższości utworów miocenu występują na południu, u czoła nasunięcia karpackiego i maleją ku północy, jak i w przekroju podłużnym - gdzie podniesienie podłoża prekambryjsko-paleozoicznego tzw. rygiel krakowski dzieli je na nierówne części: większą jako zapadlisko wschodnie i mniejszą, zapadlisko zachodnie. Podłożem zapadliska w jego części wschodniej są ścięte erozyjnie i zróżnicowane wiekowo utwory platformy zachodnioeuropejskiej wieku: prekambr – paleozoik (strefa miechowsko – rzeszowska) oraz mezozoik (niecka miechowska). W części zachodniej podłoże to stanowią kompleksy skał mezozoicznych oraz głównie paleozoicznych (karbońskich) niecki górnośląskiej spoczywające na prekambryjskich skałach metamorficznych bloku górnośląskiego (Harasimiuk i in., 2012; Peryt, 2012).

Obecnie na obszarze zapadliska przedkarpackiego brak jest obiektów (zakładów geotermalnych, kąpielisk, ośrodków typu spa) bazujących na wodach geotermalnych. Rozpoznane i udokumentowane na tym terenie wody mineralne, solanki oraz wody geotermalne występują w piętnastu miejscowościach. Obecnie są one wykorzystywane do celów leczniczych w sześciu uzdrowiskach statutowych. Są to: Horyniec Zdrój, Solec Zdrój, Busko Zdrój, Kraków-Swoszowice, Goczałkowice Zdrój i Ustroń. W przeszłości w kilku innych miejscowościach zapadliska przedkarpackiego funkcjonowały zakłady lecznictwa uzdrowiskowego opierające swą działalność o występujące w ich granicach lub bliskim sąsiedztwie źródła wód leczniczych bądź potencjalnie leczniczych - Nieborów, Straszydle, Lubenia, Jaworze, Jastrzębie Zdrój (Jasnos, 2012).

Występowanie wód geotermalnych w rejonie zapadliska przedkarpackiego związane jest z węglanowymi utworami dewonu i karbonu w zachodniej części zapadliska, piaskowcowymi utworami jury środkowej w rejonie rozciągającym się na południowy i północny-wschód od Lubaczowa, w węglanowych utworach jury górnej (rejon na południe od Brzeska - pod nasunięciem Karpat), a także w piaskowcach cenomanu w rejonie Bochni i Brzeska. To właśnie ze zbiornikiem cenomanu związane są najwyższe potencjalne wydajności otworów wiertniczych, przekraczające 200 m^3/h. Jest to ewenement w tym rejonie, ponieważ prawie na całym obszarze zapadliska, w większości zbiorników geotermalnych przewidywane są wydajności rzędu kilku, sporadycznie kilkudziesięciu m^3/h, jednak nieprzekraczających 60 m^3/h, co stanowi duży problem w kontekście zagospodarowania zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych (Sowiżdżał, 2015, Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).

To właśnie niskie wydajności wód z otworów wiertniczych prawie we wszystkich zbiornikach hydrogeotermalnych są podstawowym problemem w rejonie zapadliska przedkarpackiego . Jak wspomniano wcześniej wyjątek stanowi zbiornik cenomanu, gdzie prawie na całym obszarze jego występowania należy spodziewać się wysokich wydajności. Strefy o podwyższonych potencjalnych wydajnościach otworów wiertniczych występują sporadycznie w zbiorniku środkowej i górnej jury oraz miocenu. Są to zatem zbiorniki, z którymi należy łączyć największe perspektywy wykorzystania wód geotermalnych. Wody zakumulowane w klastycznych utworach karbonu oraz w węglanowych utworach karbonu i dewonu lokalnie mogą charakteryzować się korzystnymi parametrami. Parametry hydrogeotermalne zbiorników triasowych oraz kredowych (z wyłączeniem cenomanu) nie wskazują na możliwości efektywnego zagospodarowania zasobów geotermalnych.

Poniżej przedstawiono charakterystykę poszczególnych zbiorników geotermalnych zapadliska przedkarpackiego.

Potencjalne zbiorniki wód geotermalnych miocenu zapadliska przedkarpackiego usytuowane są ponad paleozoiczno-mezozoicznymi zbiornikami podłoża platformowego. Na północ od brzegu Karpat zbiorniki mioceńskie są otwarte i w ograniczony sposób hydraulicznie powiązane z czwartorzędowymi zbiornikami wód podziemnych, natomiast na południu ekranowane nasunięciem karpackim. Ze względu na znaczne miąższości miocenu (lokalnie powyżej 3 km), a także dużą zmienność wykształcenia poszczególnych wydzieleni stratygraficznych w jego profilu, w celu określenia parametrów hydrogeotermalnych zbiornika mioceńskiego wydzielono interwały głębokościowe, w obrębie których przeprowadzono prace analityczne. Zmienność parametrów wód geotermalnych poszczególnych interwałów zbiornika miocenu przedstawia tabela 5.1.1.

Tabela 5.1.1. Parametry wód geotermalnych zbiornika miocenu (Górecki Sowiżdżał (red.) i in., 2012)

Interwał głębokościowy	*Temperatura*	*Mineralizacja*	*Wydajność*
m p.p.m	***°C***	***g/dm³***	***m³/h***
500–1000	30–40	50–>150	do około100
1000–1500	40–60	do 150	do około 30
1500–2000	50–60	do około 200	niskie, sporadycznie 20–30
2000–2500	60–>70	do ponad 300	rzędu kilku
2500–3500	80–100	wysoka, lokalnie przekraczająca 300	do około 20

Cenomański zbiornik hydrogeotermalny występuje w centralnej części zapadliska przedkarpackiego. Najpełniej rozwinięte osady cenomanu występują wzdłuż centralnej strefy zbiornika pokrywającej się z trendem największych miąższości utworów cenomanu wskazując, że była to również strefa największej subsydencji tej części basenu cenomańskiego. Wyraźna jest prawidłowość, że wraz ze wzrostem miąższości tych osadów wzrasta stopień ich zapiaszczenia, a tym samym polepszają się parametry zbiornikowe. Cenomański zbiornik wód podziemnych jest zbiornikiem typu porowego. Niemal na całym obszarze występowania charakteryzuje się on warunkami naporowymi i jedynie w strefie występowania tych utworów na powierzchni lub pod czwartorzędem (rejon monokliny-śląsko krakowskiej) występują wody o zwierciadle swobodnym. Stosunkowo płytkie występowanie utworów cenomanu (na północ od nasunięcia strop zalega nie głębiej niż 1000 m p.p.t.) determinuje niskie temperatury wód zakumulowanych w tym zbiorniku. W obszarze rozciągającym się na północ od nasunięcia Karpat temperatury w stropie utworów cenomanu kształtują się na poziomie 30–40°C. Wyższych temperatur (do około 100°C) można spodziewać się w strefie nasunięcia karpackiego, gdzie strop cenomanu zalega głębiej (ponad 3500 m p.p.m.). Mineralizacja wód w stropie zbiornika cenomańskiego wynosi najczęściej kilkadziesiąt g/dm^3, przy czym w strefie nasunięcia obserwowany jest wzrost mineralizacji do ponad 150 g/m^3. Wzrost miąższości warstw wodonośnych jest zgodny z ogólnym rozkładem miąższości osadów cenomanu. Najbardziej miąższe warstwy wodonośne występują w centralnej części zbiornika. Tam ich sumaryczna miąższość przekracza 100 m. Zbiornik cenomanu charakteryzuje się znacznymi wydajnościami, lokalnie

przekraczającymi nawet 250 m^3/h. Pod tym względem jest to jeden z najlepszych zbiorników zapadliska przedkarpackiego. Analogiczny do rozkładu całkowitej miąższości utworów cenomanu jest także rozkład parametrów zbiornikowych. W strefie brzeżnej, zlepieńcowatej, porowatości efektywne wynoszą kilka procent, a przepuszczalności wahają się od zera do kilku mD. W osiowej części zbiornika porowatości przekraczają 20%, a przepuszczalności zmieniają się od kilkuset do ponad 1000 mD (Sowiżdżał, Górecki, 2013, Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).

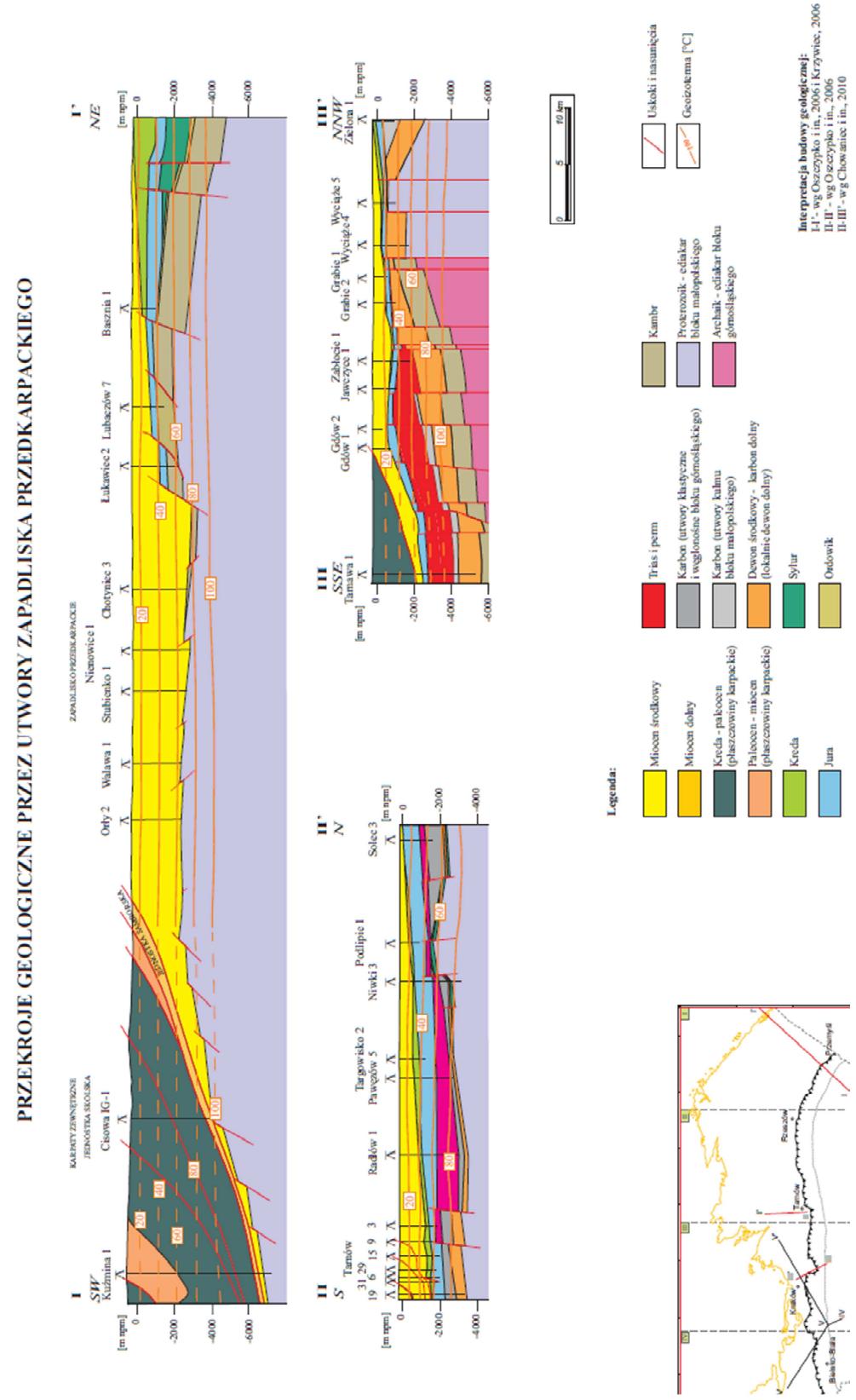
Zbiornik górnojurajski charakteryzuje się zróżnicowanymi warunkami przepływu, niejednorodnością litologiczną ośrodka oraz dużą miąższością. Strefy zbiornikowe utworów węglanowych górnej jury wykazują nieregularny rozkład przestrzenny i związane są głównie ze strefami dolomityzacji, skrasowienia oraz ze strefami intensywnej tektoniki. Nieregularny rozkład wykazują również występujące tu zbiornikowe struktury biohermalne. Warstwy wodonośne o znacznych miąższościach występują przede wszystkim w centralnej części zapadliska, gdzie w rejonie Buska Zdroju sumaryczna miąższość warstw wodonośnych przekracza 500 m, przy całkowitej miąższości warstw górnojurajskich około 1500 m. Miąższości warstw wodonośnych przekraczające 100 m spotykane są w obszarze pomiędzy Bochnią a Buskiem, a także w okolicach Tarnowa i Brzeska. Wartości parametrów zbiornikowych tych utworów pozostają często w sprzeczności z wydajnościami uzyskiwanymi z horyzontów górnojurajskich, szczególnie w strefach rozwoju krasu i złóż węglowodorów. Przyczyną są zjawiska krasowe i szczelinowatość często trudne do oceny poprzez badania laboratoryjne. Z tego względu określoną potencjalną wydajność otworów wiertniczych w utworach jury górnej należy traktować jako szacunkową. Oprócz występowania w rejonie Brzeska strefy o podwyższonych wartościach wydajności (powyżej 30 m^3/h) można spodziewać się również lokalnie występowania wyższych wydajności wynikających ze specyficznego charakteru skał budującego zbiornik górnojurajski. Zakres zmian porowatości średnich utworów jury górnej jest nieduży i wynosi od kilku do około 10%, natomiast zakres zmian przepuszczalności średnich mieści się w granicach od 0 mD do około 100 mD. Lokalnie jednak, porowatości mogą osiągać wartości powyżej 10% a przepuszczalności powyżej 100 mD. Temperatury w stropie utworów jury górnej na przeważającym obszarze wynoszą poniżej 60°C. Jedynie w strefie głębszego zalegania utworów górnojurajskich można spodziewać się wyższych temperatur, lokalnie przekraczających 100°C. Płytko zalegające osady wschodniej części zapadliska zawierają wody podziemne o temperaturach rzędu 20-40°C. Wody tej strefy charakteryzują się mineralizacją od kliku do kilkudziesięciu g/dm^3. Wyższe wartości mineralizacji są obserwowane w wodach krążących w utworach górnojurajskich zalegających pod nasunięciem karpackim. Na północ od linii nasunięcia w centralnej części zapadliska mineralizacja wód rzadko przekracza 100 g/dm^3 (Sowiżdżał 2015, Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).

Zbiornikowe utwory jury środkowej reprezentowane są przez osady bajosu górnego (kujawu), batonu i keloweju górnego (Oszczypko, Tomaś, 1978). Parametry zbiornikowe uzależnione są od wykształcenia litologiczno-facjalnego a strefy podwyższonych porowatości związane są z kompleksami piaszczystymi. Zbiornik środkowojurajski charakteryzuje się warunkami naporowymi i prawdopodobnie jedynie w strefie wychodni na zachód od Krakowa występują wody o zwierciadle swobodnym. Obszarami bezpośredniego zasilania zbiornika, kreującymi jednocześnie warunki artezyjskie są podczwartorzędowe i powierzchniowe wychodnie tych utworów w rejonie monokliny śląsko-krakowskiej i południowo-zachodniego obrzeżenia Gór Świętokrzyskich. W strefie rozciągającej się na północ od nasunięcia karpackiego temperatury w stropie zbiornika środkowojurajskiego wynoszą od kilkunastu °C w rejonie płytkiego zalegania stropu jury środkowej (Kraków, Busko Zdrój, Janów Lubelski) do około 60°C w rejonie Dębicy i Ropczyc. Pod nasunięciem karpackim temperatury utworów doggeru zwiększają się do ponad 120°C. Sumaryczna miąższość warstw wodonośnych utworów jury środkowej jest zmienna w szerokim zakresie. Największe miąższości warstw wodonośnych występują we wschodniej części zapadliska, gdzie w rejonach rozciągających się na południe od Biłgoraja i Lubaczowa kształtują się na poziomie ponad 300 m. Mineralizacja wód zbiornika doggerskiego jest zróżnicowana i waha się od około 20 do stukilkudziesięciu g/dm^3. Wyraźnie zaznaczają się dwie strefy podwyższonych wartości wydajności (powyżej 100 m^3/h): rejon na północ od Biłgoraja oraz okolice Lubaczowa. Przepuszczalność utworów jury środkowej wynosi tam ponad 100 mD, przy porowatości ponad 17,5%. Podobne parametry skał zbiornikowych zaznaczają się w okolicach Tarnowa (Sowiżdżał, 2015; Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).

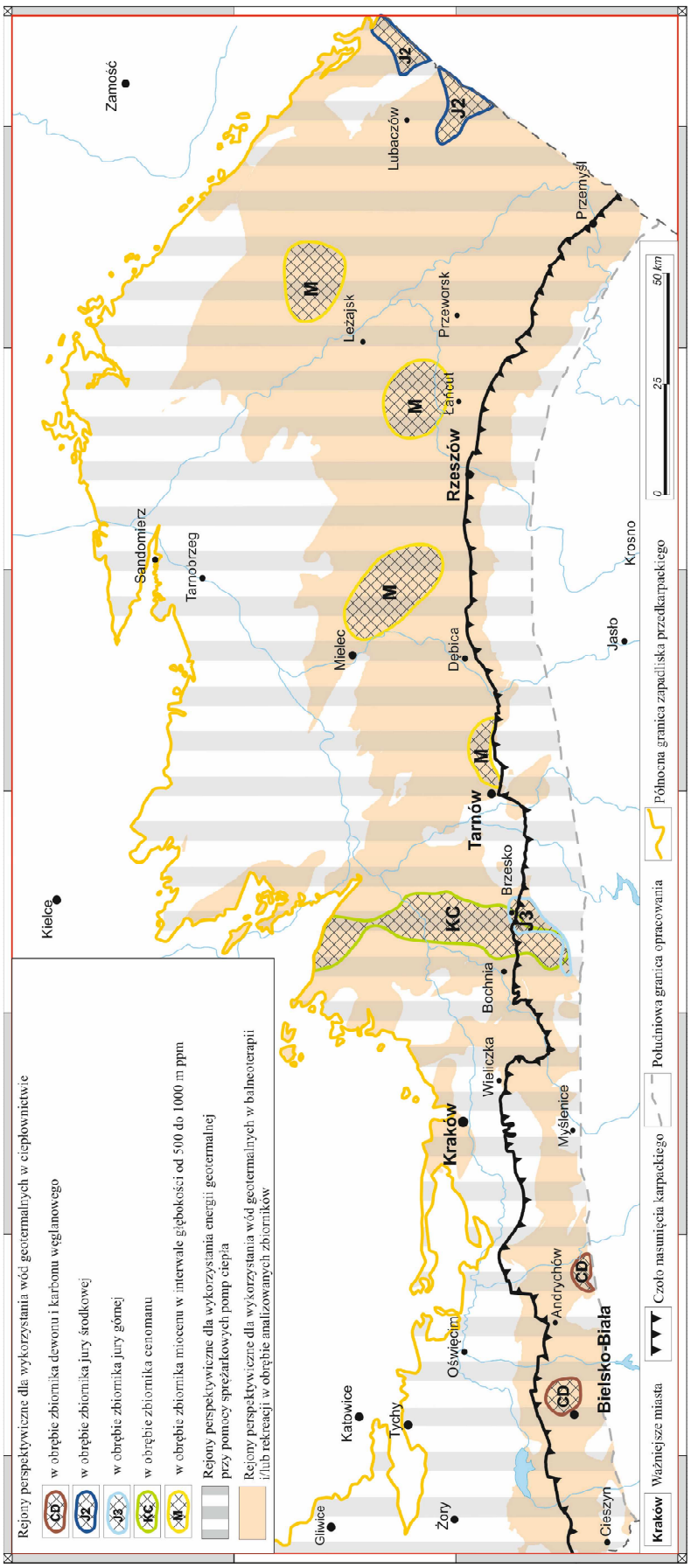
Klastyczny zbiornik karbonu budują utwory piaskowcowe należące wiekowo do karbonu górnego. Klastyczne utwory karbonu dolnego nie przedstawiają większego znaczenia jako zbiorniki wód podziemnych. Najwyższe temperatury w stropie klastycznych utworów karbonu (>100°C) związane są z utworami zalegającymi pod nasunięciem karpackim. Stropowe partie płytko zalegających utworów karbonu w rejonie GZW cechują niskie temperatury (20-30°C), jednak przy miąższościach utworów w tym rejonie rzędu kilku tysięcy metrów należy spodziewać się znacznie wyższych temperatur wód podziemnych krążących w głębszych strefach zbiornika. Wyższe temperatury w stropie klastycznych utworów karbonu mogą występować w centralnej części zapadliska (około 70-80°C w rejonie Dębicy czy Ropczyc). Maksymalne wartości miąższości warstw wodonośnych wynoszące około 800 m, odnotowano pomiędzy Skawiną a Wadowicami oraz w obszarze rozciągającym się na południe od Wadowic. W rejonie GZW miąższości warstw wodonośnych są niższe i kształtują się na poziomie do około 150 m, wzrastając w strefie zachodniej do ponad 250 m . Mineralizacja wód w stropie klastycznych utworów karbonu jest zmienna w szerokich granicach od kilku do ponad 250 g/dm^3. Wyraźnie zaznaczają się dwie strefy. W rejonie GZW mineralizacja wód

w stropie zbiornika na większości obszaru nie przekracza 50 g/dm^3, podczas gdy lokalnie w centralnej części zapadliska mineralizacja wód podziemnych w przystropowych partiach zbiornika na ogół przekracza 100 g/dm^3. Na całym obszarze występowania zbiornika hydrogeotermalnego karbonu klastycznego obserwowane są niskie potencjalne wydajności otworów wiertniczych, sporadycznie przekraczające 10 m^3/h. Wynika to m.in. ze słabych własności petrofizycznych skał budujących zbiornik karbonu: przepuszczalności rzędu kilkudziesięciu mD i porowatości efektywnej lokalnie przekraczającej 12,5% (jedynie w obszarze na północ od Wadowic) (Sowiżdżał,2015; Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).

Węglanowy zbiornik dewonu i karbonu budują wapienie i dolomity należące wiekowo do dewonu środkowego i górnego oraz karbonu dolnego (wizenu). W brzeżnej strefie Karpat utwory te ze względu na przynależność do trzech odmiennych struktur geologicznych tj. masywu górnośląskiego, regionu krakowsko-lublinieckiego i masywu małopolskiego – w obrębie każdej z ww. struktur wykazują specyficzne cechy litologiczne, tektoniczne i hydrogeologiczne. Maksymalne temperatury w stropie węglanowych utworów karbonu i dewonu dochodzące do 200°C spodziewane są w rejonie Żor i są związane z dużymi głębokościami zalegania stropu zbiornika (około 5000 m ppm). Pod nasunięciem karpackim (m.in. okolice Rzeszowa, Ropczyc) temperatury przekraczają najczęściej 70°C, podczas, gdy w zachodniej części zapadliska rejestrowane są niższe temperatury rzędu 50-70°C. Szeroki zakres głębokości zalegania wodonośnych pięter dewonu i karbonu na obszarze zapadliska przedkarpackiego implikuje znaczne zróżnicowanie mineralizacji występujących tutaj wód złożowych. Mineralizacja wód na obszarze zapadliska przedkarpackiego zmienia się od około 0,5 g/dm^3 do ponad 300 g/dm^3 (rejon nasunięcia karpackiego na południe od Dębicy). Warstwy wodonośne w obrębie analizowanego zbiornika o sumarycznej miąższości przekraczającej 50 m odnotowano jedynie pod nasunięciem karpackim w okolicach Bielska-Białej i Andrychowa, gdzie lokalnie spotkać można warstwy wodonośne o miąższości większej od 125 m. Występują tam skały zbiornikowe o najlepszych właściwościach petrofizycznych – porowatości rzędu 10% i przepuszczalności dochodzącej do 100 mD. Potencjalna wydajność otworów wiertniczych zwiększa się w tym rejonie do maksymalnie 60 m^3/h. Na pozostałej części zapadliska przedkarpackiego miąższości warstw wodonośnych są znacznie mniejsze i sporadycznie przekraczają 25 m. Utwory te charakteryzują się gorszymi właściwościami zbiornikowymi oraz niską wydajnością (Sowiżdżał, 2015; Górecki, Sowiżdżał (red.) i in., 2012).



Rys. 5.1.7. Przekrój geologiczny przez zapadlisko przedkarpackie (Górecki, Sowiżdżał (red.) i in, 2012)



Rys. 5.1.8. Mapa rejonów perspektywicznych dla zagospodarowania wód geotermalnych na obszarze zapadliska przedkarpackiego (Górecki, Sowiżdżał (red.) i in, 2012)

Podsumowując: Perspektywiczne rejony występowania wód geotermalnych na obszarze zapadliska przedkarpackiego związane są głównie z brzeżną strefą nasunięcia karpackiego i obejmują swym zasięgiem takie miasta jak Bochnia, Brzesko i Tarnów (Rys.5.1.8). Podstawowym problemem w rejonie zapadliska przedkarpackiego są niskie wydajności wód z otworów wiertniczych zarówno w zbiornikach miocenu jak i podłoża mezozoiczno-paleozoicznego. Wyjątek stanowi zbiornik cenomanu, gdzie prawie na całym obszarze jego występowania należy spodziewać się wysokich wydajności. Zbiornik cenomański prezentuje się bardzo korzystnie. Charakteryzują go znaczne wydajności wód, niska mineralizacja, bardzo korzystne parametry zbiornikowe w skali regionalnej, występujące warunki artezyjskie i powierzchniowy rozmiar zbiornika umożliwiający wykorzystanie energii na dużym obszarze. Niekorzystną cechą wód zbiornika cenomańskiego są niskie temperatury związane z niedużą głębokością zalegania, co jednak jednocześnie obniża koszty udostępnienia złoża. Strefy o podwyższonych potencjalnych wydajnościach otworów wiertniczych występują sporadycznie w zbiorniku środkowej i górnej jury oraz miocenu.

Na obszarze zapadliska przedkarpackiego (uwzględniając strefę nasunięcia) najlepsze parametry do wykorzystania wód do celów ciepłowniczych mają wody zakumulowane w węglanowych utworach dewonu i karbonu w rejonie Bielska – Białej oraz Suchej Beskidzkiej, w piaskowcach jury środkowej w rejonie rozciągającym się na południowy i północny-wschód od Lubaczowa, w węglanowych utworach jury górnej (rejon na południe od Brzeska - pod nasunięciem Karpat), a także w piaskowcach cenomanu w rejonie Bochni i Brzeska. W zbiorniku miocenu największy potencjał geotermalny zidentyfikowano w interwale głębokości od 500 do 1000 m ppm. Od okolic Tarnowa po linię Przeworsk – Lubaczów na wschodzie zaznacza się kilka rejonów, w których potencjalne wydajności wód termalnych mogą osiągać 30 – 60 m^3/h (do 100 – 130 m^3/h lokalnie między Biłgorajem i Leżajskiem), przy wyrównanych temperaturach rzędu 30 – 40°C i mineralizacji wód 25 – 50 g/dm^3. Są to: rejon na wschód od Tarnowa, rejon pomiędzy Biłgorajem i Leżajskiem, rejon na wschód od Mielca i północ od Ropczyc, a także rejon na północ od Łańcuta.

Parametry hydrogeotermalne wód geotermalnych zapadliska przedkarpackiego zestawiono w tabeli 5.1.2

Tabela 5.1.2. Parametry hydrogeotermalne wód geotermalnych zapadliska przedkarpackiego (na podstawie (Górecki, Sowiżdżał (red.) i in, 2012)

Zbiornik geotermalny	*Głębokość zalegania zbiornika* strop/spąg*	*Temperatura***	*Mineralizacja***	*Potencjalna wydajność Otworów wiertniczych*
m p.p.m.	***m p.p.m.***	***°C***	***g/dm³***	***m³/h***
Miocen	500–1000	30–40	50 - >150	do ok.100
Miocen	1000–1500	40–60	do 150	do ok. 30
Miocen	1500–2000	50–60	do około 200	niskie, sporadycznie 20–30
Miocen	2000–2500	60–>70	do ponad 300	rzędu kilku
Miocen	2500–3500	80–100	wysoka, lokalnie przekraczająca 300	do około 20
Cenoman	0–4000	30–100	kilkadziesiąt g/dm^3, lokalnie do ponad 150 g/dm^3	lokalnie ponad 250 m^3/h
Jura górna	250–4500	do 60, lokalnie ponad 100	od kliku do kilkudziesięciu g/dm^3	lokalnie powyżej 30 m^3/h
Jura środkowa	250–4750	do ponad 120	od około 20 do stukilkudziesięciu g/dm^3	sporadycznie powyżej 100 m^3/h
Karbon – klastyczny	250–6750	Do ponad 100	od kilku do ponad 250 g/dm^3	sporadycznie przekraczające 10 m^3/h
Dewon i karbon – węglanowy	100–5000	Do 200	Od 0,5 g/dm^3 do ponad 300 g/dm^3	do maksymalnie 60 m^3/h

****w przypadku zbiornika miocenu analizowany interwał głębokościowy***

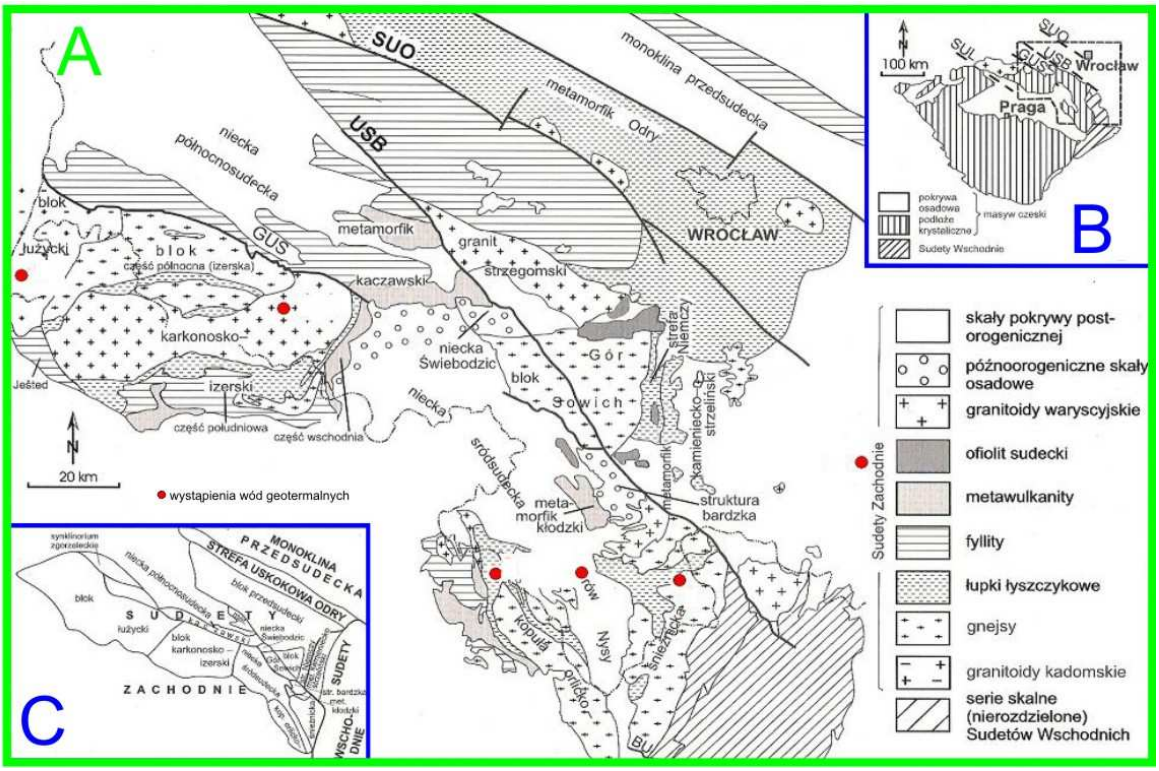
*****wartość podana w środku interwału głębokościowego, w przypadku pozostałych zbiorników wartość podana w stropie (min-max)***

5.1.4. Sudety

Obszar Sudetów, zlokalizowanych w południowo-zachodniej Polsce, budują skały krystaliczne, które schodowo obniżają się ku północnemu-wschodowi tworząc charakterystyczne stopnie (rys. 5.1.9). Najwyższym z nich jest wypiętrzony masyw górski

Sudetów, miejscami pokryty skałami osadowymi o miąższości do kilkuset metrów. Wzdłuż tzw. brzeżnego uskoku sudeckiego obniżony względem Sudetów jest niższy stopień krystaliniku, tzw. blok przedsudecki. Ciągnie się on pasem o przebiegu NW-SE aż do tzw. strefy uskoków Odry, odkąd podłoże tworzy kolejny trzeci stopień, nachylony ku północnemu-wschodowi – pokryty miąższą pokrywą osadów tzw. monokliny przedsudeckiej. Blok przedsudecki w większej części również pokrywają młodsze skały osadowe o miąższości do kilkuset metrów. Natomiast monoklina przedsudecka stanowi serię warstw permu i triasu zapadających pod małym kątem ku NE.

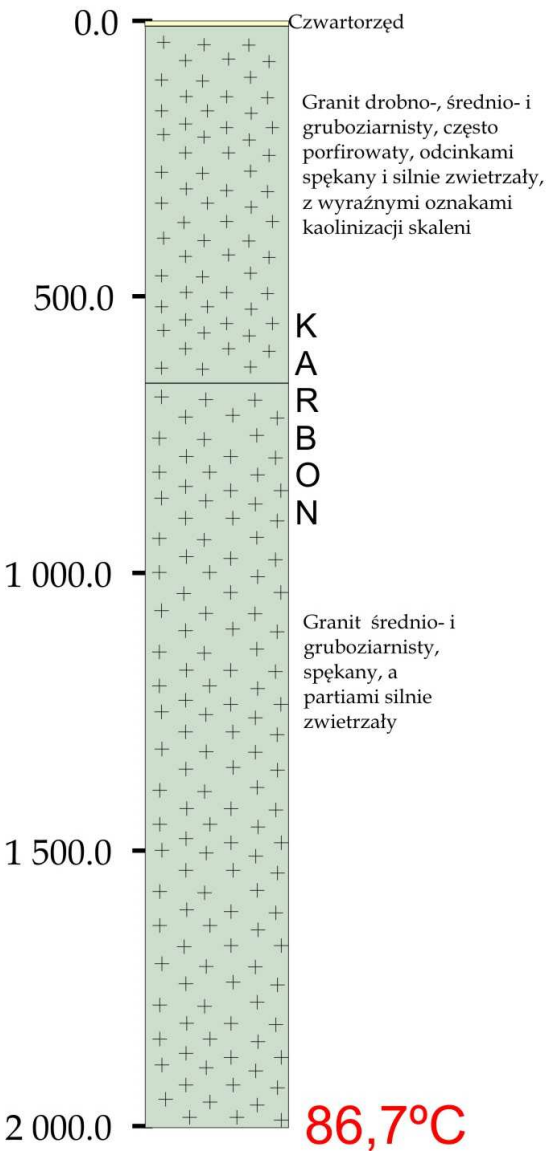
Sudety i większość bloku przedsudeckiego stanowią północno wschodni fragment masywu czeskiego (rys. 5.1.9 B), największego masywu krystalicznego Europy środkowej. Występujące tu skały prekambryjskie przebudowane zostały głównie podczas orogenezy bajkalskiej (assyntyjskiej), a następnie kaledońskiej (Oberc, 1972). Decydującą rolę dla obecnej tektoniki miały intensywne i wielofazowe ruchy waryscyjskie zakończone intruzjami granitoidowymi. Tektonika waryscyjska spowodowała powstanie licznych dyslokacji, wzdłuż których powstałe bloki zostały przemieszczone pionowo. Na obszarze masywu znajdują się fragmenty młodopaleozoiczno-mezozoicznej pokrywy wypełniającej nieckę czeską, śródsudecką oraz północnosudecką. Ruchy górotwórcze orogenezy alpejskiej spowodowały odmłodzenie starych i powstanie nowych linii i wypiętrzenie wzdłuż nich bloków, tworzących na obrzeżeniu masywu obszary górskie wzniesione na wysokość setek metrów (Mísař i in., 1983; Oberc, 1972; Żelaźniewicz, 2005).



GUS – główny uskok sudecki, SUL – strefa uskokowa Łaby, SUO – strefa uskokowa Odry, USB – uskok brzeżny sudecki

Rys. 5.1.9. Szkic geologiczny odkryty Dolnego Śląska - A (wg Żelaźniewicz, 2005)
B - położenie Dolnego Śląska w obrębie masywu czeskiego
C - schemat podziału na jednostki stratygraficzno-tektoniczne

Budowa geologiczna regionu sudeckiego – krystaliczne masywne podłoże odsłaniające się na powierzchni lub przykryte niezbyt miąższą warstwą skał osadowych – powoduje, że występujące tam wody geotermalne związane są ze strefami spękań w skałach krystalicznych. Prekambryjskie i dolnopaleozoiczne gnejsy oraz łupki metamorficzne, nierzadko zawierające wkładki marmurów zostały uformowane przez granitoidy górnego karbonu, które tworzą między innymi rdzeń masywu karkonosko-izerskiego. W synklinalnych skały krystaliczne pokryte są fanerozoicznymi osadami (wieku sylur-czwartorzęd) (Dowgiałło, 2000). Wody geotermalne występują w tym regionie tylko w krystalicznych formacjach. Większość przeprowadzonych do tej pory badań hydrogeotermalnych wykazała, że w polskiej części Sudetów występują wody geotermalne, które nadają się do wykorzystania wyłącznie w celach terapeutycznych (Dowgiałło, 2002). Jednakże, jak wykazały dotychczasowe badania, cały rejon Sudetów charakteryzuje się korzystnymi warunkami geotermalnymi. Na przykład: w rejonie Cieplic stwierdzono występowanie wód wgłębnych o temperaturze 86,7ºC (na głębokości 2002,5 m) (rys. 5.1.10). W Cieplicach występują najcieplejsze w Polsce źródła naturalne oraz najpłycej nawiercona woda słabozmineralizowana o temperaturze przekraczającej 80ºC (otworem C-1).



Rys. 5.1.10. Profil litostratygraficzny otworu Cieplice Śląskie – Zdrój C-1

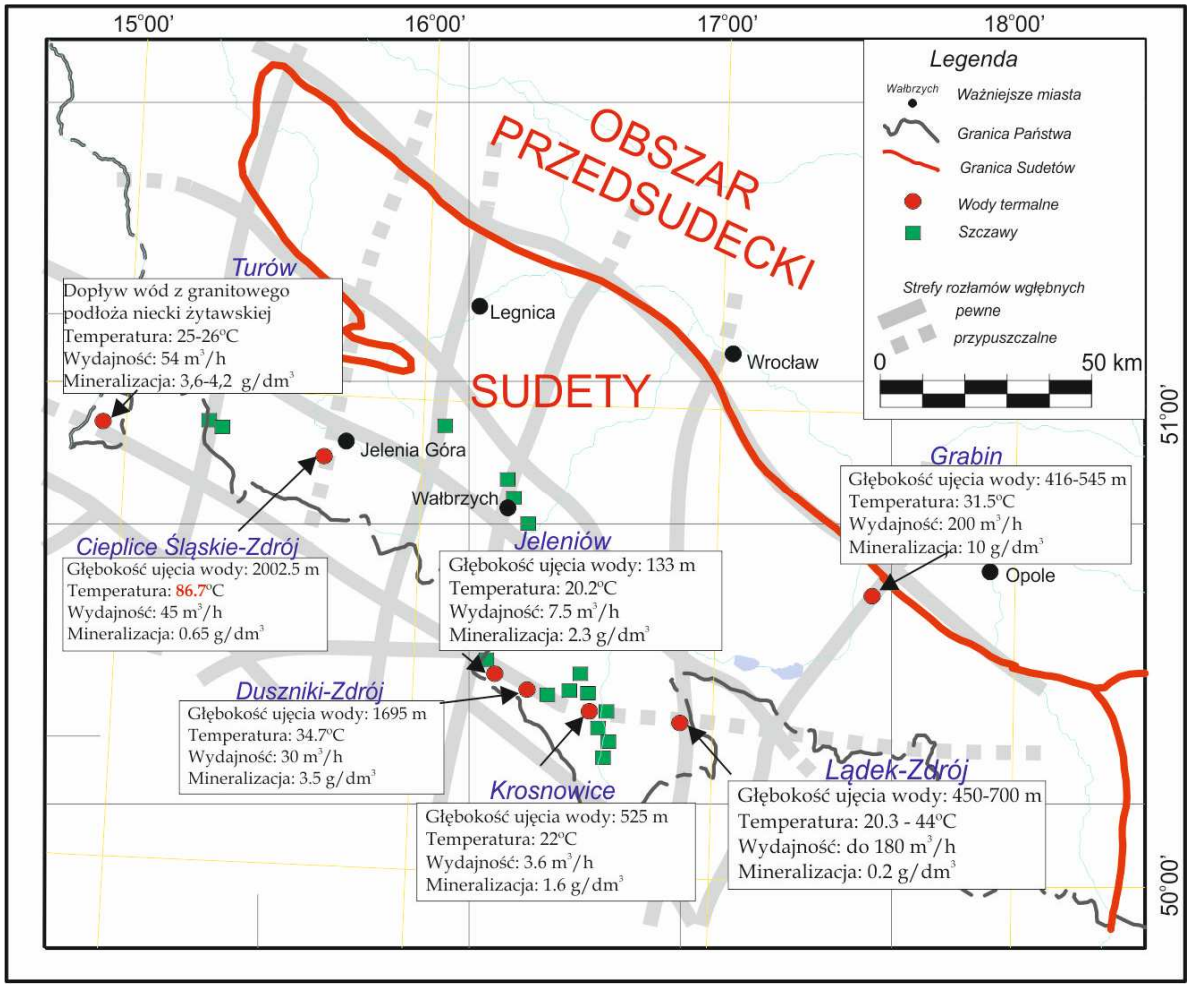
W związku z powyższym rejon Cieplic jest uważany za najbardziej perspektywiczny obszar dla lokalizacji systemów typu HDR (Wójcicki, Sowiżdżał, Bujakowski (red.) i in., 2013) jak również zlokalizowania projektów wykorzystujących ciepło geotermalne do produkcji prądu w układach binarnych w Polsce (Bujakowski, Tomaszewska (red.) i in., 2014).

Najstarsze informacje dotyczące wód termalnych regionu sudeckiego dotyczą wód Cieplic Śląskich-Zdroju i Lądka-Zdroju. Pierwsze badania wód cieplickich pochodzą z 1572 r. (Ciężkowski, 1994; 1998). Pod koniec lat sześćdziesiątych XX wieku zaczęto realizować pierwsze większe prace. Po wykonaniu szerokich prac poszukiwawczych na podstawie ich rezultatów ujęto wody o podwyższonych temperaturach w Lądku-Zdroju (1973 r., odwiert L-2, temperatura wody 45°C) oraz w Cieplicach (lata 1972-73, odwierty C-1 i C-2, temperatury wody 41,5°C oraz 63,3°C). Na początku lat osiemdziesiątych XX wieku przypadkowo natrafiono na wypływy wód geotermalnych w chodniku odwadniającym kopalni węgla brunatnego Turów (1981 r., 26°C) oraz w Grabinie na bloku przedsudeckim (1983 r., odwiert Odra-5/I, 31,4°C).

Powyższe sugestie, potwierdzone wynikami wierceń w Cieplicach Śląskich-Zdroju (1997 r., pogłębienie odwiertu C-1, 86,7°C), a także w Dusznikach-Zdroju (2002 r., odwiert GT-1, 35°C) spowodowały wyraźny wzrost zainteresowania uzyskaniem nowych zasobów wód o wysokich temperaturach w różnych rejonach regionu sudeckiego. W ostatnim dziesięcioleciu powstało szereg projektów głębokich wierceń w Cieplicach Śląskich-Zdroju (C-3), Wojcieszycach (WT-1), Karpnikach (KT-1) i Podgórzynie (Podgórzyn GT-1) w Kotlinie Jeleniogórskiej, a także w Polanicy-Zdroju (GT-1 i GT-2), Bolesławowie (BT-1) i na Przełęczy Puchaczówka (CG-1) na Ziemi Kłodzkiej oraz w Lipowej na bloku przedsudeckim (Ciężkowski, 2011).

Wody geotermalne występują w Sudetach wyłącznie w skałach krystalicznych, a ich obecność stwierdza się albo w bezpośrednich wypływach na powierzchnię, albo ujmuje się je na większych głębokościach, nieraz pod pokrywą skał osadowych. Powstałe elewowane obszary oraz linie głębokich nieciągłości w krystalicznym podłożu mają zasadnicze znaczenie w tworzeniu się wód mineralnych i geotermalnych. Obszary podniesione stanowią strefy infiltracji opadów i wód powierzchniowych, linie uskokowe są zaś są drogami przepływu podziemnego, często głębokiego. Dzięki niemu wody uzyskują podwyższoną temperaturę, wzbogacają się w różne składniki i nieraz nasycane są juwenilnym dwutlenkiem węgla. Wskutek bardzo głębokiego przepływu wody infiltrujące w Sudetach pojawiają się także w obrębie bloku przedsudeckiego (Ciężkowski, 2011).

W Sudetach występowanie wód geotermalnych stwierdzono w kilku miejscach, przedstawionych i opisanych na mapie (rys. 5.1.11).



Rys. 5.1.11. Mapa występowania wód termalnych w Sudetach (na podstawie Dowgiałły, 2002; Ciężkowskiego, 2011)

5.1.5. Podsumowanie

Występowanie zasobów geotermalnych jest ściśle uzależnione od warunków geologicznych danego regionu. W Polsce możemy wyróżnić cztery regiony charakteryzujące się odmiennymi warunkami hydrogeotermalnymi (tab.5.1.3). Największy potencjał geotermalny związany jest z rejonem Niżu Polskiego oraz Podhala, będącego częścią Karpat. Znacznie mniejsze perspektywy związane są z rejonem zapadliska przedkarpackiego (ze względu na niskie wydajności otworów wiertniczych) oraz pozostałej części Karpat. W Sudetach wody geotermalne występują punktowo, a zbiorniki geotermalne, w przeciwieństwie do innych regionów, zbudowane są ze skał krystalicznych.

Tabela 5.1.3. Parametry hydrogeotermalne wód geotermalnych różnych regionów Polski

,	NIŻ POLSKI	ZAPADLISKO PRZEDKARPACKIE	KARPATY	SUDETY
ZBIORNIKI GEOTERMALNE (do głębokości ok.5 km)	osadowe, od dolnopaleozoicznych po kredowe	osadowe, mezozoiczno-trzeciorzędowe, lokalnie paleozoiczne	osadowe, mezozoiczno-trzeciorzędowe	występowanie wód geotermalnych związane jest ze strefami spękań w skałach krystalicznych
TEMPERATURA W OBRĘBIE ZBIORNIKA [°C]	30-130	20-120	20-120	max.86,7
WYDAJNOŚĆ OTWORÓW WIERTNICZYCH [m3/h]	wysoka, lokalnie nawet powyżej 300	niskie, przeważnie poniżej 20, wyjątek stanowi zbiornik cenomanu - max. ok. 250	od niskich (Karpaty zewnętrzne) do nawet 550 (Karpaty wewnętrzne - Podhale)	od kilku do nawet 200
MINERALIZACJA [g/L]	zróżnicowana, lokalnie wysoka, czasem przekraczająca 300 (zwłaszcza w strefach występowania wysadów solnych)	zróżnicowana , lokalnie wysoka, czasem przekraczająca 300 (w głębszych strefach zbiorników)	od kilku do 120	do max.10
OBSZARY PERSPEKTYWICZNE	rejon niecek śródpolskich	centralna część	Podhale	punktowe - Cieplice Śląskie-Zdrój i inne

Literatura:

Bujakowski W, Tomaszewska B, (red.) i in., 2014: Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i cieplnej w układach binarnych w Polsce [Atlas of the possible use of geothermal waters for combined production of electricity and heat using binary system in Poland], MEERI PAS, Kraków, 305;

Chowaniec J., 2009: Studium hydrogeologii zachodniej części Karpat polskich; Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego z. VIII Nr 434;

Chowaniec J., Poprawa D., Witek K., 2001 – Występowanie wód geotermalnych w polskiej części Karpat. Przegląd Geologiczny: 49, 8, s. 734-742;

Ciężkowski W., 1994 - Cieplickie wody termalne. Karkonosz, 1994, nr 3-4 (10-11)/93, s. 20-29.

Ciężkowski W., 1998 - Lądek Zdrój. Dolnośląskie Wydawnictwo Edukacyjne, 1998, Wrocław, ss. 235.

Ciężkowski W., 2011 - Kierunki rozwoju i możliwości wykorzystania geotermii głębokiej na Dolnym Śląsku Instytut Górnictwa, Politechnika Wrocławska, Wrocław, 2011.

Dowgiałło J. 1980 – Poligenetyczny model karpackich wód chlorkowych i niektóre jego konsekwencje. Współczesne problemy hydrogeologii regionalnej, Jachranka k. Tom konferencyjny. Warszawy: 275–290;

Dowgiałło J., 2002 - The Sudetic geothermal region of Poland. Geothermics, 2002, Vol. 31 (3), s. 343-359.

Dowgiałło J.., 2002: The Sudetic geothermal region of Poland. Geothermics 31, 343–359;

Dowgiałło, J., 2000: The Sudetic geothermal region of Poland - new findings and further prospects; Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10;

Górecki W, Sowiżdżał A, Hajto M, Wachowicz-Pyzik A., 2015: Atlases of geothermal waters and energy resources in Poland. Environmental Earth Sciences, 74 (12), 7487–7495;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006a: Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje mezozoiczne. Kraków;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006b: Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje paleozoiku. Kraków;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2011: Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. Kraków;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2013: Atlas geotermalny Karpat Wschodnich. Kraków;

Górecki W., Hajto M., Strzetelski W., Szczepański A., 2010: Dolnokredowy oraz dolnojurajski zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim. Przegląd Geologiczny, vol. 58, nr 7, pp. 589-593;

Górecki W., Kozdra T., Hajto M. i in., 2003: Analiza geologiczna i ocena zasobów wód i energii geotermalnej w wytypowanych zbiornikach geotermalnych dewonu, karbonu i permu Na Niżu Polskim. Projekt badawczy KBN nr 9 T12B 005 19. ZSE AGH Kraków;

Górecki W., Sowiżdżał A. (red.) i in., 2012: Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego. Kraków;

Hajto M., 2011: Potencjał geotermalny w rejonie zewnętrznych Karpat Zachodnich — Geothermal potential of the Outer Western Carpathians. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój ; ISSN 0304-520X. — 2011 R. 50 z. 1–2, s. 37–49. — Bibliogr. s. 47–48;

Hajto M., 2012: Zasoby oraz możliwości zagospodarowania wód geotermalnych w Karpatach Zachodnich – od Cieszyna po Gorlice — Geothermal resources and possibilities of use of geothermal waters in the Western Carpathians – from Cieszyn to Gorlice] [W:] SOLINA 2012: IV konferencja: architektura – budownictwo – inżynieria – technika : nowoczesne technologie energooszczędne – wykorzystanie odnawialnych źródeł energii: Rzeszów–Polańczyk, 30 maja – 02 czerwca 2012 roku : streszczenia referatów konferencyjnych / Politechnika Rzeszowska. Wydział Budownictwa i Inżynierii Środowiska. Zakład Budownictwa Ogólnego.

Hajto M., 2013: Zasoby oraz możliwości wykorzystania energii geotermalnej w Polsce — [Geothermal resources and possibilities of its utilization in Poland]. [W:] Złoża kopalin - aktualne problemy prac poszukiwawczych, badawczych i dokumentacyjnych: IV ogólnopolska konferencja naukowa. Warszawa 15-17.04.2015. abstrakty / pod red. Magdaleny Pańczyk. Warszawa : Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2015. — ISBN: 978-83-7863-471-3. - S. 29–30. - Bibliogr. s. 30;

Hajto, M., 2014: Zasoby i możliwości zagospodarowania wód termalnych w rejonie Pogórza Środkowobeskidzkiego, Beskidu Środkowego oraz Beskidu Lesistego — Geothermal resources and possibilities of use of geothermal waters in the area of Środkowobesdzkie Foothills, Middle Beskidy and Beskid Lesisty. Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury = Journal of Civil Engineering, Environment and Architecture; ISSN 2300-5130. — Tytuł poprz.: Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej. Seria: Budownictwo i Inżynieria Środowiska ; ISSN: 0209-2646. — 2014 t. 31 z. 61 nr 3, s. 209–226. — Bibliogr. s. 224–225;

Harasimiuk M., Sowiżdżał A., Zubrzycki A., 2012 – Ogólna charakterystyka rejonu zapadliska przedkarpackiego. [W:] Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego (Górecki (red.), 2012). KSE AGH Kraków;

Jasnos J., 2012 - Charakterystyka występowania wód mineralnych, swoistych, leczniczych oraz solanek [W:] Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego (Górecki (red.), 2012). KSE AGH Kraków;

Karnkowski P., Jastrząb M., 1994 – Wody geotermalne depresji strzyżowskiej Karpat. Przegląd Geologiczny, 42, 2, s. 121-123;

Kępińska B 2016: Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej na świecie i w Europie w latach 2013–2015, Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2016;

Kępińska B., Wieczorek J., 2011: Charakterystyka geologiczno-złożowa podhalańskiego systemu geotermalnego [W:] Górecki W., Hajto M., W. (red.), 2011: Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich. KSE AGH Kraków;

Książkiewicz M., 1972 - Budowa geologiczna Polski. IV – Tektonika, 3-Karpaty. Wyd. Geol. Warszawa, 228: 1-228;

Misar Z. i in., 1983 - Geologie ČSSR I, Český Masiv. SPN, Praha, 1983.

Oberc J., 1972 - Budowa geologiczna Polski. T. IV, Tektonika, cz. 2: Sudety i obszary przyległe. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa, 1972.

Oszczypko N., 2006a – Late Jurassic-Miocene geodynamic evolution of the Outer Carpathian fold and thrust belt and its Foredeep Biostratigraphic Standarts. Biul. Pol. Acad. Sc., Earth Sc., 40: 83-96;

Oszczypko N., 2011 – Przekrój geologiczny przez Karpaty Zachodnie W: Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2011: Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. Kraków;

Oszczypko N., Krzywiec P., Popadyuk I., Peryt T., 2006 – Carpathian Foredeep Basin (Poland and Ukraine) – its sedimentary,structural and geodynamic evolution. [W:] J. Golonka and F. J. Picha (eds.), The Carpathians and their foreland: Geology and hydrocarbon resources. Mem. AAPG, 84: 293-350;

Oszczypko N., Tomaś A., 1978 – Charakterystyka własności zbiornikowych osadów jurajskich na przedgórzu Karpat środkowych. Kwart. Geol.; 22, 3: 585-600;

Oszczypko N., Zając R., Garlicka I., Mencik E., Dvorak J., Matejovska, 1989 – Geological map of the substratum of the Tertiary of the Western Outer Carpathians and their foreland, [In:] D. Poprawa, and J. Nemcok, cords., Geological Atlas of the Western Outer Carpathians and their foreland. PIG;

Peryt T., 2012 – Zarys budowy geologicznej zapadliska przedkarpackiego. [W:] Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego (Górecki (red.), 2012). KSE AGH Kraków;

Rajchel L., 2011a – Balneoterapia i rekreacja z zastosowaniem wód geotermalnych. [W:] Górecki W. (red.) i in. – Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. s. 142-145;

Rajchel L., 2011b – Wykorzystanie wód geotermalnych w uzdrowisku Rabka Zdrój. [W:] Górecki W. (red.) i in.- Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich. Wyd. AGH KSE, Kraków;

Sokołowski J., 1992 – Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Bańska IG-1. Geosynoptyka i Geotermia, t. 1, PAN CPPGSMiE, Kraków;

Sowiżdżał A, Kaczmarczyk M. 2016 – Analysis of thermal parameters of Triassic, Permian and Carboniferous sedimentary rocks in central Poland. Geological Journal, 51(1), 65–76;

Sowiżdżał A, Papiernik B, Machowski G, Hajto M. 2013 – Characterization of petrophysical parameters of the Lower Triassic deposits in prospective location for Enhanced Geothermal System (central Poland). Geological Quarterly, 57, 4, 729-744;

Sowiżdżał A. 2015 – Characterization of geothermal reservoirs parameters in Polish part of Carpathian Foredeep, Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences, May 2015, Vol. 10, No. 2, p. 237 – 246;

Sowiżdżał, Górecki, 2013 – Możliwości wykorzystania energii geotermalnej w rejonie zapadliska przedkarpackiego; Possibilities of geothermal energy utilization in the Carpathian Foredeep, Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój ; ISSN 0304-520X. — 2013 R. 52 z. 2, s. 59–73.

Stupnicka E., 1997 – Geologia regionalna Polski. Wyd. Uniw. Warsz. Warszawa;

Wójcicki A, Sowiżdżał A, Bujakowski W, (red.), 2013 i in., 2013 – Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce [Evaluation of potential, thermal balance and prospective geological structures for needs of closed geothermal systems (Hot Dry Rocks) in Poland]. Warszawa/Kraków 246;

Żelaźniewicz A. i in.: 2011 – Regionalizacja tektoniczna Polski, Komitet Nauk Geologicznych PAN, Wrocław 2011, ISBN 978-83-63377-01-4, s. 20-24.

Żelaźniewicz A., 2005 – Przeszłość geologiczna. W: Fabiszewski J. (red.) – Przyroda Dolnego Śląska. Polska Akademia Nauk, Oddział we Wrocławiu, 2005, s. 61-134.

5.2. Obecny stan i perspektywy rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

5.2.1. Wprowadzenie

Możliwości wykorzystania energii wód geotermalnych w ciepłownictwie w Polsce są związane przede wszystkim z Niżem Polski, a także z rejonem Podhala (Karpaty wewnętrzne) i z niektórymi lokalizacjami w innych obszarach, w tym w Karpatach zewnętrznych i regionie Sudetów.

W przypadku Niżu Polskiego szczególnie perspektywiczny jest zwłaszcza obszar zawarty wewnątrz konturu pokazującego możliwości występowania wód geotermalnych o temperaturach powyżej 60°C, obejmujący w większości wodonośne utwory kredy dolnej i jury dolnej. Główne parametry charakteryzujące ten obszar są następujące:

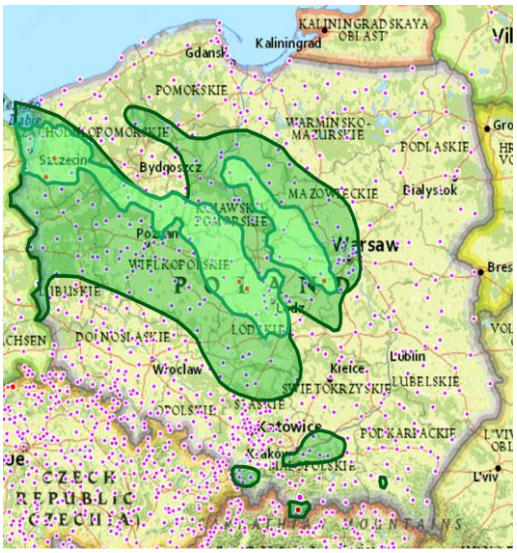
- Temperatury złożowe >60°C,
- Głębokość geotermalnych poziomów wodonośnych do 3–4 km.

Równocześnie na tym obszarze pracuje wiele sieci centralnego ogrzewania (c.o.), jednakże dotychczas (2017) tylko pięć z nich wykorzystuje energię geotermalną (rys. 5.2.1).

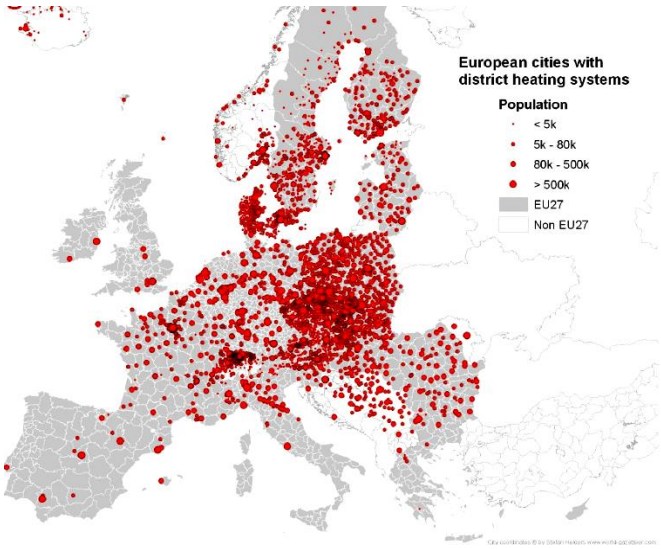
Należy również zaznaczyć, że rozwój geotermalnych systemów c.o. jest uzasadniony przede wszystkim w miejscowościach z działającymi już sieciami ciepłowniczymi, tam gdzie otwory ujmujące wody geotermalne znajdować się będą blisko sieci i odbiorców ciepła.

Przedstawiając sytuację Polski na tle Europy – należy podkreślić, że w krajach UE działa ok. 5000 systemów ciepłowniczych. Aż 10% z nich (około 500) znajduje się w Polsce (rys. 5.2.2) – do części z nich można wprowadzić energię geotermalną. Porównując na tym tle obecną liczbę geotermalnych systemów c.o. w Europie i w Polsce: w 2016 r. w Europie działało ich ok. 270 (a wiele inwestycji było w toku), w Polsce natomiast działało tylko 6 geotermalnych systemów ciepłowniczych. Wiele już istniejących sieci c.o. jest odpowiednią podstawą dla geotermii – w przypadku kilku z nich tak będzie w najbliższych latach.

Podejście takie potwierdzają m.in. wyniki projektu UE „Promowanie geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Europie" (Report on Geothermal DH Potential in 14 EU-countries, 2014; www.geodh.eu), które zachęcają do pilnego podjęcia odpowiednich działań celem przyspieszenia rozwoju geotermalnego ogrzewania w Polsce. Bardzo silnym argumentem za tym przemawiającym jest szczególnie duże zanieczyszczenie atmosfery (smog) w ostatnim zimowym sezonie grzewczym 2016/2017 r. w wielu miejscowościach gdzie spala się węgiel, a czyste i przyjazne źródło ciepła jakim jest geotermia pozostaje niewykorzystane, chociaż może służyć także poprawie jakości życia i realizacji w praktyce zasad zrównoważonego i innowacyjnego rozwoju.



Rys. 5.2.1. Najbardziej perspektywiczne obszary dla geotermalnych systemów c.o. w Polsce
[W:] Report on Geothermal DH Potential in 14 EU-countries, 2014 (www.geodh.eu).
Ciemnozielona linia – izoterma wgłębna 60°C, zielona linia – izoterma wgłębna powyżej 60°C (głębokości ok. 3–4 km głównie w formacjach dolnojurajskich i dolnokredowych). Czerwone kropki – działające geotermalne sieci c.o.



Rys. 5.2.2. Systemy ciepłownicze w Europie (czerwone kropki) zgodnie z bazą danych HUDC (czerwiec 2012). [W:] Report on Geothermal DH Potential in 14 EU-countries, 2014 (www.geodh.eu)
Źródło mapy: Persson i in. (2012) – baza HUDC 2012 (Baza danych dotyczących ogrzewania i chłodzenia, Uniwersytet Halmstad). Zwraca uwagę duża gęstość systemów c.o. w Polsce

5.2.2. Obecne zastosowania energii geotermalnej w Polsce

Pomimo że Polska posiada znaczący potencjał energii geotermalnej, to do tej pory jej wykorzystanie odbywa się znacznie poniżej jego możliwości. Obecne zastosowania energii wód geotermalnych (wydobywanych za pomocą otworów o głębokościach rzędu 1–4 km) obejmują ciepłownictwo sieciowe, balneoterapię i rekreację, hodowlę ryb, inne zastosowania na nieznaczną skalę. Rysunek 5.2.3 przedstawia położenie pracujących instalacji geotermalnych.

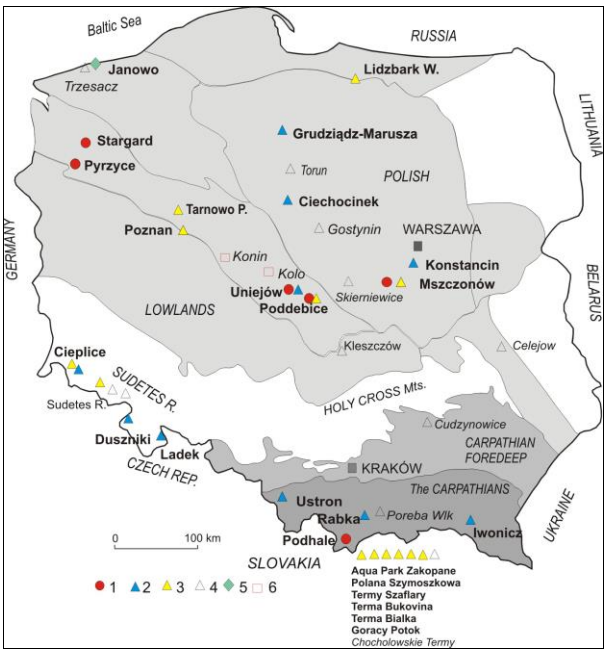
W przypadku ciepłownictwa sieciowego pierwsza instalacja w kraju została uruchomiona na początku lat 1990. na Podhalu (południowa Polska) w ramach Doświadczalnego Zakładu Geotermalnego PAN Bańska – Biały Dunajec, który był podstawą do powstania i dynamicznego rozwoju PEC Geotermia Podhalańska SA. W 2017 r. w całej Polsce pracowało łącznie sześć ciepłowni zaopatrujących sieci c.o. (uruchomionych w latach 1993-2015): w regionie Podhala i pięciu miastach na Niżu Polskim: w Mszczonowie, Uniejowie, Poddębicach, Pyrzycach i w Stargardzie.

W sektorze balneoterapii i rekreacji działa obecnie 10 uzdrowisk stosujących wody geotermalne do celów leczniczych. Historia najstarszych z nich sięga XIII wieku, podczas gdy najmłodsze uzdrowisko uzyskało status prawny w 2012 r. (Uniejów). W latach 2006–2016 do użytku oddano 14 nowych obiektów rekreacyjnych. Niektóre z nich stosują wodę geotermalną zarówno do napełniania basenów, do in. urządzeń, jak i zagospodarowują ich ciepło do ogrzewania swoich obiektów oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej (także przy wykorzystaniu pomp ciepła dużej mocy, tj. około 1 MW_t). W 2017 r. w różnych stadiach realizacji było kilka kolejnych inwestycji ukierunkowanych na rekreację.

Hodowle wodne z zastosowaniem wód geotermalnych zostały zapoczątkowane przez IGSMiE PAN, który jako pierwszy na początku lat 1990. wdrożył w skali demonstracyjnej (półtechnicznej) hodowlę ryb ciepłolubnych (część systemu wszechstronnego zagospodarowania wód geotermalnych). W 2015 r. w Janowie k. Trzęsacza uruchomiono natomiast dużą farmę łososia atlantyckiego. Stosowana w niej woda geotermalna pochodzi z otworu wykonanego w 2012 r. wykorzystywana jest także do ogrzewania obiektów farmy (Kępińska, 2016).

Do innych bezpośrednich zastosowań ciepła geotermalnego należą suszenie drewna (obiekty IGSMiE PAN na Podhalu; wcześniej jako element systemu kaskadowego w skali badawczo-rozwojowej z udziałem innych zastosowań), a także podgrzewanie boiska piłkarskiego i ścieżki spacerowej w Uniejowie.

W ostatnich latach odnotowuje się stały postęp w sektorze „płytkiej geotermii" - geotermalnych pomp ciepła (GPC) jako część postępu w całej branży tych pomp. W 2015 r. odnotowano średni wzrost sprzedaży na poziomie 14% w porównaniu do 2014 r. (najbardziej spektakularny wzrost na rynku wynosił 70% w przypadku pomp powietrznych w 2015 r.). W przypadku GPC średni wzrost ich sprzedaży kształtował się na poziomie około 5% (dane na podstawie www.portpc.pl). Pod koniec 2016 r. liczbę GPC można było oszacować na co najmniej 50 000 sztuk (w 2015 r. było to co najmniej 500 MW_t mocy i co najmniej 695 GWh / 2500 TJ wyprodukowanego ciepła; Kępińska, 2016). Największe jednostki posiadają moc rzędu 1 MW_t, niektóre z nich pracują w geotermalnej ciepłowni w Mszczonowie i w kilku geotermalnych ośrodkach rekreacyjnych.



Rys. 5.2.3. Pracujące instalacje geotermalne w Polsce, 2017 (na podstawie Kępińska, 2016, uzupełnione):
1 - systemy ciepłownicze c.o., 2 - uzdrowiska, 3 - czynne ośrodki rekreacyjne, 4 - ośrodki rekreacyjne w trakcie realizacji, 5 - hodowla ryb, 6 - projekty geotermalnych instalacji kogeneracyjnych (początkowe stadia)

5.2.3. Ciepłownictwo sieciowe – przegląd pracujących instalacji

Jak wyżej podane, w 2017 r. w Polsce pracowało sześć ciepłowni geotermalnych. Według danych z 2015 r. ich zainstalowana moc geotermalna wynosiła łącznie 76,2 MW_t Kępińska, 2016), a w 2016 r. sprzedaż ciepła geotermalnego wyniosła ok. 702 TJ. Parametry wód geotermalnych, a także moce zainstalowane czy produkcja ciepła różnią się znacznie w poszczególnych przypadkach – np. najwyższa temperatura wody geotermalnej ujętej otworem wynosi 82–86°C (Podhale i Stargard), a najniższa to 42°C (Mszczonów). Podhalański geotermalny system ciepłowniczy jest jednym z największych w Europie (poza Islandią) biorąc pod uwagę zainstalowaną moc i roczną sprzedaż ciepła. Dużą mocą i produkcją ciepła geotermalnej charakteryzuje się także położona na Niżu Polskim ciepłownia geotermalna w Stargardzie.

Wybrane informacje dotyczące pracy ciepłowni geotermalnych w Polsce zawiera tabela 5.2.1. Wszystkie one są dobrymi przykładami zastosowania czystej energii, zmniejszając znacznie emisję gazów cieplarnianych, które byłyby generowane przez spalanie paliw kopalnych (głównie węgla) do celów ciepłowniczych.

Tabela 5.2.1. Ciepłownie geotermalne w Polsce, stan w 2015–2016 r. (na podstawie Kępińska, 2016; uzupełnione o informacje dot. sprzedaży ciepła w 2016 r.)

Lokalizacja	Rok otwarcia	Temperatura wody na wypływie [°C]	Maksymalna wydajność wody [m^3/h]	Mineralizacja wody [g/dm^3]	Zainstalowana moc geotermalna, 2015 [MW_{th}]	Całkowita moc zainstalowana 2015 [(MW_{Th}]	Sprzedaż ciepła z geotermii 2016 [TJ]	Udział geotermii w całkowitej sprzedaży ciepła [%]
Podhale	1993	82-86	960	22,5	40,7	82,6	384,3	91,2
Mszczonów	2000	42	60	00,5	3,7	8,3	14,9	38.2
Poddębice	2013	68	252	00,4	10	10	56,3	100
Uniejów	2000	68	120	66-8	3,2	7,4	9,0	29
Pyrzyce	1994	61	360	120	6	22	50,3	57
Stargard	2012	83	180	150	12,6	12,6	187	100
Razem					76,2	142,9	702	

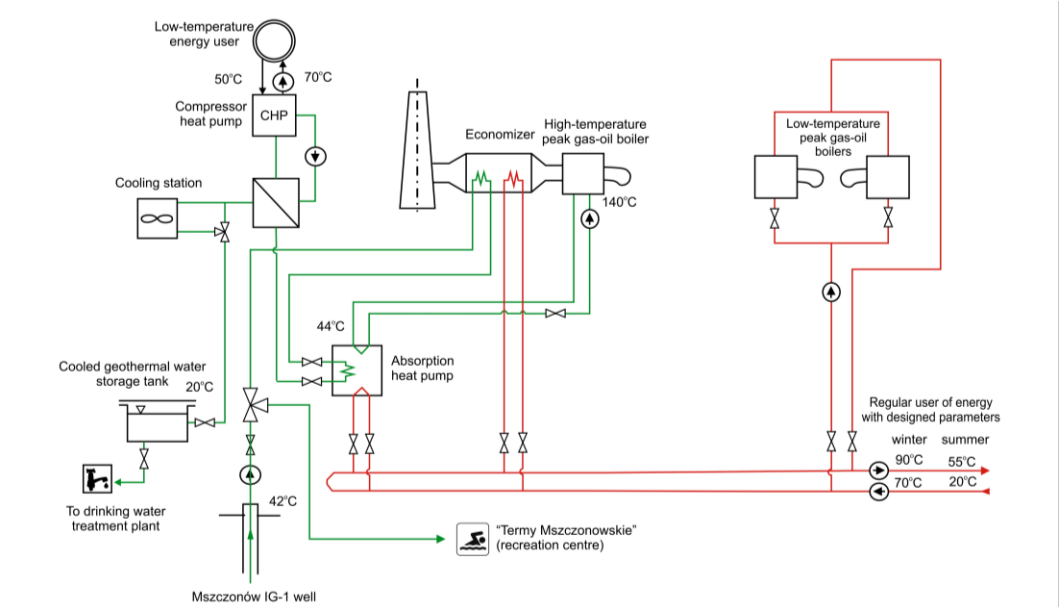
Podhale: operatorem zakładu, który pracuje od 1994 r. (na większą skalę od 2001 r.) jest PEC Geotermia Podhalańska SA. Jest to największy system geotermalnego ogrzewania sieciowego w Polsce i jeden z największych w kontynentalnej

Europie. Jego uruchomienie było poprzedzone wszechstronnymi badaniami geologicznymi, wiertniczymi i eksploatacyjnymi, jak również Doświadczalnym Zakładem Geotermalnym PAN Bańska – Biały Dunajec.
Zbiornik wód geotermalnych znajduje się w wapieniach i dolomitach triasu środkowego oraz wapieniach eocenu środkowego położonych na głębokości 2–3,7 km p.p.t. Wody znajdują się pod ciśnieniem artezyjskim. Maksymalna zatwierdzona sumaryczna wydajność z trzech otworów produkcyjnych wynosi 960 m^3/h, a temperatury na wypływach 82–86°C. Mineralizacja wody wynosi około 2,5 g/dm^3. Są to bardzo dobre parametry zbiornikowe i eksploatacyjne.
W 2016 r. zainstalowana moc geotermalna wynosiła ok. 41 MW_t (całkowita ok. 83 MW_t włączając szczytowe kotły gazowe i kocioł gazowo-olejowy). Całkowita sprzedaż ciepła geotermalnego wyniosła ok. 384 TJ. Do geotermalnej sieci c.o. podłączonych było w 2016 r. około 1470 odbiorców (głównie w Zakopanem – głównym mieście regionu, w którym sieć ta pokrywa około 40% zapotrzebowania na ciepło). Schłodzona woda geotermalna jest częściowo zatłaczana do złoża, a częściowo kierowana do dwóch ośrodków rekreacyjnych. Dzięki pracy systemu ograniczono znacznie emisję CO_2 i innych zanieczyszczeń generowanych wcześniej przez spalanie węgla. Prowadzona jest dalsza rozbudowa sieci grzewczej przewidująca podłączenie obiektów w kolejnych miejscowościach (m.in. w Szaflarach, Nowym Targu, Kościelisku), co będzie możliwe dzięki efektywniejszej gospodarce cieplnej oraz wykonaniu czwartego otworu produkcyjnego.

Pięć ciepłowni geotermalnych położonych jest na Niżu Polskim: w Mszczonowie, Poddębicach (mieście objętym niniejszym Projektem), Pyrzycach, Stargardzie, Uniejowie. Pracują one w oparciu o wody geotermalne eksploatowane z piaskowców wieku dolnokredowego lub dolnojurajskiego. Poniżej podano ich zwięzła charakterystykę. Stanowią one przykłady i źródła doświadczeń dla planowanych kolejnych ciepłowni geotermalnych na Niżu Polski, m.in. w Konstantynowie Łódzkim i Sochaczewie – miastach Projektu EOG, którego dotyczy ten Raport.

Mszczonów: ciepłownia działa od 2000 r. Maksymalna wydajność wynosi około 60 m^3/h wody o temperaturze 42,5°C, mineralizacja osiąga 0,5 g/dm^3. Zbiornik wody geotermalnej znajduje się w piaskowcach dolnokredowych na głębokości 1,6–1,7 km p.p.t. Woda wydobywana jest pojedynczym otworem i nie jest zatłaczana z powrotem do złoża. Otwór produkcyjny jest starym odwiertem z 1970 r. wykonanym w celu poszukiwania ropy i gazu. Został on zrekonstruowany i przystosowany do wydobywania wody geotermalnej (według projektu IGSMiE PAN i Geotermii Mazowieckiej S.A.

W 2016 całkowita zainstalowana moc cieplna wynosiła 8,3 MW_t (4,6 MW_t z niskotemperaturowych kotłów gazowych, 2,7 MW_t z absorpcyjnej pompy ciepła i kotłów wysokotemperaturowych oraz 1 MW_t ze sprężarkowej pompy ciepła). Sprzedaż ciepła geotermalnego wyniosła ok. 14,9 TJ (38,2% całkowitej sprzedaży). Instalacja efektywnie odbiera ciepło z wody geotermalnej o temperaturze od 42 do 10°C wykorzystując je do trzech ważnych gospodarczo i społecznie celów: ogrzewania sieciowego, produkcji wody pitnej (jest to woda geotermalna, która po schłodzeniu w pompie sprężarkowej jest kierowana do wodociągów miejskich), napełniania basenów w miejskim centrum rekreacyjnym. Schemat technologiczny opisanego system ciepłowniczego przedstawiono na rysunku 5.2.4.
Dla Mszczonowa realizowane są kolejne projekty B+R dot. zastosowań wody i energii geotermalnej – część ma charakter innowacyjny (np. produkcja wody mineralnej), planowane jest budowa dużego centrum rekreacyjnego).



Rys. 5.2.4. Schemat technologiczny geotermalnego systemu ciepłowniczego w Mszczonowie (źródło: Geotermia Mazowiecka S.A.)

Poddębice: budowę geotermalnej ciepłowni ukończono w 2012 r. Woda geotermalna pochodzi z piaskowców dolnokredowych z głębokości 1,95–2,06 km. Zainstalowana moc geotermalna wynosi 10 MW_t (temperatura wody 68°C, maksymalna zatwierdzona wydajność 252 m^3/h, mineralizacja 0,4 g/dm^3). Od 2014 r. ciepłownia dostarcza ciepło do budynków publicznych, szkoły, szpitala (wraz z częścią rehabilitacyjną), budynków wielorodzinnych. W 2016 r. sprzedaż ciepła geotermalnego przez przedsiębiorstwo Geotermia Poddębice Sp. z o.o. wyniosła 56,5 TJ. Część strumienia wody jest kierowana do basenów rekreacyjnych. Poddębice posiadają bardzo perspektywiczne warunki geotermalne dlatego planują rozbudowę sieci ciepłowniczej i dalsze inwestycje. Dzięki niskiej mineralizacji i wysokiej jakości woda jest używana także do celów pitnych (do tej pory na ograniczoną skalę).
Poddębice są dobrym polem dla badań na rzecz szerszego rozwoju energii geotermalnej w zakresie niskoemisyjnego ogrzewania sieciowego i wprowadzeniu go do budynków. Na tych aspektach skoncentrowany był Projekt EOG „Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – miasto Poddębice" współfinansowany ze środków Mechanizmu Finansowego EOG na lata 2009–2014. Pogłębienie analizowanych zagadnień i propozycje dalszej optymalizacji energetyczno-ekonomicznej wykorzystania wód i energii geotermalnej w tym mieście było realizowane w ramach Projektu EOG, którego dotyczy niniejszy Raport.

Pyrzyce: ciepłownia pracuje od 1996 r. Zbiornik wody geotermalnej znajduje się w piaskowcach dolnojurajskich na głębokości 1,4–1,6 km p.p.t. Maksymalna wydajność z dwóch otworów produkcyjnych wynosi około 100 dm^3/s wody o temperaturze 61°C (zużyta woda jest zatłaczana dwoma otworami chłonnymi). Po wykonanej w ostatnich latach optymalizacji systemu całkowita zainstalowana moc ciepłowni wynosi około 22 MW_t, przy czym około 16 MW_t pochodzi z absorpcyjnej pompy ciepła.

Zakład dostarcza ciepła i ciepłej wody użytkowej do ponad 90% odbiorców (liczba mieszkańców miasta wynosi 13 000). W 2016 sprzedaż ciepła geotermalnego wynosiła 50,3 TJ (57% całkowitej sprzedaży). W 2017 r. wykonywano wiercenie kolejnego otworu eksploatacyjnego.

Uniejów: ciepłownia działa od 2001 r. Zbiornik wody geotermalnej znajduje się w piaskowcach dolnokredowych na głębokości 1,9–2,1 km p.p.t. Maksymalna wydajność z jednego otworu produkcyjnego wynosi 33,4 L/s wody o temperaturze 68°C i mineralizacji 6–8 g/dm^3. W układzie eksploatacyjnym znajdują się również dwa otwory chłonne. Do 2015 r. całkowita zainstalowana moc ciepłowni wynosiła 7,4 MW_t, w tym 3,2 MW_t mocy geotermalnej,1,8 MW_t z kotła na biomasę i 2,4 MW_t z kotłów olejowych (Kępińska, 2016). W 2016 r. wytwarzane było natomiast w nowym układzie wysokosprawnej kogeneracji z generatorów opartych na silnikach gazowych, Z tego źródła sprzedano odbiorcom 22 TJ ciepła, podczas gdy z geotermii 9 TJ. Do sieci c.o. podłączonych jest około 80% budynków w mieście.

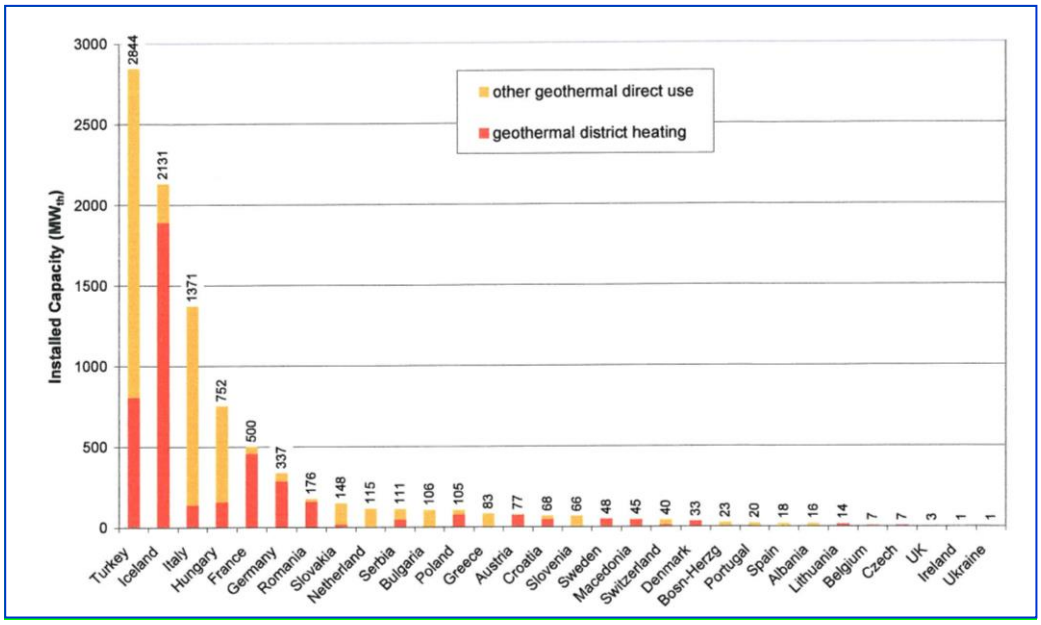
Od 2008 r. część wody zasila spa geotermalne i ośrodek rekreacyjny „Termy Uniejów" – woda jest kierowana do basenów oraz do zabiegów leczniczych (około 8,4 L/s o temperaturze 42°C; około 1 WM_t, 7,7 TJ). „Termy Uniejów" ogrzewane są także energią geotermalną. Część zużytej wody (około 5,6 l/s o temperaturze 28°C) jest wykorzystywana do podgrzewania murawy boiska piłkarskiego (około 1 MW_t, 8,7 TJ) i ścieżki spacerowej. W 2012 miasto Uniejów uzyskało status uzdrowiska. Niektóre nowe sposoby zastosowania geotermii są obecnie na różnych etapach przygotowań i planowania projektów.

Stargard: zakład został otwarty ponownie w 2012 r. (po przestoju w kilku poprzednich latach). Eksploatacja wody geotermalnej odbywa się dwoma otworami – produkcyjnym i chłonnym. Warstwy wodonośne tworzą piaskowce dolnojurajskie (całkowita głębokość otworów 2,6–2,9 km p.p.t.). W 2015 r. maksymalna wydajność wynosiła około 50 L/s wody o temperaturze 83ºC (maksymalna temperatura 87°C). W 2016 r. zainstalowana moc geotermalna wynosiła 12,6 MW_t, a produkcja ciepła 187 TJ, które w całości sprzedano do gminnego przedsiębiorstwa energetyki cieplnej (celem produkcji ciepła c.o. i ciepłej wody użytkowej). Miejska ciepłownia w Stargardzie jest zasadniczo opalana węglem (całkowita moc wynosi 116 MW_t) i dostarcza ciepło do 75% mieszkańców 75-tysięcznego miasta), a geotermia pokrywa około 30% zapotrzebowania na ciepło w całym mieście.

Operator ciepłowni geotermalnej w Stargardzie rozpoczął 2017 r. wiercenie kolejnych otworów, co przełoży się na znaczne zwiększenie mocy i produkcji czystego ekologicznie ciepła dla tego miasta.

Podsumowując przegląd wszystkich sześciu geotermalnych ciepłowni w Polsce: w 2015 r. całkowita geotermalna moc zainstalowana wynosiła około 76 MW_t, natomiast sprzedaż ciepła geotermalnego osiągnęła w 2016 r. poziom 702 TJ. W poszczególnych przypadkach udział geotermii w całkowitej sprzedaży ciepła wynosił od 29 do 100%. Największe zainstalowane moce całkowite i geotermalne miała geotermalna sieć c.o. w regionie Podhala, która sprzedała najwięcej geotermalnego ciepła w kraju. Zwraca też uwagę duża sprzedaż takiego ciepła przez Geotermię Stargard.
W 2015 r. Polska zajmowała dopiero 12. miejsce spośród 30 krajów europejskich, które były objęte statystykami przedstawionymi na Europejskim Kongresie Geotermalnym w 2016 r. (rys. 5.2.5.). Jest to znacznie poniżej potencjału geotermalnego, rzeczywistych potrzeb, czy też względów ekologicznych i społecznych. Ta sytuacja powinna ulec zmianie

poprzez bardziej dynamiczny rozwój kolejnych ciepłowni geotermalnych – jest to spodziewane w nadchodzących latach dzięki dofinansowaniu wierceń ze środków NFOŚiGW zgodnie z inicjatywą rządową z 2016 r., dzięki której do października 2017 r. przyznano dofinansowanie dla wiercenia pięciu otworów badawczych, w tym m.in. w Lądku-Zdroju i Sochaczewie – dwóch spośród czterech miast, których dotyczyła raportowany Projekt EOG.



Rys. 5.2.5. Pozycja Polski na tle zastosowań bezpośrednich geotermii (w tym ciepłownictwa geotermalnego) w Europie, 2015 r. (Antics i in., 2016)

5.2.4. Projekty geotermalne w 2017 r.

Wśród projektów inwestycyjnych w 2017 r. było m.in.:

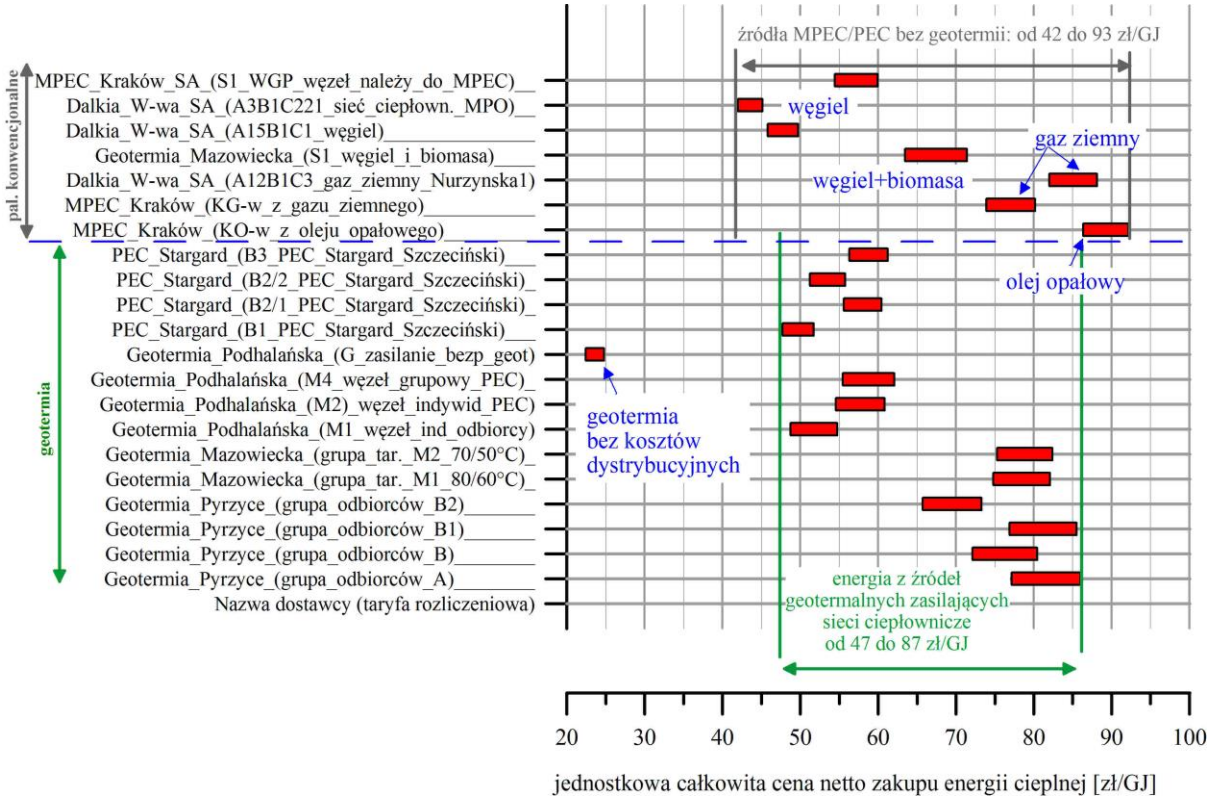
- Wiercenia nowych otworów geotermalnych dla potrzeb już pracujacyh ciepłowni (Pyrzyce, Stargard),
- Kilka inwestycji ukierunkowanych na rekreację i balneoterapię,
- Początkowe etapy kilku projektów dotyczących kogeneracji ciepła i energii elektrycznej (systemy binarne w oparciu o wodę o temperaturze rzędu 90–110ºC),
- Modernizacja, optymalizacja działających ciepłowni geotermalnych (infrastruktura powierzchniowa, techniczne wyposażenie otworów),
- Prace nad rozbudową istniejących geotermalnych systemów ciepłowniczych. Niektórzy operatorzy rozważają też lub przygotowują się do wiercenia kolejnych otworów – dzięki uzyskanemu już (wrzesień 2017 r.) lub oczekiwanemu wsparciu finansowemu ze środków publicznych (Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW),
- Prace przedinwestycyjne i studia wykonalności dla szeregu miejscowości (ciepłownictwo, rekreacja, ogrzewanie pomieszczeń, wykorzystanie w systemach hybrydowych razem z innymi OZE lub paliwami kopalnymi),
- Projekty kilku głębokich wierceń: dzięki programowi wsparcia państwa wdrożonemu w 2016 r. spodziewane są dalsze inwestycje w nadchodzących latach; do końca 2016 r. złożono wiele wniosków wiercenia nowych geotermalnych otworów badawczych do Ministerstwa Środowiska (będą one finansowane ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Jak wyżej podano, we wrześniu 2017 podpisano umowy w sprawie finansowania pięciu takich otworów – wśród nich w Lądku-Zdroju i Sochaczewie – miastach objętych niniejszym Projektem. Oczekuje się decyzji o dofinansowaniu następnych badawczych wierceń geotermalnych (które docelowo będą przeznaczone do pracy w systemach ciepłowniczych – energetycznych).

5.2.5. Porównanie cen ciepła geotermalnego i ciepła uzyskiwanego z paliw kopalnych

Na rysunku 5.2.6 przedstawiono określone na podstawie taryf rozliczeniowych ceny energii cieplnej obowiązujące końcowego odbiorcę. W skład ceny końcowej wchodzą koszty wytworzenia i przesyłu energii. Rysunek zaczerpnięto z Raportu dot. Projektu EOG dla Poddębic (www.eeagrants.agh.edu.pl). Z przedstawionych danych wynika, że ceny energii pochodzącej z ciepłowni geotermalnych zawierają się w przedziale charakterystycznym dla konwencjonalnych nośników energii. W przypadku dobrych warunków złożowych może ona konkurować nawet z energią pochodzącą z węgla kamiennego. W pozostałych przypadkach jej cena jest zbliżona do ceny energii z gazu ziemnego.

Wszystkie działające w Polsce duże ciepłownie geotermalne pracują w układzie źródeł hybrydowych. Również ciepłownie w Stargardzie i Poddębicach, które nie posiadają źródła szczytowego w ramach ciepłowni geotermalnej, pracują w skojarzeniu z konwencjonalnymi ciepłowniami. Geotermia pełni w tych przypadkach rolę podstawowego źródła energii, źródła konwencjonalne, jako źródła szczytowe, uzupełniają bilans mocy.

Głównym problemem w szerszym wykorzystaniu geotermii w ciepłownictwie sieciowym jest w Polsce brak spójności pomiędzy dostępnymi parametrami złożowymi (głównie chodzi o temperaturę) i parametrami projektowymi istniejących systemów ciepłowniczych. W dużych miastach systemy ciepłownicze projektowane są najczęściej na parametry rzędu 130/70°C, a nawet wyższe. Mniejsze ciepłownie najczęściej projektowane są dla parametrów 90/70°C. Najwyższe temperatury eksploatowanych wód geotermalnych wynoszą niewiele ponad 80°C – zastosowanie wymienników pośrednich zbliża je do ok. 80°C. Praca ciepłowni geotermalnych w układach hybrydowych wynika zatem często z konieczności stosowania hybryd, by sprostać wymogom współpracy z istniejącymi sieciami przesyłowymi. Powszechne jest jednak, że podmioty obsługujące sieci grzewcze nie wykazują woli współpracy dla obniżania wymaganych parametrów temperaturowych. Powszechne jest podejście dopasowywania źródła do wymogów odbiorcy.



Rys. 5.2.6. Końcowe ceny netto ciepła (z uwzględnieniem produkcji I dystrybucji ciepła) – geotermalne ciepłownie c.o. i wybrane ciepłownie c.o. bazujące na paliwach kopalnych, czerwiec 2016
(Pająk, Bujakowski 2016)

5.2.6. Program wsparcia finansowego dla rozwoju energetycznego wykorzystania geotermii w Polsce – szansa na rozwój ciepłownictwa geotermalnego

W 2016 r. Ministerstwo Środowiska uruchomiło program wsparcia publicznego dla projektów geotermalnych ukierunkowanych na zastosowanie energetyczne. Przeznaczono 200 mln PLN (ok. 45 mln EUR) na wiercenie pierwszych otworów badawczych oraz 500 mln PLN (ok. 113 mln EUR) na wiercenie kolejnych otworów oraz na infrastrukturę grzewczą. Wprowadzona także kolejne etapy tego wsparcia (www.nfosigw.gov.pl). Beneficjentami mogą być samorządy lokalne i inne

podmioty. Wsparcie może mieć formę dotacji (do 100% w przypadku samorządów), pożyczki, inwestycji kapitałowej. Na przełomie 2016/2017 r. złożono ok. 30 wniosków na wiercenia otworu i inne prace. Niektóre z nich uzyskały pozytywne decyzje, a we wrześniu 2017 r. podpisano pięć pierwszych umów w tym zakresie (m.in. dla Sochaczewa i Lądka-Zdroju – miast ujętych w raportowanym Projekcie EOG). Inne możliwości finansowania sektora geotermalnego można znaleźć w ramach programów krajowych, unijnych, Norweskiego Mechanizmu Finansowego (EOG, GN) do 2020 r. i na lata następne (w powiązaniu z różnymi obszarami i celami, itd. gdzie można znaleźć przestrzeń także dla geotermii).

5.2.7. Niektóre bariery dla rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

W Polsce nadal brakuje kilku niezbędnych instrumentów do szerszego rozwoju geotermii, zapewnienia właściwej pracy i utrzymania długoterminowej eksploatacji instalacji – w tym funduszu ubezpieczenia ryzyka geologicznego (jaki funkcjonuje już w kilku innych krajach) – propozycja w tym zakresie jest zawarta w tym Raporcie.

Należy również wskazać na brak wystarczającego poziomu wiedzy na temat zasobów geotermalnych, możliwości rozwoju i korzyści z tego płynących w kręgach decydentów, administracji lokalnej, innych potencjalnych zainteresowanych stron. Z tego powodu konieczne są dalsze działania w zakresie rozpowszechniania i szkolenia dostosowanego do konkretnych grup odbiorców. Jedne z najlepszych możliwości w tym zakresie są związane z wykorzystaniem i przekazywaniem dobrych praktyk, sprawdzonych technologii i transferu specjalistycznej wiedzy z Islandii i Norwegii w ramach bilateralnej współpracy mechanizmu EOG / NMF.

Sektor energetyczny w Polsce oparty jest na węglu i na gazie ziemnym. Dlatego wejście na rynek innych źródeł energii, takich jak m.in. geotermia jest zadaniem trudnym, tym bardziej, że warunki na rynku wciąż nie są jednakowe dla wszystkich jego uczestników. Z drugiej strony konkurencyjne ceny ciepła, aspekt ekologiczny, inne korzyści oraz obecna wola polityczna mogą ułatwić udział geotermii w lokalnych i regionach rynkach ciepłowniczych.

5.2.8. Perspektywy rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

Dotychczasowe zastosowania geotermii w Polsce, nawet w ograniczonej jeszcze skali, przyniosły pozytywne skutki gospodarcze, środowiskowe, społeczne i inne. Pomimo że polski sektor energetyczny oparty jest na paliwach kopalnych (zwłaszcza węglu) istnieje przestrzeń i możliwości dla szerszego rozwoju geotermii, szczególnie w ciepłownictwie.

Energia geotermalna powinna być zagospodarowana na szerszą skalę niż obecnie zwłaszcza w istniejących sieciach centralnego ogrzewania, jak również w rolnictwie, hodowlach wodnych, w produkcji żywności ekologicznej, a także w lecznictwie uzdrowiskowym, rekreacji itp. Lokalnie możliwa jest kogeneracja ciepła i energii elektrycznej (w układach binarnych stosujących wodę geotermalną od 80–100°C; spodziewane moce elektryczne to zakres od kilkuset kWe do 1–2 MWe). Interesujące sposoby zastosowań wód geotermalnych mogą być też związane z produkcją wód mineralnych, wód pitnych oraz produktów mineralnych.

Te szersze zastosowania przyniosą wiele ważnych efektów, tj.: niskoemisyjne ogrzewanie (spadek emisji CO_2), poprawę warunków życia, zwiększone wykorzystanie lokalnych źródeł energii, zrównoważony innowacyjny rozwój lokalny i regionalny. Geotermia może być wykorzystywana samodzielnie, a także stanowić element tzw. hybrydowych systemów energetycznych, czyli w integracji z innymi tradycyjnymi lub odnawialnymi źródłami energii, pompami ciepła, itp.

Ponadto – aby zwiększyć nadal stosunkowo niski poziom oszczędzania i efektywnego wykorzystania energii w Polsce, wskazane jest – wzorem Islandii i Norwegii – krajów Darczyńców grantów EOG - bardziej kompleksowe (holistyczne) podejście do kwestii energii jako podstawy rozwoju gospodarczego i jakości życia społeczeństwa.

Literatura

Aktualizacja projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Katowice. Energoprojekt Katowice company, 2016 (http://www.katowice.energiaisrodowisko.pl/energia-w-twoim-miescie/13-dynamika-wzrostu-cen).

Antics M., Bertani R., Sanner B., 2016: Summary of EGC 2016 Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe. Proceedings European Geothermal Congress 2016. Strasbourg, France, 2016 (electronic version).

Berent-Kowalska G., Kacprowska J., Moskal I., Jurgaś A. et al., 2015: Energy from renewable sources in 2014. Central Statistical Office, Warszawa (in Polish).

Bujakowski W., Tomaszewska B. [eds] et al., 2014: Atlas of the possible use of geothermal waters for combined production of electricity and heat using binary systems in Poland. Pbs House MEERI PAS, Kraków.

Bujakowski W., Pająk L., 2016: The changes of cost of thermal energy derived from geothermal in reference to other heat carriers in district heating systems in 2007-2016. Exploration Geology. Geothermics. Sustainable Development. No. 1/2016 (in Polish, English abstract).

Górecki [ed.] and Hajto et al., 2006a: Atlas of geothermal resources of Mesozoic formations in the Polish Lowlands. Ministry of Environment. Ed. ZSE AGH, Kraków.

Górecki, W., [ed.], Hajto, M., et al., 2006b: Atlas of geothermal resources of Paleozoic formations in the Polish Lowlands. Ministry of environment. Ed. ZSE AGH. Kraków.

Kępińska B., 2016: Geothermal energy use – country update report for Poland, 2013-2016. Proceedings of the European Geothermal Congress 2016. Strasbourg.

Pająk L., Bujakowski W., 2016: Analiza zmian cen energii cieplnej pochodzącej z instalacji geotermalnych i wybranych źródeł konwencjonalnych na podstawie taryf rozliczeniowych w latach 2007–2016. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój. Nr 1/2016.

Persson et al., 2012: HUDC Database 2012 (The Halmstad University District Heating and Cooling Database).

Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – Miasto Poddębice. Raport z wizyt studyjnych. Projekt EOG. Program Operacyjny PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii". Umowa 115/2016/Wn05/OA-XN-04/D, EOG 2009-2014 (www.eeagrants.agh.edu.pl)

Report on Geothermal DH Potential in 14 EU-countries, 2014 (www.geodh.eu)
http://www.katowice.energiaisrodowisko.pl/energia-w-twoim-miescie/13-dynamika-wzrostu-cen

www.eeagrants.agh.edu.pl

www.geodh.eu

www.nfosigw.gov.pl

www.portpc.org

5.3 Analiza parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych oraz ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego niecki mogileńsko-łódzkiej dla określenia lokalizacji nowej instalacji ciepłowniczej

Rejon niecki mogileńsko-łódzkiej, zlokalizowany w centralnej części Niżu Polskiego, jest jednym z najbardziej atrakcyjnych geotermalnie rejonów w Polsce. Dotychczasowe prace badawcze potwierdzają istniejący potencjał geotermalny oraz możliwości dla dalszego efektywnego zagospodarowania wód geotermalnych tego regionu (Górecki, Kuźniak i in., 1996).

Regionalna analiza warunków geotermalnych w obrębie niecki mogileńsko-łódzkiej była przedmiotem szeregu prac badawczych przeprowadzonych w ciągu ostatniej dekady. Należy tutaj chociażby wspomnieć o Atlasach zasobów geotermalnych na Niżu Polskim, które zostały wydane w 2006 r. (Górecki, Hajto (red.), 2006a,b).

Wyniki przeprowadzonych badań na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej wskazują, że obszar ten charakteryzuje się najbardziej korzystnych warunkami hydrogeologicznymi na Niżu Polskim, a wykorzystanie energii geotermalnej powinno w pierwszej kolejności być związane ze zbiornikami dolnojurajskim i dolnokredowym. Wody geotermalne powyższych zbiorników, w obrębie centralnej części Niżu Polskiego, charakteryzują się temperaturami w przedziale od ok. 40 do 90°C, co potwierdzają doskonałą przydatność tych wód do celów grzewczych w rozległym obszarze centralnej Polski.

Jedynym niekorzystnym elementem, mogącym mieć wpływ na eksploatację wód geotermalnych o stosunkowo wysokich temperaturach w tym rejonie jest wysoka mineralizacja, która w szczególności dotyczy wód geotermalnych zbiornika jury dolnej, które mogą być eksploatowane z głębokości ponad 2000 m p.p.t. W niektórych, najgłębszych obszarach niecki, mineralizacja tych może przekroczyć nawet 80-100 g/dm^3.

W ostatnich latach, na podstawie regionalnego rozpoznania własności hydrogeotermalnych rejonu niecki mogileńsko-łódzkiej, zlokalizowano kilka nowych miejsc, które charakteryzują się korzystnymi parametrami zbiornikowymi dla wód geotermalnych. Wszystkie z nich potwierdzają znakomite parametry geotermalne ujęć zarówno dolnej kredy jak i dolnej jury. W niektórych przypadkach wydajności ujęć mogą sięgać 300 m^3/h, co potwierdzają badania hydrogeologiczne zbiornika kredy dolnej wykonane w 2015 roku w Poddębicach.

W ramach projektu EOG „Energia geotermalna: podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy jakości życia i zrównoważonego rozwoju gospodarczego – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce" realizowanego wspólnie z doświadczonymi specjalistami z zakresu geotermii z Islandii, Norwegii oraz przy współpracy z Europejską Radą Energii Geotermalnej (EGEC) wykonana zostanie szczegółowa analiza parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych oraz ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego niecki mogileńsko-łódzkiej dla określenia lokalizacji nowej instalacji ciepłowniczej. Wyniki tej pracy zostaną opublikowane w raporcie końcowym projektu.

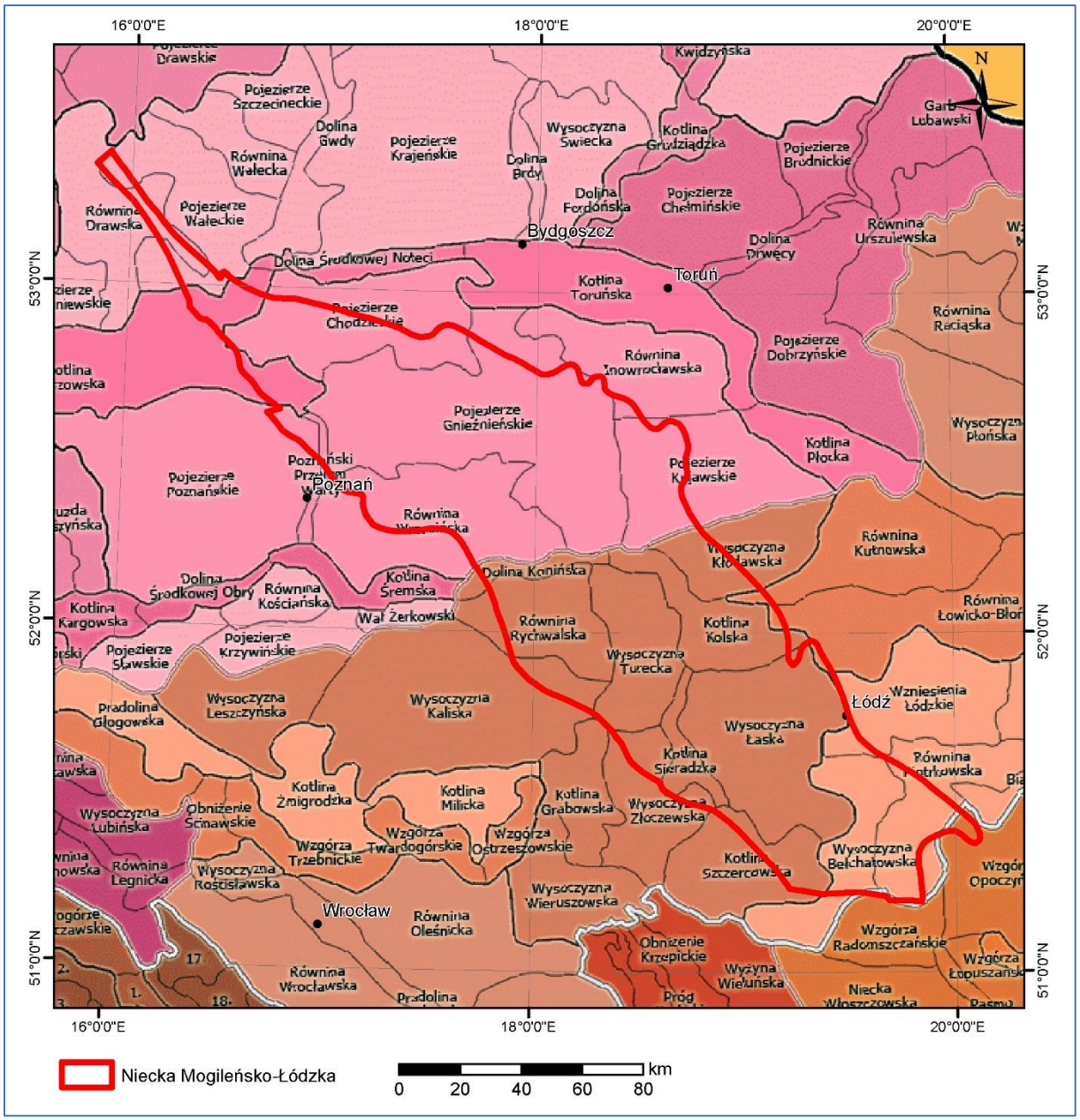
Poniżej przedstawiono zarys budowy geologicznej, rozpoznanie wiertnicze oraz obecny stan zagospodarowania wód geotermalnych rejonu niecki mogileńsko-łódzkiej.

5.3.1 Położenie geograficzne obszaru badań

Zgodnie z podziałem fizyczno-geograficznym przyjętym przez Kondrackiego (2009) niecka mogileńsko-łódzka zlokalizowana jest w rejonie Prowincji Niżu Środkowoeuropejskiego, której południowo-wschodnia część zlokalizowana w Polsce zwana jest Niżem Polskim.

Niecka mogileńsko-łódzka zajmuje powierzchnię ok. 17 940 km^2 i obejmuje swoim zasięgiem pięć głównych jednostek fizyczno-geograficznych (makroregionów) o rozciągłości równoleżnikowej. Są to: Pradolina Toruńsko-Eberswaldzka (część), Pojezierze Wielkopolskie, Nizina Południowowielkopolska, Nizina Środkowomazowiecka, Wzniesienie Południowomazowieckie. W obrębie niecki można wyróżnić szereg mezoregionów, charakteryzujących się odrębnymi cechami geograficznymi, zróżnicowaniem środowiska przyrodniczego i in..

Podział na jednostki fizyczno-geograficzne w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej, na podstawie Kondrackiego (2009) przedstawiono na rysunku 5.3.1.



Rys. 5.3.1. Lokalizacja niecki mogileńsko-łódzkiej na tle głównych jednostek fizyczno-geograficznych Polski (na podst. Kondracki, 2009)

5.3.2 Pozycja geostrukturalna rejonu badań

Niecka mogileńsko-łódzka jest strukturą niższego rzędu stanowiącą część większej struktury – synklinorium szczecińsko-miechowskiego, stanowiącej południowo-wschodni fragment bruzdy polsko-duńskiej. W synklinorium szczecińsko-miechowskim, przylegającym do antyklinorium śródpolskiego od strony południowo-zachodniej, można wyróżnić segmenty: szczecińsko-gorzowski oraz mogileńsko-łódzki i miechowski. Za granicę między segmentami szczecińsko- gorzowskim i mogileńsko-łódzkim należałoby przyjąć strukturę, którą proponujemy wyróżnić jako pasmo fałdowo-uskokowe Drawno-Poznań. Jest to ciąg antyklin z jurajskimi jądrami, obciętych uskokami i tworzących półzręby lub zręby. Dalej, na południe od Poznania, łączą się one z parokrotnie reaktywowaną strefą uskokową, której najwyraźniejszym elementem jest rów o szerokości 1-3 km, kończący się na SSE permskim rowem Laskowic Oławskich. Cała ta struktura została nazwana przez Sokołowskiego (1972) rowem poznańsko-gostyńsko-uczeszowsko-oleśnickim. Biorąc pod uwagę mezozoiczne odmłodzenie uskoków rów ten ograniczających, proponujemy całą tę strukturę nazwać krócej strefą uskokową Luboń-Brzeg.

Segmenty mogileńsko-łódzki i miechowski są z kolei rozdzielone strukturą nazywaną niegdyś „ryglem Kodrąbia", „pomostem przedborskim" i elewacją radomszczańską (Pożaryski, 1974). Ponieważ strukturę tę tworzą liczne antykliny i synkliny, proponujemy określić ją terminem fałdy radomszczańskie, co chyba najlepiej oddaje istotę jej charakteru tektonicznego. W trzeciorzędzie fałdy radomszczańskie zostały od północy obcięte przez mioceńską strefę uskokową Wieluń-Kraśnik, z którą związany jest rów Kleszczowa. Od południowego-zachodu niecka mogileńsko-łódzka graniczy z monokliną przedsudecką.

Niecka mogileńsko-łódzka jest strukturą asymetryczną, założoną na epiwaryscyjnskim rowie tektonicznym o kierunku NW-SE. Charakterystycznym elementem geostrukturalnym jest występowanie w głębokim synklinalnym obniżeniu, antyklinalnych wypiętrzeń, związanych z podścielającymi strukturami solnymi cechsztynu. Ostateczny obraz budowy tektonicznej został nadany w trakcie ruchów orogenezy alpejskiej, który doprowadził do zuskokowania obszaru niecki i utworzenia szeregu rowów tektonicznych i zrębów (Dadlez i in. 2000; Dadlez, 2001).

Tektoniczna granica szerokopromiennego antyklinorium śródpolskiego z synklinorium szczecińsko-miechowskim nie została dotąd wyznaczona. Tradycyjnie jest ona pojmowana jako granica umowna i miałaby ją stanowić linia intersekcyjna wychodni spągu kredy górnej na powierzchni podkenozoicznej (Pożaryski, 1974). Mapę lokalizacji obszaru badań na tle mapy jednostek tektonicznych Polski pod pokrywą kenozoiczną przedstawiono na rysunku 5.1.3 w rozdziale 5.1 raportu.

5.3.3 Zarys budowy geologicznej

Obszar niecki mogileńsko-łódzkiej, w swojej ewolucji geologicznej, stanowił pierwotnie część bruzdy środkowopolskiej (polsko-duńskiej). Wskutek ruchów laramijskich bruzda przekształciła się w antyklinorium środkowopolskie (pomorsko-kujawskie). Osady kredy dolnej o największej miąższości zachowały się wzdłuż krawędzi antyklinorium w tym także w obszarze synklinorium mogileńsko-łódzkiego. Synklinorium jest paleodepresją, w której strop utworów kredy dolnej zalega na głębokości od 0 (obszar wychodni - część SW) do ponad 2800 m p.p.t. (rejon Trzemżala i Wilczyna).

Zróżnicowanie miąższościowe poszczególnych wydzieleń stratygraficznych w rejonie niecki (w tym utworów dolnej kredy i jury dolnej) związane jest z tektoniką dysjunktywną i ruchami soli cechsztyńskich w podłożu. Jedną z zasadniczych stref dyslokacyjnych jest strefa Mogilno-Ponętów-Pabianice (Wikotrowicz, 2014). Na zachód od niej, w obrębie bloku Gniezno-Łask, zaznacza się redukcja liczby ogniw stratygraficznych i miąższości osadów, wyrażona brakiem starszych ogniw neokomu, tj. beriasu oraz walanżynu dolnego i środkowego, przy całkowitej miąższości osadów kredy dolnej nie przekraczającej 150 m.

Niecka mogileńsko-łódzka wypełniona jest osadami kredy górnej spoczywającymi na starszych skałach wynurzających się na powierzchni podkenozoicznej w południowo-zachodnim skrzydle wału środkowopolskiego i na monoklinie przedsudeckiej oraz na elewacjach (Stupnicka, 1997; Mizerski, 2011).

Pokrywa permo-mezozoiczna jaką tworzą osady wypełniające nieckę mogileńsko-łódzką leży na starszych osadach: czerwonego spągowca, karbonu górnego, karbonu dolnego, dewonu, syluru, ordowiku i kambru zalegających na skałach krystalicznych i wylewnych prekambryjskiego podłoża (rys.5.3.3). Jednostki orogenu waryscyjskiego (eksternidy waryscyjskie) są na tym terenie słabo rozpoznane z powodu bardzo dużej miąższości pokrywy permo-mezozoicznej (Karnkowski, 1980; Narkiewicz, Dadlez, 2008; Mizerski, 2011).

Głównym czynnikiem powodującym kształtowanie się obecnej budowy strukturalnej kompleksu permo-mezozoicznego były ruchy pionowe bloków podłoża przedcechsztyńskiego, na które nakładały się odkształcenia spowodowane ruchem mas solnych cechsztynu. Grube pokłady soli cechsztynu w dolnej części kompleksu nabierały właściwości plastycznych pod wpływem narastania młodszych serii osadów. Mogły zatem przemieszczać się wpływając na dalszą sedymentację (zmiany miąższości, facji, powstawanie powierzchni erozyjnych i luk sedymentacyjnych) oraz powodowały mechaniczne odkształcenia nadkładu (Dadlez, Marek, 1974; Marek, Raczyńska, 1974) (rys.5.3.2).

5.3.3.1 Litostratygrafia utworów paleozoicznych

Karbon na opisywanym obszarze reprezentowany jest przez utwory karbonu dolnego (turnej - namur A) oraz górnego (namur BC - westfal). Karbon dolny wykształcony jest: na obszarze postorogenicznej molasy (na wschód i północny wschód od Poznania, w rejonie Konina, Sieradza, Łódzi, Piotrkowa Trybunalskiego) w litofacjach fliszowych, tzw. exofliszu (debryty, turbidyty); na obszarze wału kujawskiego - w postaci piaskowców, mułowców i iłowców (pseudoflisz), piaskowców, utworów mułowcowo-ilastych. Utwory karbonu górnego wykształcone są w postaci facji mułowcowo-piaskowcowej, mułowcowej,

mułowcowo-ilastej, piaskowcowo-mułowcowo-ilastej, piaskowcowo-mułowcowej i piaskowcowej. Od południowego zachodu na omawiany obszar wkracza waryscyjska pryzma orogeniczna (Karnkowski, 1999; Pożaryski, Karnkowski, 1992; Narkiewicz, Dadlez, 2008; Dadlez i in., 1994). Na zewnątrz od orogenu waryscyjskiego, w centralnej i wschodniej części regionu łódzkiego, występuje rów przedgórski, wypełniony molasą węglonośną wieku westfalskiego z otoczakami skał wulkanicznych, ograniczony peryferycznym wyniesieniem brzeżnej części platformy wschodnioeuropejskiej (Trzepierczyński, 2004).

Perm dolny zwany czerwonym spągowcem reprezentowany jest przez utwory lądowe pochodzenia pustynnego, które osadzały się w klimacie suchym i gorącym. Tworzą one przeważnie grube kompleksy skał okruchowych o różnym uziarnieniu, przekątnie warstwowane lub bryłowe. Na obszarze Niżu Polskiego utwory permu dolnego leżą z wyraźną luką stratygraficzną na utworach podłoża o konsolidacji waryscyjskiej i kaledońskiej. Dużą rolę spośród utworów czerwonego spągowca pełnią skały wylewne autunu (zachodnia część Polski). Saksońskie utwory są szeroko rozprzestrzenione i wykształcone w facjach klastycznych czerwonych skał. W profilu saksonu wyróżnia się wiele cykli sedymentacyjnych o następstwie piaskowiec - mułowiec – iłowiec. Na utworach permu dolnego zalegają wykształcone są w facji salinarnej utwory permu górnego (cechsztynu). Osady te występują na znacznej głębokości i są silnie zaburzone tektonicznie (Dadlez, Marek, 1969).

5.3.3.2 Litostratygrafia utworów mezozoicznych

Trias dolny jest reprezentowany przez utwory pstrego piaskowca dolnego, środkowego i górnego, które na większości obszaru Niżu Polskiego wykształcone są w postaci litofacji zdominowanych przez utwory iłowcowo-mułowcowe. W dolnym pstrym piaskowcu, w południowej części basenu Niżu Polskiego występują piaskowcowe osady rzeczne, eoliczne (rzadziej). Na pozostałym obszarze Polski dolny pstry piaskowiec wykształcony jest jako monotonny kompleks skał ilasto-mułowcowych z wkładkami wapieni oolitowych (za wyjątkiem obszaru wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej) oraz piaskowców (Szyperko-Śliwczyńska, 1977, 1979; Szyperko-Teller, 1982). Środkowy pstry piaskowiec w południowej części basenu reprezentują osady piaskowcowe i mułowcowe. Górny pstry piaskowiec w dolnym odcinku profilu wykształcony jest jako piaskowcowo-ilaste skały kompleksu podewaporatowego. Wyższą część profilu reprezentują miąższe utwory węglanowo-ewaporatowe z przewarstwiającymi się wapieniami, dolomitami, anhydrytami, gipsami i solami kamiennymi. Miąższość utworów górnego pstrego piaskowca charakteryzuje się niewielką zmiennością, a jej maksymalne wartości wynoszą niewiele ponad 200 m (Kulikowski, 1977).

Trias środkowy reprezentują utwory wapienia muszlowego, który dzieli się na dolny, środkowy i górny. Dolny wapień muszlowy w niecce mogileńsko-łódzkiej tworzą wapienie szare i beżowe, często warstwowane i laminowane iłowcami i marglami. Środkowy wapień muszlowy, który reprezentują przewarstwiające się wzajemnie iłowce dolomityczne, margle dolomityczne, dolomity oraz anhydryty ma stosunkowo jednorodne wykształcenie na znacznych obszarach. Wapień muszlowy górny jest z reguły zbudowany w dolnej części profilu z wapieni, zaś w górnej - z iłowców z niewielkimi wkładkami wapieni. Ten typ litologiczny jest charakterystyczny dla osadów wapienia muszlowego górnego w niecce mogileńsko-łódzkiej (Gajewska, 1977; 1997).

Trias górny jest reprezentowany przez utwory kajpru (dolnego i górnego) oraz retyku. Kajper dolny budują przewarstwiające się nawzajem osady ilasto-mułowcowo-piaszczyste (piaszczyste w dolnej części, a ilaste - w górnej) z dość licznymi szczątkami roślin. Kajper górny składa się z: warstw gipsowych dolnych (osady iłowcowe z licznymi przewarstwieniami anhydrytu i lokalnie - z pakietem soli kamiennej), piaskowca trzcinowego (osady piaszczysto-ilaste ze szczątkami roślin - część dolna; lub o barwach pstrych z ubogą florą roślinną - część górna) oraz warstw gipsowych górnych (osady ilaste pstre, czerwone z gniazdami i przewarstwieniami anhydrytu, a czasem gipsu) (Gajewska, 1977). Retyk dzieli się na dolny, środkowy i górny. Retyk dolny i środkowy wykształcone są w postaci iłowców gruzłowatych i zlepieńców iłowych, iłowców i iłowców mułowcowych. W iłowcach spotykane są ziarna żwiru i wkładki zlepieńców węglanowych. Czasem występują przewarstwienia piaskowców mułowcowych lub mułowców piaszczystych. Retyk górny reprezentują iłowce, niekiedy z kryształkami pirytu, iłowce łupkowe, piaskowce drobnoziarniste i mułowcowe z rozdrobnionymi roślinami i muskowitem.

Utwory dolnojurajskie osadzały się w basenie o silnie zróżnicowanym dnie, w którym rozwój cechsztyńskich struktur halokinetycznych powodował znaczne zmiany szybkości subsydencji. Ewolucyjne pogłębianie i spłycanie dna zbiornika wpływało na rozkład miąższości i facji utworów dolnojurajskich pokrywających utwory retu. Jura dolna (lias), której pełny profil obserwowano w otworach zlokalizowanych na omawianym obszarze reprezentowana jest przez piaskowce pylaste i drobnoziarniste, a czasem średnioziarniste. Miejscowo w piaskowcach widoczne są przemazy ilaste i wtrącenia iłowców,

a także nieliczne konkrecje syderytowe. Iłowce i mułowce ciemnoszare i brunatne (zwierające szczątki roślin i pył mikowy) tworzą kompleksy i drobne przewarstwienia wśród piaskowców (Dadlez, Franczyk, 1977).

Jura środkowa na charakteryzowanym obszarze jest rozwinięta w skróconym stratygraficznie i miąższościowo profilu i połączona z profilami centralnej części niecki łódzkiej, zaś jej pełny profil (w rozwoju stratygraficznym i miąższościowym) obserwuje się w kierunku wschodnim tuż za linią przebiegającą w przybliżeniu przez Kruszwicę - Gopło - Koło - Aleksandrów Łódzki (obszar Kujaw) (Dayczak-Calikowska, 1977). Profil stratygraficzny wykazuje obecność luk sedymentacyjnych (powolny rozwój transgresji, oscylacyjny charakter morza środkowojurajskiego, procesy erozyjne post- i synsedymentacyjne). Na obszarze niecki mogileńskiej spotykane są osady bajosu górnego (kujawu), który wykształcony jest w postaci żwirowców lub piaskowców zlepieńcowatych, łupków ilastych lub ilasto-piaszczystych, mułowców z przewarstwieniami syderytów i muszlowców syderytowych. Niekiedy występują także pakiety piaskowców drobnoziarnistych. Baton to utwory mułowców ilastych, łupkowatych z konkrecjami syderytowymi niekiedy z wkładkami muszlowców, czasem piaskowców i wapieni piaszczystych często z oolitami żelazistymi. Do osadów keloweju zalicza się mułowce margliste, ilaste, niekiedy łupkowate, często dolomityczne, wapienie mułowcowe i dolomity. Wał kujawski i niecka łódzka są obszarami, gdzie osady niżowej jury środkowej są najlepiej rozpoznane i najpełniej wykształcone (za wyjątkiem zachodniej części niecki z nieco skróconymi profilami). Osady aalenu (w obrębie niecki łódzkiej tylko w wąskiej strefie przyległej do wału kujawskiego) to mułowce z wkładkami piaszczystymi, piaskowce i mułowce z hieroglifami i wkładkami ilastymi, utwory łupkowo-ilaste, mułowcowo-ilaste. Bajos górny (kujaw) rozpoczyna się pakietem piaskowców mierzwistych, które ku północy przechodzą w mułowce mierzwiste, piaszczyste (występujące lokalnie także na południu). Wyżej występują piaskowce mułowcowe mierzwiste, iłowce piaszczyste i łupki mułowcowe i ilaste z tzw. syderytem spągowym, piaskowce ilaste, drobnoziarniste, dolomityczne, mułowce ilaste, łupki ilaste przechodzące ku górze w przekładańce ilasto-piaszczyste, zlepieńce, iłowce, wkładki syderytów i mułowców syderytowych, muszlowców syderytowych. W obrębie wału kujawskiego i wąskich stref przyległych niecek - łódzkiej i warszawskiej obserwowane są dwie serie ilaste oddzielone od siebie grubym kompleksem piaskowców. Batońskie osady to mułowce i mułowce z wkładkami syderytów i muszlowców, utwory ilaste, piaszczysto-mułowcowe lub piaszczyste (lub naprzemianległe pakiety ilaste i piaszczyste), piaskowce, zlepieńce. Kelowej budują piaskowce, często dolomityczne z krzemieniami, dolomity piaszczyste, wapienie bulaste i piaskowce żelaziste (Dayczak-Calikowska, Kopik, 1973).

Utwory jury górnej na omawianym obszarze występują pod osadami kredy dolnej lub bezpośrednio pod kenozoikiem. W części osiowej brak jest osadów kimerydu i portlandu (tytonu), zaś na pozostałym obszarze obserwowane są luki stratygraficzne lub całkowity brak osadów górnojurajskich w strefach przywysadowych.. Na obszarze niecki mogielńsko-łódzkiej oksford reprezentują wapienie margliste, skaliste z krzemieniami, piaszczyste, czasem oolityczne, scyfitowe, zbite i detrytyczne z wkładkami muszlowców i wapieni oolitowo-pizolitowych, margle i łupki ilaste. Kimeryd wykształcony jest jako osady wapienno-ilaste, łupkowe i marglisto-mułowcowe, ze zlepami muszlowymi i oolitami, osady marglisto-wapienne, ilaste, dolomityczne. Portland (tyton) tworzą łupki margliste z wkładkami margli mułowcowych, margle ilaste, niekiedy występują wkładki piaskowców, wapienie z przewarstwieniami wapieni oolitowych, piaszczystych, detrytycznych, dolomitycznych, gipsy, anhydryty.

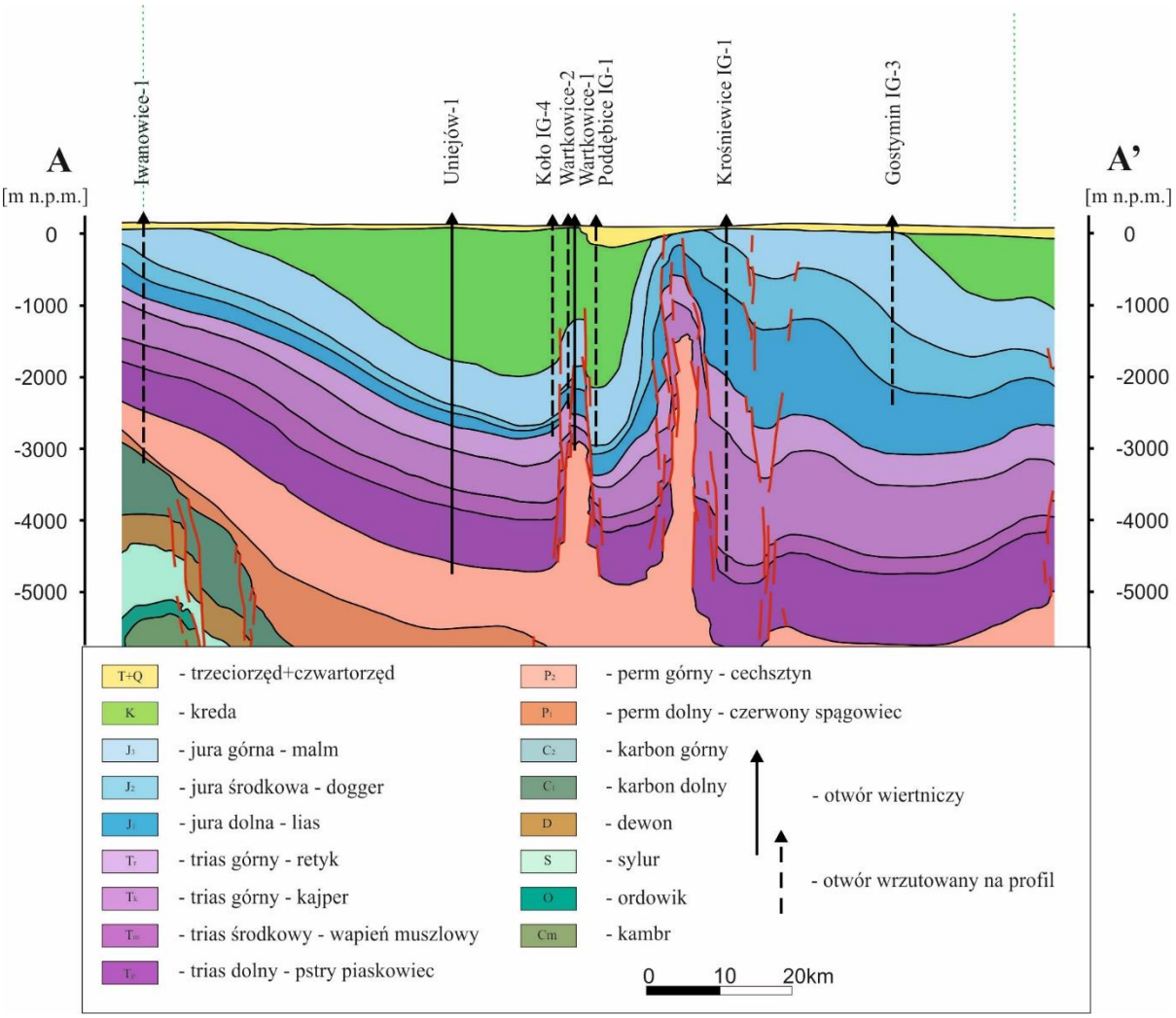
Analizując litostratygraficzne wykształcenie utworów kredy dolnej w niecce mogileńsko-łódzkiej można w jej obrębie wyróżnić dwie części: północno-wschodnią (powiązaną z wałem kujawskim) i południowo-zachodnią. W części północno-wschodniej (poza omawianym obszarem - Mogilno - Gopło - Damasławek) utwory kredy dolnej wykształcone są praktycznie w całym profilu, tj. od beriasu po alb. W części południowo-zachodniej brak jest utworów beriasu i dolnego walanżynu, a także częściowo górnego walanżynu dolnego hoterywu i lokalnie górnego hoterywu. W strefie Rogoźno - Gniezno - Września kredę dolną reprezentują piaskowce przeważnie drobnoziarniste oraz iłowce i mułowce czasami piaszczyste z wkładkami syderytów i skał oolitowo-żelazistych walanżynu piaskowce drobnoziarniste z wkładkami mułowców lub iłowców oraz iłowce i mułowce z wkładkami skał oolitowo-żelazistych hoterywu i piaskowce drobnoziarniste i gruboziarniste barremu-albu środkowego (Marek, Raczyńska, 1973).

Utwory kredowe niecki mogileńsko-łódzkiej przeważnie są przykryte utworami paleogenu, neogenu i czwartorzędu, a tylko w nielicznych miejscach w południowej części występują na powierzchni (płaty na północ od Przedborza, na północ od Bełchatowa, z części zachodniej niecki - Skąpa, Ligota, Burzeń, okolice Sieradza, Poddębic, Uniejowa, Dąbia). Kreda górna wykształcona jest w postaci osadów piaszczysto-marglistych, marglistych, piaszczystych, wapieni cenomanu, wapieni, margli, opok turonu, opok i margli koniaku, opok i margli santonu, opok, margli oraz utworów wapienno-piaszczystych kampanu i gezów, piaskowców, margli, opok mastrychtu (jedynie w centralnych partiach niecki).

W niecce mogileńsko-łódzkiej stwierdzono największą miąższość kredy górnej w Polsce. Największą miąższość, około 2600 m zanotowano (dane sejsmiczne) na południowy wschód od struktury Mogilna, w rejonie Mogilna, Strzelna i Gopła oraz na południe od Gopła po rejon Koła. Na strukturach Gopła, Mogilna, Janowca i innych miąższość osadów wynosi od 0–400 m. Miąższość osadów cenomanu rośnie w kierunku środkowej części niecki. W rejonie Przedborza jest ona niewielka, w rejonie Tomaszowa Mazowieckiego i Łodzi (na północ od Przedborza) miąższość wynosi już 120 m. Duża miąższość osadów cenomanu utrzymuje się wzdłuż całej północno-wschodniej granicy niecki. Miąższość utworów turonu podobnie rośnie (od około 50 m w Marzeninie, przez około 100 m w rejonie Bełchatowa) w kierunku wału kujawskiego (do 300 m - Łódz, Turek, Sielec). Miąższość koniaku wynosi przeciętnie 50 m, koniaku - od 150 m do ponad 300 m, kampanu - niewiele ponad 100 m i mastrychtu - od około 25 m do około 120 m (Cieśliński, Jaskowiak, 1973).

5.3.3.3 Litostratygrafia utworów kenozoicznych

Utwory kenozoiku na omawianym obszarze reprezentują osady paleogenu (niemal wyłącznie eocen i oligocen) w północnej części terenu, neogenu (miocen, pliocen) za wyjątkiem centralnej części terenu oraz czwartorzędu (plejstocen i holocen) pokrywającego całość terenu. Łączny zasięg osadów eocenu i oligocenu kontynuujących się od zachodu i północy obejmuje Poznań, Środę Wielkopolską docierając w okolice Konina, Koła, Kłodawy. Lokalnie osady tego wieku oraz dodatkowo paleocenu zostały znalezione również na północny zachód od Kutna oraz między Kutnem i Zgierzem. Osady oligocenu zawierają pokłady węgli brunatnych. Osady miocenu (z pokładami węgla brunatnego - rejon Poznań - Środa Wielkopolska - Września - Słupca - Gniezno i dalej na północ i północny-zachód) i pliocenu spotykane są na znacznych obszarach charakteryzowanego terenu za wyjątkiem centralnej jego części (Konin - Koło - Turek - Poddębice - Łęczyca) gdzie linia zasięgu jest bardzo urozmaicona. Osady plejstocenu w znacznej mierze są wynikiem działalności lodowców wkraczających na omawiany obszar w związku ze zlodowaceniami (okresy glacjalne) oraz działalnością rzeczną i jeziorną (okresy interglacjalne), zaś holocenu - z działalnością rzek i jezior. Ponadto, osady paleogenu i neogenu obserwuje się w zapadliskach i rowach tektonicznych, do których na omawianym obszarze zalicza się: rów Kleszczowa wraz z rowami Złoczewa i Kępna, rowy poznańskie, rów Lubstowa, zapadlisko Rogoźna i zapadlisko Łanięt (Kasiński, 2004; Marks i in., 2006).



Rys. **5.3.2.** Przekrój geologiczny poprzeczny przez rejon niecki mogileńsko-łódzkiej (wg P. Karnkowskiego,1977) – uproszczony, linia przekroju widoczna na rysunku 5.3.4.

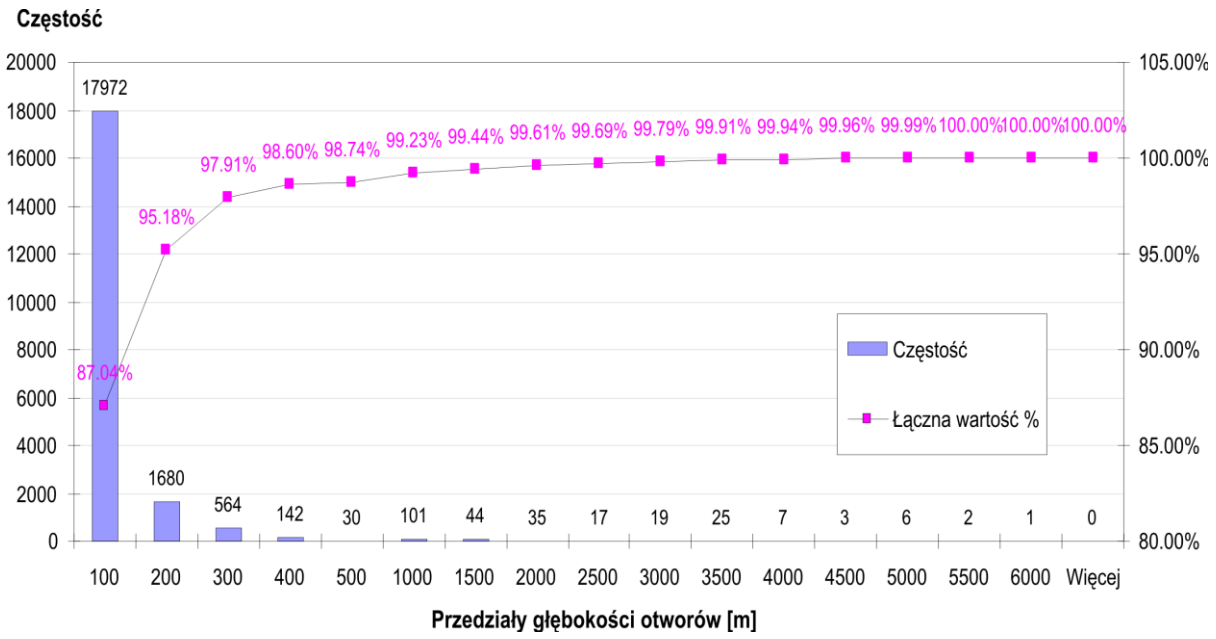
5.3.4 Rozpoznanie geologiczne rejonu niecki mogileńsko-łódzkiej

5.3.4.1 Rozpoznanie wiertnicze

Rejon analiz jest rozpoznany profilami wierceń badawczych i złożowych, ukierunkowanych głównie na rozpoznanie potencjału naftowego Niżu Polskiego. Bazując na danych zgromadzonych w CBDG w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej zlokalizowano 20 648 otworów, w tym otwory: badawcze, kartograficzne, geologiczno-inżynierskie oraz złożowe i hydrogeologiczne.

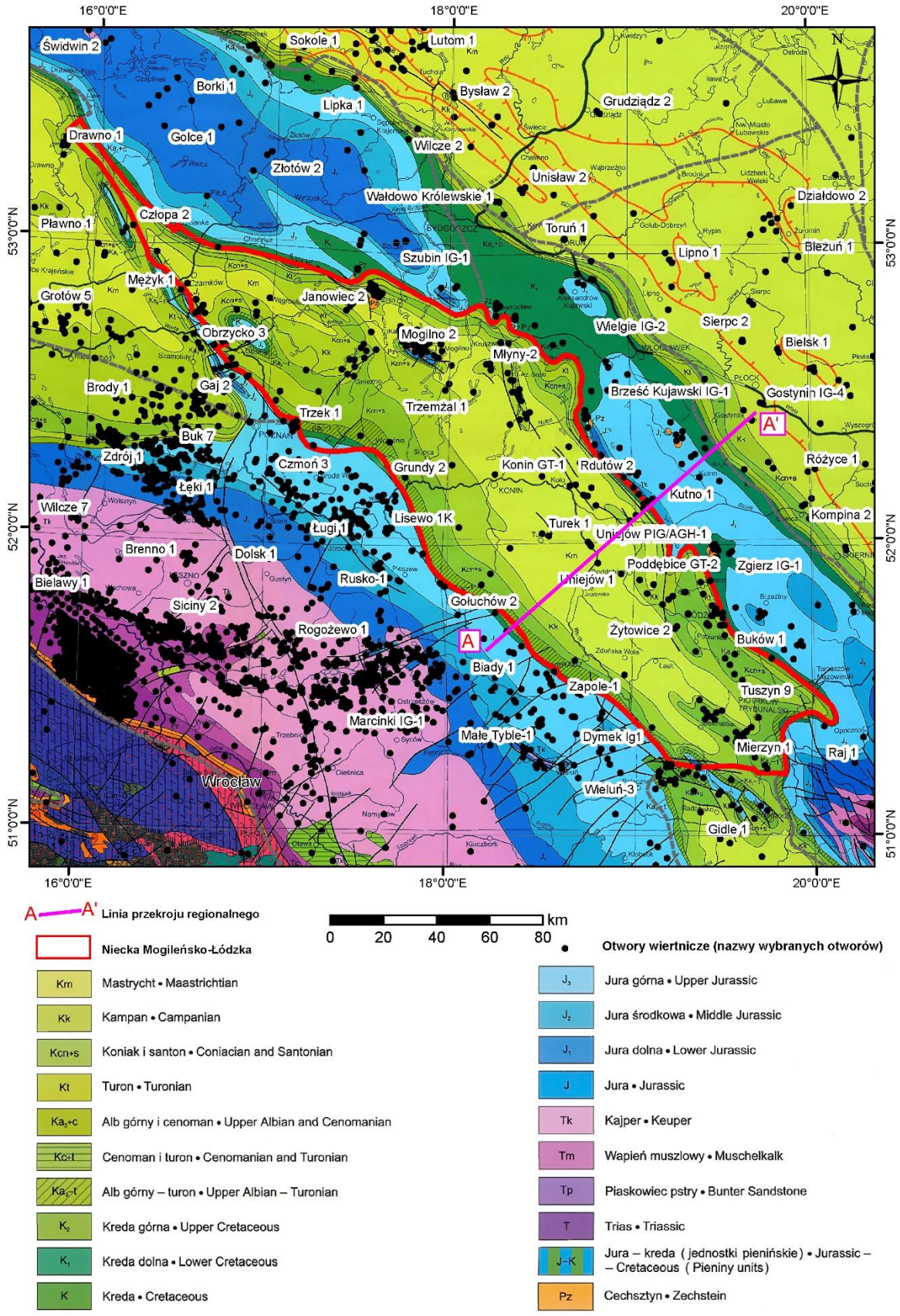
Przydatność informacji zawartej w dokumentacji otworowej, w tym danych zgromadzonych w CBDG, do oceny potencjału geotermalnego uzależniona jest o wielu czynników. Jednym z nich, pomijając oczywiście jakość zawartej informacji, jest głębokość otworów. Stosownie do warunków geotermalnych w Polsce, wody geotermalne występują zwykle na głębokościach powyżej 1500-2000 m p.p.t., w związku z czym informacja z tych otworów wydaje się kluczowa dla rozważań dotyczących oceny potencjału i możliwości wykorzystania wód geotermalnych.

Większość otworów zlokalizowanych w obszarze badań (ok. 87%) to otwory, których głębokość końcowa nie przekracza 100 m (Rys. 5.3.3). Otwory te nie przedstawiają istotnej informacji dla celów geosynoptycznych.



Rys. 5.3.3. Histogram rozkładu ilości otworów w przedziałach głębokościowych, w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej na podstawie informacji CBDG

Z punktu widzenia oceny potencjału i zagospodarowania wód geotermalnych szczególnie cenne są dane pochodzące z głębokich otworów wiertniczych. Analiza zebranych danych archiwalnych wskazuje, że w rejonie niecki zlokalizowano 115 otworów o głębokości przekraczającej 1500 m, co stanowi zaledwie ok. 0,6% wszystkich otworów w rejonie niecki. Zaledwie 7 otworów, to otwory o głębokości końcowej powyżej 3000 m p.p.t.. Lokalizację otworów wiertniczych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej na tle mapy geologicznej odkrytej, bez utworów kenozoiku przedstawiono na rysunku 5.3.5.



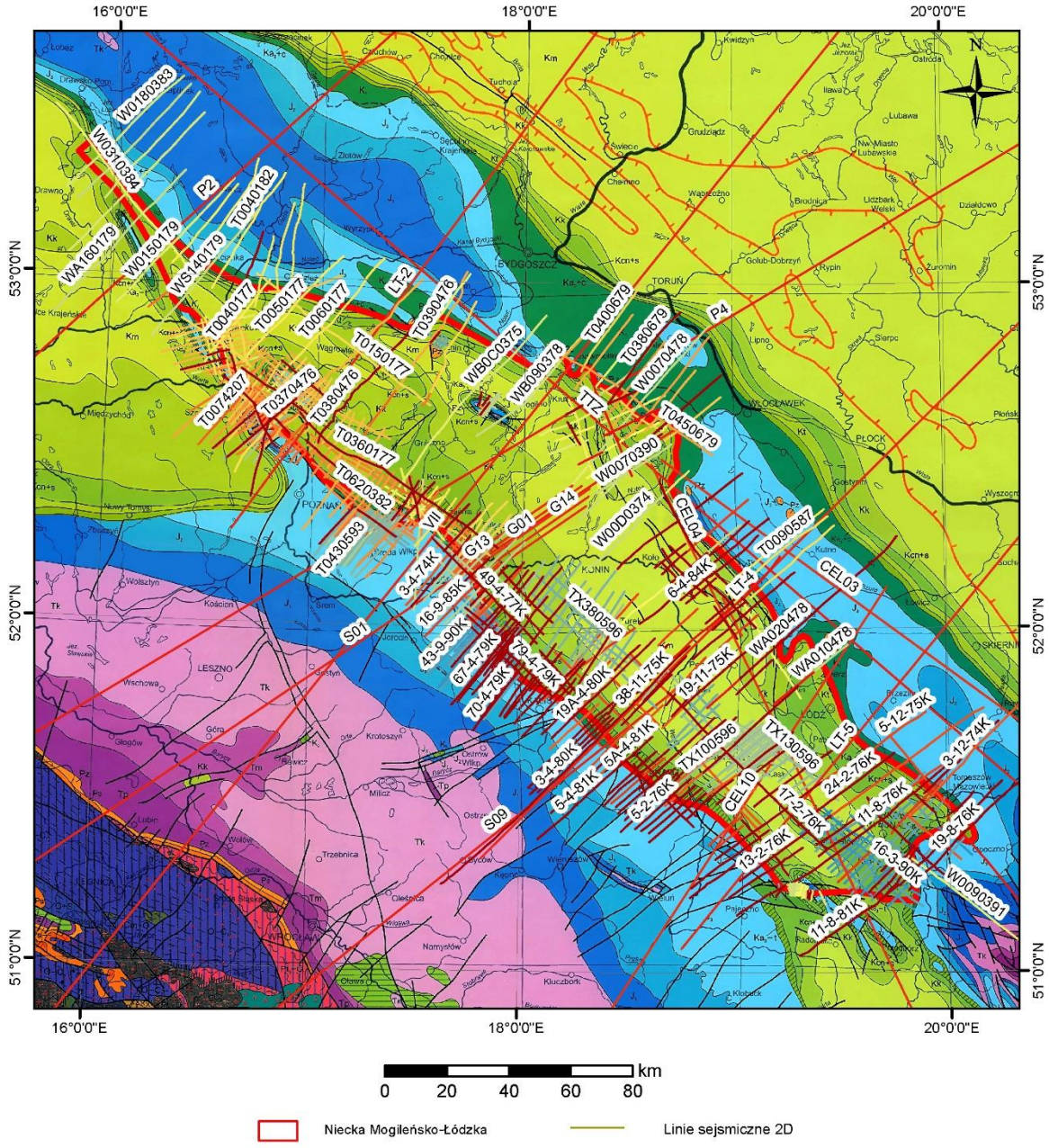
Rys. 5.3.4. Lokalizacja otworów wiertniczych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej na tle mapy geologicznej odkrytej, bez utworów kenozoiku (na podst. Dadlez i in., 2000)

5.3.4.2 Rozpoznanie geofizyczne

W rejonie badań zlokalizowano kilkaset linii sejsmicznych 2D (rys.5.3.5), wykonanych na przestrzeni ostatnich 50-ciu lat, w ramach poszukiwań złóż węglowodorów oraz rozpoznania budowy geologicznej kraju.

Analiza danych CBDG wskazuje, że najstarsze prace sejsmiczne, obejmujące rejon niecki mogileńsko-łódzkiej datowane są na lata siedemdziesiąte ubiegłego wieku. Pierwsze prace sejsmiczne, obejmujące sejsmikę refleksyjną, wykonano w roku 1972 i obejmowały rejony/tematy: Kalisz-Iwanowice (1-9-72K, 3-9-72K), Zduńska Wola-Szczerców-Mierzyn (5-2-72K, 7-2-72K, 8-2-72K, 17-2-72K, 13-2-72K, 14-2-72K, 6-2-72K), a w roku 1973 Szczerców-Sulejów (9-12-73K). W roku 1973, w ramach Programu Głębokich Sondowań Sejsmicznych PAN, obejmujących rejon strefa Teisseyre'A Tornquista wykonano profil refrakcyjny (VII). Najnowsze badania sejsmiczne w rejonie niecki wykonano w roku 2007 i dotyczą rozpoznania wgłębnej budowy geologicznej, za pomocą profilowań refleksyjnych, tematy: Lubinia-Grundy-Pławce oraz Obrzycko-Szamotuły w rejonie Tomic.

Materiał ten stanowi istotne źródło informacji na temat wgłębnej budowy geologicznej, uzupełniając dostępne w tym regionie dane otworowe i stanowiąc cenny materiał wejściowy do budowy przestrzennego modelu geologicznego niecki mogileńsko-łódzkiej. Lokalizację profili sejsmicznych 2D w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej, na tle mapy geologicznej odkrytej, w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej przedstawiono na rysunku 5.3.5.



Rys. 5.3.5. Lokalizacja profili sejsmicznych 2D w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej na tle mapy geologicznej odkrytej, bez utworów kenozoiku (na podst. Dadlez i in., 2000)

5.3.5 Rozpoznanie hydrogeologiczne rejonu niecki mogileńsko-łódzkiej

Według regionalizacji hydrogeologicznej słodkich wód podziemnych, niecka mogileńsko-łódzka położona jest w obrębie dwóch makroregionów: północno-zachodniego, obejmującego region wielkopolski (VI) oraz makroregionu centralnego, obejmującego region łódzki (VII) (Paczyński red., 1995).

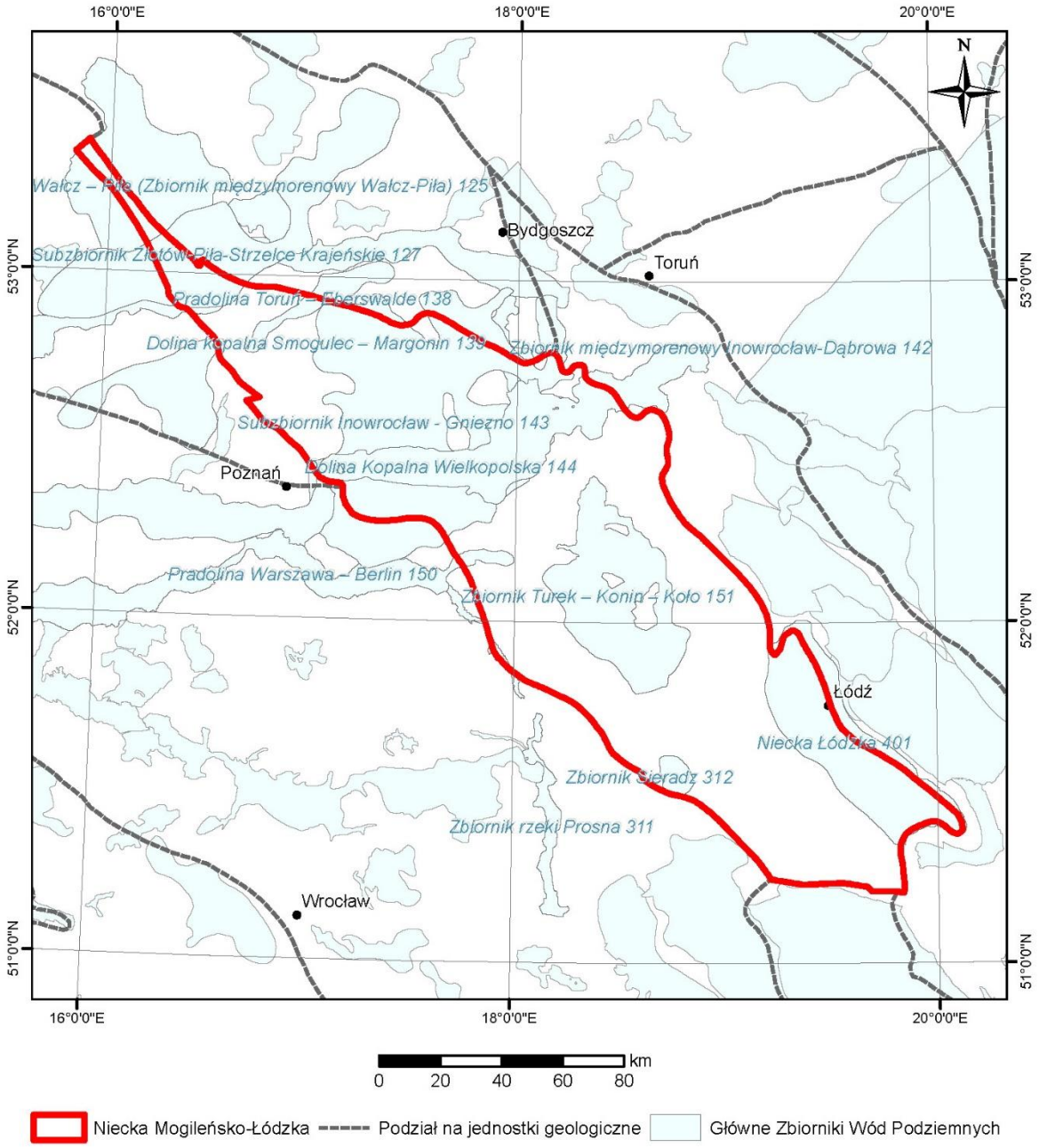
Zgodnie z uproszczonym podziałem regionalnym słodkich wód podziemnych (Paczyński, Sadurski (red.) i in., 2007) rejon badań zlokalizowany jest w obrębie regionu (X) – mogileńsko-łódzko-nidziańskiego, w obrębie którego wydzielono dwa subregiony, a mianowicie: subregion X_1 – pojezierny (basen mogileński) oraz X_2 – subregion łódzki. Na południowym skraju wydzielono dodatkowo rejon X_{2A} – rejon (cokół) bełchatowski, który z uwagi na znaczny udział poziomów kenozoicznych został włączony do niecki łódzkiej.

Granicę regionu mogileńsko-łódzko-nidziańskiego wyznacza zasięg wodonośnej kredy, która tworzy główne lub istotne piętro użytkowe. Zasadnicza część odcinka łódzkiego, charakteryzuje się dominacją kredowego piętra wodonośnego z wyraźnym podziałem na poziom górnokredowy – w spękanych marglach i wapieniach, występujący do głębokości 200-250 m oraz dolnokredowy – porowo-szczelinowy w piaskach i piaskowcach, zachowujący charakter użytkowy do głębokości 1000-1200 m. Niecka łódzka należy do najbardziej depresyjnej strefy wód słodkich w kraju.

W środkowej i północnej części niecki łódzkiej równorzędne występują czwartorzędowe poziomy wodonośne, lokalnie uzupełniane poziomem paleogeńsko-neogeńskim, charakteryzującym się gorszymi parametrami hydrogeologicznymi. W obrębie subregionu łódzkiego (X_2) znaczna część obszaru występowania poziomu dolnokredowego, należący do GZWP nr 401.

Północny odcinek regionu X zamyka niecka mogileńska (subregion pojezierny X_1) konturowana na zachodzie i południowym wschodzie zasięgiem wodonośnej kredy, a na północy i północnym wschodzie umownie pradoliną Warty-Noteci i doliną Wisły (Paczyński, Sadurski (red.) i in., 2007). We wcześniejszych podziałach udział wodonośnej kredy był niżej oceniany dlatego nieckę mogileńską wliczano do regionu wielkopolskiego.

W obrębie obszaru badań zlokalizowano kilka obszarów występowania GZWP (Kleczkowski (red.), 1990), wyznaczających zasięgi zbiorników wymagających szczególnej ochrony. Są to zbiorniki oznaczone numerami: 127, 138, 139, 143, 144, 151, 312 oraz 401. Lokalizację GZWP na mapie zasięgu niecki mogileńsko-łódzkiej przestawiono na rysunku 5.3.6.



Rys. 5.3.6. Mapa głównych zbiorników wód podziemnych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej (na podst.: Kleczkowski (red.), 1990)

Niecka mogileńsko-łódzka charakteryzuje się bardzo dużą miąższością warstwy wód słodkich, które w strefie osiowej występują do głębokości 1000–1600 m, obejmując cały kompleks kredy oraz częściowo jury.

Wody mineralne (>1 g/dm^3) stwierdzono licznymi otworami i w głębokim profilu geologicznym, obejmując utwory kredy dolnej, jury oraz triasu. W otworze Uniejów IGH1 z piaskowców dolnej kredy uzyskano tu samowypływ wody typu Cl-Na, F, B o temperaturze dochodzącej do 60°C i wydajności 55 m^3/h, przy depresji maksymalnej 26 m. W latach 1990–1991 odwiercono kolejne dwa otwory: PIG/AGH 1 i PIG/AGH 2, uzyskując samowypływy wody typu Cl-Na, o mineralizacji około 7 g/dm^3.

Fakt występowania w głębokim profilu geologicznym wód słodkich potwierdzają wyniki wiercenia otworu Poddębice GT-2 (2010 r.), w którym z utworów kredy dolnej, na gł. 1957–2059 m p.p.t. uzyskano samowypływ 116,5 m^3/h wody geotermalnej typu HCO_3-Na-Ca, o bardzo niskiej mineralizacji 0,432 g/dm^3.

5.3.6 Występowanie wód geotermalnych w niecce mogileńsko-łódzkiej

Jak wskazano powyżej rejon niecki mogileńsko-łódzkiej jest jednym z najbardziej perspektywicznych obszarów dla zagospodarowania wód geotermalnych do różnorodnych celów w Polsce. Najbardziej perspektywicznymi zbiornikami hydrogeotermalnymi w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej są zbiorniki dolnojurajski i dolnokredowy. Potwierdzają to realizowane dotychczas prace badawcze (Górecki, Hajto (red.) i in., 2006, Górecki i in., 2015) jak również parametry pracujących na tym obszarze ciepłowni geotermalnych (tab.5.3.1).

Poziom wodonośny dolnej kredy został dobrze rozpoznany w rejonie Uniejowa, gdzie w latach 70-tych nawiercono wody podziemne o temperaturze 68°C potwierdzając tym samym występowanie wód geotermalnych w obrębie utworów dolnokredowych. Kolejne otwory odwiercone w latach 90-tych udokumentowały wody charakteryzujące się wydajnością rzędu 90 m^3/h i temperaturą ok. 70°C. Skały złożowe budują piaskowce dolnej kredy położone na głębokości około 1,9 – 2,0 km., W 2005 r. zatwierdzono wydobycie wód termalnych za pomocą pompy głębinowej o strumieniu objętościowym na poziomie 120 m^3/h (Sapińska-Śliwa, 2011, Kępińska, 2016).

W roku 2010 wykonano w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej otwór Poddębice GT-2. Woda geotermalna poziomu kredy dolnej występuje tutaj w warunkach artezyjskich, co pozwala na eksploatację 116 m^3/h bez użycia pompy. Temperatura wody na wypływie wynosiła 71°C (dla chwilowego przepływu wody około 300 m^3/h), a woda charakteryzowała się niską mineralizacją, a mianowicie 0,4 g/dm^3 (woda typu wodorowęglanowo–sodowo–krzemowo–wapniowego). Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne wynoszą 252 m^3/h (Kępińska i in, 2017), przy depresji 85,3 m. Serię wodonośną w utworach dolnej kredy rejonu Poddębic budują porowate piaskowce drobnoziarniste, miejscami średnioziarniste. Obecnie (2017) woda geotermalna jest wykorzystywana do celów ciepłowniczych; balneoterapii; rekreacji oraz na ograniczoną skalę także do konsumpcji. Parametry obu wymienionych powyżej ciepłowni geotermalnych przedstawiono w tab.5.3.1.

We wrześniu 2014 r. rozpoczęto wiercenie geotermalne na wyspie Pociejewo w Koninie. Na głębokości 1620 metrów uzyskano wodę o temperaturze 62°C i mineralizacji 40 g/dm^3. Temperatura w złożu (zbiornik dolnojurajski) na końcowej głębokości 2660 metrów wyniosła 97,5°C przy mineralizacji 150 g/dm^3 i wysokiej wydajności rzędu 150 m^3/h (www.geotermiakonin.pl).

Tabela 5.3.1. Parametry funkcjonujących ciepłowni geotermalnych na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej (na podstawie Kępińska, 2016, Kępińska i in, 2017)

Lokalizacja	Rok uruchomienia	Temperatura wody [°C]	Wydajność wody [m^3/h]	Mineralizacja wody [g/dm^3]	Moc z geotermii [MW_{Th}]	Całkowita moc zainstalowana [MW_{th}]	Sprzedaż ciepła z geotermii w 2015 r. [TJ]	Udział geotermii w całkowitej sprzedaży ciepła (%)
Poddębice	2013	71	252	0,4	10	10	46	100
Uniejów	2006	68	120	6,6	3,2	7,4	19,2	80

Na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej znajduje się jeden z największych basenów wód zwykłych. Obejmuje on południową i środkową część niecki łódzkiej oraz część graniczącą z monokliną przedsudecką. Kredowe wody o niskiej mineralizacji są eksploatowane przez studnie głębinowe, zwłaszcza w rejonie Łodzi. Ze względu na niską mineralizację nadają się one do spożycia. Intensywna eksploatacja wód zwykłych w tym rejonie doprowadziła do zaburzenia reżimu hydrodynamicznego (Bojarski 1996). Na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej głębokość występowania wód słodkich (zwykłych) dochodzi nawet do ok. 1700 m. Natomiast w stosunkowo niewielkich odległościach od wód słodkich występują wody (solanki) o wysokich mineralizacjach dochodzących do kilkudziesięciu g/dm^3. Jest to związane z eksploatacyjnym spadkiem pierwotnych ciśnień złożowych. Może to powodować ascenzję zasolonych wód z głębszych partii zbiornika bądź z niżej leżących horyzontów wodonośnych, np. zbiornika jurajskiego (Górecki (red.) & Hajto et al. 2006).

Na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej prowadzono liczne prace poszukiwawcze np. węglowodorów i innych złóż. Częściowo również wody geotermalne stały się przedmiotem poszukiwań (np. odwierty badawcze). W przypadku poszukiwań węglowodorów to ropa czy gaz stanowiły przedmiot rozpoznania ze względu na możliwość ich ekonomicznego wykorzystania.

Wody występujące w wierconych otworach nie zawsze były przedmiotem dokładniejszych analiz (zaledwie kilkanaście otworów dysponuje wynikami próbnych pompowań). W przypadku wystąpienia wód złożowych w większości określano jedynie mineralizację wody. Nie ma możliwości dotarcia do informacji, czy określenie mineralizacji zostało przeprowadzone w ustalonych warunkach złożowych, czy też próbka została zanieczyszczona np. płuczką wiertniczą. Wyniki analiz wody pochodzą często z lat '60 bądź '70, większość otworów nie została udostępniona. Nie we wszystkich próbkach pomierzono temperaturę wody. Nie mniej jednak, niezależnie od tego czy wody są geotermalne, czy ich spodziewana temperatura będzie niższa, nadal mogą być wykorzystane np. w płytkiej geotermii (pompy ciepła, ATES).

Przeanalizowano łącznie ok. 150 otworów, które zawierały w swoim profilu utwory dolnej kredy i dolnej jury. Wybrano jedynie te otwory, w których woda wystąpiła oraz poddano ją analizie co najmniej w zakresie mineralizacji i głównych jonów.

5.3.7 Parametry fizyko-chemiczne wód niecki mogileńsko-łódzkiej

5.3.7.1 . Chemizm wód – kreda dolna

Analizując obszary występowania zmineralizowanych wód ze zbiornika dolnej kredy w niecce mogileńsko-łódzkiej na podstawie atlasu geotermalnego (Górecki (red.) & Hajto et al. 2006) można powiedzieć, że wody o niskich mineralizacjach poniżej 2 g/dm^3 występują na bardzo dużym obszarze niecki, zwłaszcza w jej południowym i zachodnim obszarze. W północno-środkowej i północno- zachodniej części niecki mineralizacja wzrasta do poziomu ok. 10-20 g/dm^3. Największe mineralizacje obserwuje się w północno-wschodniej, krańcowej części niecki dochodzące do nawet 100 g/dm^3. W tej części niecki obserwuje się również wysokie wartości głębokości zalegania utworów kredy dolnej.

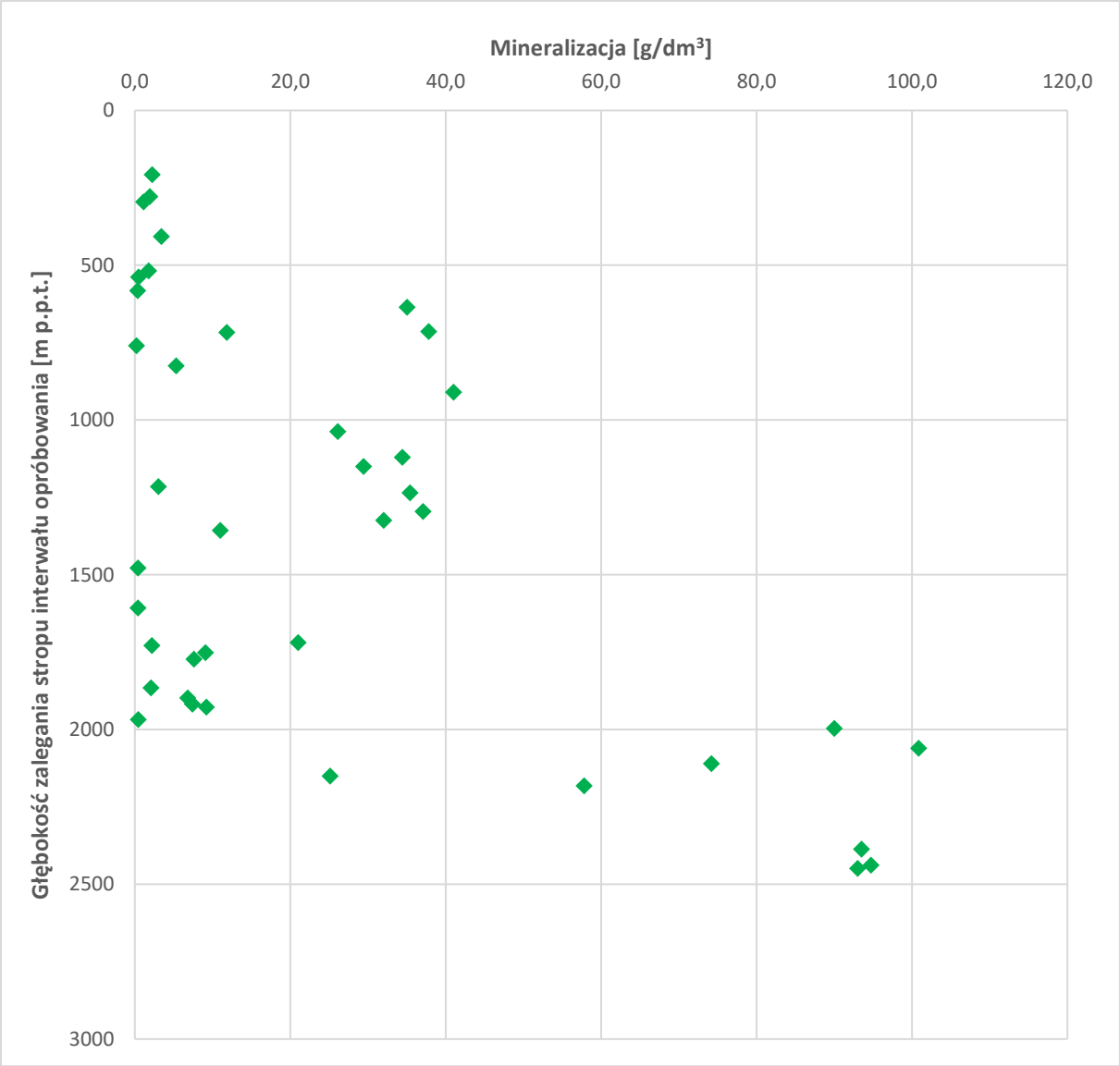
Tabela 5.3.2. Typ oraz mineralizacja wody pobranej z utworów kredy dolnej na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej w odniesieniu do głębokości zalegania opróbowanego interwału. Wyniki posortowane względem wzrastającej głębokości stropu opróbowanego interwału

Strop opróbowanego interwału [m p.p.t.]	Typ chemiczny wody	Mineralizacja wody [g/dm^3]
208	Na-Cl-HCO3	2.2
278	Na-Ca-Cl	1.9
295	Na-Cl	1.1
407	Na-Cl	3.4
518	Na-Cl	1.8
538	Na-Ca-HCO3	0.5
582	Na-Ca-HCO3-SO4	0.3
635	Na-Cl	35.0
714	Na-Cl	37.8
717	Na-Cl	11.8
760	Ca-Na-HCO3	0.2
825	Na-Cl	5.3
910	Na-Cl	41.0
1037	Na-Cl	26.1
1120	Na-Cl	34.4
1150	Na-Cl	29.4
1215	Na-Cl	3.0
1235	Na-Cl	35.4
1295	Na-Cl	37.1
1324	Na-Cl	32.0
1356	Na-Cl	11.0
1478	Ca-Na-HCO3	0.4
1607	Na-Ca-HCO3	0.4
1719	b.d.	21.0

1728	Na-Cl-HCO3	2.2
1751	Na-Cl	9.1
1773	Na-Cl	7.6
1865	Na-Cl	2.1
1898	Na-Cl	6.8
1918	Na-Cl	7.4
1927	Na-Cl	9.2
1962	Na-Ca-HCO3	0.4
1996	Na-Cl	90.0
2060	Na-Cl	100.8
2110	Na-Cl	74.2
2150	Na-Cl	25.1
2182	Na-Cl	57.8
2386	Na-Cl	93.5
2438	Na-Cl	94.7
2448	Na-Cl	93.0

W tabeli 5.3.2. przedstawiono zależność występowania poszczególnych typów wód i mineralizacji od głębokości zalegania opróbowanego interwału. Wody z głębszych partii zbiornika są przeważnie typu Na-Cl. Wody typu Na-Cl występują w centralnej i północnej części niecki. W wodach pochodzących z płytszych głębokości, a zwłaszcza z południowej części niecki wyróżniają się typy wód Na-(Ca)-HCO_3 (wody wielojonowe). Mineralizacja tych wód nie przekracza 0,5 g/dm^3. Przy mineralizacji ok. 2 g/dm^3 występują niekiedy wody Na-(Ca)-Cl-(HCO3).

Mineralizacja wód z rozpatrywanych analiz waha się w przedziale od 0,2 do 100,8 g/dm^3. Najniższe wartości mineralizacji występują w południowym obszarze niecki. Najwyższe wartości mineralizacji są najprawdopodobniej związane z oddziaływaniem struktur solnych i występują w północno-wschodniej części niecki. Nie obserwuje się wyraźnych proporcji w pionowym rozkładzie mineralizacji wód. Wody o największej mineralizacji (>90 g/dm^3) występują najgłębiej, na głębokościach poniżej ok. 2000 m. Ogólnie mineralizacja wzrasta wraz z głębokością, ale widoczne są liczne odstępstwa (przykładem może być np. mineralizacja wody o wartości 0,4 g/dm^3 w otworze Poddębice GT-2 pobrana z głębokości niemal 2000 m). Na wykresie (Rys. 5.3.7) przedstawiono zależność mineralizacji wody od głębokości. Zauważyć można, że wody o mineralizacji na poziomie do 5 g/dm^3 występują do głębokości nawet 2000 m – zwłaszcza na południu i w centralnej części niecki. Wszystkie rozpatrywane próbki z południowej części obszaru posiadają mineralizację poniżej 0,5 g/dm^3, mimo, że pochodzą z głębokości ok. 500-1600 m. Część środkowa obszaru charakteryzuje się znacznym zróżnicowaniem mineralizacji w zakresie 0,4 – 94,7 g/dm^3, a próbki pochodzą z głębokości ok. 1200-2400 m. Jedynie w północnej części niecki mineralizacja wzrasta proporcjonalnie z głębokością w zakresie 1,1-100,8 g/dm^3 w przedziale głębokości ok. 200-2400 m.



Rys. 5.3.7. Wykres zależności mineralizacji w [g/dm³] próbek wody z utworów kredy dolnej od głębokości interwału opróbowania [m p.p.t.]

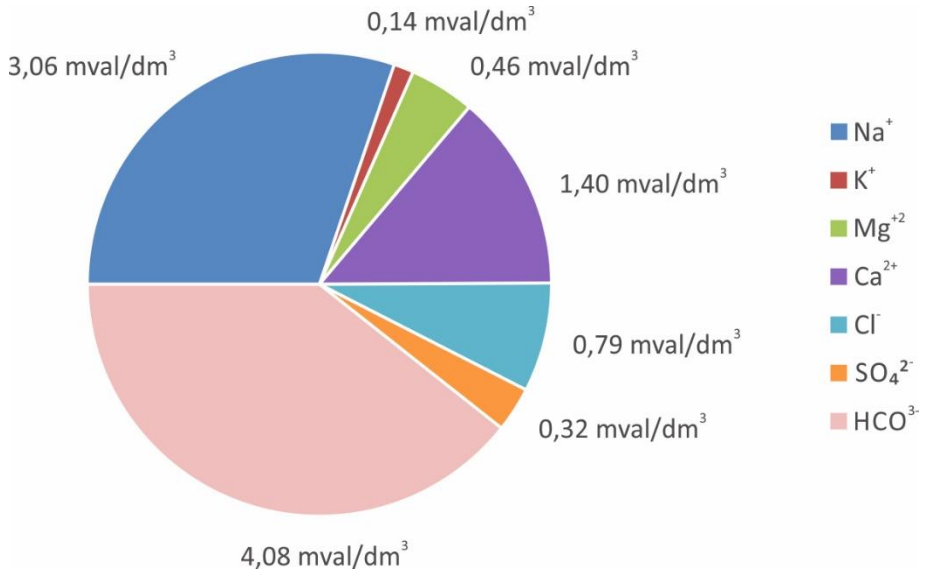
Wody z utworów kredy dolnej, podobnie jak próbki z utworów dolnej jury, wykazują obecność składników istotnych z punktu widzenia zastosowania balneoterapeutycznego. Do składników tych można zaliczyć Fe, I oraz Br. Zaznaczyć jednak należy, że nie wszystkie próbki wód były analizowane pod kątem zawartości jodu, bromu czy żelaza.

Żelazo występuje w wielu próbkach, jednak jego zawartość w większości przypadków nie przekracza minimalnego poziomu 10 mg/dm³ pozwalającego nazwać wodę leczniczą (wg. Rozporządzenia…, DZ.U. 2006.80.565 z późn. zm.), nie będzie więc miało większego znaczenia balneoterapeutycznego. Jedynie w części centralnej odnotowano w wodach znaczne ilości żelaza przekraczającego ten limit (ok. 16-26 mg/dm³).

Dużą koncentrację bromu obserwuje się zarówno w części północnej jak i centralnej niecki. W większości przypadków zawartość bromu przekracza limit wyznaczony w poprzednim ustawodawstwie, pozwalający na nazwanie wód wodami bromkowymi i leczniczymi – 5 mg/dm³. Limit ten jest podawany jedynie orientacyjnie. W północnej części brom występuje w wodach na zróżnicowanych głębokościach, przeważnie wynoszących ok. 800-1300 m. W centralnej części niecki występuje on zdecydowanie głębiej, w zakresie ok. 1700-2100 m. Zawartość bromu dochodzi w niektórych wodach do kilkudziesięciu mg/dm³.

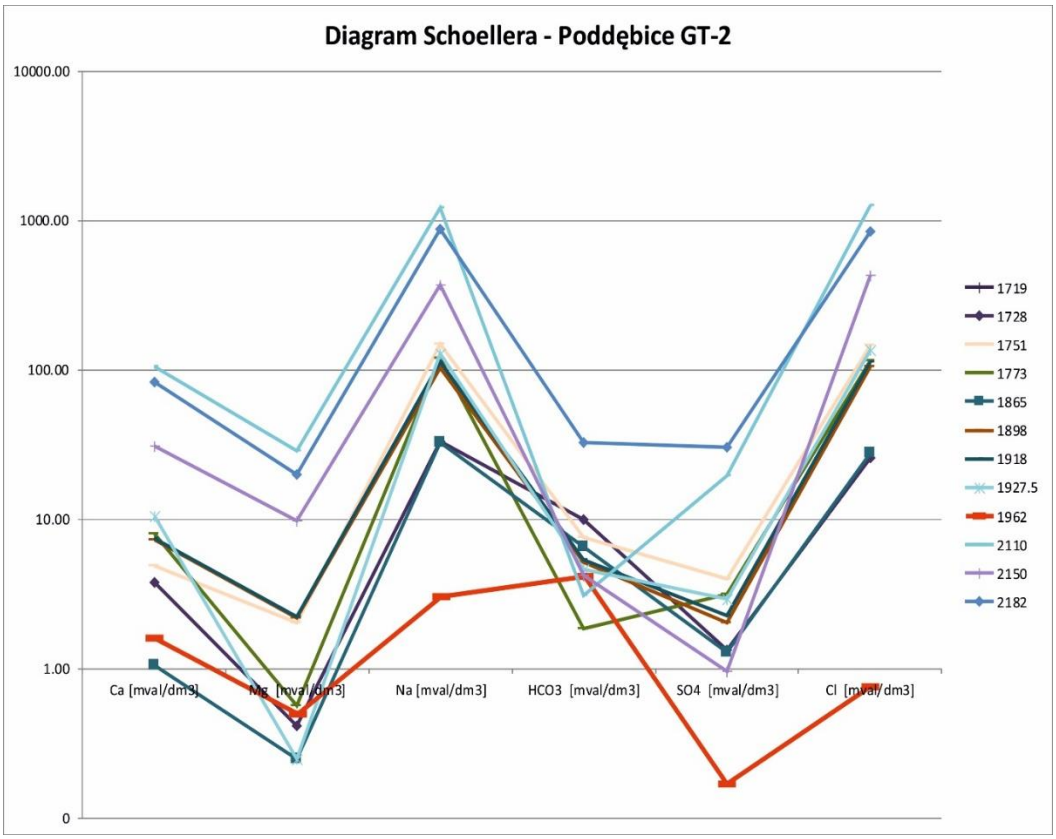
Analizowane próbki wód wykazują również obecność jodu. Zwłaszcza próbki z części północnej i centralnej charakteryzują się większą zawartością, bardzo często w ilości przekraczającej limit 1 mg/dm^3, określony dla wód jodkowych w Rozporządzeniu…. (Dz. U. 2006.80.565 z późn. zm.). Wody te są wodami leczniczymi i w zależności od innych parametrów mogą być używane do celów balneoterapeutycznych. Zawartość jodu wynosi zazwyczaj kilka mg/dm^3. Wody z obszaru południowego niecki posiadają niskie zawartości zarówno jodu jak i bromu. Zawartość jodu w części północnej wzrasta wraz z głębokością. Zawartości istotne z punktu widzenia balneoterapeutycznego znajdują się w tym rejonie w wodach na głębokościach od ok. 1000 m. W części centralnej największe wartości jodu występują w ilości powyżej 1 mg/dm^3 na głębokościach ok. 2000-2500 m.

Ciekawym przypadkiem pod względem chemicznym są wody z utworów dolnej kredy udostępnione otworem Poddębice GT-2. Opróbowany interwał znajduje się na głębokości 1962-2063 m. Wody udostępnione otworem posiadają temperaturę ok. 71°C na wypływie i bardzo niską mineralizację na poziomie 0,432 g/dm^3. Na wykresie (Rys.5.3.8.) przedstawiono zawartości jonów głównych wody.

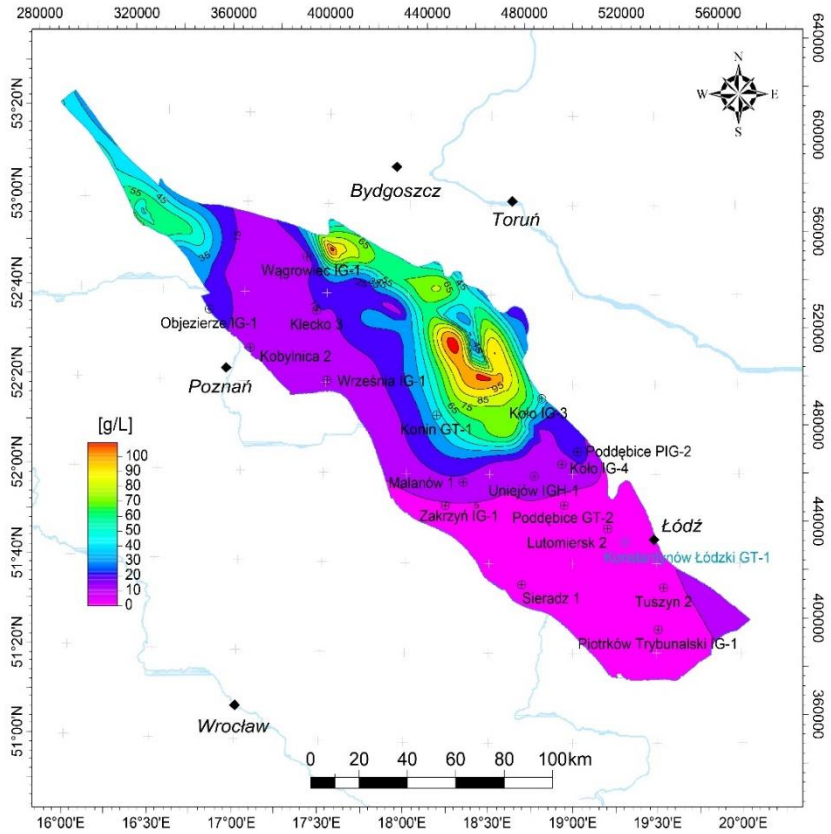


Rys. 5.3.8. Wykres kołowy Udlufta wody z otworu Poddębice GT-2 przedstawiający zawartość jonów głównych (na podstawie analizy wody z dnia 1.02.2017 r.)

Są to wody typu HCO_3-Na-Ca, co zdecydowanie wyróżnia je spośród wód z obszaru centralnej części niecki, gdzie przeważają wody typu Na-Cl. Na diagramie (Rys. 5.3.9) porównano typy wód z odwiertów znajdujących się w sąsiedztwie otworu Poddębice GT-2 oraz występujących na podobnych głębokościach. Kolorem czerwonym zaznaczono wykres dla wody z otworu Poddębice GT-2. Wszystkie pozostałe wody na diagramie są typu Na-Cl (poza 1 przypadkiem) i wykazują podobne piki zawartości jonów głównych. Ich mineralizacje mieszczą się w zakresach od ok. 2-9 g/dm^3 oraz 21-74 g/dm^3, co znacznie przewyższa mineralizację wody z otworu Poddębice GT-2, która jest wodą słodką. Woda z otworu Poddębice GT-2 wykazuje również znikomą zawartość jonów żelaza, jodu oraz bromu.



Rys. 5.3.9. Diagram Schoellera przedstawiający zawartość głównych jonów wód z otworu Poddębice GT-2 oraz sąsiednich otworów. W legendzie podano głębokości występowania stropu opróbowanych interwałów w m p.p.t.



Rys. 5.3.10. Mapa mineralizacji wód w stropie zbiornika dolnokredowego

5.3.7.2 Chemizm wód – jura dolna

W atlasie geotermalnym (Górecki (red.) i Hajto i in. 2006) przedstawiono rozkład mineralizacji dla całego obszaru Niżu Polskiego. Analizując wartości dla niecki mogileńsko-łódzkiej można zauważyć, że dla poziomu dolnej jury wartości mineralizacji są zdecydowanie większe niż dla poziomu dolnej kredy. Maksymalne wartości mineralizacji występują w północno-wschodniej i wschodniej części niecki, gdzie dochodzą do ponad 150 g/dm^3. Im bardziej na południowy-zachód oraz w kierunku południowym wartości mineralizacji maleją, dochodząc do kilkunastu g/dm^3. W południowej, krańcowej części wartość mineralizacji jest najmniejsza i nie przekracza kilku g/dm^3.

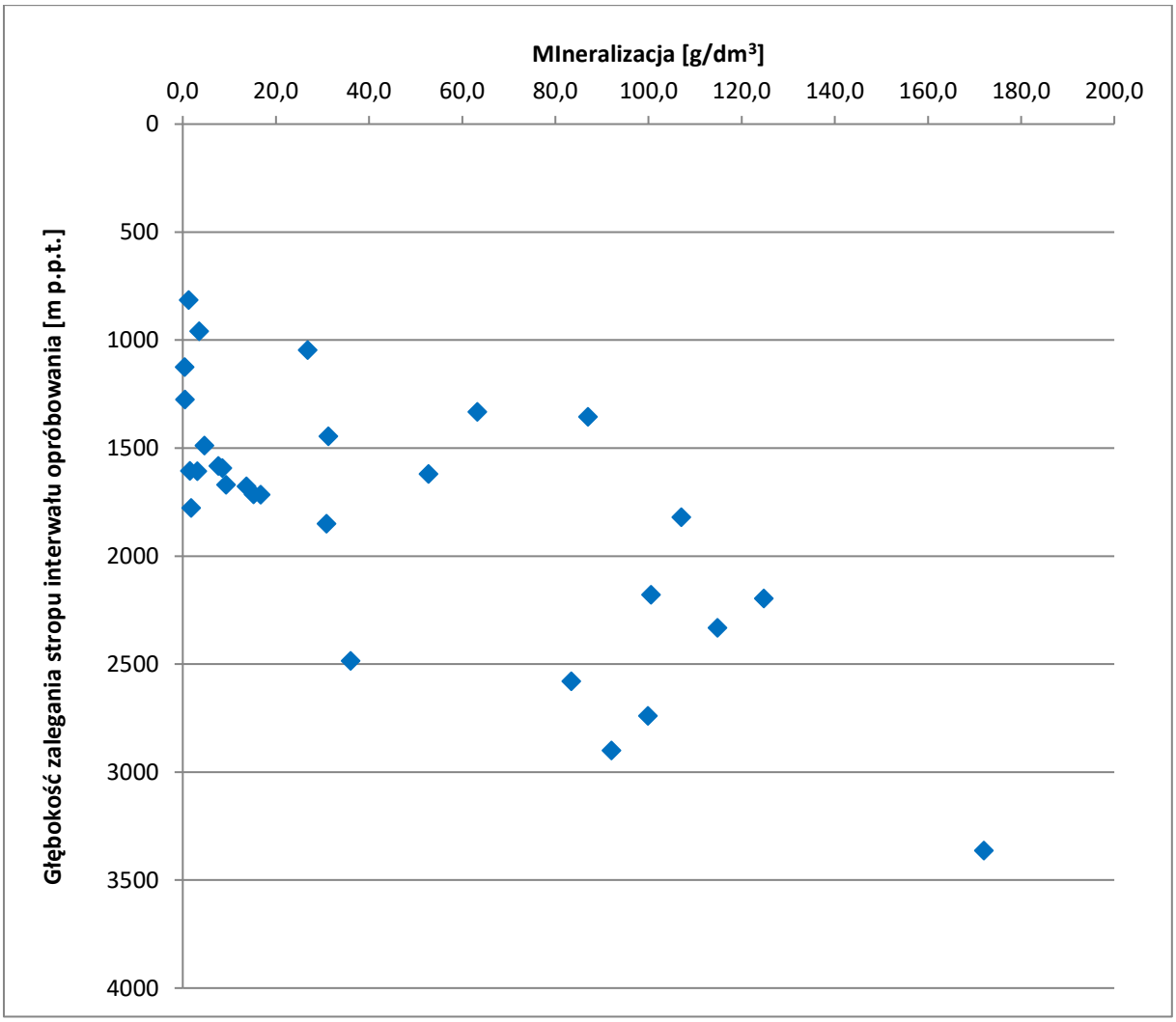
Tabela 5.3.3. Typ oraz mineralizacja wody pobranej z utworów jury dolnej na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej w odniesieniu do głębokości zalegania opróbowanego interwału. Wyniki posortowane względem wzrastającej głębokości stropu opróbowanego interwału

Strop interwału opróbowanego [m p.p.t.]	Typ chemiczny wody	Mineralizacja wody [g/dm^3]
815	Na-Ca-SO4	1.2
960	Na-Cl-SO4	3.5
1046	Na-Cl	26.8
1126	Na-HCO3	0.4
1275	Na-Cl	0.46
1332	Ca-Na-Mg-Cl	63.2
1355	Na-Cl	86.96
1446	Na-Cl	31.2
1489	Na-Cl	4.6
1583	Na-Cl	7.6
1593	Na-Cl	8.5
1606	Na-Cl	1.53
1607	Na-Cl	3.1
1620	Na-Cl	52.7
1670	Na-Cl	9.3
1678	Na-Cl	13.6
1714	Na-Cl	15.2
1716	Na-Cl	16.7
1777	Na-HCO3-SO4-Cl	1.8
1821	Na-Cl	107.0
1850	Na-Cl	30.9
2180	Na-Cl	100.5
2197	Na-Cl	124.7
2333	Na-Cl	114.7
2485	Na-Cl	36.0
2580	Na-Cl	83.4
2741	Na-Cl	99.8
2901	Na-Mg-Cl	92.0
3364	Na-Cl	172.0

Analizowane wody pochodzą z głębokości ok. 800-3400 m. W tabeli (tab. 5.3.3) zestawiono typy wody pochodzącej z jury dolnej oraz jej mineralizację w zależności od głębokości występowania stropu opróbowanego interwału. Są to w zdecydowanej większości wody Na-Cl. W nielicznych przypadkach, zwłaszcza w płycej zalegających utworach dolnej jury w południowej części niecki są to wody wielojonowe o niskiej mineralizacji, z zawartością jonów SO_4 lub HCO_3. W kilku otworach wody

zawierają większe ilości magnezu bądź wapnia. Mineralizacja ogólna wód mieści się w przedziale 0,4-172 g/dm^3, przy czym najmniejsze wartości (przeważnie kilka czasami kilkanaście g/dm^3) wykazuje w południowym obszarze niecki (strefy zasilania).

Na rysunku 5.3.11 przedstawiono rozkład mineralizacji wód z utworów jury dolnej w zależności od głębokości. Generalnie, mineralizacja wzrasta proporcjonalnie wraz ze wzrostem głębokości i zachowana jest pionowa strefowość wód. Aczkolwiek, wody pochodzące z centralnej i północnej części niecki mają zdecydowanie większe wartości mineralizacji niż wody z podobnych głębokości, ale pochodzące z południowej części niecki. Mineralizacja wody z południowej części niecki rzadko przekracza 20 g/dm^3, zaś wody o mineralizacji nie przekraczającej 5 g/dm^3 występują do głębokości ok. 1800 m. Natomiast analizowane wody z północnej i centralnej części niecki w przeważającej większości wykazują mineralizację większą niż 25 g/dm^3 i pochodzą z głębokości większych niż 1300 m.

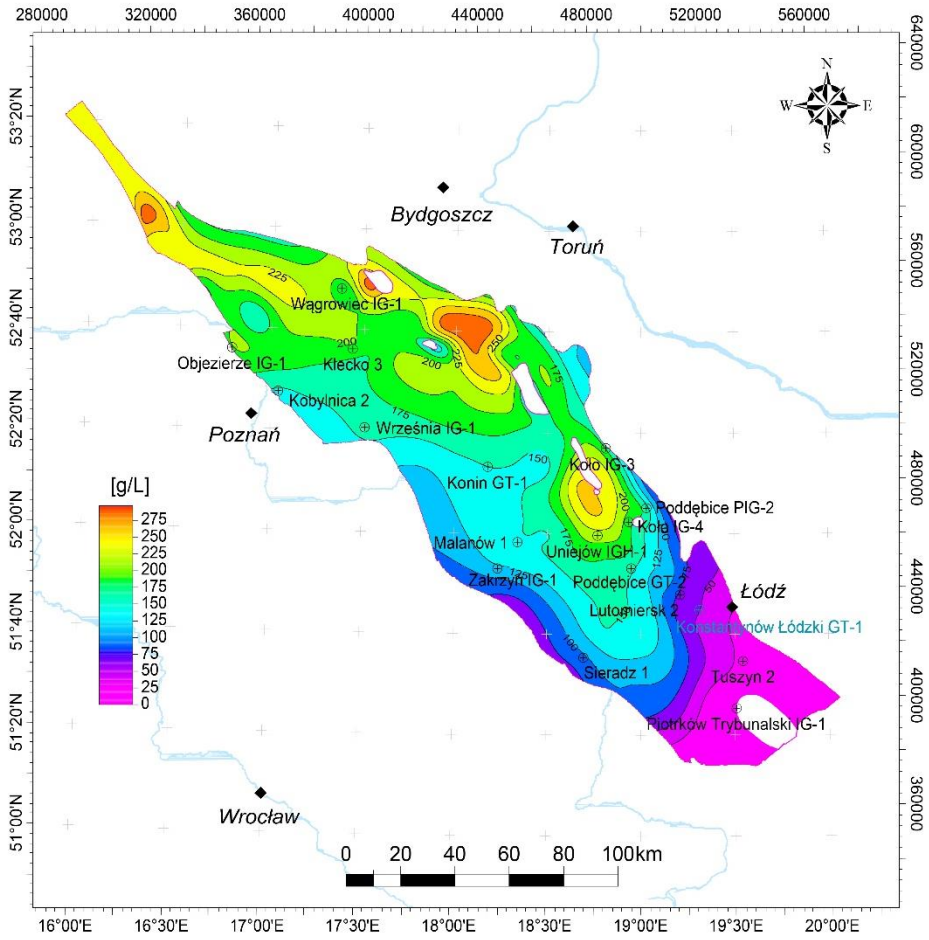


Rys. 5.3.11. Wykres zależności mineralizacji próbek wody z utworów kredy dolnej od głębokości interwału opróbowania

W wodach z utworów jury dolnej żelazo występuje w ilościach przekraczających limit 10 mg/dm^3 (kilkanaście mg/dm^3) w kilku próbkach pochodzących z południowej części niecki. Jod i brom występują w ilościach znacznie przekraczających wskazane wcześniej limity. Ich zawartość wynosi odpowiednio ok. 3–4 g/dm^3 dla jodu oraz powyżej ok. 50 do ponad 120 g/dm^3 dla bromu. Zarówno jod jak i brom występują na podobnych głębokościach ok. 1300–2300 m, zazwyczaj w północnym obszarze niecki.

Niektóre z wód, przede wszystkim pochodzące z utworów dolnej jury, mają parametry pozwalające na odzyskiwanie pewnych makroskładników (np. potas, magnez). Ze względu na brak dokładnych analiz chemicznych nie można stwierdzić, czy wody zawierają mikroskładniki lub inne rzadkie pierwiastki w ilościach np. umożliwiających ich odzyskiwanie.

Podsumowując, można powiedzieć, że wody z utworów dolnej kredy mają średnio mniejsze mineralizacje niż wody z utworów jury dolnej, odpowiednio 26,2 i 45,2 g/dm^3. Natomiast wody z utworów dolnej jury są bardziej przewidywalne pod względem chemicznym, ich mineralizacja wzrasta zasadniczo proporcjonalnie z głębokością i charakteryzują się zasadniczo jednolitym typem chemicznym wody. Należy się spodziewać, że warstwy jury dolnej, jako warstwy zalegające niżej, będą charakteryzować się wodami o większej mineralizacji. W przeciwieństwie do utworów kredy, gdzie zmienność mineralizacji wody jest dużo większa.



Rys. 5.3.12. Mapa mineralizacji wód w stropie zbiornika dolnojurajskiego

5.3.8 Trójwymiarowy model geologiczny niecki mogileńsko-łódzkiej

W ramach realizowanych prac wykonano przestrzenne (3D) komputerowe modele strukturalno-parametryczne odwzorowujących układ strukturalny i zmienność parametrów zbiornikowych na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej.
Modelowania wykonano w programie Petrel znajdującym się w posiadaniu WGGiOŚ AGH dzięki umowie o wspieraniu prac naukowo-badawczych i dydaktycznych zawartej między Wydziałem GGiOŚ a firmą Schlumberger Information Solutions.

5.3.8.1 Dane wejściowe do modelowania

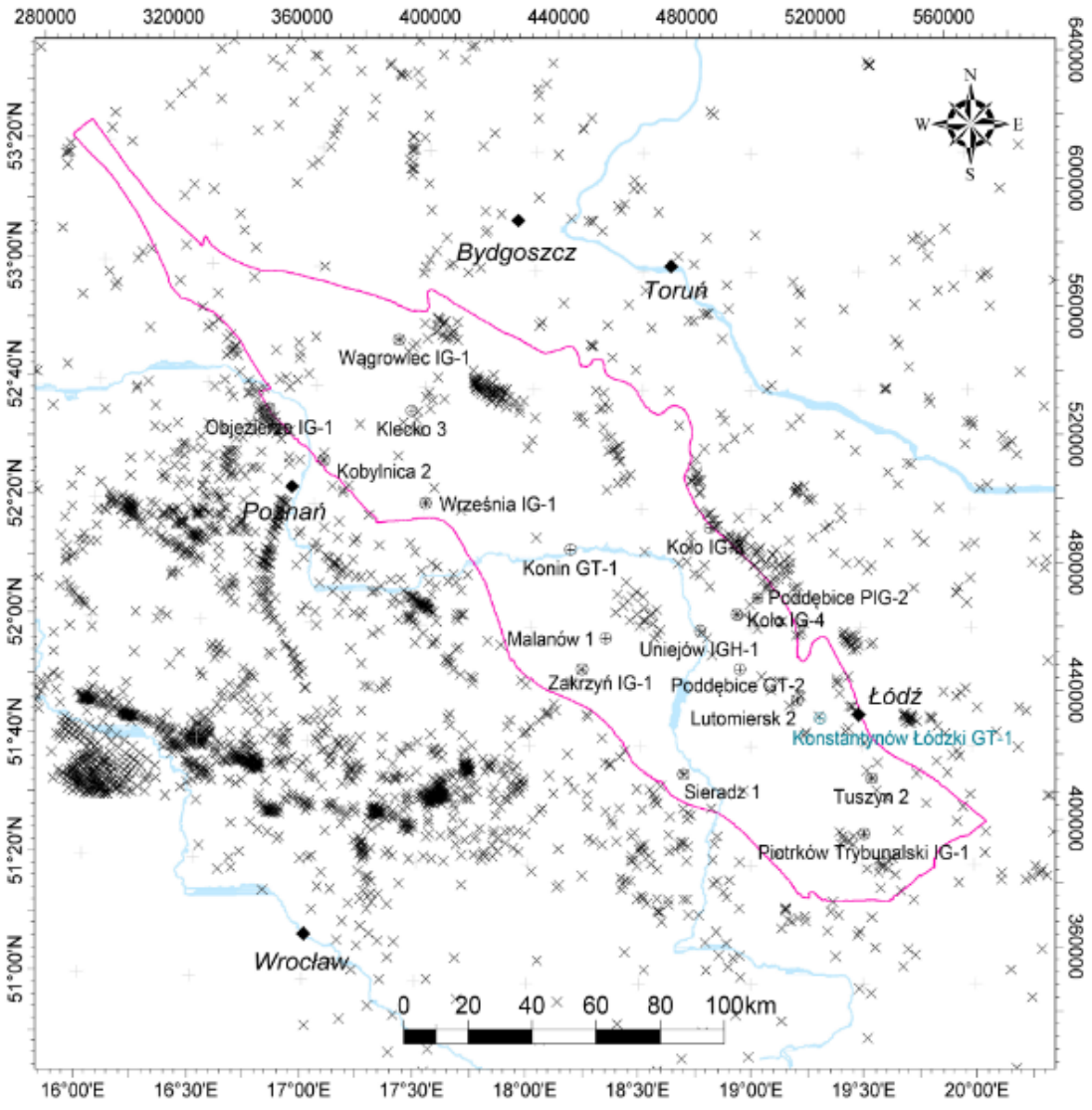
- Cyfrowe mapy strukturalne

Najistotniejsze źródło danych do opracowania cyfrowych map strukturalnych wykonanych w ramach tematu stanowiły cząstkowe modle numeryczne (gridy 2 D) opracowane na podstawie map archiwalnych, sejmiki i danych otworowych przez zespół KSE AGH latach 1990-2013, w ramach realizacji kilkunastu tematów naukowo badawczych (m.in. Wójcicki, A., Sowiżdżał, A. & Bujakowski, W. et al. (red.) i in., 2013; Górecki (red.) i in., 1995; Górecki i in., 1996; Górecki i in., 1999; Górecki i in., 2000; Górecki i in., 2003; Górecki, Hajto (red.) i in., 2006 a, b; Papiernik w: Wójcicki et al. 2010).

- Tektonika

Przebieg uskoków zestawiano na podstawie wyżej opisanych analogowych i cyfrowych danych wejściowych. Dla osiągnięcia zadowalającej jakości modeli numerycznych używanych do opracowania osnowy geometrycznej modelu elementy te trzeba było edytować by wyeliminować rozbieżności interpretacyjne poszczególnych wykorzystywanych źródeł. Odtworzenie przebiegu sieci dyslokacji wymagało połączenia ze sobą wielu cząstkowych źródeł. W zależności od wieku kartowanych kompleksów wykorzystywano odmienne zestawy danych wejściowych.
Przebieg dyslokacji na mapach pokryw mezozoicznych oparto na mapach z Atlasów geotermalnych (Górecki, Hajto (red.) i in., 2006a) oraz Atlasu basenu dolnopermskiego (Peryt i in., 2008; Doornenball i in., 2010), częściowo uzupełniając ją przebiegiem dyslokacji z Mapy geologicznej bez utworów czwartorzędu (Dadlez i in., 2000). A także z wielu map archiwalnych (Np. Woźniak i in., 1987; Wróbel 1984; Wróbel i in., 1988a, b, 1990 i in.).

Dane otworowe wykorzystane do opracowania osnowy stratygraficznej
Opracowane mapy, a później strukturalne modele 3D dowiązywano do wyników interpretacji strukturalnej oraz odwiertów położonych na obszarze badań. Powierzchnie robocze wykorzystywane w modelowaniach strukturalnych wykraczały poza wyznaczone granice niecki mogileńsko-łódzkiej. Dla uniknięcia błędów brzegowych dowiązywano je do położonych tam interpretacji i otworów (Rys.5.3.13). Finalnie model 3D dowiązywano jednak tylko do odwiertów i interpretacji sejsmicznych położonych wyłącznie na obszarze badań. Ilość wykorzystanych do dowiązania odwiertów jest uzależniona od pogrążenia granicy strukturalnej. Zastosowana procedura dowiązywania danych otworowych zapewniła wysoką zgodność modelu 3D i informacji otworowej. Miało to kluczowe znaczenia dla dokładności modelowań parametrycznych.

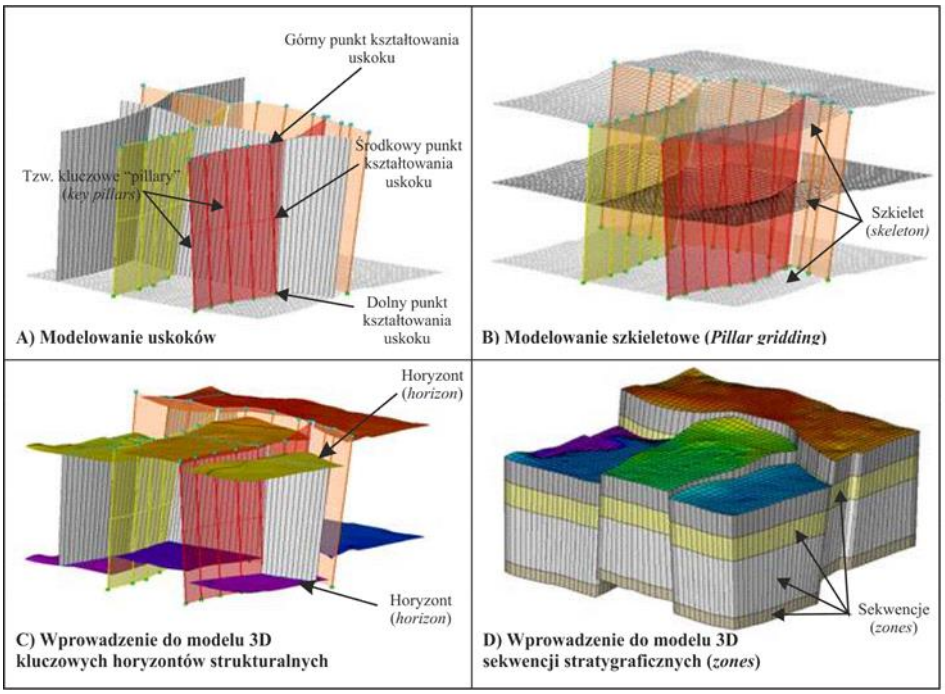


Rys. 5.3.13. Lokalizacja danych otworowych wykorzystywanych do dowiązania map i modeli strukturalnych

5.3.8.2 Zarys metodyki

Statyczne trójwymiarowe modelowania parametryczne stanowią część procedury modelowania przestrzennego i symulacji procesów złożowych. Metodologia ta rozwinęła się przede wszystkim dla potrzeb inżynierii złożowej w poszukiwaniach naftowych. Obecnie jest ona stosowana także dla celów sekwestracji dwutlenku węgla.
Współcześnie używane oprogramowanie komputerowe prezentuje urozmaicony sposób „konstrukcji" modeli przestrzennych (3D). Obok oprogramowania bazującego na idei gridów 3D, budowanych na podstawie regularnych siatek interpolacyjnych-gridów 2D (Cosetino 2001, Dubrule 1998, 2003), istnieją programy należące do rodziny CAD, program GoCad w których osnowa stratygraficzna budowana jest w oparciu o parametryczne powierzchnie które dla jedne lokalizacji X,Y mogą wykazywać więcej niż jedną wartość Z, a budowa modelu przestrzennego wykorzystuje algorytm Discrete Smooth Interpolation. Prezentowany model opracowano z wykorzystaniem programu Petrel. Pomijając etapy wstępne obejmujące zestawienie bazy danych i interpretację strukturalno –geologiczną opracowanie statycznego modelu w formie grida 3D obejmuje najprostszej formie:

- Opracowanie map strukturalnych w formacie regularnych siatek interpolacyjnych [RSI] (gridów 2D) na podstawie danych:
  - sejsmicznych i otworowych;
  - cyfrowanych map archiwalnych i danych otworowych;
  - danych otworowych (na ogół tylko mapy prędkości średnich bądź interwałowych w przypadku potrzeby dokonania konwersji czasowo głębokościowej;
- Stworzenie przestrzennego (3D) modelu strukturalnego z wykorzystaniem opracowanych RSI i interpretacji tektoniki nieciągłej;
- Opracowanie modelu uskokowego (Fault Model);
- Opracowanie szkieletu gridu (skeleton) w wyniku zastosowania procedury tzw. pillar griddingu;
- Utworzenie sekwencji stratygraficznych (zones)w rezultacie wprowadzenia do modelu powierzchni stratygraficznych (Surface= grid 2D) i ich przekształcenie w formę nieregularnych przestrzenne siatek Horizons, w których kształt oczek jest uwarunkowany wynikami procedury (pillar griddingu);
- Wprowadzenie warstwowania wewnątrz sekwencji stratygraficznych (layers);
- Utworzenie modelu facjalnego lub litologicznego(Facies Modeling) na podstawie danych otworowych;
- Uśrednienie danych litologicznych w profilach utworów (wells upscaling, well model);
- Przestrzenne modelowanie zmienności facjalnej w wydzielonych sekwencjach i warstwach, z zastosowaniem algorytmów deterministycznych bądź stochastycznych;
- Modelowanie zmienności parametrów petrofizycznych (porowatości, zailenia przepuszczalności) z wykorzystaniem wyników modelowań strukturalnych i litologiczno-facjalnych(*Petrophysical Modeling*);
  - Tworzenie podstawowych modeli jak np. modele porowatości i zailenia dla poszczególnych sekwencji i litologii;
  - Tworzenie modeli pochodnych, takich jak np. jakość uszczelnień czy jakość skał zbiornikowych w sekwencjach stratygraficznych.



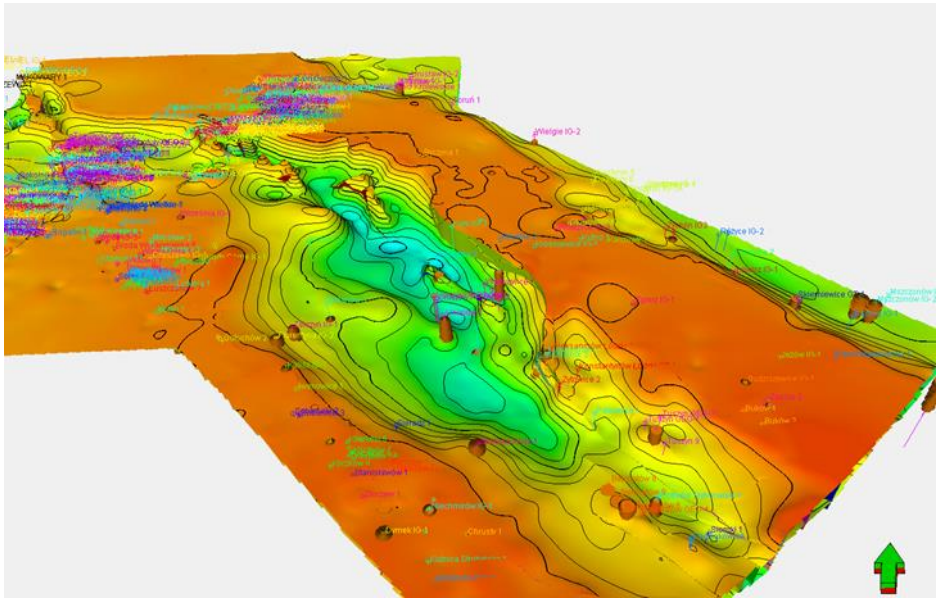
Rys. 5.3.14. Schemat modelowania strukturalnego z wykorzystaniem programu Petrel

Wyniki modelowania 3D można przedstawiać w postaci rysunków pseudo trójwymiarowych – map i tzw. diagramów płotowych (fence diagrams) bądź w formie dwuwymiarowych map odzwierciedlających uśrednione wartości wybranych parametrów i sekwencji/warstw/facji.

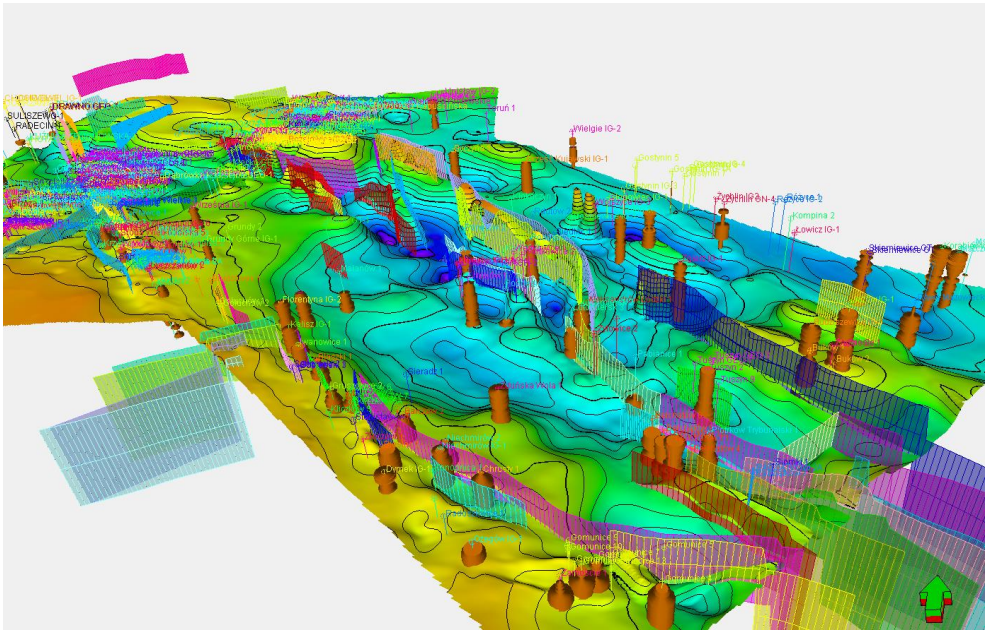
5.3.8.3 Model strukturalny

Osnowę strukturalną modelu 3D zbudowano na podstawie regionalnych map strukturalnych i miąższościowych opracowanych w formie regularnych siatek interpolacyjnych o spacjowaniu 250m x 250m (*grid 2D*). Wyniki modelowania strukturalnego przedstawiono na Rys.5.3.15–18.

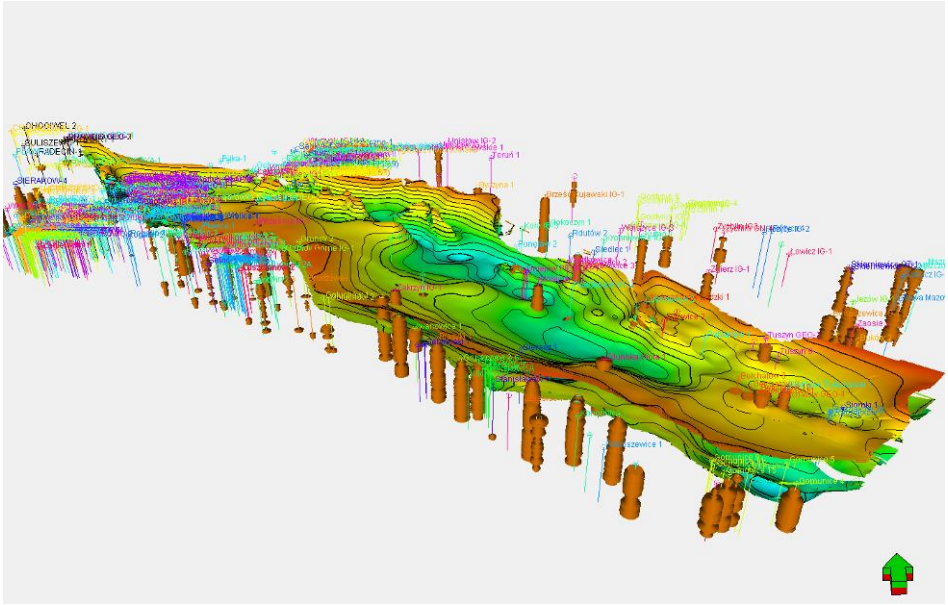
Model strukturalny obejmuje 5 horyzontów stratygraficznych (trias górny, jura dolna, jura środkowa, jura górna, kreda dolna). Powierzchna obszaru objętego modelowaniem wynosi 54 868 km^2, powierzchnia modelu dla niecki mogileńsko-łódzkiej wynosi 18 157 km^2.



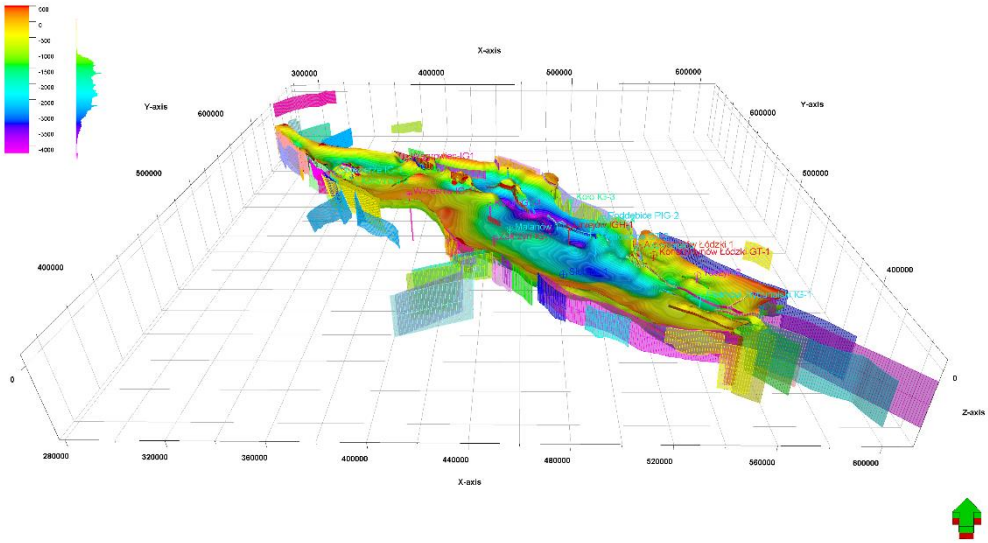
Rys. 5.3.15. Wyniki modelowania strukturalnego – obszar poszerzony – widoczna powierzchnia strukturalna kredy dolnej



Rys. 5.3.16. Wyniki modelowania strukturalnego – obszar poszerzony – widoczna powierzchnia strukturalna jury dolnej



Rys. 5.3.17. Model strukturalny niecki mogileńsko-łódzkiej



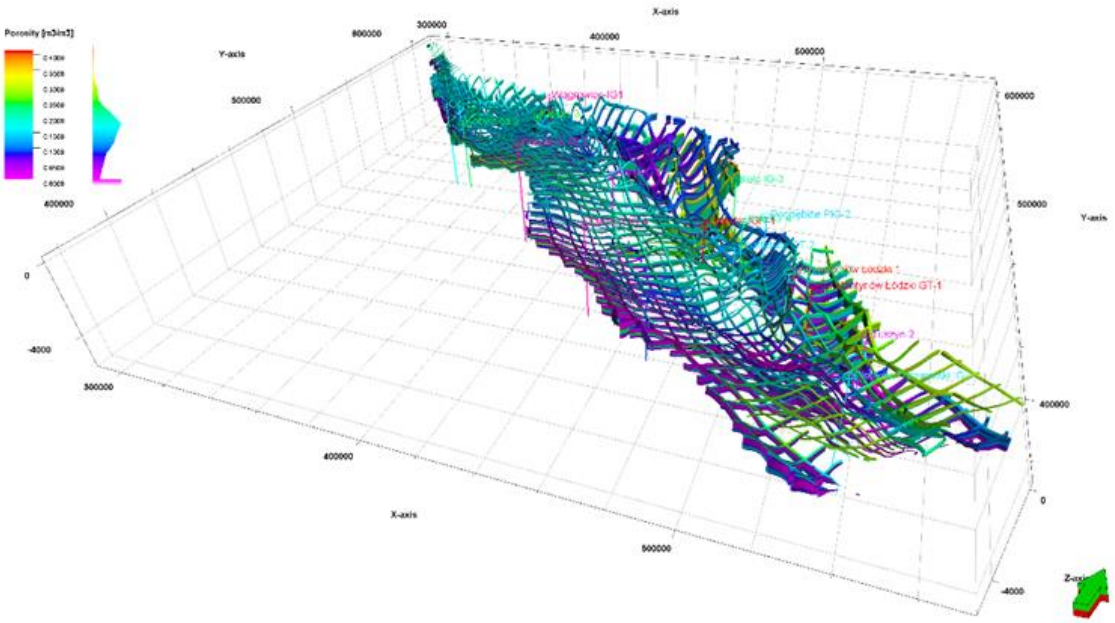
Rys. 5.3.18. Model uskokowy niecki mogileńsko-łódzkiej.

5.3.8.4 Modele parametryczne

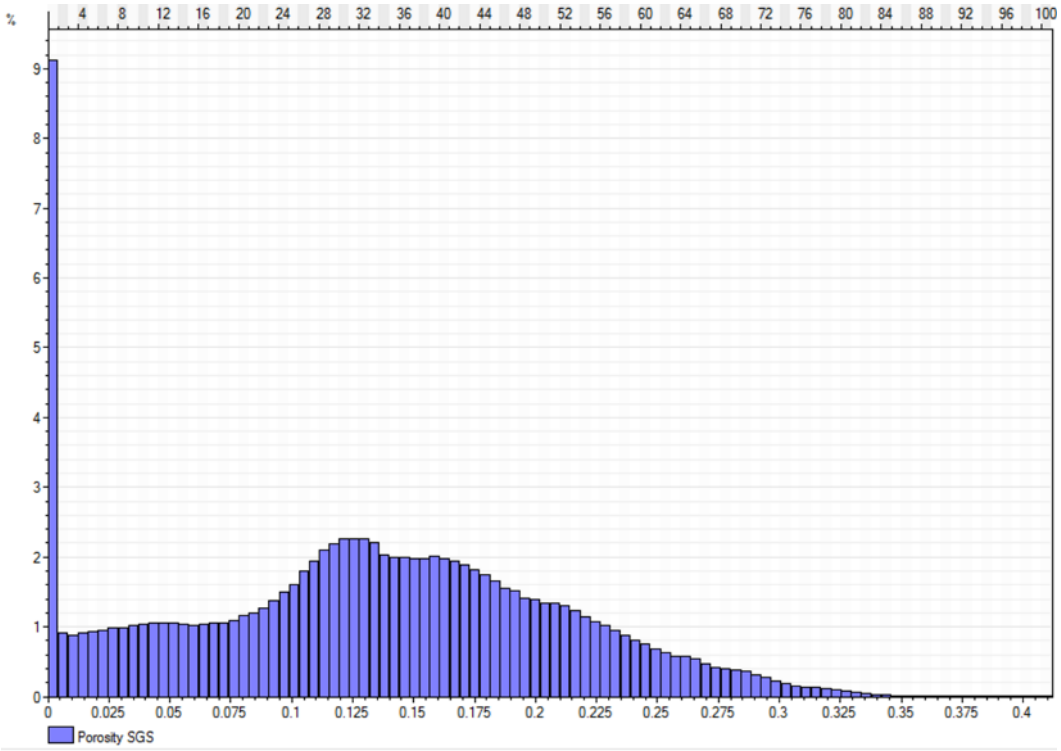
Modele parametrów petrofizycznych dla analizowanego obszaru opracowano na podstawie krzywych geofizyki wiertniczej oraz danych laboratoryjnych. Dane wejściowe obejmowały zestaw: krzywych porowatości (PHI), zailenia (Vsh), gęstości objętościowej (RHOB) oraz krzywych przepuszczalności wraz z oznaczeniami laboratoryjnymi (PERM).
Pozwoliło to na obliczenie modelu porowatości, przepuszczalności, przepuszczalności oraz gęstości objętościowej. Wyniki modelowania przedstawiono poniżej.

- Porowatość

Model porowatości został obliczony na podstawie krzywych porowatości (PHI) pochodzących z 82 otworów wiertniczych z zastosowaniem algorytmu Kriging Interpolation oddzielnie dla poszczególnych kompleksów (zones). Procedura modelowania była poprzedzona analizą danych i konstrukcją wariogramów, wykorzystanych w trakcie modelowania.
Przestrzenne rozkłady wyników modelowania porowatości (PHI) przedstawione zostały na Rys. 5.3.19. Histogram modelu porowatości niecki mogileńsko-łódzkiej przedstawia Rys. 5.3.20.



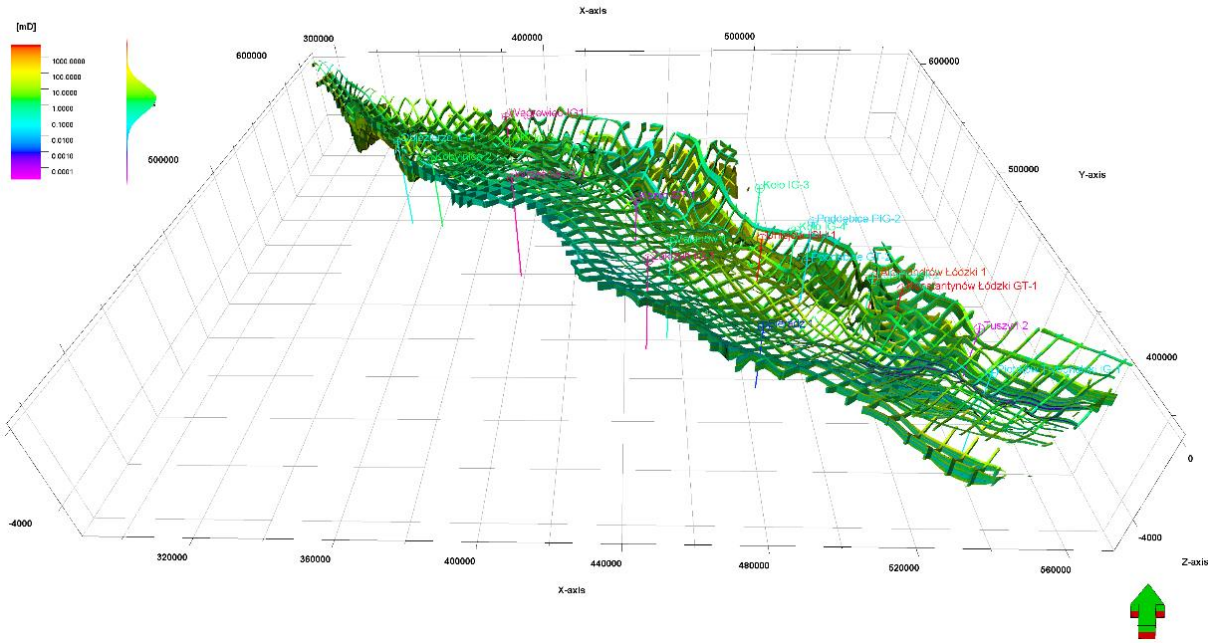
Rys. 5.3.19. Model porowatości niecki mogileńsko-łódzkiej



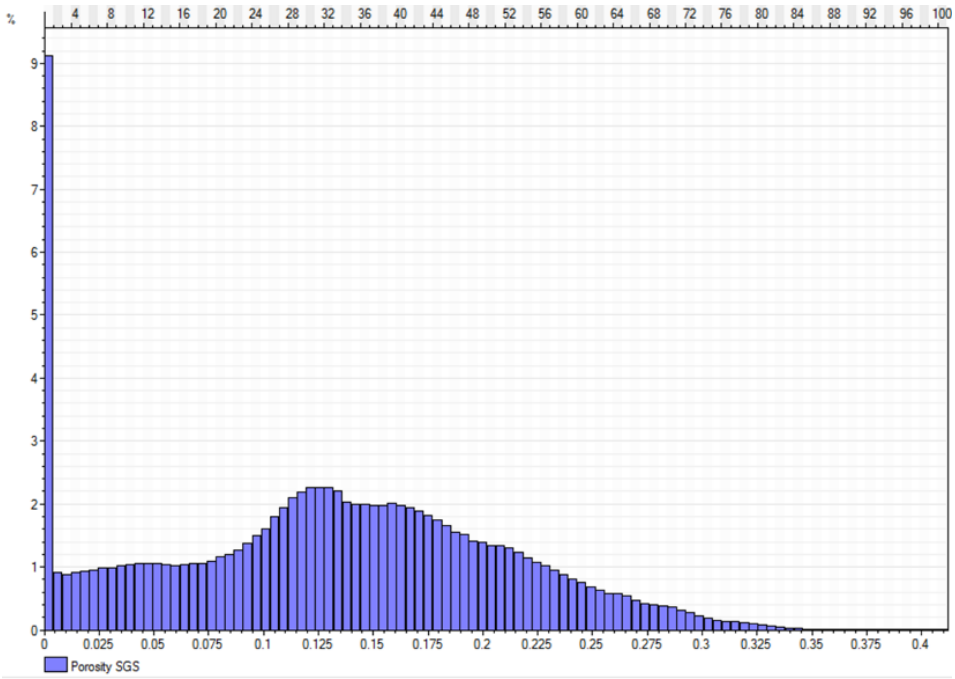
Rys. 5.3.20. Histogram modelu porowatości niecki mogileńsko-łódzkiej

- Przepuszczalność

Dane wejściowe dla modelu przepuszczalności stanowiły krzywe przepuszczalności oraz laboratoryjne oznaczenia przepuszczalności pochodzące łącznie z 104 otworów z obszaru badań.
Model otworowy przepuszczalności (PERM) policzono wykorzystując uśrednianie geometryczne – odpowiednie dla danych o bardzo dużej zmienności, logarytmicznej (Ahmed 2001). Modelowanie wykonano z zastosowaniem algorytmu Kriging stosując takie same parametry modelowania, jak w przypadku modelu porowatości (PHI). Symulacje w tym modelu wykonano oddzielnie dla poszczególnych sekwencji (zones) przy zastosowaniu sterowania wynikowym modelem porowatości (PHI). Procedura modelowania była poprzedzona analizą danych i konstrukcją wariogramów, użytych podczas modelowania. Syntetyczne wyniki modelowania przepuszczalności w modelu 3D przedstawione zostały na Rys. 5.3.21-22.



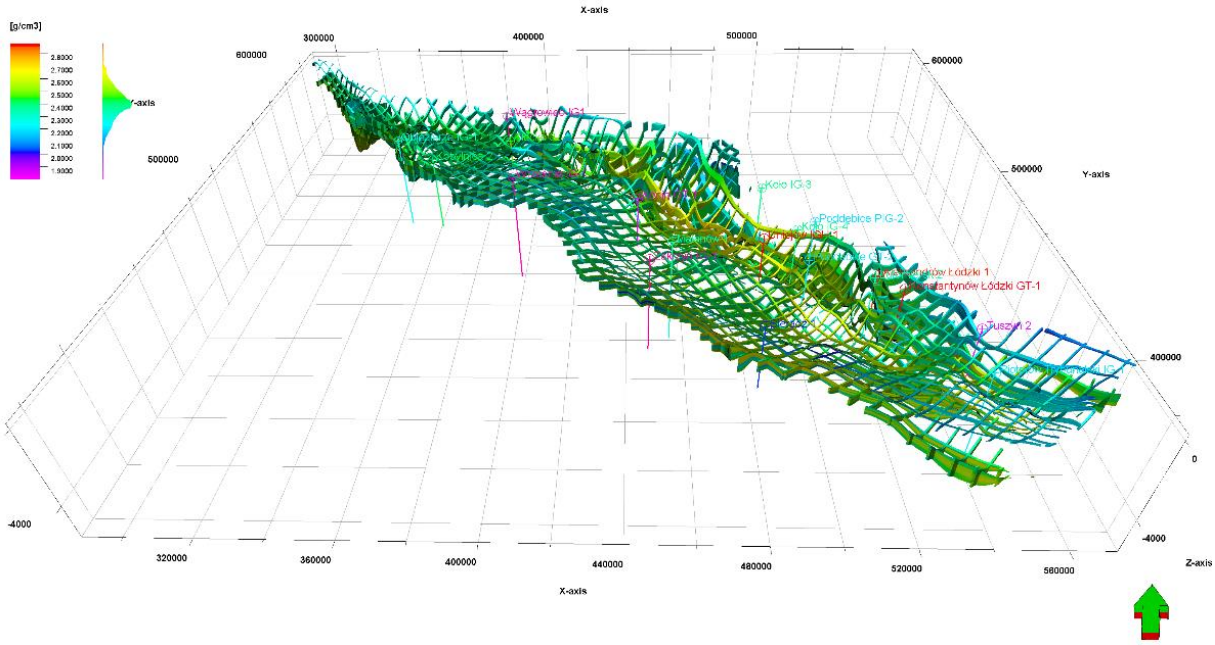
Rys. 5.3.21. Model przepuszczalności niecki mogileńsko-łódzkiej



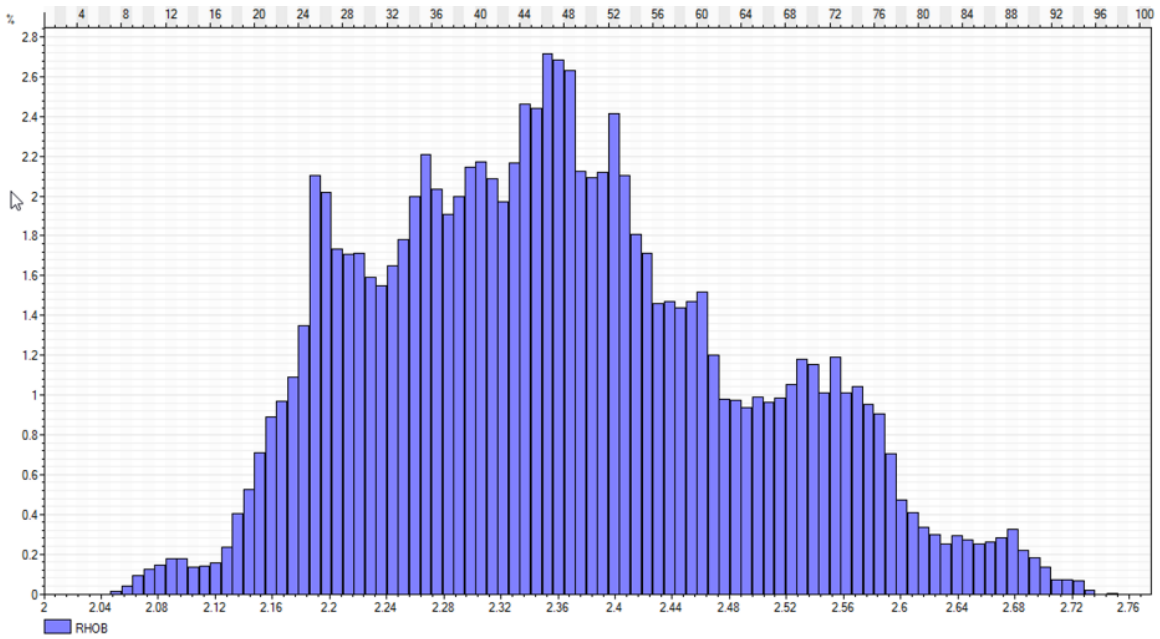
Rys. 5.3.22. Histogram modelu przepuszczalności niecki mogileńsko-łódzkiej

- Gęstość objętościowa

Model gęstości objętościowej został obliczony na podstawie krzywych geofizycznych (RHOB) pochodzących z 40 otworów wiertniczych z zastosowaniem algorytmu *Kriging Interpolation* oddzielnie dla poszczególnych sekwencji (zones). Procedura modelowania była poprzedzona analizą danych i konstrukcją wariogramów, użytych podczas modelowania.
Przestrzenny rozkład wyników modelowania gęstości objętościowej (RHOB) przedstawiony zostały na Rys. 5.3.23. Histogram modelu gęstości objętościowej niecki mogileńsko-łódzkiej przedstawia Rys. 5.3.24.



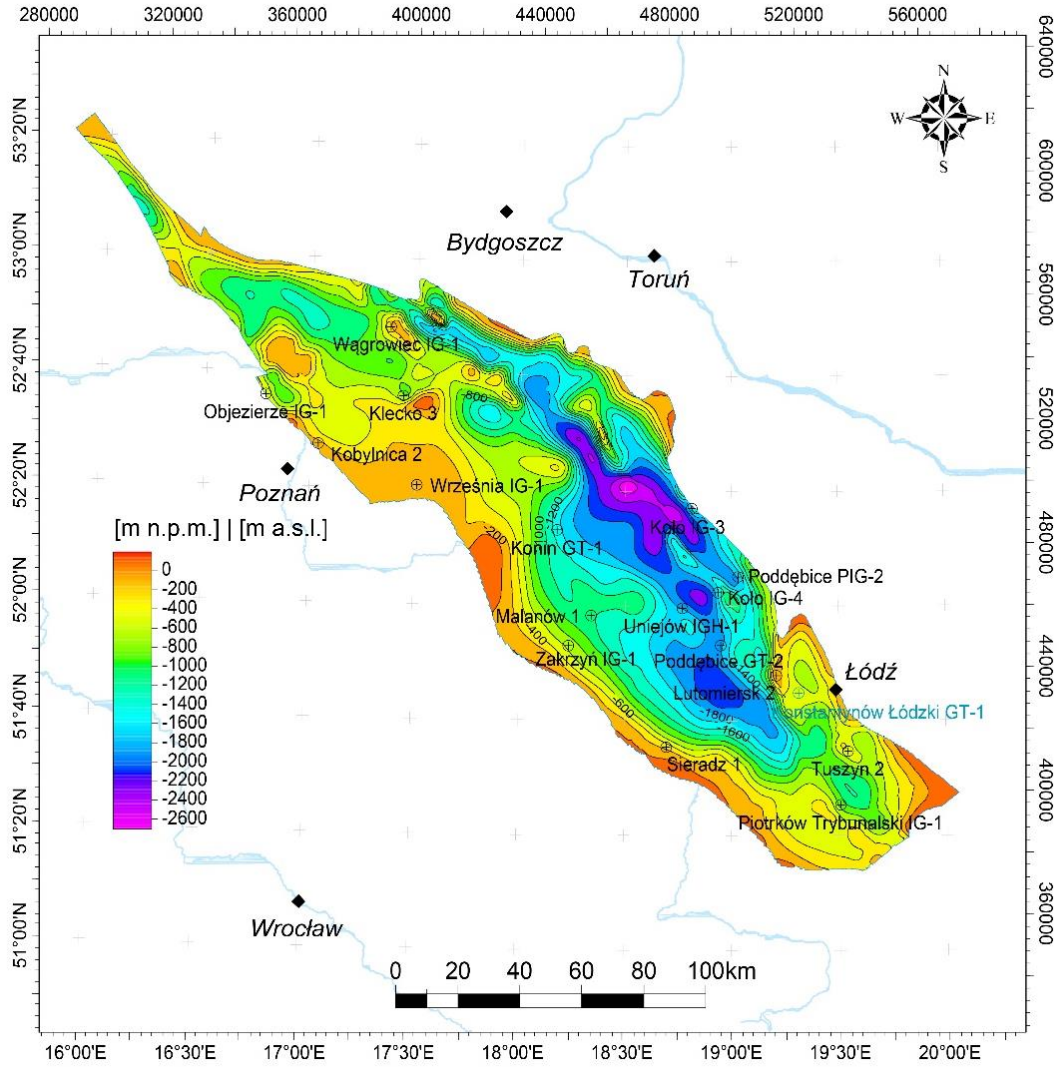
Rys. 5.3.23. Model gęstości objętościowej niecki mogileńsko-łódzkiej



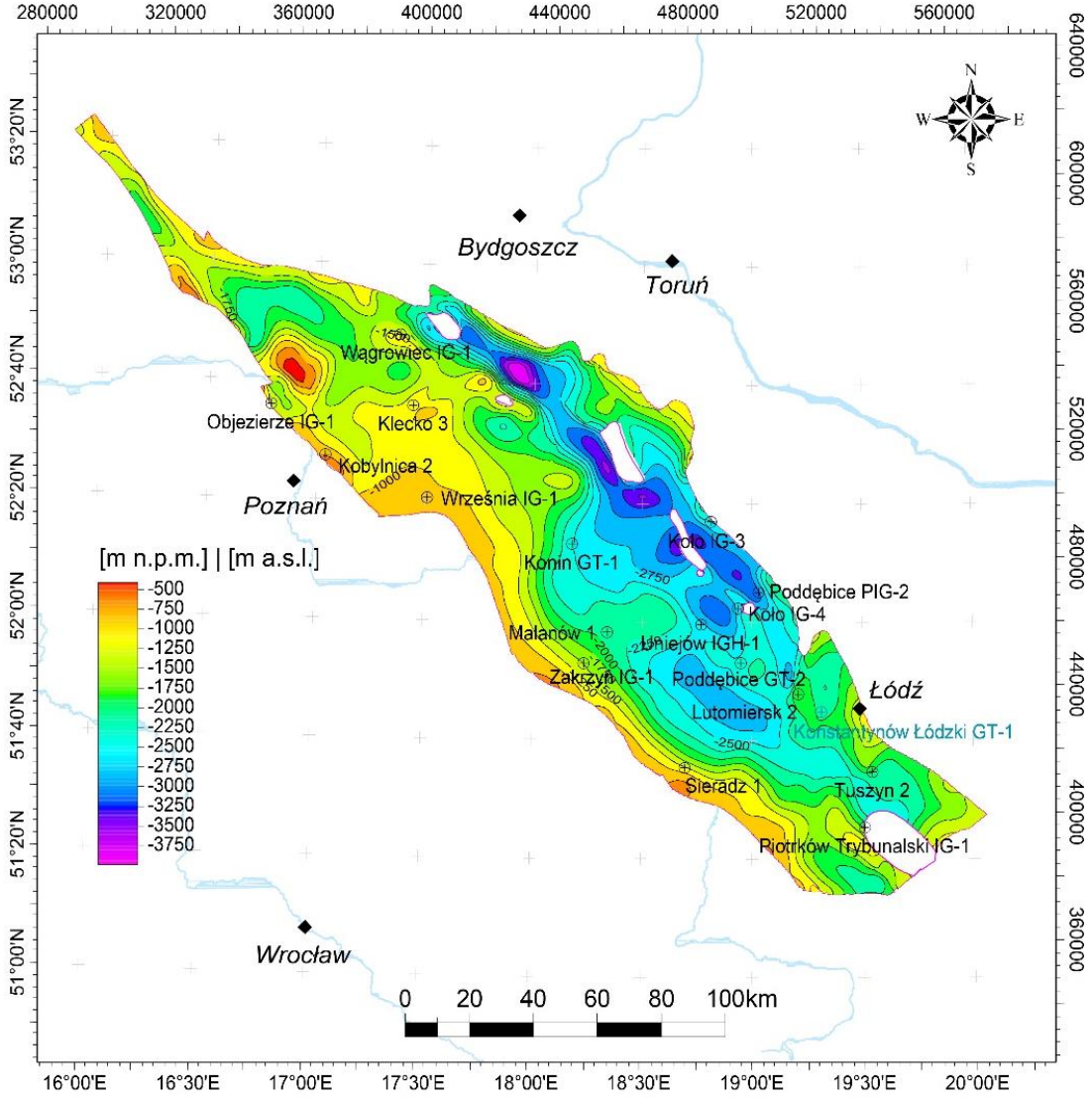
Rys. 5.3.24. Histogram modelu gęstości objętościowej niecki mogileńsko-łódzkiej

5.3.8.5 Mapy strukturalne i miąższościowe

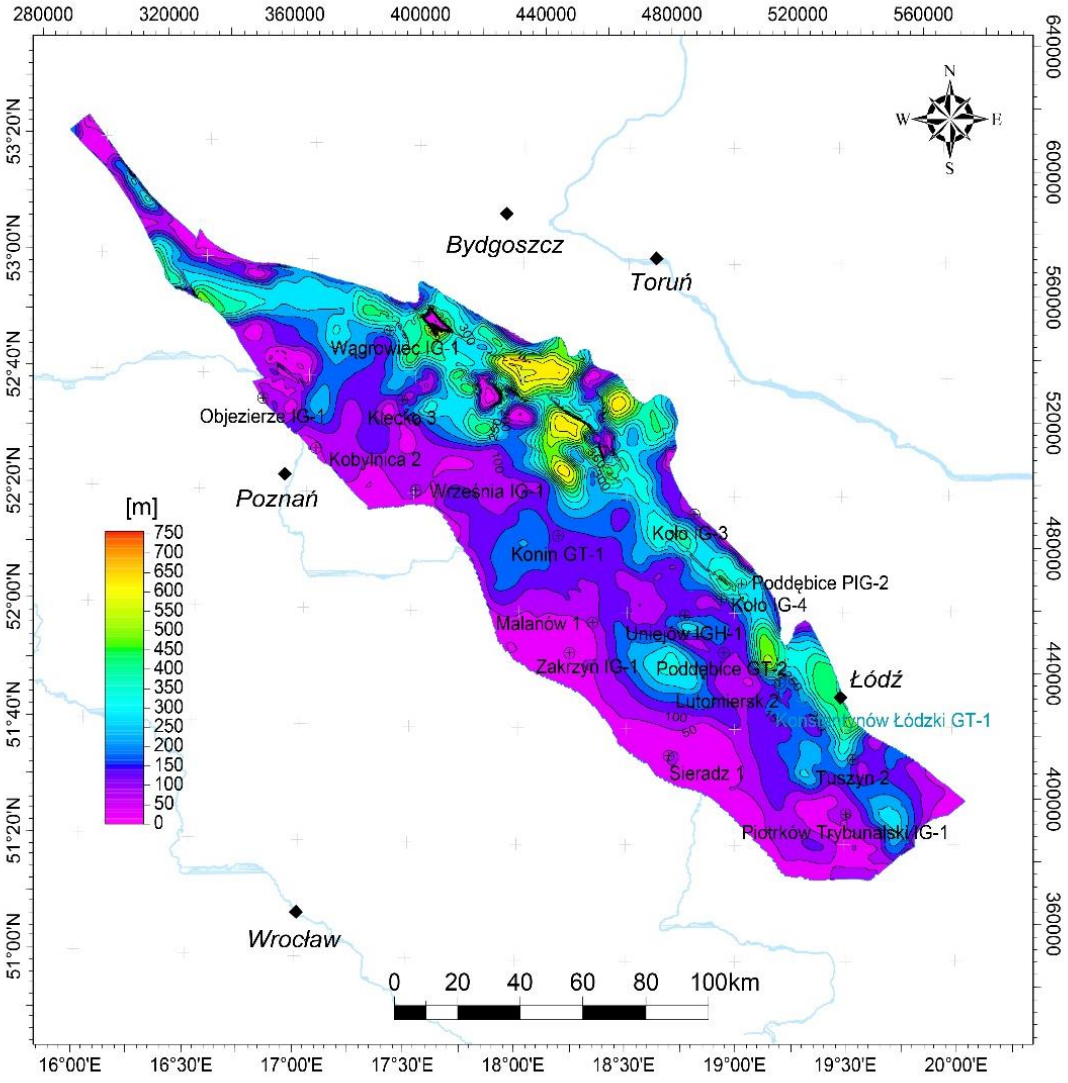
Na podstawie wyników modelowania trójwymiarowego powstały mapy strukturalne stropu oraz mapy miąższości utworów kredy dolnej oraz jury dolnej (Rys. 5.3.25-28). Wyniki modelowania parametrycznego umożliwiły wykreślenie map miąższości efektywnej dla poszczególnych zbiorników (Rys. 5.3.29-30) – do obliczeń uwzględniono utwory, których porowatość przekracza 5%.



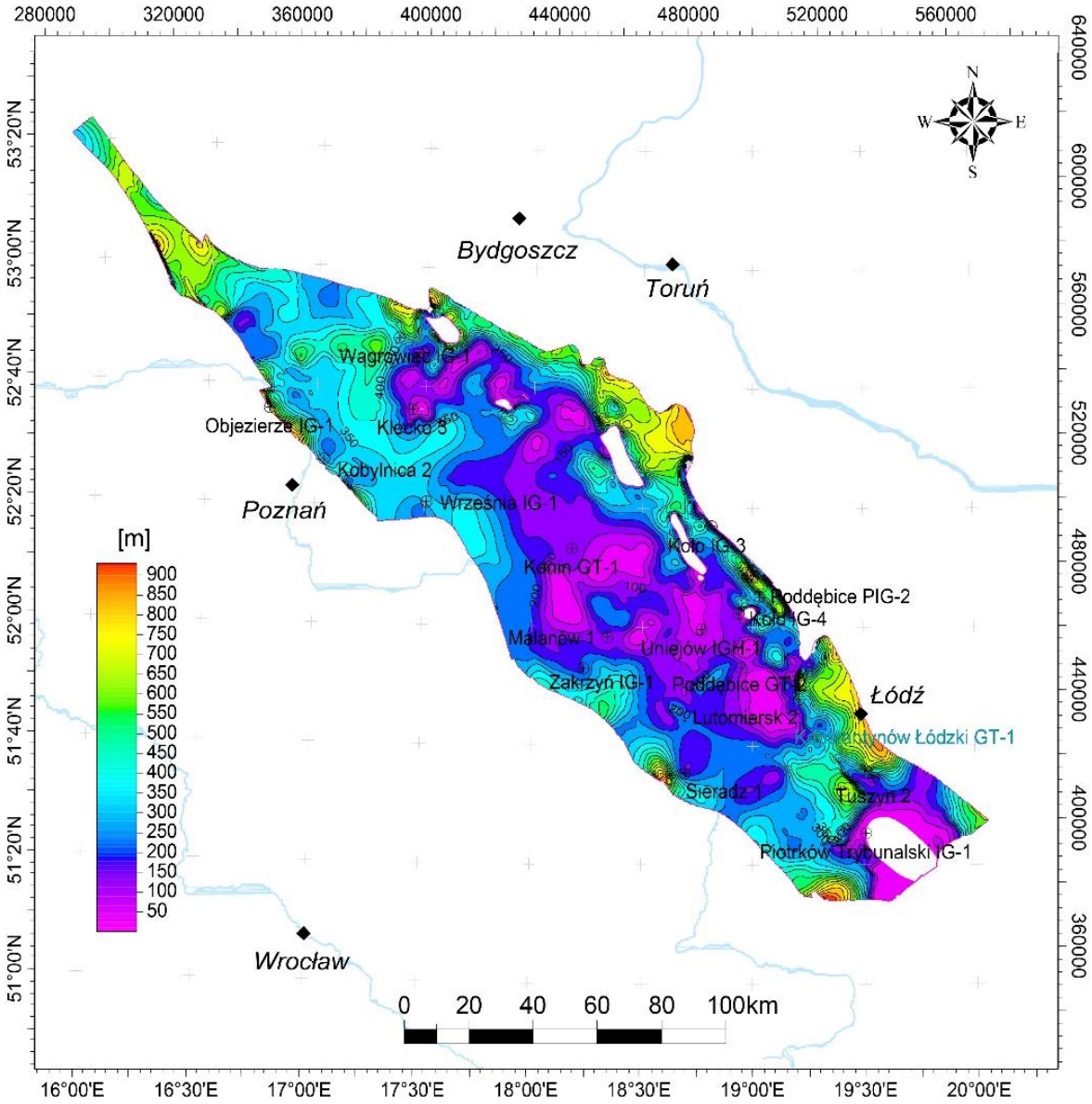
Rys. 5.3.25. Mapa strukturalna stropu utworów kredy dolnej



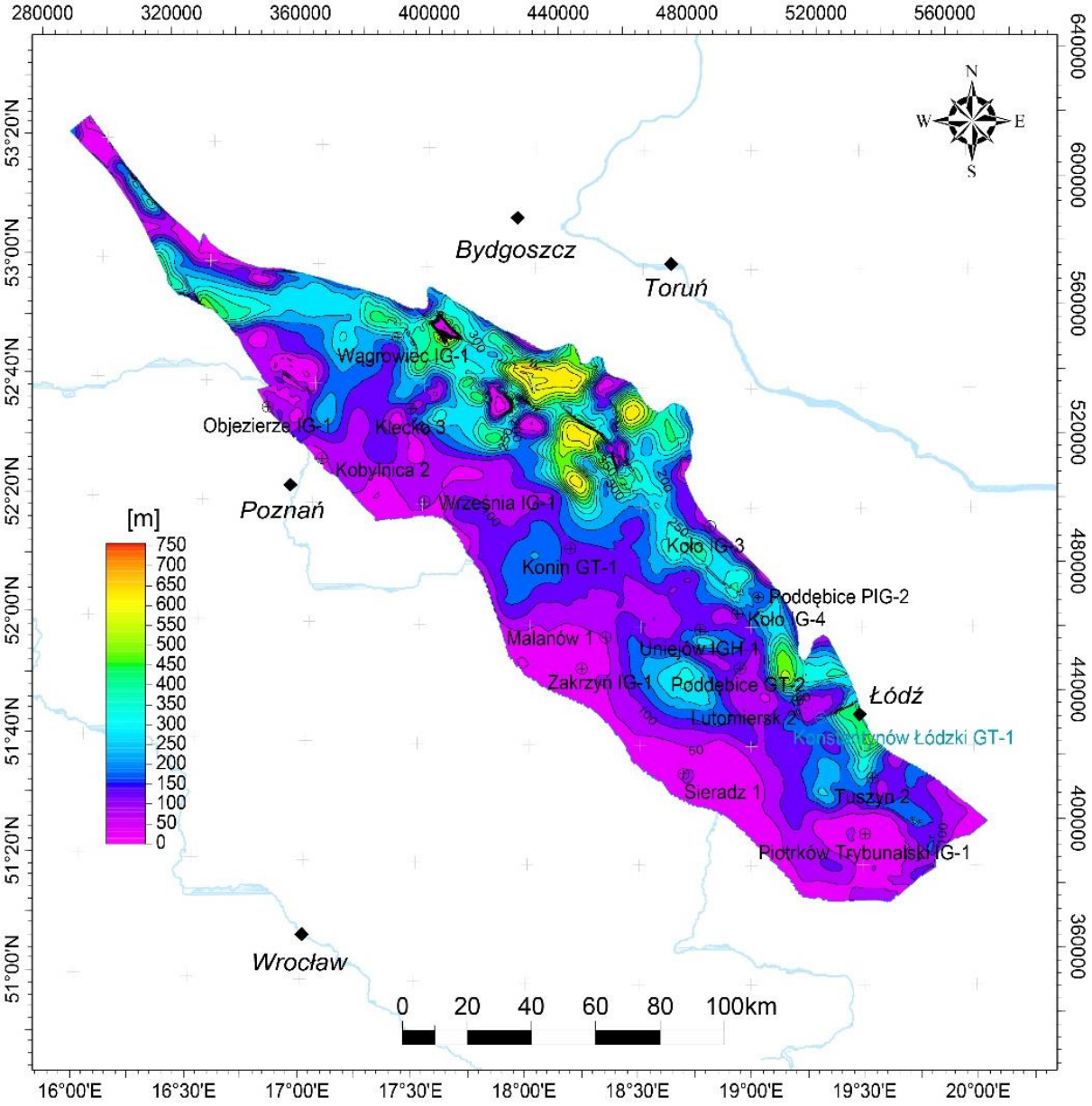
Rys. 5.3.26. Mapa strukturalna stropu utworów jury dolnej



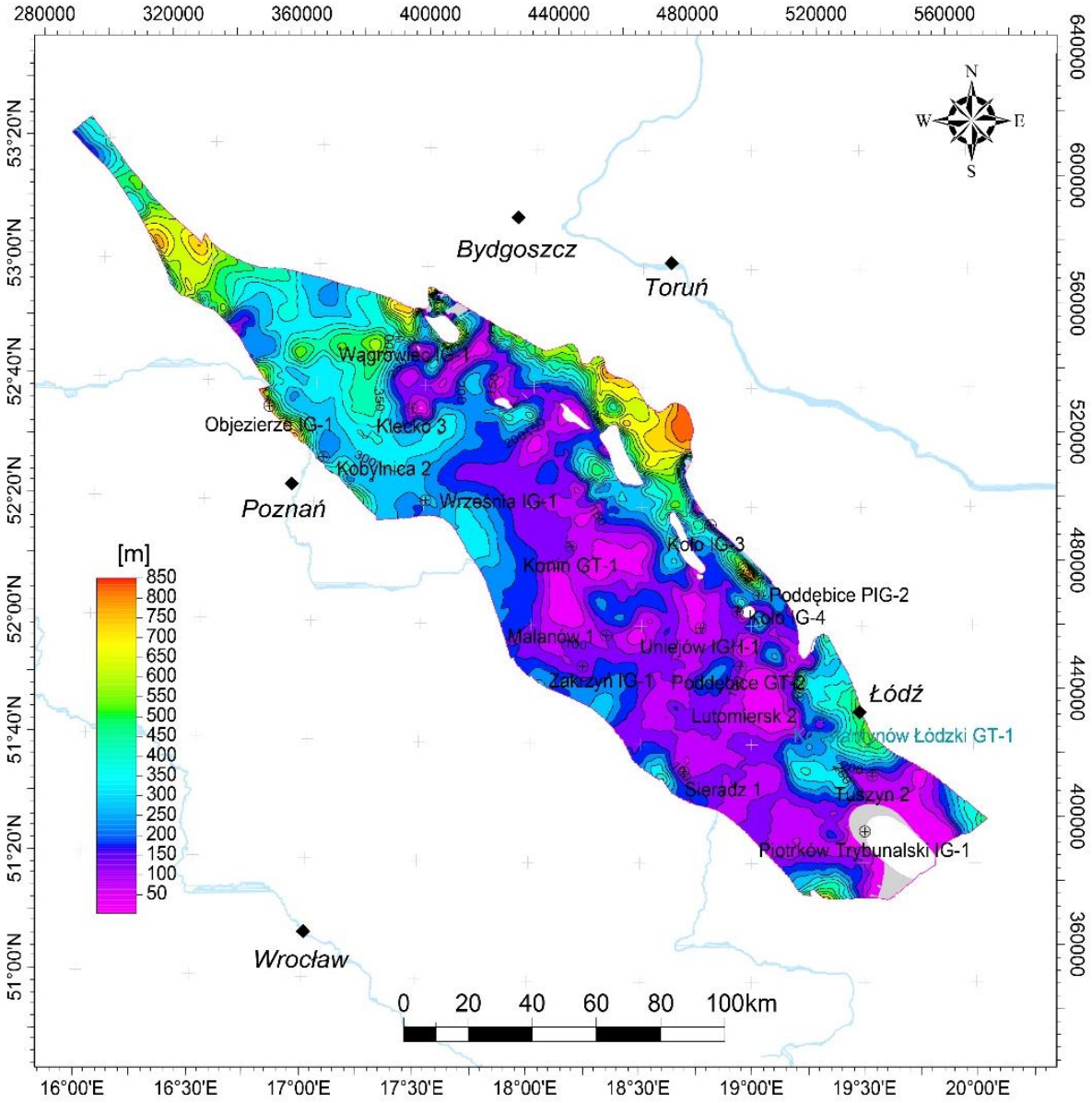
Rys. 5.3.27. Mapa miąższości całkowitej utworów kredy dolnej



Rys. 5.3.28. Mapa miąższości całkowitej utworów jury dolnej



Rys. 5.3.29. Mapa miąższości efektywnej utworów kredy dolnej

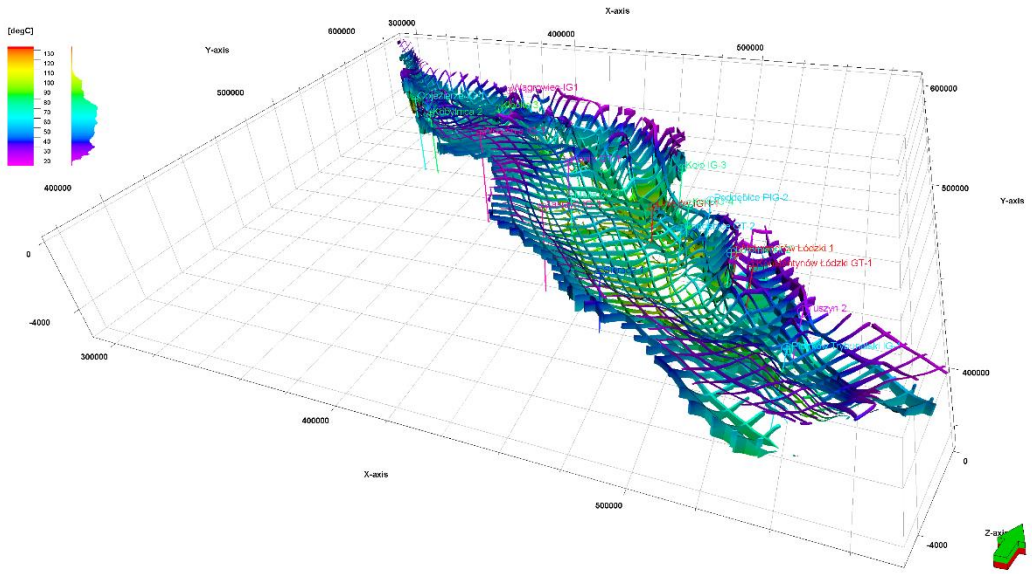


Rys. 5.3.30. Mapa miąższości efektywnej utworów jury dolnej

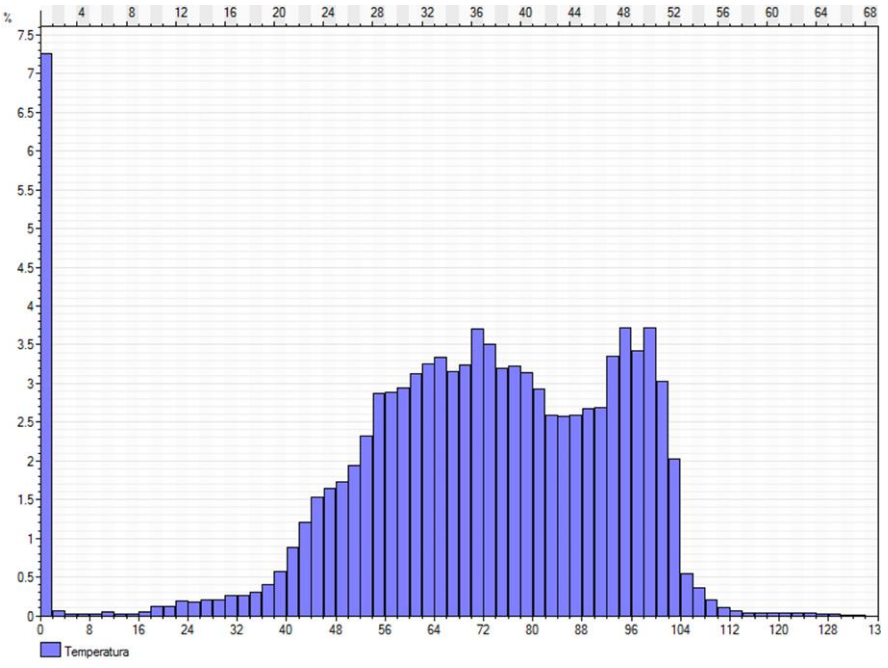
5.3.9 Ocena podstawowych parametrów hydrogeologicznych oraz geotermicznych w obrębie zbiorników dolnej kredy oraz dolnej jury niecki mogileńsko-łódzkiej

5.3.9.1 Model termiczny

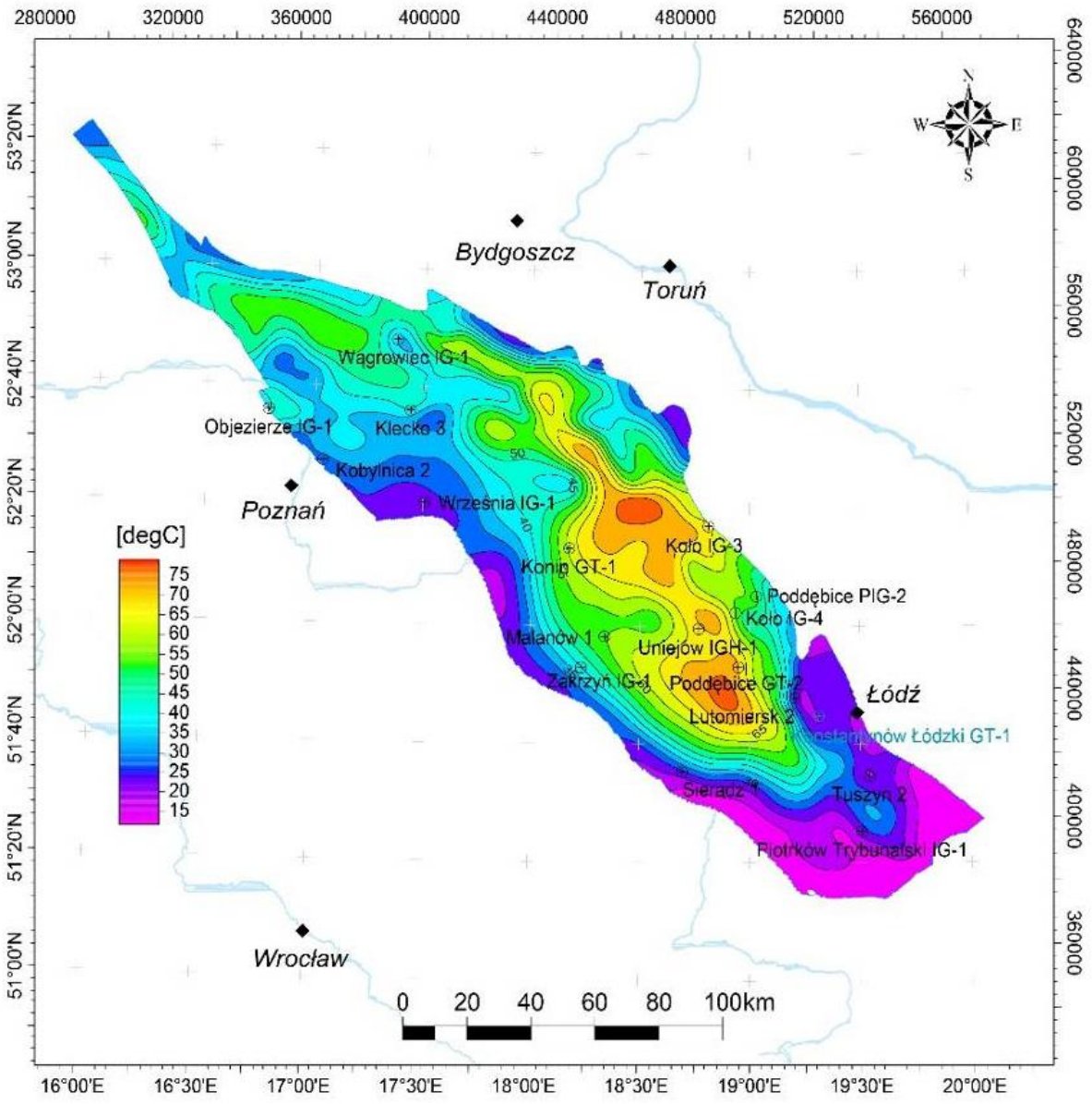
Do konstrukcji modelu termicznego wykorzystano dane z 25 otworów zlokalizowanych w obszarze badań. Wyniki przedstawiono poniżej (Rys. 5.3.31-34)



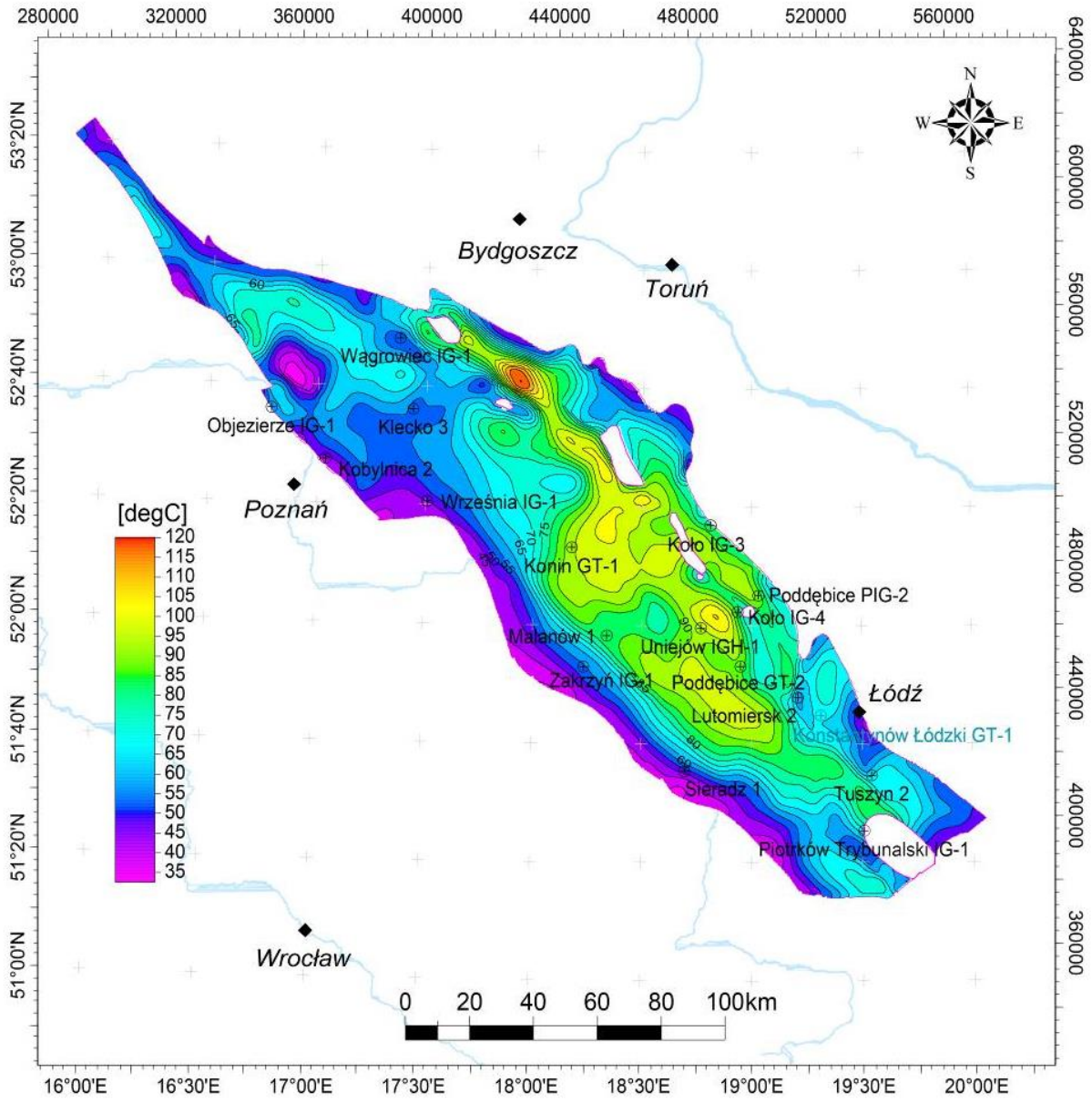
Rys. 5.3.31. Model termiczny niecki mogileńsko-łódzkiej



Rys. 5.3.32. Histogram modelu termicznego niecki mogileńsko-łódzkiej



Rys. 5.3.33. Mapa rozkładu temperatur w stropie utworów kredy dolnej



Rys. 5.3.34. Mapa rozkładu temperatur w stropie utworów jury dolnej

5.3.9.2 Ocena potencjalnej wydajności otworów wiertniczych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej

Do oceny wykorzystano klasyczne wzory i nazewnictwo używane w hydrogeologii ogólnej (m. in Paczyński i in., 1996; Pazdro, 1990). Mapy potencjalnych wydajności studni (dubletów) w kredzie dolnej oraz jurze dolnej wykonano przy następujących założeniach:

- średnica roboczej części filtra, R = 15” (0,381 m),

depresja eksploatacyjna otworu nie przekroczy S = 100 m,

- miąższość ujętej warstwy wodonośnej M = 100 m lub miąższość warstwy wodonośnej, stanowi długość części roboczej filtra.

Do obliczeń wydajności wykorzystano równanie Darcy-Dupuit'a stosowane dla nieograniczonego poziomu lub warstwy wodonośnej eksploatowanej w warunkach stacjonarnych:

$$Q = 2\pi * k * m * \frac{S}{\ln \frac{R}{r}}$$

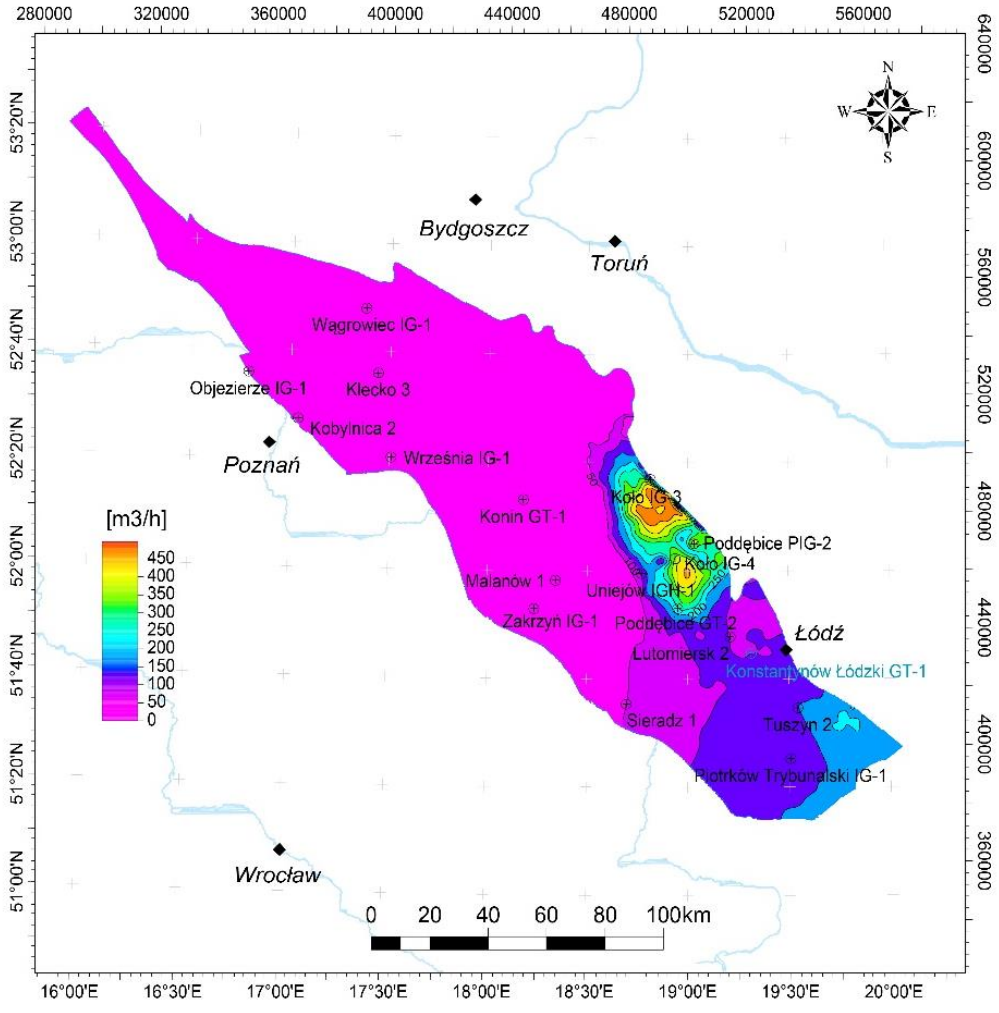
gdzie:
Q - wydajność otworu eksploatacyjnego, [m^3/s];
k - współczynnik filtracji, [m/s];
m - miąższość utworów wodonośnych, [m];
S – depresja, [m];
r - promień filtra eksploatacyjnego, [m];
R - promień leja depresji, [m];

Promień leja depresji obliczono wzorem Sichardta:

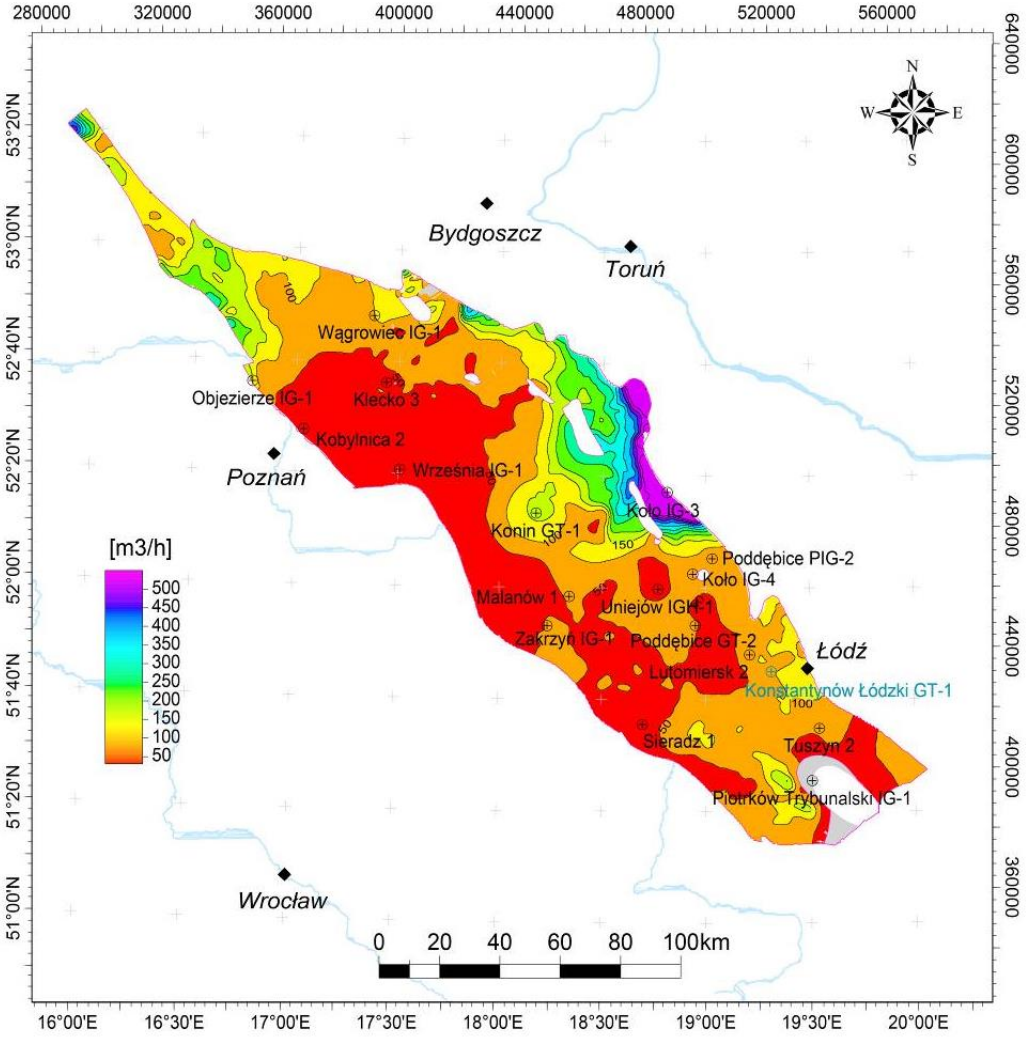
$$R = 3000 * S * \sqrt{k}; [m]$$

gdzie:
S – depresja, [m] ;
k - współczynnik filtracji, [m/s];

Efekt obliczeń przedstawiono na mapie potencjalnych wydajności studni (dubletów) **(**Rys.5.3.35-36**).**



Rys. 5.3.35. Mapa potencjalnych wydajności ujęć w zbiorniku kredy dolnej



Rys. 5.3.36. Mapa potencjalnych wydajności ujęć w zbiorniku jury dolnej

5.3.10 Ocena zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego

Zasoby statyczne energii geotermalnej

Zasoby statyczne energii zbiorników hydrogeotermalnych reprezentują ilość ciepła zakumulowanego w objętości wody wolnej zawartej w przestrzeni porowej lub szczelinach oraz w szkielecie skalnym danej warstwy lub poziomu wodonośnego. Obliczenia statycznych zasobów geotermalnych (EZS) przeprowadzono według wzoru (Górecki, Hajto (red.) i in, 2006):

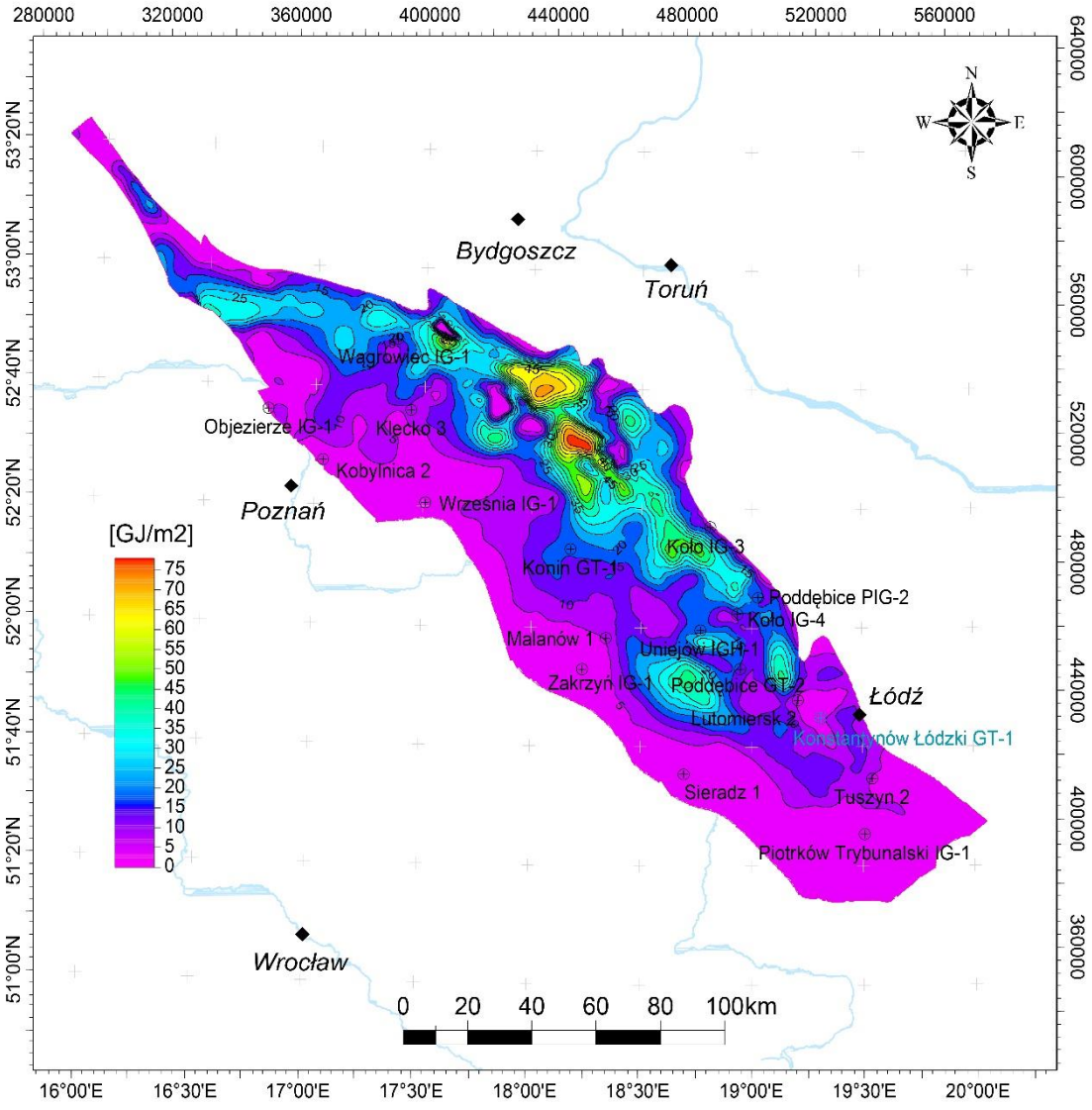
$$Ezs = A * m * \left[(1 - p_e) * \rho_s * c_s + p_e * \rho_w * c_w\right] * (T_s - T_o)$$

gdzie:

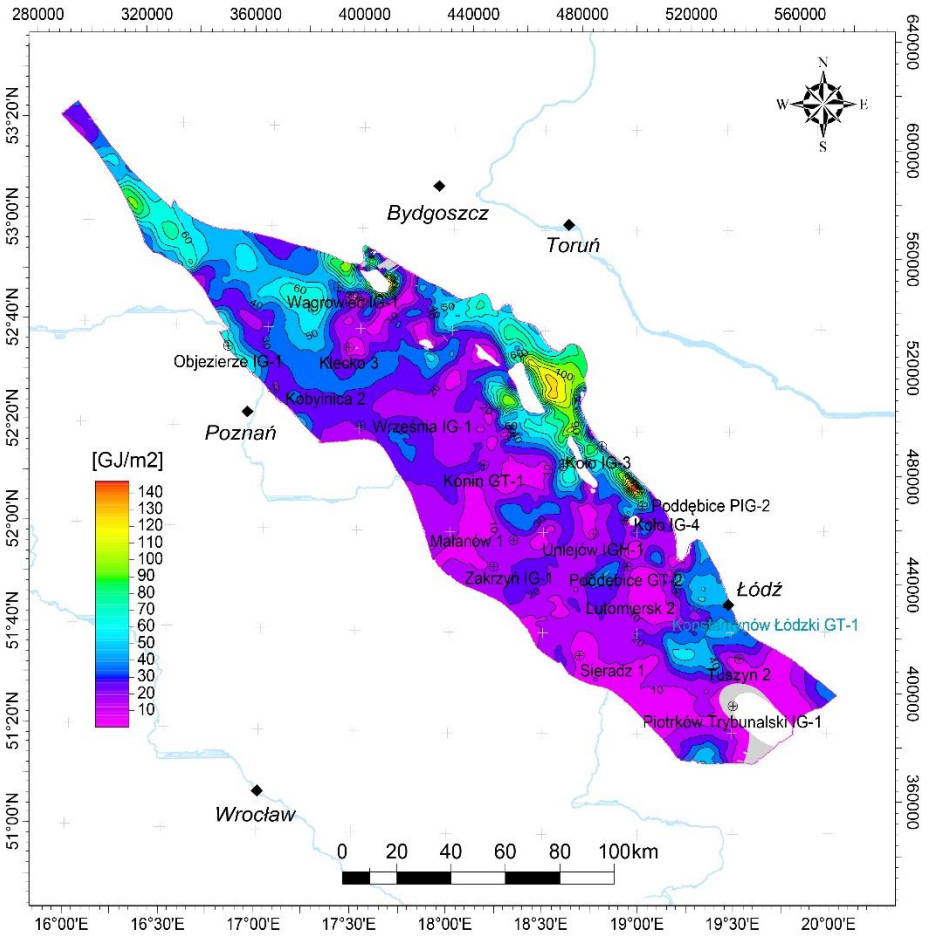
Ezs - zasoby statyczne energii geotermalnej, [J];
A - powierzchnia obszaru obliczeniowego, [m^2];
m - sumaryczna miąższość warstw wodonośnych w zbiorniku, [m];
pe - porowatość efektywna, [-];
Ts - temperatura w stropie zbiornika hydrogeotermalnego, [^oC];
To - średnia roczna temperatura na powierzchni ziemi, [^oC];
ρs - średnia gęstość matrycy skalnej, 2200 [kg/m^3];

ρw- gęstość wód złożowych, [kg/m^3];
cs - średnie ciepło właściwe matrycy skalnej, 840 [J/ kg°C];
cw - średnie ciepło właściwe wody, 4180 [J/kg°C];

Wyniki obliczeń przedstawiono na poniższych mapach (Rys. 5.3.37-38).



Rys. 5.3.37. Mapa statycznych zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej



Rys. 5.3.38. Mapa statycznych zasobów geotermalnych zbiornika dolnojurajskiego w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej

5.3.11 Obliczenie mocy cieplnej instalacji geotermalnych

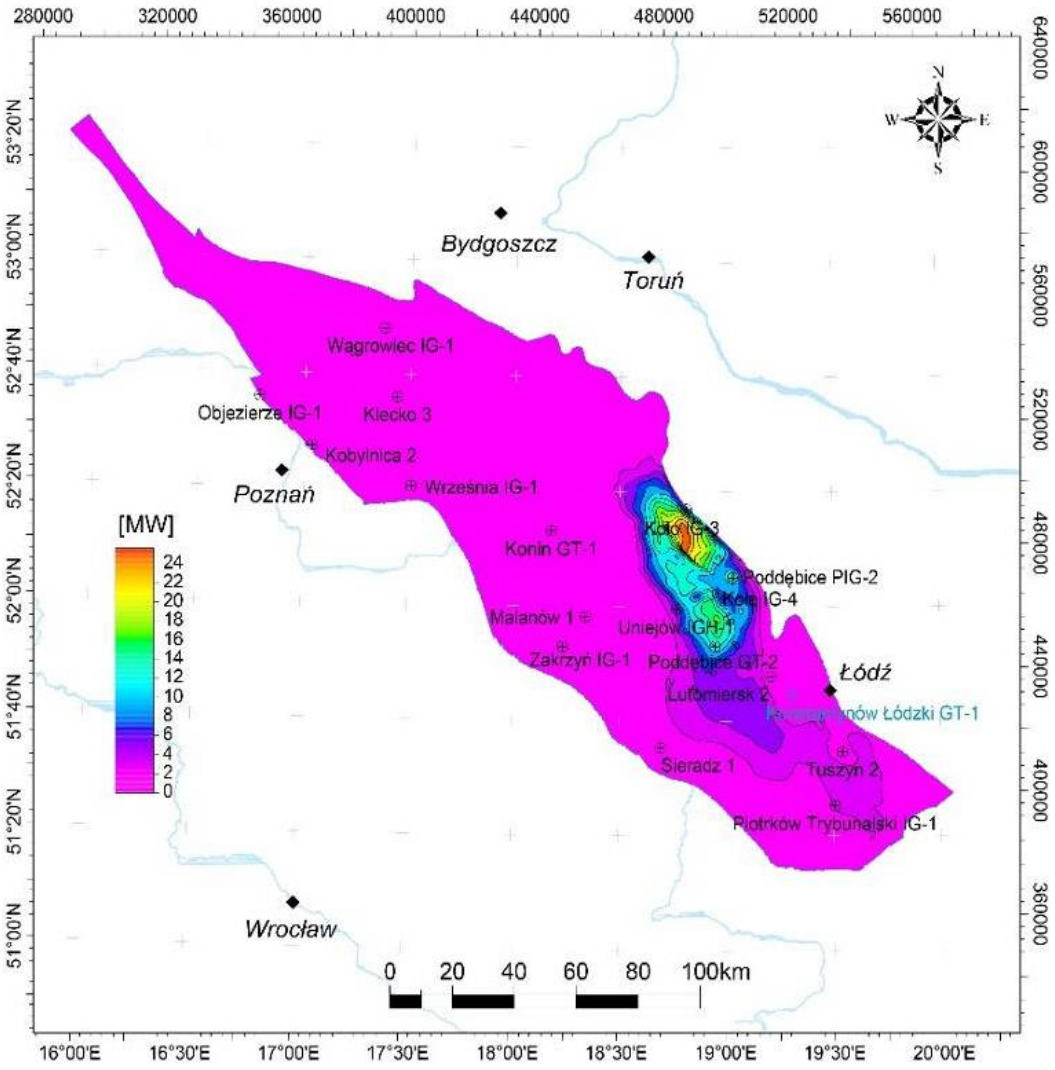
Moc cieplną instalacji geotermalnych określono następująco (Górecki, Hajto (red.) i in., 2006):

$$P = Q * \rho w * cw * (T - Tz) \; [W]$$

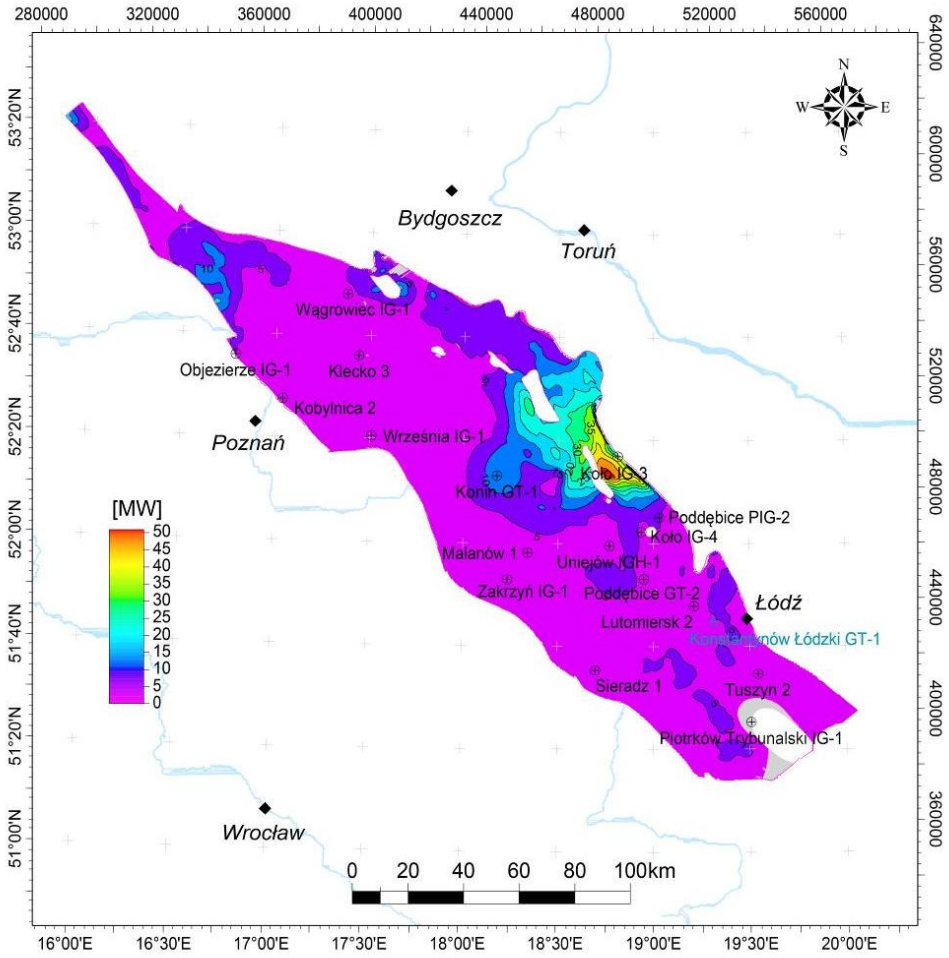
gdzie:

- Q - nominalna wydajność eksploatacyjna wody geotermalnej [m^3/s];
- ρw - gęstość wody geotermalnej [kg/m^3];
- cw - ciepło właściwe wody geotermalnej [J/kg°C];
- T - temperatura eksploatowanej wody geotermalnej [°C];
- Tz - temperatura wody geotermalnej po odebraniu jej ciepła [°C] (przyjęto Tz = 25°C).

Wyniki obliczeń przedstawiono na poniższych mapach (Rys. 5.3.39-40).



Rys. 5.3.39. Mapa potencjalnej mocy cieplnej instalacji geotermalnych w obrębie zbiornika dolnokredowego w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej



Rys. 5.3.40. Mapa potencjalnej mocy cieplnej instalacji geotermalnych w obrębie zbiornika dolnojurajskiego w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej

Literatura:

Bojarski L. 1996: Atlas hydrochemiczny i hydrodynamiczny paleozoiku i mezozoiku oraz ascenzyjnego zasolenia wód podziemnych na Niżu Polskim 1:1 000 000, PIG, Warszawa;

Ciesliński S., Jaskowiak M., 1973: Kreda górna. Niecka mogileńsko-łódzka. [W:] Sokołowski S. (red.) - Budowa geologiczna Polski. T. 1. Stratygrafia. Cz. 2. Mezozoik. Wyd. Geol. Warszawa;

Cosentino L., 2001: Integrated Reservoir Studies. Enfield Distribution.

Dadlez R, Iwanow A. Papiernik. B., 2000: Mapa strukturalna stropu wapienia muszlowego. (w: Wagner i in. 2000, Blok I.: Pozycja poziomu dolomitu głównego w układzie strukturalnym kompleksu permsko - mezozoicznego Kotarba M. (red.) - Potencjał i bilans generowania utworów dolomitu głównego basenu permskiego Polski. CAG Warszawa.

Dadlez R. 2001: Mid-Polish Trough — geological cross-sections. Państwowy Instytut Geologiczny;

Dadlez R., Franczyk M.,1977: Retyk i lias. [W:] Marek S. (red.): Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło - Ponętów -Pabianice). Prace Inst. Geol., t. 80. Wyd. Geol. Warszawa;

Dadlez R., Kowalczewski Z., Znosko J. 1994: Some key problems of the pre-Permian tectonics of Poland. Geol. Quart., 38: 169–189;

Dadlez R., Marek S., 1969: Styl strukturalny kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego na niektórych obszarach Niżu Polskiego. Kwart. Geol., t. 13, nr 3;

Dadlez R., Marek S., 1974: Struktury epoki tektonicznej alpejskiej. Polska północno-zachodnia i środkowa. Uwagi ogólne. Budowa geologiczna Polski. Tektonika. Cz.1 Niż Polski. Wyd. Geol. Warszawa;

Dadlez R., Marek S., Pokorski J., 2000: Mapa geologiczna Polski bez utworów kenozoiku, w skali 1:1 000 000. Państwowy Instytut Geologiczny – Warszawa;

Dayczak-Calikowska K., 1977: Jura środkowa. [W:] Marek S. (red.) - Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło - Ponętów -Pabianice). Prace Inst. Geol., t. 80. Wyd. Geol. Warszawa;

Dayczak-Calikowska K., Kopik J., 1973: Jura środkowa. [W:] Sokołowski S. (red.) - Budowa geologiczna Polski. T. 1. Stratygrafia. Cz. 2. Mezozoik. Wyd. Geol. Warszawa;

Dubrule O., 1998: Geostatistics in Petroleum Geology. AAPG Continuing Education Course Note Series #38. AAPG. Tulsa, Oklahoma, USA 1998.45 pages. 125 figs.

Dubrule O., 2003: Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. 2003 Distinguished Instructor Short Course. Distinguished Instructor Series. No. SEG/EAGE. Tulsa, Oklahoma,USA.2003.279 p.

Gajewska I., 1977: Wapień muszlowy i kajper. [W:] Marek S. (red.): Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło - Ponętów -Pabianice). Prace Inst. Geol., t. 80. Wyd. Geol. Warszawa;

Gajewska I., 1997: [W:] S.Marek, M.Pajchlowa (red.) Epikontynentalny perm i mezozoik w Polsce. Prace PIG, t. 153. Wyd. Geol. Warszawa;

Górecki (red.) i in., 1995: Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim

Górecki i in., 1996: Studium możliwości inwestycyjnych nad wykorzystaniem energii geotermalnej w zbiornikach dolnojurajskim i dolnokredowym w synklinorium mogileńsko-łódzkim na Niżu Polskim.

Górecki i in., 1999: Modele geotermalne formacji mezozoicznej na obszarze niecki warszawskiej konstruowane z wykorzystaniem systemu Landmark i studium techniczno-ekonomiczne

Górecki i in., 2000: Analiza geologiczna i ocena zasobów wód i energii geotermalnej w formacjach jury środkowej i górnej oraz triasu na Niżu Polskim

Górecki i in., 2003: Analiza geologiczna i ocena zasobów wód i energii geotermalnej w wytypowanych zbiornikach geotermalnych dewonu, karbonu i permu na Niżu Polskim.

Górecki W, Sowiżdżał A, Hajto M, Wachowicz-Pyzik A., 2015: Atlases of geothermal waters and energy resources in Poland. Environmental Earth Sciences, 74 (12), 7487–7495;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006a: Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje mezozoiku. Kraków;

Górecki W., Hajto M. (red.) i in., 2006b: Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim - formacje paleozoiku. Kraków;

Górecki W., Kuźniak T. i in., 1996: Studium możliwości inwestycyjnych nad wykorzystaniem energii geotermalnej w zbiornikach dolnojurajskim i dolnokredowym w synklinorium mogileńsko-łódzkim na Niżu Polskim. Arch. ZSE AGH, Kraków;

Karnkowski P. H., 1977: Facies 3Ilatysis of the Rotliegendes in the northern part of the Fore·Sudetic Monocline (Poznan - $rcm n::gion) (in Polish with English summary). Acta Gcol. Pol., 27, p. 48 1-495,no. 4.

Karnkowski P., 1980: Wgłębne przekroje geologiczne przez Niż Polski. Wyd. Geol. Warszawa;

Karnkowski P.H. 1999: Origin and evolution of the Polish Rotliegend Basin. Pol. Geol. Inst. Sp. Pap., 3: 1–93;

Kasiński J. R., 2004: Paleogen i neogen w zapadliskach i rowach tektonicznych. [W:] Peryt T.M., Piwocki M., (red.) - Budowa geologiczna Polski. T. 1. Stratygrafia. Cz. 3a. Kenozoik, paleogen, neogen. Wyd. Geol. Warszawa;

Kępińska B 2016: Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej na świecie i w Europie w latach 2013–2015, Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2016;

Kępińska B., Pająk L., Bujakowski W., Kasztelewicz A., Hajto M., Sowiżdżał A., Pétursson B., Tulinius H., Thorgilsson G., Einarsson Ó. P, Karska A., Peraj A., 2017: Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice, Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2017;

Kleczkowski A.S. (red.), 1990: Mapa obszarów Głównych Zbiorników Wód Podziemnych (GZWP) wymagających szczególnej ochrony, 1500 000. AGH. Kraków;

Kondracki J., 2009: Geografia regionalna Polski. Wyd. Nauk. PWN, Warszawa;

Kulikowski A., 1977: Pstry piaskowiec górny. [W:] Marek S. (red.): Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło –– Ponętów - Pabianice). Prace Inst. Geol., t. 80. Wyd. Geol. Warszawa;

Marek S., Raczyńska A., 1973: Kreda dolna. [W:] Sokołowski S. (red.): Budowa geologiczna Polski. T. 1. Stratygrafia. Cz. 2. Mezozoik. Wyd. Geol. Warszawa;

Marek S., Raczyńska A., 1974: Struktury epoki tektonicznej alpejskiej. Polska północno-zachodnia i środkowa. Lokalne formy strukturalne Polski środkowej. Budowa geologiczna Polski. Tektonika. Cz.1 Niż Polski. Wyd. Geol. Warszawa;

Marks L., Ber A., Gogołek W., Piotrowska K. (red.) i in., 2006: Mapa geologiczna Polski. Państw. Inst. Geol., Przeds. Geol. w Warszawie POLGEOL SA, Przeds. Geol. we Wrocławiu PROXIMA SA. Warszawa;

Mizerski W., 2011 - Geologia Polski. Wyd. Nauk. PWN. Warszawa;

Narkiewicz M., Dadlez R., 2008: Geologiczna regionalizacja Polski - zasady ogólne i schemat podziału w planie podkenozoicznym i podpermskim. Przegl. Geol., vol. 56, nr 5;

Paczyński B. (red.), 1995: Atlas hydrogeologiczny Polski 1:500000. Warszawa: Neokart

Paczyński B., Sadurski A. (red.), 2007: Hydrogeologia regionalna Polski.T I: Wody słodkie. Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny

Papiernik B., 201 W: Wójcicki et al. 2010: Regionalne mapy strukturalne pokrywy mezozoicznej w rejonie Bełchatowa, wykorzystywane do opracowania regionalnego modelu statycznego dla celów wstępnej oceny możliwości wgłębnego składowania CO_2 w utworach wodonośnych.

Peryt T., Guterch, Górecki W. i in., 2008 - Atlas polskiej części południowego basenu permskiego. Kierownik Peryt T. Realizacja 2005 - 2008, Umowa nr 870/2005/Wn-07/Fg-bp-tx/D Finansowanie: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Pożarski W. (red.), 1974: Budowa geologiczna Polski, T. IV, Tektonika, cz. 1, Niż Polski. Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa: 2–34;

Pożaryski W., Karnkowski P. 1992 : Tectonic map of Poland during the Variscan time. Wyd. Geol. Warszawa;

Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 13 kwietnia 2006 r. w sprawie zakresu badań niezbędnych do ustalenia właściwości leczniczych naturalnych surowców leczniczych i właściwości leczniczych klimatu, kryteriów ich oceny oraz wzoru świadectwa potwierdzającego te właściwości (DZ. U. 2006.80.565 z późn. zm.);

Sapińska-Śliwa A., 2011: Wody termalne Uniejowa w świetle interpretacji wskaźników hydrochemicznych, Wiertnictwo Nafta Gaz, vol. 28, No 1-2, p. 359-369;

Sokołowski, J. 1972: Rola tektoniki salinarnej cechsztynu w modelowaniu pokrywy mezo–kenozoicznej. Biuletyn Instytutu Geologicznego, 252: 99–118;

Stupnicka E., 1997: Geologia regionalna Polski. Wyd. Uniw. Warsz. Warszawa;

Szyperko-Śliwczyńska A., 1977: Piaskowiec pstry dolny i środkowy. [W:] Marek S. (red.) - Budowa geologiczna wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej (strefa Gopło - Ponętów -Pabianice). Prace Inst. Geol., t. 80. Wyd. Geol. Warszawa;

Szyperko-Śliwczyńska A., 1979: Trias dolny w północno-wschodniej Polsce. Prace Inst.Geol. T.91. Wyd. Geol. Warszawa;

Trzepierczyński J., 2004: Karbon i perm platformy paleozoicznej na tle struktury głębokiego podłoża w regionie łódzkim. Przegl. Geol., vol. 52, nr 10;

Wiktorowicz B., 2014: Wody termalne niecki łódzkiej - zielona energia z wnętrza ziemi. Wydawnictwo: PIG-PIB, Warszawa: 1-100;

Woźniak B., Gabryszewska G., Nowicki M. (kier.), 1987 - Mapa miąższości triasu górnego i środkowego /wraz z retem/ mapa w skali 1:500 000. BG Geonafta oddział Warszawa 1984 r

Wójcicki, A., Sowiżdżał, A. & Bujakowski, W. et al. (red.) i in., 2013: Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 246 ();

Wróbel J., 1984 - Mapa strukturalna stropu doggeru w Polsce - skala 1: 500 000,. Materiały archiwalne PGNIG i PIG. Dział Geologii Polski Centralnej. Warszawa . Archiwum PGNIG.

Wróbel J., 1988 - Mapa strukturalna spągu kredy górnej dla subbasenu grudziądzko – warszawskiego -część wschodnia. Archiwum BG Geonafta-Warszawa, Warszawa 1988 r .

Wróbel J., Nowicki M., Gabryszewska G., 1990 - Mapa strukturalna stropu jury dolnej - w skali 1:500 000. Na podstawie materiałów Polskiego Górnictwa Naftowego i Państwowego Instytutu Geologicznego. Archiwum Katedry Surowców Energetycznych AGH

Wróbel J., Siwek T., 1988 - Mapa strukturalna stropu jury górnej - mapa wykonana w skali 1:200 000. Część wschodnia. Archiwum BG Geonafta-Warszawa (PGNIG). Warszawa 1988 r.

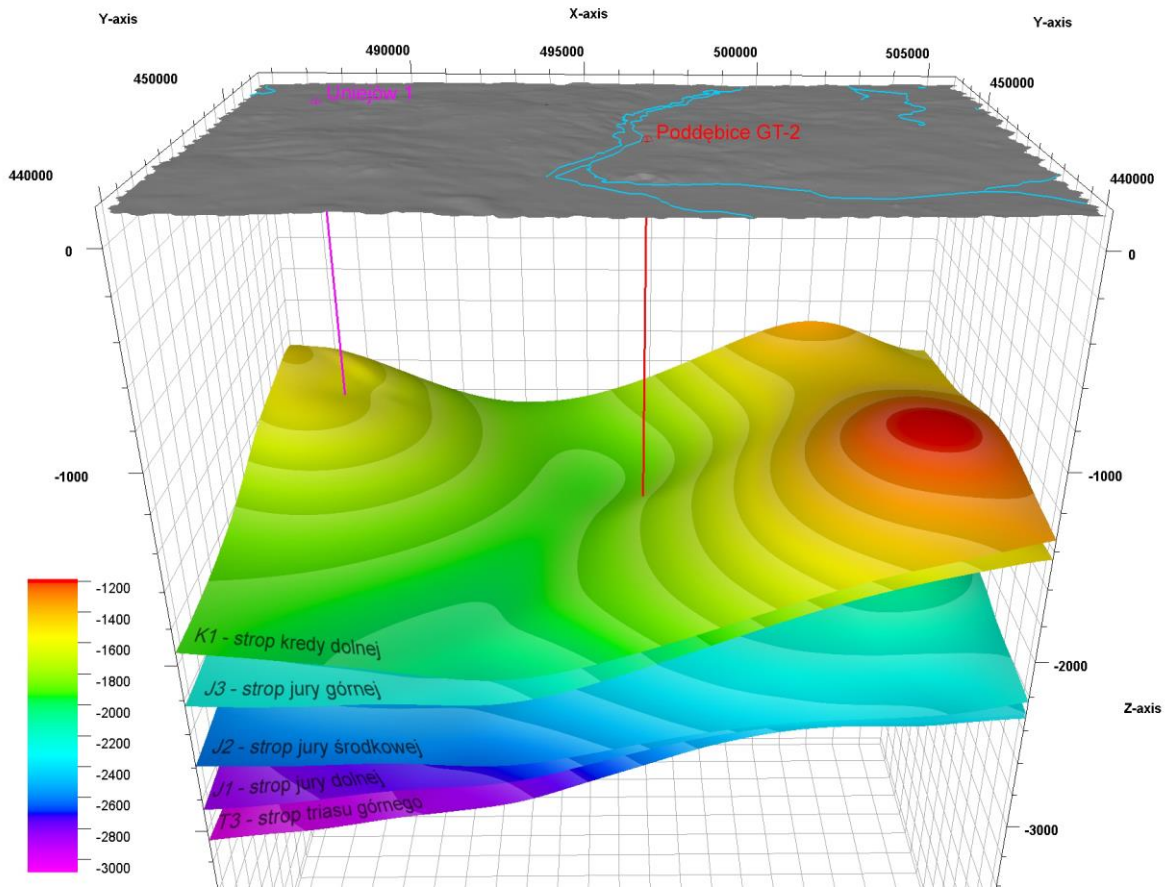
www.geotermiakonin.pl – oficjalna strona internetowa Geotermii Konin

5.4 Poddębice

5.4.1 Uaktualnienie warunków geologicznych, geotermalnych i eksploatacyjnych obszaru Poddębic

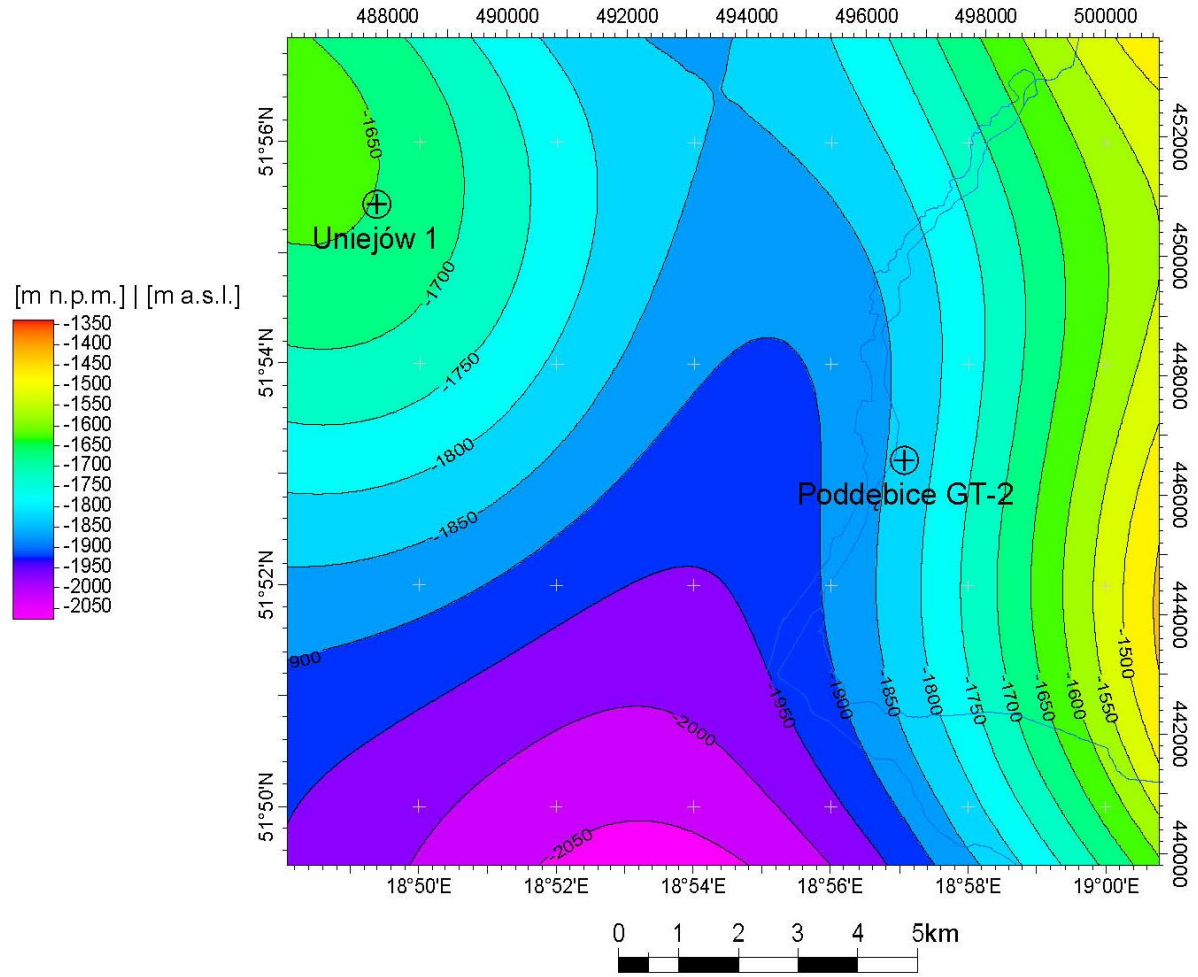
Miasto i gmina Poddębice zlokalizowane są w centralnej części permo-mezozoicznej struktury geologicznej zwanej niecką mogileńsko-łódzką. Stanowi ona część większej struktury zwanej synklinorium szczecińsko-łódzko-miechowskie – rozciągającego się od monokliny przedsudeckiej (na SW), do wału środkowopolskiego (na NE). Od północnego wschodu basen łódzki graniczy z wałem kujawskim (z silnie zaawansowaną tektoniką solną), a od północnego zachodu z niecką mogileńską.

Budowa geologiczna basenu łódzkiego jest złożona, co jest efektem zaawansowanej tektoniki solnej. Powoduje to lokalne nieciągłości w profilach geologicznych, nagłe zmiany miąższości osadów, zwłaszcza w rejonie struktur antyklinalnych, które uformowały się w okresie triasu górnego, kredy górnej oraz podczas przełomu kredy i paleogenu – w trakcie inwersji laramijskiej (Dadlez, Marek, 1969). Utworzenie antyklinalnych struktur w rejonie Poddębic było spowodowane przez tektoniczne przemieszczenie się warstw solnych, aktywnych podczas osadzania utworów mezozoicznych. Uproszczony, trójwymiarowy geologiczny model basenu łódzkiego, ze szczególnym uwzględnieniem elementów tektoniki, zaznaczającej się w obrębie utworów kredy dolnej oraz jury dolnej przestawiono na rysunku 5.4.1.1.



Rys. 5.4.1.1. Model geologiczny 3D basenu łódzkiego w rejonie Poddębic

Ukształtowanie stropu utworów dolnej kredy jest wynikiem lokalnej tektoniki solnej, kiedy plastyczne warstwy soli przemieszczając się ku górze utworzyły formy antyklin Koła i Poddębic, uwidaczniające się w stropie utworów kredy dolnej. Lokalizację Miasta, na tle mapy strukturalnej stropu utworów kredy dolnej, wraz z lokalizacją otwór Poddębice GT-2 przedstawiono na rysunku 5.4.1.2.



Rys. 5.4.1.2. Mapa strukturalna stropu utworów kredy dolnej w rejonie Poddębic

Powstanie struktur antyklinalnych w rejonie Poddębic spowodowane było często podsalinarnymi dyslokacjami, aktywnymi w okresie sedymentacji utworów mezozoiku. Niekiedy niepełne wykształcenie i mała miąższość osadów, np. kredy dolnej, w obrębie poduszek solnych była spowodowana zmianami regionalnymi.

Wzdłuż niecki łódzkiej przechodzi oś maksymalnego pogrążenia basenu kredy górnej, w związku z powyższym osady kredy górnej w obszarze Poddębic osiągają maksymalną miąższość, wynoszącą do 2600, 3000 m (odpowiednio w rejonie miejscowości Koło i Turek), a w rejonie Poddębic wynoszą około 1952 m.

Najstarsze rozpoznane wierceniami utwory to drobnoziarniste piaskowce i mułowce triasu dolnego przeławicone wapieniami. Utwory te występują ponad serią cechsztynu. Nadkład stanowi seria utworów ewaporatowych i klastycznych retu, wykształconych jako anhydryty, dolomity i mułowce. Wapień muszlowy jest wykształcony w facji wapieni pelitycznych i margli. Trias górny zbudowany jest z drobnoziarnistych piaskowców z wkładkami iłowców, przechodzących w iłowce. Seria piaskowców pelitowych z rzadkimi wkładkami mułowców jest charakterystyczna dla utworów triasu w tym rejonie. Maksymalna miąższość utworów triasu sięga około 2000 m.

Powyżej triasu występują silnie zredukowane miąższościowo utwory jury dolnej, których miąższość sięga około 37 m. Są to głównie piaskowce z przewarstwieniami iłowców. Utwory doggeru (jury środkowej) reprezentowane są głównie przez dolomity i mułowce z cienkimi wkładkami piaskowców glaukonitowych. Utwory jury górnej (malmu) charakteryzują się znacznymi miąższościami, dochodzącymi do około 600 m. Są one wykształcone głównie w facji węglanowej – jako wapienie, margle i dolomity i mułowce. Podrzędnie występują piaskowce. Otwór Poddębice GT-2 nawiercił stropowe utwory jury górnej wykształcone w facji węglanowej. Są to głównie jasnoszare margle i wapienie margliste, lokalnie piaskowce. Strop jury górnej, w rejonie Poddębic został nawiercony na głębokości 2072 m p.p.t.

W profilu geologicznym kredy dolnej w Poddębicach brak jest starszych pięter stratygraficznych. Profil kredy dolnej rozpoczynają ilasto–mułowcowe utwory hoterywu. Są to ciemne, brunatne mułowce przekładane iłowcami, które są osadami właściwymi dla utworów strefy szelfu basenu sedymentacyjnego. Miąższość utworów hoterywu jest niewielka i wynosi zaledwie 7 m. Osady hoterywu, łącznie z marglami jury górnej, stanowią naturalne uszczelnienie pomiędzy geotermalnym zbiornikiem kredy dolnej, i występującą poniżej formacją wodonośną jury.

Nad utworami hoterywu występują szare, drobno- i średnioziarniste piaskowce pochodzenia lądowego, które budują geotermalny kompleks wodonośny, złożony z pięter: albu, aptu i barremu. W otworze Poddębice GT-2 stwierdzono je w interwale głębokości 1962–2063 m p.p.t. W profilu wodonośnym kredy dolnej znajduje się wkładka iłowców (głębokość 2001–2004 m). Górna część piaskowca (powyżej warstwy ilastej) zawiera szkielet skalny o dużej czystości, z charakterystycznym, miejscowym występowaniem glaukonitu. Górna część warstwy wodonośnej charakteryzuje się lepszymi parametrami zbiornikowymi (porowatość efektywna wynosi około 17%). W dolnej części profilu, poniżej 2027 m p.p.t., w profilu utworów kredy dolnej obecne są wkładki mułowców, ziarna kwarcu są mniejsze, a porowatość jest na poziomie 14%. (Posyniak, 2015). Miąższość warstwy wodonośnej piaskowców wynosi 98 m (biorąc pod uwagę w/w warstwę skał ilastych o grubości 3 m).

Osady kredy górnej – głównie margle, kremowo–szare wapienie oraz wapienie margliste z wkładkami ciemnych iłowców występujące w profilu otworu Poddębice GT-2 na głębokości 10–1962 m p.p.t. Cenoman wykształcony jest w postaci charakterystycznych wapieni i kremowych wapieni marglistych, podobnie jak utwory albu górnego. Utwory turonu są dychotomiczne: środkowa część jest marglisto-ilasta, a górna marglisto-wapienna. Utwory turonu górnego charakteryzują się występowaniem skał o podwyższonej zawartości krzemionki, w tym krzemieni jako wkładek w obrębie wapieni marglistych i margli. Utwory koniaku, santonu oraz kampanu reprezentowane są przez wapienie margliste i margle o charakterystycznym szarym kolorze. Utwory mastrychtu (najmłodsze osady kredy górnej), reprezentowane są tylko przez najstarsze osady mastrychtu, podczas gdy młodsze zostały zerodowane. Są to głównie wapienie margliste oraz mułowce margliste w nadkładzie. Na głębokości do 10 m p.p.t. profil kredy buduje żółty, średnioziarnisty piasek (Posyniak, 2015).

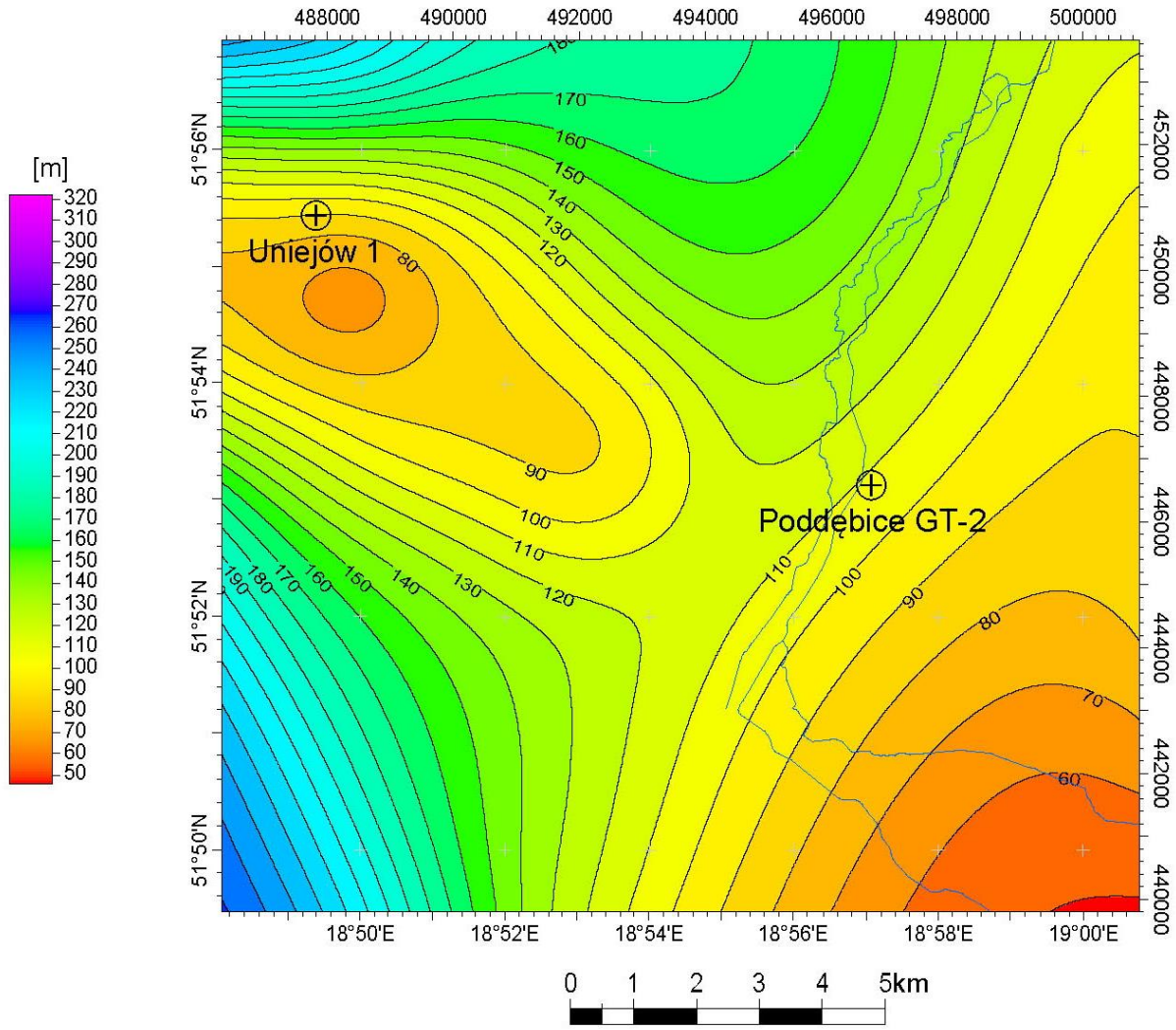
W rejonie otworu Poddębice GT-2 brak jest utworów paleogenu i neogenu. Zostały one zerodowane w wyniku procesów glacjalnych, których intensywność była potęgowana poprzez ruchy wypiętrzające.

Charakterystyka litostratygraficzna dolnokredowego zbiornika geotermalnego

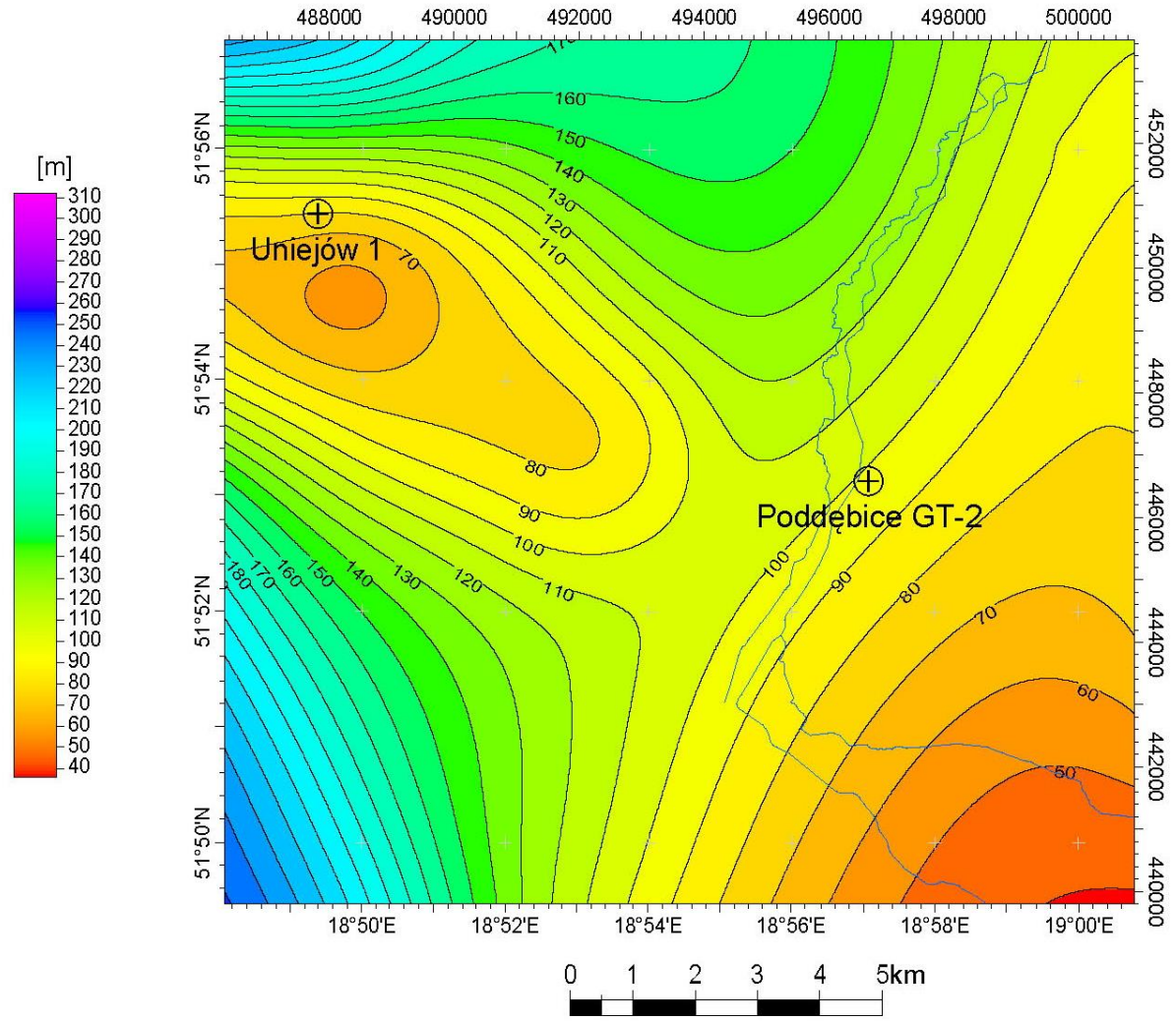
W rejonie Poddębic główny zbiornik wód geotermalnych związany jest z drobno-, miejscowo średnioziarnistymi piaskowcami kredy dolnej, które charakteryzują się stosunkowo wysoką porowatością. Utwory kredy dolnej nawiercono na głębokości 1962 m p.p.t., a spąg na głębokości 1070 m p.p.t. Całkowita miąższość utworów kredy dolnej wynosi tutaj 108 m (Rys. 5.4.1.3). Utwory zbiornikowe kredy dolnej został przewiercony otworem Poddębice GT-2 na głębokości 1962 m p.p.t. (strop) - 2063 m p.p.t. (spąg). Górna część kompleksu wodonośnego reprezentowana jest przez szare, drobnoziarniste piaskowce, datowane na dolny alb. W przedziale głębokości 2001–2004 m (3 m) występuje wkładka ciemnego iłowca i mułowca. Poniżej głębokości 2027 m p.p.t. znajdują się szare, drobnoziarniste piaskowce, z licznymi wkładkami mułowców. Sumaryczną miąższość utworów zbiornikowych kredy dolnej w rejonie Poddębic przedstawiono na rysunku 5.4.1.4.

W składzie mineralogicznym piaskowców dominuje kwarc, stanowiący 95% ich całej objętości. Pozostałe składniki ziarnowe to domieszki glaukonitu, skaleni oraz minerałów ilastych. Spoiwo jest głównie krzemionkowe, z niewielką domieszką wtórnych węglanów i minerałów ilastych. Ziarna kwarcu są okrągłe i dobrze wysortowane, ich wielkość zawiera się w granicach od 0,2 do 1,3 mm. Wraz z głębokością zalegania piaskowców wzrasta ilość przeławiceń iłowcowych, które w spągowej części kompleksu wodonośnego piaskowców barremu osiąga 23% miąższości profilu (Posyniak, 2015).

Od głębokości 2063 m p.p.t. stwierdzono nieprzepuszczalne formacje hoterywu (mułowce i iłowce), które podścielają warstwy wodonośne kredy dolnej. Na głębokości poniżej 2070 m p.p.t., przechodzą one w węglanowe formacje jury górnej.



Rys. 5.4.1.3. Mapa miąższości całkowitej utworów kredy dolnej w rejonie Poddębic



Rys. 5.4.1.4. Mapa sumarycznej miąższości wodonośnych utworów kredy dolnej w rejonie Poddębic

Podstawowe parametry zbiornikowe utworów dolnokredowych

Zbiornikowe piaskowce kredy dolnej (albu dolnego-aptu-barremu) rozpoznane w przedziale głębokości 1962–2063 m p.p.t w otworze Poddębice GT-2 wykazują relatywną homogeniczność litologiczną. Charakteryzują się wysoką porowatością (13,7–17,0%) oraz przepuszczalnością (87,98–1021,10 mD). Analizy próbek rdzeni wskazują na nieznaczną zawartość minerałów węglanowych, na ogół mniej niż 2% kalcytu i 1% dolomitu. Minerały węglanowe w piaskowcach kredy dolnej stanowią więc podrzędny składnik mineralny całego profilu litologicznego utworów wodonośnych (Posyniak, 2015).
Piaskowce cechują się stosunkowo dobrymi właściwościami petrofizycznymi. Zestawienie podstawowych parametrów petrofizyczne-złożowych utworów kredy dolnej w otworze Poddębice GT-2 przedstawiono w tabeli 5.4.1.1.

Tabela 5.4.1.1. Zestawienie podstawowych parametrów petrofizyczne-złożowych utworów kredy dolnej ujęcia wód geotermalnych Poddębice GT-2

Parametr	Wartość
Głębokość otworu	2101 m
Typ wody / mineralizacja	HCO_3-Na-Ca / 432 mg/dm^3 (znaczna zawartość SiO_2)
Temperatura wody na wypływie	68,4°C
Całkowita miąższość utworów kredy dolnej	108 m
Warstwa wodonośna	1962–2063 m p.p.t.
Miąższość warstwy wodonośnej	98 m
Porowatość intergranularna (całkowita)	16–23% (brak porowatości wtórnej)
Porowatość efektywna (odkryta)	13,7–17,0% (średnia: 16.2%)

Zailenie	VCL = 9,8%
Przepuszczalność	87,98–1021,10 mD (średnia: 620 mD)
Wskaźnik produktywności PHI*NET	17,76 nV/V
Nasycenie wodą	100%
Ciśnienie złożowe	nie zmierzono z przyczyny technicznych (ani w 2010 ani w 2014 r.)
Oporność wody złożowej	Rwa = 2,6 ohmm (*wynikająca z niskiej mineralizacji*)
Wiek wody	10–14 tyś lat (zlodowacenie); na podst. analizy (C14) - 27 tyś lat

Uwarunkowania technologiczne i eksploatacyjne ujęcia wód geotermalnych zbiornika kredy dolnej

Otwór badawczo-eksploatacyjny Poddębice GT-2 został odwiercony w okresie od 10.10.2009 r. do 28.01.2010 r. za pomocą wiertni typu TD-160, metodą obrotową z płuczką, do głębokości końcowej 2101 m. Wiercenie rozpoczęto używając wiertła o średnicy 580 mm (0,0–84,0 m), następnie było prowadzone do głębokości 450 m wiertłem o średnicy 444,5 mm. W interwale do 1974 m było użyte wiertło o średnicy 311 mm, którym pogłębiano otwór aż do stropu piaskowców kredy dolnej. Piaskowce te zostały przewiercone wiertłem o średnicy 216 mm i diamentową rdzeniówką o średnicy 141 mm. Wiercenie zakończono na głębokości 2101 m, po przewierceniu spągu formacji kredy (głębokość 2070 m) i stropowych partii utworów jury – przy użyciu wiertła o średnicy 216 mm (Tadych i in., 2010).
W interwale 2070–2101 m, w utworach ilasto-węglanowych jury górnej, wykonano korek iłowy zabezpieczający ewentualny kontakt hydrauliczny lub dopływ wód z niższego zbiornika. Następnie poszerzono otwór do średnicy 381 mm (15") w przedziale 1970–2070 m głębokości dla uzyskania większej średnicy dla obsypki żwirowej i poprawy parametrów filtracyjnych skał w strefie trzyotworowej.
W strefie złożowej – na głębokości 1914,5–2065,0 m p.p.t. zainstalowano filtr Johnsona, a przestrzeń wokół filtru została wypełniona obsypką żwirową o uziarnieniu 0,71–1,25 mm. Po ukończeniu wiercenia i zafiltrowaniu otworu przeprowadzono testy hydrogeologiczne.
Stan zacementowania otworu został zbadany za pomocą akustycznego profilowania geofizycznego typu RBT. Po zakończeniu wiercenia w przedziale 1914,5–2065,0 m zamontowano kolumnę rur eksploatacyjnych, które zawieszono na ruchach okładzinowych 9 5/8". Aktywna część filtra Johnsona została umieszczona w przedziale głębokości 1957–2059 m p.p.t. Górna część kolumny eksploatacyjnej (1957–1964,0 m) została umieszczona wewnątrz obudowy 9 5/8".
Po zamontowaniu kolumny rur eksploatacyjnych i filtra oraz przeprowadzeniu całego zestawu badań i testów, na rurach 13 3/8" u wylotu otworu zainstalowano głowicę (Tadych i in., 2010).

Zasoby zbiornika geotermalnego ujętego otworem Poddębice GT-2

Zasoby eksploatacyjne zbiornika kredy dolnej ujęte otworem Poddębice GT-2 określano dwukrotnie. Po raz pierwszy w 2010 roku, po odwierceniu otworu oraz w 2015 roku - zwiększenie zasobów eksploatacyjnych na poziomie 252 m^3/h.
Zasoby eksploatacyjne wody geotermalnej ujętej otworem Poddębice GT-2 są udokumentowane w "*Dodatku nr 1 do dokumentacji hydrogeologicznej otworu Poddębice GT-2*" (Posyniak, 2015). Dokument ten został zaakceptowany przez Marszałka Województwa Łódzkiego (decyzja z marca 2015). Podstawą dla określenia zasobów eksploatacyjnych były wyniki przeprowadzonych testów hydrogeologicznych, które przeprowadzono w dniach 29–30.10.2014.
Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne otworu Poddębice GT-2 zostały określone na Q = 252 m^3/h, przy depresji eksploatacyjnej na poziomie 85,3 m p.p.t. Mierzona na wypływie temperatura wody geotermalnej wynosi 68,4°C. Obszar górniczy równy jest obszarowi koncesyjnemu i wynosi 7,18 km^2. W początkowym etapie eksploatacja prowadzona była przy wykorzystaniu ciśnienia artezyjskiego, które przy obecnym zafiltrowaniu otworu pozwala na wydobycie 116,5 m^3h wody (co pokrywa zapotrzebowanie odbiorców na ciepło w okresie letnim).

Tabela 5.4.1.2. Zestawienie podstawowych parametrów eksploatacyjnych ujęcia wód geotermalnych Poddębice GT-2

Parametr	Jednostka	Wartość
Zasoby eksploatacyjne (Qe)	m^3/h	252,0
Wydatek jednostkowy (q)	m^3/h/1 m depresji	2,96
Przewodność hydrauliczna	m^2/h	4,184
Depresja ekspl. (Se)	m	85,3
Promień leja depresji (R)	m	857,0
Gł. statycznego zw. wody	m n.p.t.	26,0
Gł. dynamicznego zw. wody	m p.p.t.	59,3

Rzędna terenu	m n.p.m.	119,5
Mineralizacja	mg/dm^3	432,0
Temperatura	^{o}C	68,4
Obszar górniczy	km^2	7,18

Eksploatacja wód geotermalnych zbiornika kredy dolnej ujęciem Poddębice GT-2

Produkcję wody geotermalnej otworem Poddębice GT-2 rozpoczęto 28 stycznia 2010 roku. Dotychczasową eksploatację ujęcia wód geotermalnych Poddębice GT-2, pomijając okres wiercenia, można podzielić na 2 zasadnicze etapy, a mianowicie: od wiercenia do 2015 roku, od 2015 roku do chwili obecnej. Wiąże się to z faktem, że zasoby złoża te były określane dwukrotnie, tj. w roku 2010 – bezpośrednio po zakończeniu wiercenia, oraz w roku 2015 – podczas drugiej fazy eksploatacji systemu i były związane z planami Geotermii Poddębice Sp. z o.o. dotyczącymi rozbudowy ciepłowniczego systemu geotermalnego w mieście, co pociągało za sobą konieczność zwiększenia wydajności ujęcia (252 m^3/h).
W pierwszym etapie do 2013 roku wykonano szereg pompowań oczyszczających oraz testów złożowych dla określenia zasobów eksploatacyjnych (przeprowadzonych w latach 2010, 2014), a zasadniczą eksploatację złoża do celów ogrzewania sieciowego rozpoczęto w 2013 r. W pierwszym etapie korzystano jedynie z samowypływu (wydajność 116,5 m^3/h), a późniejszą eksploatację, do wielkości strumienia 190 m^3/h (określonej w pierwotnej koncesji eksploatacyjnej uzyskanej w 2010 roku), prowadzono stosując pompę głębinową umiejscowionej na głębokości 36 m p.p.t..
Wielkość eksploatacji, a co za tym idzie również wykorzystanie pompy głębinowej uwarunkowane jest zapotrzebowaniem na energię geotermalną lub wodę przyszłych odbiorców.
W drugim etapie, uwzględniającym eksploatację z maksymalną wydajnością 252 m^3/h, eksploatację prowadzi się przy użyciu pompy głębinowej umiejscowionej na głębokość 90 m p.p.t., tj. 30 m głębiej niż głębokość dynamicznego zwierciadła wody, stwierdzonego podczas pompowania pomiarowego z wydajnością 252 m^3/h. Podczas projektowanej eksploatacji ujęcia wydajność ta nie będzie przekroczona, gdyż stanowi ona jednocześnie wielkość zatwierdzonych zasobów eksploatacyjnych ujęcia. Podczas pompowania pomiarowego dynamiczne zwierciadło wody znajdowało się na głębokości 59,3 m p.p.t. (rzędna 60,2 m n.p.m.). Zapuszczenie pompy głębinowej na głębokość 90 m daje 30 m bezpiecznej odległości od lustra wody, gwarantując odpowiednie użytkowanie pompy, a tym samym i bezpieczeństwo eksploatacji. Do otworu zostanie zapuszczona typowa pompa głębinowa, z silnikiem falowym na powierzchni ze względu na wysoką temperaturę eksploatowanych wód termalnych (temperatura 68,4°C).
Nadzór górniczy nad prawidłową i bezpieczną eksploatacją wód termalnych sprawuje Okręgowy Urząd Górniczy w Kielcach.

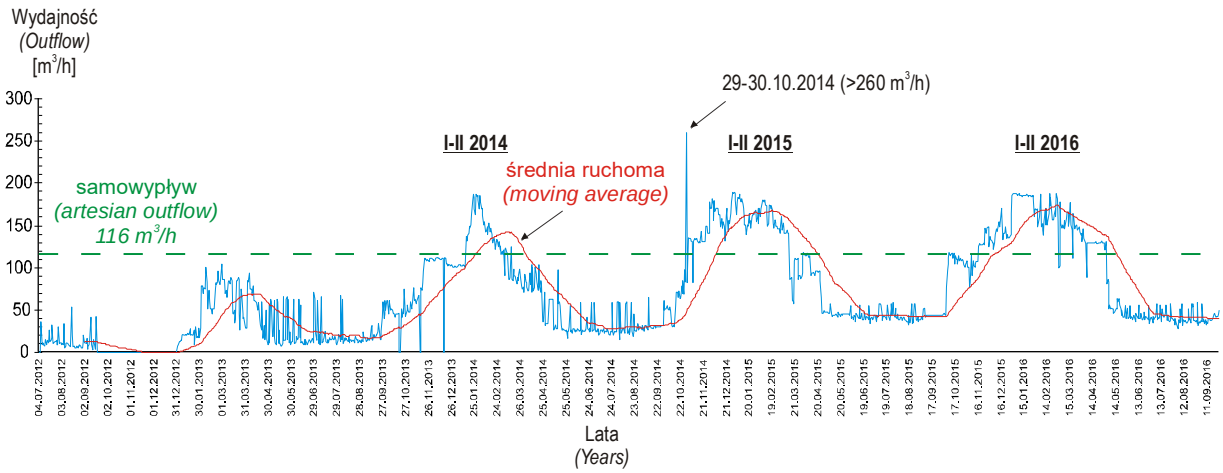
Zrzut wykorzystanej wody termalnej

Wydobyta woda termalna po jej wykorzystaniu w części jest odprowadzana do pobliskiej rzeki Ner (przesył rurociągiem). Pozwolenie wodnoprawne jakie uzyskał przedsiębiorca określa maksymalną ilość wody możliwej do zrzutu do rzeki, która wynosi 160 m^3/h do 01.10.2016r. z weryfikacją do 70 m^3/h po tym okresie. Pozostała część eksploatowanych wód termalnych po oddaniu części ciepła w wymiennikowni przesyłana jest do basenów termalnych, do szpitala w celach rehabilitacyjnych, wchodząc w końcowym etapie do sieci kanalizacyjnej jako ściek. Do sieci kanalizacyjnej trafia też woda wykorzystywana w balneologii i fizykoterapii.
Część schłodzonej wody termalnej podawana jest do pijalni wód termalnych i do sieci wodociągowej w celu ewentualnego butelkowania lub dystrybucji jako woda pitna.
Zgodnie z pozwoleniem wodnoprawnym zużyta woda termalna, przed jej zrzutem do Neru, powinna być schłodzona do temperatury max. 35°C. W tym celu woda przesyłana jest do wybudowanego (obok ciepłowni centralnej) zbiornika ziemnego, gdzie jest schładzana od temperatury 50–55°C, do wymaganej temperatury 35°C lub niższej.
Pierwotnie funkcjonujący zbiornik technologiczny o pojemności 3378 m^3 (5852 m^3 do korony wałów), został w roku 2017 powiększony o ok. 1500 m^3. (Rys. 5.4.1.5). Zwiększenie pojemności wraz z wybudowaniem dwustopniowego przelewu o dł. 9 m i szerokości 50 m pozwoli na schłodzenie dodatkowej ilości wody termalnej po zwiększeniu maksymalnego wydobycia ze 190 m^3/h do 252 m^3/h.

Rys. 5.4.1.5. Zbiornik technologiczny do schładzania wody geotermalnej o pojemności ok. 1500 m^3, wykonany w 2017 r. (fot. Oskar P. Einarsson)

Monitoring parametrów eksploatacyjnych ujęcia

Pomiar wielkości poboru wody termalnej oraz jej rozdysponowanie mierzone jest za pomocą wodomierzy znajdujących się na przewodach doprowadzających wodę z otworu oraz na przewodach odprowadzających ją do zbiornika do schładzania wody i na wyjściu ze zbiornika do rzeki, a także na wszystkich rurociągach doprowadzających wodę termalną do odbiorców.
Pomiar ilości energii cieplnej, wyprowadzonej ze stacji wymienników do odbiorców rejestrowany jest przez ciepłomierz firmy Kamstrup z ultradźwiękowym przetwornikiem przepływu.
Kontroli podlega również ciśnienie na głowicy ujęcia w odniesieniu do stwierdzonego ciśnienia złożowego. Pomiar prowadzony jest przy użyciu manometru, zamontowanego na głowicy. Mierzony jest także poziom zwierciadła wody w otworze oraz temperatura wody termalnej. Pomiar temperatury prowadzony jest bezpośrednio na wypływie wody z otworu, w wymiennikowni oraz przed zrzutem zużytej wody termalnej do Neru. Przed zrzutem zużytych wód termalnych wykonywany jest dodatkowo pomiar temperatury zewnętrznym przetwornikiem temperatury z czujnikiem zamontowanym przy dnie zbiornika ziemnego, przed śluzą. Wykres przedstawiający wielkości produkcji z otworu Poddębice GT-2 w przedziale czasowym od 04.07.2012 do 26.09.2016, uwzględniający średni przepływ dobowy (m^3/h) przedstawiono na rysunku 5.4.1.6.
Dodatkowo uwzględniono wielkość produkcji możliwą do uzyskania przy pomocy samowypływu (116,5 m^3/h) oraz wielkość anomalnego poboru wód geotermalnych, mająca miejsce w październiku 2014 roku, związana z przeprowadzaniem pompowań pomiarowych celu określenia zasobów eksploatacyjnych na poziomie 252 m^3/h.



Rys. 5.4.1.6. Wielkość produkcji wody geotermalnej z otworu Poddębice GT-2 w przedziale czasowym od 04.07.2012 do 26.09.2016 - średni przepływ dobowy

Elementy racjonalnej eksploatacji ujęcia Poddębice GT-2

Eksploatowany poziom wodonośny kredy dolnej, z racji głębokości występowania oraz ciśnień artezyjskich w nim występujących, nie jest zagrożony od strony zanieczyszczeń powstających na powierzchni terenu. Dotyczy to również zanieczyszczeń mogących migrować strefą zarurowania otworu, bowiem kolumny rur okładzinowych są zacementowane do wierzchu. Z uwagi na charakter zagospodarowania i zurbanizowania terenu oraz odporności zbiornika wód termalnych na zanieczyszczenia z powierzchni terenu, nie ogranicza się możliwości inwestycyjnych na tym terenie. Jednak z uwagi głównie na ochronę ilościową wód na obszarze górniczym należy wprowadzić zakaz lokalizowania innych ujęć wód podziemnych z utworów kredy dolnej.

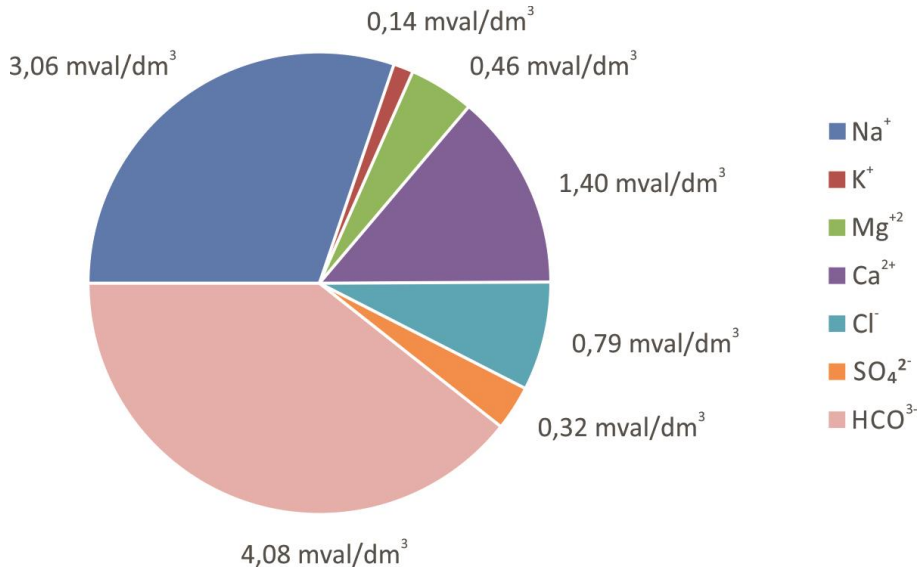
Eksploatowany poziom wód geotermalnych charakteryzuje się dobrą izolacją przed wpływem czynników zewnętrznych, co potwierdza aktualny skład chemiczny (brak zanieczyszczeń antropogenicznych i związków toksycznych) i stan bakteriologiczny wody.

Wstępne wyniki przeprowadzonych analiz symulacji produkcji wody geotermalnej eksploatowanej otworem Poddębice GT-2 przy użyciu „Simple Lumped Parameter Modelling" (rozdz. 2.2.6), wykonane w ramach realizacji projektu pt.: „Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – miasto Poddębice" - Raport z wizyt studyjnych (Kępińska i in., 2017), wskazują na stabilne warunki eksploatacji wód geotermalnych. Jednakże ze względu na nieoczekiwanie niską ogólną mineralizację wód oraz możliwość infiltracji, szczególnie przy zwiększonym strumieniu poboru (252 m^3/h) w dłuższym okresie eksploatacji, cięższych wód geotermalnych z głębszych stref zbiornika, zlokalizowanych w rejonie Uniejowa, podnoszona jest jednak kwestia konieczności regularnego, częstego monitorowania wielkości mineralizacji ogólnej i składu fizykochemicznego eksploatowanej wody. Ma to w przyszłości umożliwić wychwycenie momentu utraty stabilności składu fizykochemicznego wody, mogącego wskazywać na uruchomienie nowych kierunków migracji wód wgłębnych, w tym być może wód bardziej zmineralizowanych z kierunku zachodniego i północno-zachodniego.

Uwzględniając fakt, że ujęcie wód geotermalnych Poddębice GT-2 znajduje się w II fazie eksploatacji (początek w celach ciepłowniczych od 2013) proponuje się utrzymać monitoring w zakresie zaproponowanym w „Dokumentacji Hydrogeologicznej ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych Poddębice GT-2" (Tadych i in., 2010), obowiązujący przez pierwsze 3 lata eksploatacji, a mianowicie:

- jeden raz na kwartał – badania wody w zakresie małej analizy podstawowej,
- jeden raz na rok – badania w zakresie analizy pełnej.

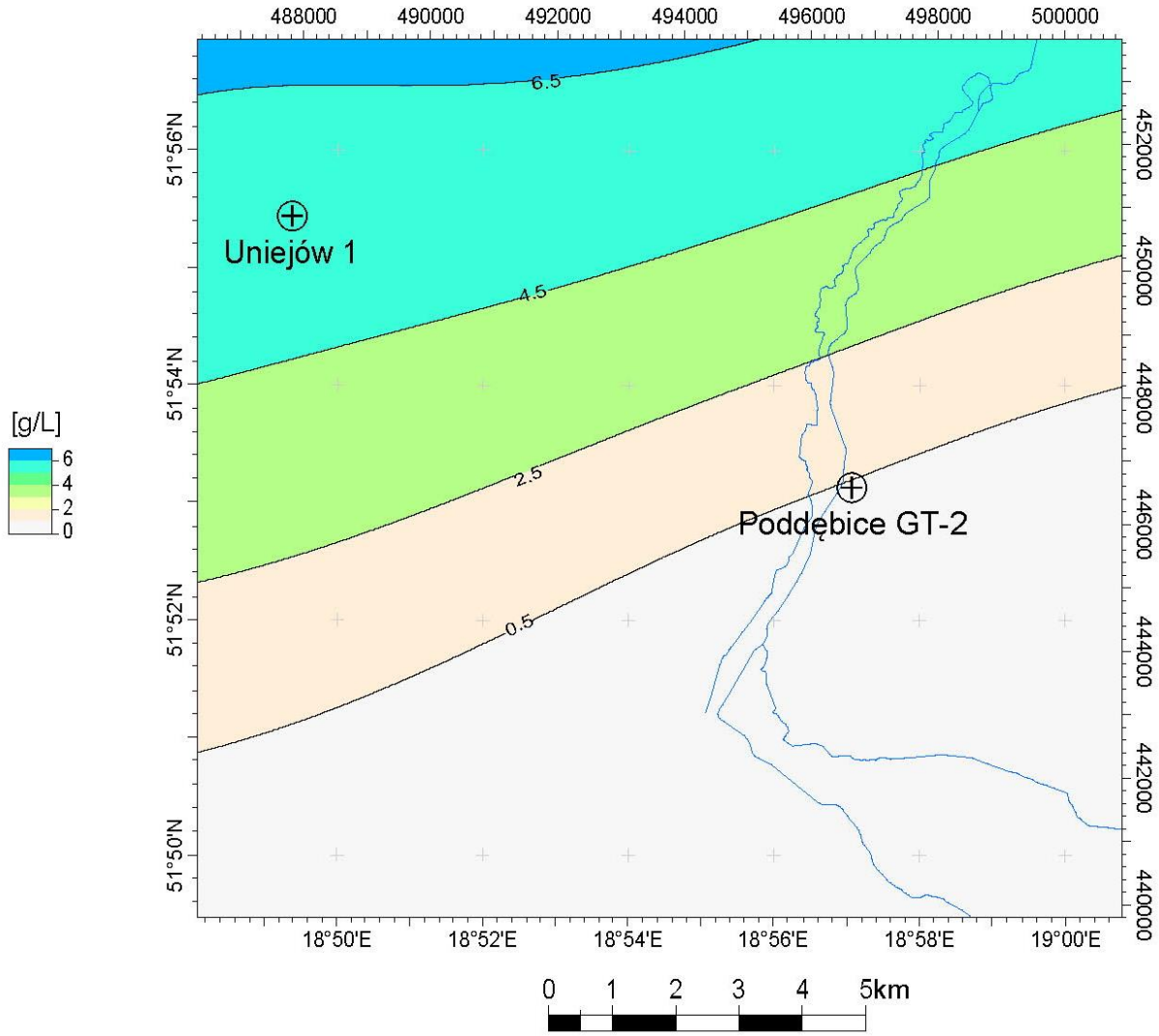
W celu weryfikacji dotychczasowych analiz parametrów hydrochemicznych wód zbiornika kredy dolnej, wynikających z zalecenia poprzedniego projektu zrealizowanego z wykorzystaniem środków EEA, pt.: „Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – miasto Poddębice" - Raport z wizyt studyjnych (Kępińska i in., 2017) zlecono wykonanie szczegółowa analizy fizykochemicznej wody geotermalnej. Analizę wykonano 02.02.2017 roku. Sprawozdanie z badań nr SPRI20/2017 nie podaje warunków ujęcia w trakcie poboru próbki wody, tj. wielkości przepływu oraz temperatury wody na wypływie. Należy domniemać, że w okresie poboru próby wody (zima) prowadzono intensywną eksploatację z wydatkiem na poziomie ok. 200 m^3/h, przy temperaturze 68-71^{o}C. Na podstawie analizy wykonano bilans jonowy obejmujący zawartość jonów głównych wody geotermalnej, a wyniki przedstawiono na wykresie Udlufta (Rys. 5.4.1.7).



Rys. 5.4.1.7. Wykres kołowy Udlufta wody geotermalnej z otworu Poddębice GT-2, przedstawiający zawartość jonów głównych (na podstawie analizy z dnia 01.02.2017 r.)

Analiza potwierdza, że są to wody typu HCO_3-Na-Ca, ze znaczną zawartością SiO_2. Woda z otworu Poddębice GT-2 wykazuje również znikomą zawartość jonów żelaza, jodu oraz bromu. Szczególnym walorem wody z otworu Poddębice GT-2 jest wysoka temperatura 68,4°C w miejscu wypływu i pierwotna czystość. Spośród anionów dominują wodorowęglany (249,6 mg/dm^3 – obliczone z CO_2), zaś spośród kationów – sód (70,3 mg/dm^3) i wapń (28,0 mg/dm^3) natomiast zawartość kwasu metakrzemowego wynosi (38,1 mg/dm^3). Od czasu rozpoczęcia monitoringu składu fizyko-chemicznego wody z otworu Poddębice GT-2 nie nastąpiły znaczące zmiany. W świetle oceny procentowej zmienność poszczególnych składników nie przekracza 10%. Uzyskane wyniki potwierdzają stabilność składu fizyko-chemicznego ujmowanej wody termalnej.

Zreambulowaną mapę rozkładu mineralizacji wód zbiornika kredy dolnej w rejonie Poddębic, uwzględniającą wyniki analiz hydrochemicznych wody ujętej otworem Poddębice GT-2, przedstawiono na rysunku 5.4.1.8.



Rys. 5.4.1.8 Mapa mineralizacji wód zbiornika kredy dolnej w rejonie Poddębic

Hydrochemizm wód geotermalnych eksploatowanych otworem Poddębice GT-2

Wyniki analizy chemicznej próbki 1047 pobranej z otworu geotermalnego GT-2 w Poddębicach w dniu 2 lutego 2017 r. (Tabla 5.4.1.3) zostały wykorzystane do obliczenia składu *in situ* w temperaturze głębokiej warstwy wodonośnej, a także stanu nasycenia wody geotermalnej w odniesieniu do niektórych minerałów wtórnych. Obliczeń dokonano z wykorzystaniem programów 1) programu WATCH (Arnórsson i in., 1982; Bjarnason, 2010), 2) PHREEQC wer. 3 (Parkhurst & Appelo, 1999) oraz standardowej bazy danych phreeqc.dat.

Program WATCH jest często stosowany do symulacji wysokotemperaturowych wód geotermalnych (do ok. 350°C), jednak można go również zastosować do wód mających o wiele niższe temperatury. Program PHREEQC wraz z jego bazą danych phreeqc.dat jest odpowiedni do wód o niskim zasoleniu i umiarkowanych temperaturach, tak jak w przypadku wody z otworu GT-2. Program PHREEQC zawiera dane termodynamiczne dla gatunków chemicznych, których nie umieszczono w bazie danych WATCH. Przewiduje on również stan nasycenia wody geotermalnej w odniesieniu do kilku innych faz mineralnych, niezawartych w bazie danych WATCH. Zarówno WATCH jak i PHREEQC mogą symulować chłodzenie konduktywne w celu znalezienia zależności stanu nasycenia wody geotermalnej w odniesieniu do faz mineralnych od temperatury.

Wyniki obliczeń specjacji wskazują, że woda jest przesycona w odniesieniu do kalcytu w temperaturze ok. 70°C, ale to nasycenie zmniejsza się wraz ze zmniejszaniem temperatury (Rys. 5.4.1.10). Spadek temperatury poniżej ok. 35°C spowoduje niedosycenie płynów złożowych w odniesieniu do kalcytu. Należy zwrócić uwagę na bliską zgodność ze sobą modeli WATCH i PHREEQC, co stanowi poparcie wyniku symulacji.

Zgodnie z wynikami obliczeń PHREEQC, maksymalna ilość kalcytu potencjalnie wytrąconego z wody geotermalnej na dużej głębokości w temperaturze *in situ* wynosi 0,1766 mmoli na kilogram wody, do odnosi się do 18 miligramów ciała stałego na każdy kilogram wody w temperaturze 71°C. Ta ilość zmniejsza się wraz ze zmniejszającą się temperaturą. To zmniejszenie spowodowane jest zmniejszającym nasyceniem minerału węglanowego wraz ze zmniejszającą się temperaturą. Należy

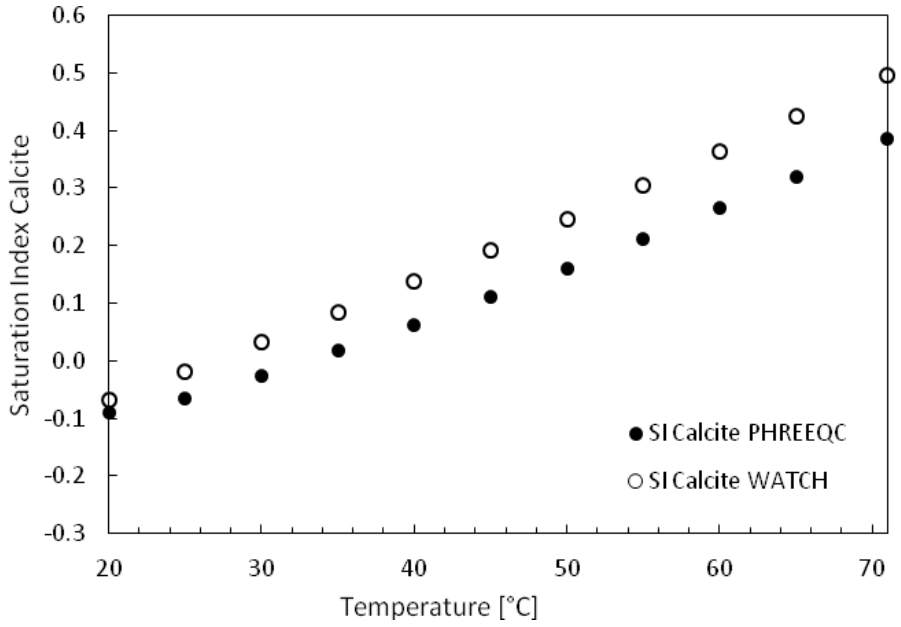
zwrócić uwagę, że wspomniana symulacja zakłada, że kalcyt wytrąci się niezwłocznie, gdy woda osiągnie nasycenie, ale wskaźniki kinetyczne wytrącanego kalcytu nie są brane pod uwagę. Dlatego obliczenia mogą zawyżać ilość wytrąconego kalcytu.

Symulacja chłodzenia konduktywnego PHREEQC ujawnia, że przy temperaturze płynów złożowych na dużej głębokości wynoszącej ok. 70°C, woda jest przesycona w odniesieniu do innych faz takich jak talk, getyt, aragonit i kwarc (Rys. 5.4.1.10). W miarę spadania temperatury (<55°C), woda staje się przesycona w odniesieniu do chalcedonu, który jest fazą niskiej temperatury SiO_2. Ponadto, woda staje się przesycona w odniesieniu do iłów (tutaj ich przykładem jest Ca - montmorillonit i kaolinit), oraz gibbsytu w temperaturach poniżej 40-55°C. Woda była niedosycona w odniesieniu do minerałów siarczkowych, w oparciu o stężenie H_2S, jak wskazano w tabeli 5.4.1.3.

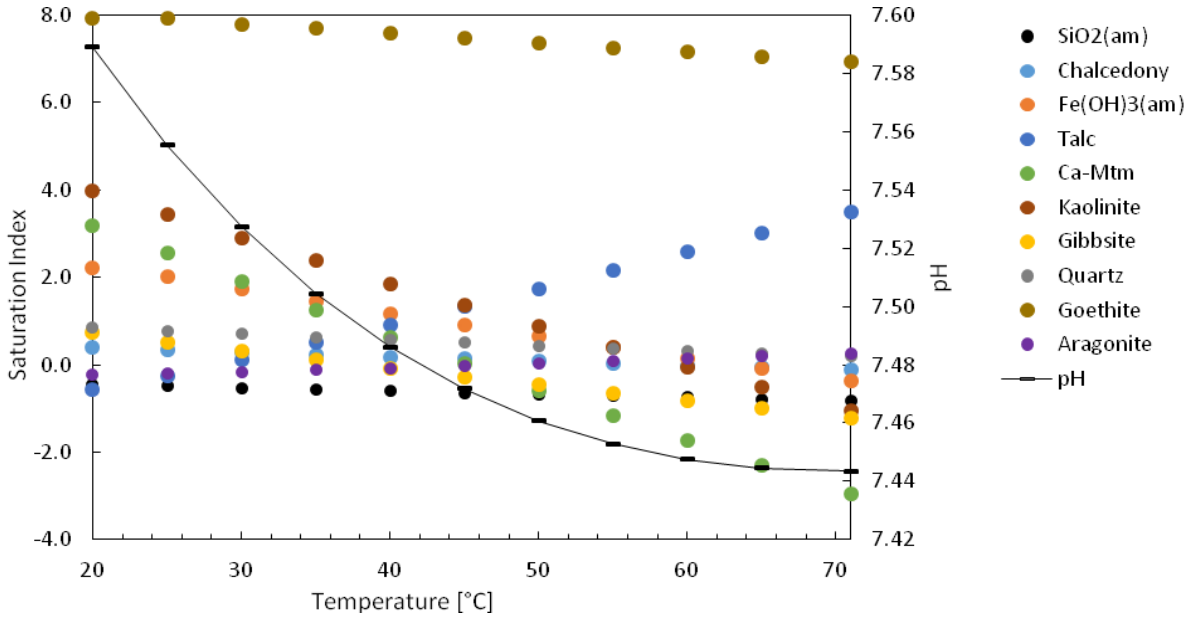
Tabla 5.4.1.3. Skład chemiczny wody z otworu GT-2 w mg/dm^3

Lokalizacja	**Otwór GT-2**		
Nr obszaru	**Poddębice**		
Data	7.10.2013		2.2.2017
Nr próbki	**HU-16/2015**	**5B/61819**	**1047**
Temperatura (°C)	67,7	60,1	71,0
Wypływ (kg/s)	41,94		
pH/(°C)	6,96/brak	7	7,6/20°C
CO_2	190,28*	248,85	180,00#
H_2S	<0,01		<0,050
SiO_2	19,18**		38,1#
Na	79,7	66,5	70,3
K	4,8	4,6	5,52
Mg	6,68	4,43	5,60
Ca	30,06	26,4	28,0
F	0,11	0,18	<0,20
Cl	27,65	23,3	28,0
Br	<0,05	<0,05	brak
SO_4	20,88	13,3	15,4
NO_3			<2,2
Rozpuszczony O_2/(°C)			5,1/12°C
NH_3			0,020
Ag			<0,0010
Al	<0,01		<0,010
As	<0,01		<0,050
B			0,041
Cd	<0,003		<0,0004
Cr	<0,01		<0,0010
Cu	<0,01		<0,002
Fe	0,25	0,2	0,160
Hg			<0,000010
Mn		11,6	<0,05
Ni	<0,01		<0,0020
Pb	<0,01		<0,005
Zn	<0,01		0,0022
TDS	468,16	218,00	339,00
Przewodność (mS/cm)/(°C)	0,478	478/20	0,488/25

*zmierzono jako HCO_3, **zmierzono jako H_2SiO_3, #wstawiono jako CO_2 i SiO_2 w symulacji WATCH i PHREEQC



Rys. 5.4.1.9. Zależność temperatury od stanu nasycenia wody geotermalnej w odniesieniu do kalcytu; obliczenia za pomocą programów WATCH i PHREEQC



Rys. 5.4.1.10. Zależność temperatury od stanu nasycenia wody geotermalnej w odniesieniu do kalcytu; obliczenia za pomocą programu PHREEQC

Obliczenia tzw. ''bubble point" (punkt wrzenia) za pomocą WATCH ukazują, że odgazowanie nastąpi przy ciśnieniu bezwzględnym poniżej 0,34 barów. Ponieważ częściowe ciśnienie CO_2 we wszystkich etapach chłodzenia jest wyższe nie atmosferyczne, wskazuje to, że rozpuszczony CO_2 wytrąci się z wody w warunkach atmosferycznych.

Stężenie metali toksycznych i ciężkich (As, Cd, Hg, Cr, Ni, Pb) jest poniżej granicznych wartości ilościowych z zastosowaniem metod wskazujących na zaniedbywalny potencjał pozyskania aktywności biologicznej, jeżeli ta woda zostałaby zrzucona do wód powierzchniowych.

Skład chemiczny 2017 próbek jest bardzo podobny do składu próbki pobranej w 2013 r. (Tabela 5.4.1.3). Różnica pomiędzy przewodnością zmierzoną w obu próbkach wynosi 2%, natomiast różnice pomiędzy stężeniami Na, Ca, CO_2, Cl w obu próbkach wynoszą odpowiednio 12%, 7%, 5% i 1%. Stężenia składników śladowych, obejmujących metale ciężkie i toksyczne nie zwiększyły się w tym okresie. Stężenie pH i SiO_2 jest wyższe w ostatniej próbce, w porównaniu z poprzednią, jednak ocena długoterminowych trendów składu chemicznego nie jest możliwa na tym etapie. Należy zwrócić uwagę, że dostępne są tylko dwie pełne analizy chemiczne.

Wnioski i zalecenia

1) Wyniki modelowania przestrzennego warunków geologicznych i petrofizycznych w skali całej niecki mogileńsko-łódzkiej potwierdzają również skomplikowaną budowę geologiczną w rejonie Poddębic. Informacja pochodząca z kolejnych badań/wierceń może stanowić istotny wkład do dyskusji nad wyjaśnieniem skomplikowanych zależności hydrogeologicznych, w tym dotyczących rozkładu mineralizacji i chemizmu wód zbiornika kredy dolnej w tym rejonie.
2) W kontekście planów rozbudowy systemu i zwiększenia produkcji rzędu 45 GWh ciepła rocznie, podtrzymujemy rekomendacje w zakresie konieczności regularnego monitoringu składu hydrochemicznego wód geotermalnych zbiornika kredy dolnej, poprzez regularne analizy laboratoryjne.
3) Zasadne jest również aby rozważyć opracowanie bardziej zaawansowanego modelu hydrogeologicznego złoża w Poddębicach, z wykorzystaniem np. programów: Visual Modflow lub TOUGH, wykorzystując wszystkie dostępne informacje geologiczne, hydrogeologiczne, parametry eksploatacyjne i inne.
4) W przypadku rozbudowy systemu ciepłowniczego oraz zwiększenia zapotrzebowania na wodę geotermalną ze zbiornika kredy dolnej należy rozważyć konieczność odwiercenia 2 otworu produkcyjnego oraz otworów chłonnych. Istotne jest, aby przy zwiększonej eksploatacji uwzględnić konieczność zatłaczania wód geotermalnych do zbiornika geotermalnego, co powinno wpłynąć na stabilizację parametrów eksploatacyjnych, w tym ciśnienia oraz poziomu wody w złożu.
5) Podtrzymujemy rekomendacje w zakresie kontynuacji starannego monitoringu parametrów eksploatacyjnych oraz okresowej interpretacja i wykonywania symulacji programem Lumpfit, w szczególności kiedy planowany jest rozwój sieci geotermalnej oraz zwiększenie zapotrzebowania na strumień wód geotermalnych ujęcia do poziomu ok. 250 m^3/h.
6) Chociaż woda geotermalna posiada bardzo niskie stężenia rozpuszczonych składników, w porównaniu z innymi wodami wykorzystywanymi do produkcji energii geotermalnej, ma potencjał w zakresie tworzenia ograniczonej ilości złuszczonego kalcytu przy wyższych temperaturach oraz wytrącania niektórych iłów/ grupy O(OH) /chalcedonu w niższych temperaturach. Nie tylko dodatni współczynnik nasycenia ujawnia jedynie teoretyczny potencjał w zakresie wytrącania. Wytrącanie jest często ograniczone z powodu hamowania energii kinetycznej. Współczynnik pH próbki wody jest obojętny/zasadowy i dlatego istnieje małe ryzyko korozji. Przy ciśnieniach wyższych niż 0,34 barów nie dojdzie do odgazowania. Niskie stężenia metali toksycznych i ciężkich wskazują ograniczony wpływ na aktywność biologiczną, jeżeli taka woda zostałaby zrzucona do wód gruntowych. W porównaniu z innymi niskotemperaturowymi wodami geotermalnymi woda ta nadaje się do wykorzystania. Skład chemiczny wody jest podobny do składu wody pobranej w 2013 r., co wskazuje na brak znaczących zmian w warstwie wodonośnej na przestrzeni ostatnich lat.

Literatura:

Arnórsson, S., Sigurðsson, E. and Svavarsson, H. 1982: The chemistry of geothermal waters in Iceland. I. Calculation of aqueous speciation from 0°C to 350°C, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46, 1513-1532.

Bjarnason, J.Ö., 2010: *The speciation program WATCH, Version 2.4, user's guide*. The Iceland Water Chemistry Group, Reykjavík, 9 pp., http://www.geothermal.is/software.

Dadlez R., Marek S., 1969: Styl strukturalny kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego na niektórych obszarach Niżu Polskiego. Kwart. Geol., T. 13, nr 3.

Kępińska B., Pająk L., Bujakowski W., Kasztelewicz A., Hajto M., Sowiżdżał A., Pétursson B., Tulinius H., Thorgilsson G., Einarsson Ó. P, Karska A., Peraj A., 2017: Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice. Part 1. Selected reservoir and exploitation aspects of current and further geothermal district heating and other uses' development in PoddębiceTechnika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2017.

Parkhurst, D.L., Appelo, C.A.J., 1999. User's guide to PHREEQC (Version 2) — a computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. *U.S. Geological Survey Water-Resources Investigations Report 99-4259*, 312 pp.

Posyniak A., 2015: Dodatek nr 1 do „Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych „Poddębice GT-2" z utworów kredy dolnej w miejscowości Poddębice". A. Posyniak. Warszawa. Luty 2015. Arch. Geotermia Poddębice Sp. z o.o. (Annex no. 1 to Hydrogeological documentation establishing exploitation reserves of thermal water intake "Poddębice GT-2" from Lower Cretaceous formation in Poddębice. A. Posyniak. Warszawa. February 2015. Archives Geothermal Poddębice Sp. z o.o.). In Polish.

Tadych J., Rasala M., Tadych A., 2010: Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych „Poddębice GT-2" w miejscowości Poddębice. Thermhouse. Inowrocław. 2010. Arch. Geotermia Poddębice Sp. z o.o. (Hydrogeological documentation establishing exploitation reserves of thermal water intake "Poddębice GT-2" in Poddębice. Thermhouse. Inowrocław. 2010. Archives Geothermal Poddębice Sp. z o.o.). In Polish.

5.4.2. Obecny stan i plany wykorzystania energii geotermalnej w Poddębicach

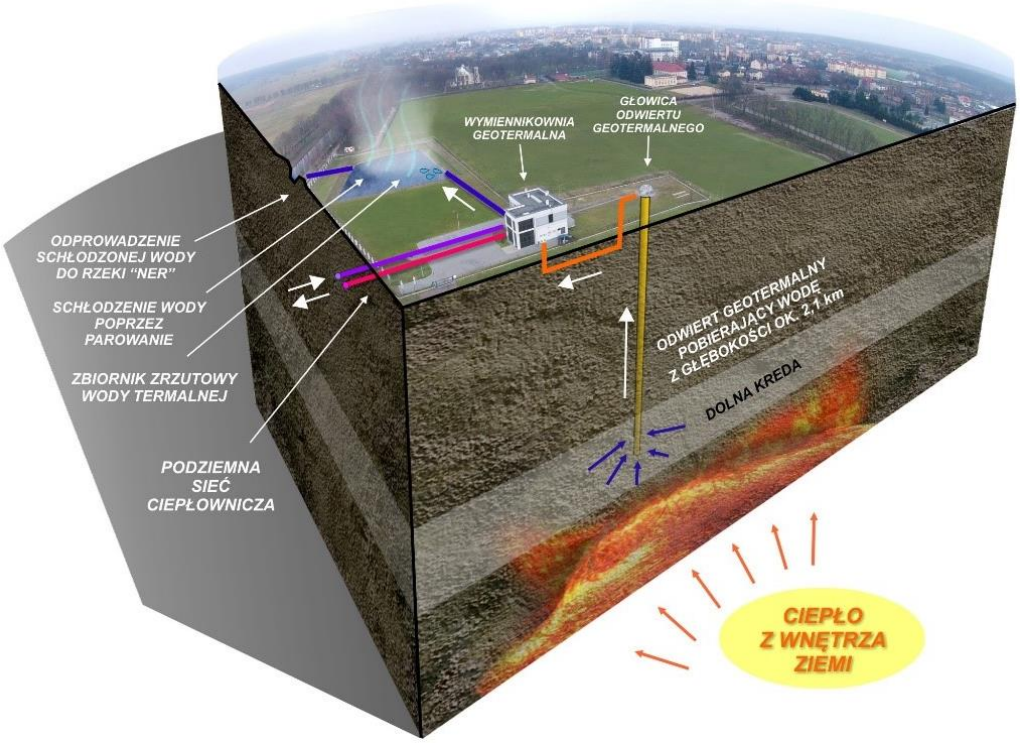
5.4.2.1. Obecny stan wykorzystania energii geotermalnej

W rejonie miasta Poddębice główny zbiornik wód geotermalnych stanowią średnioziarniste szare piaskowce kredy dolnej, które charakteryzują się stosunkowo wysoką porowatością. Zbiornik kredy dolnej został przewiercony na przełomie 2009 i 2010 r. otworem Poddębice GT-2 w głębokości 1962 m p.p.t.(strop)–2063 m p.p.t. (spąg). Od głębokości 2063 m p.p.t. stwierdzono nieprzepuszczalne formacje hoterywu, które podścielają warstwy wodonośne kredy dolnej. Wiercenie zakończono na głębokości 2101 m, po przewierceniu spągu formacji kredy (głębokość 2070 m) i stropowych partii utworów jury.

Po zakończeniu wiercenia w przedziale 1914,5–2065,0 m zamontowano kolumnę rur eksploatacyjnych, które zawieszono na ruchach okładzinowych 9 5/8". Aktywna część filtra Johnsona została umieszczona w przedziale głębokości 1957-2059 m p.p.t. Górna część kolumny eksploatacyjnej (1957–1964,0 m) została umieszczona wewnątrz obudowy 9 5/8". Po zamontowaniu kolumny rur eksploatacyjnych i filtra, na rurach 13 3/8" u wylotu otworu zainstalowano głowicę otworu (rys. 5.4.2.1 i 5.4.2.2).

Woda geotermalna znajduje się pod ciśnieniem artezyjskim - zwierciadło statyczne kształtuje się na wysokości 26 m ponad poziomem terenu. W składzie mineralogicznym piaskowców dominuje kwarc, stanowiący 95% ich całej objętości. Pozostałe składniki ziarnowe to domieszki glaukonitu, skaleni oraz minerałów ilastych. Spoiwo jest głównie krzemionkowe.

Rys.5.4.2.1. Głowica otworu wiertniczego „Poddębice GT-2", arch. Geotermii



Rys.5.4.2.2. Schemat poboru energii geotermalnej oraz zasilania ciepłowniczego w Poddębicach.

Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne otworu Poddębice GT-2 zostały określone na Q=252m^3/h, przy depresji eksploatacyjnej na poziomie 85,3 m p.p.t. Mierzona na wypływie temperatura wody geotermalnej wynosi 68,4°C. Obszar i teren górniczy jest tożsamy i równy obszarowi koncesyjnemu, wynoszącemu 7,18 km^2. W początkowym etapie wydobycia wody geotermalnej eksploatacja prowadzona była przy wykorzystaniu ciśnienia artezyjskiego, które przy obecnym zafiltrowaniu otworu pozwala na wydobycie średnio 116,5 m^3/h wody (co pokrywa zapotrzebowanie odbiorców na ciepło podłączonych do geotermalnego c.o. i na ciepło w okresie letnim). W okresie zimowym eksploatacja odbywa się z użyciem agregatu pompowego, pozwalającego na wydajność do 252 m^3/h. Agregat pompowy zapuszczony jest na głębokość około 90 m na rurach pompowych ze stali nierdzewnej Eco Connect.

Dzięki wydobyciu wody geotermalnej z użyciem pompy możliwe jest ogrzewanie miasta energią geotermalną w sezonie zimowym. Sprzedaż ciepła z energii geotermalnej przedstawia tabela 5.4.2.1.

Tabela 5.4.2.1. Sprzedaż ciepła geotermalnego w Poddębicach od lutego 2013 r. - do czerwca 2017 r.

Rok	Sprzedaż ciepła [GJ/r]
2013	15 002
2014	39 733
2015	47 277
2016	56 470
I półrocze 2017	***36 149***

Obliczenia w zakresie określenia uzyskanego efektu ekologicznego, wykonane po oddaniu do użytku wymiennikowni ciepła geotermalnego wykazują, że redukcja emisji zanieczyszczenia powietrza w Poddębicach przedstawia się następująco:

- pył - 6,3 t/rok,
- dwutlenek siarki SO2 - 6,2 t/rok,
- tlenek azotu NOx - 4,4 t/rok,
- tlenek węgla CO - 54,7 t/rok,
- dwutlenek węgla CO2 - 4297,6 t/rok.

W ramach projektu EEA pn. „Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce - miasto Poddębice" wskazano, w nawiązaniu do raportowanej przez Geotermię Poddębice Sp. z o.o. sprzedaży ciepła geotermalnego w 2016 r. oszacowany efekt ekologiczny, jako zsumowane wartości zredukowanych/unikniętych zanieczyszczeń dzięki zastąpieniu węgla kamiennego poprzez ciepło geotermalne, stosownie do sprzedaży ciepła na poziomie 56 470 GJ w 2016 roku. Efekt ten został oszacowany następująco: CO_2: 5500 ton; CO: 25,8 ton; SOx: 42,1 ton; TSP (pył zawieszony): 25,8 ton; NOx: 8,3 ton.

Obecnie osiągana moc geotermalna Geotermii Poddębice nie przekracza 5 MW (woda geotermalna – wymienniki ciepła) (rys. 5.4.2.3). Zatwierdzona przez Burmistrza Poddębic taryfa rozruchowa na ciepło zawierała dwie grupy taryfowe:

– Grupa taryfowa A: zamówiona moc = 0.00 zł/MW, ciepło = 38,85 zł/GJ netto
– Grupa taryfowa B: zamówiona moc = 7 345,5 zł/MW, ciepło = 40,00 zł/GJ netto.

Rys. 5.4.2.3. Wnętrze ciepłowni geotermalnej – dwa wymienniki ciepła każdy o mocy 5 MW

Od października 2017 r. Gmina Poddębice – właściciel Spółki przekazała do wykorzystania w systemie grzewczym Geotermii trzy kotłownie i miejskie sieci cieplne, zarządzane dotąd przez Przedsiębiorstwo Usług Komunalanych w Poddębicach Sp. z o.o. Obecna taryfa zawiera 4 grupy taryfowe, przy czym zachowana została grupa taryfowa A, a z grupy B wygenerowane zostały trzy grupy. W miesiącu październiku 2017 Geotermia złożyła wniosek w Urzędzie Regulacji Energetyki o wydanie koncesji na produkcję i dystrybucję ciepła, uznając, że w aktualnej sytuacji moc cieplna Geotermii może ulec zwiększeniu". Spółka także opracowuje dane do nowej taryfy na ciepło (podlegającą zatwierdzeniu przez Urząd Regulacji Energetyki).

W 2015 r. opracowany został program funkcjonalny „Budowa II stopnia odzysku ciepła z wód geotermalnych wraz z budową sieci ciepłowniczych z przyłączami i węzłami dla miasta Poddębice". Obejmuje on rozbudowę sieci ciepłowniczej i wykorzystanie technologii umożliwiającej odzysk ciepła, a także bardziej racjonalne wykorzystanie energii geotermalnej. W ramach programu może zostać podłączonych do geotermalnej sieci c.o. 1050 budynków. Należy wybudować ponad 33 km sieci dystrybucyjnych wraz z podłączeniami. Wymagane jest źródło ciepła o mocy 14 MWt.

Zespół opracowujący ten program zaproponował na najbliższe lata koszt inwestycji na poziomie 52% wszystkich zamieszkałych terenów w obszarze miasta, które można podłączyć do geotermalnego ogrzewania.

Drugim programem funkcjonalno-użytkowym jest „Kraina bez barier – centrum hydroterapii i rekreacji w Poddębicach bazujące na wykorzystaniu wody termalnej. Adaptacja infrastruktury centrum sportu, turystyki i rekreacji". Program obejmuje rozbudowę kompleksu basenów sezonowych jako całorocznych, przy wykorzystaniu nowoczesnych technologii w zakresie dostaw i obiegu wody termalnej do celów rekreacyjnych i rehabilitacyjnych, a także ogrzewania basenów, obiektów technicznych i towarzyszących (gastronomia, zakwaterowanie). Program ma na celu poszerzyć dostęp do rekreacji geotermalnej dla osób niepełnosprawnych. Byłby to pierwszy tego typu obiekt w Polsce. Podjęte zostały działania na rzecz pozyskania funduszy na realizację programu.

Podkreślić należy także wyjątkową jakość wody termalnej z otworu Poddębice GT-2. Woda ta charakteryzuje się „pierwotna czystością" i niską mineralizacją, co pozwala na jej bezpośrednie wykorzystanie w niezmodyfikowanym stanie do zabiegów rehabilitacyjnych. Z zabiegów takich korzystają pacjenci w Poddębickim Centrum Zdrowia Sp. z o.o,, które dysponuje doskonałą bazą lokalową w szpitalu oraz kadrą rehabilitantów. Organizowane są także przez ZUS turnusy rehabilitacyjne. Pacjenci korzystają wówczas nie tylko z rehabilitacji, ale również z zabiegów kąpielowych w basenach. Woda termalna

z Poddębic nadaje się do wykorzystania w zabiegach rehabilitacyjnych po kontuzjach i urazach ortopedycznych oraz do leczenia chorób skóry, gdyż zawiera cenne związki krzemu.

5.4.2.2. Plan rozwoju Geotermii Poddębice na lata 2017 – 2020

I. W ZAKRESIE ENERGETYCZNYM

A. Źródła ciepła

1. Budowa zbiornika nr 2 do schładzania wody geotermalnej

Do czasu wykorzystania schłodzonej wody termalnej w innych dziedzinach, wskazanych w kolejnych punktach planu, przy zwiększeniu wydobycia ze 190 m³/h do 252 m³/h konieczne stanie się schłodzenie dodatkowej ilości wody geotermalnej. W tym celu niezbędne jest wybudowanie zbiornika nr 2 o poj. o ok. 1,5 tys. m³ wraz z dwustopniowym przelewem o długości 9 m i szerokości 50 m (rys. 5.4.2.4). Na dzień sporządzania raportu obiekt jest w fazie przygotowania do odbioru końcowego. Zbiornik może być wykorzystywany po uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie. W najbliższych dniach Geotermia Poddębice wystąpi z wnioskiem do Okręgowego Urzędu Górniczego o wydanie decyzji w tym zakresie.

Rys. 5.4.2.4. Zbiornik nr 2 do schładzania wody geotermalnej.

2. Przystosowanie 3 kotłowni szczytowo-rezerwowych do efektywnej współpracy z geotermią

W przypadku wystąpienia niskich temperatur poniżej -10°C w sezonie zimowym w dłuższym okresie czasu, konieczne jest zastosowanie źródła szczytowego, z uwagi na to, że temperatura wody termalnej z otworu Poddębice GT-2 jest nieco za niska. W chwili obecnej źródło szczytowe stanowią trzy kotłownie lokalne, które wymagają modernizacji. Prace modernizacyjne obejmować będą:

a) kotłownia C-4 – wymiana 2 kotłów na brykiet o łącznej mocy 1 MW na 1 kocioł na olej opałowy o mocy 1 MW wraz z modernizacją instalacji wewnętrznej. Termin realizacji: wymiana zbiornika buforowego 2017 r., wymiana kotłów oraz modernizacja instalacji technologicznej z rozbudową wymiennika ciepła 2018 r.
b) kotłownia Z-14 wymiana palników gazowych na olejowe w 2 kotłach gazowych o łącznej mocy 1 MW wraz z instalacją olejową. Termin realizacji 2017 rok. Wycięcie 1 kotła na brykiet o mocy 1 MW oraz budowa węzła (płytowy wymiennik ciepła o mocy 3 MW) rozdzielającego układ przesyłowy od dystrybucyjnego wraz z instalacją wewnętrzną. Termin realizacji 2018 rok.
c) kotłownia K-15 – wymiana 3 palników (2 gazowe i 1 gazowo-olejowy) na olejowe w kotłach gazowych o łącznej mocy 3,36 MW. Termin realizacji 2018 rok.
   - Węzeł nr 1 Krasickiego 15 – montaż węzła cieplnego (dwufunkcyjnego płytowego wymiennika ciepła) – 2018 rok,
   - Węzeł nr 2 Krasickiego 9 – montaż węzła cieplnego (dwufunkcyjnego płytowego wymiennika ciepła)
   - Węzeł nr 3 Krasickiego 1a – montaż węzła cieplnego (dwufunkcyjnego płytowego wymiennika ciepła)

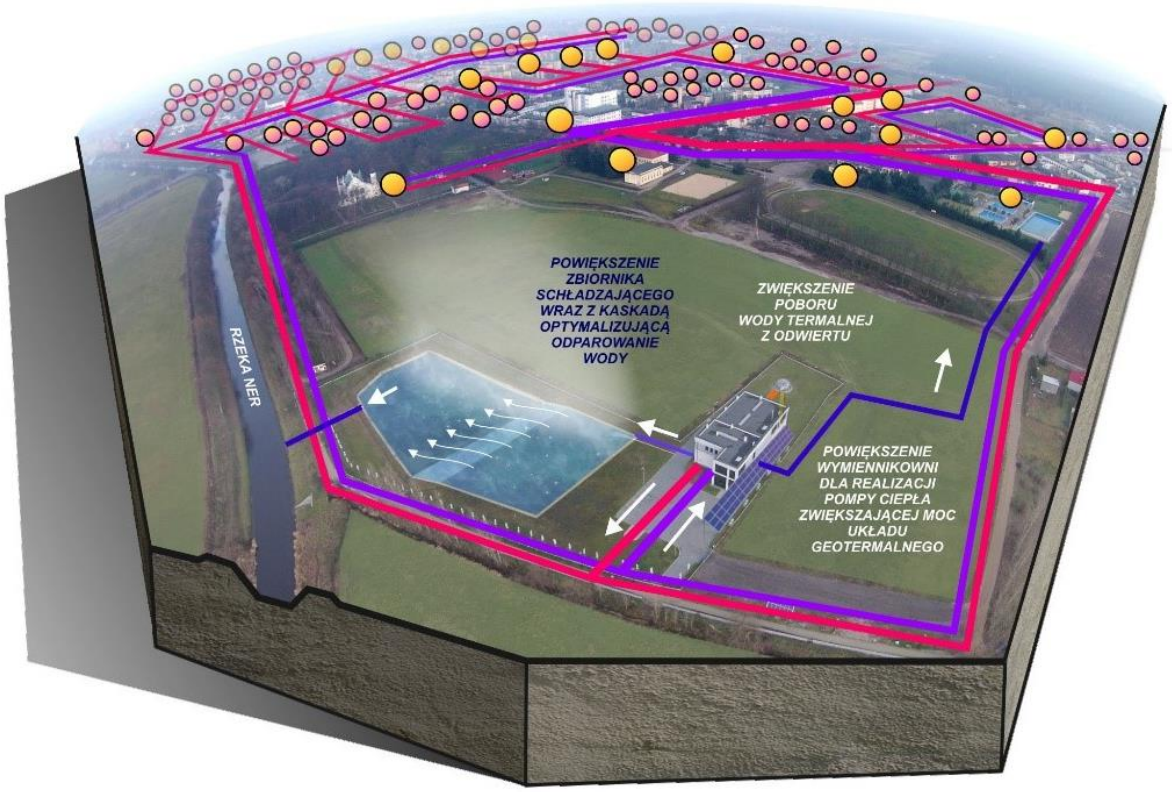
Termin modernizacji węzłów – 2018/2019.

3. Zakup i montaż agregatu prądotwórczego o mocy ok. 200 kW.

Dla zachowania nieprzerwanej produkcji ciepła konieczne jest zapewnienie ciągłego zabezpieczenia w energię elektryczną. W tym celu niezbędny jest zakup agregatu prądotwórczego, jako źródła rezerwowego, choć bazując na dotychczasowym doświadczeniu, nie zanotowano przerw w dostawie energii elektrycznej. Jednakże mając na celu bezpieczeństwo energetyczne i zapewnienie mieszkańcom „czystej" geotermalnej energii cieplnej, konieczny jest zakup inwestycyjny w postaci agregatu prądotwórczego. Planowany termin realizacji do końca 2017 r.

4. Rozbudowa ciepłowni geotermalnej o II stopień odbioru ciepła z wody geotermalnej.

W ramach tego zadania planowana jest rozbudowa ciepłowni geotermalnej o pompę ciepła, dzięki której możliwy będzie odbiór dodatkowej ilości energii z wody geotermalnej po pierwszym stopniu odbioru ciepła (wymienniki płytowe) tj. z temperatury ok. 50°C do temperatury ok. 35°C oraz ewentualne podbicie temperatury wody zasilającej przez kocioł gazowo/olejowy zasilający pompę ciepła. W celu wykonania rozbudowy konieczne będzie opracowanie projektu technicznego w zakresie technologii oraz rozbudowy budynku wymiennikowni ciepła (rys. 5.4.2.5). W zakresie przyjęcia korzystnego rozwiązania technologicznego Geotermia liczy na dobre wzorce islandzkie i norweskie. Termin realizacji 2018/2019 r.



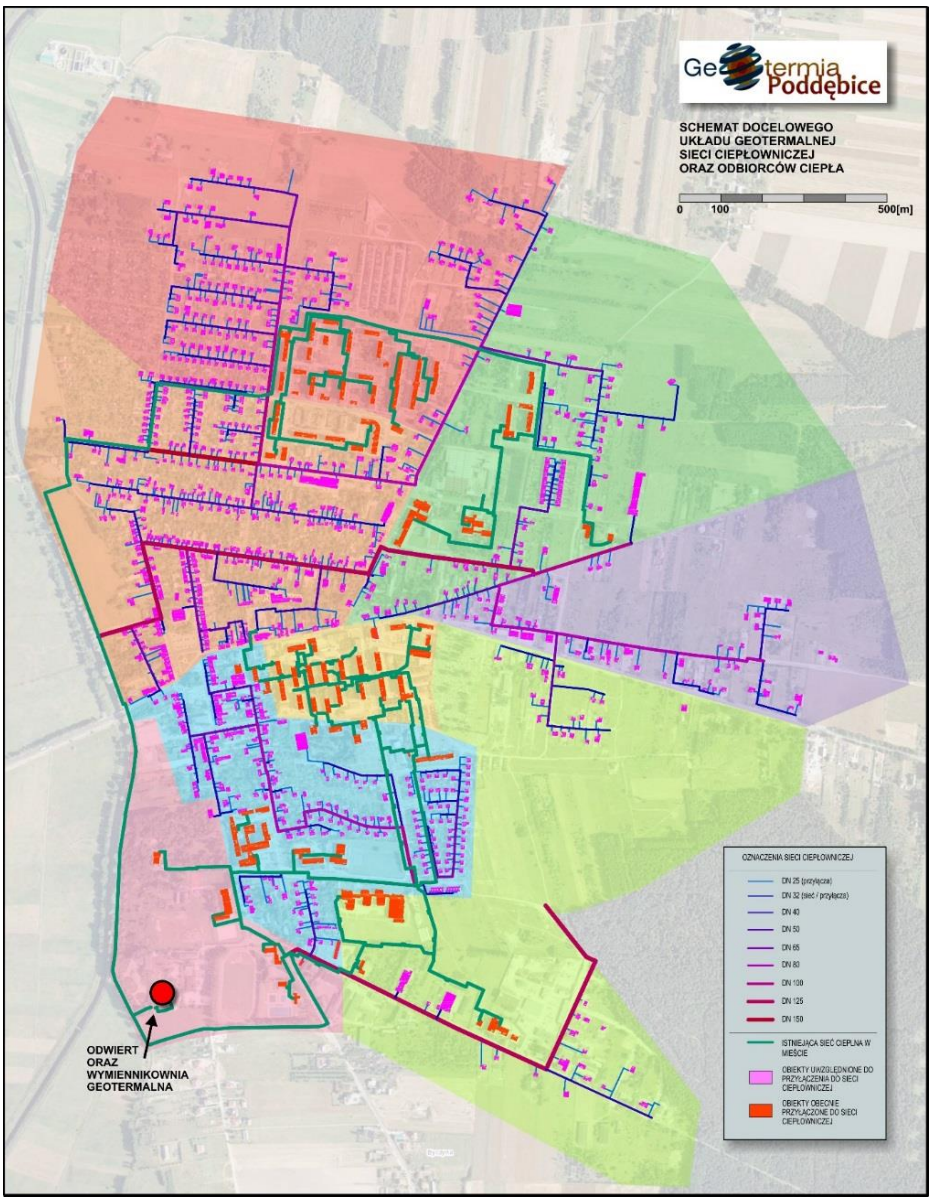
Rys. 5.4.2.5. Wizualizacja geotermalnej sieci ciepłowniczej – etap II.

B. Sieci cieplne

Rozbudowa geotermalnej sieci ciepłowniczej wraz z przyłączami i węzłami u odbiorców.

Wykorzystując możliwości produkcji ciepła z energii geotermalnej oraz zainteresowanie mieszkańców możliwością korzystania z „czystej energii" Geotermia Poddębice spotkała się z mieszkańcami kilku osiedli i poszukuje środków na finansowanie pilotażowych odcinków sieci i przyłączy (rys. 5.4.2.6). W ramach ograniczania niskiej emisji – planowana jest rozbudowa w następujących obszarach:

1. Osiedle Dojazd w Poddębicach – 24 mieszkania w dwóch parterowych budynkach o łącznej mocy ok. 150 kW. Termin realizacji 2018 r.
2. Kolonia Byczyna – ok. 10 domów jednorodzinnych o łącznej mocy ok. 200 kW. Termin realizacji 2018 r.
3. Osiedle Reja w Poddębicach – 63 budynki mieszkalne, planowana moc odbiorców 700 kW. Termin realizacji 2019/2020 r.
4. Ulice Spokojna, Radosna i Miła – ok. 10 domów jednorodzinnych oraz ośrodek zdrowia „MOŻ-MED" o łącznej mocy ok. 300 kW. Termin realizacji 2018/2019 r.
5. Przyłącze do ZOO Safari w Borysewie do ogrzewania planowanego do realizacji hotelu „Biały Lew". Termin realizacji 2017/2018 r.



Rys. 5.4.2.6. Schemat docelowego układu geotermalnej sieci ciepłowniczej oraz odbiorców ciepła.

II. W ZAKRESIE SPOŻYWCZYM

Wzdłuż ciepłociągu geotermalnego, służącego do przesyłu ciepła do osiedli mieszkaniowych i obiektów użyteczności publicznej w mieście Poddębice, ułożony jest wodociąg surowej wody geotermalnej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji w Poddębicach. Po schłodzeniu wody do temperatury poniżej 20°C (np. poprzez tężnię solankową, pompę ciepła) poddębicką wodę termalną można będzie po ewentualnym uzdatnieniu pompować wodę do miejskich wodociągów. Trwają badania i próby w tym zakresie oraz prowadzone są rozmowy z partnerem w celu ustalenia lokalizacji tężni. Termin realizacji 2018/2019 r.

III. W ZAKRESIE KOSMETYCZNYM

Wykorzystanie wody termalnej z ujęcia Poddębice GT-2 do produkcji kosmetyków i dermokosmetyków. Poszerzenie współpracy z Firmą BIOGENED oraz z IGSMiE PAN w celu uzyskania szerokiego spektrum badań fizyko-chemicznych (rys. 5.4.2.7). Termin realizacji 2018/2019 r.

Rys. 5.4.2.7. Podpisanie umowy o współpracy pomiędzy Geotermią Poddębice Sp. z o.o. a Biogened S.A. w zakresie produkcji kosmetyków na bazie wody geotermalnej – Grudzień 2016 r.

IV. W ZAKRESIE HODOWLI ZWIERZĄT

Wykorzystanie wody termalnej po oddaniu przez nią ciepła w cyklu technologicznym ciepłowniczym do :

1. Hodowli zwierząt w ZOO Safari Borysew (krokodyle i inne zwierzęta ze strefy śródziemnomorskiej i afrykańskiej). Termin realizacji 2018/2019 (rys. 5.4.2.8).
2. Hodowli ryb bądź alg z uwzględnieniem doświadczeń islandzkich i polskich. Rozeznanie rynku i przygotowanie założeń projektowych. Termin realizacji 2018/2019 r.

Rys. 5.4.2.8. ZOO Safari Borysew k. Poddębic

V. W ZAKRESIE UPRAWY ROŚLIN

1. Przygotowanie instalacji i ustalenie lokalizacji pilotowego obiektu szklarni do hodowli roślin ciepłolubnych z wykorzystaniem wody termalnej schłodzonej (rys. 5.4.2.9). Termin realizacji 2019 r.
2. Budowa obiektu szklarni. Termin realizacji 2020 r.

Rys. 5.4.2.9. Przykładowa uprawa alg

VI. W ZAKRESIE REKREACYJNYM I TURYSTYCZNYM

Zacieśnienie współpracy z Gminą Poddębice w celu poprawy zaplecza technicznego i socjalno-gastronomicznego na basenach termalnych oraz modernizacja istniejących obiektów basenowych.

Drugą możliwością wykorzystania wody termalnej będzie wykorzystanie jej, w zaprojektowanym na bazie programu funkcjonalno-użytkowego, kompleksu basenów termalnych (rys. 5.4.2.10). Projekt ten nazwano: „Przeciw wykluczeniu – Kraina bez Barier w Poddębicach – rewitalizacja kompleksu geotermalnego". Projekt przewiduje budowę całorocznego kompleksu geotermalnego, z którego będą mogli korzystać wszyscy bez względu na wiek, w tym niepełnosprawni i osoby starsze, dla których przygotowano specjalne udogodnienia. Inwestorem jest przedsięwzięcia jest Gmina Poddębice.

Rys. 5.4.2.10. Baseny termalne w Poddębicach

VII. W ZAKRESIE OTWORU GEOTERMALNEGO

We współpracy z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN oraz partnerem z Islandii wykonane zostanie modelowania złoża z użyciem programu do modelowania „Simple Lumped Parameter Modelling". Natomiast we współpracy z Akademią GórniczoHutniczą zostanie opracowany model zbiornika, z którego wydobywana jest woda geotermalna otworem Poddębice GT-2.

Literatura:

Beata Kępińska, Marek Hajto, Baldur Petursson, Óskar P. Einarsson, Leszek Pająk, Helga Tulinius, Gunnar Þorgilsson, Guðni Axelsson, Jón Ragna Gudmundsson, Anna Karska, Andrzej Peraj, Piotr Sęczkowski, Wiesław Bujakowski, Aleksandra Kasztelewicz, Anna Sowiżdżał, Bartosz Papiernik, Maciej Miecznik, Barbara Tomaszewska, Bogusław Bielec, 2017, *Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – miasto Poddębice*. *Raport z wizyt studyjnych.* Kraków-Rejkiawik,

A. Posyniak, *Dodatek nr 1 do „Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych „Poddębice GT-2" z utworów kredy dolnej w miejscowości Poddębice"*, 2015, Warszawa, Arch. Geotermia Poddębice Sp. z o.o.

Thermhouse, *Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych „Poddębice GT-2" w miejscowości Poddębice*, 2010, Inowrocław, Arch. Geotermia Poddębice Sp. z o.o.

Plan gospodarki niskoemisyjnej dla Gminy Poddebice. Uchwała Rady Miejskiej w Poddębicach Nr XXXI/204/16 z dnia 28 października 2016 r.

5.4.3. Analiza i propozycja zastosowania pomp ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Poddębicach

Dostępne zasoby

Założenia dotyczące parametrów geotermalnych (Kępińska i inni, 2017a):
- poziom wodonośny - dolna kreda
- głębokość odwiertu 2101 m p.p.t.
- zakładana maksymalna wydajność 252 m^3/h
- zakładana temperatura wody geotermalnej w złożu: 72°C
- woda ma niską mineralizację pozwalającą na jednootworową eksploatację. Ochłodzona woda może zostać następnie zagospodarowana, np. jako woda pitna (podobnie jak ma to miejsce w Mszczonowie).

Istniejąca infrastruktura

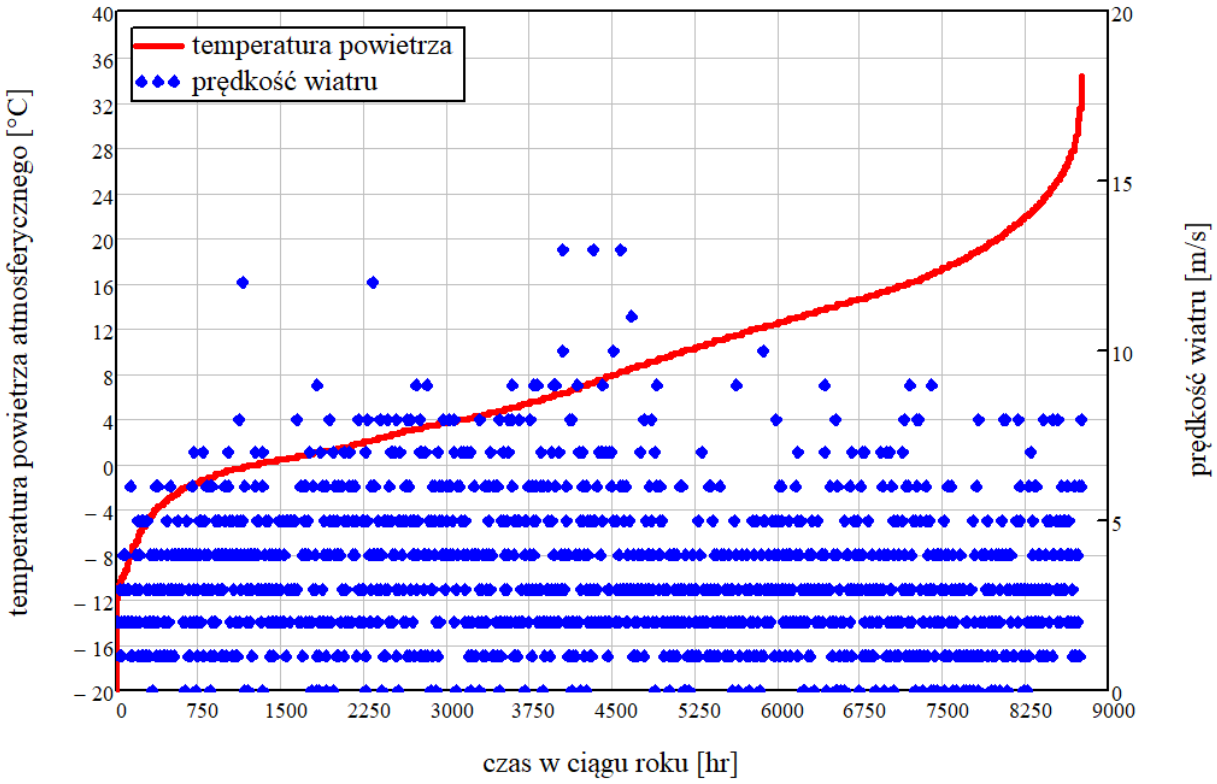
Istniejąca sieć ciepłownicza pracująca przy pełnym (ilościwo-jakościowym) sterowaniu mocą dostarczoną, parametry projektowe dla centralnego ogrzewania (zasilanie/powrót/temperatura wewnętrzna/temperatura zewnętrzna obliczeniowa) 90/70/20/-20°C i dla ciepłej wody użytkowej (latem) (zasilanie/powrót) 65/45°C. Aktualnie potrzeby cieplne są zaspokajane przez instalację geotermalną i 3 kotły, z których jeden zasilany jest biomasą a dwa olejem opałowym. Całkowita moc cieplna zainstalowana aktualnie to ok. 10 MW (7 MW w geotermii i ok. 3 MW w kotłach szczytowych). Moc maksymalna realnie wykorzystywana, na podstawie danych pomiarowych, oceniona może zostać na 5.5 MW – dane z monitoringu pracy systemu w latach 2015 i 2016 podają, że przy temperaturze zewnętrznej -10°C zapotrzebowanie na moc wynosi ok. 4 MW (Kępińska i inni, 2017b). Całkowita energia cieplna wytwarzana przez źródła energii szacowana jest na ~50 - 55 TJ/rok (Kępińska i inni, 2017). Zatem moc maksymalna wykorzystywana, szacowana na podstawie ilości energii wytworzonej przez źródło, może zostać określona na ok. 6.5 MW.

Sposób wykorzystania

Ciepłownia geotermalna, zgodnie z założeniami operatora (Geotermia Poddębice Sp. z o.o.), powinna bazować na ujęciu geotermalnym wspomaganym pompami ciepła. Typ pomp ciepła nie został jeszcze jednoznacznie określony. Mogą to być pompy sprężarkowe albo absorpcyjne. W perspektywie kilku lat przewiduje się wzrost mocy zamówionej w systemie ciepłowniczym poprzez włączenie dodatkowych odbiorców, którymi będą:
- budownictwo komunalne, włączenie nowych odbiorców spowoduje przyrost mocy maksymalnej zamówionej o ok. 12 MW,
- kompleks basenów, które obecnie poddane będą modernizacji i rozbudowie, spowoduje wzrost mocy zamówionej o ok. 1100 kW zimą i 1500 kW latem,
- dodatkowe obiekty ZOO Borysew, w tym obiekty kubaturowe (szacowane na ok. 600 kW) i zewnętrzne baseny dla zwierząt (ok. 6000 m^2 powierzchni lustra wody).

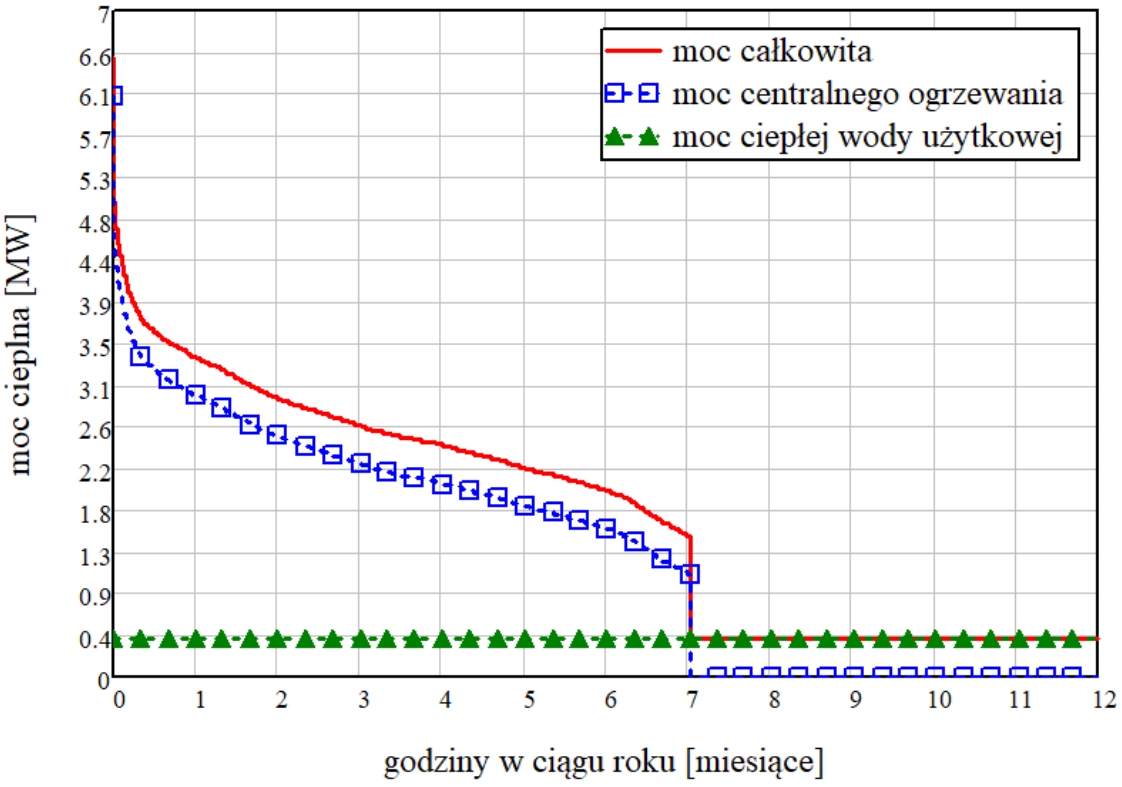
Model źródła energii

Pierwszym krokiem ku określeniu efektów stosowania źródła energii jest określenie charakterystyki odbiorcy. Charakterystyka odbiorcy uzależniona jest od rodzaju instalacji grzewczej – jej parametrów projektowych oraz lokalnych warunków klimatycznych. Warunki klimatyczne zostały opisane przy wykorzystaniu typowych lat meteorologicznych zalecanych przez Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa do sporządzania obliczeń energetycznych. Stacją meteorologiczną najbliższą omawianej lokalizacji jest stacja w Łodzi (współrzędne geograficzne: 51.7500000 N 19.4666667 E). Rys. 5.4.3.1 przedstawia rozkład temperatury powietrza atmosferycznego i prędkości wiatru dla tej stacji meteorologicznej. Prezentowane na wykresach rozkłady parametrów są uporządkowane rosnąco po temperaturze powietrza. Najniższa oryginalnie odnotowana w latach meteorologicznych temperatura to -12.5°C. Polskie Normy (PN-EN 12831) zalecają by stosowana zewnętrzna temperatura obliczeniowa dla strefy, w której ulokowane są Poddębice, wynosiła -20°C. W związku z tym w oryginalnym pliku Typowych lat meteorologicznych dokonano zamianiy temperatury -12.5°C na temperaturę zalecaną przez PN. Prezentowany wykres zamianę tę już uwzględnia.

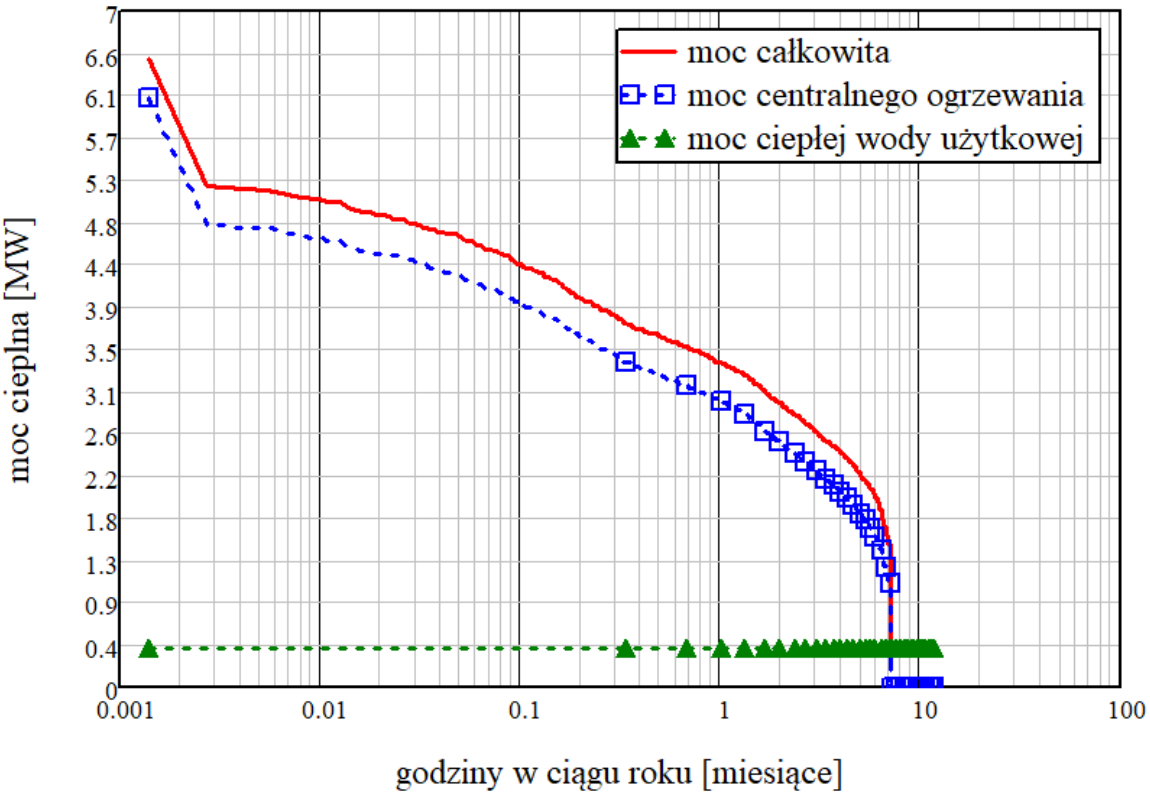


Rys. 5.4.3.1. Lokalne warunki atmosferyczne dla stacji meteorologicznej Łódź (MIiB 2017)

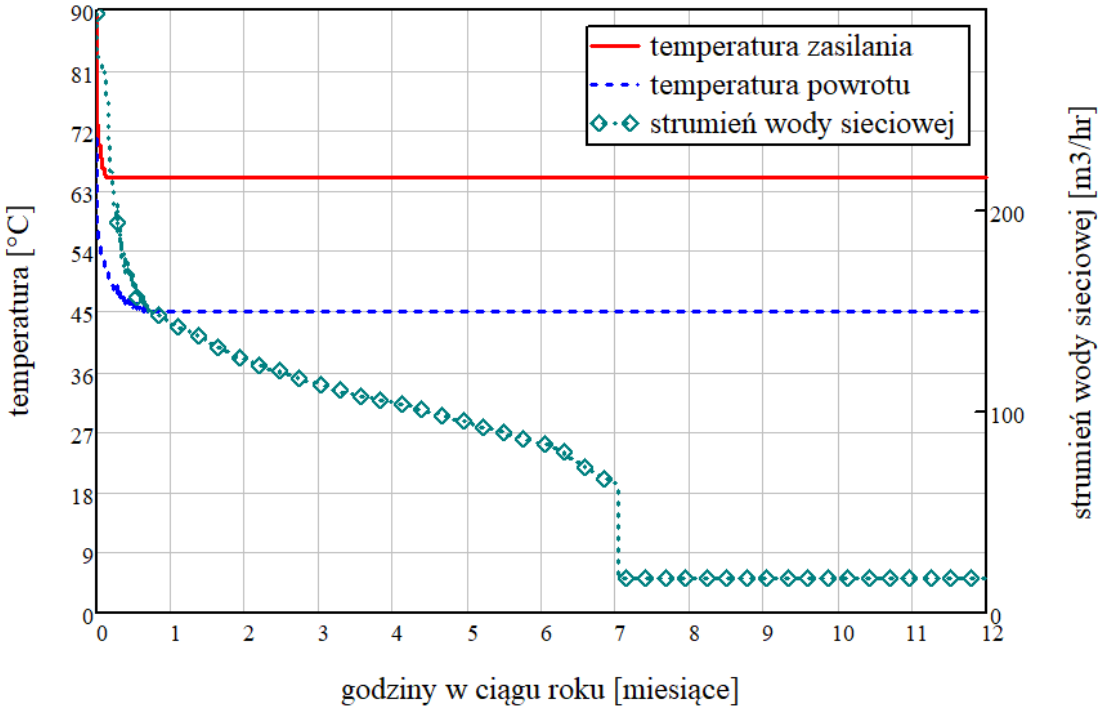
Na rys. od 5.4.3.2 do 5.4.3.5 przedstawiono charakterystykę cieplną odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez sieć ciepłowniczą w Poddębicach.



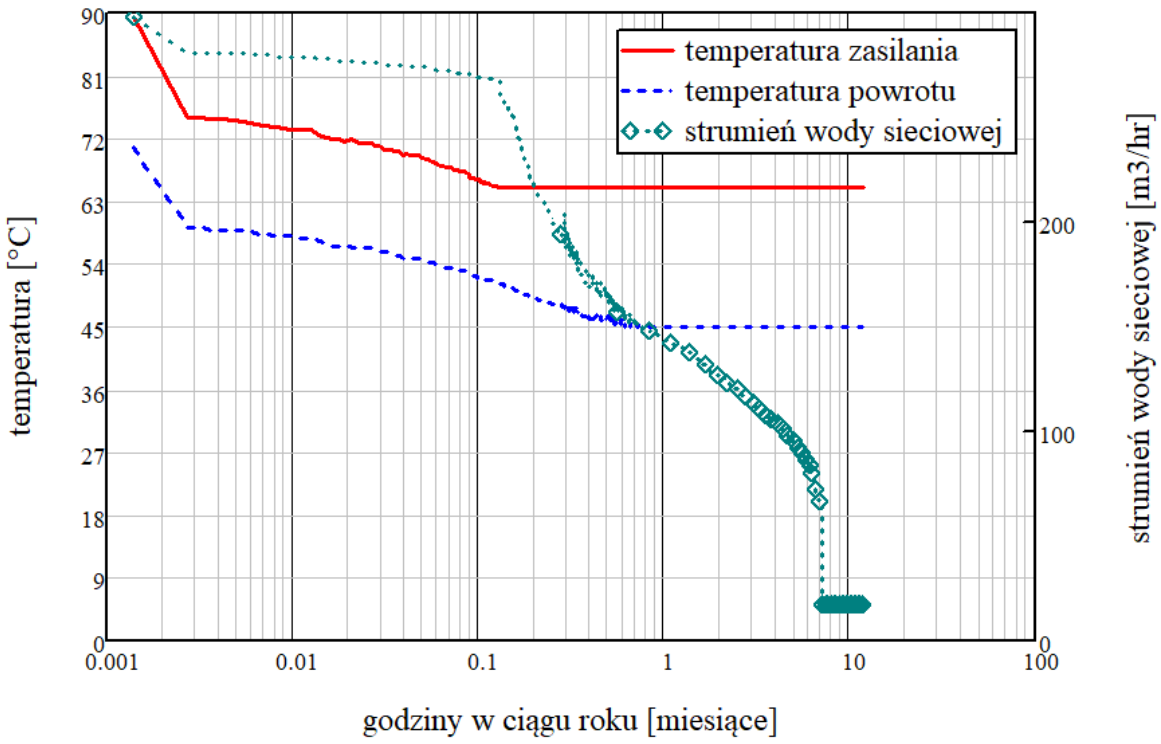
Rys. 5.4.3.2. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu



Rys. 5.4.3.3. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu – skala logarytmiczna

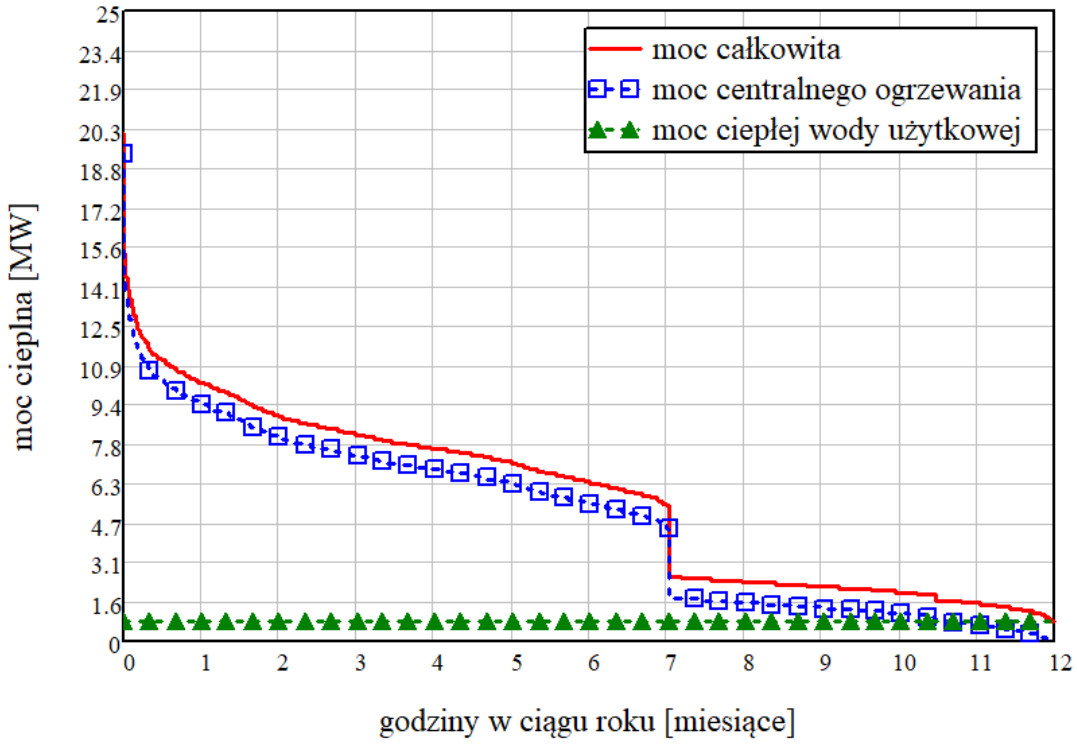


Rys. 5.4.3.4. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system

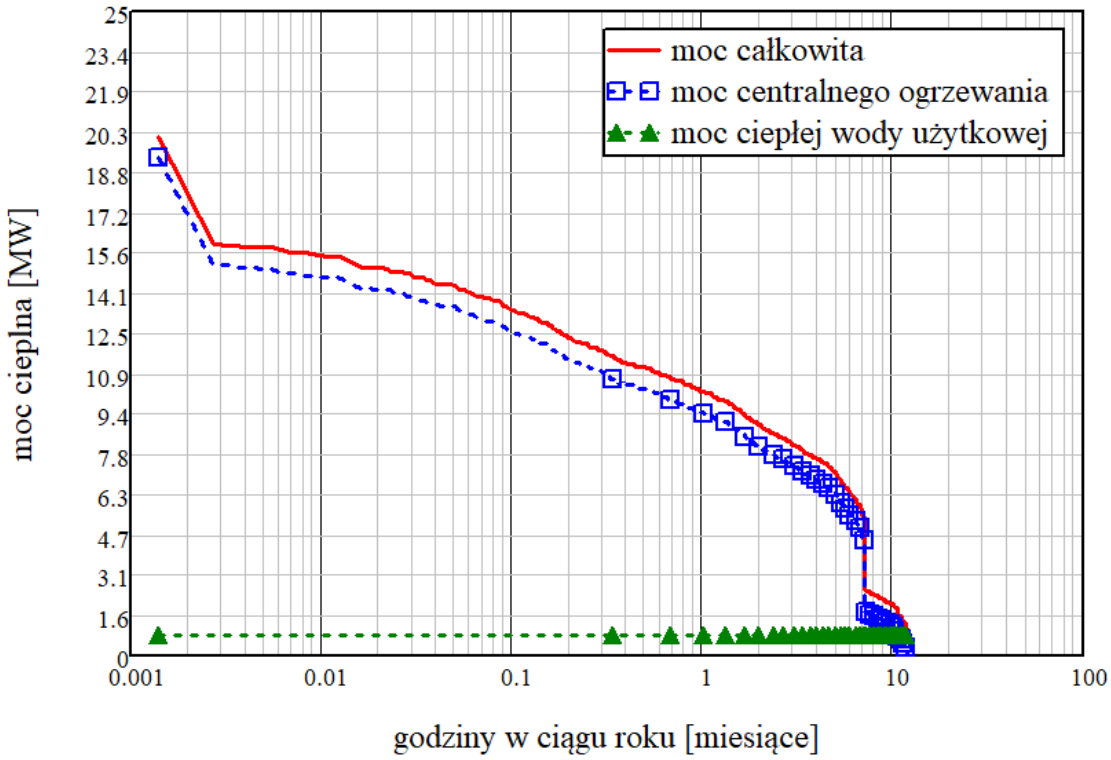


Rys. 5.4.3.5. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system – skala logarytmiczna

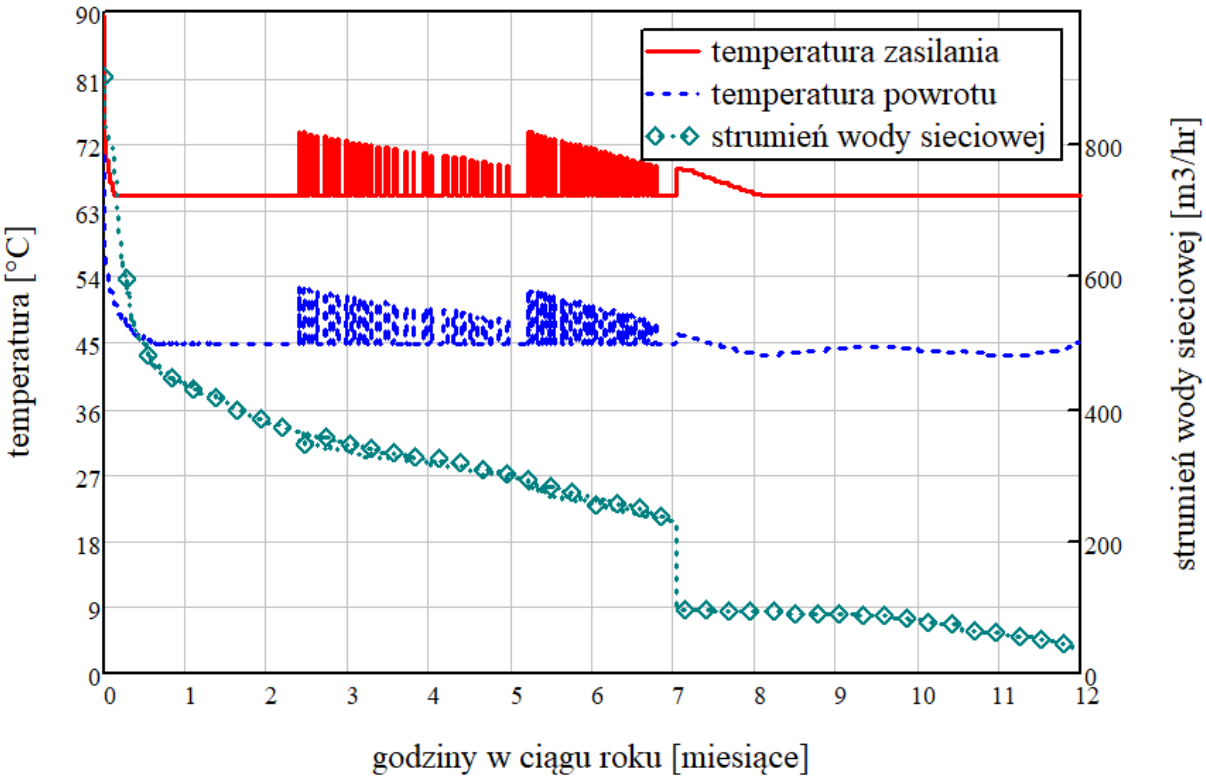
Bazując na opisanych założeniach dotyczących rozwoju systemu ciepłowniczego sporządzono charakterystykę odbiorcy docelowego, przedstawiono ją na rys. od 5.4.3.6 do 5.4.3.9. Założono, że sterowania temperaturą zasilania instalacji uzależnione jest od jedynie od temperatury powietrza atmosferycznego. Prezentowana na rysunkach charakterystyki są charakterystykami uporządkowanymi malejąco po zapotrzebowaniu na moc całkowitą. Ze względu na to, że zapotrzebowanie na moc całkowitą w przypadku basenów zewnętrznych silnie zależy od prędkości wiatru i wilgotności powietrza na krzywych zapotrzebowania na temperaturę zasilania i otrzymywaną temperaturę powrotu (rys. 5.4.3.8 i 5.4.3.9) pojawiają się pewne zaburzenia. Są one efektem tego, że w tych okresach temperatura powietrza atmosferycznego, była relatywnie niska, ale zapotrzebowania na moc nie było znaczące, bo wysoka była wilgotność powietrza i niska prędkość wiatru – co oznacza małe zapotrzebowanie na moc grzewczą. Niestandardowe wartości temperatur roboczych dotyczą basenów odkrytych zewnętrznych.



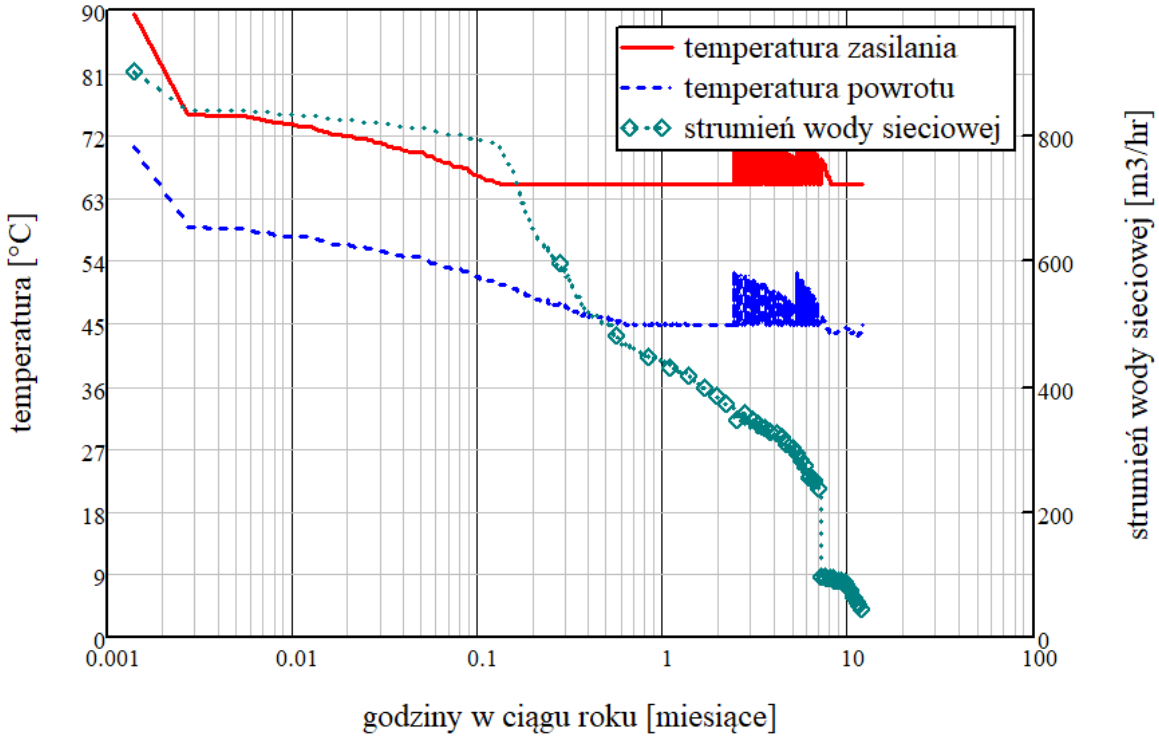
Rys. 5.4.3.6. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców w funkcji czasu



Rys. 5.4.3.7. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców w funkcji czasu – skala logarytmiczna



Rys. 5.4.3.8. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców



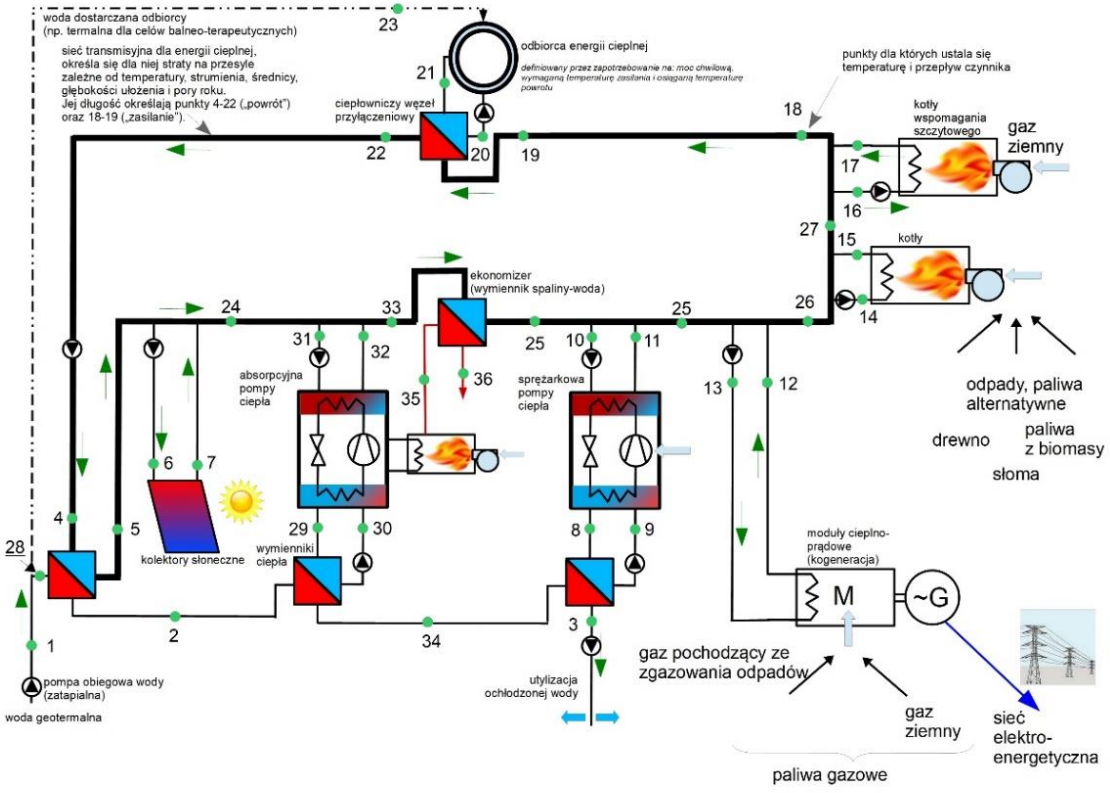
Rys. 5.4.3.9. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców – skala logarytmiczna

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego wykonano przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym wcześniej odbiorcom. Źródło energii dawało możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym.

Schemat ogólny źródła przedstawiono na rys. 5.4.3.10. Schemat ten ulegał adaptacji, stosowanie do wymagań. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz kotły wspomagania szczytowego na wyskometanowy sieciowy gaz ziemny. Z analiz wykluczono: kolektory słoneczne, moduły cieplno-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych ale dostępnych na rynku rozwiązań.

Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto zgodnie z sugestią ekspertów obsługujących podobne instalacje ciepłownicze (Geotermia Mazowiecka S.A.). Pochodzą one z rynkowych ofert dostawy nośników i są aktualne na drugą połowę 2017 rok. Założono cenę netto zakupu sieciowego gazu ziemnego 110 PLN/MWhr (co przy cieple spalania gazu na analizowanym terenie na poziomie 39 MJ/m^3 oznacza cenę jego zakupu w przeliczeniu na objętość ok. 1.204 PLN/m^3). Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 300 PLN/MWhr. Powyższe ceny zakupu nośników konwencjonalnej energii napędowej uznać można za bardzo atrakcyjne. Dla porównania średnie ceny netto powyższych nośników określone na podstawie standardowych taryf rozliczeniowych oszacować można na ok. 1.6-1.8 zł/m^3 dla gazu ziemnego (w odniesieniu do objętości gazu o cieple spalania na poziomie 39 MJ/m^3) i 400-480 PLN/MWhr dla sieciowej energii elektrycznej.

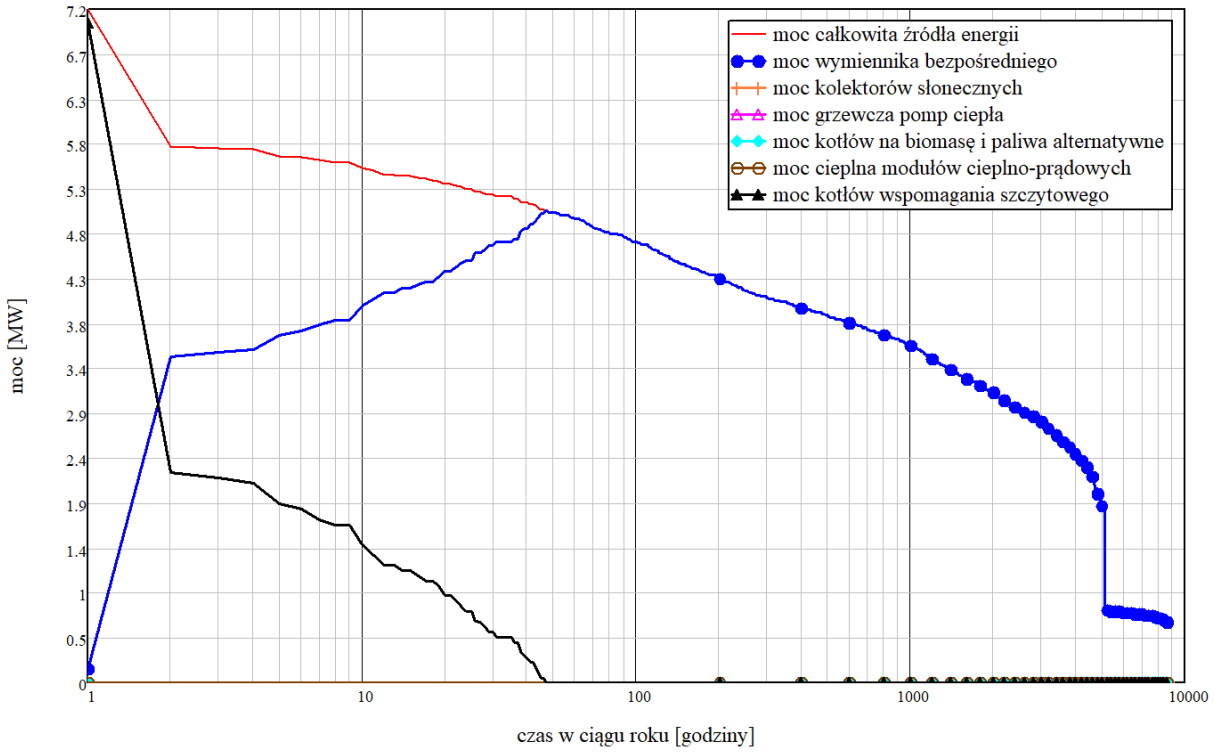
Kwestią dyskusyjną i możliwą do jednoznacznego rozstrzygnięcia jest poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych. Proponowane do zastosowania urządzenia, chodzi tu głównie pompy ciepła, nie są urządzeniami seryjnie produkowanymi i sprzedawanymi. Cena ich zakupu uzależniona jest od przebiegu procesu negocjacyjnego. Zaproponowane ceny, zgodnie z doświadczeniem wykonawców niniejszego opracowania, można uznać za realne. Jeżeli chodzi o absorpcyjne pompy ciepła, to ujmują one również nakłady ponoszone na zakup wysokotemperaturowego kotła napędzającego i ekonomizera.



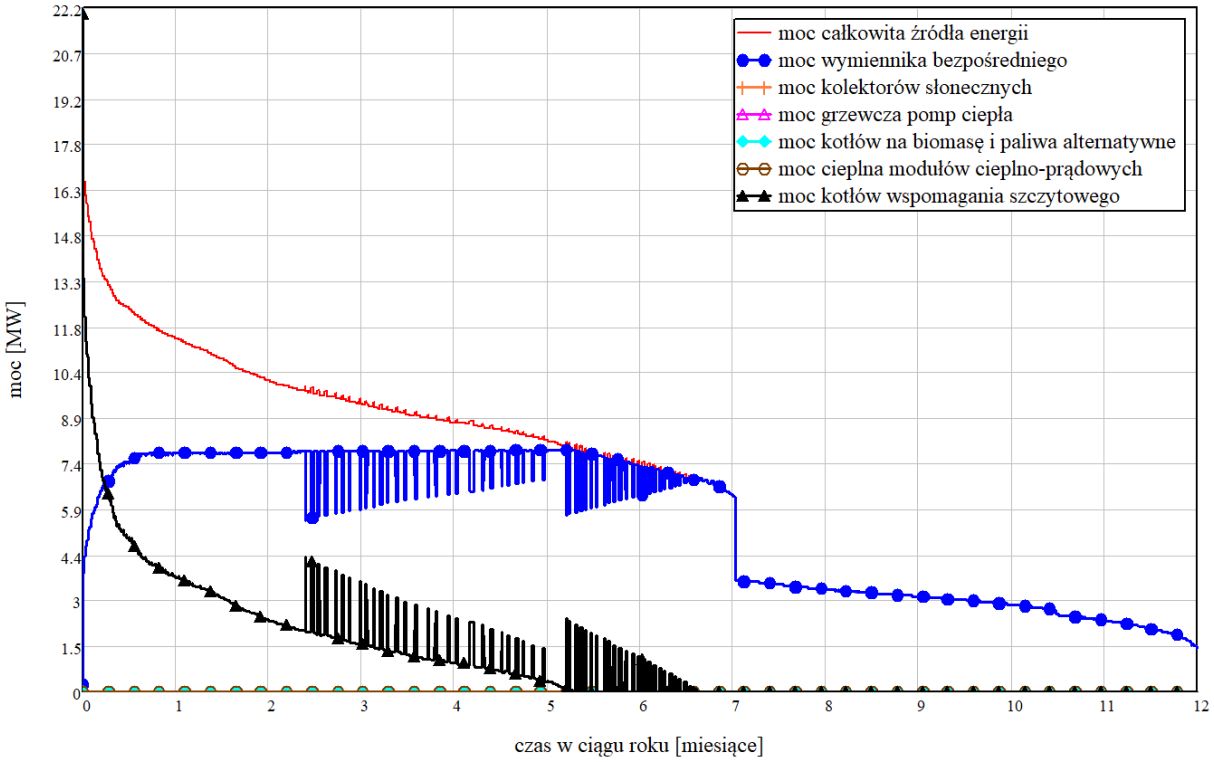
Rys. 5.4.3.10. Schemat hybrydowego źródła energii, którego efekty pracy określano wykorzystując model matematyczny

Analizowano na stępujące warianty wykorzystania energii geotermalnej:

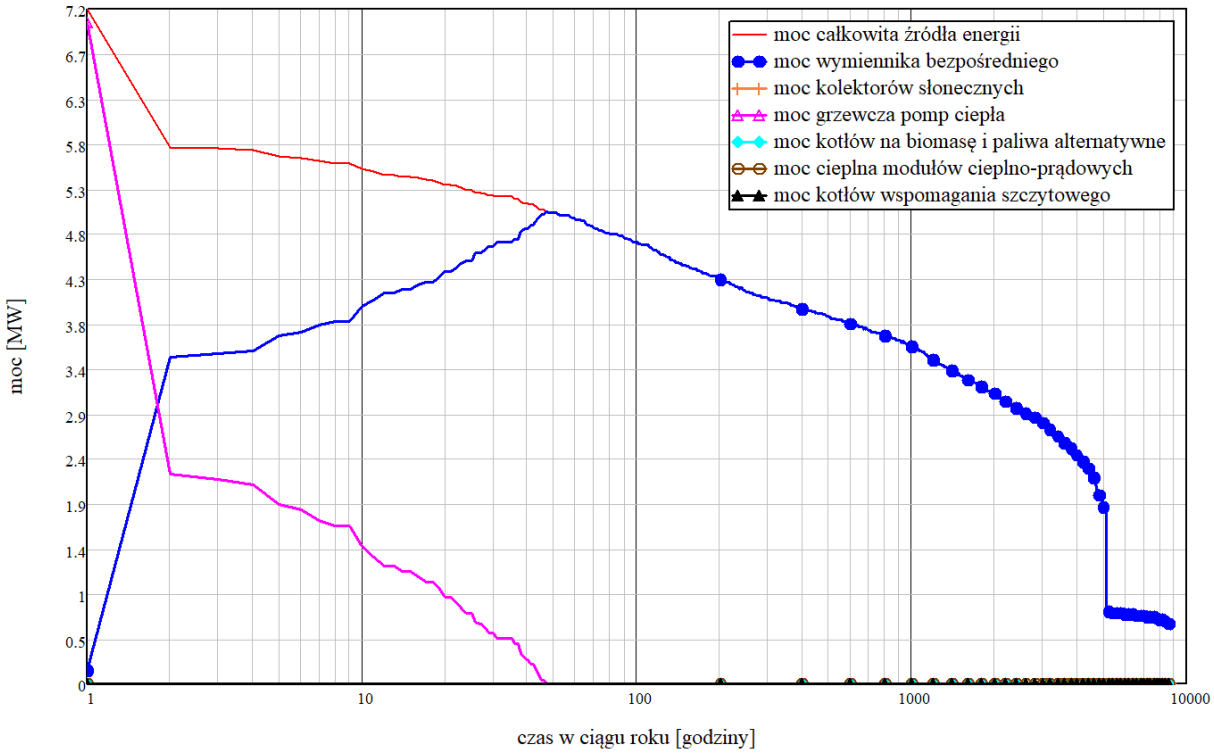
Wariant gA (**g**-geothermal **A**-ctual user) – wariant porównawczy – odniesienia, zakładał wykorzystanie pracującego obecnie systemu w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorcy aktualnie obsługiwanego (podłączonego do sieci ciepłowniczej), którego charakterystykę przedstawiono na rys. 5.4.3.2, 5.4.3.3, 5.4.3.4 i 5.4.3.5.
Wariant gE (**g**-eothermal **E**-xtended user) – wariant porównawczy, zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o nowe obiekty (charakterystyka odbiorcy przedstawiona na rys. od 5.4.3.6 do 5.4.3.9), źródło szczytowe stanowić miały kotły na gaz ziemny.
Wariant ahpA (**a**-sorption **h**-eat **p**-ump **A**-ctual user) – wariant zakładał obsługę przez źródło energii odbiorców aktualnie podłączonych do sieci ciepłowniczej (rys. od 5.4.3.2 do 5.4.3.5). Źródło energii wykorzystywało zasoby geotermalne przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła.
Wariant chpA (**c**-mpressor **h**-eat **p**-ump **A**-ctual user) – wariant zakładający obsługę aktualnie podłączonych odbiorców energii (rys. od 5.4.3.2 do 5.4.3.5), przy wykorzystaniu zasobów geotermalnych przez źródło korzystające ze sprężarkowych pomp ciepła.
Wariant ahpE (**a**-bsorption **h**-eat **p**-ump **E**-xtended user) – wariant zakładał obsługę odbiorcy poszerzonego (rys. od 5.4.3.6 do 5.4.3.9) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i absorpcyjnych pomp ciepła.
Wariant chpE (**c**-mpressor **h**-eat **p**-ump **E**-xtended user) – wariant zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego (rys. od 5.4.3.6 do 5.4.3.9) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i sprężarkowych pomp ciepła.



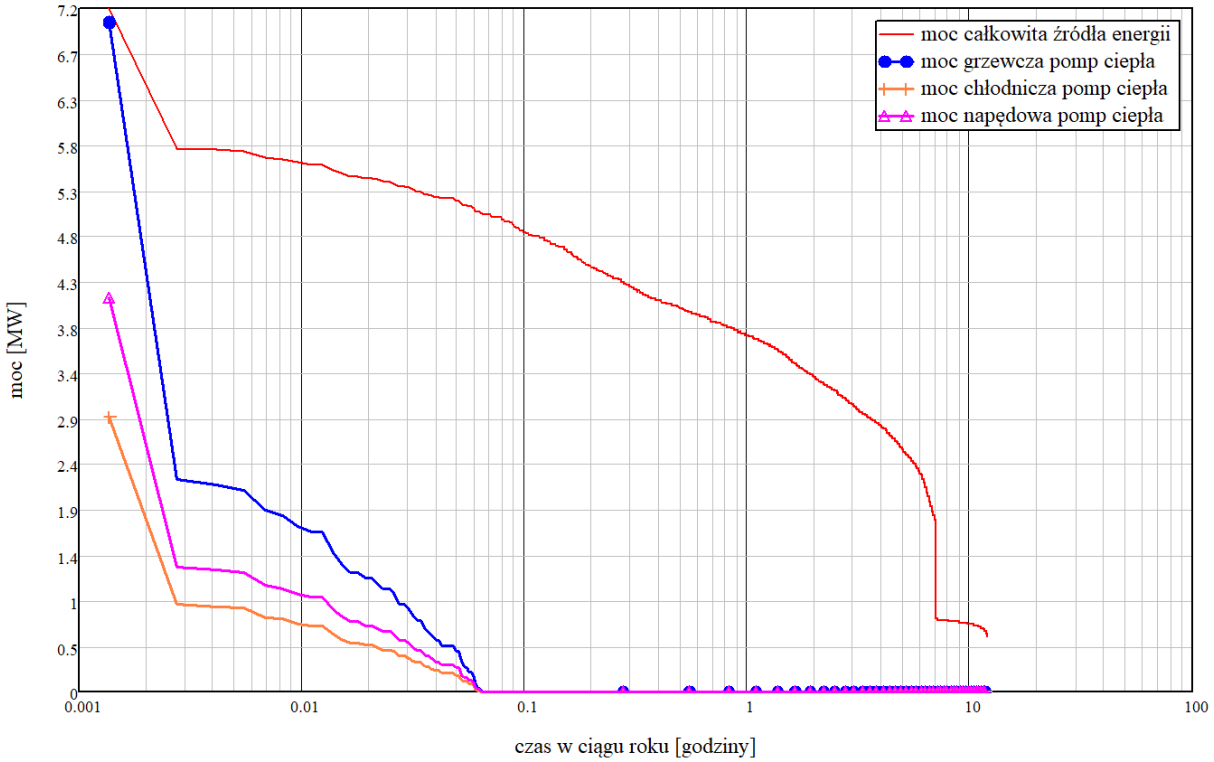
Rys. 5.4.3.11. Schemat pracy źródła energii w wariancie gA (logarytmiczna skala czasu)



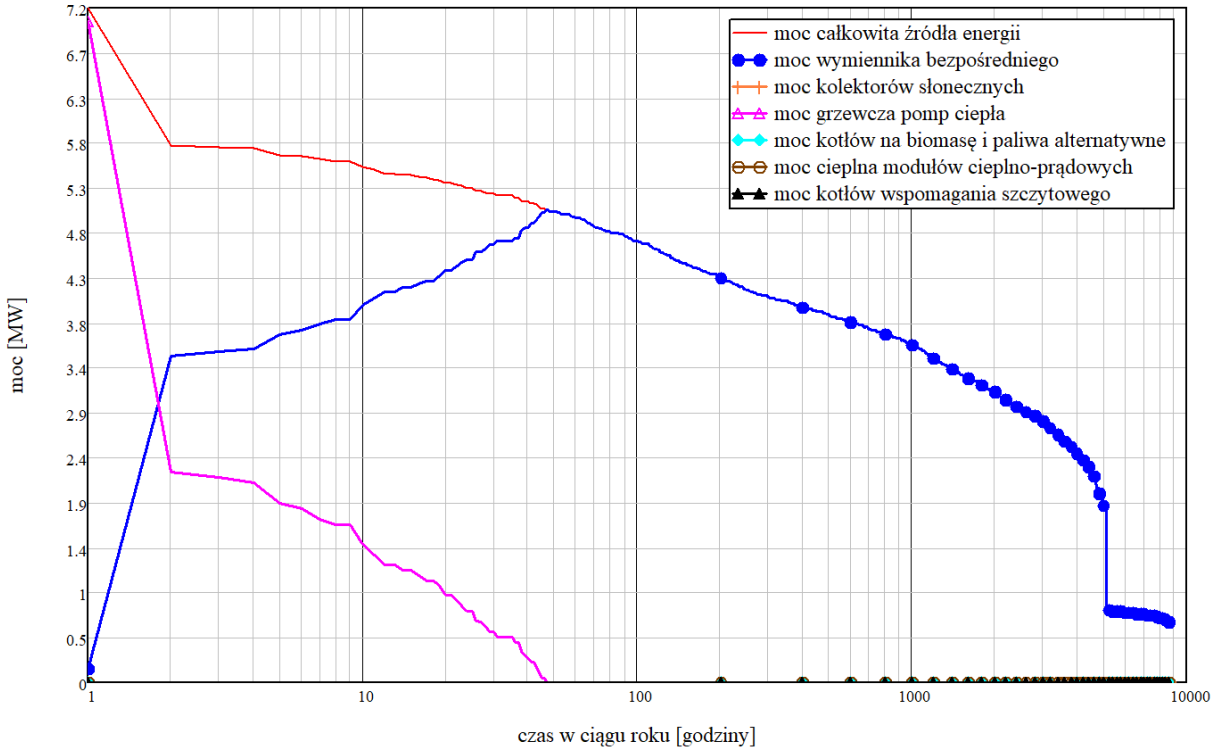
Rys. 5.4.3.12. Schemat pracy źródła energii w wariancie gE



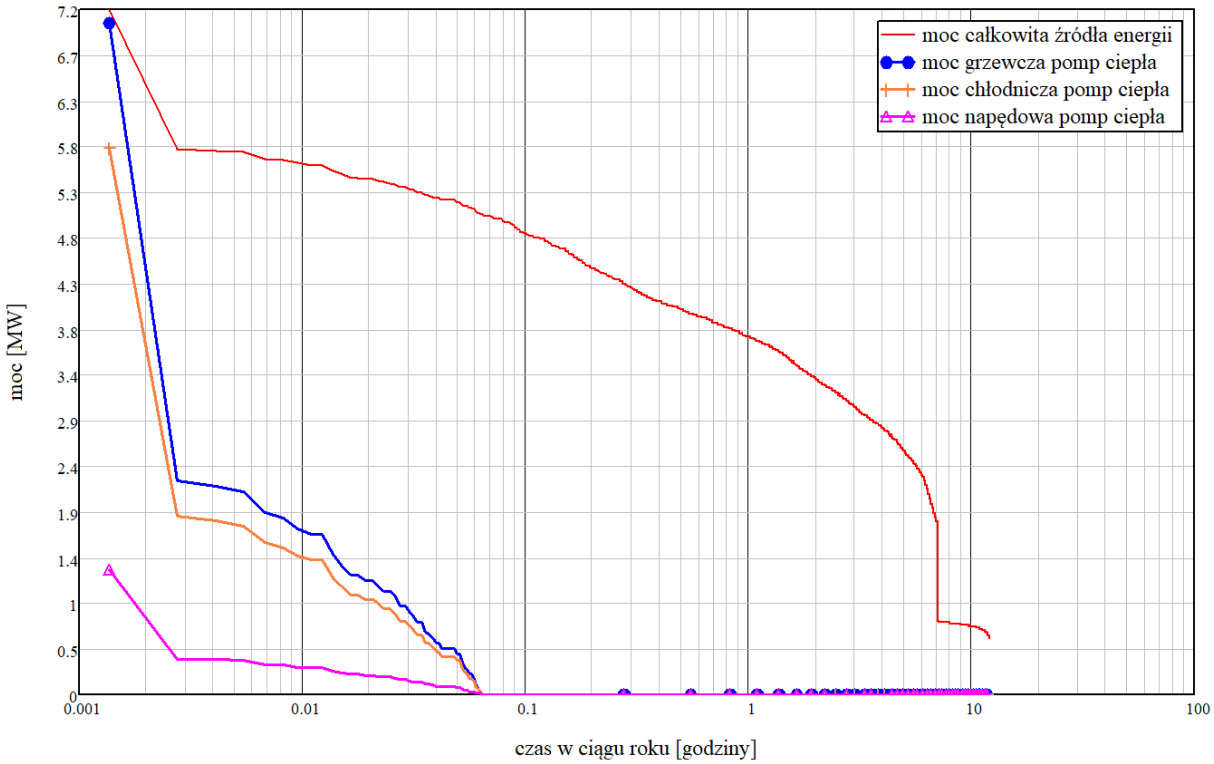
Rys. 5.4.3.13. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpA (logarytmiczna skala czasu)



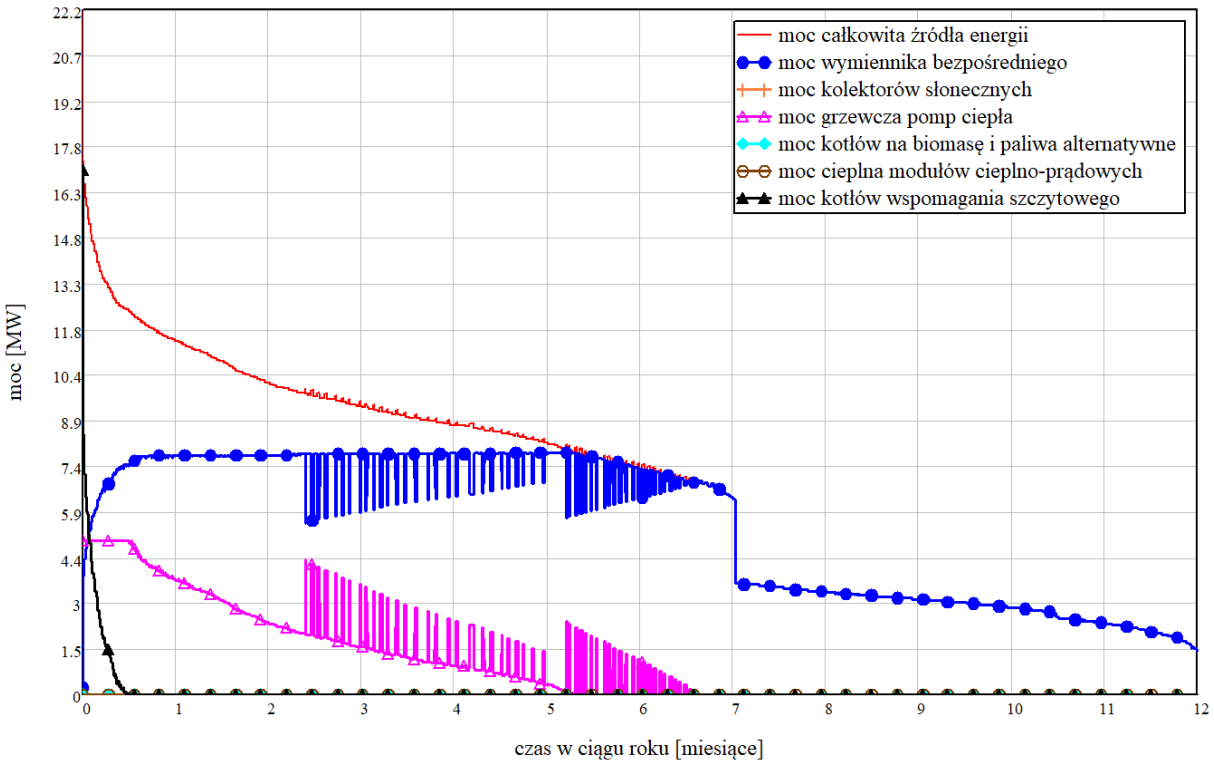
Rys. 5.4.3.14. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu ahpA (skala czasu logarytmiczna)



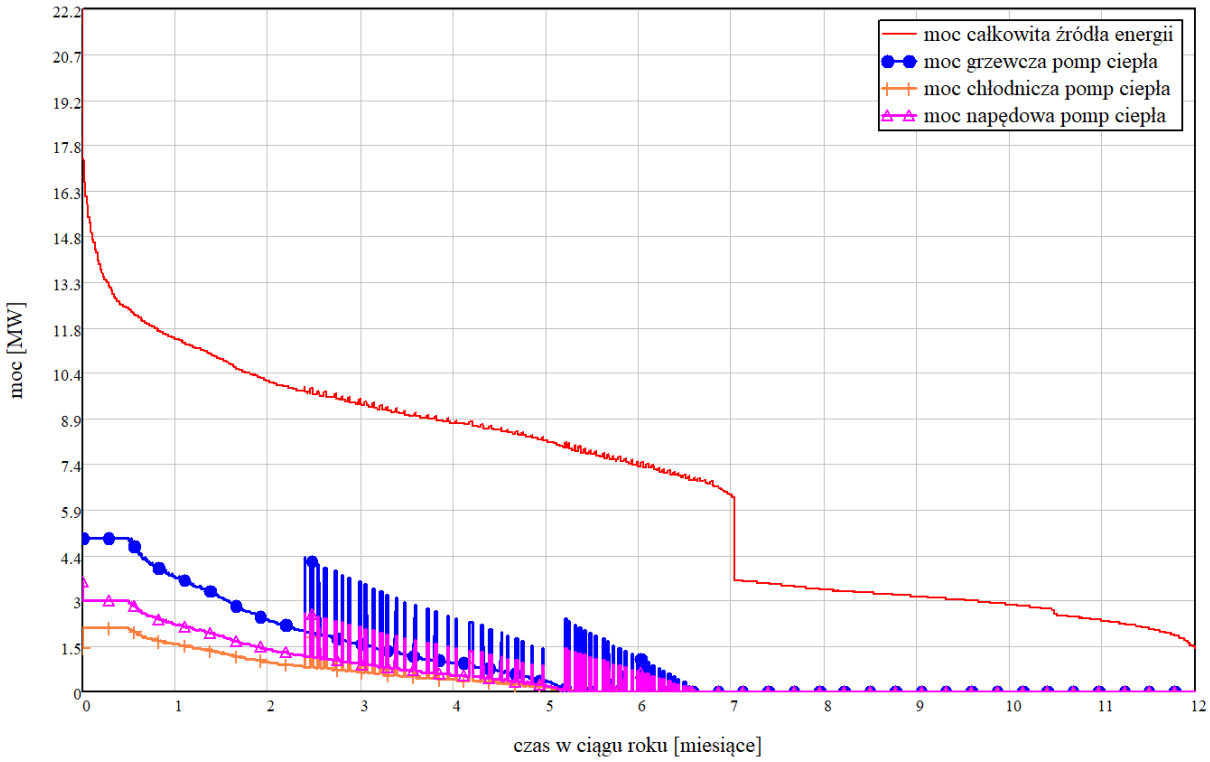
Rys. 5.4.3.15. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc chwilową w wariancie chpA (logarytmiczna skala czasu)
Rys. 5.4.3.15. Scheme of a source of energy operation in variant chpA (logarithmic time scale)



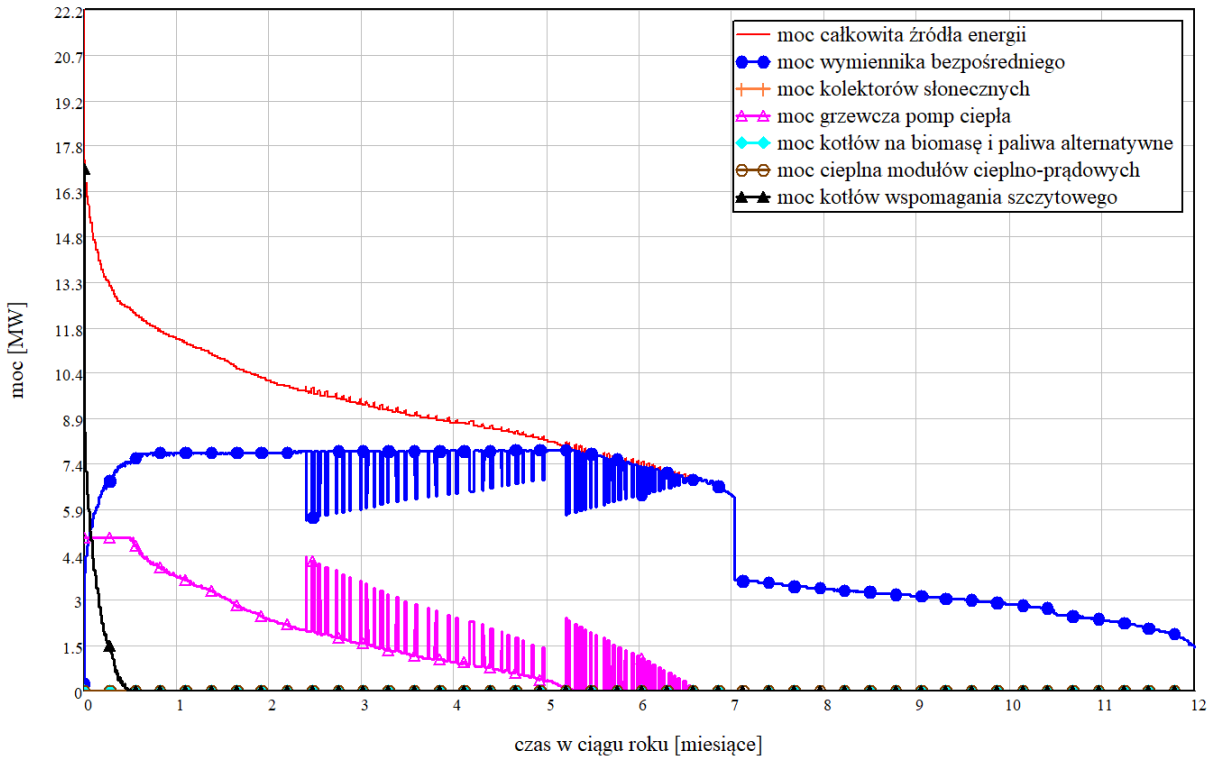
Rys. 5.4.3.16. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie chpA (logarytmiczna skala czasu)



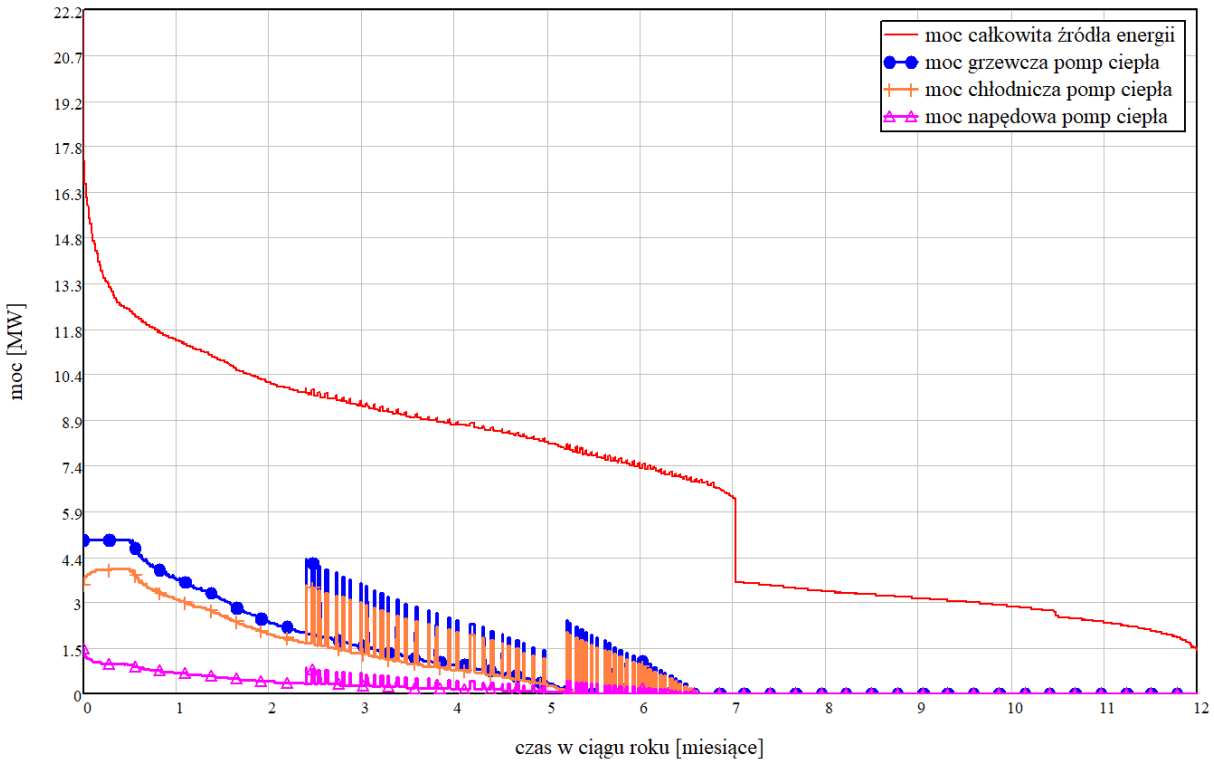
Rys. 5.4.3.17. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariancie ahpE



Rys. 5.4.3.18. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej grzewczej pomp ciepła dla wariantu ahpE



Rys. 5.4.3.19. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy w wariancie chpE



Rys. 5.4.3.20. Udział mocy geotermalnej i napędowej w całkowitej mocy grzewczej pomp ciepła w wariancie chpE

Tabela 5.4.3.1 zawiera zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i energetycznych analizowanych wariantów. Szacowany efekt ekologiczny podano w dwóch wariantach:
- efekt lokalny - odnosi się do prognozowanej emisji wybranych dziewięciu substancji zanieczyszczających atmosferę. Nie uwzględnia on emisji generowanej w trakcie wytwarzania energii eklektycznej zużywanej przez pompy ciepła i pompy obiegowe,
- efekt globalny (w skali globalnej) – uwzględnia emisję zanieczyszczeń generowaną przez elektrownie w trakcie wytwarzania zużywanej, przez instalację analizowanego źródła energii, energii elektrycznej.
W prezentowanej poniżej tabeli w pozycji związanej z kosztami ponoszonymi na wykonanie otworu geotermalnego widnieją prognozowane z wykonaniem otworu nakłady inwestycyjne. Mimo, że poziom prognozowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych nie obejmuje istniejącego otworu, to amortyzacja środków trwałych generowana przez otwór jest ujęta w kalkulacjach. Wszystkie zestawione w tabeli wartości odnoszące się do cen i kosztów są wartościami netto.

Tabela 5.4.3.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Sochaczew

Parametr	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość
Nazwa wariantu	gA	ahpA	chpA	gE	ahpE	chpE
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	6505	6505	6505	20117	20117	20117
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	53547	53547	53547	177042	177042	177042
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,261	0,261	0,261	0,279	0,279	0,279
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	89,4	89,4	89,4	89,6	89,6	89,6
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	70,6	70,6	70,6	70,3	70,3	70,3
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	297,8	297,8	297,8	899,5	899,5	899,5
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m3/hr]	0	0	0	0	0	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	14000	14000	14000	40000	40000	40000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	714	714	714	2090	2090	2090
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	11278	11278	11278	32712	32712	32712
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m3]	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	300	300	300	300	300	300
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250	250	250	250	250	250
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	2063	2063	2063	2063	2063	2063
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	73	73	73	73	73	73
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m3/hr]	252	252	252	252	252	252
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	-30	-30	-30	-30	-30	-30
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	brak	brak	brak	brak	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2	72,2
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	5058	5058	5058	7846	7846	7846

1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	64666	64666	64666	172824	172824	172824
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	515	515	515	515	515	515
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	4510	4510	4510	4510	4510	4510
2.----- Kolektory słoneczne -----						
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0	0	0	0	0	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	96,16	96,16	96,16	96,16	96,16	96,16
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	7077	7077	0	5000	5000
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	79,01	92,52	92,52	78,97	78,97	78,97
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	20	100	100	20	90	90
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	54,93	54,93	52,05	45,42	39,67	32,91
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,4	1,7	6	1,4	1,7	6
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	159	159	0	33883	33883
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	26	7	0	5537	1684
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	4510	4510	4510	4510	4510	4510
4. ----- Moduły cieplno-prądowe -----						
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0	0	0	0	0	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----						
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0	0	0	0	0	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400	400	400	400	400	400

6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----						
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	7077	0	0	21994	16994	16994
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	159	0	0	36931	3047	3047
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	21219	29499	29499	33476	39326	39326
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	13781	13781	13781	13781	13781	13781
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	253	253	253	392	392	392
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	10615	10615	0	7500	7500
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	4246	0	0	13197	10197	10197
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- budynki [tys zł]	192	192	192	592	592	592
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	2747	4658	4658	5514	6864	6864
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	2738	3274	3273	4940	4787	4531
- koszty stałe [tys zł/rok]	1379	1917	1917	2176	2556	2556
- koszty zmienne [tys zł/rok]	1359	1356	1355	2764	2231	1975
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	1061	1475	1475	1674	1966	1966
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	318	442	442	502	590	590
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	1359	1356	1355	2764	2231	1975
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0	0	0	0	0	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	42	51	50	24	23	22
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	51	61	61	28	27	26
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- benzo(a)piren lokalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza lokalnie	0	0	0	0	0	0
- pył całkowity lokalnie	0	0	0	0	0	0

- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	0,179	0,106	0	12,616	7,85	1,041
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0	0	0	0,002	0,001	0
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0	0	0	0,008	0,005	0,001
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0	0	0	0	0	0
- węglowodory alifatyczne lokalnie	0	0	0	0,007	0,004	0,001
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0	0	0	0	0	0
- benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza globalnie	0,002	0,002	0,002	0	0	0,001
- pył całkowity globalnie	0,032	0,032	0,032	0,01	0,01	0,013
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	88,359	88,285	88,325	39,286	34,521	37,672
- CO (tlenek węgla) globalnie	0,2	0,2	0,201	0,063	0,062	0,083
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0,16	0,16	0,161	0,057	0,054	0,067
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0,545	0,545	0,546	0,165	0,165	0,226
- węglowodory alifatyczne globalnie	0	0	0	0,007	0,004	0,001
- węglowodory aromatyczne globalnie	0,01	0,01	0,01	0,003	0,003	0,004

Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone symulacje pracy systemu ciepłowniczego w Poddębicach świadczą o dużym znaczeniu odbiorcy energii na osiągane efekty ekonomiczne, energetyczne i ekologiczne. W przypadku Poddębic temperatura wody geotermalnej jest na tyle wysoka, że przez większą część sezonu ciepłowniczego ujęcie geotermalne pracuje z wyrównaną mocą. Przy aktualnie podłączonych do systemu ciepłowniczego odbiorcach, bazując na danych pogodowych pochodzących z typowych lat meteorologicznych, konieczność wspomagania szczytowego ma miejsce przez ok. 50 godzin/rok (rys. 5.4.3.11). Wykonane obliczenia potwierdzają wnioski wyciągnięte już wcześniej (Kępińska i inni, 2017b), że wykorzystanie drogiego źródła energii jakim jest pompa ciepła w tej sytuacji nie jest racjonalne. Wykorzystanie pomp ciepła przy obecnej strukturze odbiorców spowoduje wzrost ceny sprzedaży energii cieplnej dla odbiorcy finalnego. Osiągane efekty ograniczenia emisji zanieczyszczeń nie będą praktycznie zauważalne – nawet w skali lokalnej.

Poszerzenie grona odbiorców energii o obiekty planowane długofalowo do włączenia w miejską – geotermalną sieć ciepłowniczą znacząco zmieni efekty funkcjonowania źródła energii. Ujęcie geotermalne pracować będzie przez ok. pół roku z mocą nominalną (rys. 5.4.3.12). Wykorzystanie w tych warunkach pomp ciepła może przynieść korzystne efekty, chociaż – co wynika z obliczeń (rys. 5.4.3.17 i 5.4.3.19) – wykorzystanie mocy w nich zainstalowanej w ciągu roku nie będzie wyrównane. Wpływa to na osiągane efekty ekonomiczne pracy źródła, znajdujące swe odbicie w cenie jaką za zakup energii zapłaci odbiorca końcowy. W przypadku wykorzystania kotłów na gaz ziemny będzie to ok. 28 zł/GJ netto (wariant gE – tabela 5.4.3.1), a w wariancie zakładającym wykorzystanie pomp ciepła 26-27 zł/GJ netto (warianty ahpE i chp – tabela 5.4.3.1). Oszacowana cena sprzedaży energii odbiorcy finalnemu (ujmuje koszty wytwarzania i dystrybucji energii) jest bardzo niska i z powodzeniem można ją porównać z ceną sprzedaży energii pochodzącej z elektrociepłowni węglowych, bez kosztów dystrybucji.

Znaczącej poprawy działania ujęcia geotermalnego w Poddębicach można się spodziewać wprowadzając politykę obniżania wymaganej temperatury zasilania instalacji grzewczej u odbiorców i obniżania temperatury powrotu (przez wykorzystanie kaskadowego odbiorcy ciepła i zwiększenie powierzchni instalacji grzejnikowych). Jest to kierunek, w którym powinna zmierzać dalsza ewolucje tego systemu. Instalacja pomp ciepła, jak wykazują przeprowadzone obliczenia, nie jest gwarantem osiągnięcia pozytywnych efektów.

Literatura:

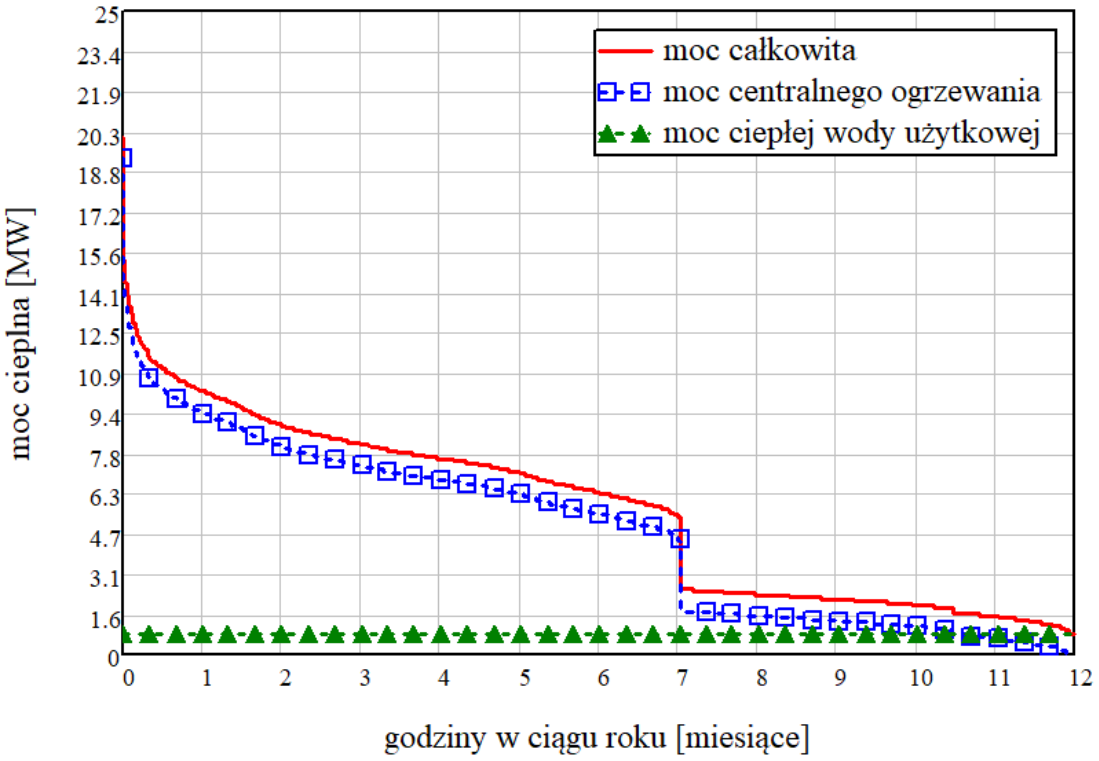
Kępińska B., Pająk L., Bujakowski W., Kasztelewicz A., Hajto M., Sowiżdżał A., Papiernik B., Pétursson B., Tulinius H., Thorgilsson G., Einarsson Ó. P., Karska A., Peraj A. 2017a. Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice. Part 1. Selected reservoir and exploitation aspects of current and further geothermal district heating and other uses' development in Poddębice. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2017 str. 3-21

Kępińska B., Pająk L., Bujakowski W., Kasztelewicz A., Hajto M., Sowiżdżał A., Papiernik B., Pétursson B., Tulinius H., Thorgilsson G., Einarsson Ó. P., Karska A., Peraj A. 2017b. Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice. Part 2. Selected energetic aspects of current and future geothermal district heating in Poddębice. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1/2017 str. 23-38

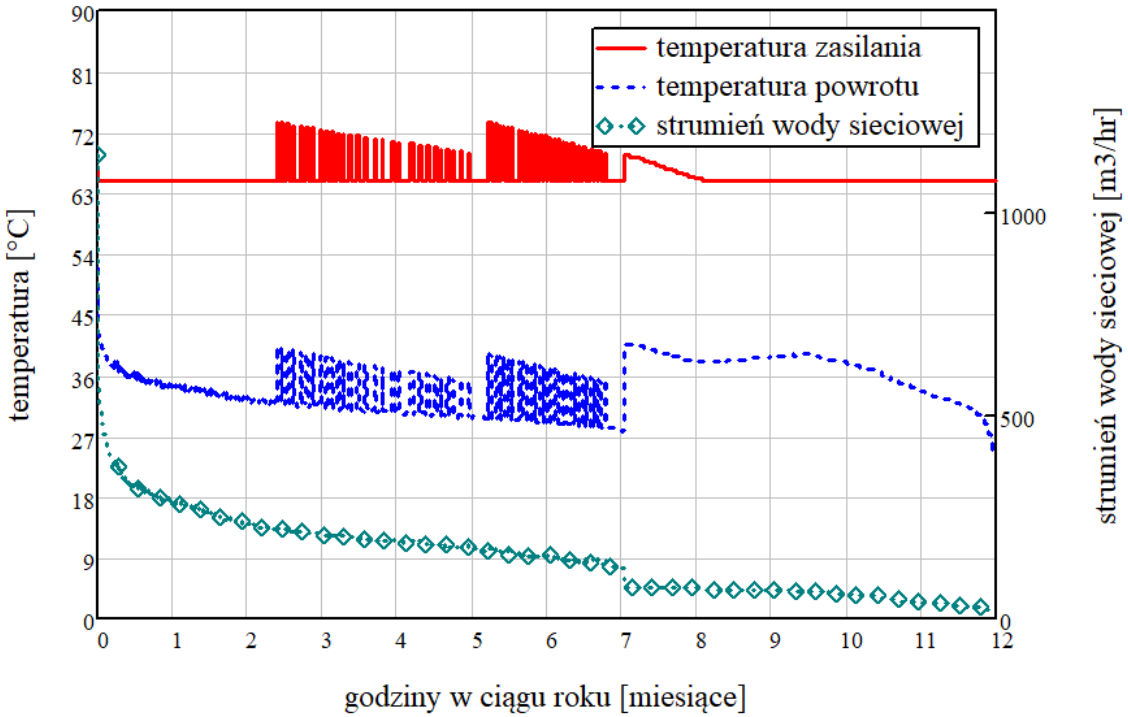
5.4.4. Optymalizacja energetyczna i ekonomiczna sieci centralnego ogrzewania i zwiększenia efektywności energetycznej przez wszechstronne wykorzystanie wody i energii geotermalnej w Poddębicach

Optymalizacja energetyczno-ekonomicznej sieci ciepłowniczej (centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej) w Poddębicach polegać powinna na obniżeniu wymaganej temperatury zasilania i otrzymywanej temperatury powrotu. Cel ten można osiągnąć przez: zwiększenie powierzchni wymiany ciepła instalacji grzejnikowej, zwiększenie współczynnika przejmowania ciepła po stronie powietrza – poprzez wykorzystanie nadmuchu (wymuszony ruch powietrza, wentylatorki nadmuchujące powietrze na elementy grzewcze).

W poniżej prezentowanych kalkulacjach założono, że w przypadku obiektów komunalnych (mieszkalnych i użyteczności publicznej) planowanych do podłączenia (moc maksymalna ok. 18 MW), wyłączając z tego obiekty ZOO Safari Borysew i obiekty modernizowanych basenów (o których mowa w rozdziale 5.4.3). Obiekty basenowe i ZOO Safari mają być wyposażone w niskotemperaturowe ogrzewanie lub systemy bezpośredniego wprowadzenia do zbiorników otwartych ochłodzonej wstępnie wody geotermalnej. Obiekty komunalne obecnie wyposażone w instalacje centralnego ogrzewania zaprojektowane dla parametrów 90/70/20/-20°C zostaną zmodernizowane i dopasowane na parametrów 65/50/20/-20°C. Instalacje przygotowania ciepłej wody użytkowej zostaną zmodernizowane z parametrów 65/45°C i przystosowane do parametrów 65/25°C. Charakterystyka zbiorcza odbiorcy zmieni się zatem z zaprezentowanej na rys: 5.4.3.6, 5.4.3.7, 5.4.3.8 5.4.3.9 na charakterystykę zaprezentowaną na rys. 5.4.4.1, 5.4.4.2, 5.4.4.3.



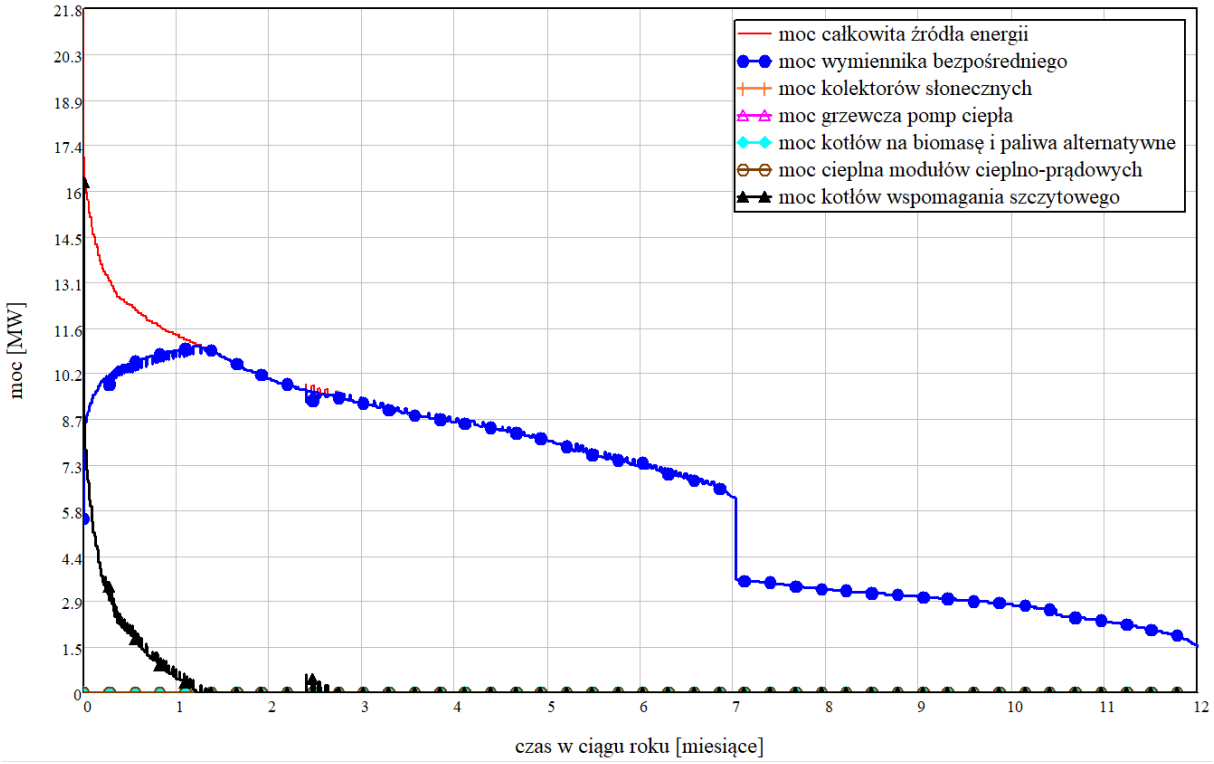
Rys. 5.4.4.1. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców w funkcji czasu i modernizacji instalacji c.o. i c.w.u.



Rys. 5.4.4.2. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców po modernizacji instalacji c.o. i c.w.u.

Można zauważyć, że najwyższa temperatura zasilania instalacji grzewczej po modernizacji wynosi 70°C, a temperatura powrotu wody z instalacji grzewczej przez większą część roku niższa jest od 45°C. Sposób sterowania mocą dostarczoną zmienia się w kierunku sterowania ilościowego, ze zmienną temperaturą powrotu.

Na rys. 5.4.4.3 przedstawiono jak zmienia się harmonogram pracy źródła współpracującego z tak zdefiniowanym odbiorcą. Parametry techniczne, ekonomiczne i ekologiczne dla źródła energii ze zmodernizowanym odbiorcą przedstawiono w tabeli 5.4.4.1. Wariant prezentowany w opcji optymalizacyjnej oznaczono gErf (**g**-eothermal **E**-xtended user **arf**-after retrofitting).



Rys. 5.4.4.3. Schemat pracy źródła energii w wariancie pogrzeszonego odbiorcy, u którego przeprowadzono modernizację instalacji grzejnikowej i przygotowania ciepłej wody

Tabela 5.4.4.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Poddębice, po poszerzeniu grona odbiorców i modernizacji instalacji c.o. i c.w.u.

Parametr	Wartość
Nazwa wariantu	gEarf
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	20117
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	177042
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,279
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	73,6
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	51,8
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	1142,2
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m3/hr]	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	40000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	1661
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	30087
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m3]	1,204
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	300
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250
---------- Opis źródeł energii ----------	
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----	
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	2063
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	73
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m3/hr]	252
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	-30
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	72,2
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	11030
1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	200338
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	515
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	4510
2.----- Kolektory słoneczne -----	
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	96,16
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----	
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	103,5
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	20
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	34,57
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,4

3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	4510
4. ----- Moduły cieplno-prądowe -----	
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,74
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----	
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400
6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----	
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	16230
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	6792
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	29174
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	13781
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	552
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0
- pompy ciepła [tys zł]	0
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	9738
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0
- budynki [tys zł]	581
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	4523
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	3509
- koszty stałe [tys zł/rok]	1896
- koszty zmienne [tys zł/rok]	1612
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	1459
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	438
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	1612
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	17
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	20
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]	
- benzo(a)piren lokalnie	0
- sadza lokalnie	0
- pył całkowity lokalnie	0
- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	2,32
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0,001
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0

- węglowodory alifatyczne lokalnie	0,001
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0
- benzo(a)piren globalnie	0
- sadza globalnie	0
- pył całkowity globalnie	0,01
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	28,991
- CO (tlenek węgla) globalnie	0,061
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0,05
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0,165
- węglowodory alifatyczne globalnie	0,001
- węglowodory aromatyczne globalnie	0,003

Podsumowanie i wnioski

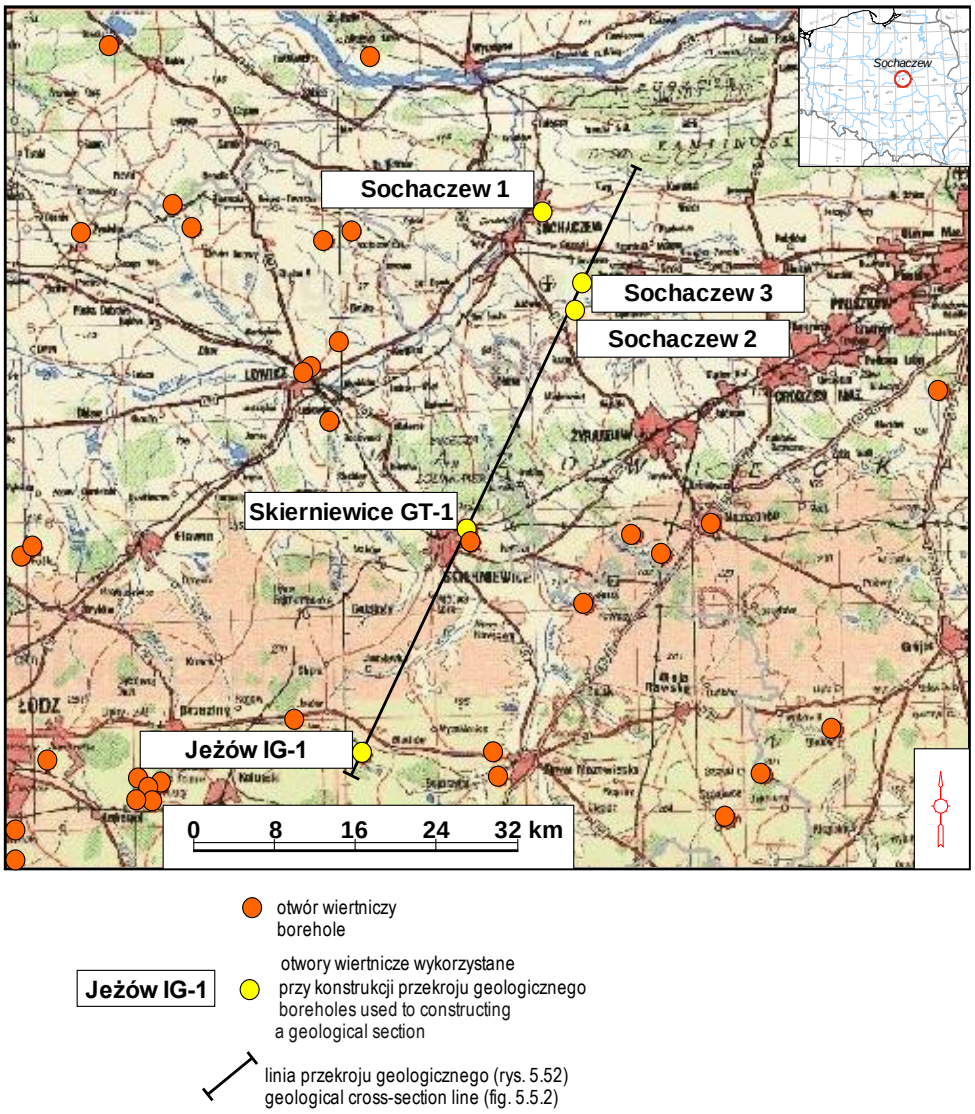
W wyniku zakładanej termomodernizacji systemu grzejników i przygotowania ciepłej wody użytkowej uzyskano wymierne efekty ekonomiczne, energetyczne i ekologiczne. Efekt energetyczny polega na skróceniu konieczności pracy źródła szczytowego z prawie 7 miesięcy (rys. 5.4.3.12) do niewiele ponad jednego miesiąca. Ostatecznym miernikiem efektu ekonomicznego jest obniżenie ceny sprzedaży energii finalnemu odbiorcy z poziomu 26-27 zł/GJ (tabela 5.4.3.1) do 20 zł/GJ (tabela 5.4.4.1). Efekt ekologiczny osiągnięto zarówno w skali globalnej jak i lokalnej – wynika on bezpośrednio ze skrócenia czasu pracy źródła szczytowego. Wskazany kierunek modernizacji systemu ciepłowniczego uznać można za wskazany i optymalny.

5.5. Sochaczew

5.5.1. Warunki geologiczne–hydrotermalne Sochaczewa i ocena możliwości uzyskania wód geotermalnych dla celów grzewczych i innych zastosowań.

5.5.1.1. Warunki geologiczne i hydrogeologiczne w rejonie Sochaczewa

Pod względem geologicznym analizowany obszar należy do Niżu Polskiego i znajduje się w obrębie niecki warszawskiej. Jednostka ta położona jest na granicy dwóch dużych jednostek tektonicznych: prekambryjskiej tarczy bałtyckiej i platformy paleozoicznej (Pożaryski, 1969). Utwory, budujące trzy główne zbiorniki wód podziemnych: triasowy, jurajski i kredowy, to głównie piaskowcowo-mułowcowo-wapienne skały osadowe. Profil stratygraficzny był rozpoznany na podstawie badań głębokich otworów wiertniczych, z których cztery: Skierniewice GT-1, Sochaczew 1, Sochaczew 2, Sochaczew 3 znajdują się w bezpośrednim sąsiedztwie obszaru analiz (rys. 5.5.1.1). Najstarsze utwory osiągnięte tymi otworami to osady karbonu (otwór Sochaczew 2).



Rys. 5.5.1.1. Lokalizacja głębokich otworów wiertniczych i przebieg przekroju geologicznego z rys. 5.5.1.2

Utwory triasu zbudowane są ze skał iłowcowo-mułowcowych, piaskowców, rzadziej wapieni (pstry piaskowiec), wapieni z wkładkami piaskowców, iłowców i margli (wapień muszlowy), iłowców i mułowców z wkładkami piaskowców i gipsów (kajper) oraz ilasto-mułowcowych serii z piaszczysto-zlepieńcowymi wkładkami (retyk). W czasie sedymentacji dolnej jury (liasu) powstały cyklicznie powtarzające się pakiety piaskowców, iłowców i mułowców. W jurze środkowej (doggerze) rozwinęły się mułowcowo-piaszczyste serie z przewarstwieniami dolomitycznymi. Jurę górną (malm) stanowią utwory morskie zawierające wapienie oolitowe i dolomityczne, margle piaszczyste, mułowce margliste z wkładkami wapieni i anhydryty. Kreda dolna wykształcona jest w postaci skał piaskowcowych i mułowcowych. Natomiast wapienie pelityczne i margliste, margle, opoki i kreda pisząca dominują w osadach kredy górnej.

Osady paleogenu, neogenu i czwartorzędu występują na całym obszarze analiz. Wykształcone są w postaci piasków, glin, żwirów i utworów morenowych.

Najlepiej rozpoznanym piętrem strukturalnym w aspekcie tektonicznym jest osadowa pokrywa permsko-mezozoiczna. Na ogół słabo zafałdowane utwory permu i mezozoiku miejscami wykazują znaczne zaburzenia tektoniczne. Są to fałdy, fleksury i uskoki, którym przeważnie towarzyszą diapiry i inne formy halotektoniczne. Budowa niecki warszawskiej jest asymetryczna, z bardzo łagodnym skrzydłem północno-wschodnim obejmującym analizowany obszar i bardziej stromym skrzydłem południowo zachodnim (rys. 5.5.1.2). Wyraźny charakter układu synklinalnego zachowują jedynie utwory kredy, natomiast starsze powierzchnie strukturalne wykazują stopniowy zanik struktury synklinalnej. Większość dyslokacji wgłębnych ma kierunki NW-SE, równoległe do osi niecki. Liczne są też głębokie równoleżnikowe uskoki synsedymentacyjne wpływające na zmiany miąższości skał mezozoicznych.

Warunki hydrogeologiczne i geotermalne

Warunki hydrogeologiczne badanego obszaru rozpoznano na podstawie danych z otworów wiertniczych wykonanych w latach 1970–80 oraz na przełomie wieków. Są to m.in. wyniki opróbowań przypływów wód oraz zaobserwowane zjawiska i badania w czasie wykonywania odwiertów. Poniżej przedstawiono parametry hydrogeologiczne głównych zbiorników wód termalnych badanego obszaru tj. dolnej kredy, jury i triasu na podstawie dokumentacji wynikowych i katalogów ww. otworów.

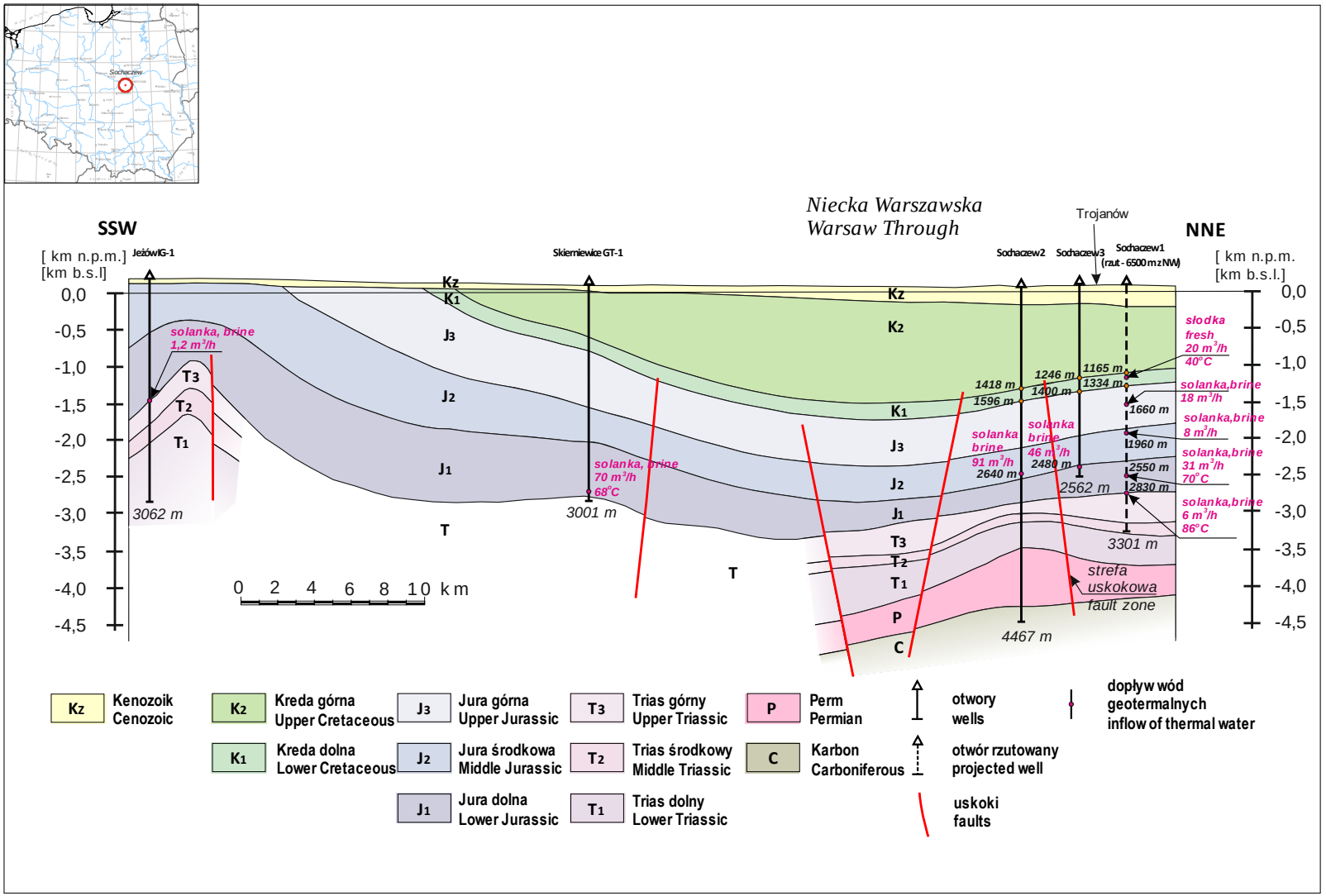
Zbiornik dolnokredowy

Na omawianym obszarze wody podziemne dolnokredowego piętra wodonośnego to wody geotermalne występujące w obrębie utworów piaskowcowych z wkładkami ilastymi. Porowatość zbiornika określona metodami geofizycznymi jest zróżnicowana i waha się od kilku do nawet 25%, a stwierdzone przypływy wód przekraczają 60 m^3/h (otwór Mszczonów IG-1). Według *„Atlasu zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim”* (Górecki [red], 2006) maksymalne wydajności mogą osiągać nawet 200 m^3/h.

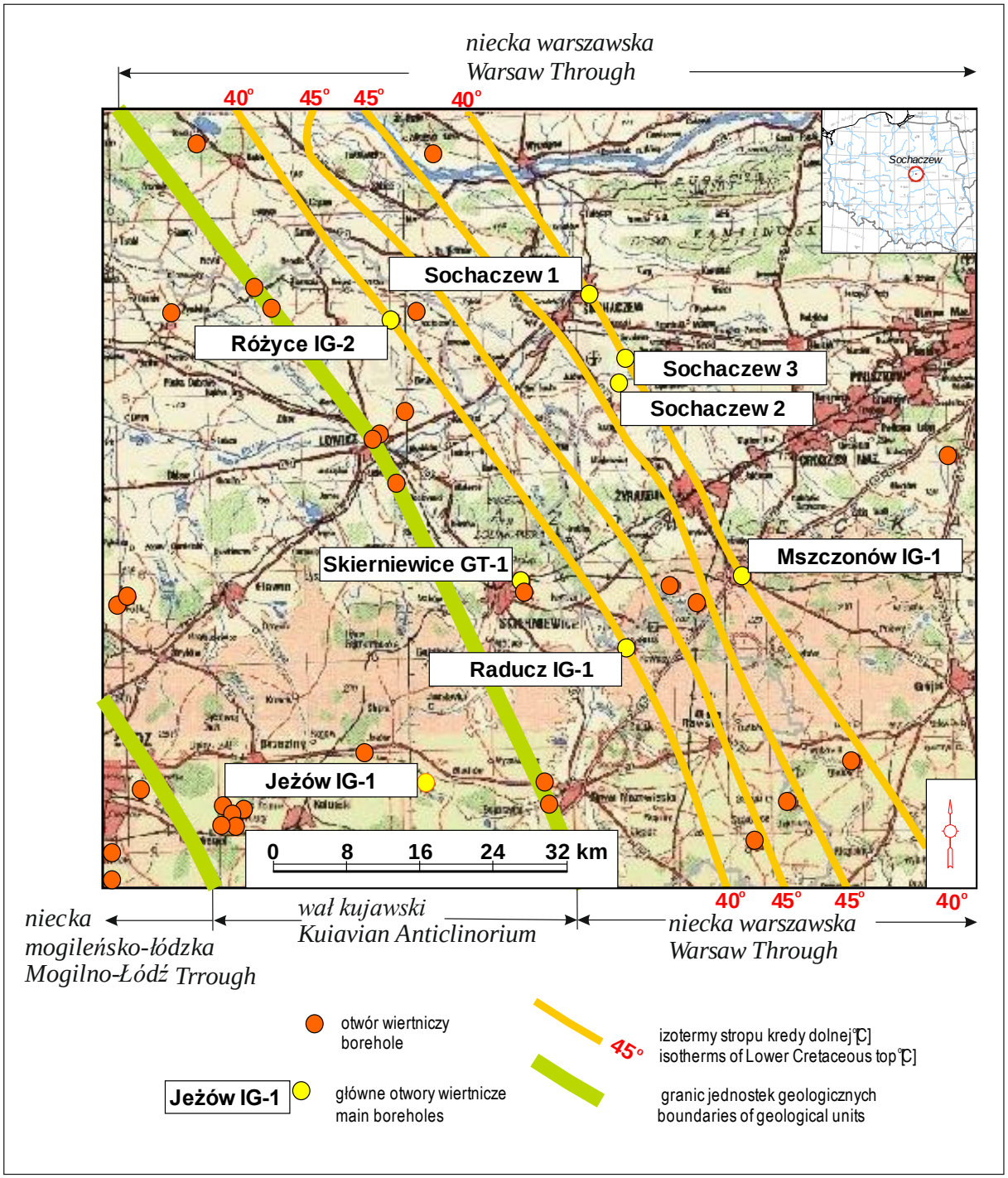
W rejonie Sochaczewa wody dolnokredowego piętra wodonośnego w głębokich otworach badawczych: Sochaczew 1, Mszczonów IG-1 oraz Mszczonów IG-2 stwierdzono na głębokości ponad 1 000 m. W otworze Sochaczew 1, zlokalizowanym na obszarze miasta (Rys. 5.5.1.1 i 5.5.1.2) opróbowano piaskowcowy poziom kredy dolnej w przedziale głębokości 1169–1185 m gdzie stwierdzono wody słodkie o temperaturze około 35–40^{0}C i wydajności 20 m^3/h. Kompleksowa informacja o otworze Sochaczew 1 i o wynikach badań w otworze jest przedstawiona na rys. 5.5.1.4.

Miąższość kompleksu dolnokredowego ulega redukcji w kierunku SW, a w rejonie Sochaczewa jego miąższość osiąga wartości rzędu 160–180 m. Zbiornik ten zasilany jest od południowego zachodu wzdłuż krawędzi wału kujawskiego, a jego spąg osiąga maksymalną głębokość około 1700 m p.p.t. około 10 km na SW od Sochaczewa. W strefie miasta strop zbiornika zapada w kierunku SW począwszy od głębokości około 1100 m do 1500 m p.p.t. Tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika w tej strefie będzie rzędu 10°C (35–40°C w NE rejonie miasta i 45–50°C w rejonie SW, rys. 5.5.2). Temperatury wód poziomów spągowych będą wyższe o około 5°C**.** W rejonie Sochaczewa rozkład temperatur wód zbiornika dolnej kredy został przedstawiony na rys. 5.5.3.

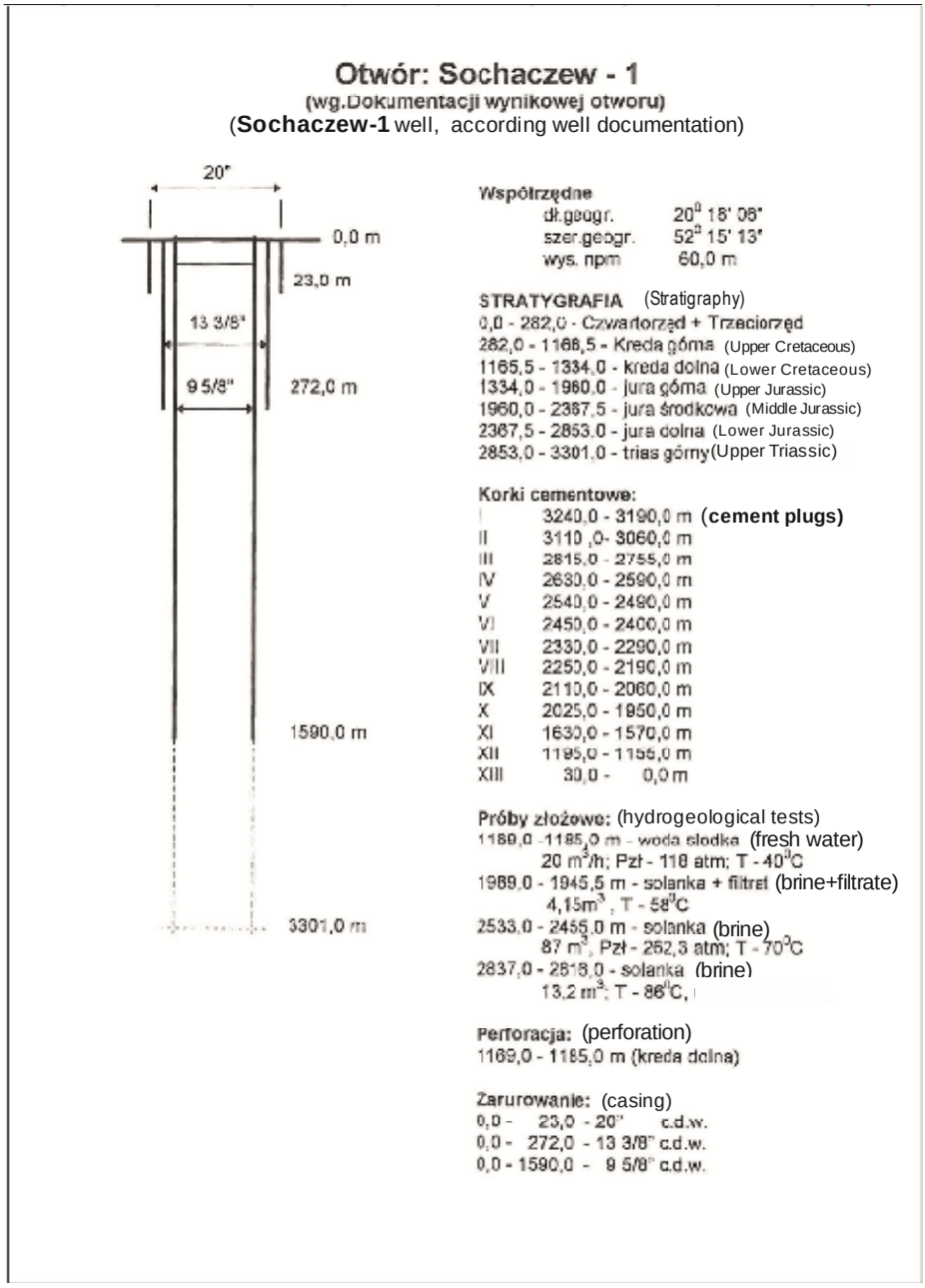
Zbiornik piaskowcowy kredy dolnej jest przedmiotem zagospodarowania w zakładach geotermalnych w Uniejowie i Poddębicach oraz w pobliskim zakładzie geotermalnym w Mszczonowie gdzie eksploatowana woda ma następujące parametry: t = 42°C; Q = 60 m^3/h, głębokość zwierciadła wody – 50 m p.p.t i mineralizację około 0,5 g/dm^3.



Rys. 5.5.1.2. Przekrój geologiczny przez rejon Skierniewice – Sochaczew



Rys. 5.5.1.3. Rozkład temperatur złożowych zbiornika kredy dolnej w rejonie Sochaczewa



Rys.5.5.1.4. Zbiorcza informacja nt. konstrukcji i prób złożowych w otworze Sochaczew 1 (rok wykonania otw.1972)

Zbiornik jurajski

Jurajskie piętro wodonośne charakteryzuje się dobrymi własnościami zbiornikowymi, a w szczególności poziom dolnojurajski oraz dolna partia górnej jury (oksford).

W rejonie miasta poziom wodonośny w utworach piaskowcowych *dolnej jury* opróbowany został w otworach, Sochaczew 1, Sochaczew 3, Skierniewice GT-1, Jeżów IG-1, Raducz IG-1 i Różyce IG-2 (rys. 5.5.1.3). Stwierdzono dopływy solanek Cl-Na o mineralizacji od 95 (Mszczonów IG-1, głębokość około 2440 m, temperatura około 66°C) do 124 g/dm^3 (Różyce IG-2, głębokość 2650 m, temperatura 80°C) W otworze Różyce IG-2 temperatura solanki o mineralizacji 122 g/dm^3 wynosiła 90,9°C na głębokości 3100 m. Dopływy wód są zróżnicowane i wahają się od kilku (Różyce 2–6,3 m^3/h) do kilkudziesięciu m^3/h (70 m^3/h w otworze Skierniewice GT-1). W otworze Sochaczew 3 na głębokości 2460–2503 m uzyskano przypływ 46 m^3/h solanki chlorkowo-

wapniowej o mineralizacji 102 g/dm^3. Kompleksowa informacja o otworze Sochaczew 3 i o wynikach badań w otworze jest przedstawiona na rys. 5.5.1.5.

W rejonie Sochaczewa zbiornik dolnej jury zasilany jest wzdłuż krawędzi wału kujawskiego (rys. 5.5.1.3) i jego strop zalega na głębokości 2300 m p.p.t. (rejon NE miasta) do 2700 m p.p.t (rejon SW miasta, rys. 5.5.1.2). Na obszarze tym strop zbiornika zapada w kierunku SW tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika w obu rejonach miasta będzie rzędu 10°C (65°C w części NE i około 75°C w części SW miasta). Uwzględniając miąższości kompleksu dolnojurajskiego, średnio 350 m – temperatury wód poziomów spągowych będą wyższe o około 10°C. Ze względu na licznie występujące tu horyzonty piaskowcowe i znaczną miąższość zbiornika trudno tu wyróżnić kierunki szczególnie predystynowane dla lokalizacji wierceń i cały analizowany obszar wydaje się jednakowo perspektywiczny.

Utwory *jury środkowej* pod względem litologicznym są podobnie wykształcone jak jury dolnej, jednakże w profilu osadów obserwuje się większy udział frakcji ilasto-mułowcowej. Porowatość tych osadów wynosi średnio 10 %. Poziom wodonośny jury środkowej opróbowano w rejonie Sochaczewa w otworach Sochaczew 2, Łowicz IG-1, Mszczonów IG-1, Mszczonów IG-2 i Różyce IG-2. Poziom ten charakteryzuje się dopływami solanek o mineralizacji od 77 (Mszczonów IG-1) do 116,8 g/dm^3 (Różyce IG-2) i temperaturze na wypływie od 18 (otwór Żychlin IG-3) do 75°C (szacowana dla otworu Sochaczew 2, głębokość około 2640 m). W otworze Różyce IG-2 (15 km na W od Sochaczewa) temperatura solanki w złożu wynosiła 78,9 i 86,9°C na głębokości około 2600 i 2800 m, odpowiednio.

Dopływy wód a środkowej jury są zróżnicowane i wahają się od kilku do kilkudziesięciu m^3/h (np. w 91 m^3/h w otworze Sochaczew 2). W otworze Sochaczew 2 zbiornik ten występuje w interwale głębokości 2290–2700 m i 2620–2656 m i kumuluje wody chlorkowo – wapniowe Cl-Na o mineralizacji 107 g/dm^3. Kompleksowa informacja o otworze Sochaczew 2 oraz o wynikach badań w tym otworze została przedstawiona na rys. 5.5.1.6.

Wody geotermalne tego zbiornika stwierdzono również otworem Sochaczew 1, gdzie na głębokości 1945–1990 m uzyskano przypływy solanki o wydajności ~8 m^3/h i o temperaturze 58°C (rys. 5.5.1.2 i 5.5.1.4).

W rejonie Sochaczewa strop zbiornika środkowej jury zalega na głębokości od 1900 m (rejon NE miasta) do 2400 m (rejon SW miasta) tak więc zróżnicowanie temperatur wód termalnych w stropie zbiornika będzie wynosić od 55 do 70°C. Biorąc pod uwagę miąższości zbiornika (rzędu 400 m) temperatury stref spągowych będą o około 12°C wyższe.

Wody podziemne występujące w obrębie utworów *jury górnej* związane są z osadami węglanowymi. Najkorzystniejsze warunki zbiornikowe występują w dolnej części profilu utworów górnej jury (oksford), gdzie porowatość wapieni dochodzi nawet do 20%. Stropowa partia profilu, o większym udziale frakcji ilastej, charakteryzuje się średnią porowatością wynoszącą około kilku procent. Dopływy wód stwierdzone w otworach tego rejonu są zróżnicowane i wahają się od 0,54 (Raducz IG-1) do 32 m^3/h (Łowicz IG-1). W otworze Sochaczew 1 z utworów wapiennych na głębokości 1644–1685 m uzyskano przypływ solanki o wydajności ~18 m^3/h (rys. 5.5.1.2).

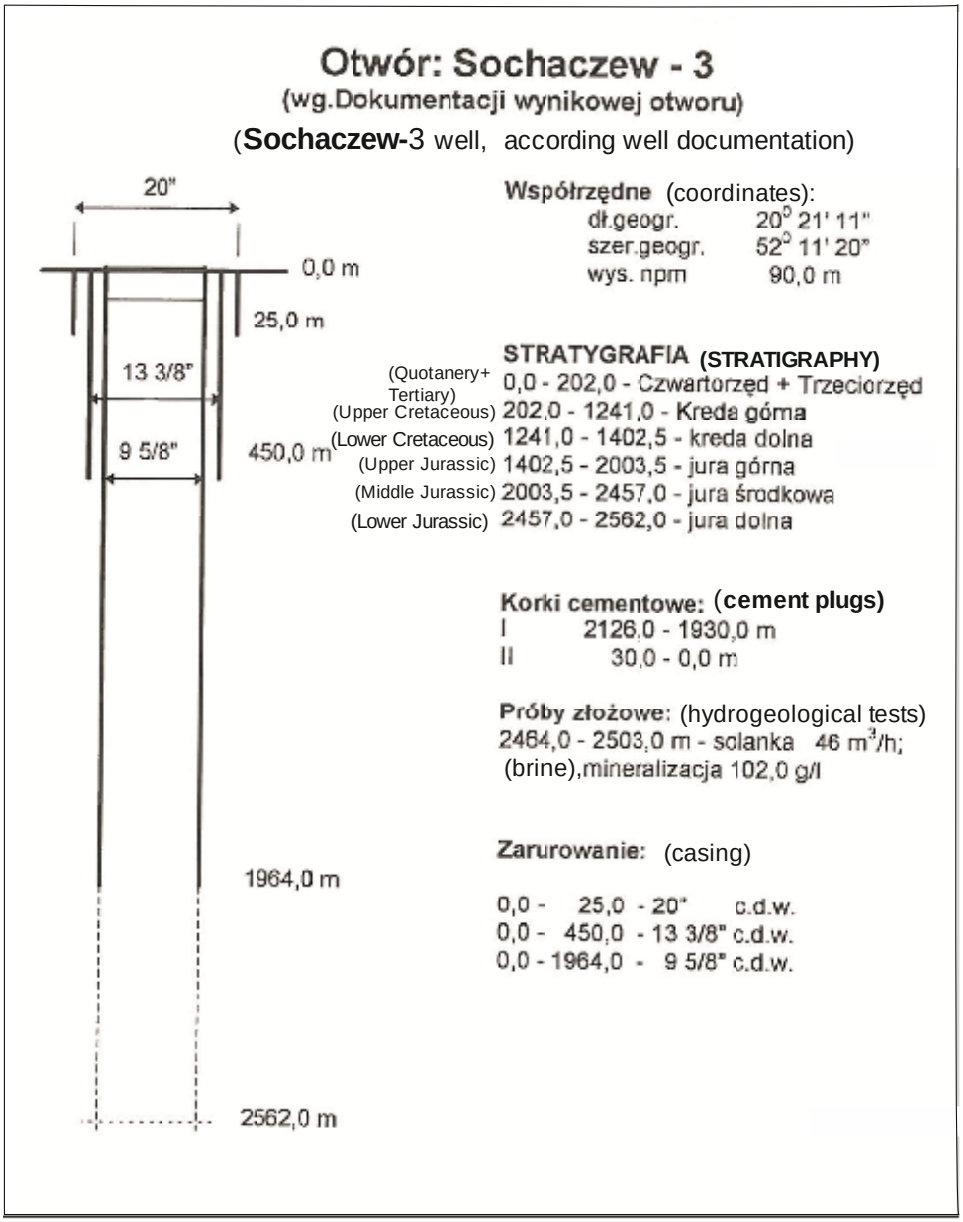
Wody górnej jury to wody średnio zmineralizowane o mineralizacji od 10,1 (Raducz IG-1) do 31 g/dm^3 (Mszczonów IG-1), ale w jednym przypadku stwierdzono dopływ solanki o mineralizacji 79,1 g/dm^3 (Różyce-1). W rejonie miasta strop tego zbiornika zapada uskokowo w kierunku SW począwszy od głębokości około 1300 m do 1700 m p.p.t. tak więc zróżnicowanie temperatur wód geotermalnych w stropie zbiornika w tej strefie będzie rzędu 10°C (40°C w strefie NE i około 50°C w strefie SW miasta). Temperatury wód poziomów spągowych, biorąc pod uwagę miąższość kompleksu ~600 m, będą wyższe o około 18°C. W otworze Sochaczew 1 (strefa NE miasta): partie stropowe jw. ~ 40°C, partie spągowe ~ 60°C, a strefa stwierdzonego przypływu (głębokość około 1660 m) szacunkowo ~ 50°C.

Zbiornik triasowy

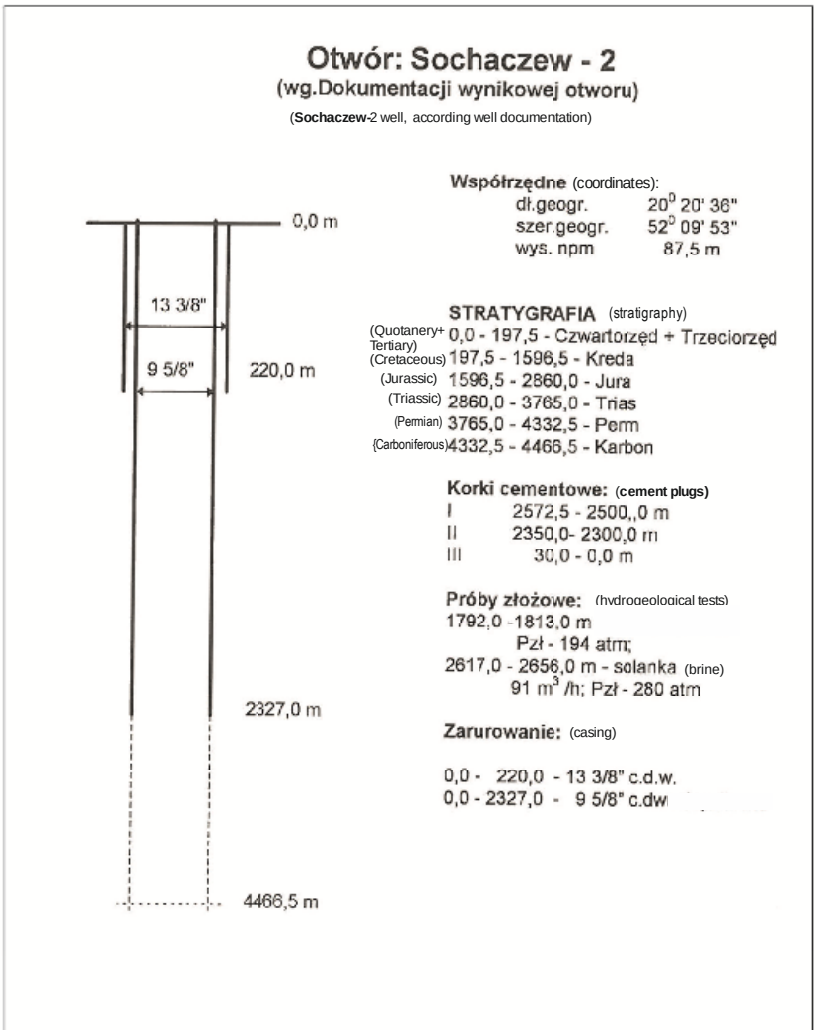
Triasowe piętro wodonośne w sąsiednich rejonach zostało opróbowane w pięciu głębokich otworach badawczych. Najgłębiej występujące poziomy wodonośne triasowego piętra wodonośnego stwierdzono w utworach *pstrego piaskowca* w otworach Kompina-2 (rejon Łowicza), Mszczonów IG-2 i Różyce IG-2. Są to wysoko zmineralizowane solanki typu Cl-Na o mineralizacji dochodzącej do 337,1 g/dm^3 (Kompina-2). Jednakże brak jest odnośnej informacji o tym poziomie bezpośrednio z rejonu miasta.

Poziom wodonośny *górnego triasu (kajper/retyk)* opróbowano w otworach Kompina-2, Różyce-1 i Mszczonów IG-1. Stwierdzono dopływy solanek o mineralizacji od 88 do 150 g/dm^3. Dopływy solanek były zróżnicowane i wahały się w granicach 0,1 do 22 m^3/h w otworze Kompina-2 i 8,3 m^3/h w otworze Mszczonów IG-1.

Wodonośność triasowego piętra wodonośnego na badanym terenie jest rozpoznana w stopniu pozwalającym stwierdzić, iż najlepsze warunki zbiornikowe występują w poziomie górnego triasu (kajper/retyk). Zbiornik triasowy generalnie o niskiej porowatości międzyziarnowej charakteryzuje się obecnością stref silnie spękanych, gdzie występowanie wód podziemnych związane jest przypuszczalnie ze strefami dyslokacji nieciągłych. Problem dla wykorzystania tych wód stanowi jednak wysokie zasolenie wód przekraczające 300g/dm^3 oraz trudna do oceny wydajność poszczególnych horyzontów triasowych.



Rys. 5.5.1.5. Zbiorcza informacja nt. konstrukcji i prób złożowych w otworze Sochaczew 3 (rok wykonania otworu 1972)



Rys. 5.5.1.6. Zbiorcza informacja nt. konstrukcji i prób złożowych w otworze Sochaczew 2 (rok wykonania otworu 1972)

Charakterystyka fizyko-chemiczna wód

Wiarygodne dane odnośnie chemizmu wód otrzymano jedynie w przypadku wód dolnej jury w otworach Sochaczew 1 i 3. Przedstawiają się one następująco:

Sochaczew 1:
głębokość opróbowania 2465–2533 m
mineralizacja 106,4 g/dm^3, gęstość 1,069 g/dm^3
zawartość głównych jonów: HCO_3 – 0,183 g/dm^3
SO_4 – 1,043 g/dm^3
Cl – 61, 695 g/dm^3
Ca – 3,256 g/dm^3
Mg – 0,851 g/dm^3
Na+K – 39,372 g/dm^3

Sochaczew 3:
głębokość opróbowania 2464–2503 m
mineralizacja 102,09 g/dm^3, gęstość 1,066 g/dm^3
zawartość głównych jonów: HCO_3 – 0,3051 g/dm^3
SO_4 – 0,4032 g/dm^3
Cl – 58, 9472 g/dm^3
Ca – 2,9058 g/dm^3
Mg – 0,6682 g/dm^3
Na+K – 33,9486 g/dm^3

W obu otworach nie stwierdzono obecności jodu i bromu. Wody są typu CL-Na.
Z kolei wody zbiornika dolnej kredy w otworze Sochaczew 1 przy opróbowywaniu zostały skażone filtratem płuczki i nie nadawały się do oznaczeń chemicznych. Ich gęstość oznaczona to 0,995 g/dm^3, jest to zatem woda słodka. Jej przydatność do spożycia nie została stwierdzona.

5.5.1.2. Potencjalne zasoby energetyczne wód geotermalnych w strefie Sochaczewa

Obliczenia potencjalnych zasobów energetycznych dla wytypowanych zbiorników wód geotermalnych (kreda dolna, jura górna, jura środkowa, jura dolna, trias górny) oparto o algorytm wyznaczenia zasobów eksploatacyjnych. W literaturze znajdziemy szereg metod wyznaczania potencjału energetycznego, m.in. zasoby dostępne, dyspozycyjne, czy szacowane tutaj zasoby eksploatacyjne. Zasoby eksploatacyjne jako możliwe do uzyskania moce i energie cieplne wyznacza się jako potencjał energetyczny możliwy do uzyskania z *pojedynczego* otworu. W oszacowaniu przyjęto uśrednione temperatury (pomiędzy stropem a spągiem danego zbiornika) a wielkości wydajności szacowano wykorzystując również informacje z sąsiednich jednostek geologicznych Niżu Polskiego. Przedstawione oceny energetyczne mają zatem charakter orientacyjny, służący m.in. do dokonania *rankingu* atrakcyjności poszczególnych zbiorników na tym terenie.
Dla wytypowanych zbiorników wyznaczona została moc termiczna i roczna energia cieplna dla przypadku kiedy wody termalne oddają ciepło aż do osiągnięcia temperatury około 15^{0}C a więc zakładając również zastosowanie pomp ciepła.

Obliczenia realizowano w oparciu o poniższe wzory:

Moc termiczna

$$P_{term} \approx 0{,}0012 \cdot \Delta t \cdot Q \ [MW]$$

gdzie:

P_{term} – potencjalna moc termiczna pojedynczego ujęcia, MW
Δt – schłodzenie, °C
Q – strumień wody, m^3 /h
0,0012 – współczynnik uwzględniający ciepło właściwe wody i przeliczenie jednostek

Przyjęto schładzanie wód w instalacjach do 15°C, z wykorzystaniem systemów pomp ciepła:

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (t\text{-}15) \cdot Q \ [MW]$$

Energia cieplna [TJ/rok]

$$W_{term} = P_{term} \cdot 8760 \cdot 0{,}0036 \cdot x = P_{term} \cdot 31{,}54 \cdot 0{,}3 = 9{,}46\ P_{term}\ [TJ/rok]$$

gdzie:

P_{term} – moc termiczna pojedynczego ujęcia, MW
t – temperatura wód termalnych, °C
Q – oszacowany strumień wód termalnych, m3/h
x = 0,3 – roczny współczynnik wykorzystania mocy cieplnej
W_{term} – energia cieplna z pojedynczego ujęcia, TJ/rok

8760 – ilość godzin/rok
0,0036 – przelicznik MWh na TJ

Zbiornik kredy dolnej

Na podstawie zasięgu głębokościowego temperaturę średnią przyjęto 40^{0}C. Zmienność temperatur może zawierać się w przedziale 40 – 50°C (np. wg danych z *„Atlasu zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*", Górecki [red], 2006). Uwzględniając dane z otworu Mszczonów IG-1 wartość wydajności przyjęto na poziomie: Q = 120 m^3/h („ostrożniej" niż w ww. „*Atlasie"*, gdzie wydajności tej strefy oszacowano na 200 m^3/h).

Moc termiczna:

$$\mathrm{P_{term}} = 0{,}0012 \cdot (40 - 15) \cdot 120 = 3{,}6\ [\mathrm{MW}]$$

Energia cieplna:

$$\mathrm{W_{term}} = 9{,}46 \cdot \mathrm{P_{term}} = 9{,}46 \cdot 3{,}6 = 34\ [\mathrm{TJ/rok}]$$

Zbiornik jury górnej

Na podstawie oszacowanych temperatur zbiornika w strefie Sochaczewa przyjęto temperaturę średnią 50^{0}C. Biorąc również pod uwagę dane z otworu Sochaczew 1 przyjęto, że po intensyfikacji przypływów możliwe będzie uzyskanie wydajności Q ~ 30 m^3/h.

Moc termiczna

$$\mathrm{P_{term}} = 0{,}0012 \cdot (50 - 15) \cdot 30 = 1{,}26\ [\mathrm{MW}]$$

Energia cieplna

$$\mathrm{W_{term}} = 9{,}46 \cdot \mathrm{P_{term}}(t_{max}) = 9{,}46 \cdot 1{,}26 = 34\ [\mathrm{TJ/rok}]$$

Zbiornik jury środkowej

Na podstawie danych dotyczących wód zbiornika w strefie otworu Sochaczew 2 (ryc. 5.5.2) przyjęto temperaturę 60°C i wydajności 90 m^3/h (należy zauważyć, że w strefie otworu Sochaczew 1 opróbowano znacznie mniej korzystny poziom jury środkowej oraz dolnej).

Moc termiczna

$$\mathrm{P_{term}} = 0{,}0012 \cdot (60 - 15) \cdot 90 = 4{,}9\ [\mathrm{MW}]$$

Energia cieplna

$$\mathrm{W_{term}} = 9{,}46 \cdot \mathrm{P_{term}} = 9{,}46 \cdot 4{,}9 = 46\ [\mathrm{TJ/rok}]$$

Zbiornik jury dolnej

Na podstawie danych dotyczących wód zbiornika w strefie otworu Skierniewice GT-1 (ryc.2) przyjęto temperaturę średnią 70°C i wydajności 70 m^3/h.

Moc termiczna

$$\mathrm{P_{term}} = 0{,}0012 \cdot (70 - 15) \cdot 70 = 4{,}6\ [\mathrm{MW}]$$

Energia cieplna

$$\mathrm{W_{term}} = 9{,}46 \cdot \mathrm{P_{term}} = 9{,}46 \cdot 4{,}6 = 44\ [\mathrm{TJ/rok}]$$

W analizowanej strefie *oszacowane* parametry wód geotermalnych w obrębie występujących tu zbiorników przedstawiają się następująco (zbiorniki w kolejności od najwyższego do najmniejszego potencjału energetycznego):

- jura środkowa: temperatura 60°C, wydajność 90 m^3/h, głębokość stropu 2000 m, mineralizacja 100 g/dm^3
- jura dolna: temperatura 70°C, wydajność 70 m^3/h, głębokość stropu 2400 m, mineralizacja 110 g/dm^3
- kreda dolna: temperatura 40°C, wydajność 120 m^3/h, głębokość stropu 1200 m, mineralizacja 0,5 g/dm^3
- jura górna: temperatura 50°C, wydajność 30m^3/h, głębokość stropu 1350 m, mineralizacja 50 g/dm^3

5.5.1.3. Wnioski

Analizując dostępne materiały oraz powyższe oszacowania można stwierdzić, że pod względem parametrów energetycznych zbiorniki: kredy dolnej, jury środkowej i jury dolnej nie różnią się w sposób zasadniczy wartością mocy, natomiast w sposób istotny wartościami temperatur. Stwarza to dla zbiorników jurajskich szerszy zakres potencjalnych zastosowań dla występujących w nich wód geotermalnych. Jednak nie należy tego traktować jako głównego wyznacznika co do wyboru danego zbiornika jako optymalnego do udostępnienia i zagospodarowania. Przykładowo udostępnienie zbiorników jurajskich – energetycznie atrakcyjnych – związane byłoby z wysokimi nakładami inwestycyjnymi. Zbiorniki te występują bowiem na głębokościach poniżej 2000 m i zawierają wody o wysokim stopniu zasolenia. Oznaczałoby to nie tylko potrzebę wykonania otworów o znacznych głębokościach ale także konieczność prowadzenia eksploatacji systemem dubletowym (wymagane 2 głębokie otwory).
W tym kontekście, zbiornik **dolnej kredy** (wody słodkie) gdzie eksploatacja może odbywać się systemem jednootworowym i gdzie koszt otworu byłby znacznie niższy (głębokość stropu to około 1200 m) przedstawia się równie atrakcyjnie. Ponadto eksploatacja takich wód nie wymagałaby zatłaczania wód do górotworu a więc nie występowałyby problemy związane z utrzymaniem chłonności otworu. Oszacowane wydajności i temperatury (rzędu 120 m^3/h i 40^0C) zbiornika kredy dolnej zbliżone zresztą do oszacowań zawartych w *„Atlasie zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*" (Górecki [red], 2006), wskazują, że bezpośrednio może on zostać wykorzystany w celach rekreacyjnych i/lub balneologicznych, natomiast dla celów ciepłowniczych np. za pośrednictwem absorpcyjnych lub sprężarkowych pomp ciepła.

Literatura:

BOJARSKI L., DADLEZ R., i in., 1973 – Dokumentacja wynikowa otworu badawczego Raducz IG-1. Archiwum CAG PIG, Warszawa

BOROWSKA L., 2006 – „Opracowanie badań sejsmicznych z tematu „Skierniewice– Łowicz, rejon: Kompina, 2006r." – Archiwum IGSMiE PAN, Kraków

GÓRECKI W. (red.) i in., 2006 – Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Towarzystwo Geosynoptyczne. Kraków.

MAREK S., FELDMAN A., 1988 – Dokumentacja wynikowa otworu badawczego Różyce IG-2. Archiwum CAG PIG. Warszawa.

POŻARYSKI W., 1969 – Podział obszaru Polski na jednostki tektoniczne. Przegląd Geologiczny 2/1969.

REICHER B., JAROSZ Z. 2006 – Katalog otworów wiertniczych i studni głębinowych w utworach kredy dolnej i jury dolnej na Niżu Polskim.

5.5.2. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Sochaczewie

Dostępne zasoby

Założenia dotyczące parametrów geotermalnych (Balcer, 2017):
- poziom wodonośny - dolna kreda
- głębokość odwiertu 1400-1600 m p.p.t.
- zakładana maksymalna wydajność 120 m^3/h
- zakładana średnioroczna wydajność 80 m^3/h
- zakładana temperatura wody geotermalnej: 40°C
- przyjęte maksymalne schłodzenie wody geotermalnej 40°C do 15°C
- przyjęte średnioroczne schłodzenie wody geotermalnej 20°C
- zakładana maksymalna moc termiczna ciepła geotermalnego ~ 3,5 MW
- zakładana średnioroczna produkcja ciepła geotermalnego ok. 37 TJ / rok,
- woda prawdopodobnie będzie miała mineralizację poniżej 1 g/dm^3 co pozwoli na jednootworową eksploatację. Ochłodzona woda może zostać następnie zagospodarowana, np. jako woda pitna (podobnie jak ma to miejsce w Mszczonowie).

Istniejąca infrastruktura

Istniejąca sieć ciepłownicza pracująca przy pełnym (ilościwo-jakościowym) sterowaniu mocą dostarczoną, parametry projektowe dla centralnego ogrzewania (zasilanie/powrót/temperatura wewnętrzna/temperatura zewnętrzna obliczeniowa) 80/60/20/-20°C i dla ciepłej wody użytkowej (latem) (zasilanie/powrót) 65/45°C. Aktualnie potrzeby cieplne są zaspokajane przez cztery kotłownie na sieciowy gaz ziemny. Całkowita moc cieplna zainstalowana 15 MW. Całkowita energia cieplna wytwarzana przez źródła energii szacowana jest na ~142 TJ/rok (Balcer, 2017) do 152 TJ/rok (Analiza, 2016b – str 17).

Sposób wykorzystania

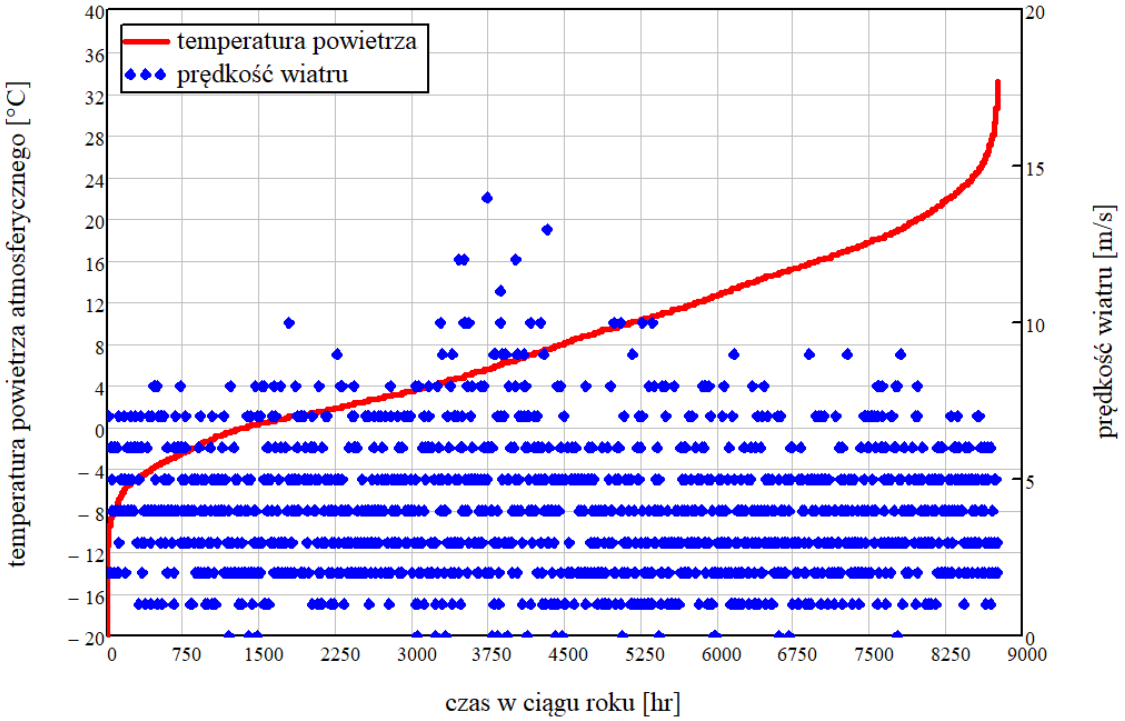
Ciepłownia geotermalna, zgodnie z założeniami operatora (Geotermia Mazowiecka S.A.), powinna bazować będzie na absorpcyjnych pompach ciepła napędzanych wysokotemperaturowymi kotłami na gaz ziemny i wspomagana będzie kotłami na sieciowy gaz ziemny.

Efekty wykorzystania

Całkowita moc ciepłowni geotermalnej 15 MW, w tym ~5 MW z absorpcyjnych pomp ciepła (1,86 MW z geotermii i 3,1 MW z wysokotemperaturowych kotłów napędzających pompy). Moc kotłów wspomagania szczytowego wynosi zatem ~10 MW.

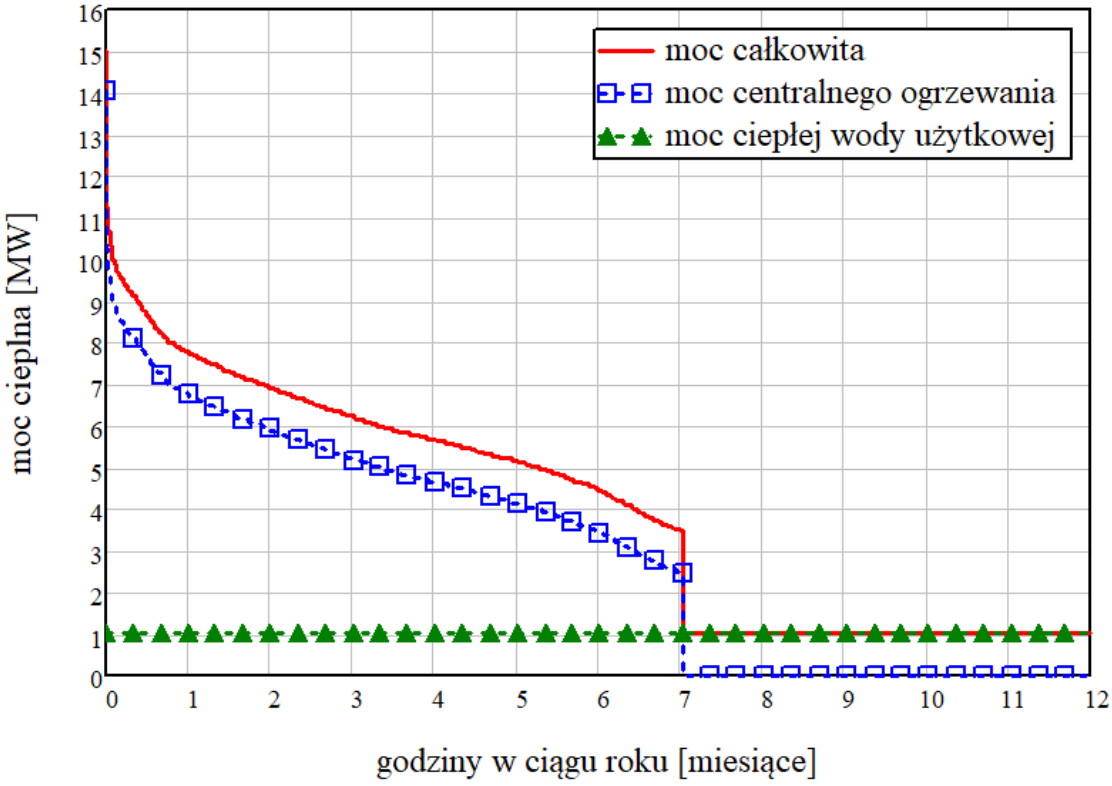
Model źródła energii

Określenie charakterystyki odbiorcy

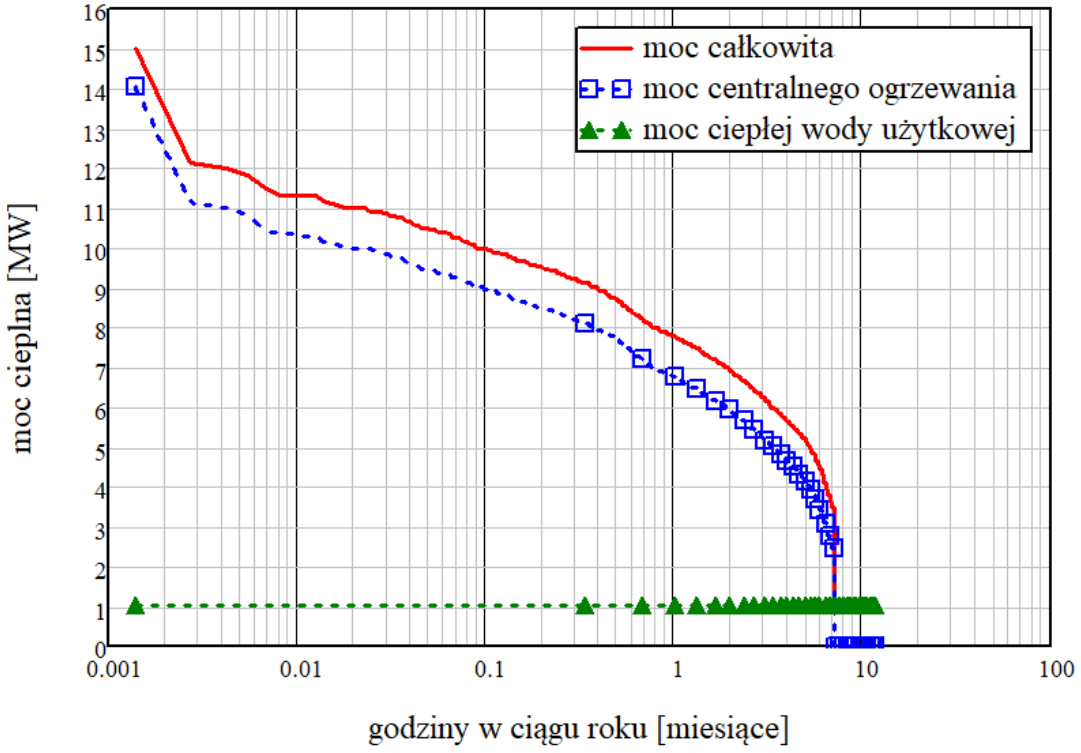


Rys. 5.5.2.1. Lokalne warunki atmosferyczne dla stacji meteorologicznej Warszawa (MIiB 2017)

Odbiorca aktualnie obsługiwany przez system ciepłowniczy miasta Sochaczewa charakteryzuje się mocą maksymalną przyłączeniową 15 MW, z czego ok. 1 MW przypada na moc instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej. Temperaturowe parametry robocze odbiorcy określono jako 80/60/20/-20°C zimą (C.O. + C.W.U.) i 65/45°C latem (C.W.U.).Całkowita roczna produkcja energii cieplnej szacowana jest na ok. 142 TJ/rok.

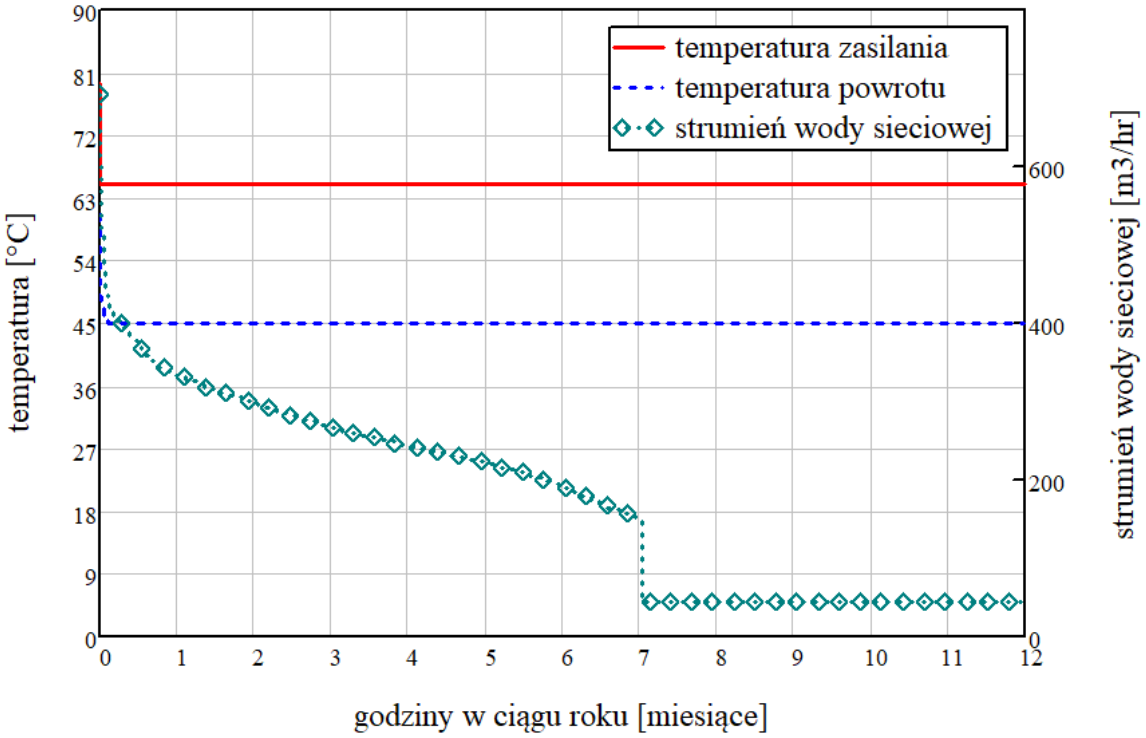


Rys. 5.5.2.2. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu

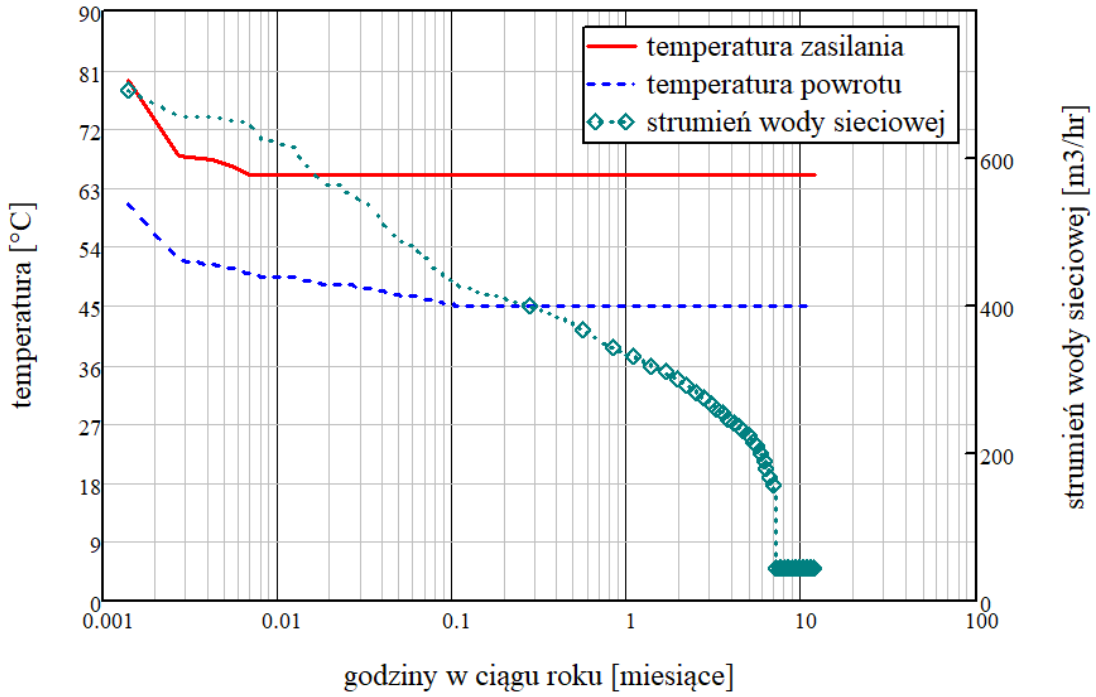


Rys. 5.5.2.3. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu – skala logarytmiczna

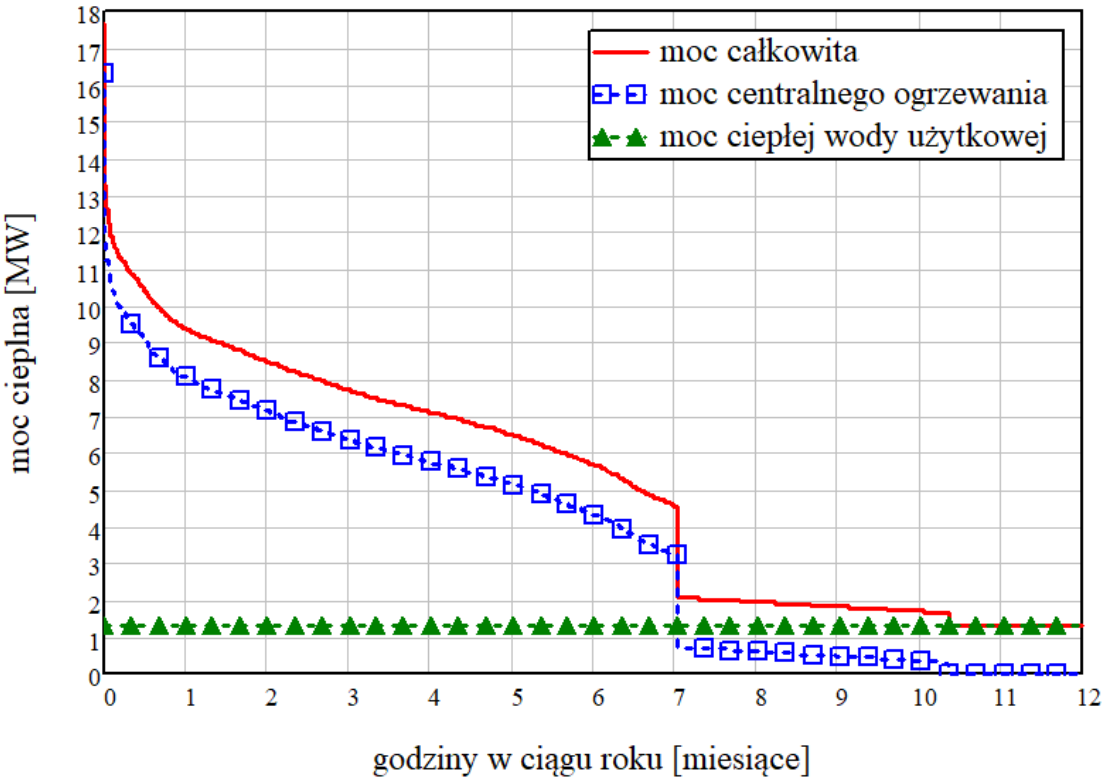
Analizy dotyczące korekty charakterystyki odbiorcy zakładają dodatkowe wykorzystanie energii pochodzącej ze źródła geotermalnego poprzez włączenie do sieci ciepłowniczej obiektu typu par wodny o powierzchni lustra wody ok. 1250 m^2. Obiekt charakteryzuje się maksymalnym zapotrzebowanie ma moc ogrzewania 2 280 kW i moc przygotowania ciepłej wody użytkowej w systemie objętościowym 340 kW. Całkowite zapotrzebowania na energię dla obiektu szacuje się na 35.8 TJ/rok. Instalacje grzewczą zaprojektowano jako niskotemperaturową (ogrzewanie podłogowe i nadmuchowe) o parametrach 50/35/28/-20°C, a instalację przygotowania ciepłej wody 60/20°C.



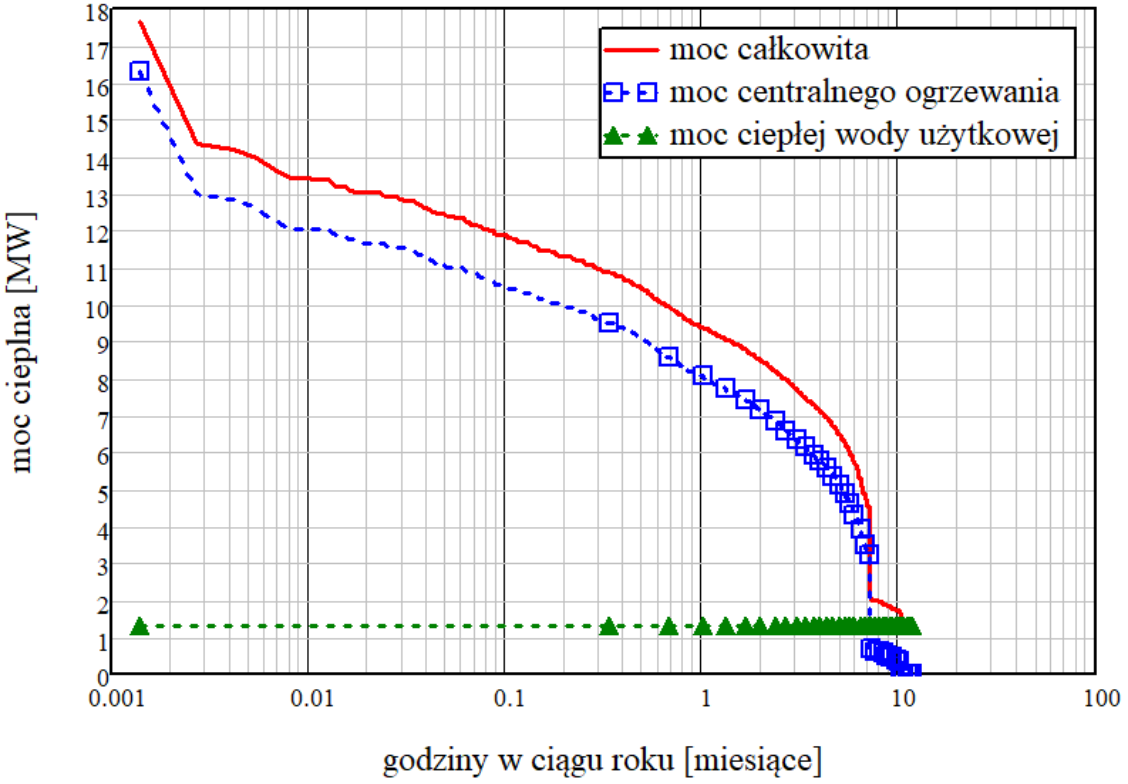
Rys. 5.5.2.4. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system



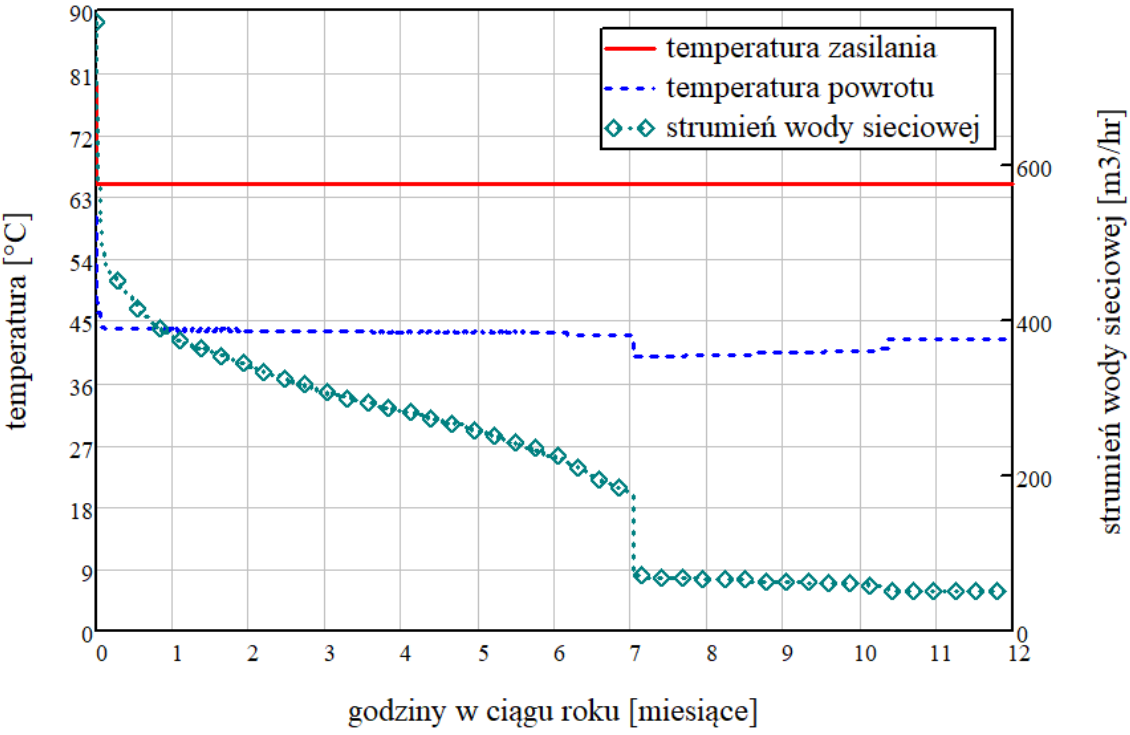
Rys. 5.5.2.5. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system – skala logarytmiczna



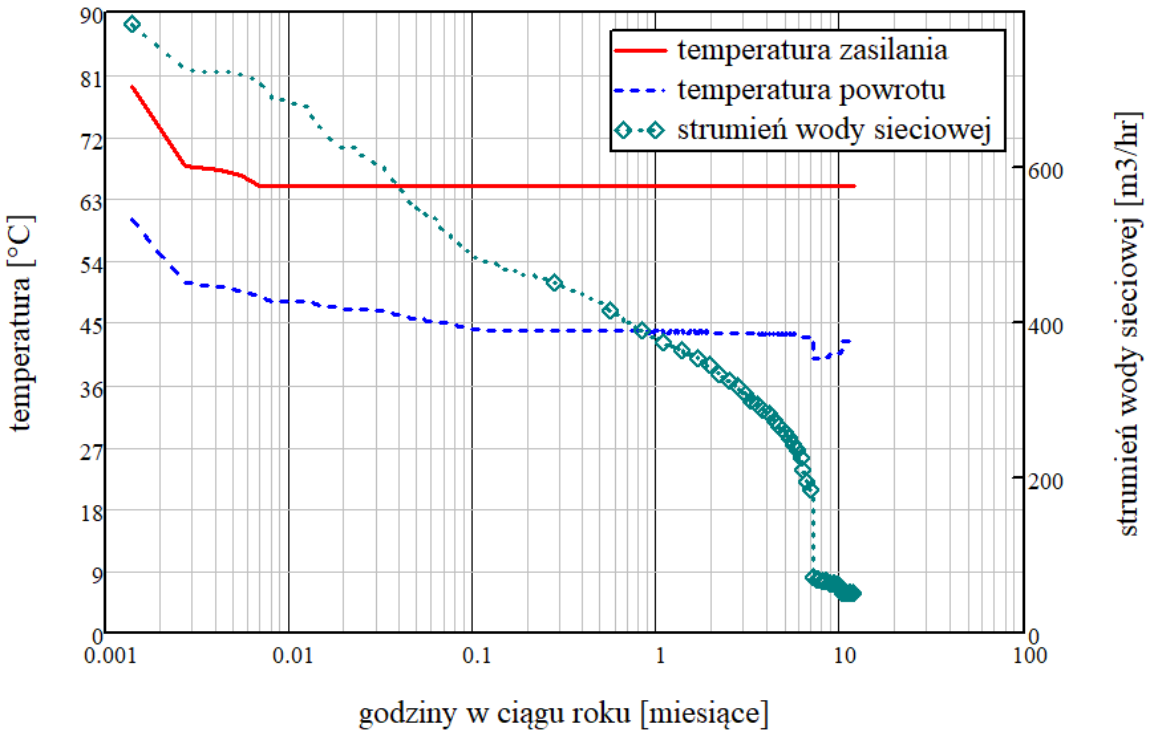
Rys. 5.5.2.6. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o park wodny w funkcji czasu



Rys. 5.5.2.7. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o park wodny w funkcji czasu – skala logarytmiczna



Rys. 5.5.2.8. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o park wodny

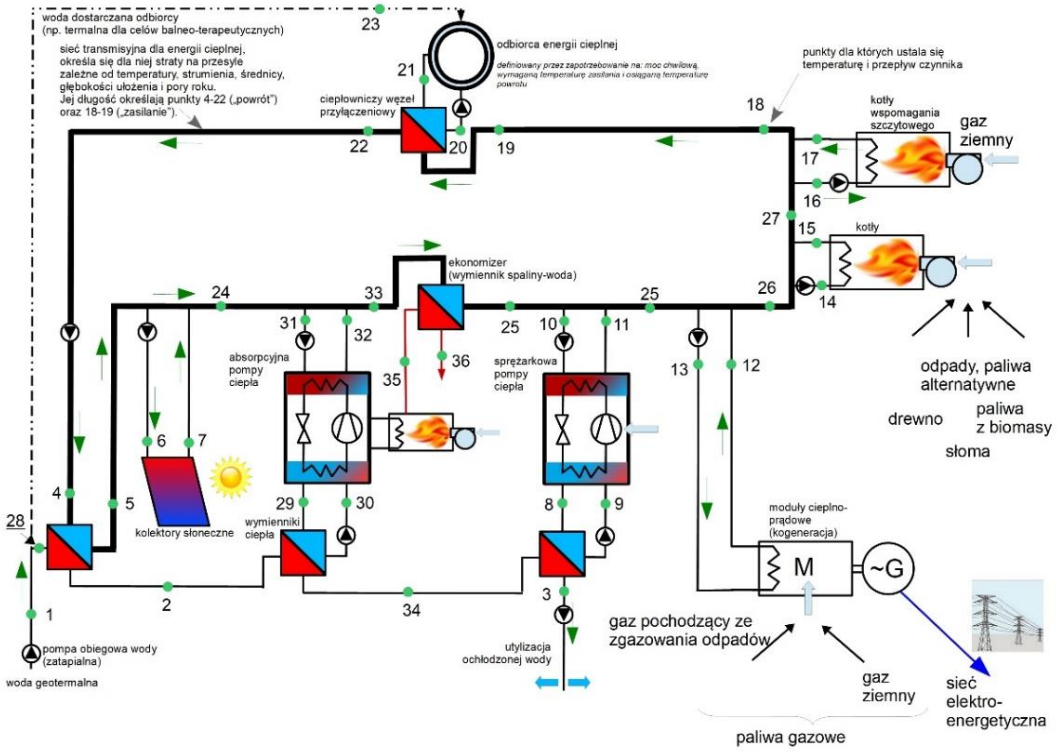


Rys. 5.5.2.9. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiąganej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o park wodny – skala logarytmiczna

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego wykonano przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym wcześniej odbiorcom. Źródło energii dawało możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym. Schemat ogólny źródła przedstawiono na rys. 5.5.2.10. Schemat ten ulegał adaptacji, stosowanie do wymagań. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz kotły wspomagania szczytowego na wyskometanowy sieciowy gaz ziemny. Z analiz wykluczono: kolektory słoneczne, moduły cieplno-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych ale dostępnych na rynku rozwiązań.

Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto zgodnie z sugestią lokalnych ekspertów, znających najlepiej realia projektu i lokalny rynek cen i dostępności nośników energii. Pochodzą one z rynkowych ofert dostawy nośników i są aktualne na drugą połowę 2017 rok. Założono cenę netto zakupu sieciowego gazu ziemnego 110 PLN/MWhr (co przy cieple spalania gazu na analizowanym terenie na poziomie 39 MJ/m^3 oznacza cenę jego zakupu w przeliczeniu na objętość ok. 1.204 PLN/m^3). Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 300 PLN/MWhr. Powyższe ceny zakupu nośników konwencjonalnej energii napędowej uznać można za bardzo atrakcyjne. Dla porównania średnie ceny netto powyższych nośników określone na podstawie standardowych taryf rozliczeniowych oszacować można na ok. 1.6-1.8 zł/m^3 dla gazu ziemnego (w odniesieniu do objętości gazu o cieple spalania na poziomie 39 MJ/m^3) i 400-480 PLN/MWhr dla sieciowej energii elektrycznej.

Kwestią dyskusyjną i możliwą do jednoznacznego rozstrzygnięcia jest poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych. Proponowane do zastosowania urządzenia, chodzi tu głównie pompy ciepła, nie są urządzeniami seryjnie produkowanymi i sprzedawanymi. Cena ich zakupu uzależniona jest od przebiegu procesu negocjacyjnego. Zaproponowane ceny, zgodnie z doświadczeniem wykonawców niniejszego opracowania, można uznać za realne. Jeżeli chodzi o absorpcyjne pompy ciepła, to ujmują one również nakłady ponoszone na zakup wysokotemperaturowego kotła napędzającego i ekonomizera.



Rys. 5.5.2.10. Schemat hybrydowego źródła energii, którego efekty pracy określano wykorzystując model matematyczny

Analizowano następujące warianty wykorzystania energii geotermalnej:

Wariant ngA (**n**-atural **g**-as **A**-ctual user) – wariant porównawczy – odniesienia, zakładał wykorzystanie gazu ziemnego w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorcy aktualnie obsługiwanego (podłączonego do sieci ciepłowniczej), którego charakterystykę przedstawiono na rys. 5.5.2.2, 5.5.2.3, 5.5.2.4 i 5.5.2.5.

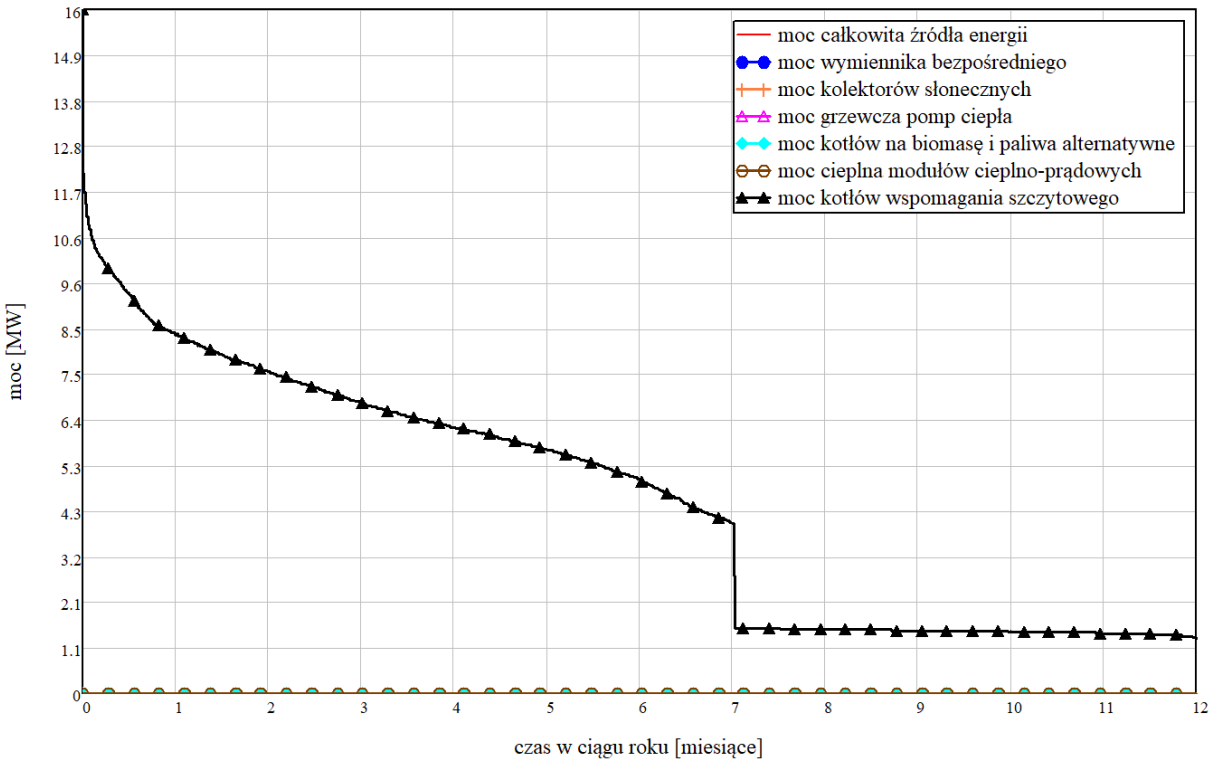
Wariant ngE (**n**-atural **g**-as **E**-xtended user) – wariant porównawczy, zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o obiekt typu park wodny (charakterystyka odbiorcy przedstawiona na rys. od 5.5.2.6 do 9) przy pomocy kotłów na gaz ziemny.

Wariant ahpA (**a**-sorption **h**-eat **p**-ump **A**-ctual user) – wariant zakładał obsługę przez źródło energii odbiorców aktualnie podłączonych do sieci ciepłowniczej (rys. od 5.5.2.2 do 5.5.2.5). Źródło energii wykorzystywało zasoby geotermalne przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła.

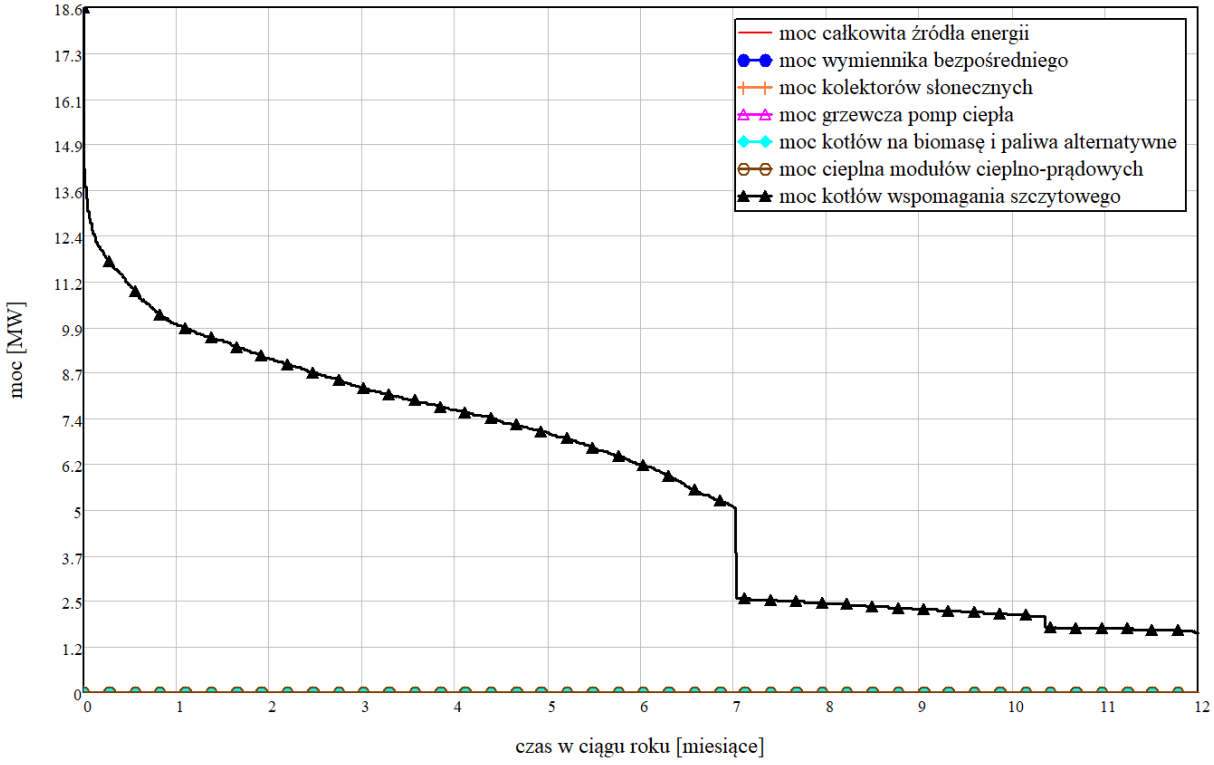
Wariant chpA (**c**-mpressor **h**-eat **p**-ump **A**-ctual user) – wariant zakładający obsługę aktualnie podłączonych odbiorców energii (rys. od 5.5.2.2 do 5.5.2.5), przy wykorzystaniu zasobów geotermalnych przez źródło korzystające ze sprężarkowych pomp ciepła.

Wariant ahpE (**a**-bsorption **h**-eat **p**-ump **E**-xtended user) – wariant zakładał obsługę odbiorcy poszerzonego o obiekt typu park wodny (rys. od 5.5.2.6 do 5.5.2.9) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i absorpcyjnych pomp ciepła.

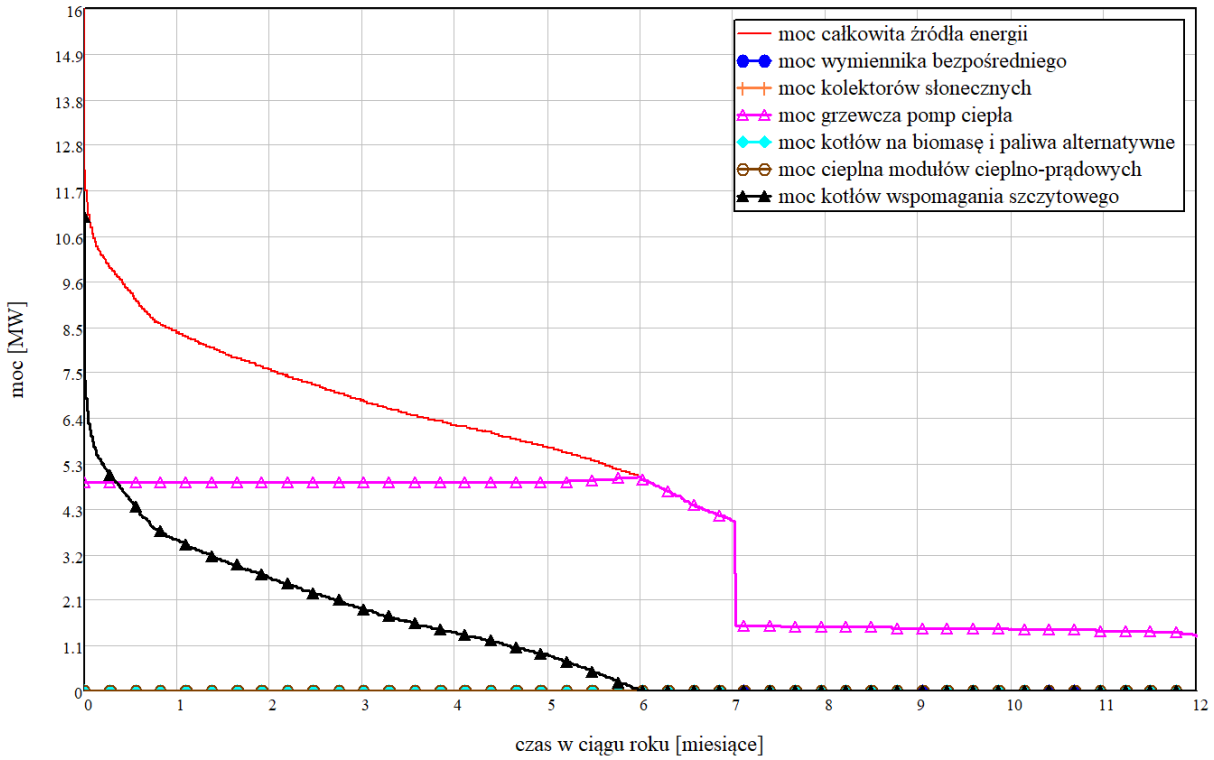
Wariant chpE (**c**-mpressor **h**-eat **p**-ump **E**-xtended user) – wariant zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o park wodny przy wykorzystaniu energii geotermalnej i sprężarkowych pomp ciepła.



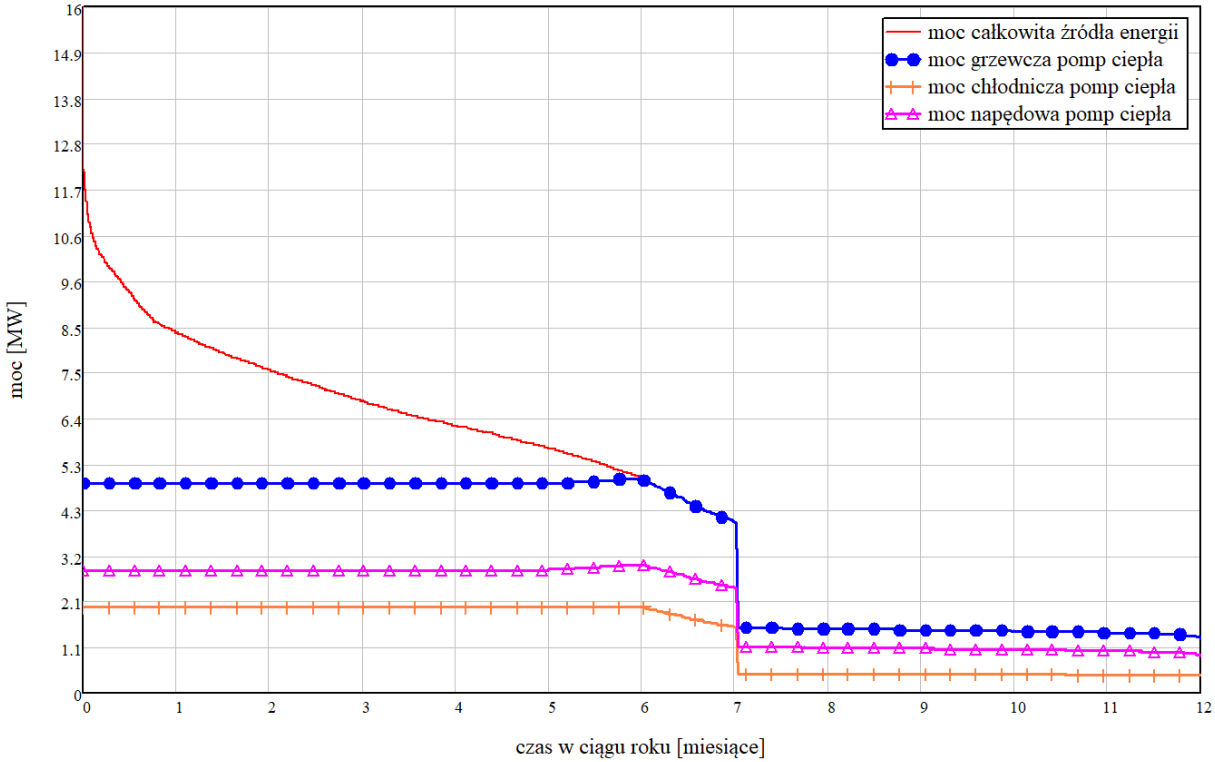
Rys. 5.5.2.11. Schemat pracy źródła energii w wariancie ngA



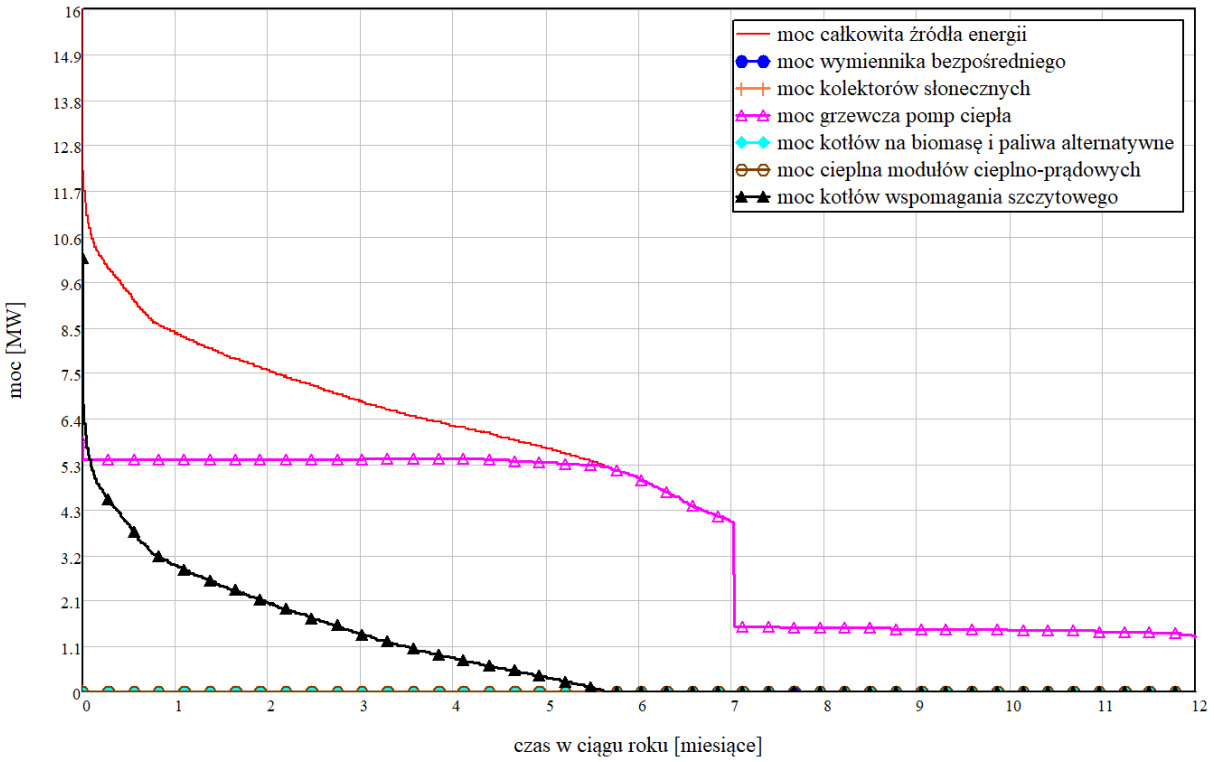
Rys. 5.5.2.12. Schemat pracy źródła energii w wariancie ngE



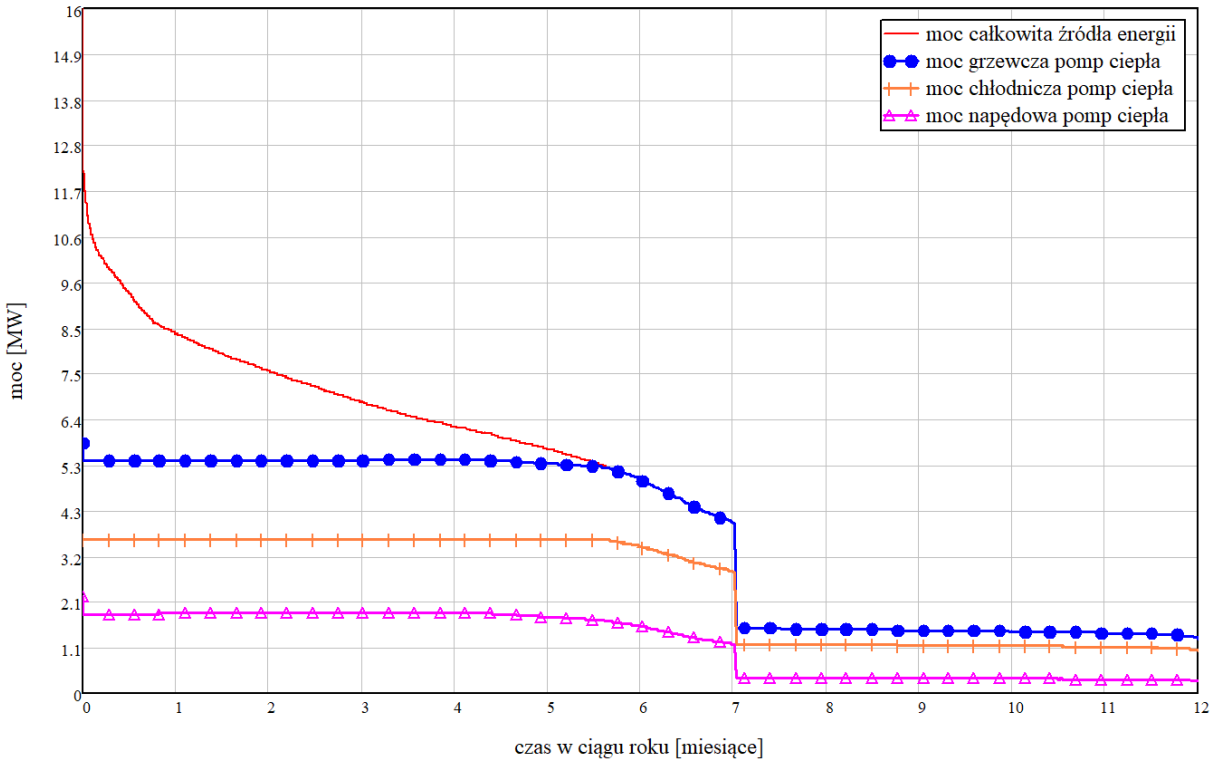
Rys. 5.5.2.13. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpA



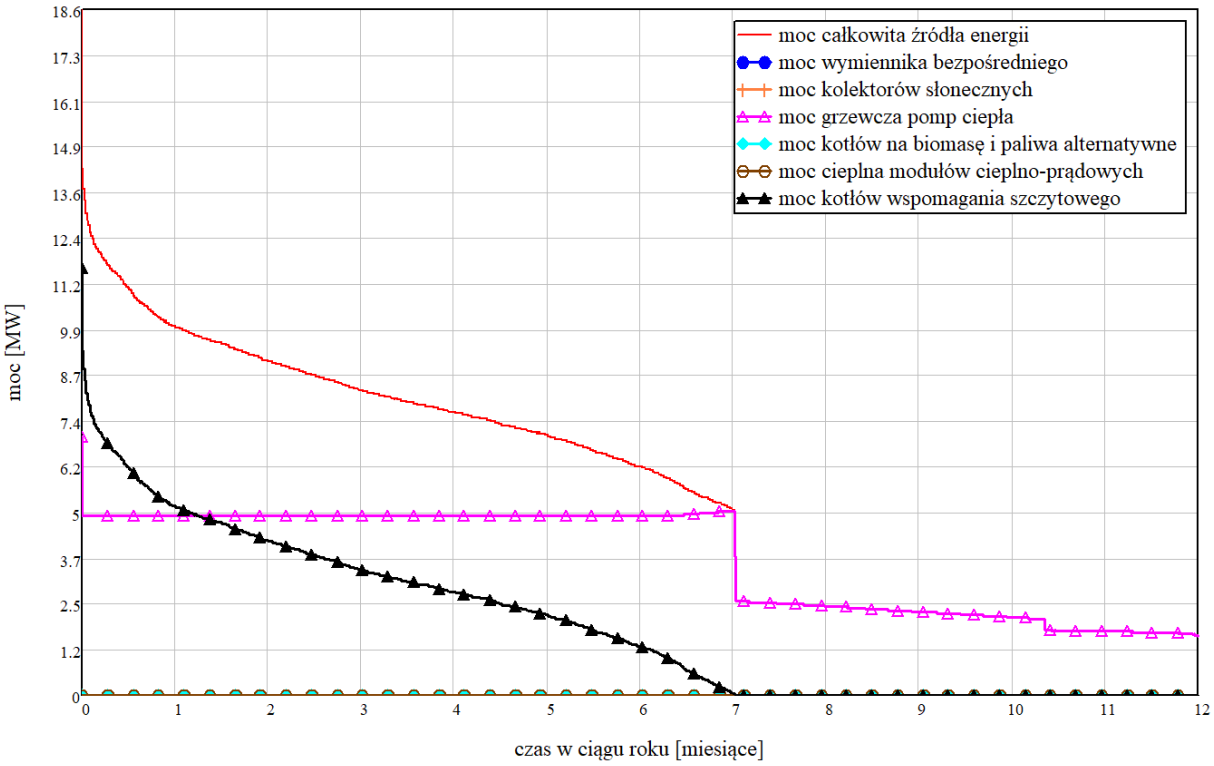
Rys. 5.5.2.14. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu ahpA



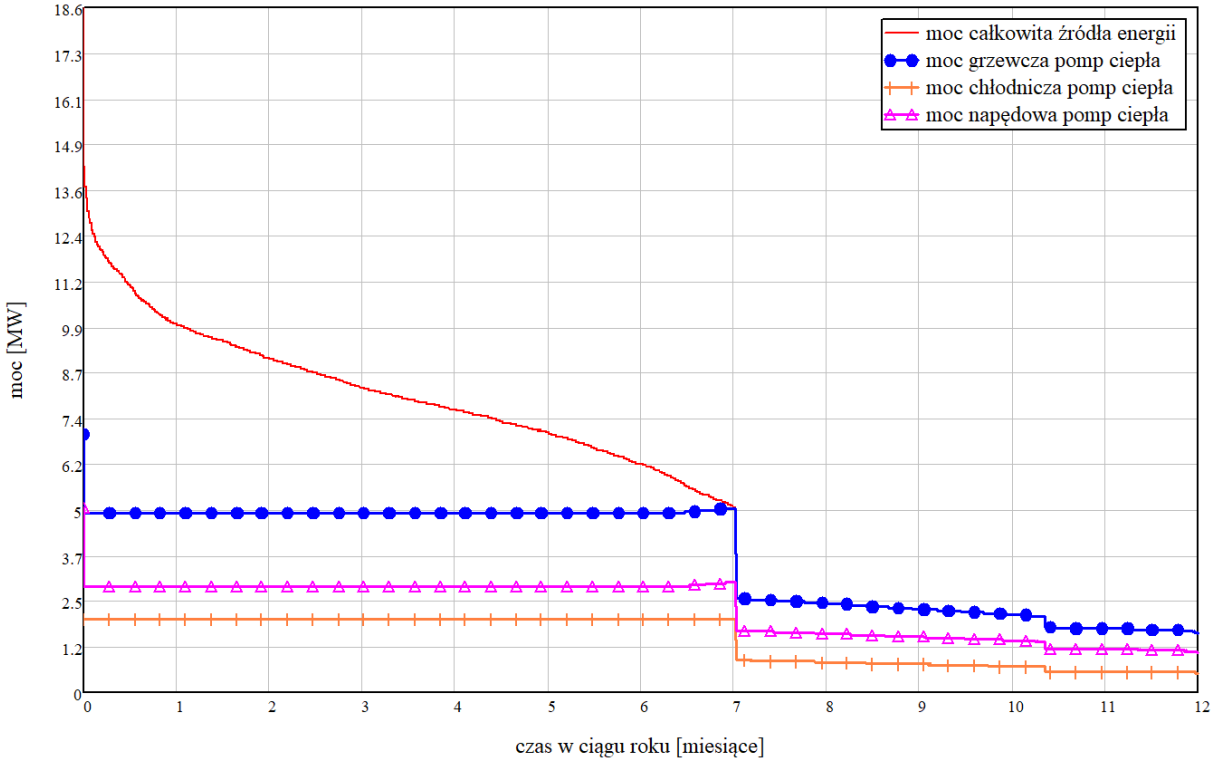
Rys. 5.5.2.15. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc chwilową w wariancie chpA



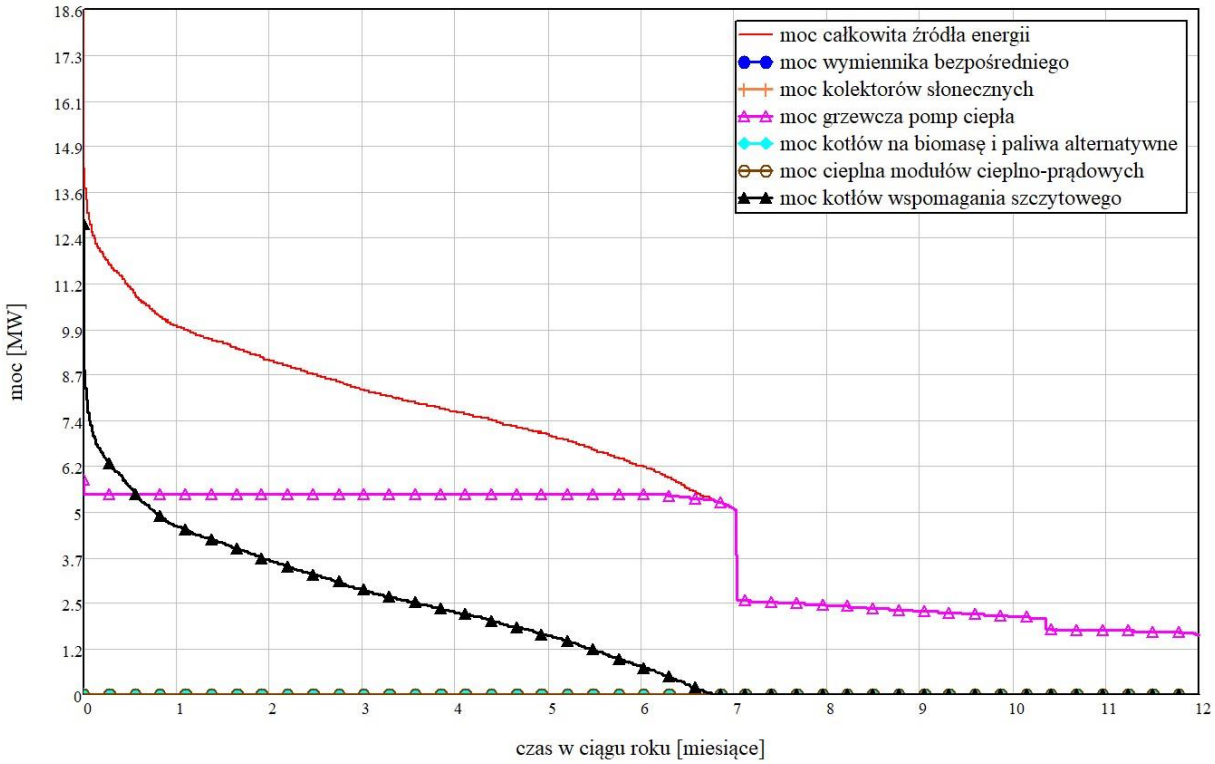
Rys. 5.5.2.16. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie chpA



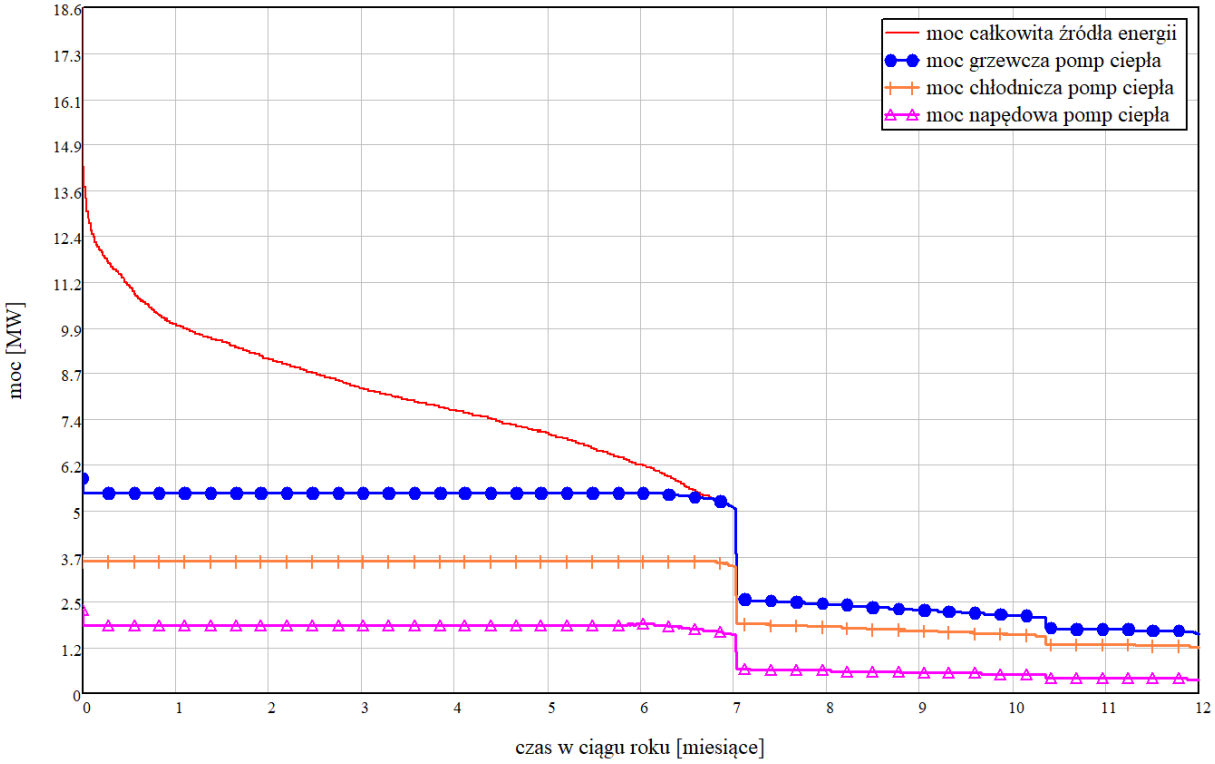
Rys. 5.5.2.17. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariancie ahpE



Rys. 5.5.2.18. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej grzewczej pomp ciepła dla wariantu ahpE



Rys. 5.5.2.19. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy w wariancie chpE



Rys. 5.5.2.20. Udział mocy geotermalnej i napędowej w całkowitej mocy grzewczej pomp ciepła w wariancie chpE

Tabela 5.5.2.1 zawiera zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i energetycznych analizowanych wariantów. Szacowany efekt ekologiczny podano w dwóch wariantach:

- efekt lokalny - odnosi się do prognozowanej emisji wybranych dziewięciu substancji zanieczyszczających atmosferę. Nie uwzględnia on emisji generowanej w trakcie wytwarzania energii eklektycznej zużywanej przez pompy ciepła i pompy obiegowe,
- efekt globalny (w skali globalnej) – uwzględnia emisję zanieczyszczeń generowaną przez elektrownie w trakcie wytwarzania zużywanej, przez instalację analizowanego źródła energii, energii elektrycznej.

Tabela 5.5.2.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Sochaczew

Parametr	**Wartość**					
Nazwa wariantu	ngA	ahpA	chpA	ngE	ahpE	chpE
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	15037	15037	15037	17651	17651	17651
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	126103	126103	126103	161932	161932	161932
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,266	0,266	0,266	0,291	0,291	0,291
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	60,7	60,7	60,7	60	60	60
Nominalny strumień czynnika roboczego [m^3/hr]	692,5	692,5	692,5	783,7	783,7	783,7
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	934	934	934	933	933	933
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	15981	15981	15981	15483	15483	15483
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m^3]	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	300	300	300	300	300	300
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	0	1600	1600	0	1600	1600
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	8	40	40	8	40	40
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m^3/hr]	0	90	90	0	90	90
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	0	100	100	0	100	100
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m^3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	brak	brak	brak	brak	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0	0,24448	0,24448	0	0,24448	0,24448
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	8,3	39,1	39,1	8,3	39,1	39,1
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	0	0	0	0	0	0
1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	0	100	100	0	100	100
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	0	872	872	0	872	872

3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	4996	5825	0	7013	5825
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	62,15	73,36	73,36	61,52	71,54	71,54
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	95	95	80	95	95	80
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	20	20	5	20	20	5
3.5. Maksymalna osiągana wartość COP grzewczego [-]	1,64	1,7	4,49	1,7	1,7	4,37
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	107764	115962	0	117514	127475
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	18291	10229	0	19814	11321
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	0	872	872	0	872	872
6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----						
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	15971	11105	10146	18584	11570	12759
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	142083	34319	26121	177415	59901	49940
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	12926	30004	32387	15041	34378	34501
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	0	9119	9119	0	9119	9119
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	7494	9902	0	10520	9902
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	9583	6663	6088	11150	6942	7655
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	1000	1000	0	1000	1000
- budynki [tys zł]	426	426	426	496	496	496
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	2917	5302	5852	3395	6300	6329
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	6270	6040	6434	7758	7512	7809
- koszty stałe [tys zł/rok]	840	1950	2105	978	2235	2243
- koszty zmienne [tys zł/rok]	5430	4090	4329	6781	5277	5567
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	646	1500	1619	752	1719	1725
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	194	450	486	226	516	518
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	5430	4090	4329	6781	5277	5567
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	44	43	45	44	42	44
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	50	48	51	48	46	48

Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- benzo(a)piren lokalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza lokalnie	0	0	0	0	0	0
- pył całkowity lokalnie	0	0	0	0	0	0
- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	68,145	48,04	12,528	66,263	49,014	18,652
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0,012	0,009	0,002	0,012	0,009	0,003
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0,044	0,031	0,008	0,043	0,032	0,012
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0	0	0	0	0	0
- węglowodory alifatyczne lokalnie	0,037	0,026	0,007	0,036	0,027	0,01
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0,001	0,001	0	0,001	0,001	0
- benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza globalnie	0	0	0,002	0	0	0,001
- pył całkowity globalnie	0	0,003	0,034	0	0,002	0,029
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	68,145	55,284	104,702	66,263	54,655	97,497
- CO (tlenek węgla) globalnie	0,012	0,025	0,212	0,012	0,022	0,183
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0,044	0,044	0,176	0,043	0,042	0,155
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0	0,045	0,57	0	0,035	0,487
- węglowodory alifatyczne globalnie	0,037	0,026	0,007	0,036	0,027	0,01
- węglowodory aromatyczne globalnie	0,001	0,002	0,011	0,001	0,001	0,009

Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone w ramach obliczeń analizy dotyczące efektów wykorzystania energii geotermalnej w celach grzewczych na terenie Sochaczewa potwierdzają możliwość osiągnięcia pozytywnych efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych. Ze względu na niską temperaturę wody geotermalnej konieczne jest wykorzystania w systemie grzewczym pomp ciepła. Analizowano dwa ich rodzaje: pompy absorpcyjne napędzane wyskotemperaturowym kotłem na gaz ziemny wysokometanowy i pompy sprężarkowe napędzane sieciową energią elektryczną. Praca pomp ciepła, zarówno dla odbiorcy aktualnie podłączonego jak i po zwiększaniu grona odbiorców o obiekt basenowy, była wyrównana w czasie (rys. 5.5.2.16 – 5.5.2.20). Niestety poniesione nakłady inwestycyjne na uruchomienie źródła energii i niska temperatura wody geotermalnej nie powoduje redukcji ceny zakupu energii przez odbiorcę finalnego, w porównaniu do sieciowego gazu ziemnego. Nieco niższej ceny zakupu energii odbiorca może się spodziewać w wariantach zakładających wykorzystanie pomp absorpcyjnych. Wszystkie warianty zakładające wykorzystanie energii geotermalnej charakteryzują się pozytywnym efektem lokalnego ograniczenia emisji. Ograniczenie emisji w skali globalnej dotyczy wariantów zakładających wykorzystanie absorpcyjnych pomp ciepła. Ograniczenie emisji zanieczyszczeń dotyczy przede wszystkim ditlenki węgla (CO_2). Efekt ten jest porzadany, w świetle konieczności ograniczenia emisji CO_2 w skali globalnej. Mając na uwadze analizowane aspekty ekonomiczne i ekologiczne uznać można, że wykorzystanie absorpcyjnych pomp ciepła wydaje się najbardziej pożądane.

Literatura:

Balcer M., 2017. Koncepcja geotermalnego uciepłownienia miasta Sochaczew,

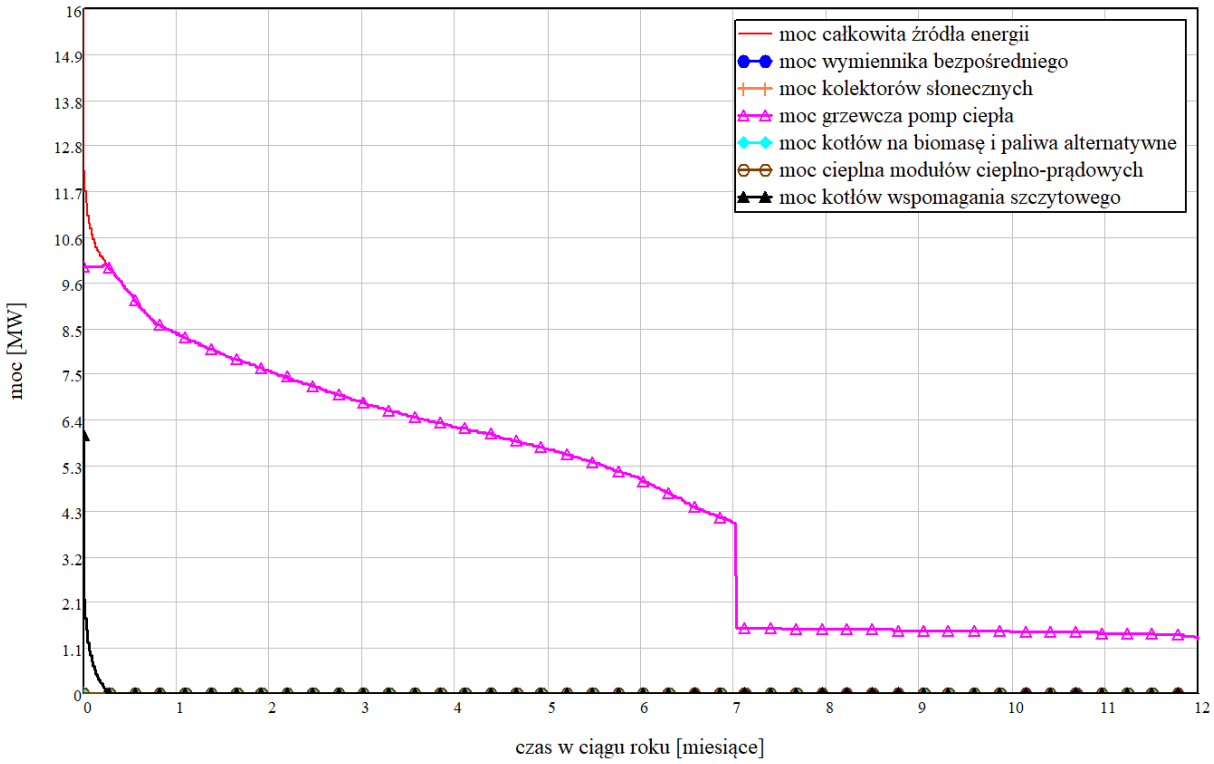
Analiza uwarunkowań wykorzystania zasobów geotermalnych dla Gminy Miasto Sochaczew. Listopad 2016b,

Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa Rzeczypospolitej Polskiej, 2017. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków. Źródło: typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków, dostęp 2017.09.11

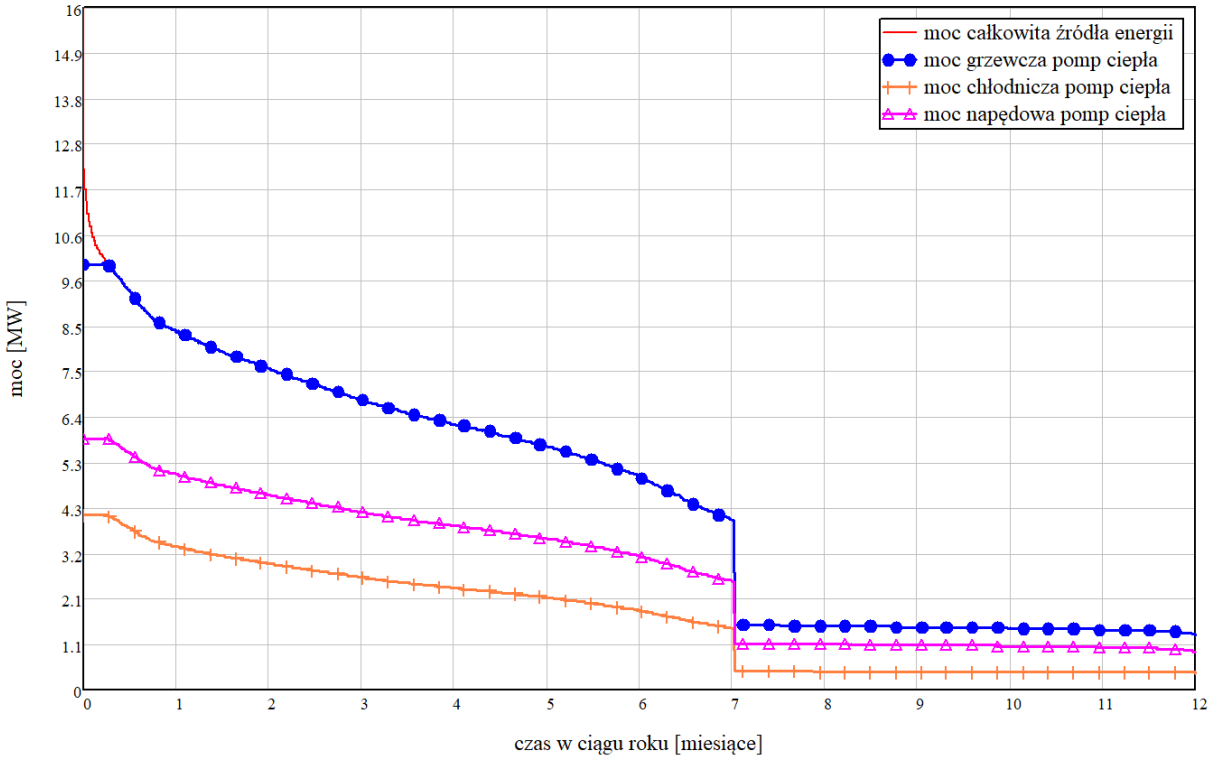
5.5.3. Optymalizacja energetyczno – ekonomiczna wiercenia pojedynczego otworu produkcyjnego dla zaopatrzenia sieci centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej w Sochaczewie

Optymalizacja energetyczno-ekonomicznej wiercenia pojedynczego otworu produkcyjnego, wykorzystywanego w celach grzewczych, w Sochaczewie miała określić celowość odwiercenia więcej niż jednego otworu eksploatacyjnego. Mając na uwadze parametry sieci ciepłowniczej w skojarzeniu z parametrami złożowymi zauważyć można, że główną barierą limitującą wykorzystanie energii geotermalnej jest brak koherencji temperaturowej. Złoże geotermalne dostarcza temperaturę ok. 40°C, która nie jest wystarczająca dla wymagań odbiorcy. Najniższa temperatura powrotna z sieci szacowana jest na 45°C (rys. 5.5.2.4). Praca źródła energii wymaga zatem zawsze pracy pomp ciepła. Zwiększenie ilości otworów pracujących na potrzeby systemu powoduje wzrost strumienia, a tym samym mocy możliwej do wykorzystania ale nie zmienia otrzymywanej temperatury głowicowej. Z wykresów prezentujących schemat pokrycia potrzeb cieplnych odbiorcy analizowanymi źródłami energii (rys. 5.5.2.13, 5.5.2.15, 5.5.2.17, 5.5.2.19) wynika, że moc pozyskiwana z pomp ciepła, przy wykorzystaniu wody geotermalnej jako źródła dolnego, zaspokaja bazowe zapotrzebowania na moc. Wykorzystanie mocy zainstalowanej w pompach ciepła jest wyrównane w czasie. Dodatkowa moc zainstalowana w pompach ciepła może zastąpić kotły szczytowe. Odbędzie się to jednak kosztem znaczącego podniesienia nakładów inwestycyjnych. Kluczowa wydaje się odpowiedź na pytanie: czy korzyści wynikające z obniżenia zmiennych kosztów produkcji energii elektrycznej pokryją wzrost kosztów stałych, związanych z podniesionymi nakładami inwestycyjnymi. Wszystkie warianty zakładające wykonanie dodatkowego otworu produkcyjnego oznaczono przez dodanie na końcu „(+1)" (plus jeden otwór dodatkowo) .

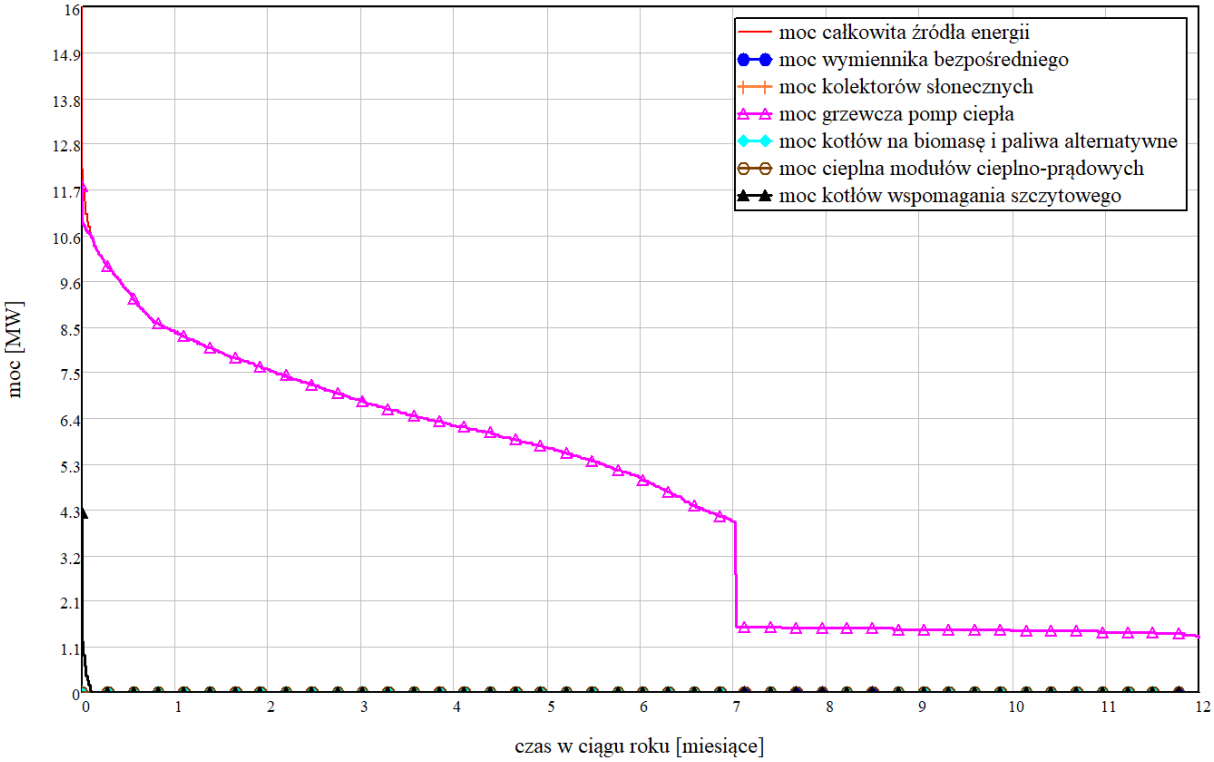
Na rys. od 5.5.3.1 do 5.5.3.8 przedstawiono schemat pokrycia zapotrzebowania na moc chwilową w wariancie zakładającym wykorzystanie dwóch otworów produkcyjnych i pomp ciepła. Parametry techniczne, ekonomiczne i ekologiczne dla źródła energii ze zmodernizowanym odbiorcą przedstawiono w tabeli 5.5.3.1.



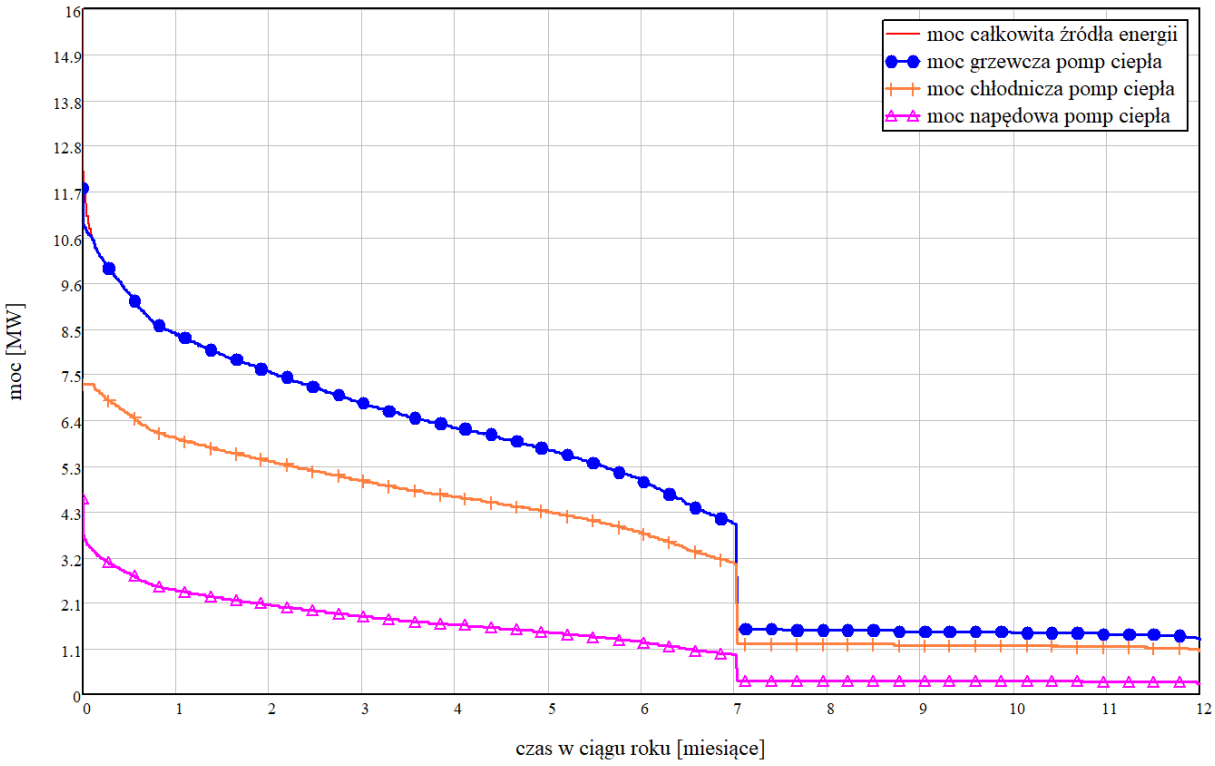
Rys. 5.5.3.1. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpA(+1), przy założeniu eksploatacji wody geotermalnej dwoma otworami produkcyjnymi



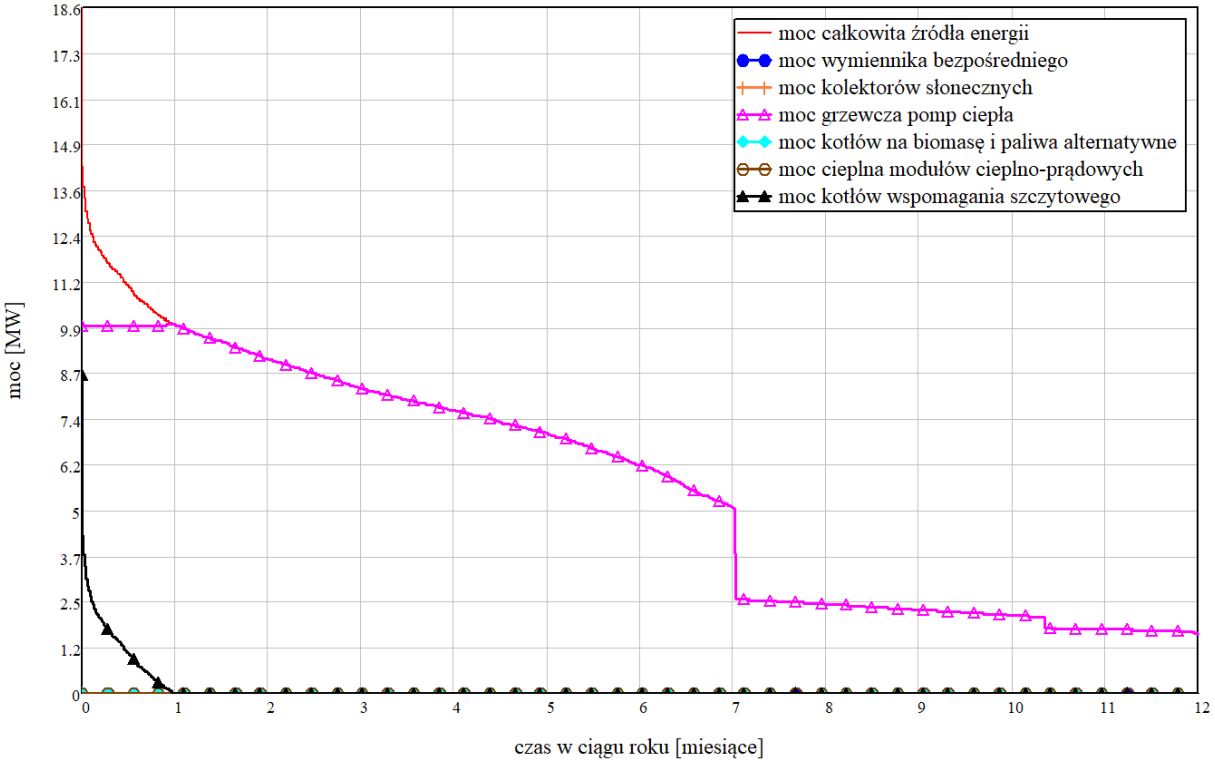
Rys. 5.5.3.2. Udział mocy chłodniczej (geotermalnej) i napędowej dla pomp ciepła w wariancie ahpA(+1)



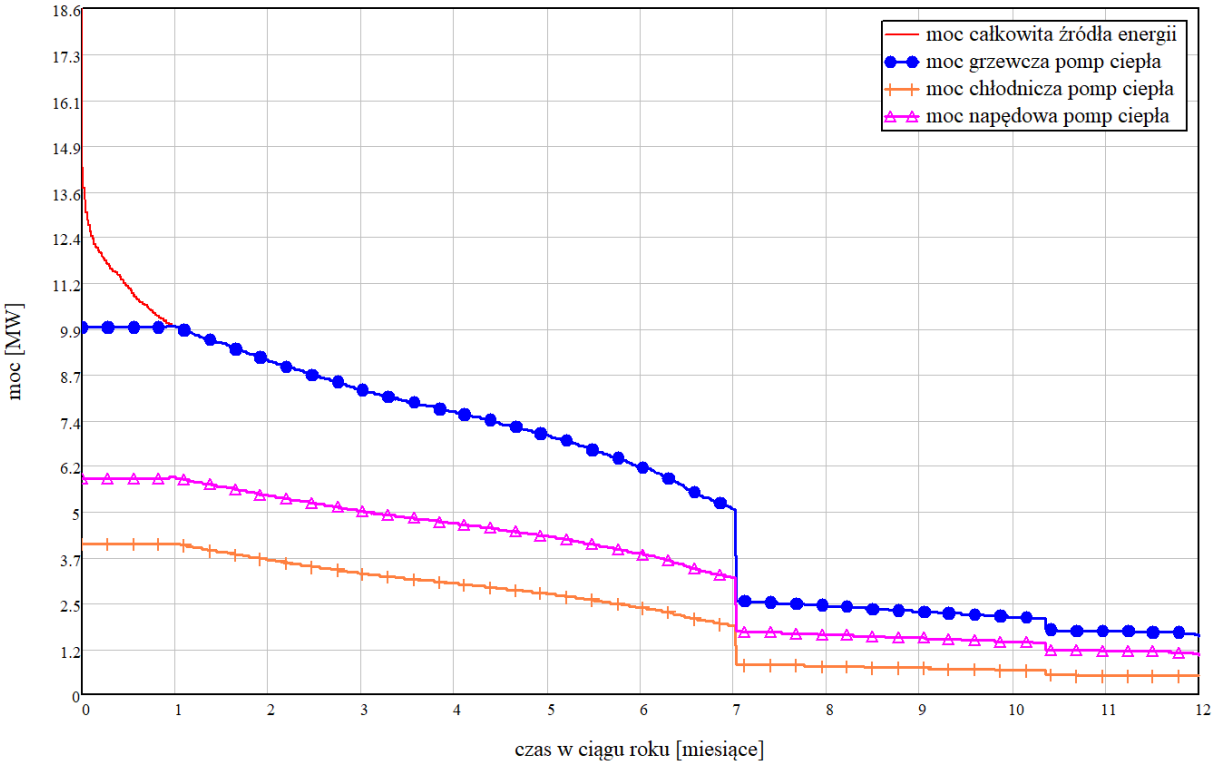
Rys. 5.5.3.3. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc chwilową w wariancie chpA(+1), przy założeniu eksploatacji wody geotermalnej dwoma otworami produkcyjnymi



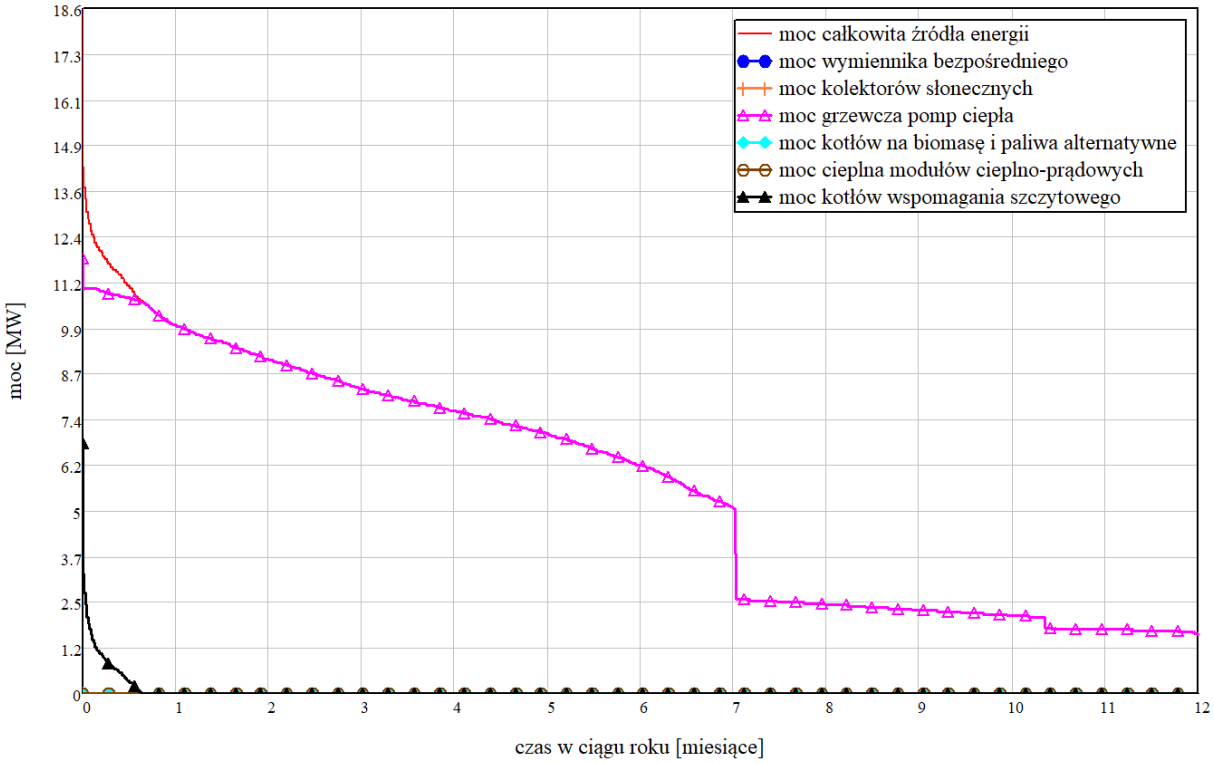
Rys. 5.5.3.4. Udział mocy chłodniczej (geotermalnej) i napędowej dla pomp ciepła w wariancie chpA(+1)



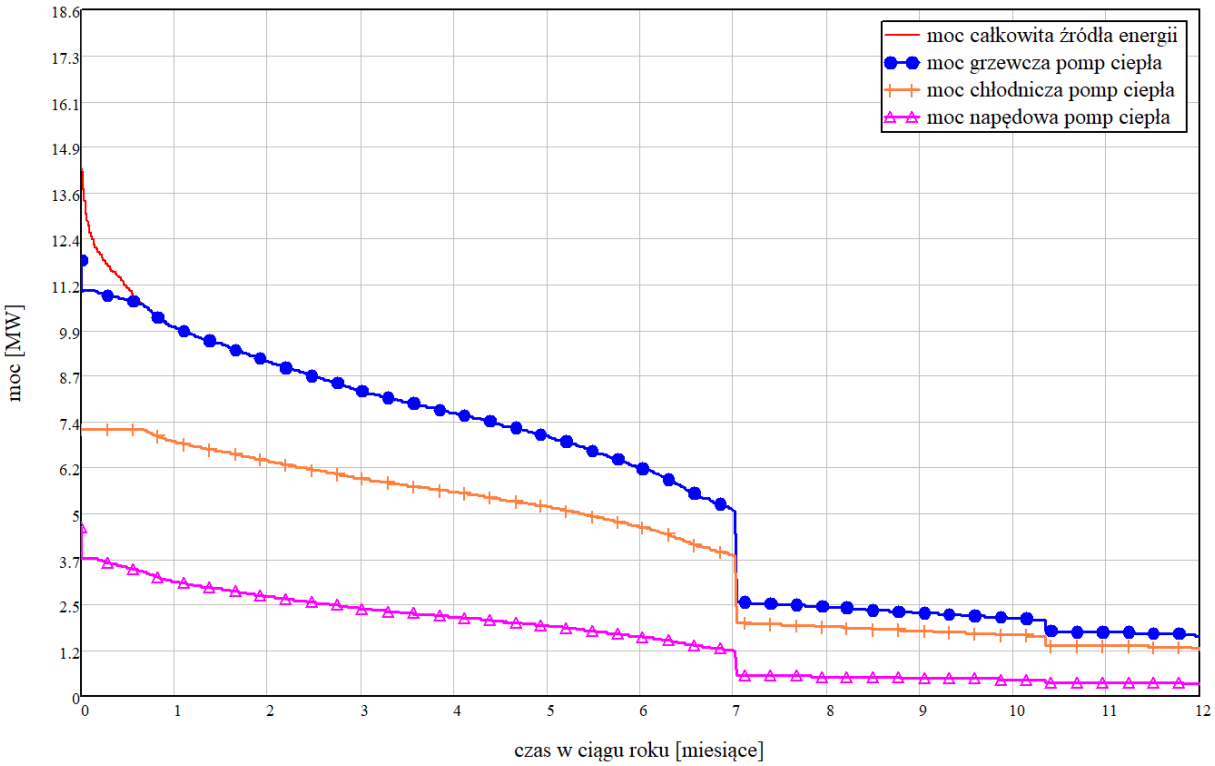
Rys. 5.5.3.5. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariancie ahpE(+1), przy założeniu eksploatacji wody geotermalnej dwoma otworami produkcyjnymi



Rys. 5.5.3.6. Udział mocy chłodniczej (geotermalnej) i napędowej dla pomp ciepła w wariancie ahpE(+1)



Rys. 5.5.3.7. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariancie chpE,(+1) przy założeniu eksploatacji wody geotermalnej dwoma otworami produkcyjnymi



Rys. 5.5.3.8. Udział mocy chłodniczej (geotermalnej) i napędowej dla pomp ciepła w wariancie chpE(+1)

Tabela 5.5.3.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Sochaczew

Parametr	**Wartość**					
Nazwa wariantu	ngA	ahpA(+1)	chpA(+1)	ngE	ahpE(+1)	chpE(+1)
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	15037	15037	15037	17651	17651	17651
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	126103	126103	126103	161932	161932	161932
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,266	0,266	0,266	0,291	0,291	0,291
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3	79,3
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	60,7	60,7	60,7	60	60	60
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	692,5	692,5	692,5	783,7	783,7	783,7
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m3/hr]	0	0	0	0	0	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	20000	20000	20000	20000	20000	20000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	934	934	934	933	933	933
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	15981	15981	15981	15483	15483	15483
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m3]	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	300	300	300	300	300	300
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250	250	250	250	250	250
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	0	1600	1600	0	1600	1600
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	8	40	40	8	40	40
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m3/hr]	0	180	180	0	180	180
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	0	100	100	0	100	100

1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	new	nowy	nowy	new	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	no well	brak	brak	no well	brak	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0	0,244475	0,244475	0	0,244475	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	8,3	39,6	39,6	8,3	39,6	39,6
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	0	0	0	0	0	0
1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	0	337	337	0	337	337
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	0	2953	2953	0	2953	2953
2.----- Kolektory słoneczne -----						
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0	0	0	0	0	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	93,68	93,68	93,68	93,68	93,68	93,68
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	9990	11796	0	9990	11796
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	62,15	74,5	76,79	61,52	72,43	74,46
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	95	95	80	95	95	80
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	20	20	5	20	20	5

3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,64	1,7	4,9	1,7	1,7	4,86
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	141607	141944	0	174146	175915
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	24579	10398	0	29740	13602
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	0	2953	2953	0	2953	2953
4. ----- Moduły cieplno-prądowe -----						
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0	0	0	0	0	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----						
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0	0	0	0	0	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400	400	400	400	400	400
6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----						
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	15971	6020	4175	18584	8633	6787
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	142083	476	139	177415	3269	1500
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	12926	45808	50958	15041	47921	53072
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	0	18239	18239	0	18239	18239
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	0	0	0	0	0	0

- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	14986	20054	0	14985	20054
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	9583	3612	2505	11150	5180	4072
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	1000	1000	0	1000	1000
- budynki [tys zł]	426	426	426	496	496	496
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	2917	7546	8734	3395	8023	9211
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	6270	7263	7323	7758	8217	8473
- koszty stałe [tys zł/rok]	840	2978	3312	978	3115	3450
- koszty zmienne [tys zł/rok]	5430	4286	4011	6781	5103	5024
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	646	2290	2548	752	2396	2654
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	194	687	764	226	719	796
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	5430	4286	4011	6781	5103	5024
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0	0	0	0	0	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	44	51	52	44	46	48
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	50	58	58	48	51	52
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- benzo(a)piren lokalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza lokalnie	0	0	0	0	0	0
- pył całkowity lokalnie	0	0	0	0	0	0

- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	68,145	42,667	0,067	66,263	41,208	0,56
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0,012	0,008	0	0,012	0,007	0
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0,044	0,028	0	0,043	0,027	0
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0	0	0	0	0	0
- węglowodory alifatyczne lokalnie	0,037	0,023	0	0,036	0,022	0
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0,001	0,001	0	0,001	0,001	0
- benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza globalnie	0	0	0,002	0	0	0,002
- pył całkowity globalnie	0	0,009	0,04	0	0,007	0,039
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	68,145	67,183	110,921	66,263	60,301	107,602
- CO (tlenek węgla) globalnie	0,012	0,063	0,252	0,012	0,051	0,243
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0,044	0,072	0,202	0,043	0,061	0,195
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0	0,152	0,685	0	0,118	0,662
- węglowodory alifatyczne globalnie	0,037	0,023	0	0,036	0,022	0
- węglowodory aromatyczne globalnie	0,001	0,003	0,013	0,001	0,003	0,012

Podsumowanie i wnioski

Optymalizacja układu efektów stosowania źródła energii poprzez wykonanie dodatkowych otworów, mając na uwadze obecną strukturę odbiorców oraz włączenie dodatkowego obiektu basenowego (park wodny), nie jest celowa. Rośnie co prawda udział energii geotermalnej w ogólnej strukturze wykorzystywanych nośników energii, odbywa się jednak przy znaczącym wzroście nakładów inwestycyjnych. Pompy ciepła, których wykorzystanie przy osiągniętej temperaturze wody geotermalnej jest konieczne, pracują w sposób mniej niewyrównany w czasie niż w przypadku jednego otworu. Osiągnięte efekty ekologiczne zwłaszcza w skali lokalnej są co prawda lepsze, ale redukcja emisji dotyczy przede wszystkim CO_2.

5.5.4. Analiza warunków geologicznych i geofizycznych dla podziemnego magazynowania ciepła ATES/UTES w Sochaczewie

5.5.4.1. Ogólne uwarunkowania dla systemów ATES

Gmina Sochaczew posiada zatwierdzony „PROJEKT ROBÓT GEOLOGICZNYCH na poszukiwanie i rozpoznawanie wód termalnych otworem *Sochaczew GT-1* na terenie miasta Sochaczew, gminy Sochaczew, województwo mazowieckie". Lokalizację wskazano w obszarze bazy transportowej nad rzeką Utratą, na północnym krańcu ul. Okrężnej.

Potencjalnej efektywnej eksploatacji ciepła z otworu *Sochaczew GT-1* mógłby sprzyjać system ATES (*ang. ATES – Aquifer Thermal Energy Storage*) - podziemnego magazynowania energii cieplnej w warstwach wodonośnych.

Systemy ATES funkcjonowały w Szanghaju w Chinach już w 1960 r. W Europie szczególnie popularne są w Holandii i Szwecji, a na mniejszą skalę korzysta się z nich w Belgii, Danii, Norwegii, Niemczech i w ostatnich latach w Wielkiej Brytanii (tab. 5.5.4.1, oraz pojedyncze duże instalacje Lotniska Gardermoen-Oslo w Norwegii, Gmachu Reichstagu i sąsiadujących budynków w Berlinie, a także kilka instalacji w Wielkiej Brytanii, w tym kilka odrębnych dla dużych kompleksów mieszkaniowych w Londynie).

Tabela 5.5.4.1. Główne obszary stosowania technologii ATES w Europie (na podstawie IFTech, 2012; Godschalk & Bakema 2009; Desmedt i in. 2007)

Kraj	Liczba instalacji ATES (przybliżona)	Rodzaj warstwy wodonośnej	Główne zastosowania
Belgia	>15	piasek/kreda	szpitale
Dania	10	piasek/żwir, kreda	przemysł
Holandia	>1 000	piasek	duże budynki
Szwecja	70	kreda, piasek/żwir	duże budynki

W 2004 r. *EU Commission SAVE Programme i Nordic Energy Research* szacowały typowe koszty magazynowania energii cieplnej w systemie ATES na 100-200 €/kW i wskazywały, że dla takich systemów typowe są także:

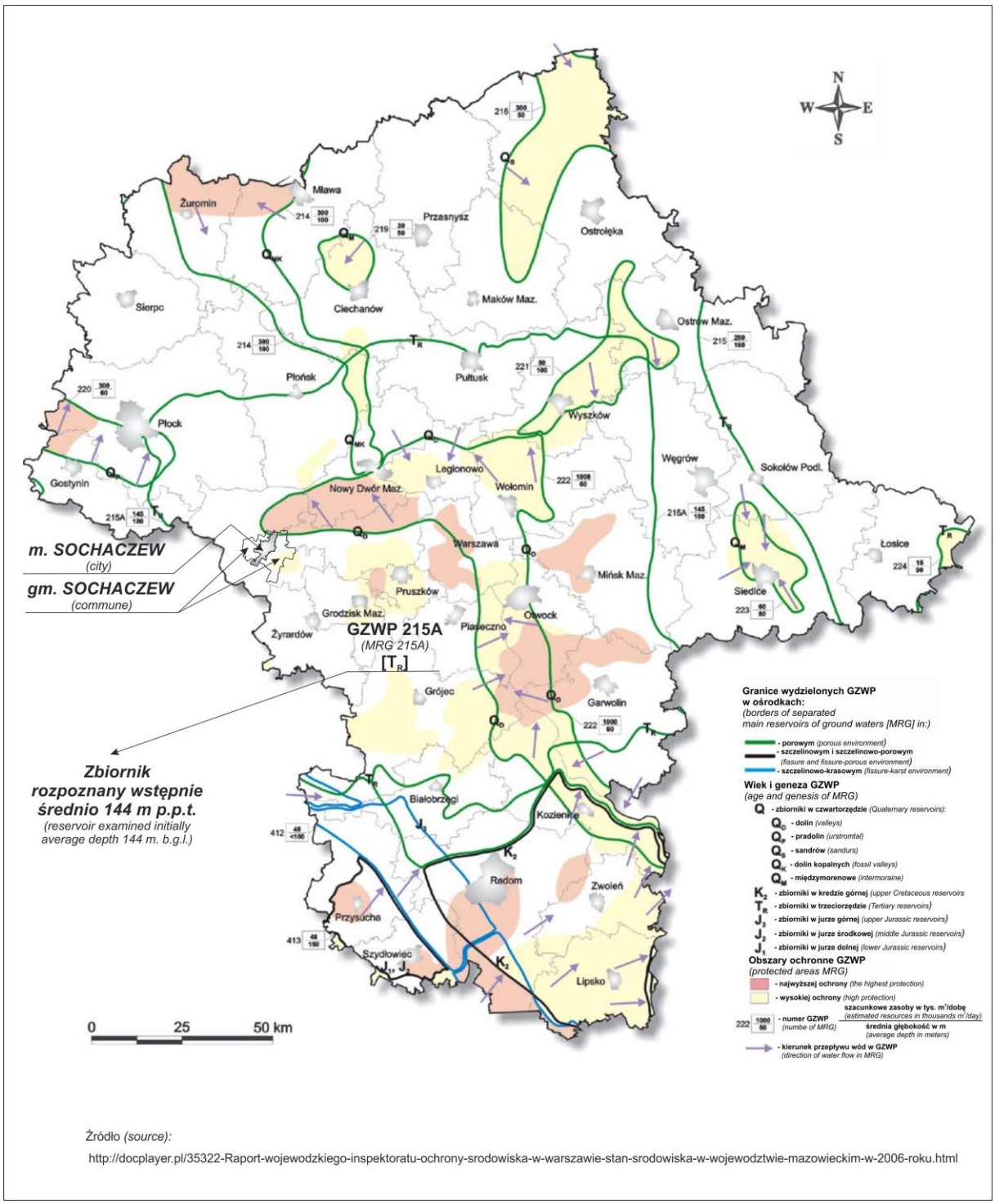
- wydajność studni eksploatacyjnej (pobór z warstwy wodonośnej) 10–100 m^3/h;
- wielkość ponownego zatłaczania wody do studni zrzutowej 10–75 m^3/h;
- średnica odwiertu 200–600 mm;
- głębokość otworu studziennego 10–300 m;
- min./max. temperatura przy ponownym zatłaczaniu wody 3°C/80°C;
- przepuszczalność warstwy wodonośnej od 10^{-3} do 10^{-4} m^2/s.

5.5.4.2. Warunki hydrogeologiczne

Zastosowanie systemu ATES wymaga rozeznania warunków hydrogeologicznych.

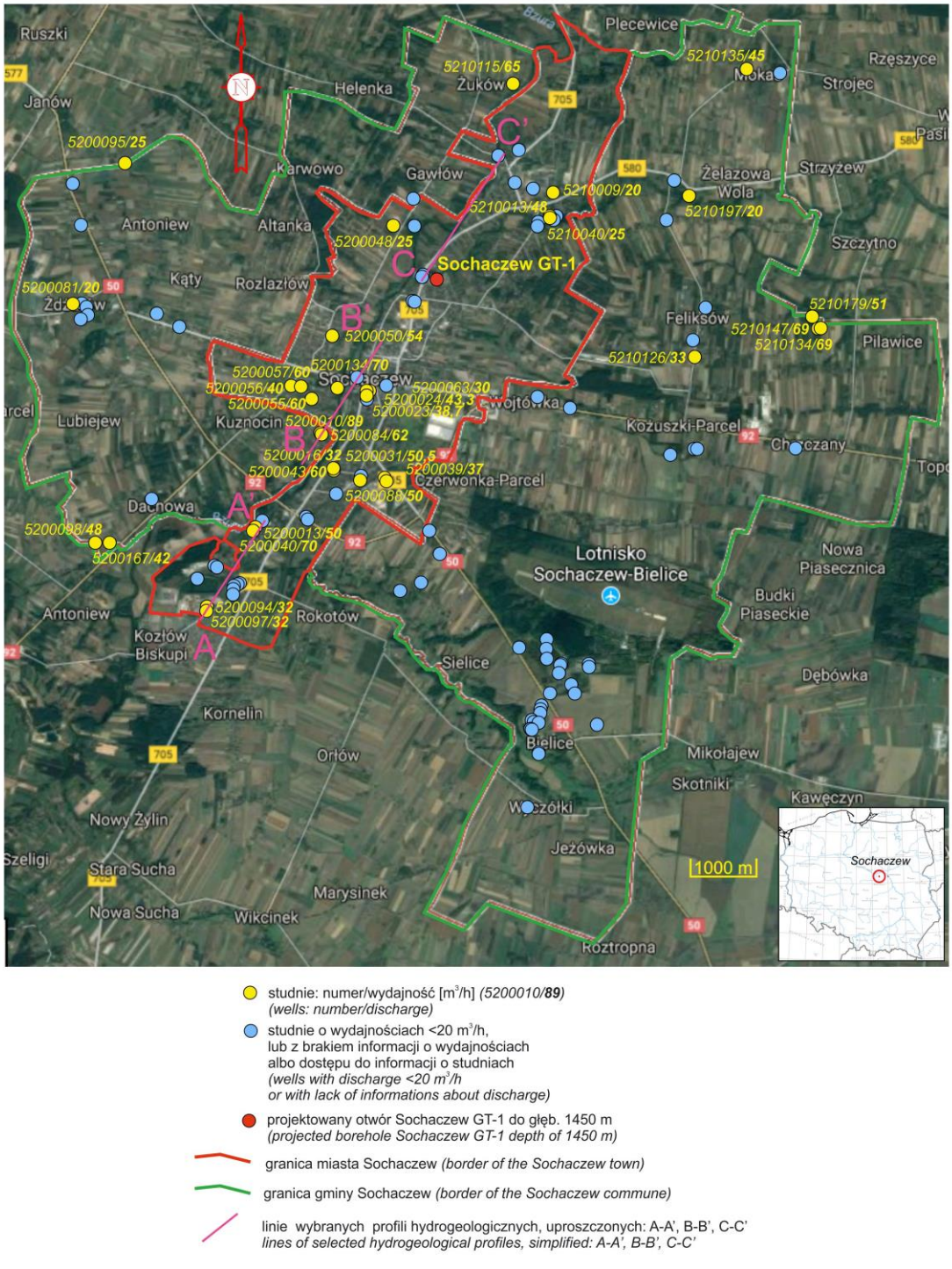
Obszar miasta Sochaczewa oraz obszar gminy Sochaczew – na zachód, i odrębnie na wschód od granic miasta – zlokalizowane są w zachodniej części województwa mazowieckiego. Obszary te stanowią jednocześnie fragment dużej jednostki hydrogeologicznej – jednolitej części wód podziemnych *JCWPd nr 81*. Została ona wskazana na południu niecki warszawskiej. Obejmuje rozległe zagłębienie w powierzchni utworów kredowych, wypełnione utworami paleogeńsko-neogeńskimi i plejstoceńskimi, przykryte następnie utworami czwartorzędowymi. Strefa głównego strategicznego zbiornika wód podziemnych - *GZWP nr 222 Doliny Środkowej Wisły*, występującego w obrębie jednostki JCWPd nr 81 w utworach czwartorzędowych, pokrywa się terytorialnie z przygranicznymi północnymi peryferiami miasta i gminy Sochaczew. Natomiast całość powierzchni miasta i gminy Sochaczew pokrywa się z rozleglejszym terenem występowania trzeciorzędowego *GZWP 215A – Centralnej części subniecki warszawskiej*, stanowiącym inny fragment jednostki JCWPd nr 81 (Hydrogeologia…, 2007). Położenie obszaru miasta i gminy Sochaczew względem głównych strategicznych zbiorników wód podziemnych (GZWP) ilustruje rys. 5.5.4.1.

Użytkowe poziomy wodonośne wód zwykłych występują w omawianym obszarze w osadach czwartorzędu, neogenu (pliocenu i miocenu) i paleogenu (oligocenu), tj. łącznie do głębokości około 220 m. Pierwszy użytkowy poziom wodonośny zazwyczaj występuje na głębokościach od 15 do 50 m. Potencjalnie, lokalnie, może występować paleogeńsko-kredowy poziom wodonośny zarówno z wodami słodkimi jak i zmineralizowanymi.



Rys. 5.5.4.1. Lokalizacja w granicach miasta i gminy Sochaczew studni z bazy Państwowej Służby Hydrogeologicznej (PSH), na tle ortofotomapy https://www.google.pl

Na rys. 5.5.4.2 pokazano lokalizację studni wierconych występujących w granicach miasta i gminy Sochaczew. Dane, w tym numeracja studni, pochodzą z bazy Państwowej Służby Hydrogeologicznej (PSH). Przy numerach wybranych studni umieszczono informację o zasobach ujętego poziomu wodonośnego. Wskazano także lokalizację projektowanego otworu Sochaczew GT-1. Rysunki 5.5.4.3, 5.5.4.4 i 5.5.4.5 (na podstawie danych z bazy PSH) obrazują usytuowanie wybranych studni w centralnej części miasta Sochaczew, w trzech kolejnych profilach na linii SW-NE. Zawierają także informacje o przestrzennym rozmieszczeniu studni oraz lokalizacji otworu Sochaczew GT-1 (rys. 5.5.5.5) i wybrane dane hydrogeologiczne (lokalizacje swobodnych i napiętych zwierciadeł poziomów wodonośnych, lokalizacje stref zafiltrowania, wydajności z ujętych poziomów wodonośnych).



Rys. 5.5.4.2. Lokalizacja w granicach miasta i gminy Sochaczew studni z bazy Państwowej Służby Hydrogeologicznej (PSH), na tle ortofotomapy https://www.google.pl

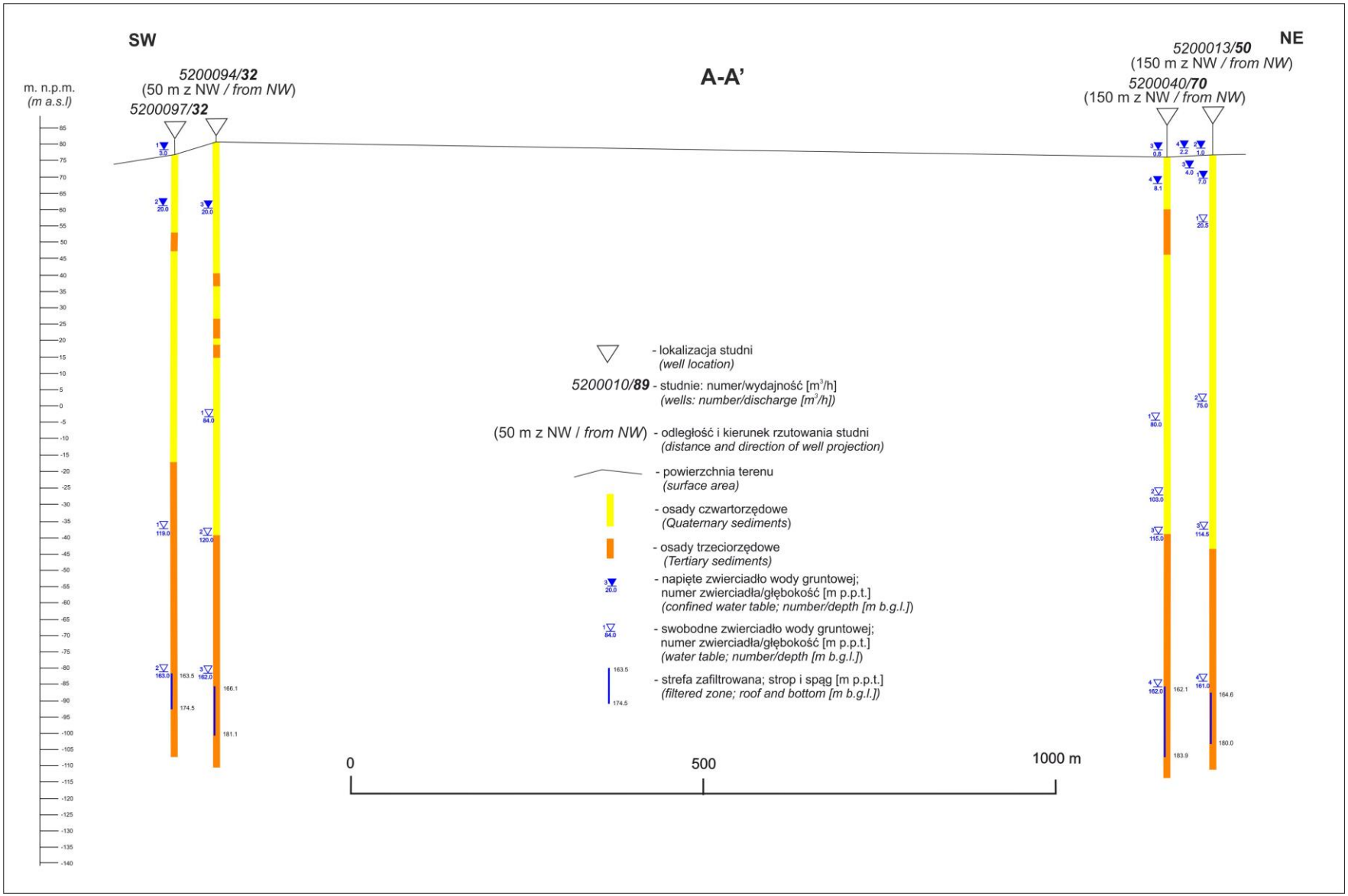


Fig. 5.5.4.3. Simplified hydrogeological profiles of selected wells from Fig. 5.5.4.2, projection along the A-A' line

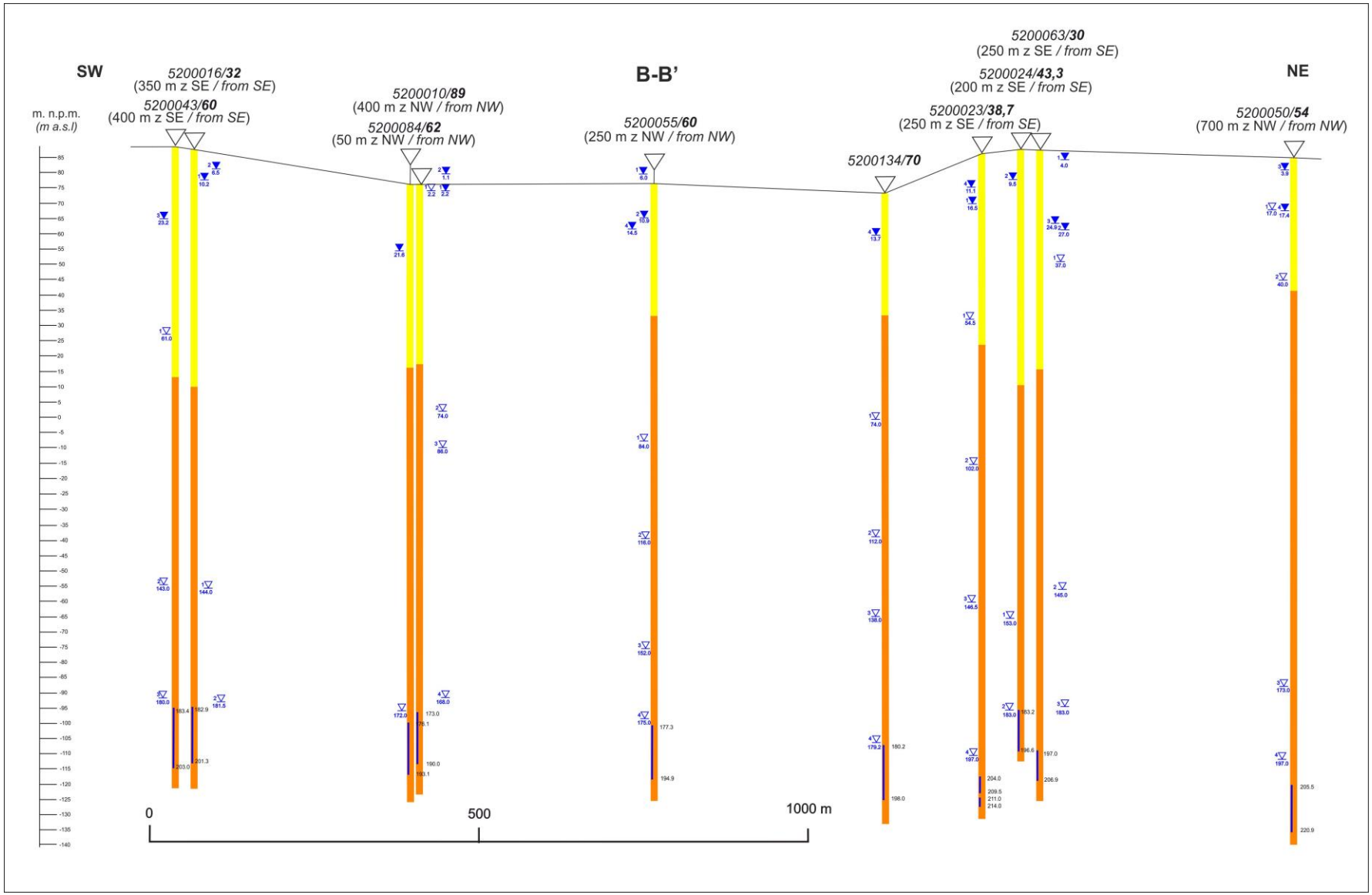


Fig. 5.5.4.4. Simplified hydrogeological profiles of selected wells from Fig. 5.5.4.2, projection along the B-B' line (legend as for Fig. 5.5.4.3)

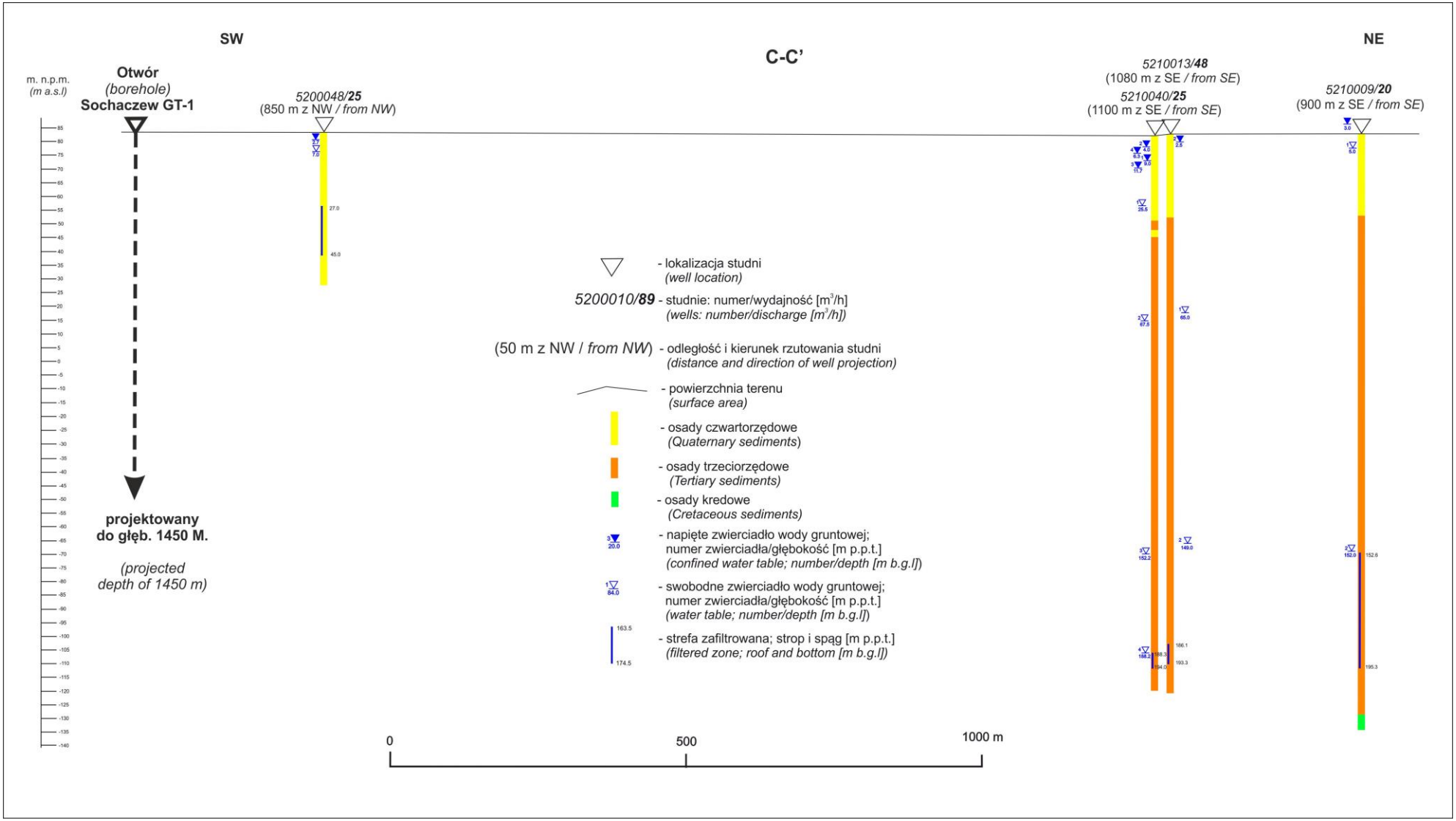


Fig. 5.5.4.5. Simplified hydrogeological profiles of selected wells from Fig. 5.5.4.2, projection along the C-C' line

Piętro wodonośne czwartorzędu

W rejonie Sochaczewa *piętro wodonośne czwartorzędu* lokalnie stanowi główny użytkowy poziom wodonośny. Wskazuje na to czynna studnia 5200048 w Karwowie (rys. 5.5.4.2). Omawiane piętro tworzy zwykle jedna do trzech warstw wodonośnych, które rozdzielają utwory słaboprzepuszczalne. Parametry hydrogeologiczne tego poziomu są zmienne, głównie ze względu na urozmaiconą morfologię plioceńskiego podłoża. Na obszarach lokalnych wysoczyzn wody występują w strukturach piaszczysto-żwirowych (czasem z poziomami: spągowym, śródmorenowym dolnym, śródmorenowym górnym i/lub przypowierzchniowym). Na ogół jest to jednak jeden poziom o swobodnym zwierciadle wody na głęb. 15-20 m i o miąższości 20-40 m, któremu miejscami na głęb. kilku-kilkunastu metrów towarzyszy poziom przypowierzchniowy, także o zwierciadle swobodnym, o niewielkiej miąższości, zróżnicowany litologicznie, lecz podatny na zanieczyszczenie (Hydrogeologia…, 2007 Poziomy śródmorenowe występują na głęb. 20-60 m (górny) i 50-100 m (dolny), a poziom spągowy na głęb. ponad 60 m. Związane są z utworami od żwirów i piasków gruboziarnistych po piaski drobnoziarniste i pylaste. Miąższości tych utworów osiągają kilka-kilkanaście metrów. Wody są tam zasilane drogą przesączania z utworów słaboprzepuszczalnych. Lokalnie, w dolinach rzecznych możliwe jest zasilanie infiltracyjnie. Nie wykluczone jest też, bardzo lokalnie, zasilanie ascensyjnie z poziomów mioceńskiego lub oligoceńskiego (Hydrogeologia…, 2007).

Czwartorzędowy poziom wodonośny zasilają głównie infiltrujące opady atmosferyczne (zasilające również w skutek sączenia niżej położone poziomy użytkowe), a drenowany jest przez cieki powierzchniowe. Średnie współczynniki filtracji w odniesieniu do głównej warstwy wodonośnej poziomu wynoszą od $1x10^{-4}$ do $3x10^{-5}$ m/s (Hydrogeologia…, 2007).

Występujące w rejonie Sochaczewa trzy poziomy wód trzeciorzędowych w stropie są na ogół izolowane kilkunastometrowymi pakietami utworów nieprzepuszczalnych (o miąższości 11,0-32,5 m), a profile litologiczne studni oraz występujące w warstwach wodonośnych ciśnienia wskazują na dominującą rozdzielność tych poziomów (Rudzińska-Zapaśnik, 2003).

Wodonośny poziom plioceński

Poziom plioceński o słabych parametrach hydrogeologicznych nie stanowi użytkowego poziomu wodonośnego. Występuje w niewielkich przewarstwieniach, wkładkach lub soczewkach piasku o miąższości do 20 m. Rudzińska-Zapaśnik (2003) stwierdziła jego występowanie w rejonie Sochaczewa jedynie w studni stacji energetycznej na NE peryferiach miasta, na głęb. 61,1-79 m (rzędna stropu 19,5 m n.p.m.). Takie przewarstwienia występują w ilastych, praktycznie nieprzepuszczalnych utworach pliocenu, które stanowią warstwę napinającą dla niżej położonych poziomów wodonośnych.

Wodonośny poziom mioceński

Wodonośny poziom mioceński, zasilany drogą przesączania i o napiętym zwierciadle wody, lokalnie znajduje się w łączności hydraulicznej z poziomem oligoceńskim.

Poziom mioceński, eksploatowany jest trzema studniami ujęcia miejskiego Kuznocin w Sochaczewie z głęb. ok. 160 m (rys. 5.5.4.2 i 5.5.4.4). Jego wody występują w drobnoziarnistych (niekiedy pylastych) brunatnych piaskach o miąższości od 18,4 do ponad 25 m, przewarstwionych utworami pylastymi, mułkami, iłami, węglem brunatnym, lub dużą domieszką pyłu węglowego, tj. utworami o niewielkim zwykle rozprzestrzenieniu (Rudzińska-Zapaśnik, 2003). W rejonie ujęcia Kuznocin sytuacja hydrogeologiczna jest jednak szczególna. Rzędna stropu tych utworów jest tutaj zbieżna z rzędną stropu oligoceńskiej warstwy wodonośnej. Utwory miocenu dolnego zalegają bowiem spokojnie w tzw. „rowie Kuznocina" (zrzut o ok. 40 m), utworzonym w stropie utworów oligocenu, ciągnącym się w kierunku Rozlazłowa na NW (Brzeziński, 1988). Boczny kontakt obu zbiorników powoduje występowanie więzi hydraulicznej i niejako „ciągłość" zawodnionych warstw (Rudzińska-Zapaśnik, 2003).

Lokalnie, w rejonie ujęcia miejskiego Kuznocin w Sochaczewie, w wyniku eksploatacji wód powstał kilkumetrowy lej depresji (por. np. studnie 5200084 i 5200010; rys. 5.5.4.4).

Piętro wodonośne paleogenu (oligocenu)

W rejonie Sochaczewa *piętro wodonośne paleogenu (oligocenu)* jest głównym użytkowym poziomem wodonośnym (poza ujęciem miejskim Kuznocin). Jego strop występuje na głębokości od 160 do ponad 200 m, a miąższość wynosi od 11 m na wschodzie do 64 m na zachodzie omawianego obszaru. Napięte zwierciadło wody tego piętra stabilizuje się na wysokości od 75 do 145 m n.p.m. Na ogół jednolita warstwa wodonośna występuje w morskich piaskach drobno- i średnioziarnistych, a czasem gruboziarnistych oraz żwirach, związanych z formacją glaukonitową (Rudzińska-Zapaśnik, 2003). Lokalnie

występują dwie warstwy (studnia 5200023, rys. 5.5.4.2 i 5.5.4.4) rozdzielone cienką warstwą iłów, mułów lub pyłów. W rejonie Sochaczewa nie stwierdzono wspólnego występowania tej wyższej warstwy wraz z wodami poziomu mioceńskiego, a niższej - z wodami *kredowo-paleoceńskiego piętra wodonośnego* (nie stanowiącymi poziomu użytkowego, o niskich wartościach hydrogeologicznych i mineralizacji 2-3 g/dm^3, Hydrogeologia…, 2007).

5.5.4.3. Analiza danych PSH pod kątem potrzeb systemu ATES w Sochaczewie

Analizą objęto 106 udokumentowanych studni wierconych miasta i gminy Sochaczew. Dane pochodzą z bazy PSH. Większość studni zlokalizowana jest w obrębie granic miasta (rys. 5.5.2). W przypadku części spośród nich brak informacji o wydajnościach wód. Analizę zawężono do 34 studni, w których notowano wydajności wyższe od 20 m^3/h. Najwyższą wydajność - 89 m^3/h – udokumentowano w studni 5200010 miejskiego ujęcia wód Kuzocin (rys. 5.5.4.2 i 5.5.4.4). Podobnie wysokie wydajności występują w innych studniach tego ujęcia: 5200134 (70 m^3/h), 5200084 (62 m^3/h), 5200055 i 5200057 (po 60 m^3/h, rys. 5.5.2). Na uwagę zasługują także wydajności z: ujęcia zakładów chemicznych (70 m^3/h, rys. 5.5.4.2), ujęcia grupowego wodociągu wiejskiego w Janaszówku (5210134 i 5210147 - po 69 m^3/h, rys. 5.5.4.2) oraz ujęcia miejskiego Żuków (5210115 - 65 m^3/h, rys. 5.5.4.2) i ujęcia miejskiego Boryszew (5200043 - 60 m^3/h, rys. 5.5.4.2).

Potencjalny system ATES powinien być zlokalizowany możliwie blisko projektowanego otworu Sochaczew GT-1. W bliskim sąsiedztwie otworu zlokalizowane są dwie studnie o głębokościach kilkunastu metrów, podobnie jak dwie kolejne położone nieco dalej (rys. 5.5.4.2). Ujmują one bardzo słabo wydajne wody czwartorzędowe. Wyższe wydajności wód udokumentowano w czterech innych studniach. W odległości 1000 m, w najbliżej zlokalizowanej studni 5200048 (rys. 5.5.4.2) na terenie Zakładu Transformatorów Radiowych, o głęb. kilkudziesięciu metrów, ujmowane są wody czwartorzędowe o wydajności 25 m^3/h z interwału zafiltrowanego na głęb. od 27 do 45 m. Nieco napięte zwierciadło wody występuje w tej studni na głęb. 7 m p.p.t. i stabilizuje się 2,7 m p.p.t. (rys. 5.5.4.5). Trzy inne studnie odległe są od projektowanego otworu o ok. 2000 m i umożliwiają czerpanie wody z poziomu oligoceńskiego, której zwierciadło jest napięte. Na NE to blisko sąsiadujące ze sobą studnie: 5210040 o wydajności 25 m^3/h i 5210013 o wydajności 48 m^3/h (rys. 5.5.4.2 i 5.5.4.5). Natomiast na SW to studnia 5200050 o wydajności 54 m^3/h (rys. 5.5.4.2 i 5.5.4.4). Strop zwierciadła wody oligoceńskej w studni 5210040 na NE występuje -102 m n.p.m, a w studni 5200050 na SW o 4 m niżej.

Biorąc pod uwagę powyższe dane, wstępnie wydaje się, że dogodnym rejonem dla lokalizacji systemu ATES może być pobliże studni 5200048 (rys. 5.5.4.6). Nie wykluczone, że występują tutaj dwie użytkowe warstwy wodonośne. Pierwsza, to udokumentowana warstwa czwartorzędowa na głęb. od ok. 25 do 45 m i o wydajności ok. 25 m^3/h, częściowo izolowana od powierzchni terenu. Druga, to przypuszczalnie dobrze izolowana pakietem nieprzepuszczalnych utworów ilastych warstwa oligoceńska o rzędnej stropu ok. -104 m n.p.m. i o przypuszczalnej wydajności 30-40 m^3/h. Problem może jednak stanowić mineralizacja wód. O ile wody ze studni 5200048 są słodkie, o tyle wody oligoceńskie są silnie zmineralizowane. Sucha pozostałość wynosi w nich odpowiednio: 920 mg/dm^3 w studni 5200040 (analiza z 12.08.1974 r.) i 783 mg/dm^3 w studni 5210050 (analiza z 27.01.1982 r.).

Obszar wskazany na rys. 5.5.4.6, zarówno w jego części na tle ortofotomapy, jak i w odniesieniu do obu poziomów wodonośnych (głównego w czwartorzędzie i oligoceńskiego), interesujący dla różnych rozwiązań odnośnie systemu ATES, wymagałby bliższego rozpoznania, np. szczegółowymi badaniami geofizycznymi, lub po wykonaniu przynajmniej jednej studni badawczej sięgającej poniżej poziomu oligoceńskiego.

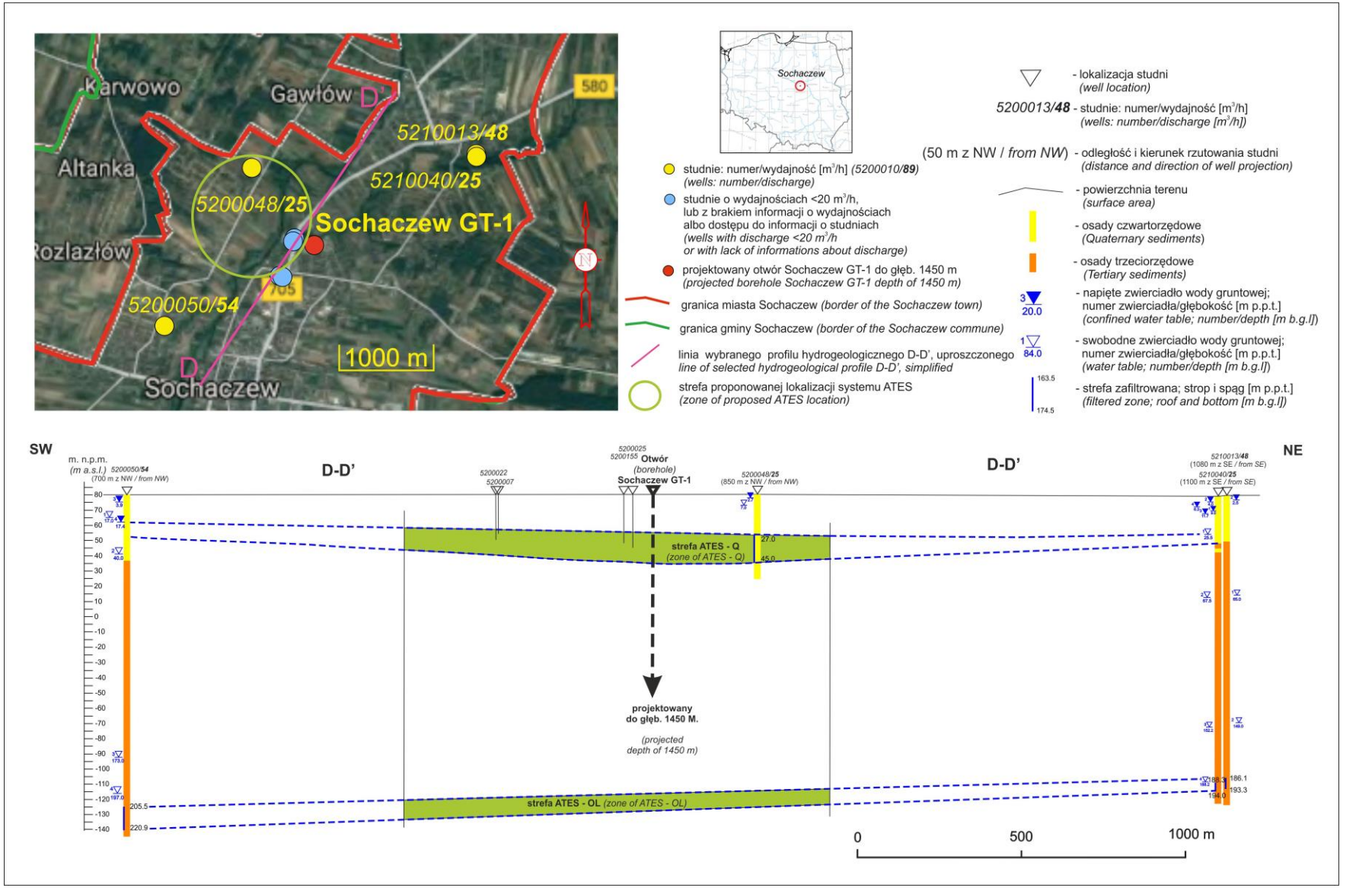


Fig. 5.5.4.6. Proposed location of the ATES system in Sochaczew

Literatura:

Brzeziński M., 1988: Objaśnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski w skali 1:50 000, Arkusz Sochaczew (520), Wyd. Geol., Warszawa.

Desmedt J., Hoes H., Lemmens B., 2007: Shallow geothermal applications in Belgium. Proceedings European Geothermal Congress 2007. Unterhaching, Germany, 30 May-1 June 2007. [W: https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/EGC/2007/142.pdf].

EU Commission SAVE Programme i Nordic Energy Research, 2004: Tabl. 4,2 [W: http://www.underground-energy.com/ATES.html]

Godschalk M., Bakema G., 2009: 20 000 ATES Systems in the Netherlands in 2020: Major step towards a sustainable energy supply. Proceedings Effstock 2009, Stockholm.
[W: http://intraweb.stockton.edu/eyos/energy_studies/content/docs/effstock09/Session_10_3_Overviews/94.pdf].

http://docplayer.pl/35322-Raport-wojewodzkiego-inspektoratu-ochrony-srodowiska-w-wojewodztwie-mazowieckim-w-2006-roku.html

https://www.google.pl/maps/place/Sochaczew/

Hydrogeologia regionalna Polski, Tom I – Wody słodkie. Red. nauk.: B. Paczyński i A. Sadurski. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, 2007. ISBN 978-83-7538-168-9.

IFTech, 2012: An Introduction to Aquifer Thermal Energy Storage (ATES). Rehau Workshop, 31.05.2012. http://www.icax.co.uk/pdf/IFTech_Presentation_Rehau_31May2012.pdf .

PROJEKT ROBÓT GEOLOGICZNYCH na poszukiwanie i rozpoznawanie wód termalnych otworem *Sochaczew GT-1* na terenie miasta Sochaczew, gminy Sochaczew, województwo mazowieckie. Kraków, wrzesień 2015. Materiały Pracowni Odnawialnych Źródeł Energii IGSMiE PAN Kraków.

Rudzińska-Zapaśnik T., 2003: Problemy występowania i izolacji mioceńsko-oligoceńskiego poziomu wodonośnego w rejonie Sochaczewa. Współczesne Problemy Hydrogeologii. T XI, cz. 1, Gdańsk, ss. 189-193.

System Przetwarzania Danych PSH, PIG-PIB Warszawa [W: http://spdpsh.pgi.gov.pl/PSHv7/]

5.5.5. Propozycja systemów ATES/UTES w Sochaczewie

Głównym celem tego zadania było określenie i zaproponowanie rozwiązań optymalizujących wykorzystanie energii geotermalnej w rejonie Sochaczewa. W rozwiązaniach tych należałoby zastosować technologię UTES(ATES lub BETS) w połączeniu z magazynowaniem ciepła słonecznego, jednym lub większą liczbą szczytowych źródeł ciepła (biomasa, gaz, itp.) oraz z zastosowaniem pomp ciepła (absorpcyjna, VCC lub połączenie pompy absorpcyjnej z VCC). Proponowane rozwiązania powinny opierać się na modyfikacji istniejących systemów zarządzania energią (centralne ogrzewanie, ciepła woda użytkowa).

Szczególne znaczenie ma optymalizacja wykorzystania wody geotermalnej poprzez zrównoważoną eksploatację, czyli zatłaczanie wód do płytkich zbiorników (100-200 m p.p.t.) celem poprawy retencji wody pitnej na danym obszarze. Istotnym jest również określenie efektów ekonomicznych oraz ekologicznych i środowiskowych zastosowanych wariantów systemów geotermalnych.

Konieczna jest długofalowa strategia w zakresie zaopatrzenia w ciepło w rejonie Sochaczewa, zwłaszcza pod względem zmniejszenia zużycia węgla oraz oleju do celów grzewczych.

5.5.5.1. Obecny stan

Sochaczew to miasto liczące 37.000 mieszkańców, położone w środkowej Polsce. Obecna sieć ciepłownicza pokrywa część miasta. Sieć nie jest ciągła, tzn. składa się z osobnych odcinków, które albo nie są połączone, albo się nakładają. Ogólne zapotrzebowanie na ciepło jest szacowane na 152 TJ/rok, ale tylko część tego zapotrzebowania jest pokrywana przez ciepłownię miejską.

Sieć ciepłownicza nie jest ciągła, tzn. składa się z kilku oddzielnych sieci, które nie są połączone lub zachodzą na siebie (patrz rozdział 5.5.2). Sezon grzewczy trwa 222 dni w roku, czyli nieco dłużej niż typowy okres od 15 października do 15 maja (212 dni). Zakłada się, że średnie zapotrzebowanie na ciepło w sezonie grzewczym wynosi 7,9 MW.

Nie podano szczegółów odnośnie potencjalnego zapotrzebowania na chłodzenie w tym obszarze, ale należy zauważyć, że chłodzenie w okresie letnim po pewnym czasie może poprawić efektywność UTES w okresie zimowym.

5.5.5.2. Istniejące zakłady ciepłownicze

Istniejące źródła energii cieplnej są zdecentralizowane. Nie ma jednego, dużego zakładu zasilającego sieć ciepłowniczą. PEC Sochaczew posiada obecnie 5 czynnych ciepłowni, natomiast Geotermia Mazowiecka i Boryszew S.A. obsługują odpowiednio dwie i jedną ciepłownię. Zainstalowane kotły mają różne wielkości i stosują różne paliwa, od kilkuset kW do kilku MW, i są opalane węglem, gazem, olejem lub biomasą (zrębki drewna, słoma, siano). W odniesieniu do przepisów nie ma obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej, tzn. cena jest jedynym narzędziem decyzyjnym.

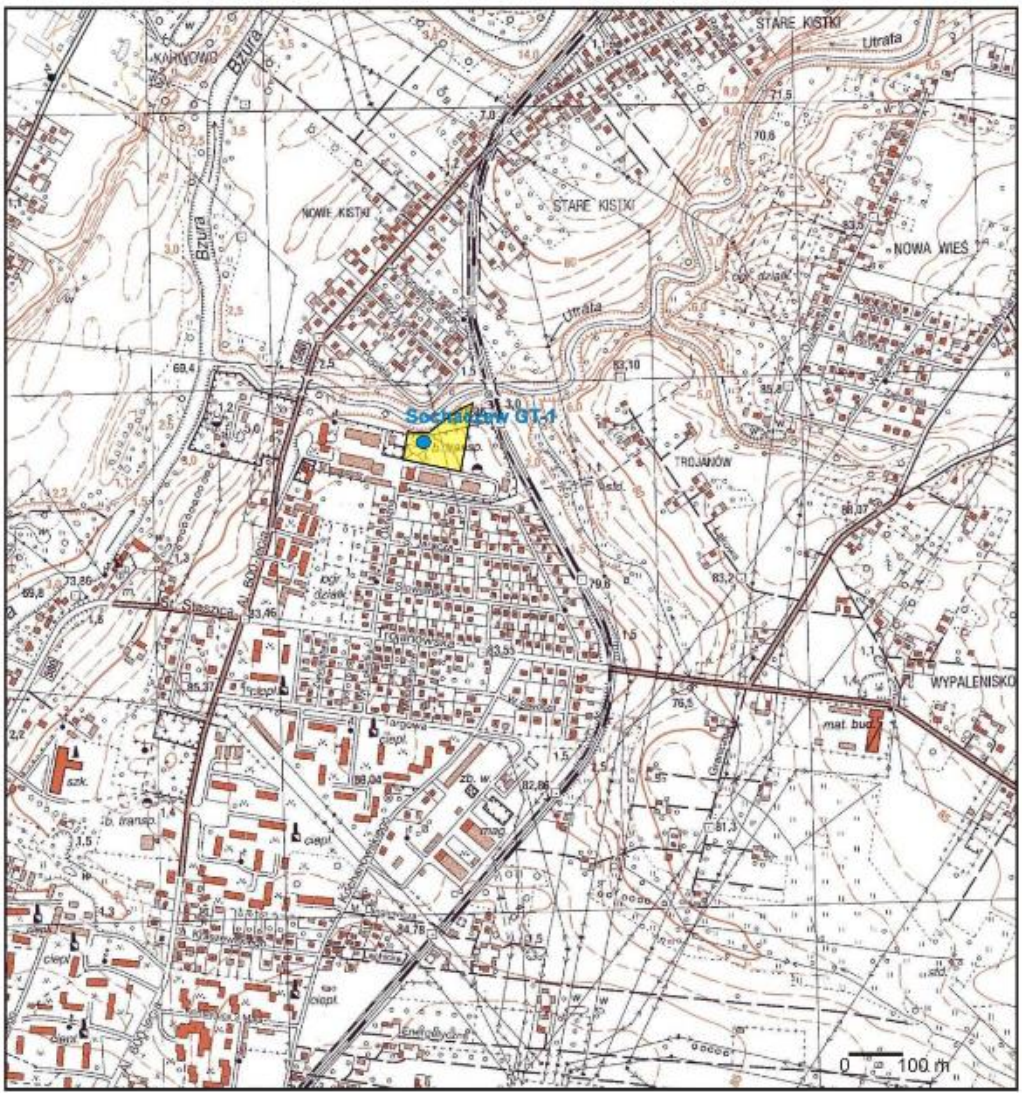
Według informacji uzyskanych od przedstawicieli PEC Sochaczew (ankieta) temperatury projektowe sieci ciepłowniczych wynoszą 80/60°C (zasilanie/powrót, dane przesłane przez lokalną firmę za pomocą kwestionariusza przygotowanego przez SWECO), przy -20°C temperatury zewnętrznej. Temperatura jest sterowana w oparciu o krzywą temperatury i temperaturę zewnętrzną w lecie: 65/45°C. Część sieci ciepłowniczej może pracować również w temperaturze 90/70°C, a temperatura zasilania jest podnoszona do około 110°C podczas obciążenia szczytowego. Systemy grzejników są odpowiednio instalowane w domach oraz innych ogrzewanych pomieszczeniach.

Deklarowane ceny energii, zastosowane w obliczeniach, wynoszą 100 zł/MWh dla gazu i 300 zł/MWh za prąd.

5.5.5.3. Warunki geologiczne i hydrotermalne oraz planowany otwór geotermalny

Rozpoznane zbiorniki wód geotermalnych w rejonie Sochaczewa znajdują się na głębokości 1400-1500 m, temperatury tych wód wynoszą 40°C (wydajność na poziomie 80-120 m^3/h) oraz na głębokości 2500 m (temperatura 70°C). Planowany odwiert o głębokości ±1400 m (±10%) zlokalizowany będzie w Trojanowie, dzielnicy Sochaczewa (Fig. 5.5.5.1). Pionowy odwiert przetnie kredowy poziom wodonośny, spodziewana wydajność wody z otworu to 120 m^3/h przy temperaturze ok. 40°C. Spodziewana jakość wody określona jest jako dobra, o mineralizacji mniejszej niż 1 g/dm^3. Przedsięwzięcie zakłada moc cieplną z tego otworu 3,6 MW przy 45 TJ/rok.

Proponowany odwiert znajdują się na niezabudowanej działce o powierzchni 92,79 ha, ogrodzonej i uposażonej (kanalizacja, zaopatrzenie w wodę). Obszar charakteryzuje się niskim poziomem urbanizacji. W otoczeniu planowanych prac znajduje się PEC Sochaczew wraz z kilkoma starymi obszarami przemysłowymi, które obecnie nie są wykorzystywane.



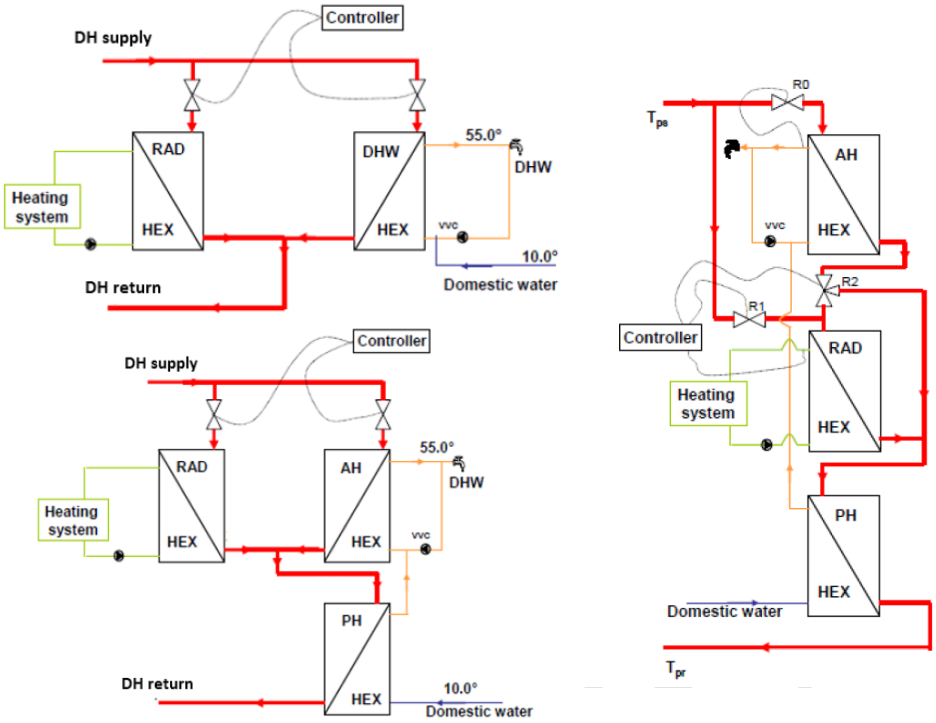
Rys. 5.5.5.1. Lokalizacja planowanego otworu geotermalnego w Sochaczewie

5.5.5.4. Zalecenia dla Sochaczewa

Niskotemperaturowe systemy ogrzewania

Źródło geotermalne jest położone na terenie, który nie jest jeszcze zurbanizowany, chociaż istnieją plany jego zabudowy. Jest to bardzo dobry przypadek dla niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej, które może wykorzystywać ciepło geotermalne o temperaturze rzędu 40°C (temperatura na głębokości 1400 m w planowanym odwiercie) do 70°C (na głębokości 2500 m, może stanowić podstawę od przyszłego wykorzystania) dzięki czemu będzie bardziej wydajna niż istniejące obecnie sieci ciepłownicze w Sochaczewie, których temperatura projektowa wynosi 80/60°C.

Niskotemperaturowa sieć ciepłownicza dla tego terenu zwiększyłaby możliwości zastosowania niskiej temperatury ze źródeł odnawialnych, np. geotermii (z pompami ciepła), paneli solarnych, biomasy czy odzysku ciepła technologicznego. Należy więc rozważyć zastosowanie niskotemperaturowej, miejskiej sieci ciepłowniczej. Tego rodzaju inwestycja jest zgodna ze scenariuszami rozwojowymi, nastawionymi na sieci niskotemperaturowe, proponowane w literaturze (Walnum & Fredriksen,, 2017). Urządzenia u odbiorców końcowych powinny być zaprojektowane z naciskiem na obniżenie temperatury powrotu, aby zapewnić sieci ciepłowniczej wysoką różnicę temperatur dla zasilania i powrotu (Walnum & Fredriksen, 2017). Oprócz połączenia pomiędzy takimi sieciami należy zaprojektować podstację obsługującą klientów, której celem będzie obniżenie temperatur wody powrotnej tak, aby ciepłownia dysponowała dużą różnicą temperatury zasilania i powrotu. Autorzy Walnum i Fredriksen (2017) podają kilka przykładów o różnym stopniu kompleksowości rozwiązań, które pomogą uzyskać niską temperaturę wody powrotnej, konieczną w niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej (Rys. 5.5.5.2).



Rys. 5.5.5.2. Trzy różne schematy niskiej temperatury powrotnej w sieci ciepłowniczej (Walnum & Fredriksen, 2017).

Możliwe zastosowanie ATES w systemie energetycznym

Istnieją dwa scenariusze, dla których zastosowanie ATES było by lepszym rozwiązaniem dla Sochaczewa,

- Jeśli istnieje potrzeba chłodzenia, zarówno mieszkaniowego jak i przemysłowego (w tym: centra handlowe, centra danych, procesy suszenia). W tym przypadku górny poziom wodonośny powinien być wykorzystywany jako zbiornik.
- Jeśli występuje nadwyżka ciepła odpadowego o temperaturze powyżej 40°C. W tym przypadku można zwiększyć temperaturę w warstwie wodonośnej o 40°C umożliwiając pompom ciepła wydajniejszą pracę, co zwiększy wydajność całego systemu.

Żaden z tych scenariuszy nie został określony jako wymagany na tym etapie, dlatego ATES nie jest zalecany dla Sochaczewa. Zalecenie to powinno być poddane dalszemu badaniu i ponownie ocenione w przyszłym opracowaniu systemu energetycznego. Jeśli jeden ze scenariuszy powinien zostać wdrożony, konieczne będą symulacje i badania dotyczące temperatury i jakości wody.

Efektywne wdrożenie systemu ogrzewania geotermalnego

Temperatura ze źródła geotermalnego w Sochaczewie jest zbyt niska dla bezpośredniego wdrożenia ogrzewania do sieci miejskiej o wysokiej temperaturze (80/60°C lub 90/70°C). Zastosowanie instalacji pompy ciepła pozwoli na podniesienie temperatury do właściwego poziomu, ok. 80-90°C.

Scenariusz 1

Przedstawiciele miejscowego zakładu proponowali zastosowanie gazowej, absorpcyjnej pompy ciepła (GAHP), jako pierwszego stopnia oraz parowej, kompresyjnej pompy ciepła (VCCHP), jako drugiego stopnia. Pierwszy stopień prawdopodobnie wytworzy po stronie gorącej temperaturę w zakresie 45-60°C, w zależności od wybranej mocy i rozwiązania technicznego, natomiast w drugim stopniu temperatura zostanie podniesiona do ok. 80°C, jeżeli to będzie konieczne. Połączony współczynnik COP wyniesie prawdopodobnie 1,0-1,1.

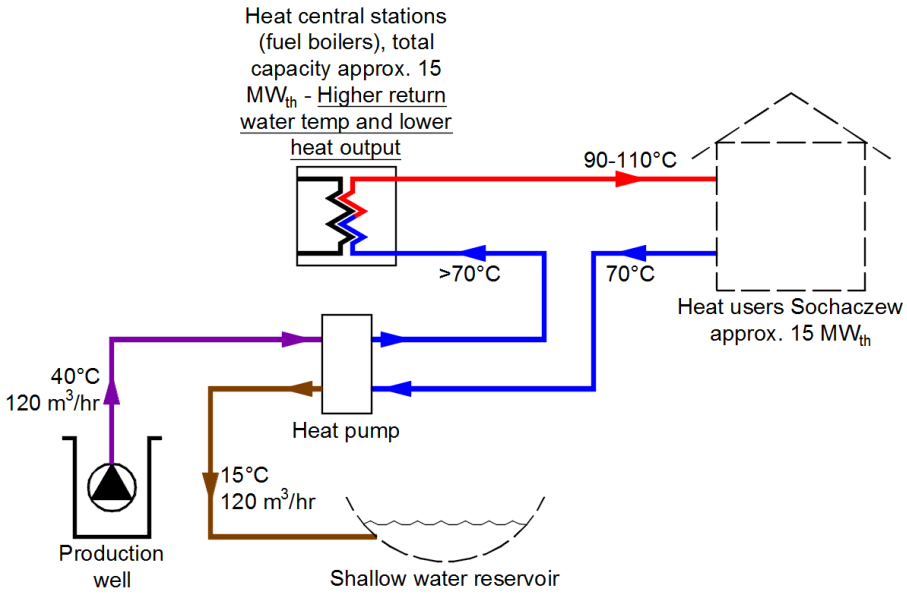
Alternatywą było by użycie pompy VCCHP dla obu etapów. W oparciu o podane wcześniej ceny energii dokonano przybliżonego obliczenia, które wskazuje, że pompa ciepła VCCHP musiałaby podać ciepło ze współczynnikiem COP 3,75 lub wyższym w tych samych warunkach. Pompa VCCHP pracująca w warunkach 40/20°C i 45/50°C może uzyskać COP wyższy niż

4,5. Jeżeli temperatura po stronie gorącej zostanie podniesiona o 5 K, to COP znacznie spadnie do ok. 4,0-4,5, w zależności od wyboru rodzaju pompy ciepła. Połączony COP dla obydwu stopni z pompami VCCHP wyniesie prawdopodobnie ok. 3-3,5. Wielkość współczynnika zależy od licznych możliwości wyboru projektu, ale można ją uzyskać dzięki zastosowaniu łatwo dostępnych rozwiązań.

Skoro VCCHP przewyższa GAHP, to zaleca się także VCCHP dla pompy ciepła pierwszego stopnia. Wstępne obliczenia wskazują, że rozwiązanie dwustopniowe oparte o VCCHP pozwoli na uzyskanie pożądanej temperatury w sieci. Dalsza ocena powinna uwzględnić optymalizację ekonomiczną instalacji pompy ciepła. Rozwiązanie oparte o kocioł szczytowy i pokrycie 80-90% zapotrzebowania za pomocą pompy ciepła jest wykonalne.

Scenariusz 2

W przypadku temperatury źródła w wysokości 40°C, jedną z opcji podwyższenia temperatury w sieci ciepłowniczej będzie skupienie się na podgrzaniu wody powrotnej z systemu dystrybucji, która zwykle wynosi ok. 70°C. Skoro zakład nie produkuje energii elektrycznej, nie należy obawiać się jak największego obniżenia temperatury wody geotermalnej. Tak więc podgrzanie wody powrotnej z 70°C, do przypuszczalnie 75-80°C spowoduje tylko obniżenie obciążenia ciepłem kotłów paliwowych. Kotły te działają przy temperaturach setek stopni i dlatego nie ma to znaczenia, czy woda podawana do kotłów ma temperaturę 70°C czy 80°C. Prosty schemat tego rodzaju systemu pokazano na rysunku 5.5.5.3, gdzie cały strumień wody geotermalnej przechodzi przez pompę ciepła, podgrzewającą wodę powrotną w systemie dystrybucji i obniża obciążenie cieplne kotłów.



Rys. 5.5.5.1. Diagram zastosowania pompy ciepła przy niskotemperaturowym otworze geotermalnym dla Sochaczewa

Literatura:

Walnum & Fredriksen 2017: Thermal Energy Systems in ZEN, ZEN Report

5.6. Konstantynów Łódzki

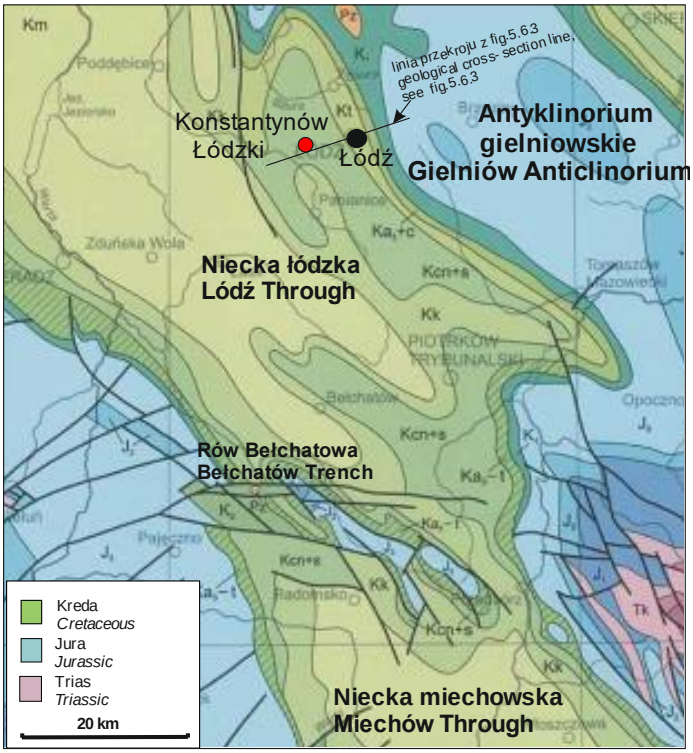
5.6.1. Warunki geologiczne, geotermalne i zapotrzebowanie na ciepło w obszarze Konstantynowa Łódzkiego - Łodzi

5.6.1.1. Warunki geologiczne i hydrogeologiczne

Omawiany obszar znajduje się w centralnej części synklinorium łódzkiego (niecka łódzka), które od wschodu graniczy z antyklinorium gielniowskim i od południa z niecką miechowską (rys.5.6.1.1). Obszar niecki łódzkiej tworzy niesymetryczną synklinę, w obrębie której wyróżnić można szereg struktur drugiego rzędu, takich jak antykliny horsty (np. elewacja radomszczańska), rowy tektoniczne (rów Bełchatowa) oraz struktury samoistne np. poduszki solne. W przeważającej części struktury te nie są wynikiem ruchów górotwórczych lecz tektoniki salinarnej. Większe struktury solne występują na NW od omawianego obszaru, np. w okolicy Damasławka i Mogilna Występujące tu kompleksy geologiczne zostały poprzecinane uskokami powstałymi w orogenezie alpejskiej obejmującej mioceńskie ruchy trzeciorzędowe. W wyniku tych dyslokacji utworzyło się wiele rowów tektonicznych i zrębów (Pożaryski [red], 1974).
Niecka łódzka, a w tym analizowany obszar, zbudowana jest z osadów permsko- mezozoicznych. Podłoże permskie, za wyjątkiem stref wysadów solnych występuje zwykle na głębokości 3000 - 5000 m, co oznacza, że kompleks mezozoiczny osiąga tu znaczną miąższość dochodzącą lokalnie do 5 km. Schematyczny przekrój geologiczny przez omawiany obszar (lokalizacja przekroju na rys.5.6.1.1 i 5.6.1.2) przedstawiony został na rys.5.6.1.3.
Ze względu na niekorzystne parametry zbiornikowe zbiorników paleozoicznych, w opracowaniu ograniczono się do omówienia kompleksu mezozoicznego oraz występujących tu warunków hydrogeotermalnych.

Kompleks triasowy

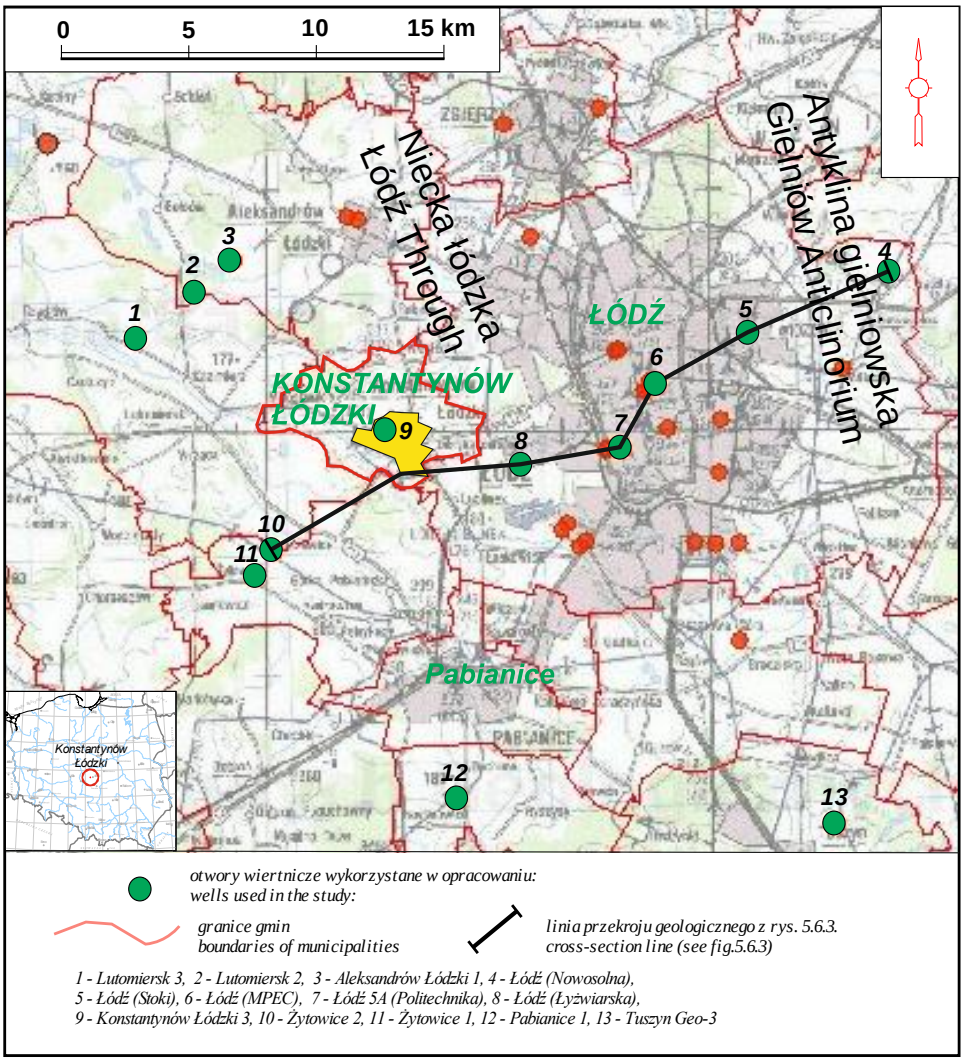
Utwory *triasu dolnego (pstry piaskowiec, ret)* są kontynuacją osadów najwyższego cechsztynu. Podobnie jak w okresie permskim nadal dominowała tutaj sedymentacja terygeniczna (utwory pelitowo-psamitowe o charakterze arkozowym z wkładkami wapieni oolitowych i wapieni marglistych). Sedymentacja odbywała się w zbiorniku śródlądowym, miejscami wysychającym, z lokalnie zaznaczoną działalnością wód płynących (liczne ripplemarki, hieroglify, ślady wysychania, szczątki organiczne). Słabe wpływy morskie powodowały jedynie krótkotrwałą brakizację środowiska. Dopiero utwory górnego pstrego piaskowca reprezentują płytki zbiornik morski okresowo tracący połączenie z morzem otwartym, a pełna morska sedymentacja nastąpiła w najwyższym recie, podobnie jak na całym obszarze Niżu Polskiego (Marek, 1985).
Utwory triasu dolnego wykształcone są jako czerwone iły, piaskowce wiśniowe, margle, wapienie i dolomity.



Rys.5.6.1.1. Sytuacja geologiczna analizowanego obszaru na tle „Mapy geologicznej Polski bez utworów kenozoiku" (wg Dadlez i.in., 2000)

Utwory te nie zostały opróbowane pod kątem wodonośności, gdyż głównym celem wykonanych tutaj wierceń wierceń było badanie ropo- i gazo- nośności utworów.

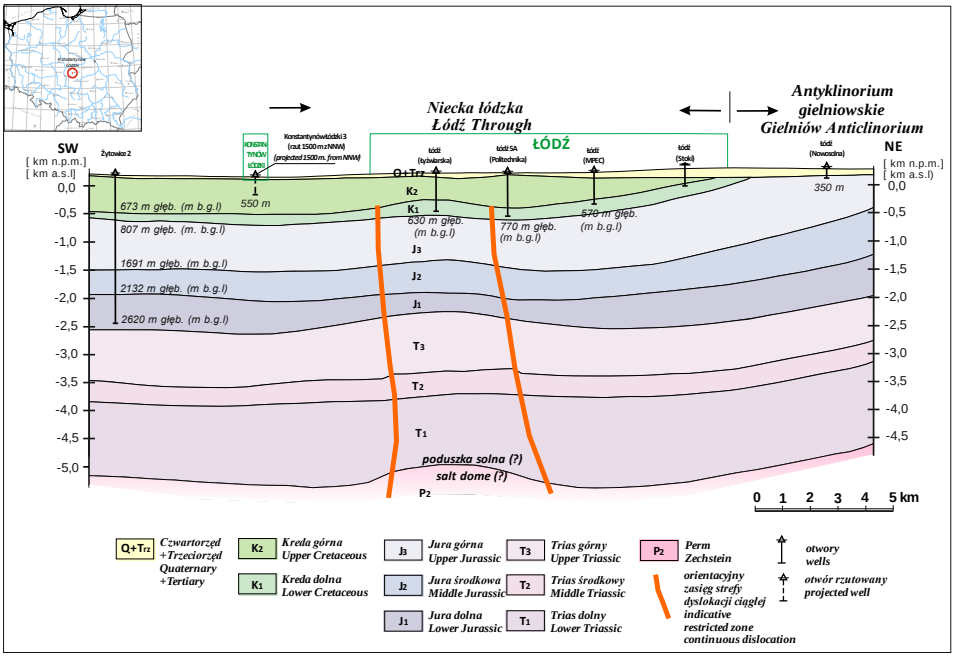
Wg *„Atlasu zasobów geotermalnych na Niżu Polskim”* (Górecki [red], 2006) na obszarze tym możliwe byłoby uzyskanie wydajności wód termalnych do 80 m³/h i temperatur rzędu 100°C przy głębokości 3500 m, i przy wysokiej mineralizacji wód, do około 200 g/dm³. Należy jednak zaznaczyć, że szacunki te mają zregionalizowany charakter i dotyczą wyidealizowanych warunków ujęcia wód podziemnych. Uwzględniając uwarunkowania techniczne ujęć oraz opierając się na zmierzonych dla tego obszaru wartościach wydajności wód podziemnych wydaje się, że bardziej realistyczne byłoby przyjęcie średniej wydajności rzędu 40 m³/h.



Rys. 5.6.1.2. Lokalizacja otworów wiertniczych i przebieg przekroju geologicznego z rys.5.6.1.3 (mapa podkładowa: CBDG PIG-PIB Warszawa - on line, wrzesień 2016)

Leżące wyżej utwory <u>*triasu środkowego (wapień muszlowy)*</u> w dolnym i środkowym wapieniu muszlowym powstawały w postaci na ogół jednolitej facji wapienno-dolomitycznej. Wytrącenia siarczanów zaznaczyły się w środkowym wapieniu muszlowym, a w górnym zaznaczyła się marglistość osadów i znaczne przewarstwienia ilaste. Sedymentacja utworów triasu środkowego odbywała się w dość wyrównanych warunkach batymetrycznych, lecz przy niespokojnym podłożu. Świadczą o tym różnice miąższości osadów od 135,5 m w Kutnie do ok. 500 m na zachód od miasta - w otworze Krośniewice IG-1, wskazujące (struktura Wojszyc) na silnie ożywioną w tym okresie tektonikę salinarną. Sekularne i powszechne ruchy podłoża spowodowały, że pod koniec triasu środkowego nastąpiła regresja wód, a zbiornik stał się zbiornikiem izolowanym i śródkontynentalnym (Marek, 1985).Utwory triasu środkowego wykształcone są w postaci wapieni, margli, iłowców, dolomitów, wapieni z wkładkami anhydrytów i wapieni falistych. Zwykle są to wapienie szare i brunatno-szare, twarde i zbite. Utwory te przewiercono otworem Zgierz IG-1 w interwale głębokości 3575–3953 m.

Utwory te opróbowane były na obszarze niecki łódzkiej jedynie sporadycznie pod kątem ropo- i gazonośności. I tak w otworze Gomunice 2 (około 35 km na S od Piotrkowa Trybunalskiego) w interwale 1535–1615 m uzyskano z tych utworów przypływ solanki bromkowej w ilości 13 m^3/h i o mineralizacji 56 g/dm^3 typu chlorkowo-wapniowego (wg klasyfikacji Sulina). Mineralizacja wód wskazuje na mieszaninę wody złożowej z filtratem płuczki zatłoczonej do odwiertu (mineralizacja rzeczywista jest przypuszczalnie większa). Temperatura złożowa była wysoka i wynosiła 51°C.
W strefie analizowanego tutaj obszaru kompleks ten występuje przypuszczalnie na głębokościach 3300–3500 m więc wody stropowej części zbiornika miałyby temperaturę złożową rzędu 95°C. Ich wydajność jest jednak trudna do oceny i można ją jedynie oszacować na około 20–30 m^3/h.
Utwory *triasu górnego od kajpru do niższego retyku* powstawały w warunkach sedymentacji brakicznej, a w wyższym retyku – limnicznej. Izolowany i wysładzający się zbiornik o sedymentacji ilastej oraz gipsowej kajpru górnego – z przedzielającym je piaskowcem trzcinowym, na przełomie kajpru i retyku znalazł się w strefie wzmożonej ruchliwości poszczególnych bloków podłoża. Brakiczna sedymentacja pstrego retyku była spowodowana redepozycją utworów kajpru, a sedymentacja limniczna szarego retyku wyznacza początek nowego cyklu sedymentacji przy narastającym, zawilgoceniu utworów.
W kajprze górnym, zwłaszcza u jego schyłku, intensywnie formowały się struktury solne bloków kutnowskiego (szczególnie intensywnie struktura solna Wojszyc – utwory retyku przykrywają warstwy gipsowe dolne) i rawskiego (struktura solna Jeżowa – retyk leży na kajprze dolnym) (Marek, 1985).
Osady triasu górnego niecki łódzkiej to głównie utwory ilaste z wkładkami piaskowców oraz gipsu i anhydrytu w stropie. Na omawianym obszarze retyk



Rys.5.6.1.3. Przekrój geologiczny przez rejon Żytowice-Łódź (Nowosolna)
(wg danych otworowych CBDG PIG-PIB Warszawa - on line, wrzesień 2016)

reprezentują iłowce popielato-szare, iłowce pstre (czerwone i zielone), mułowce brunatnoczerwone dolomityczne, piaskowce jasnoszare i zlepieńce.
Zostały one nawiercone otworami Żytowice 1 (interwał głębokości 2481–2531 m) i Lutomiersk 2 (2532-3204 m), (rys.5.6.2). Utwory kajpru to czerwone iłowce i mułowce, nieco margliste z kalcytem i z warstwami gipsu i anhydrytu. Piaskowce występują w obrębie kilkudziesięciometrowej serii piaskowca trzcinowego i kajpru dolnego.
Za główny poziom wodonośny uznaje się poziom piaskowca trzcinowego kajpru górnego, który zwykle wykazuje nasycenie wodą złożową.
Wydajność tych wód nie była badana; ww. *„Atlas”* (Górecki [red]. 2006) podaje maksymalne wartości rzędu 100 m^3/h, lecz wartości te są orientacyjne. W analizowanym obszarze strop triasu górnego występuje w interwale głębokości około 2600 m stąd temperatury złożowe występujących tu wód mogą znajdować się w przedziale wartości 70–75°C.

Kompleks jurajski

Jura dolna niecki łódzkiej reprezentowana jest przez naprzemianległe osady ilasto-mułowcowo-piaszczyste, charakterystyczne dla najbardziej subsydentnych partii bruzdy kujawskiej, o miąższości wzrastającej od 1125 m (otwór Zgierz IG-1), do 1318 m na NW (otwór Kutno 1). Sedymentacja triasowa była kontynuowana w wysłodzonym, limnicznym i izolowanym zbiorniku. Osadzały się w nim utwory terygeniczne ze zmienną przewagą osadów ilasto-mułowcowych i piaszczystych. Ilasta sedymentacja brakicznych warstw estuariowych (ciechocińskich) ustabilizowała się dopiero w toarsie, by w najwyższym toarsie gwałtownie zmienić się w sedymentację piaskowcową (warstwy borucickie). Struktury solne w liasie formowały się tutaj w niewielkim stopniu (Marek, 1985).

Kompleks rozpoczynają brunatnowiśniowe iłowce z wkładkami zlepieńców i otoczaków skał wapiennych, nad którymi leżą różne odmiany piaskowców. W ich stropie występuje szarozielona ilasta seria esteriowa.

Na omawianym obszarze jurę dolną reprezentują piaskowce drobnoziarniste, kruche, mułowce, iłowce ciemnociemnoszare i czarne z wkładkami piaskowców dolomitycznych i gniazdami syderytów ilastych.

Ze względu na korzystne parametry zbiornikowe występujące w skali regionalnej oraz znaczne wydajności wód, kompleks jury dolnej uważany jest za główny zbiornik wód termalnych niemal na całym obszarze Niżu Polskiego.

Procentowy udział warstw wodonośnych w całym profilu dolnej jury w rejonie łódzkim oceniany jest na około 50% całkowitej miąższości (Górecki i in., 1995) . Średni współczynnik filtracji dla niecki łódzkiej wynosi 4,5 * 10^{-5} m/s, średnia przepuszczalność 1,1 D, natomiast średnia porowatość efektywna około 20% (Górecki i in., 1995). Mineralizacja wód zbiornika dolnojurajskiego oceniana jest w tym rejonie na około 50 g/dm^3 w poziomach stropowych z gradientem hydrogeochemicznym 3,0 g/dm^3/100 m. Są to więc solanki, głównie typu Cl – Na.

Wydajności wód poziomu dolnojurajskiego z pojedynczego otworu mogą lokalnie osiągać nawet 300 m^3/h (przy założeniu udostępnienia optymalnych poziomów w obrębie kompleksu i przy odpowiednio wysokiej miąższości utworów piaskowcowych). Przyjmując jednak bardziej ostrożne szacunki można założyć, że wydajność pojedynczego otworu w analizowanej strefie będzie 100 - 150 m^3/h. Orientacyjnie również można przyjąć, że głębokość zwierciadła swobodnego będzie około 50 m poniżej powierzchni terenu.

Temperatury wód i utworów dolnej jury są bezpośrednio związane z głębokością i miąższością zbiornika. Ocenia się, że w strefie Konstantynowa gdzie strop zalega na głębokości około 2100 m a szacunkowa miąższość to około 500 m, temperatura stropowych utworów i wód dolnej jury może wynosić około 65^{0}C. Temperatura partii spągowych, zgodnie z gradientem geotermicznym szacowanym tu na 3,0^{0}C/100 m i przy miąższości jury 500 m, na głębokości 2600 m wyniosłaby zatem około 75^{0}C.

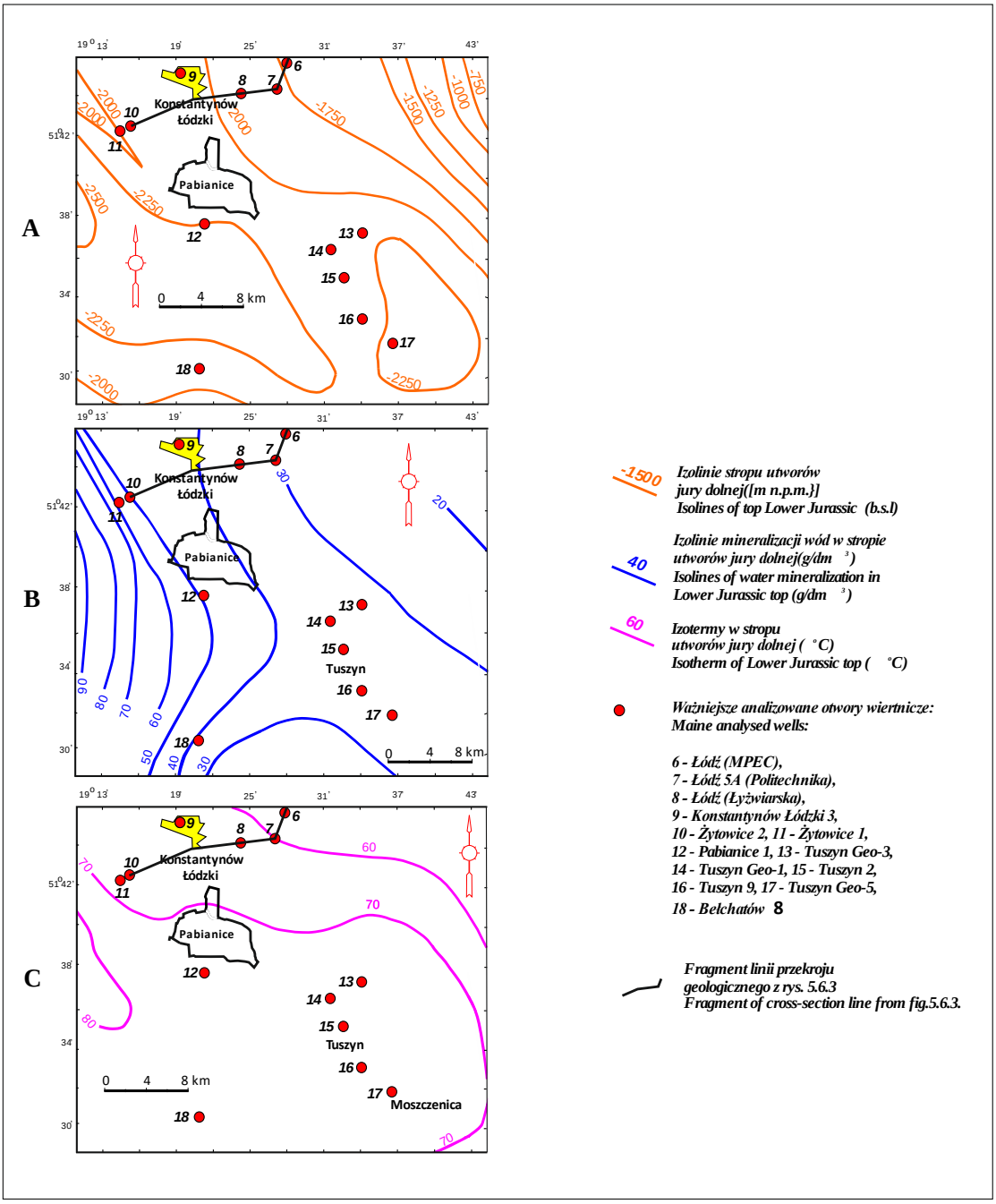
Uszczegółowione dane odnośnie przestrzennego rozkładu głębokości stropu, temperatur i mineralizacji wód zbiornika jury dolnej w omawianym rejonie przedstawiono na rys.5.6.1.4.

Utwory *jury środkowej* to początkowo osady zbiornika limnicznego, który przekształcił się w zbiornik morski w okresie aalenu. Gromadziły się w nim czarne iłowce i mułowce przedzielone pakietami piaskowców. W bajosie i batonie trwała morska, terygeniczna sedymentacja naprzemianległych, wapnistych kompleksów ilasto-mułowcowych i piaskowcowych, a podrzędnie sedymentacja utworów facji oolitowo-szamozytowo-żelazistej. W keloweju dolnym rozpoczęła się, kontynuowana później w dolnym oksfordzie (jura górna), sedymentacja dolomitowa i wapienna z glaukonitem. Utwory te przykrywa warstwa bulasta górnego keloweju (Marek, 1985).

W obszarze niecki łódzkiej strop tego zbiornika zalega na głębokości od -750 m n.p.m. (rejon wysadu solnego Rogóźna), -1500 m w rejonie Żytowic i Konstantynowa (rys.5.6.1.2 i 5.6.1.3) do około -2250 m n.p.m. na terenie gminy Aleksandrów Kujawski. Stąd, na obszarze niecki łódzkiej przy silnym zróżnicowaniu miąższości od 100 do 1100 m temperatury wód w obrębie tego kompleksu mogą osiągać wartości od 25 do ponad 70°C.

Poziomy wodonośne stwierdzono m.in. w otworze Lutomiersk 2 (na głębokości 1226-1250 m, wydajność 12 m^3/h, temperatura 44^{0}C, woda wysłodzona), Lutomiersk 3 (na głębokości 2211- 2181 m, wydajność 1,5 m^3/h, temperatura złożowa 65°C, woda wysłodzona) (rys.5.6.1.2), Żytowice 1 (głębokość 1965- 2065 m, wydajność 0,5 m^3/h, temperatura złożowa 81°C, woda wysłodzona. W rejonie miasta Zgierz (otwór Zgierz IG-1; Marek, 1985) z piaskowców i mułowców bajosu dolnego (z głębokości 2155–2180 m) uzyskano dopływ słonej wody złożowej w ilości 1,3 m^3/h, przy temperaturze w złożu 68°C, a z piaskowców kujawu dolnego (z głębokości 1915-1930 m) dopływ solanki Cl-Ca zgazowanej gazem palnym o wydajności 0,7 m^3/h. Wykazywała ona wysoką mineralizację (60 g/dm^3) i znaczną zawartość jodu (28 g/dm^3), a jej temperatura w złożu wynosiła 67°C.

Na omawianym obszarze utwory te to głównie piaskowce jasnoszare, drobnoziarniste, kruche i porowate, łupki, mułowce czarne z syderytami, iłowce beżowoszare i ciemnoszare, mikowe, zawierające zwęglony detrytus roślinny, a w części stropowej (kelowej) – wapienie.



Rys. 5.6.1.4. Mapa stropu (A), mineralizacji wód w stropie (B) i temperatury w stropie (C)- utworów jury dolnej wg archiwalnych danych otworowych oraz Atlasu Zasobów Geotermalnych Niżu Polski (Górecki [red], 2006).

Wydajności wód poziomu środkowo-jurajskiego dla pojedynczego otworu można ocenić na około 100 m^3/h, przy założeniu dużej miąższości utworów piaskowcowych (por. ww. *Atlas,* (Górecki [red], 2006). Bardziej realnie można przyjąć, że wydajność pojedynczego otworu w omawianej strefie będzie wynosiła około 50 m^3/h. Orientacyjną głębokość zwierciadła swobodnego można przyjąć na około 50 m poniżej powierzchni terenu (wg danych z innych otworów z terenu niecki łódzkiej).

Temperatury wód i utworów środkowej jury są bezpośrednio związane z głębokością i miąższością zbiornika. Ocenia się, że w omawianym obszarze gdzie strop zalega na głębokości około 1700 m (rys.5.6.1.3), temperatura stropowych utworów i wód środkowej jury może wynosić około 55°C, natomiast partii spągowych będzie uzależniona od miąższości zbiornika zgodnie z gradientem geotermicznym szacowanym tu na 3,0°C/100 m. Przykładowo dla miąższości jury środkowej 400 m (wg przekroju na rys. 5.6.1.3) czyli na głębokości około 2100 m temperatura wyniosłaby około 60°C.

Utwory *jury górnej* niecki łódzkiej w okresie oksfordu osadzały się jako płytkowodne utwory facji marglisto-węglanowej. Są to jasne wapienie gruzłowe i skaliste z krzemieniami, wapienie organodetrytyczne, wapienie kredowe i oolitowo-onkolitowe. Sedymentacja wapieni i margli z wkładkami łupków marglistych i mułowców trwała w kimerydzie oraz w wołgu dolnym

i środkowym. W wołgu górnym przeszła ona w sedymentację brakiczną (wapienie z wkładkami oolitowymi, anhydryty i gipsy facji purbeckiej).
Utwory te na analizowanym obszarze mają dość jednolite wykształcenie litologiczne, są to głównie wapienie, często margliste lub piaszczyste, margle, niekiedy z wkładkami gipsów i anhydrytów. Podrzędnie występują piaskowce glaukonitowe.
Miąższość osadów górnojurajskich na tym terenie jest znaczna i przekracza 900 m (rys.5.6.1.3) Szacowana głębokość stropu utworów górnej jury w tym rejonie to od ok. 800 m, co oznacza że wody tego zbiornika w partiach stropowych będą osiągać temperatury rzędu 25°C, a w partiach spągowych będą kształtować się na poziomie ok. 55°C.
Wydajności tych wód są słabo rozpoznane, a jedyne informacje odnośnie wodonośności zbiornika górnojurajskiego w tej strefie pochodzą z otworu Lutomiersk 3 gdzie z głębokości 1597–1648 m stwierdzono przypływ solanki o wydajności 10 m^3/h o temperaturze 54°C.

Kompleks kredowy
Kredę dolną rozpoczynają utwory płytkiego morza reprezentowane przez seria iłowców i mułowców z wkładkami syderytów. Stropową część tworzą piaski i piaskowce drobno- i średnioziarniste, często glaukonitowe z wkładkami piaskowców z oolitami żelazistymi.
Warstwy wodonośne w utworach kredy dolnej tworzą serie przepuszczalnych skał piaszczystych, piaszczysto-marglistych, piaszczysto-mułowcowych walanżynu, hoterywu i barremu-albu. Kompleks wodonośny na obszarze niecki łódzkiej nie tworzy ciągłego w rozprzestrzenieniu poziomu wodonośnego. Poprzez tektoniczne zaburzenia w ułożeniu skał jest on rozbity na kilka jednostek hydrostrukturalnych o zróżnicowanym wykształceniu warstwy wodonośnej i przerywanej ciągłości warstw przepuszczalnych i nieprzepuszczalnych. Strop zbiornika w omawianej strefie zalega na głębokości około 650-700 m (rys. 5.6.1.3), natomiast miąższość całego kompleksu oceniana jest tutaj na około 200 m, a maksymalnie do 300 m. Procentowy udział warstw wodonośnych w profilu kredy dolnej jest jednak ograniczony i oceniany tutaj na około 85% [5]. Średni współczynnik filtracji dla warstw wodonośnych wynosi 4,0 * 10^{-5} m/s, natomiast średnia porowatość efektywna 20% [5]. Mineralizacja wód zbiornika dolnokredowego, oceniana jest w tym rejonie na około 0,3 g/dm^3. Są to więc wody słodkie, typu: Na – Cl i Na – Cl – HCO_3 (wg klasyfikacji Altowskiego).
Wydajności wód z poziomu dolnokredowego dla pojedynczego otworu można ocenić na 100–250 m^3/h, przy czym rzeczywiste wydajności będą uzależnione od lokalnych warunków hydrogeologicznych i konstrukcji otworu eksploatacyjnego. Doświadczenie z realizacji instalacji geotermalnych w niedalekim Mszczonowie oraz z prób przeprowadzanych w otworach rejonu Skierniewic wskazuje, że wydajność realna będzie rzędu 60 – 150 m^3/h pomimo, iż niektóre dane hydrogeologiczne są bardziej optymistyczne (Tab. 5.6.1.1). Występujące tu warunki ciśnieniowe są subartezyjskie o zwierciadle swobodnym występującym na głębokościach około 30–40 m.
Temperatury wód i utworów dolnej kredy są bezpośrednio związane z głębokością i miąższością zbiornika. Wobec przewidywanej na omawianym obszarze głębokości stropu 500–700 m, temperatury wód na tych głębokości będą rzędu 20^0C (rys.5.6.1.3, Tab.5.6.1.1).

Tabela 5.6.1.1. Zestawienie danych eksploatacyjnych ujęć wód z horyzontu dolnej kredy

Nr otworu na rys. 2	Lokalizacja otworu	Nawiercony interwał kredy dolnej (m p.p.t)	Wydajność *Output* (m^3/h)	Temperatura wód (°C)	Mineralizacja (g/dm^3)
2	Lutomiersk	91 – 267	1	13	0,2
3	Aleksandrów Łódzki	253 – 452	-	-	-
5	Stoki (Łódź)	~200 – (312>)	~150	14	0,35
6	MPEC ul. Tuwima (Łódź)	510 - (572>)	~100	~17	0,3
7	Politechnika (Łódź)	630 – 770	170	~18	0,2
8	ul. Łyżwiarska (Łódź)	~500 – (694>)	220	17	0,2
10, 11	Żytowice	673 – 807	-	20	-
13	Tuszyn	730 – 850	-	22	-

W *kredzie górnej* tworzyły się osady głębszego morza, wykształcone głównie w facji marglistej z wkładkami wapieni, opok i czertów. Najwyższa kreda górna to gezy szare z wkładkami margli piaszczystych z ziarnami glaukonitu i igłami gąbek.

W NW strefie niecki łódzkiej utwory kredy górnej mogą osiągać miąższość około 1250 m w interwale głębokości 50–1300 m. Kompleks ten ze względu na płytkie zaleganie nie stanowi obiektu interesującego dla geotermii, natomiast jest głównym zbiornikiem wód podziemnych przeznaczonych do celów konsumpcyjnych.

Kompleks kenozoiczny

Morskie utwory *trzeciorzędu* deponowały niezgodnie na utworach górnej kredy w formie klastycznej formacji oligoceńskiej (rys. 5.6.1.3). W spągu reprezentowane są one przez piaski i rozsypliwe piaskowce z glaukonitem, ku górze przechodzące w utwory mulasto-ilaste. Po oligocenie sedymentacja zmieniła się na lądową, a w miocenie odbywała się w wielkich śródlądowych zbiornikach. W stropie osadów mioceńskich w obrębie piasków i iłów występują pokłady węgli brunatnych, powstałe przez nagromadzenie w rozległych jeziorzyskach dużych ilości materii roślinnej (rejon Konina, Turka i Bełchatowa). W obrębie bełchatowskiego złoża węgla brunatnego występują wapienie jeziorne zawierające bogatą faunę słodkowodnych i lądowych mięczaków. Wyżej-ległe utwory pliocen reprezentowane jest przez pstre iły.

Utwory *czwartorzędu* to utwory trzech zlodowaceń, przy czym najlepiej wykształcone są utwory zlodowacenia bałtyckiego. Są to gliny morenowe, utwory rzeczne i fluwioglacjalne. Utwory holocenu to głównie osady akumulacji rzecznej – mady i piaski oraz lokalnie torfy.

Utwory kenozoiku nie posiadają znaczenia jako zbiorniki wód termalnych natomiast stanowią (wraz z kredą górną) główne zbiorniki wód podziemnych dla tego obszaru.

5.6.1.2. Zestawienie wybranych danych hydrogeotermalnych z otworów na obszarze niecki łódzkiej

Analizy parametrów hydrogeotermalnych uzyskane z otworów odwierconych na obszarze niecki łódzkiej (w tym w rejonie Konstantynowa Łódzkiego) wskazują, że dla geotermalnego wykorzystania znaczenie posiadają głównie zbiorniki mezozoiku zbudowane z utworów kredy, jury i lokalnie triasu. Szczególnie korzystnie ze względu na potencjalne wydajności przedstawiają się zbiorniki: dolnej jury, jury środkowej i kredy dolnej, jednak ze względu na niskie temperatury wód zbiornika dolnokredowego w strefie Konstantynowa, jego znaczenie dla geotermii jest tutaj niewielkie. Najkorzystniej prezentuje się zbiornik **jury dolnej**. Informacja o warunkach geotermalnych omawianego obszaru jest bardzo skromna stąd została ona uzupełniona o dane regionalne z bardziej odległych otworów. Poniżej przedstawiono syntezę ważniejszych informacji odnośnie warunków geotermalnych wg danych z wybranych otworów z rejonu Konstantynowa jak i z obszarów sąsiednich (Głowacki i in., 1971; Bojarski,1996)..

Jako punkt odniesienia lokalizacji wybranych otworów znajdujących się już poza mapą przyjęto miasto Pabianice (10 km na S od Konstantynowa Łódzkiego, por. rys.5.6.1.2).

Otwór Wartkowice 2 (47 km na NW od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej, jury dolnej, triasu górnego, triasu dolnego i otwór zakończono w utworach cechsztynu na głębokości 3087 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

jura górna 1549–1566 m – przypływ solanki z objawami zgazowania (5 m^3/h), mineralizacja 80 g/dm^3. Ucieczka płuczki w utworach **kredy**.

Otwór Wartkowice 3 (44 km na NW od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2475 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

jura górna 1715-1718 m – przypływ wody o mineralizacji 109 g/dm^3,

jura środkowa 2142 m – przypływ wody (13 m^3/h) o mineralizacji 114 g/dm^3,
2298–2324 m– przypływ wody (9 m^3/h) z filtratem,

jura śr. i dln 2398–2350 m – przypływ wody (4,1 m^3/h), mineralizacji 76 g/dm^3,

Ucieczka płuczki w utworach **kredy górnej**.

Otwór Poddębice IG-1 (44 km na NW od Pabianic)

Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża:

jura górna 2545–2572 m – przypływ solanki (3,5 m^3/h),
2659–2722 m – przypływ solanki (5 m^3/h).

Otwór Uniejów 1 (47 km na NW od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej, triasu górnego, triasu środkowego, triasu dolnego i otwór zakończono w utworach cechsztynu na głębokości 4775 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

kreda dolna 1719–1724 m – przypływ wody złożowej, mineralizacj 21 g/dm^3.

Otwór Wilczyca 1 (31 km na NW od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, kredy górnej, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach triasu górnego na głębokości 3217 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

trias górny 2359 m – przypływ gazu.

Ucieczka płuczki w utworach **kredy górnej.**

Otwór Aleksandrów Łódzki 1

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2318 m.

W utworach **jury** stwierdzono zaniki płuczki.

Otwór Lutomiersk 2

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 3204 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

jura środkowa 1226–1250 m – przypływ wody (12 m^3/h), temperatura złożowa 44°C.

W utworach **jury górnej** stwierdzono ucieczki płuczki.

Otwór Lutomiersk 3

Przewiercono utwory: czwartorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2506 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

jura górna 1597–1607 m – przypływ solanki (4,8 m^3/h), temperatura złożowa 53^{o}C,
636–1648 m – przypływ solanki (5 m^3/h), temperatura złożowa 55^{o}C,

jura środkowa 2211–2181 m – przypływ wody (1,5 m^3/h), temperatura złożowa 65^{o}C.

W utworach **kredy górnej i jury dolnej** stwierdzono ucieczki płuczki.

Otwór Żychlin IG-3 (72 km na NE od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2478 m.

Badania w otworze:

kreda górna 100–110 m – po łyżkowaniu stwierdzono słaby przypływ wody (średnio około 0,02 m^3/h),

jura górna 1208–1220 m – po łyżkowaniu nie stwierdzono przypływu, poziom zlikwidowano korkiem do głębokości 620 m,

jura środkowa 1875–1885 m – po łyżkowaniu stwierdzono samowypływ zmineralizowanej wody (0,828 m^3/h, 5 m nad poziomem terenu),

jura dln i śr. 2203,4–2478 m – uzyskano przypływ solanki (15 m^3/h) o mineralizacji 1,0716 g/dm^3. Poziom hydrostatyczny wynosił 58 m p.p.t.

Otwór Kompina 2 (69 km na NE od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, jury górnej, jury środkowej, jury dolnej, triasu górnego, triasu środkowego, triasu dolnego i otwór zakończono w utworach cechsztynu na głębokości 4570 m.

Opróbowania próbnikiem złoża:

jura górna 1615-–1633 m – przypływ solanki (2,3 m^3/h), temperatura złożowa 51°C, mineralizacja 15,09 g/dm^3,
1640–1664 m –solanka (0,2 m^3/h), mineralizacja 48,9 g/dm^3,

jura środkowa 2665–2681 m przypływ solanki (0,688 m^3/min), mineralizacja 114,2 g/dm^3,

jura dolna 2760–2765 m– przypływ solanki (3,34 m^3/h), mineralizacja 94,1 g/dm^3,

trias górny 3110–3125 m – przypływ solanki (22 m^3/h), mineralizacja 129,6 g/dm^3,
3545–3585 m – przypływ solanki (0,177 m^3/h), mineralizacja 96,57 g/dm^3,
3620–3635 m – przypływ solanki (0,106 m^3/h), mineralizacja 145,25 g/dm^3,
3644–3656 m – przypływ solanki (0,34 m^3/h), mineralizacja 148,5 g/dm^3,
trias środkowy 3910–3920m – przypływ solank i(0,36m^3/h) ,mineralizacja 164,76 g/dm^3, temperatura 97°C,
4000–4022 m – słaby przypływ, temperatura 104°C
trias dolny 4024 m – samowypływ solanki, mineralizacja 270,019 g/dm^3,
4110–4115 m – samowypływ solanki,mineralizacja 337,096 g/dm^3,

W czasie przewiercania interwału 3395–3884 m (**retyk-kajper-wapień muszlowy**) następowały ciągłe zaniki płuczki (ok. 825 m^3), a w interwale 4048–4105 m (**pstry piaskowiec**) zanik płuczki wyniósł ok. 50 m^3.

Otwór Łowicz IG-1 (62 km na NE od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, trzeciorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2997 m.

Opróbowania próbnikiem kablowym::

kreda dolna 425 m, 430 m, 437 m – brak przypływów,
jura górna 790 m, 895 m, 970 m, 1093 m 1150 m – brak przypływów,
jura środkowa 1400 m, 1402 m, 1415 m, 1823 m – brak przypływów,
1675 m - przypływ solanki (8 dm^3).

jura dolna 2033 m, 2225 m - przypływy solanki (7 dm^3).

Temperatury wg pomiarów termometrem maksymalnym:

295 m – 19,5°C,
775 m – 24°C,
1020 m – 28°C,
1295 m – 31°C,
1860 m – 41°C,
2293 m – 51°C.

Otwór Raducz IG-1 (73 km na NE od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej, jury dolnej, triasu górnego, triasu środkowego, triasu dolnego i otwór zakończono w utworach cechsztynu na głębokości 3864 m.

jura dolna 2625–2655 m – temperatura wody wynosiła 42°C, z wydajnością 36 m^3/h oraz mineralizacją 101,5 g/dm^3, nieustabilizowane zwierciadło wody stwierdzono na głębokości 122 m p.p.t.

jura środkowa 2305–2335 m – temperatura wody wynosiła 41°C, wydajnością 18 m^3/h oraz mineralizacją 91,9 g/dm^3, poziom hydrostatyczny na głębokości 96 m p.p.t.

Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża:

kreda dolna 1157–1180 m – przypływ wody (35-40 m^3/h) słabo zmineralizowanej (1,142 g/dm^3), poziom hydrostatyczny 29,6 m p.p.t., temperatura 25°C,

jura górna 1485–1510 m – przypływ wody (0,54 m^3/h) zmineralizowanej (10,1 g/dm^3), poziom hydrostatyczny 30 m p.p.t.

Otwór Jeżów IG-1 (47 km na NEE od Pabianic)

Przewiercono utwory: czwartorzędu, jury środkowej, jury dolnej, triasu górnego, triasu środkowego i otwór zakończono w utworach triasu dolnego na głębokości 3062 m.

Opróbowania próbnikiem kablowym):

jura śr. i grn, trias grn i śr.– brak przypływów

Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża:

trias grn i śr. i dln 2190,5-2225,5 m – brak przypływu wody (przypływ 7 dm^3 płuczki),
2190,5-2263,6 m – brak przypływu wody (przypływ 30 dm^3

Opróbowanie poziomów zbiornikowych:

jura dolna 1635–1657 m – uzyskano przypływ wody wodorowęglanowo-sodowej o mineralizacji 2,66 g/dm^3 (2-3 m^3/h, przy depresjach 76-118 m). Poziom hydrostatyczny 1,9 m p.p.t.
1712–1721 m – uzyskano przypływ złożowej wody chlorkowo-wapniowejomineralizacji 12,9 g/dm^3 (1,25 m^3/h, przy depresji 38 m).,poziom hydrostatyczny 18,3 m p.p.t.

trias górny 1899–1893 m – uzyskano przypływ złożowej wody chlorkowo-wapniowej o mineralizacji 63,2 g/dm^3 (0,056 m^3/h, przy depresji 38 m).
trias środkowy 2020–2027 m, 2060-2064 m, 2077-2090 m, 2110-2116 m – brak przypływów,
trias dolny 2306–2322 m – brak przypływu.
Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża:
trias górny 1893–1899 m – brak przypływu,
trias środkowy 2306–2322 m – brak przypływu.

Otwór Rawa Mazowiecka 1 (62 km na NE od Pabianic)
Opróbowanie rurowym próbnikiem złoża:
trias dolny 4203-4230 m – przypływ płuczki.

Otwór Żytowice 2
Przewiercono utwory: czwartorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i otwór zakończono w utworach jury dolnej na głębokości 2619 m.
Opróbowania próbnikiem złoża:
jura górna 1090–1130 m – przypływ filtratu z objawami gazu,
jura środkowa 2418–2513 m – przypływ solanki (0,7 m^3/h).
W jurze górnej ucieczki płuczki.

Otwór Żytowice 1
Przewiercono utwory: czwartorzędu, kredy górnej, kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej, jury dolnej, zakończono w utworach triasu na głębokości 2330 m.
Opróbowania próbnikiem złoża:
jura górna 1347–1365 m – przypływ wody słabo zmineralizowanej,
jura środkowa 1965–2065 m – przypływ wody zmineralizowanej (0,5 m^3/h), temperatura złożowa 81°C,
jura dolna 2481–2531 m – przypływ solanki (0,7 m^3/h).

Otwór Niemirów 2 (45 km na SW od Pabianic)
Opróbowania próbnikiem złoża:
trias dolny 2183–2193 m – przypływ solanki (2,1 m^3/h).

5.6.1.3. Potencjalne zasoby energetyczne wód geotermalnych w rejonie Konstantynowa Łódzkiego

Obliczenia potencjalnych zasobów energetycznych dla wytypowanych zbiorników wód geotermalnych (kreda dolna, jura górna, jura środkowa, jura dolna, trias górny) oparto o algorytm wyznaczenia zasobów eksploatacyjnych. W literaturze znajdziemy szereg metod wyznaczania potencjału energetycznego, m.in. zasoby dostępne, dyspozycyjne, czy szacowane tutaj zasoby eksploatacyjne. Zasoby eksploatacyjne jako możliwe do uzyskania moce i energie cieplne wyznacza się jako potencjał energetyczny możliwy do uzyskania z *pojedynczego* otworu. W oszacowaniu przyjęto uśrednione temperatury (pomiędzy stropem a spągiem danego zbiornika) a wielkości wydajności szacowano wykorzystując również informacje z sąsiednich jednostek geologicznych Niżu Polskiego. Przedstawione oceny energetyczne mają zatem charakter orientacyjny, służący m.in. do dokonania *rankingu* atrakcyjności poszczególnych zbiorników na tym terenie.

Dla wytypowanych zbiorników wyznaczona została moc termiczna i roczna energia cieplna dla przypadku kiedy wody termalne oddają ciepło aż do osiągnięcia temperatury około 15^{0}C a więc zakładając również zastosowanie pomp ciepła.

Obliczenia realizowano w oparciu o poniższe wzory:

Moc termiczna

$$P_{term} \approx 0{,}0012 \cdot \Delta t \cdot Q \ [MW]$$

gdzie:

P_{term} - potencjalna moc termiczna pojedynczego ujęcia, MW

Δt - schłodzenie, °C

Q - strumień wody, m^3 /h
0,0012 - współczynnik uwzględniający ciepło właściwe wody i przeliczenie jednostek

Przyjęto schładzanie wód w instalacjach do 15°C, z wykorzystaniem systemów pomp ciepła:

$$P_{term}=0{,}0012\cdot(t-15)\cdot Q \ [MW]$$

Energia cieplna [TJ/rok]

$$W_{term} = P_{term} \cdot 8760 \cdot 0{,}0036 \cdot x = P_{term} \cdot 31{,}54 \cdot 0{,}3 = 9{,}46\ P_{term}\ [TJ/rok]$$

gdzie:
P_{term} - moc termiczna pojedynczego ujęcia, MW
t - temperatura wód termalnych, °C
Q - oszacowany strumień wód termalnych, m3/h
x = 0,3 - roczny współczynnik wykorzystania mocy cieplnej
W_{term} energia cieplna z pojedynczego ujęcia, TJ/rok
8760 - ilość godzin/rok
0,0036 – przelicznik MWh na TJ

Zbiornik kredy dolnej

Na podstawie zasięgu głębokościowego zbiornika temperaturę maksymalną przyjęto 25^0C (przypuszczalnie zmienność temperatur może zawierać się w przedziale 20 – 25^0C). Uwzględniając dane otworowe oraz prognozy z *„Atlasu zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*" pod red. W. Góreckiego (2006) wartość wydajności przyjęto na poziomie 70 m^3/h.

Moc termiczna:

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (25-15) \cdot 70 = 0{,}84\ [MW]$$

Energia cieplna:

$$W_{term} = 9{,}46 \cdot P_{term} = 9{,}46 \cdot 0{,}84 \approx 8\ [TJ/rok]$$

Zbiornik jury górnej

Na podstawie oszacowanych temperatur zbiornika wg cytowanego *„Atlasu"* w strefie Konstantynowa przyjęto temperaturę średnią 40^0C oraz możliwość uzyskania wydajności Q ~ 30 m^3 /h.

Moc termiczna

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (40-15) \cdot 30 = 0{,}9\ [MW]$$

Energia cieplna

$$W_{term} = 9{,}46 \cdot P_{term} = 9{,}46 \cdot 0{,}9 = 8{,}6\ [TJ/rok]$$

Zbiornik jury środkowej

Na podstawie danych otworowych i ww. *„Atlasu"* dotyczących wód zbiornika w strefie Konstantynowa przyjęto temperaturę średnią 55^0C i wydajności 70 m^3/h.

Moc termiczna

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (55-15) \cdot 70 = 3{,}4\ [MW]$$

Energia cieplna

$$W_{term} = 9{,}46 \cdot P_{term} = 9{,}46 \cdot 3{,}4 = 32 \text{ [TJ/rok]}$$

Zbiornik jury dolnej

Na podstawie tych samych danych dotyczących wód zbiornika w strefie Konstancina przyjęto temperaturę średnią 70˚C i wydajności 130 m^3/h.

Moc termiczna

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (70 - 15) \cdot 130 = 8{,}6 \text{ [MW]}$$

Energia cieplna

$$W_{term} = 9{,}46 \cdot P_{term} = 9{,}46 \cdot 8{,}6 = 81{,}5 \text{ [TJ/rok]}$$

Zbiornik triasu górnego

Analogicznie na podstawie powyższych danych dotyczących wód zbiornika w strefie Konstantynowa przyjęto temperaturę średnią 95^0 C i wydajności 30 m^3/h.

Moc termiczna

$$P_{term} = 0{,}0012 \cdot (95 - 15) \cdot 30 = 2{,}9 \text{ [MW]}$$

Energia cieplna

$$W_{term} = 9{,}46 \cdot P_{term} = 9{,}46 \cdot 2{,}9 = 27{,}4 \text{ [TJ/rok]}$$

W analizowanej strefie *oszacowane* parametry wód termalnych w obrębie występujących tu zbiorników przedstawiają się następująco (zbiorniki w kolejności od najwyższego do najmniejszego potencjału energetycznego):

- jura dolna: temperatura 60 -75^0C, wydajność 100-160 m^3/h, interwał głębokościowy 2100-2700 m, mineralizacja 40-120 g/dm^3
- jura środkowa: temperatura 50-60^0C, wydajność 60-80 m^3/h, interwał głębokościowy 1700-2100 m, mineralizacja 35-40 g/dm^3
- trias górny: temperatura 75-120^0C, wydajność 20-40 m^3/h, interwał głębokościowy 2700-3700 m, mineralizacja 120-169 g/dm^3
- jura górna: temperatura 25-50^0C, wydajność 20-40m^3/h, interwał głębokościowy 800-1700 m, mineralizacja 15-35 g/dm^3
- kreda dolna: temperatura 22-25^0C, wydajność 40-100 m^3/h, interwał głębokościowy 700-800 m, mineralizacja < 1 g/dm^3

Na omawianym obszarze pod względem parametrów energetycznych najkorzystniej prezentuje się zbiornik **jury dolnej**. Zbiornik ten występuje jednak na głębokościach poniżej 2000 m i zawiera wody o wysokim stopniu zasolenia. Istniałaby zatem konieczność prowadzenia eksploatacji ze znacznej głębokości oraz systemem dwuotworowym (wysokie koszty). Korzystne parametry zbiornikowe dolnej kredy (możliwe wydajności do 100 m^3/h) i niska mineralizacja wód tego zbiornika wskazują, że może on zostać wykorzystany dla celów ciepłowniczych w skojarzeniu z pompami ciepła lub w rekreacji tańszym systemem jednootworowym.

Analizy parametrów hydrogeotermalnych uzyskane z otworów odwierconych na omawianym obszarze oraz w jego sąsiedztwie wskazują, że dla geotermalnego wykorzystania znaczenie posiadają głównie zbiorniki mezozoiku zbudowane z utworów jury i kredy. Ze względu na potencjalne wydajności najkorzystniej przedstawiają się zbiorniki: dolnej kredy i jury dolnej, jednak ze względu na niskie temperatury wód zbiornika dolnokredowego w tym obszarze, jego znaczenie dla geotermii jest ograniczone (potencjalnie możliwe wykorzystanie w skojarzeniu z systemami pomp ciepła).

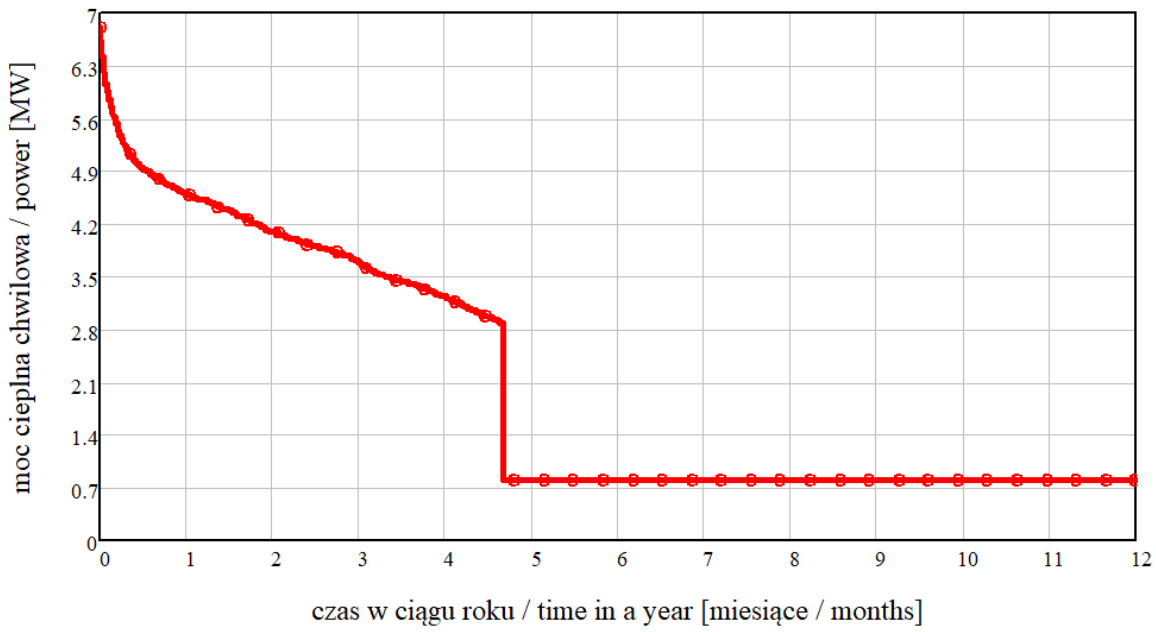
Na obszarze tym występują wody typu hydrochemicznego Cl-Ca lub Cl-Na z podwyższoną zawartością jodu i/lub bromu (zwłaszcza w wodach jury). Zawartość jodu i temperatura wód niecki łódzkiej wskazuje, że wody te w rejonie Konstantynowa mogą wykazywać cechy wód leczniczych i być wykorzystane również w balneorekreacji.

5.6.1.4. Zapotrzebowanie na ciepło w obszarze Konstantynowa Łódzkiego-Łodzi

Energia pozyskana z ujęcia geotermalnego wykorzystującego projektowany otwór geotermalny Konstantynów Łódzki GT-1 może zostać wykorzystana do zaspokojenia potrzeb cieplnych zasobów mieszkaniowych ogrzewanych ciepłem sieciowym pochodzącym z sieci ciepłowniczej miasta Łodzi. Operatorem sieci ciepłowniczej jest Veolia Energia Łódź. Veolia włączyła odbiorców Konstantynowa Łódzkiego do swojego systemu ciepłowniczego w sezonie grzewczym 2016/2017. Wcześniej potrzeby cieplne w Konstantynowie Łódzkim zaspokajała istniejąca również obecnie – choć nie eksploatowana ciepłownia miejska o mocy zainstalowanej 10 MW. Wytwarzała ona rocznie ok. 51,8 TJ energii cieplnej i zużywała ok. 1.5 mln m^3 gazu wysokometanowego rocznie. Ciepłownia ta jest oddalona ok. 20 m od miejsca lokalizacji projektowanego otworu Konstantynów Łódzki GT-1. Stanowi ona dobre miejsce włączenia otworu do systemu energetycznego. Sterowanie mocą dostarczoną odbywało się przez wykorzystanie tzw. tabeli regulacji oraz przez korektę strumienia wody sieciowej. Strumień wody sieciowej zmieniał się od 90 do 130 m^3/h w zimie i od 15 do 30 m^3/h w lecie (przygotowanie ciepłej wody użytkowej). Obecnie ciepłownia zastąpiona została ciepłem sieciowym pochodzącym z: węgla kamiennego w 86.55% i biomasy 12.26%, inne paliwa stanowią dopełnienie do 100%. Całkowita długość lokalnej sieci ciepłowniczej wynosi w Konstantynowie 6.5 km, z tego ok. 93% to sieć preizolowana. Moc zamówiona przez odbiorców wynosi 7 873 kW, a sprzedaż ciepła szacowana jest na 45 234 GJ/rok (źródło powyższych informacji: Konstantynowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.). Moc przyłączonych odbiorców wykorzystujących ciepło sieciowe do przygotowania ciepłej wody oszacowano na ok. 800 kW. Aktualnie wykorzystywany jest sposób sterowania mocą dostarczoną, na podstawie parametrów obowiązujących w sieci ciepłowniczej Veolia Energia Łódź. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń cechujące źródła energii wykorzystywane przez przedsiębiorstwo Veolia Energia Łódź SA podano poniżej, jest to emisja odniesiona do energii zużytej przez odbiorcę ale przy uwzględnieniu strat ciepła na przesyle (źródło: Veolia Energia Łódź):

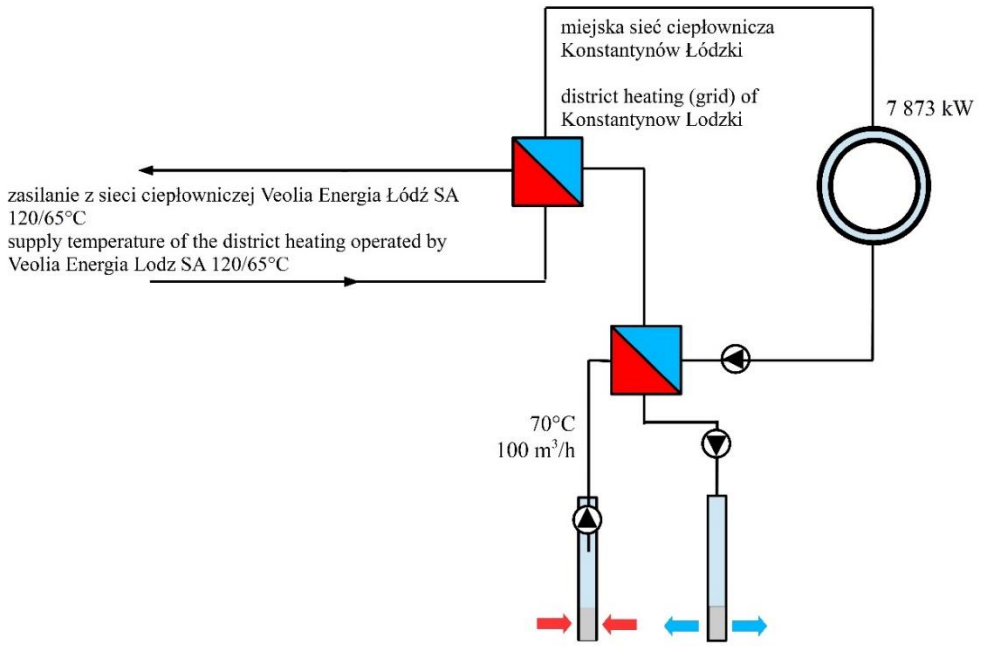
- 107.524 kg/GJ dla CO_2,
- 0.338 kg/GJ dla SO_2,
- 0.191 kg/GJ dla NO_X,
- 8.4 g/GJ dla pyłu całkowitego.

W kontekście wykorzystania mocy zainstalowanej komentarza wymagają dane otrzymane od operatora źródła energii – czyli Konstantynowskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. Dane dotyczące rocznego zapotrzebowania na energię są danymi średnimi za ostatnie 3 lata (obejmują okres od 2012/2013, 2013/2014 i 2014/2015). Okres ten charakteryzował się dość wysokimi temperaturami średnimi rocznymi – zapotrzebowanie na energię nie było zatem duże. Dodatkowo w Konstantynowie Łódzkim udział odbiorców korzystających z ciepła sieciowego w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej nie jest znaczący. Wartość typowa średniorocznego współczynnika wykorzystania mocy zamówionej przez odbiorców (definiowanego jako: stosunek energii realnie zużytej przez odbiorcę do energii, którą mógłby on zużyć gdyby przez cały rok zużywał moc maksymalną zamówioną) wynosi ok 0.22-0.25. W analizowanym przypadku, za ostatnie trzy lata, wynosi ona ok. 0.18 – czyli jest znacząco niższa od wartości typowych. Na rys. 5.6.1.5 przedstawiono uporządkowaną krzywą zapotrzebowania na moc odbiorców korzystających z miejskiej sieci ciepłowniczej Konstantynowskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego. Moc chwilową odbiorców określono posługując się typowymi latami meteorologicznymi i danymi z lokalnej stacji meteorologicznej.



Rys. 5.6.1.5. Uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc odbiorców włączonych w system ciepłowniczy miasta Łodzi zlokalizowanych w Konstantynowie Łódzkim

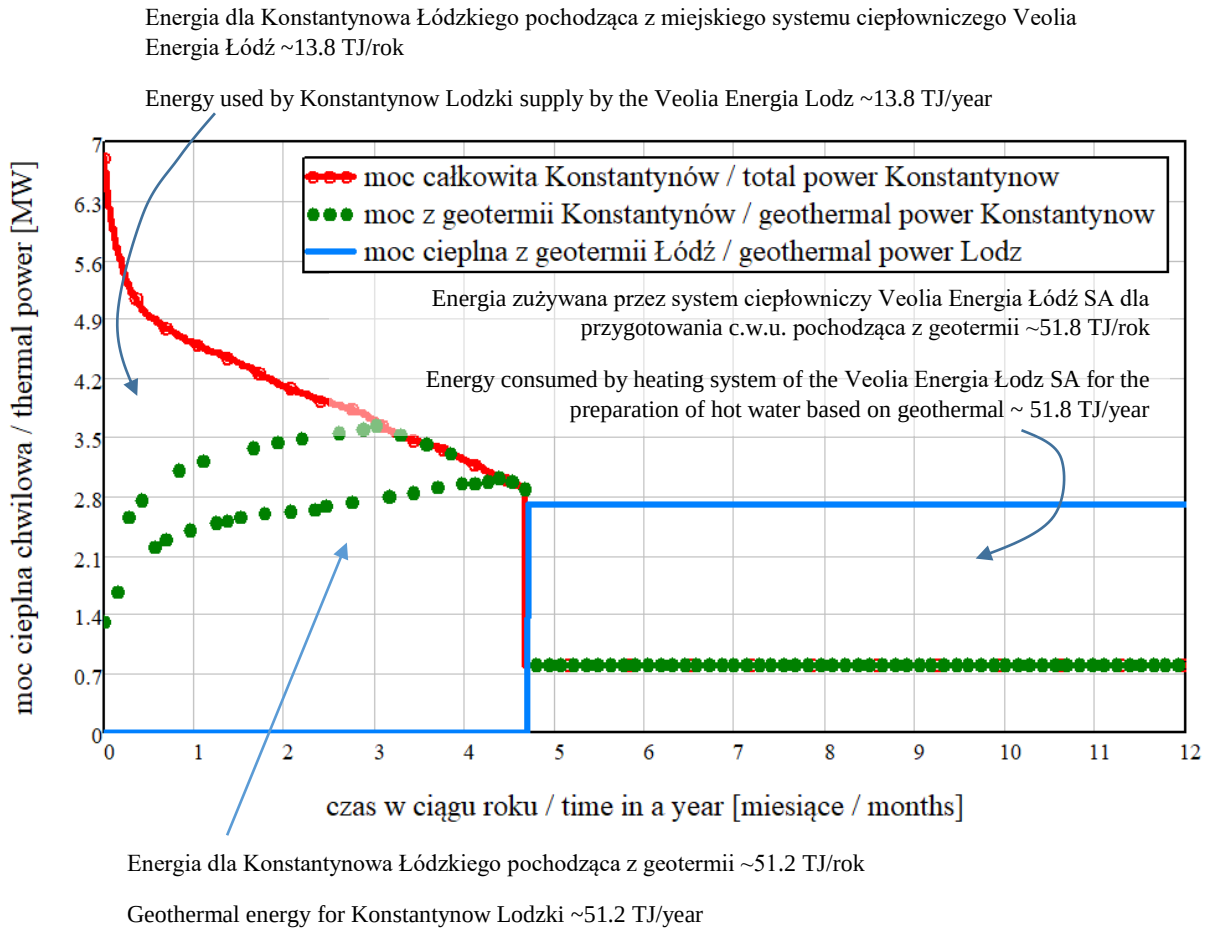
Na rys. 5.6.1.6 przedstawiono uproszczony schemat włączenia źródła geotermalnego w system grzewczy Konstantynowa Łódzkiego. Z rysunku wynika, że geotermalne źródło energii sugeruje się włączyć w system ciepłowniczy tak by pracowało z możliwie maksymalną mocą przez cały rok. Aktualnie wykorzystywane ciepło sieciowe pełnić będzie funkcję szczytowego źródła energii.



Rys. 5.6.1.6. Szkic technologiczny włączenia geotermalnego źródła energii do systemu energetycznego w Konstantynowie Łódzkim

Rys. 5.6.1.7 prezentuje uporządkowany ze względu na moc chwilową wykres zapotrzebowania na moc cieplną odbiorców i możliwości pokrycia zapotrzebowania mocą dostępną z ujęcia geotermalnego. Obliczenia, których wyniki prezentowane są w treści, uwzględniają obniżenie nocne mocy nominalnej ze współczynnikiem 0.7, w godzinach od 21.00 do 6.00.

Bazując na zaprezentowanych założeniach całkowite zapotrzebowanie na energię odbiorców współpracujących z siecią ciepłowniczą Konstantynowskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. oszacowano na ok. 65 TJ/rok. Co daje średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy zamówionej na poziomie 0.24. Moc możliwa do pozyskania z geotermii, bez użycia pomp ciepła – zgodnie ze schematem instalacji przedstawionym na rys. 5.6.1.6, oszacowana została na ok. 51.2 TJ/rok. To znaczy, że geotermia pokrywa ok. 78.8% całkowitego zapotrzebowania na energię odbiorców włączonych do sieci ciepłowniczej w Konstantynowie Łódzkim. Moc maksymalną, na podstawie rys. 5.6.1.7, oszacować można na ok. 3.5 MW.



Rys. 5.6.1.7. Określenie możliwości zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorcy zlokalizowanego w Konstantynowie Łódzkim energią geotermalną pochodzącą z otworu Konstantynów Łódzki GT-1 – krzywe uporządkowane malejąco ze względu na moc dostarczoną odbiorcy. Wykorzystanie energii bez pomp ciepła, zgodnie ze schematem przedstawionym na rys. 5.6.1.6.

Wykorzystanie nadmiaru energii geotermalnej w okresie lata w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych systemu ciepłowniczego miasta Łodzi mogłoby spowodować znacznie większy stopień wykorzystania czystej – odnawialnej energii. Operator systemu ciepłowniczego Veolia Energia Łódź SA wyraża zainteresowanie takim rozwiązaniem, co potwierdza list intencyjny, będący załącznikiem do wniosku. Przy takim rozwiązaniu możliwe wykorzystanie energii geotermalnej wzrosłoby do ok. 101 TJ/rok (51.8 TJ/rok zużyłaby Veolia Energia Łódź w mieście Łódź a 51.2 TJ/rok zużyłby Konstantynów Łódzki).
Pozyskanie tej ilości energii oznacza osiągnięcie efektu ekologicznego w postaci ograniczenia emisji zanieczyszczeń przez źródła energii obsługiwane przez Veolia Energia Łódź SA na poziomie:

- 11.1 tys Mg/rok dla CO_2,
- 34.8 Mg/rok dla SO_2,
- 19.7 Mg/rok dla NO_X,
- 0.87 Mg/rok dla pyłu całkowitego.

Stopień wykorzystania dostępnych zasobów energii w analizowanym przypadku uznać można za bardzo wysoki. Moc dostępna ujęcia geotermalnego jest niemal w pełni wykorzystywana przez cały rok. Umożliwia to potencjalny zbyt na nadwyżki energii w okresie lata przez dużego, dodatkowego odbiorcę – czyli miejski system ciepłowniczy Łodzi.

Zaprezentowane powyżej oceny dotyczące realnych możliwości wykorzystania energii geotermalnej ograniczają się do prostego sposobu jej wykorzystania – przy wykorzystaniu jedynie wymienników ciepła (rys. 5.6.1.6). Wzbogacenie źródła energii o pompy ciepła pozwoli na zdecydowanie większy uzysk energii geotermalnej. Mając na uwadze doświadczenia światowe i krajowe w zakresie wykorzystania wód geotermalnych ocenić można, że woda geotermalna może zostać ochłodzona przez pompy ciepła (z czym wiąże się odzyskanie od niej energii) do kilkunastu °C. Przykładem jest tu instalacja Geotermii Mazowieckiej, wykorzystująca pompę absorpcyjną i sprężarkową współpracujące w kaskadzie, w Mszczonowie. W takim układzie moc ujęcia wykorzystującego projektowany otwór Konstantynów Łódzki GT-1 wzrosnąć może do ponad 10 MW (moc pozyskana z geotermii ok. 8.3 MW i moc napędowa pomp ciepła – zależna od ich typy i efektywności pracy). Czyli ponad dwukrotnie w stosunku do wykorzystania bazującego jedynie na wymiennikach ciepła (rys. 5.6.1.6).

Literatura:

BOJARSKI L., 1996 – Atlas hydrochemiczny i hydrodynamiczny paleozoiku i mezoziku oraz ascenzyjnego zasolenia wód podziemnych na Niżu Polskim1:1 000 000, PIG Warszawa.

DADLEZ R., MAREK S., POKORSKI J., 2000 – Mapa geologiczna Polski bez utworów kenozoiku, PIG – Warszawa.

GŁOWACKI E., HORN E., WARDĘGA A., ŻUREK E., 1971 – Katalog wierceń naftowych w Polsce, T II, cz.2, Min. Górn. i Energii, Warszawa.

GÓRECKI W [red] &, HAJTO M., 2006 – Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim, Zakład Surowców Energetycznych, AGH – WGGiOŚ, Kraków.

GÓRECKI W [red.]., REICHER B., JAROSZ Z., 1995 – Katalog otworów wiertniczych i studni głębinowych w utworach kredy dolnej i jury dolnej na Niżu Polskim. Instytut Surowców Energetycznych AGH, Kraków.

MAREK S., 1985 –Najważniejsze wyniki wiercenia, rozdz.VI, [W:] Dokumentacja wynikowa otworu badawczego Zgierz IG-1 (poz. pl. 1.3.4C). Praca zbiorowa Zakładu Geologii Regionalnej Obszarów Platformowych Instytutu Geologicznego Centralnego Urzędu Geologii, Warszawa.

POŻARYSKI W [red]., Budowa Geologiczna Polski, 1974 - TIV, Tektonika cz.1, Niż Polski. Wyd. Geol. Warszawa.

5.6.2. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w geotermalnym systemie c.o. w Konstantynowie Łódzkim

5.6.2.1. Dostępne zasoby

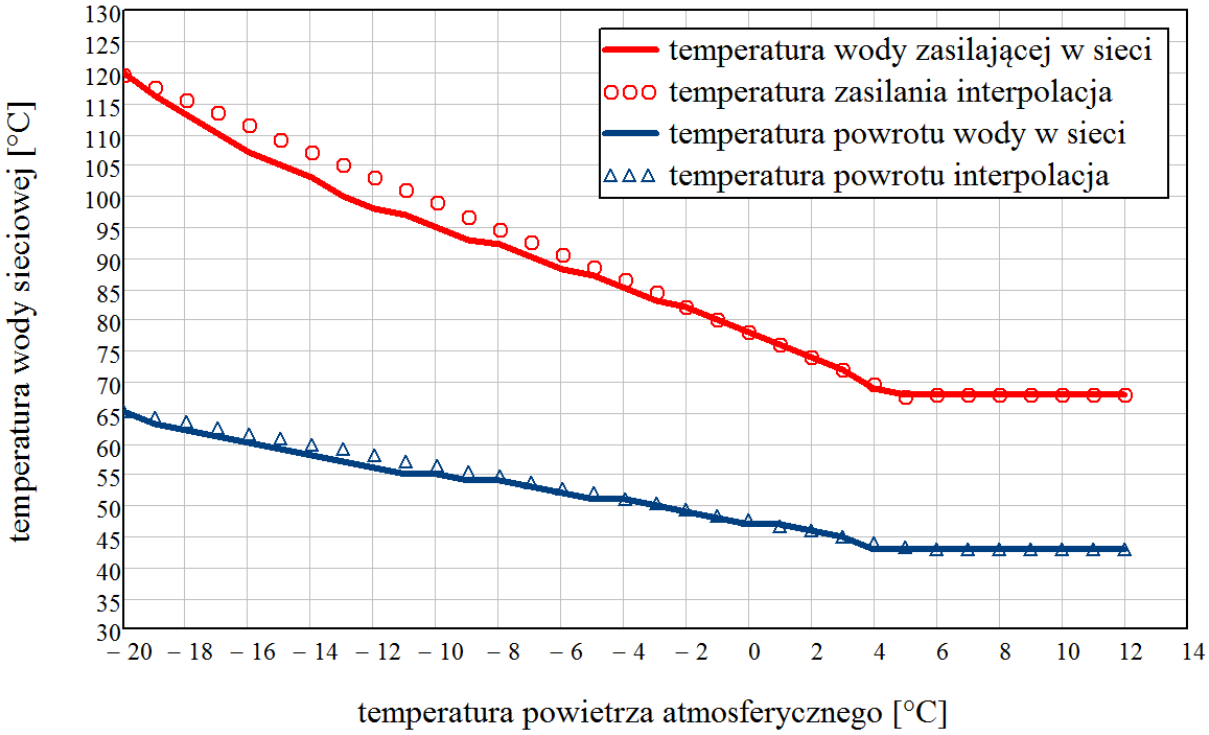
Prognozowane parametry eksploatacyjne otworu geotermalnego Konstantynów Łódzki GT-1:
- planowany do ujęcia horyzont geotermalny Jura Dolna,
- planowany do ujęcia interwał głębokości 2200-2770 m p.p.t.,
- prognozowana temperatura głowicowa wód termalnych 60-75°C (do obliczeń przyjęto wartość 70°C). Temperaturę złożową przewiduje się na poziomie 71°C,
- prognozowana wydajność ujęcia 100-160 m^3/h (do obliczeń przyjęto wartość średnią 130 m^3/h),
- prognozowana mineralizacja całkowita 40-120 g/litr (zależnie od pochodzenia głównego dopływu wód: spąg/strop Jury Dolnej),
- poziom zwierciadła statycznego 50 m ppt., dynamicznego 180 m ppt. (depresja jednostkowa 1 m / m^3/h).

5.6.2.2. Istniejąca infrastruktura

Energia pozyskana z ujęcia geotermalnego wykorzystującego projektowany otwór geotermalny Konstantynów Łódzki GT-1 może zostać wykorzystana do zaspokojenia potrzeb cieplnych zasobów mieszkaniowych ogrzewanych ciepłem sieciowym pochodzącym z sieci ciepłowniczej miasta Łodzi. Operatorem sieci ciepłowniczej jest Veolia Energia Łódź. Veolia włączyła odbiorców Konstantynowa Łódzkiego do swojego systemu ciepłowniczego w sezonie grzewczym 2016/2017. Wcześniej potrzeby cieplne w Konstantynowie Łódzkim zaspokajała istniejąca również obecnie – choć nie eksploatowana ciepłownia miejska o mocy zainstalowanej 10 MW. Wytwarzała ona rocznie ok. 51,8 TJ energii cieplnej i zużywała ok. 1.5 mln m^3 gazu wysokometanowego rocznie. Ciepłownia ta jest oddalona ok. 20 m od miejsca lokalizacji projektowanego otworu Konstantynów Łódzki GT-1. Stanowi ona dobre miejsce włączenia otworu do systemu energetycznego. Sterowanie mocą dostarczoną odbywało się przez wykorzystanie tzw. tabeli regulacji oraz przez korektę strumienia wody sieciowej. Strumień wody sieciowej zmieniał się od 90 do 130 m^3/h w zimie i od 15 do 30 m^3/h w lecie (przygotowanie ciepłej wody użytkowej). Obecnie ciepłownia zastąpiona została ciepłem sieciowym pochodzącym z: węgla kamiennego w 86.55% i biomasy 12.26%, inne paliwa stanowią dopełnienie do 100%. Całkowita długość lokalnej sieci ciepłowniczej wynosi w Konstantynowie 6.5 km, z tego ok. 93% to sieć preizolowana. Moc zamówiona przez odbiorców wynosi 7 873 kW, a sprzedaż ciepła szacowana jest na 45 234 GJ/rok (źródło powyższych informacji: Konstantynowskie Przedsiębiorstwo Komunalne Sp. z o.o.). Moc przyłączonych odbiorców wykorzystujących ciepło sieciowe do przygotowania ciepłej wody oszacowano na ok. 800 kW. Konstantynowskie Przedsiębiorstwo Komunalne kupuje natomiast ciepło w Veolia Energia Łódź SA (moc zamówiona: 6,5MW). Aktualnie wykorzystywany jest sposób sterowania mocą dostarczoną, na podstawie parametrów obowiązujących w sieci ciepłowniczej Veolia Energia Łódź. Rys. 5.6.2.1 przedstawia temperaturowe krzywe sterowania mocą dostarczoną. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń cechujące źródła energii wykorzystywane przez przedsiębiorstwo Veolia Energia Łódź SA podano poniżej, jest to emisja odniesiona do energii zużytej przez odbiorcę ale przy uwzględnieniu strat ciepła na przesyle (źródło: Veolia Energia Łódź):

- 107.524 kg/GJ dla CO_2,
- 0.338 kg/GJ dla SO_2,
- 0.191 kg/GJ dla NO_X,
- 8.4 g/GJ dla pyłu całkowitego.

W kontekście wykorzystania mocy zainstalowanej komentarza wymagają dane otrzymane od operatora źródła energii – czyli Konstantynowskiego Przedsiębiorstwa Komunalnego Sp. z o.o. Dane dotyczące rocznego zapotrzebowania na energię są danymi średnimi za ostatnie 3 lata (obejmują okres od 2012/2013, 2013/2014 i 2014/2015). Okres ten charakteryzował się dość wysokimi temperaturami średnimi rocznymi – zapotrzebowanie na energię nie było zatem duże. Dodatkowo w Konstantynowie Łódzkim udział odbiorców korzystających z ciepła sieciowego w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej nie jest znaczący. Wartość typowa średniorocznego współczynnika wykorzystania mocy zamówionej przez odbiorców (definiowanego jako: stosunek energii realnie zużytej przez odbiorcę do energii, którą mógłby on zużyć gdyby przez cały rok zużywał moc maksymalną zamówioną) wynosi ok 0.22-0.25. W analizowanym przypadku, za ostatnie trzy lata, wynosi ona ok. 0.18 – czyli jest znacząco niższa od wartości typowych. Obok relatywnie ciepłych lat opisana sytuacja może to świadczyć o znaczącym przewymiarowaniu mocy zamówionej przez odbiorców w stosunku do ich rzeczywistych potrzeb. W poniżej prezentowanych obliczeniach zapotrzebowanie na moc i konsumpcję energii oszacowana zostaje na podstawie „Typowych lat meteorologicznych i danych klimatycznych dla obliczeń energetycznych budynków" (Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa RP, źródło: http://mib.gov.pl/2-Wskazniki_emisji_wartosci_opalowe_paliwa.htm), dla stacji meteorologicznej Łódź Lublinek



Rys. 5.6.2.1. Krzywa sterowania mocą dostarczoną sieci ciepłowniczej, dane rzeczywiste (linie ciągłe) i interpolowane (punkty na wykresie – wykorzystywane w dalszych obliczeniach), na podstawie danych Veolia Energia Łódź SA

5.6.2.3. Sposób wykorzystania energii geotermalnej

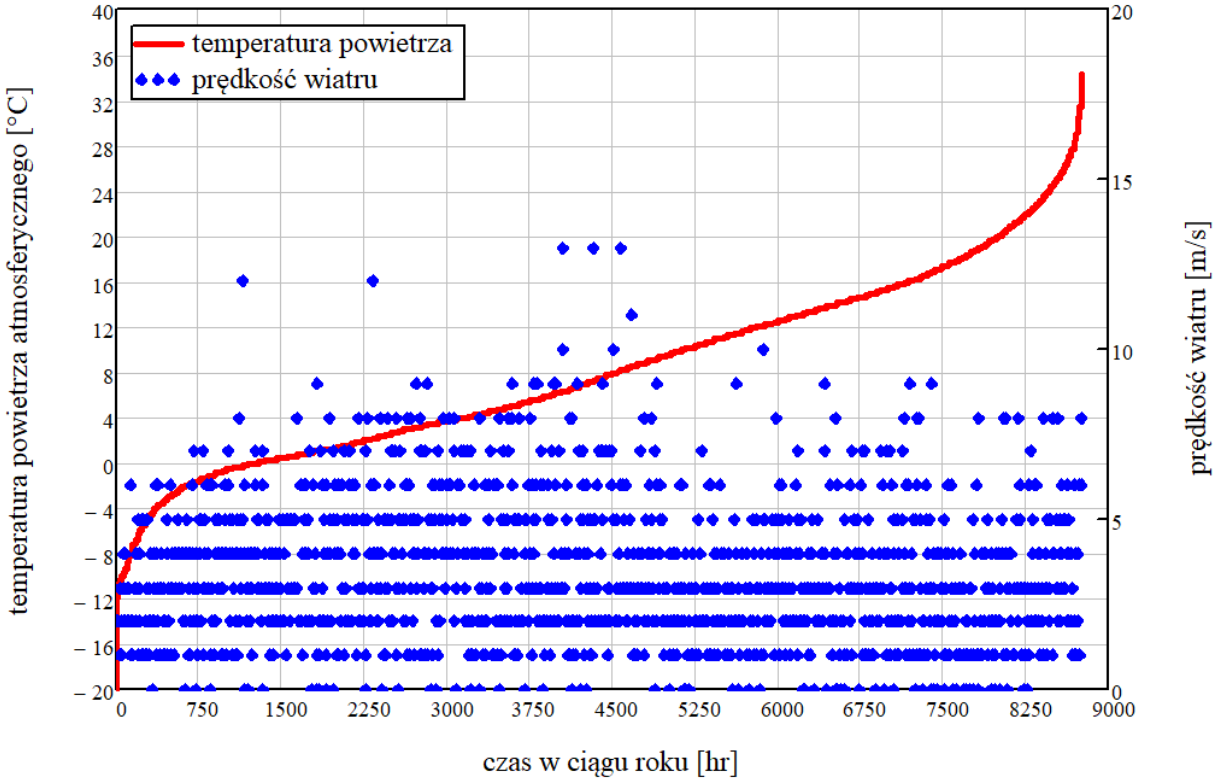
Bazując na przeprowadzonym rozpoznaniu warunków geotermalnych oraz lokalnej infrastruktury ciepłowniczej oraz przeprowadzonych konsultacji z lokalnymi ekspertami – reprezentującymi operatora miejskiej sieci ciepłowniczej (Veloia Energia Łódź), przewidziano następujące warianty eksploatacji ujęcia geotermalnego:

- wariant bazowy **dhA** (**dh** – district heating, **A**–ctual energy user). Wariant ten pokazuje poziom odniesienia, czyli opisuje warunki panujące obecnie. Założono, że odbiorca potrzebuje aktualnie mocy całkowitej ok. 8.1 MW, z tego 7.4 MW na centralne ogrzewanie i 700 kW na przygotowanie ciepłej wody. Odbiorca włączony jest do sieci ciepłowniczej Veolia Energia Łódź.
- wariant **dhGeoA** (**dh** – district heating, **Geo** – geothermal, **A**-ctual Energy user). Wariant zakłada wykorzystanie ujęcia wód geotermalnych wspomaganego energią z miejskiej sieci ciepłowniczej. Wariant ten opisuje zatem sytuację jaka by zaistniała gdyby wykonano ujęcie wód geotermalnych w Konstantynowie i korzystano w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc z sieci ciepłowniczej – jako źródła szczytowego. Dotyczy on zatem aktualnie podłączonych do węzła cieplnego w Konstantynowie Łódzkim odbiorców. Założono, że wymagane parametry zasilania odbiorcy wynoszą 90/70/20/-20°C. Parametry pracy źródła dopasowane są do parametrów odbiorcy, a nie sieci miejskiej – ponieważ źródło dostarcza energię tylko lokalnie, na terenie Konstantynowa Łódzkiego.
- wariant **ahpEhw** (**ahp** – absorption heat pumps, **E**-xtended energy user, **hw** – hot tap water). Wariant zakłada poszerzenie grona odbiorców współpracujących z ujęciem geotermalnym (odbiorcy aktualnie podłączeni do węzła w Konstantynowie) o odbiorców korzystających obecnie z miejskiej sieci ciepłowniczej w zakresie przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie letnim (poza sezonem grzewczym). W okresie letnim straty mocy związane z dystrybucją w miejskim systemie ciepłowniczym są znaczące. Dlatego włączenie odbiorców znajdujących się daleko od źródeł energii (elektrociepłowni), np. w rejonie Konstantynowa Łódzkiego oznacza ograniczenie strat ciepła. Moc dodatkowych odbiorców w zakresie przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosiła 890 kW, przy zapotrzebowaniu na energię poza sezonem grzewczym na poziomie 12 TJ/rok. Źródło energii ma parametry robocze dopasowane do sieci ciepłowniczej ale jedynie w okresie lata (68/43°C) – w zasadzie nie stanowi to ograniczenia w jego stosowaniu.
- wariant **chpEhw** (**chp** – compressor heat pumps, **E**-xtended energy user, **hw** – hot tap water). Jest to wariant identyczny do ahpEhw, z tą różnicą, że przewidziano w nim zastosowanie sprężarkowych pomp ciepła.
- wariant **ahpEhwCh** (**ahp** – absorption heat pumps, **E**-xtended energy user, **hwCh** – hot tap water and central heating). Wariant zakłada, obok odbiorców aktualnie włączonych do węzła cieplnego w Konstantynowie, przejęcie części odbiorców system ciepłowniczego miasta Łodzi i włączenie ich do ciepłowni geotermalnej wykorzystującej absorpcyjne pompy ciepła. Potrzeby odbiorców zaspokajane są w zakresie centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Moc

całkowita dodatkowo przyłączonych odbiorców to ok. 7800 kW, z czego 7200 kW przypada na centralne ogrzewanie a 600 kW na przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Źródło musi współpracować z siecią ciepłowniczą przez cały rok, zatem temperaturowe parametry robocze wynoszą w okresie grzewczym 120/65/20/-20°C, a poza nim 68/43°C.

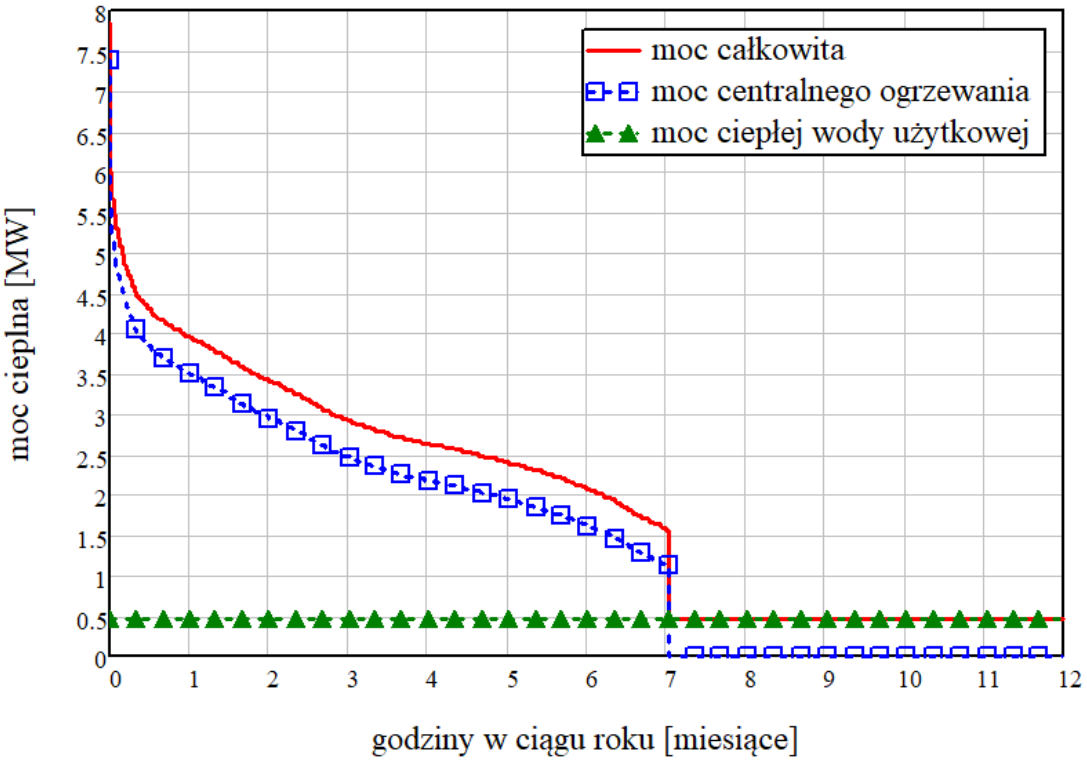
- wariant **chpEhCh** (**chp** – compressor heat pumps, **E**-xtended energy user, **hwCh** – hot tap water and central heating). Wariant analogiczny do wariantu ahpEhwCh, z tą różnicą, że zastosowano sprężarkowe pompy ciepła.

Charakterystyka odbiorcy uzależniona jest od rodzaju instalacji grzewczej – jej parametrów projektowych oraz lokalnych warunków klimatycznych. Warunki klimatyczne zostały opisane przy wykorzystaniu typowych lat meteorologicznych zalecanych przez Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa do sporządzania obliczeń energetycznych. Stacją meteorologiczną najbliższą omawianej lokalizacji jest stacja w Łodzi (współrzędne geograficzne: 51.7500000 N 19.4666667 E). Rys. 5.6.2.2 przedstawia rozkład temperatury powietrza atmosferycznego i prędkości wiatru dla tej stacji meteorologicznej. Prezentowane na wykresach rozkłady parametrów są uporządkowane rosnąco po temperaturze powietrza. Najniższa oryginalnie odnotowana w latach meteorologicznych temperatura to -12.5°C. Polskie Normy (PN-EN 12831) zalecają by stosowana zewnętrzna temperatura obliczeniowa dla strefy, w której ulokowany jest Konstantynów Łódzki, wynosiła -20°C. W związku z tym w oryginalnym pliku Typowych lat meteorologicznych dokonano zamianiy temperatury -12.5°C na temperaturę zalecaną przez PN. Prezentowany wykres zamianę tę już uwzględnia.

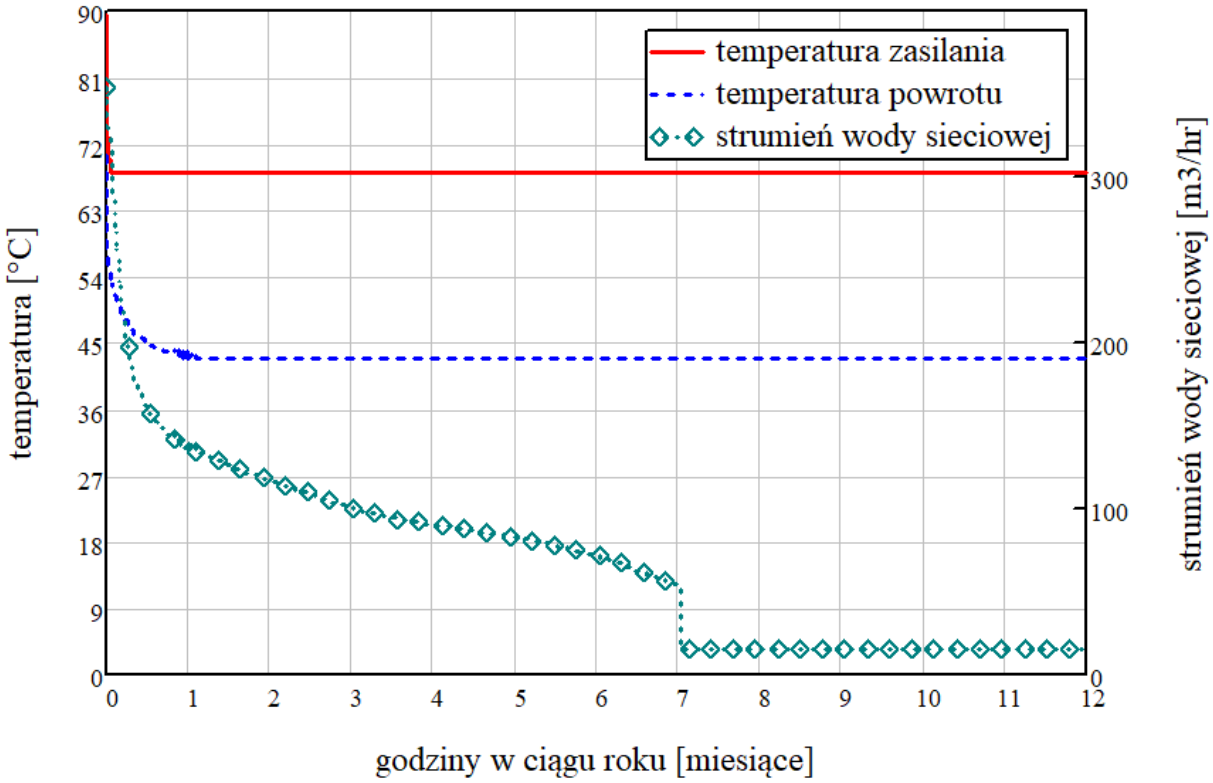


Rys. 5.6.2.2. Lokalne warunki atmosferyczne dla stacji meteorologicznej Łódź (MIiB 2017)

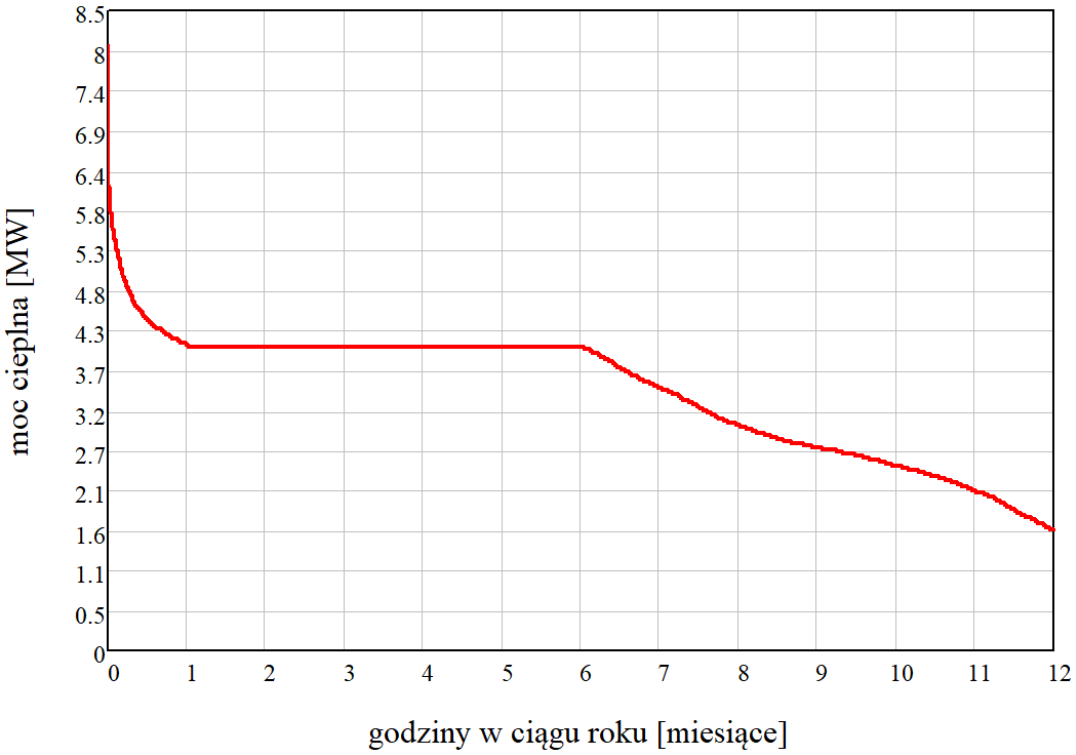
Poniżej na rys. od 5.6.2.3 i 5.6.2.4 przedstawiono charakterystykę cieplną odbiorcy aktualnie włączonego do węzła w Konstantynowie Łódzkim – odbiorca dla wariantu dhA i dhGeoA. Na rys. 5.6.2.5 i 5.6.2.6 przedstawiono obiorcę aktualnie włączonego w węzła w Konstantynowie uzupełnionego o odbiorców dodatkowych w okresie lata, dla których ciepłownia geotermalna będzie dostarczała energię w celu przygotowania ciepłej wody – odbiorca dla wariantów: ahpEhw i chpEhw. Na rys. 5.6.2.7 i 5.6.2.8 przedstawiono charakterystykę odbiorcy dla wariantu zakładającego przejęcie przez ciepłownię geotermalną dodatkowych odbiorców w zakresie ogrzewania i przygotowania ciepłej wody – warianty ahpEhwCh i chpEchCh. Widoczne wyraźnie zaburzenia w jednorodnym zapotrzebowaniu na strumień czynnika roboczego (dla wartości czasu ok. 1 miesiąc) są efektem uwzględnienia w obliczeniach nocnego obniżenia temperatury w ogrzewanych obiektach. Założono, że w godzinach od 19 do 6 rano zapotrzebowanie na moc obiektów jest mniejsze niż wynika to temperatury zewnętrznej. Nieuwzględnienie nocnego obniżenia temperatury skutkuje zawyżeniem zużycia energii cieplnej, co w sposób obliczeniowy – teoretyczny - poprawia efekty pracy geotermalnego źródła energii. Wynik taki nie jest niestety zgodny z rzeczywistym zużyciem energii.



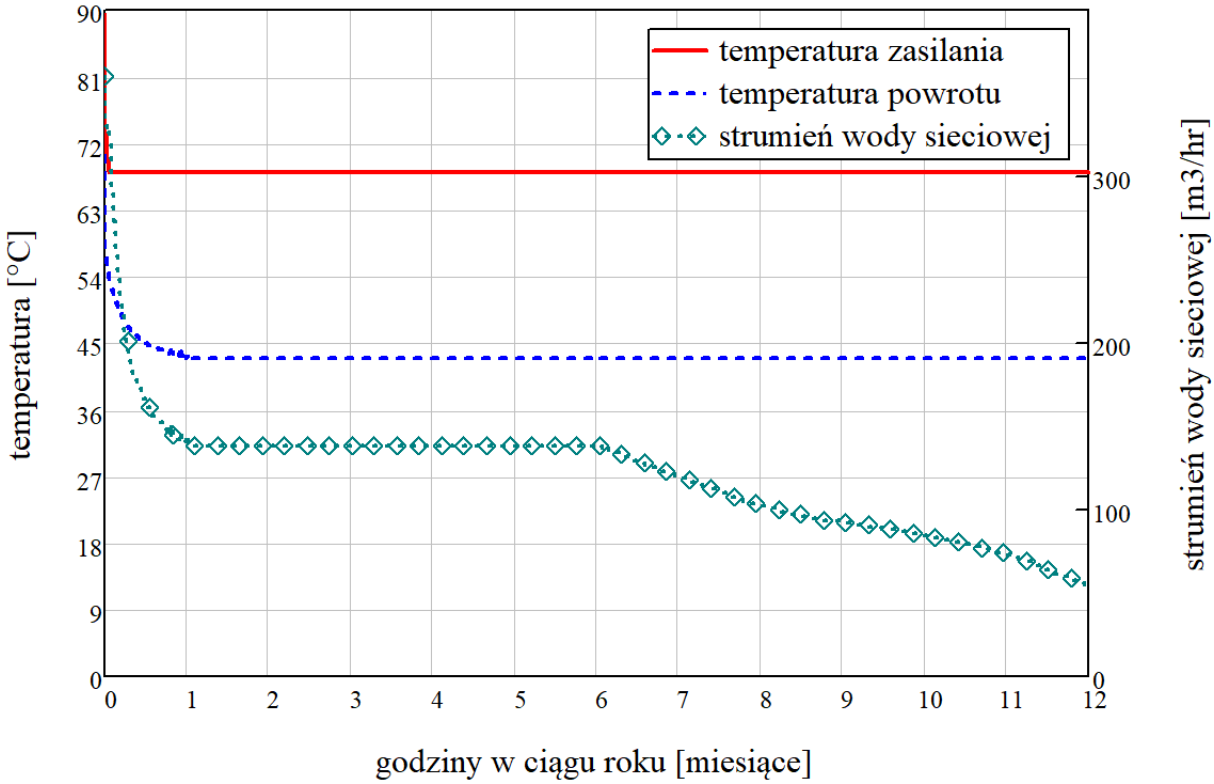
Rys. 5.6.2.3. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu (odbiorca dla wariantu dhA i dhGeoA). Krzywa uporządkowana ze względu na moc całkowitą



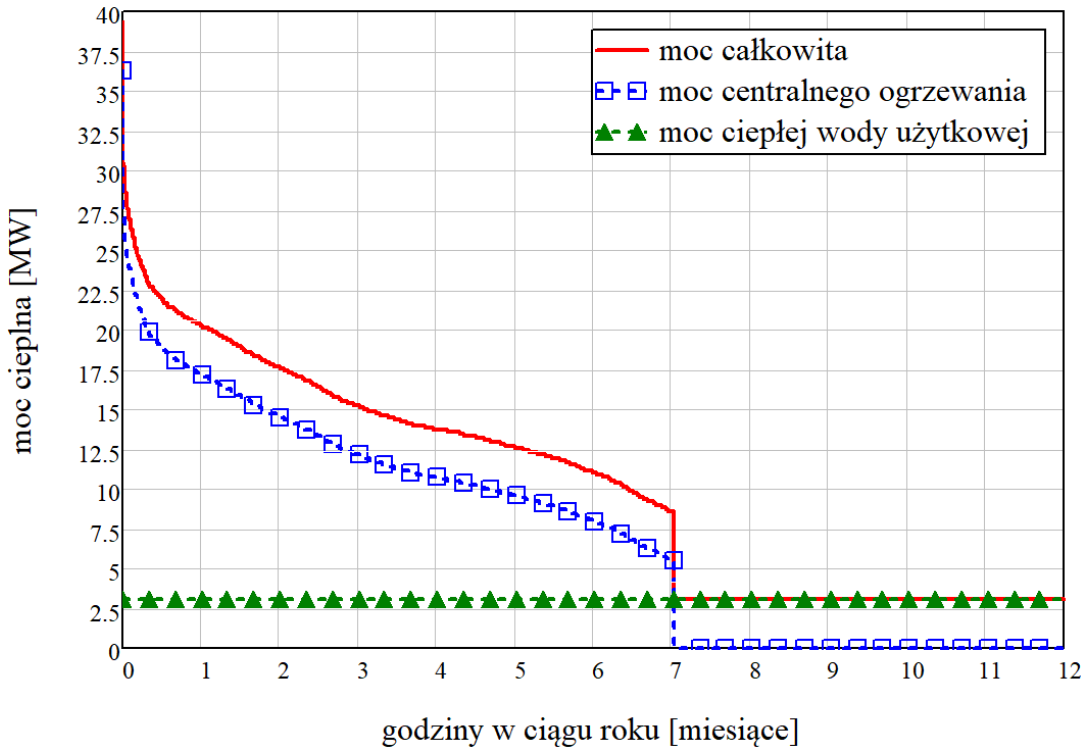
Rys. 5.6.2.4. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu (odbiorca dla wariantu dhA)



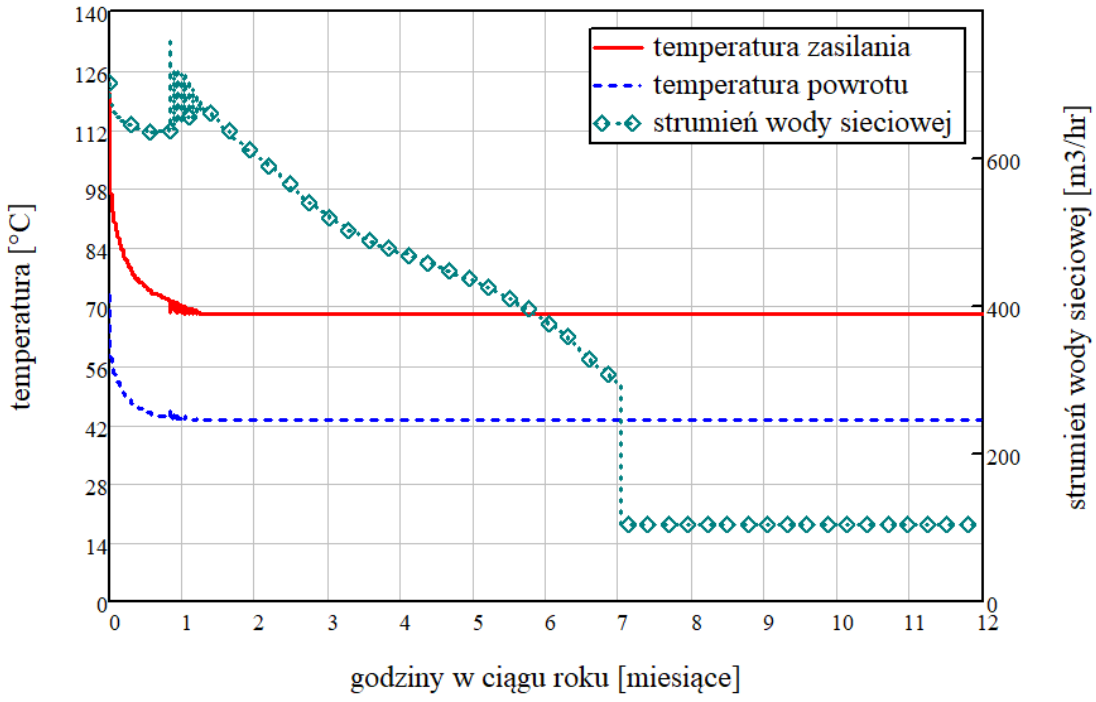
Rys. 5.6.2.5. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu (odbiorca dla wariantu: ahpEhw i chpEhw). Krzywa uporządkowana ze względu na moc całkowitą



Rys. 5.6.2.6. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu (odbiorca dla wariantu: ahpEhw i chpEhw)



Rys. 5.6.2.7. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy znacząco poszerzonego w funkcji czasu (odbiorca dla wariantu ahpEhwCh i chpEhwCh). Krzywa uporządkowana ze względu na moc całkowitą



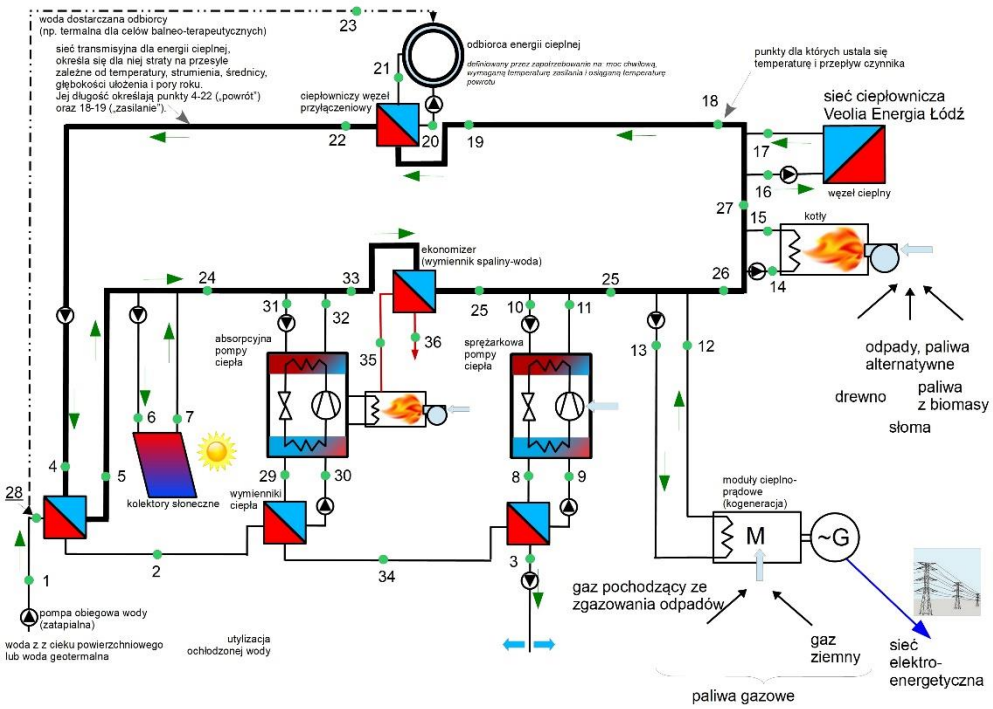
Rys. 5.6.2.8. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy ynacyco powiksyonego w funkcji czasu – skala logarytmiczna (odbiorca dla wariantu ahpEhwCh i chpEhwCh)

5.6.2.4. Model źródła energii

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego wykonano przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym wcześniej odbiorcom. Źródło energii dawało możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym. Schemat ogólny źródła przedstawiono na rys. 5.6.2.9. Schemat ten ulegał adaptacji, stosowanie do wymagań. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz przyłącze (węzeł ciepłowniczy) do sieci ciepłowniczej Veolia Energia Lódź. Z analiz wykluczono: kolektory słoneczne, moduły cieplno-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych ale dostępnych na rynku rozwiązań.

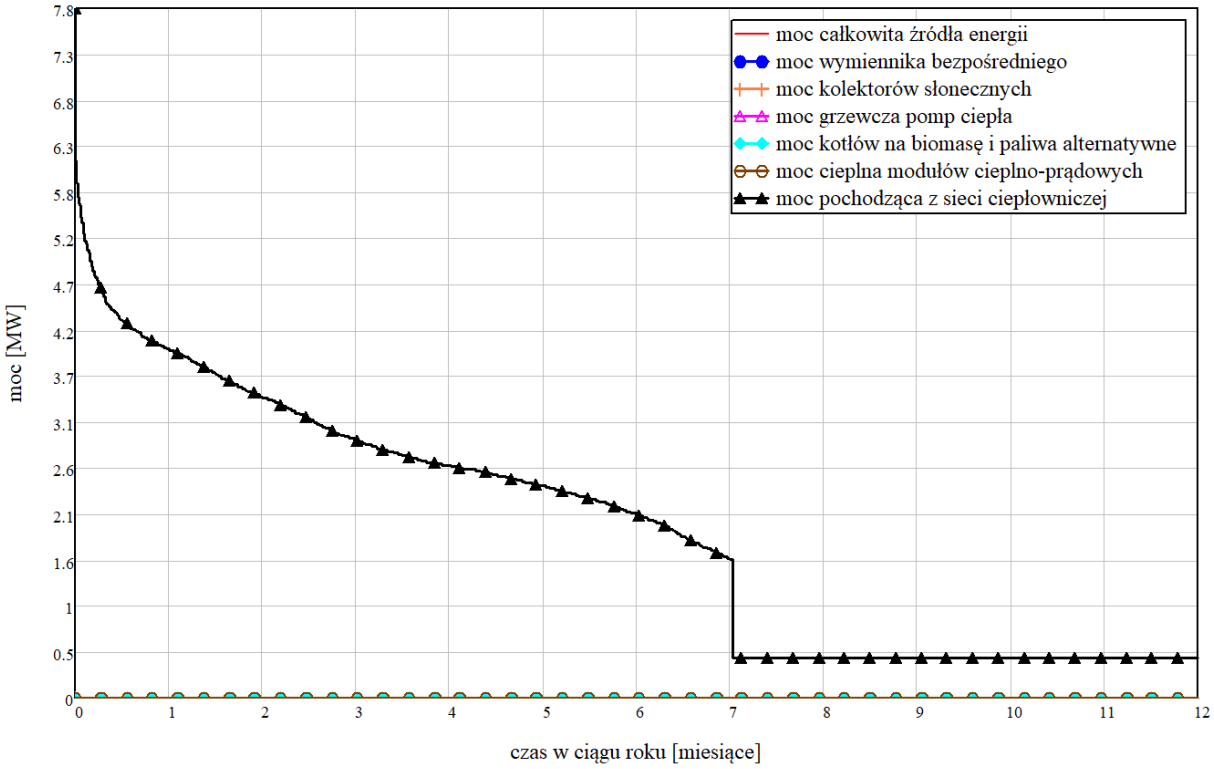
Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto zgodnie z sugestią lokalnych ekspertów obsługujących system ciepłowniczy Veolia Energia Łódź. Założono cenę netto zakupu ciepła sieciowej zgodnie z obowiązującą taryfą rozliczeniową dla grupy taryfowej WPo (Veolia Energia Łódź S.A., Taryfa dla ciepła. Łódź 2016). Uwzględniając opłaty stałe i zmienne, przy uwzględnieniu zarówno wytwarzania energii jak i jej dostawy i dystrybucji cena ciepła sieciowego dla grupy taryfowej WPo może zostać oszacowana na ok. 48.38 zł/GJ netto. Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 350 PLN/MWhr (również w uzgodnieniu z lokalnymi ekspertami).

Kwestią dyskusyjną i możliwą do jednoznacznego rozstrzygnięcia jest poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych. Proponowane do zastosowania urządzenia, chodzi tu głównie pompy ciepła, nie są urządzeniami seryjnie produkowanymi i sprzedawanymi. Cena ich zakupu uzależniona jest od przebiegu procesu negocjacyjnego. Zaproponowane ceny, zgodnie z doświadczeniem wykonawców niniejszego opracowania, można uznać za realne. Jeżeli chodzi o absorpcyjne pompy ciepła, to ujmują one również nakłady ponoszone na zakup wysokotemperaturowego kotła napędzającego i ekonomizera.

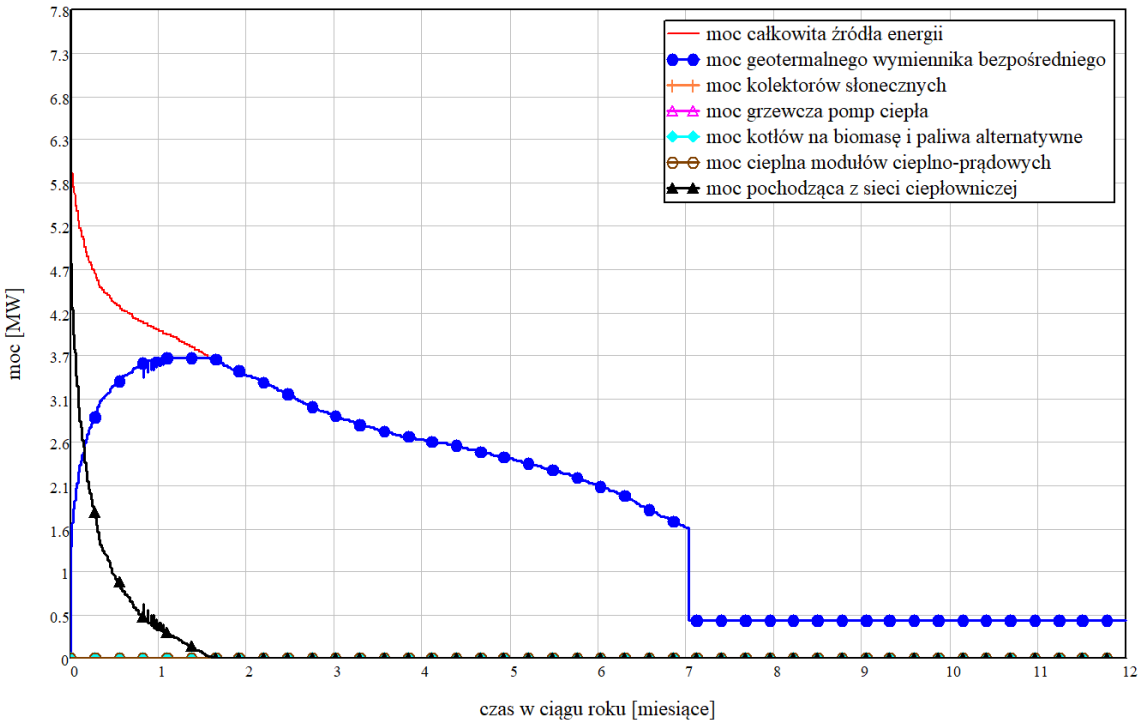


Rys. 5.6.2.9. Schemat hybrydowego źródła energii, którego efekty pracy określano wykorzystując model matematyczny

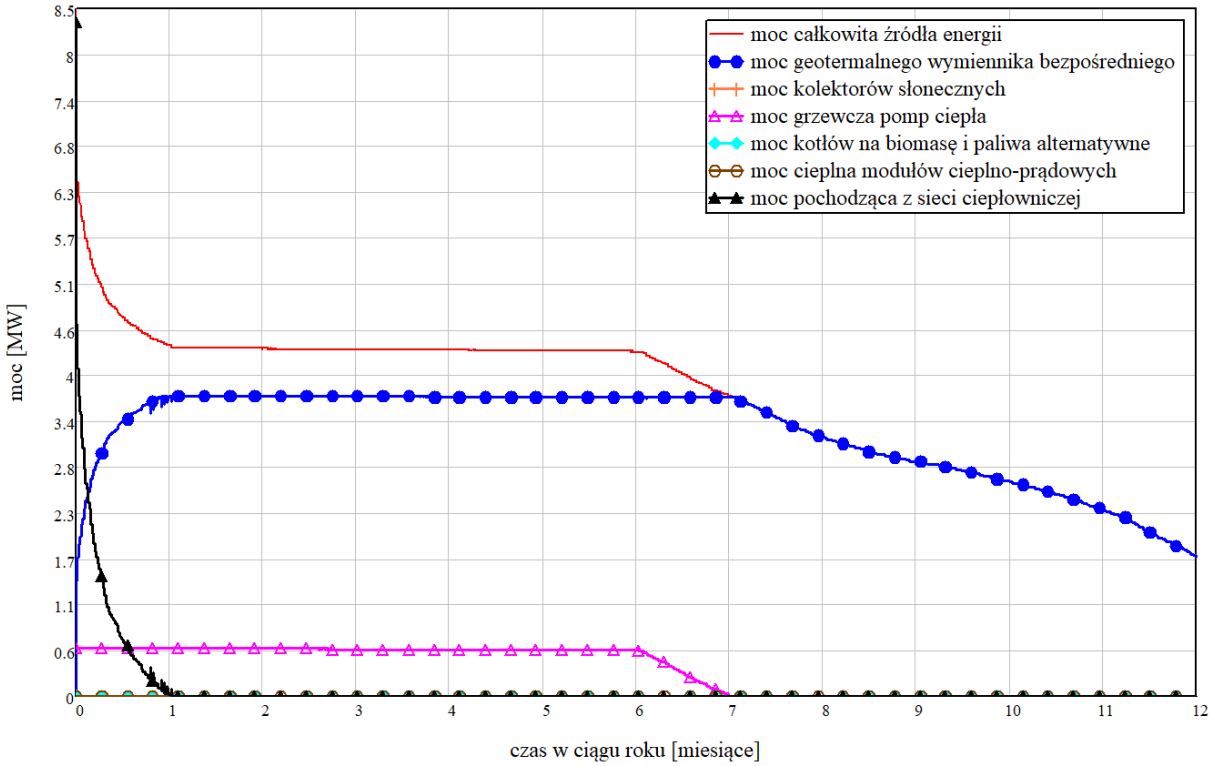
Bazując na modelu matematycznym instalacji oraz charakterystyce odbiorcy oceniono warunki i efekty pracy źródła energii. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc różnymi źródłami w funkcji czasu przedstawiono na rysunkach od 5.6.2.10 do 5.6.2.18.



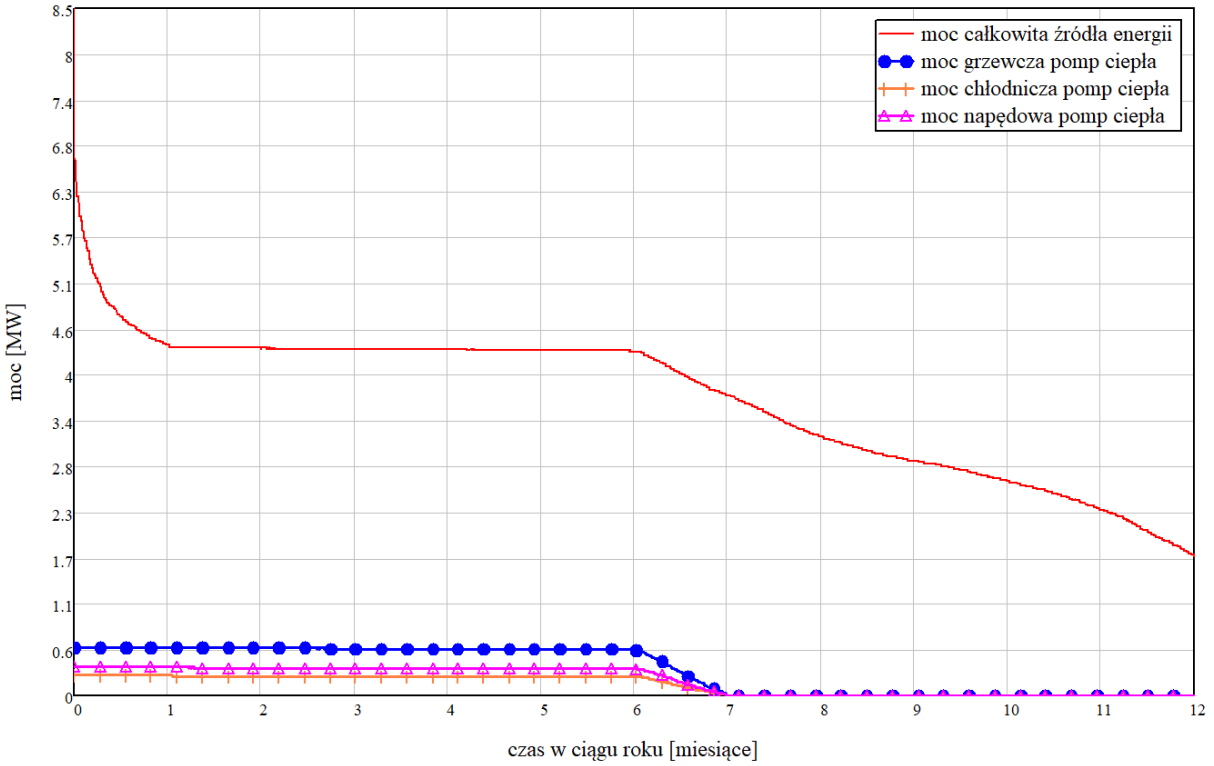
Rys. 5.6.2.10. Schemat pracy źródła energii w wariancie dhA



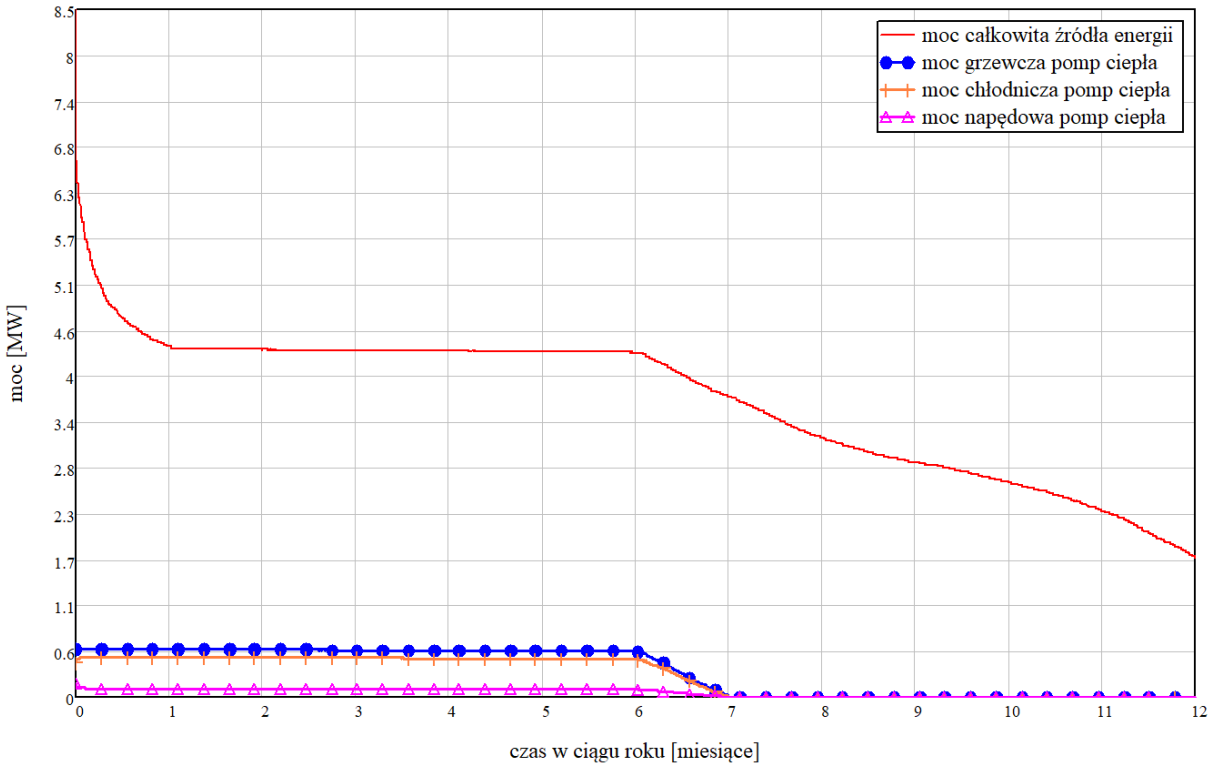
Rys. 5.6.2.11. Schemat pracy źródła energii w wariancie dhGeoA



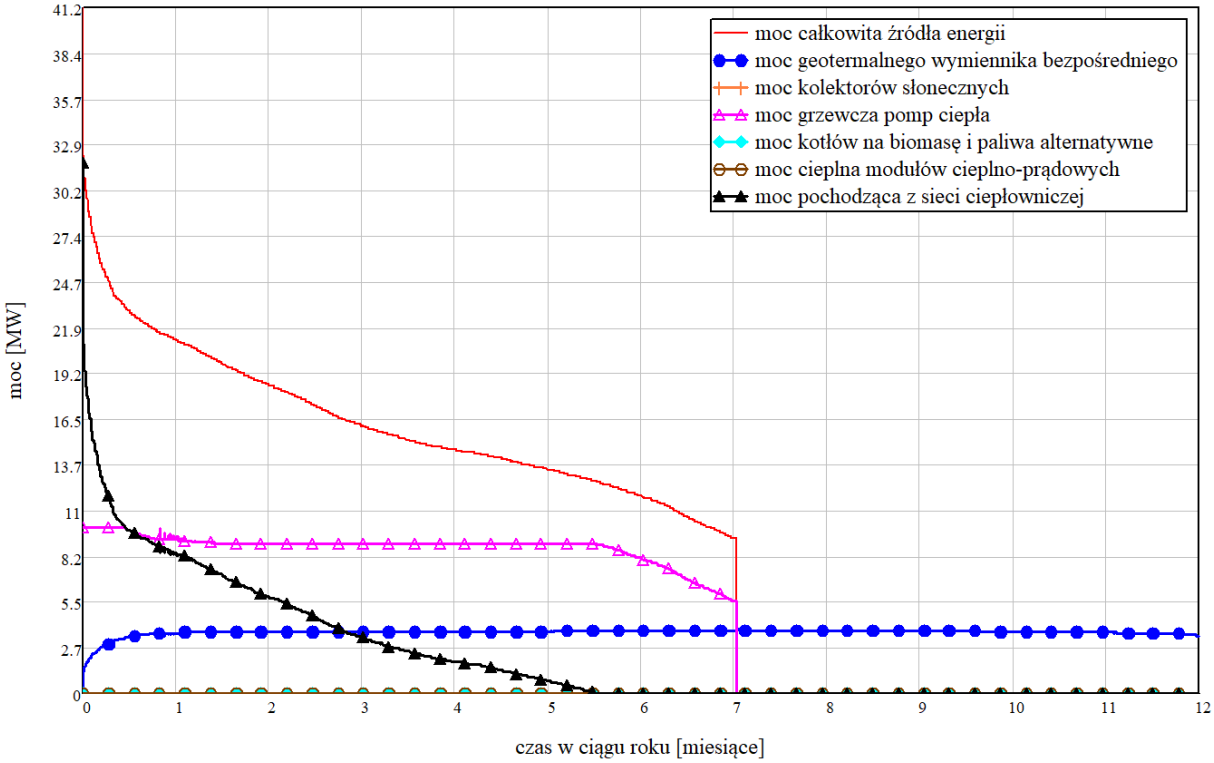
Rys. 5.6.2.12. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpEhw i chpEhw



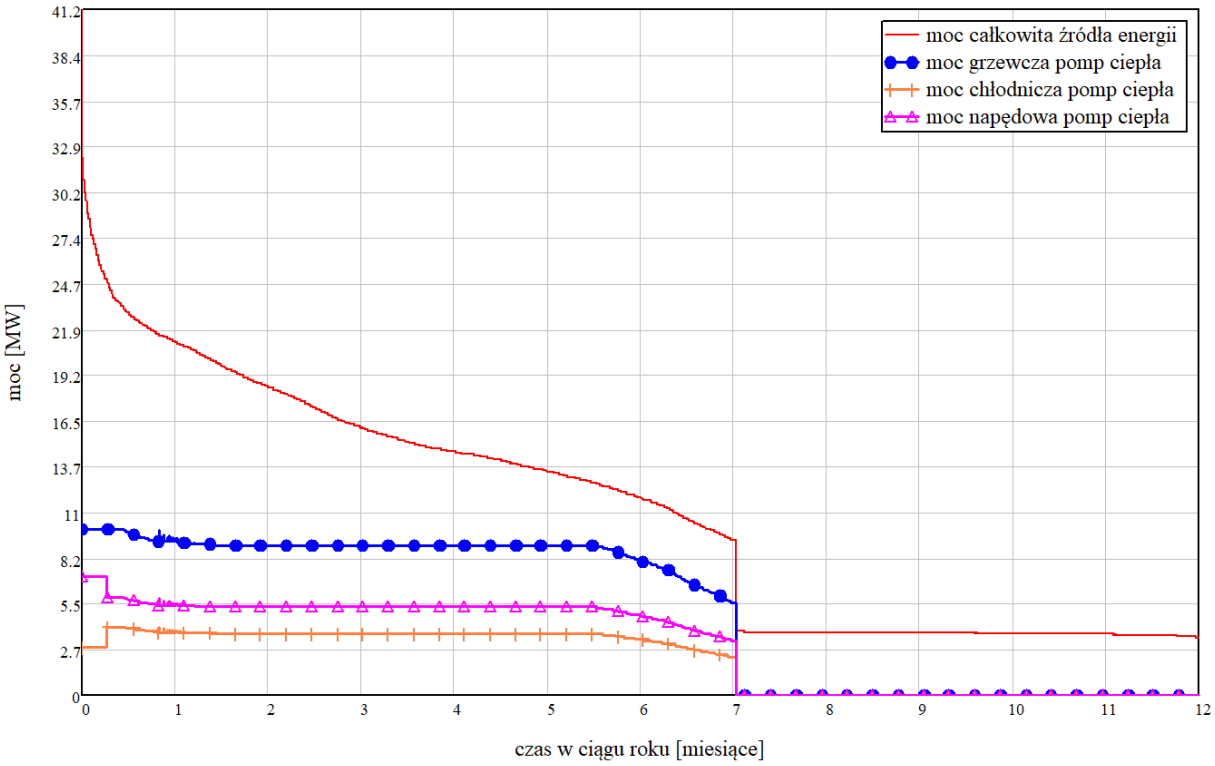
Rys. 5.6.2.13. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu ahpEhw



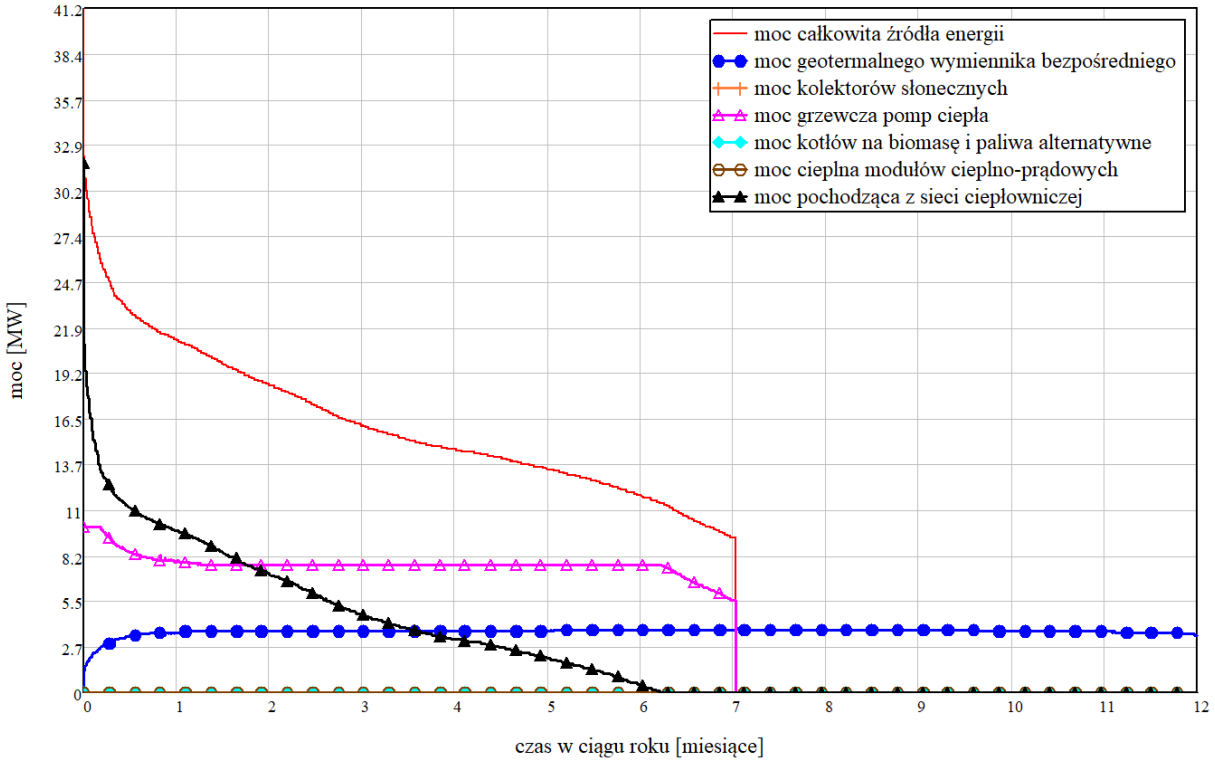
Rys. 5.6.2.14. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu chpEhw



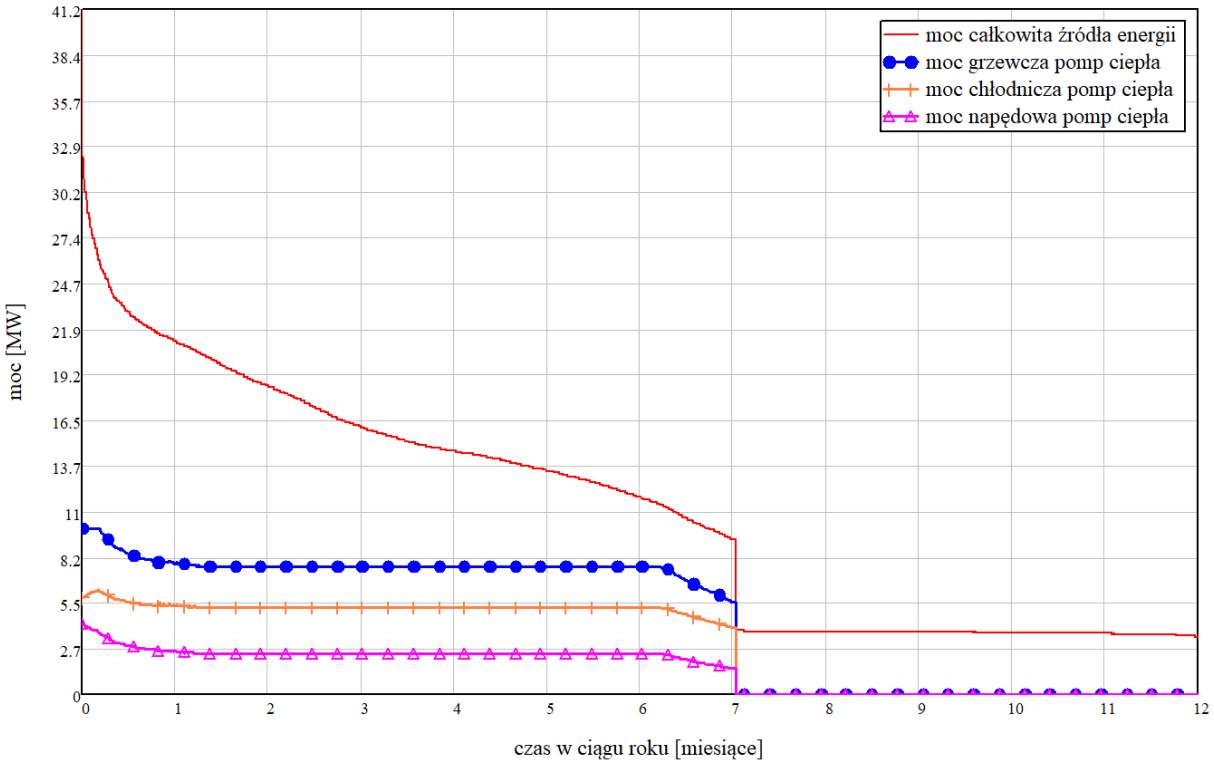
Rys. 5.6.2.15. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpEhwCh



Rys. 5.6.2.16. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu chpEhwCh



Rys. 5.6.2.17. Schemat pracy źródła energii w wariancie chpEhwCh



Rys. 5.6.2.18. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu chpEhwCh

Tabela 5.6.2.1 zawiera zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i energetycznych analizowanych wariantów. Szacowany efekt ekologiczny podano w dwóch wariantach:

- efekt lokalny - odnosi się do prognozowanej emisji wybranych dziewięciu substancji zanieczyszczających atmosferę. Nie uwzględnia on emisji generowanej w trakcie wytwarzania energii eklektycznej zużywanej przez pompy ciepła i pompy obiegowe,
- efekt globalny (w skali globalnej) – uwzględnia emisję zanieczyszczeń generowaną przez elektrownie w trakcie wytwarzania zużywanej, przez instalację analizowanego źródła energii, energii elektrycznej.

Ocenie poddano emisję wybranych zanieczyszczeń, podawanych do wiadomości przez Veolia Energia Łódź (CO_2, SO_2, NO_X i pył całkowity).

Wszystkie zestawione w tabeli wartości odnoszące się do cen i kosztów są wartościami netto.

Tabela 5.6.2.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Konstantynów Łódzki

	Wartość	**Wartość**	**Wartość**	**Wartość**	**Wartość**	**Wartość**
Nazwa wariantu	dhA	dhGeoA	ahpEhw	chpEw	ahpEhwCh	chpEwhCh
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	7844	7844	8035	8035	39308	39308
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	60565	60565	108571	108571	322794	322794
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,245	0,245	0,428	0,428	0,26	0,26
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	89,5	89,5	89,5	89,5	120,6	120,6
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	70,5	70,5	70,4	70,4	72,6	72,6
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	353,6	353,6	360,2	360,2	758,4	758,4
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m^3/hr]	0	0	0	0	0	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	0	0	10000	10000	30000	30000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	0	0	511	511	1844	1844
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	0	0	7823	7823	24289	24289
Cena całkowita netto zakupu sieciowej energii cieplnej [zł/GJ]	48,38	48,38	48,38	48,38	48,38	48,38
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	350	350	350	350	350	350
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250	250	250	250	250	250
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia i/lub woda z jeziora na terenie Piaskowni Obora (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	0	2770	2770	2770	2770	2770
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	8	71	71	71	71	71
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m^3/hr]	0	130	130	130	130	130

1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	0	50	50	50	50	50
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	8,2	69	69	69	69	69
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	0	3625	3733	3733	3799	3799
1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	0	56666	103526	103526	115401	115401
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	0	166	166	166	166	166
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	0	1454	1454	1454	1454	1454
2.----- Kolektory słoneczne -----						
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0	0	0	0	0	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	96,16	96,16	96,16	96,16	96,16	96,16
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	0	600	600	10000	10000
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	72,47	71,18	72,22	72,22	85,06	85,06

3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	20	100	100	100	100	100
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	45	45	42,66	41	20	10
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,4	1,7	1,7	6	1,7	6
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	0	9980	9980	161444	141902
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	0	1631	470	26624	12740
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	0	1454	1454	1454	1454	1454
4. ----- Moduły cieplno-prądowe zasilane gazem powstałym w wyniku zgazowania odpadów i gazem ziemnym(generujące zużywaną przez system energię cieplną) -----						
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0	0	0	0	0	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----						
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0	0	0	0	0	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400	400	400	400	400	400
6. ----- Przyłącze do sieci grzewczej -----						
6.1. Moc maksymalna przyłącza [kW]	7844	8376	8378	8378	31873	31873
6.2. Ilość energii cieplnej kupowanej z sieci [GJ/rok]	60565	3899	2887	2887	70239	89781
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	0	48221	49419	49419	68710	68710

- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	0	21207	21207	21207	21207	21207
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	21207	21207	21207	21207	21207
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	0	181	187	187	190	190
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	0	900	900	15000	15000
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	1000	1000	1000	1000	1000
- budynki [tys zł]	0	209	228	228	1097	1097
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	0	4417	4690	4690	9008	9008
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	2930	3832	4145	4025	13010	13778
- koszty stałe [tys zł/rok]	0	3134	3212	3212	4466	4466
- koszty zmienne [tys zł/rok]	2930	698	933	813	8544	9311
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	0	2411	2471	2471	3435	3435
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	0	723	741	741	1031	1031
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii, w tym ciepło sieciowe [tys zł/rok]	2930	698	933	813	8544	9311
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0	0	0	0	0	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	48	63	36	35	37	40
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	48	63	38	37	40	43

Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- pył całkowity lokalnie	8,4	0,541	0,223	0,223	1,828	2,336
- CO_2 (ditlenek węgla) lokalnie	107,524	6,922	6,129	2,859	41,355	29,906
- NO_X przeliczone na ditlenek azotu (NO_2) lokalnie	0,191	0,012	0,007	0,005	0,053	0,053
- SO_2 (ditlenek siarki) lokalnie	0,338	0,022	0,009	0,009	0,074	0,094
- pył całkowity globalnie	8,4	0,55	0,228	0,23	1,83	2,353
- CO_2 (ditlenek węgla) globalnie	107,524	32,059	20,152	21,417	46,071	75,947
- NO_X przeliczone na ditlenek azotu (NO_2) globalnie	0,191	0,058	0,033	0,039	0,062	0,137
- SO_2 (ditlenek siarki) globalnie	0,338	0,177	0,096	0,124	0,103	0,379

5.6.2.5.Podsumowanie i wnioski

Spośród analizowanych wariantów wykorzystania energii geotermalnej dla lokalizacji Konstantynów Łódzki wszystkie warianty zakładające wykorzystanie energii geotermalnej uzyskały pozytywny efekt ekologiczny (w postaci redukcji emisji zanieczyszczeń) i to zarówno w skali lokalnej jak i globalnej. Znaczącej redukcji ulega emisja CO_2. Najgorszy pod tym względem wariant zakładający wykorzystanie energii geotermalnej (ahpEhwCh) redukuję lokalną jednostkową emisję tego polutanta o ponad 60%, w przypadku najlepszego (ahpE) redukcja emisji jednostkowej CO_2 szacowana jest na ok. 94%. W skali globalnej największa redukcja emisji CO_2 szacowana jest na ok. 80% (wariant ahpEhwCh), a najmniejsza na ok. 28% (chpEhwCh).

Miernikiem efektu energetycznego i zarazem efektu redukcji konsumpcji konwencjonalnych nośników energii może być ilość energii cieplnej wytworzonej w poszczególnych wariantach przez bezpośredni wymiennik geotermalny (zaznaczony na rys. 5.6.2.9 – między punktami 1-2 od strony wody geotermalnej i 4-5 od strony wody sieciowej). Oszczędność pierwotnych nośników energii konwencjonalnej szacowana jest na: od 56.7 TJ/rok do 115.4 TJ/rok (wiersz z numerem 1.11 w tabeli 5.6.2.1). Najlepszych efektów pod tym względem należy spodziewać się tam gdzie znacząco rośnie moc przyłączonych odbiorców i ilość energii zużywanej przez nich – czyli dla wariantów: ahpEhwCh i chpEhwCh. Zakładają one przejęcie części odbiorców włączonych do systemu ciepłowniczego miasta Łodzi (moc dodatkowych „przejętych" odbiorców to ok. 31 MW – wynika ona z różnicy między mocą całkowitą rozwiązania a mocą aktualnie wykorzystywaną w Konstantynowie, wiersz 3-ci tabeli 5.6.2.1). Jeżeli przyjąć za miarę osiąganych efektów ekonomicznych pracy źródła energii cenę ostateczną (zawierającą opłaty za pozyskanie energii i jej dystrybucję) obowiązującą odbiorcę końcowego, to najlepsze efekty osiągnięto w przypadku wariantów: ahpEhw i chpEhw. Zakładają one wykorzystanie energii geotermalnej, przy wspomaganiu pomp ciepła o umiarkowanej mocy (600 kW), przez Konstantynów Łódzki i przejęcie części odbiorców zasilanych z miejskiej sieci ciepłowniczej ale jedynie poza sezonem grzewczym – w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej. Pracę źródła energii w tych wariantach przedstawia rys. 5.6.2.12 – wynika z niego dominująca ilość energii pochodzącej z wymiennika bezpośredniego wykorzystującego energię geotermalną, przy nieznacznej ilości energii pochodzącej z pomp ciepła. Szczególnie istotne w tym przypadku jest bardzo równomierne zapotrzebowanie na moc.

Podsumowując można stwierdzić, że wykorzystanie energii w Konstantynowie Łódzkim jest bardzo dobrym przykładem szans jakie niesie ze sobą możliwość współpracy źródła geotermalnego z odbiorcą będącym w stanie zagospodarować optymalnie potencjał źródła energii. Sam Konstantynów (wariant dhGeoA) nie jest w stanie równomiernie i efektywnie wykorzystać energii dostępnej ze źródła geotermalnego (rys. 5.6.2.11). Całkowita moc możliwa do ujęcia bezpośrednim wymiennikiem geotermalnym wynosi ok. 3.7 MW. Z czego moc ponad 3 MW może być eksploatowana jedynie przez ok. 2 miesiące. Najlepsze, z ekonomicznego punktu widzenia, warianty (ahpEhw i chpEhw) pozwalają pozyskiwać moc geotermalną ponad 3 MW przez prawie 8 miesięcy (rys. 5.6.2.12). Ujęcie geotermalne ulokowane w Konstantynowie może być atrakcyjnym źródłem energii dla łódzkiego systemu ciepłowniczego – dostarczając czystą i tanią (przynajmniej mając na uwadze koszty zmienne) energię cieplną.

Niezmiernie ważnym dla poprawy efektywności pracy całego systemu ciepłowniczego jest optymalizacja temperatury powrotu. W tym celu należy rozważyć w wyposażenie węzłów ciepłowniczych w regulatory elektroniczne kontrolujące temperaturę powrotu w celu jak największego schłodzenia wody na wymienniku. Celowe w takim przypadku jest również zainstalowanie układów telemetrycznych w węzłach cieplnych tak aby mieć bieżącą kontrolę tego parametru oraz możliwość zdalnego sterowania węzłem ciepłowniczym. Powinno to umożliwić lepsze wykorzystanie akumulacyjności budynku szczególnie w okresach przejściowych wiosny i lata.

Wskazana jest również zmiana miejscowego planu zaopatrzenia w ciepło w celu wprowadzenia nowych wymagań dla instalacji wewnętrznych budynków jako niskoparametrowych umożliwiających współpracę z pompami ciepła lub instalacjami geotermalnymi.

Kolejną rekomendacją jest wykorzystanie ciepła z rurociągów powrotnych dla zasilania niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych , które same mogą być dolnym źródłem dla pomp ciepła pracujących w budynkach na nowych osiedlach wyposażonych w niskotemperaturową instalacje wewnętrzną.

Kaskada takich rozwiązań systemowych powinna zdecydowanie poprawić efektywność wykorzystania ciepła geotermalnego i obniżyć cenę ciepła dla odbiorców ciepła.

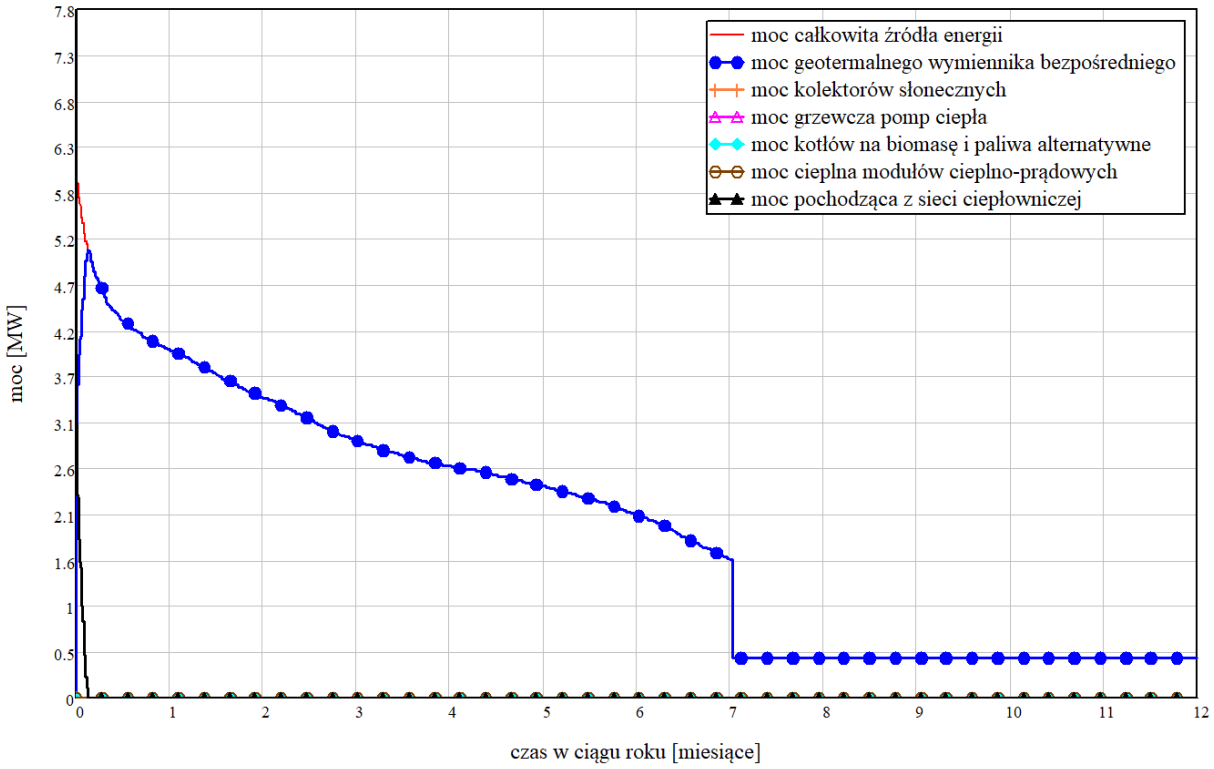
Współpraca podmiotów obsługujących źródło geotermalne (Przedsiębiorstwo Komunalne Gminy Konstantynów Łódzki Sp. z o.o.) i łódzki system ciepłowniczy (Veolia Energia Łódź S.A.) jest zatem korzystna dla obu partnerów, zarówno z ekonomicznego jak i ekologicznego punktu widzenia.

5.6.3. Optymalizacja energetyczno–ekonomiczna wielootworowego geotermalnego źródła energii dla zaopatrzenia istniejącej sieci grzewczej w Konstantynowie Łódzkim i Łodzi

Przeprowadzone obliczenia, wykorzystujące model matematyczny źródła energii przy niezmiennej w stosunku do podanej w rozdziale 5.6.2 charakterystyce odbiorców nie wykazały celowości wykorzystania większej liczby otworów geotermalnych dla ujęcia w Konstantynowie Łódzkim. W żadnym z analizowanych przypadków cena energii cieplnej nie spadła poniżej wartości typowych dla pojedynczego dubletu geotermalnego (tabela 5.6.2.1). W przypadku dużego odbiorcy energii – warianty ahpEheCh i chpEhwCh – barierą możliwości wytworzenia większej ilości energii z geotermii okazał się brak koherencji parametrów temperaturowych źródła i sieci ciepłowniczej. W przypadku wariantów ahpEhw i chpEhw wzrosła ilość energii wytwarzanej bezpośrednio z geotermii, spadła natomiast ilość energii wytwarzanej przez pompy ciepła. Ich wykorzystanie stało się nieopłacalne – ze stosunkowo dużej mocy zainstalowanej wytwarzano bardzo mało energii. W wariancie zakładającym obsługę jedynie sieci ciepłowniczej Konstantynowa Łódzkiego zwiększył się zdecydowanie udział geotermii. W żadnym z analizowanych przypadków nie udało się jednak z osiągniętych efektów pokryć rosnących nakładów inwestycyjnych, wiążących się z eksploatacją dwóch dubletów geotermalnych. Opisane powyżej wnioski potwierdzają przedstawione na poniższych rysunkach wykresy.

Na rys. 5.6.3.1 przedstawiono schemat pracy podwójnego dubletu geotermalnego dla odbiorcy odpowiadającemu potrzebom Konstantynowa Łódzkiego, efekty eksploatacji pojedynczego dubletu przedstawiono na rys. 5.6.2.11. Widać wzrost mocy ujęcia geotermalnego i ilość wytworzonej energii (rośnie ona z 56.7 TJ/rok do ponad 60 TJ/rok), niestety nie pokrywa to dwukrotnego wzrostu wymaganych nakładów inwestycyjnych (rosnących do 95 mln zł). Ostatecznie cena jednostkowa netto energii cieplnej obowiązująca odbiorcę końcowego rośnie z 63 do 134 zł/GJ. Co przy obecnej cenie 48.38 zł/GJ staje się zupełnie nieopłacalne.

Na rys. 5.6.3.2 przedstawiono harmonogram pracy źródła energii dla odbiorcy poszerzającego potrzeby Konstantynowa o odbiorców ciepłej wody użytkowej, w sezonie letnim (warianty ahpEhw i chpEhw). Wzrost wytwarzanej z geotermii energii cieplnej co prawda rośnie (z ponad 103 TJ/rok do prawie 116 TJ/rok) ale rosną nakłady inwestycyjne (z ok. 49 do ponad 96 mln zł).

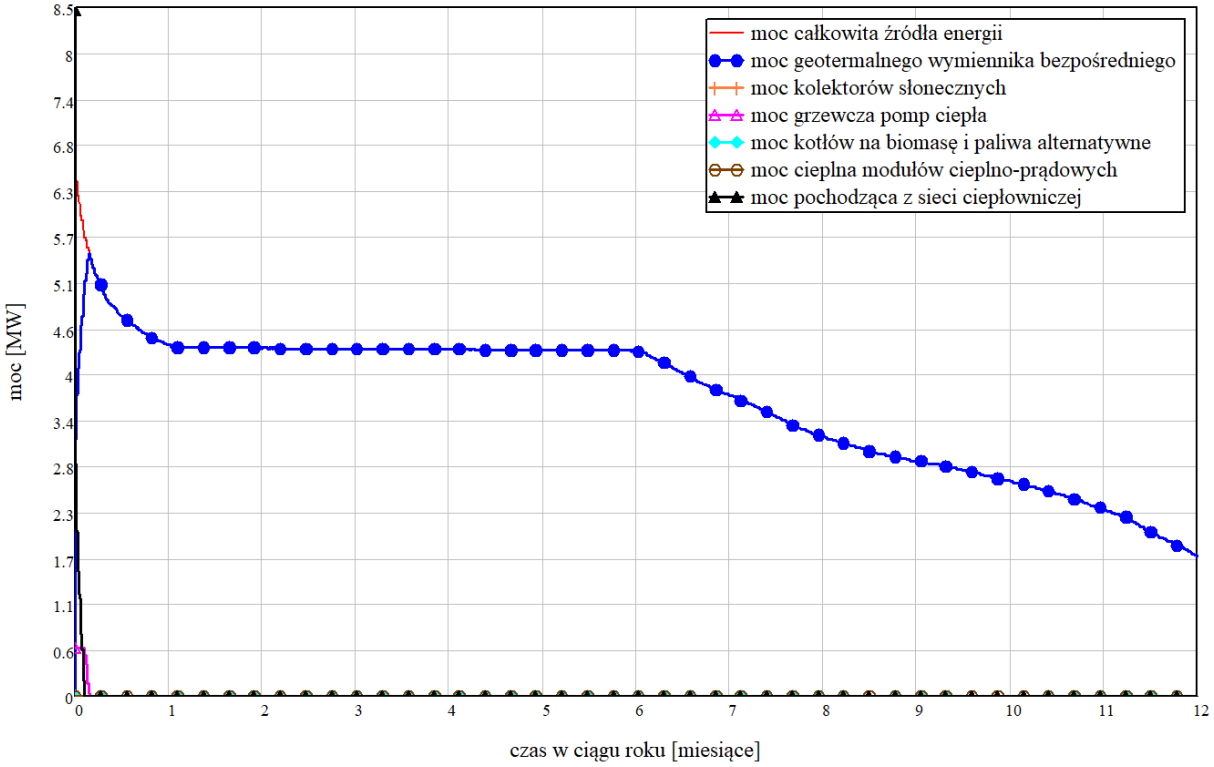


Rys. 5.6.3.1. Schemat pracy źródła energii w wariancie dhA przy eksploatacji dwóch dubletów geotermalnych

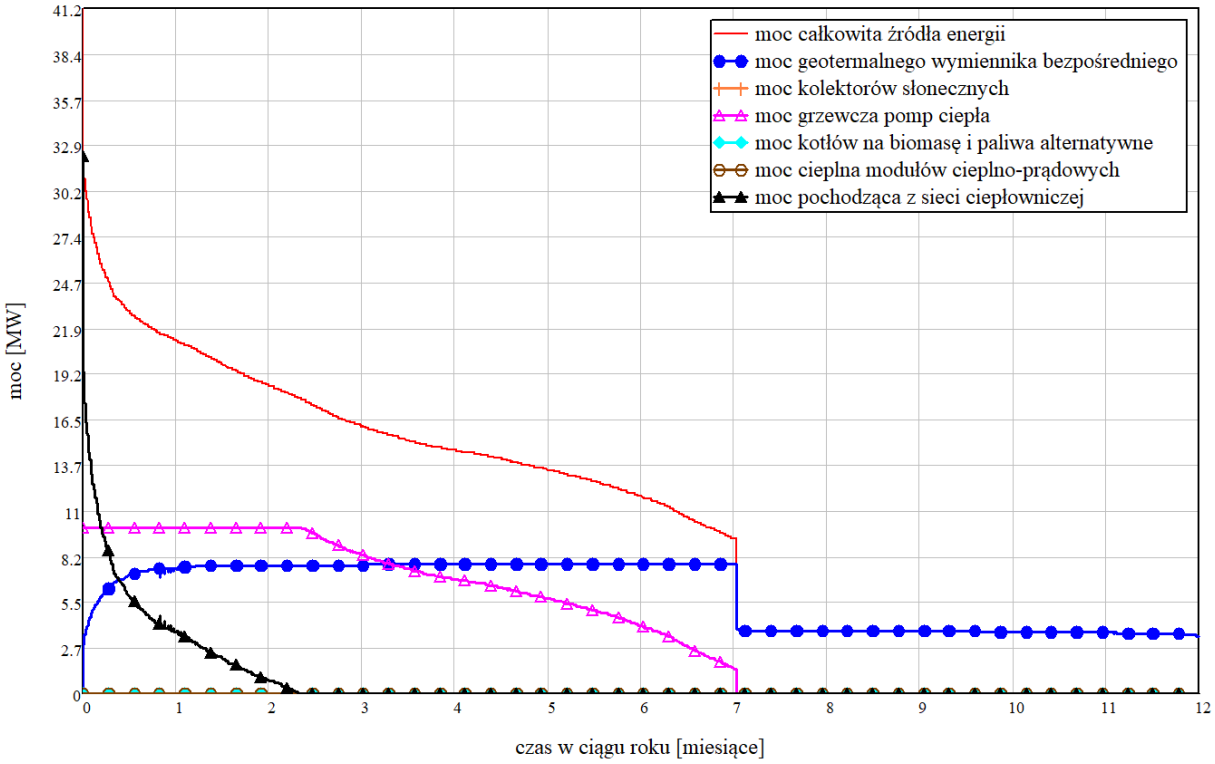
Wykorzystanie pomp ciepła staje się nieracjonalne – widać z wykresu, że wytwarzają one bardzo mało energii. Niestety rezygnacja z ich wykorzystania redukuje nieznaczeni nakłady inwestycyjne (do ok. 95 mln zł). Ostatecznie cena energii cieplnej netto, dla odbiorcy końcowego wynosi ok. 75 zł/GJ – jest nadal nieatrakcyjna.

Współpraca podwójnego dubletu geotermalnego z odbiorcą znacząco powiększonym (warianty ahpEhwCh i chpEhwCh) przynosi niewielkie pozytywne efekty: energetyczne, ekonomiczne i ekologiczne. Schemat pracy źródła wykorzystującego

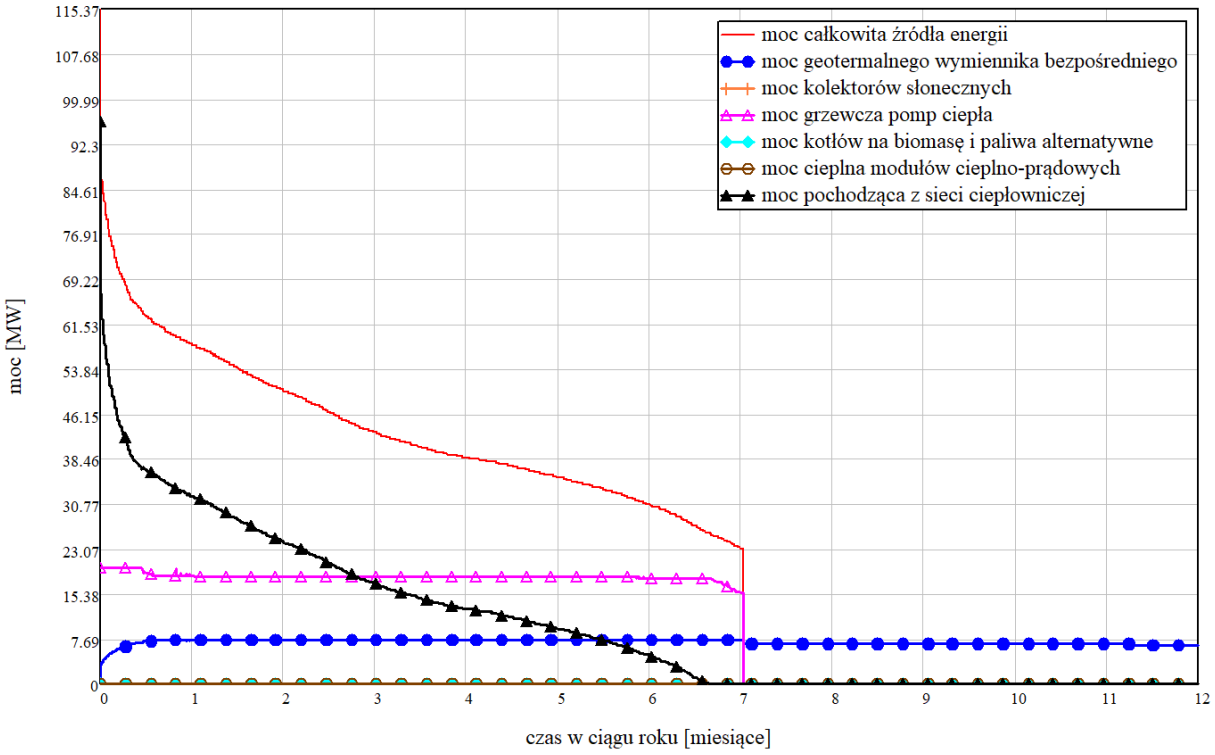
podwójny dublet przedstawiono na rys. 5.6.3.3. W obu przypadkach – zakładających wykorzystanie pomp absorpcyjnych i sprężarkowych staje się on teraz identyczny. W porównaniu z rys. 5.6.2.15 i 5.6.2.17 widoczny jest wzrost ilości energii pozyskiwanej z wymiennika geotermalnego bezpośredniego i spadek ilości energii uzyskiwanej z pomp ciepła. Wzrost nakładów inwestycyjnych jest jednak znaczący – rosną ona z poziomu ponad 68 mln zł do ponad 115 mln zł. Ostatecznie osiągnięta całkowita cena jednostkowa netto zakupu energii przez odbiorcę końcowego na wartość podobną jak w przypadku eksploatacji pojedynczego dubletu – wynosi ok. 44 (dla pomp sprężarkowych) - 45 zł/GJ (dla pomp absorpcyjnych). Spada zatem w stosunku do wariantów z pojedynczym dubletem i jest znacząco niższa od ceny obecnie obowiązującej. Niewielką poprawię można osiągnąć jeszcze redukując moc pomp ciepła do poziomu rzędu 5.5 MW – pracują one bardziej równomiernie w czasie i spadają nakłady inwestycyjne, pozwala to zredukować cenę zakupu energii o ok. 2 zł/GJ (do poziomu 42 – 43 zł/GJ). Eksploatacja podwójnego dubletu geotermalnego w lokalizacji Konstantynowa pozwoliłaby na podłączenie znaczeni większego odbiorcy dodatkowego. Efektywna moc dodatkowego odbiorcy możliwa do podłączenia do ciepłowni bazującej na dwóch dubletach szacowana jest na ponad 100 MW. Na rys. 5.6.3.4 przedstawiono harmonogram pracy źródła w takim wariancie. Nakłady inwestycyjne oszacowano w tym przypadku na ok. 137 mln zł. Ostateczna cena netto zakupu energii przez odbiorcę końcowego wynosiła 41.92 zł/GJ. Wybrane parametry robocze dla takiego wariantu zestawiono w tabeli 5.6.3.1.
Podsumowując można stwierdzić, że przeprowadzone obliczenia świadczą o znaczącym potencjale źródła energii poszerzonego o dodatkowy dublet otworów, warunkiem jego efektywnego wykorzystania jest jednak obsługa odbiorcy o odpowiedniej mocy i zapotrzebowaniu na energię.



Rys. 5.6.3.2. Schemat pracy źródła energii w wariancie ahpEhw i chpEhw dla wariantu zakładającego eksploatację dwóch dubletów geotermalnych



Rys. 5.6.3.3. Schemat pracy źródła energii w wariantach ahpEhwCh i chpEhwCh zakładając wykorzystanie podwójnego dubletu geotermalnego



Rys. 5.6.3.4. Schemat pracy źródła energii w wariancie eksploatacji absorpcyjnej pompy ciepła zakładając wykorzystanie podwójnego dubletu geotermalnego i mocy odbiorcy dodatkowego (ponad potrzeby Konstantynowa) rzędu 105 MW

Tabela 5.6.3.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących dla miasta Konstantynów Łódzki wariant zakładający eksploatację podwójnego dubletu geotermalnego przy znacząco poszerzonym gronie odbiorców

Nazwa wariantu	**Wartość** **Odbiorca dodatkowy ok. 105 MW i aktualne potrzeby konstantynowa, absorpcyjna pompa ciepła, podwójny dublet geotermalny**
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	113509
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	866065
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,242
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	122
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	71,1
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	2044,1
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m^3/hr]	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	30000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	1862
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	24364
Cena całkowita netto zakupu sieciowej energii cieplnej [zł/GJ]	48,38
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	350
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250
---------- Opis źródeł energii ----------	
1. ----- Geotermia i/lub woda z jeziora na terenie Piaskowni Obora (wykorzystanie bezpośrednie) -----	
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	2770
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	71
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m^3/hr]	260
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	50
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	nowy
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	70
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	7644
1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	227723

1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	620
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	5428
2.----- Kolektory słoneczne -----	
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	96,16
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----	
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	20000
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	81,35
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	100
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	20
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,7
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	337689
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	56024
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	5428
4. ----- Moduły cieplno-prądowe zasilane gazem powstałym w wyniku zgazowania odpadów i gazem ziemnym(generujące zużywaną przez system energię cieplną) -----	
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,94
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----	
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400
6. ----- Przyłącze do sieci grzewczej -----	
6.1. Moc maksymalna przyłącza [kW]	96218

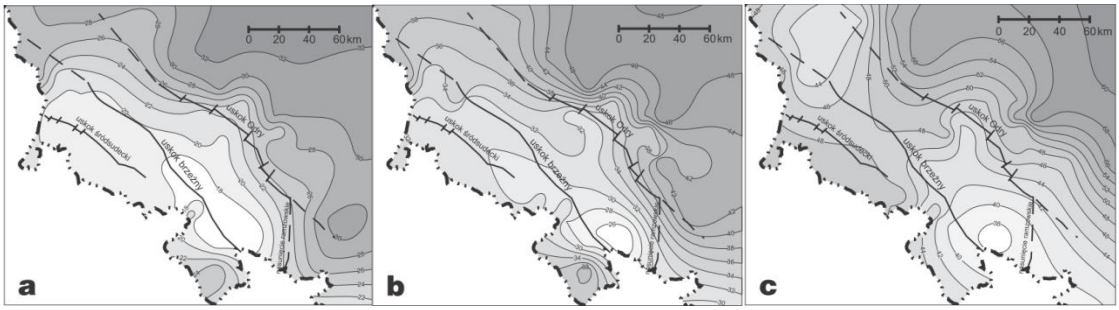
6.2. Ilość energii cieplnej kupowanej z sieci [GJ/rok]	325016
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	137292
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	42414
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	42414
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	382
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0
- pompy ciepła [tys zł]	30000
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	0
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	1000
- budynki [tys zł]	3077
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	18005
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	36306
- koszty stałe [tys zł/rok]	8924
- koszty zmienne [tys zł/rok]	27382
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	6865
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	2059
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii, w tym ciepło sieciowe [tys zł/rok]	27382
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	41
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	42
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]	
- pył całkowity lokalnie	3.152
- CO_2 (ditlenek węgla) lokalnie	54.436
- NO_X przeliczone na ditlenek azotu (NO_2) lokalnie	0.081
- SO_2 (ditlenek siarki) lokalnie	0.127
- pył całkowity globalnie	3.155
- CO_2 (ditlenek węgla) globalnie	60.998
- NO_X przeliczone na ditlenek azotu (NO_2) globalnie	0.093
- SO_2 (ditlenek siarki) globalnie	0.167

5.7. Lądek-Zdrój

5.7.1. Warunki hydrogeotermalne rejonu Lądka Zdroju i ocena możliwości uzyskania wód geotermalnych dla celów grzewczych i in. zastosowań w kontekście stabilnej eksploatacji

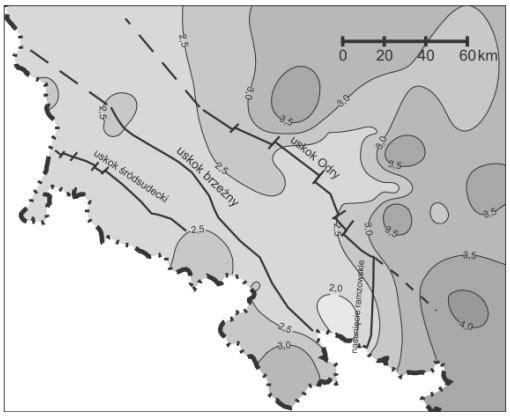
5.7.1.1. Warunki geotermalne w rejonie Ziemi Kłodzkiej

Dla określenia obszarów perspektywicznych występowania wód termalnych, obok oceny możliwości wyprowadzania wód systemu głębokiego krążenia, należy określić obraz pola cieplnego Ziemi w badanym obszarze.
Pierwsze syntetyczne opracowanie dotyczące warunków geotermicznych polskiej części Sudetów i bloku przedsudeckiego przedstawiła B. Bruszewska (2000). Na podstawie wytypowanych 51. punktów pomiarowych opracowała ona mapy rozkładu temperatur na głębokościach 500 m (od 18°C do 26°C), 1000 m (od 26°C do 38°C) i 1500 m (od 38°C do 50°C) (Rys. 5.7.1.1 a, b, c).



Rys. 5.7.1.1. Zmienność temperatur [°C] na głębokościach: a - 500 , b – 1000 oraz c – 1500 m p.p.t. (Bruszewska, 2000)

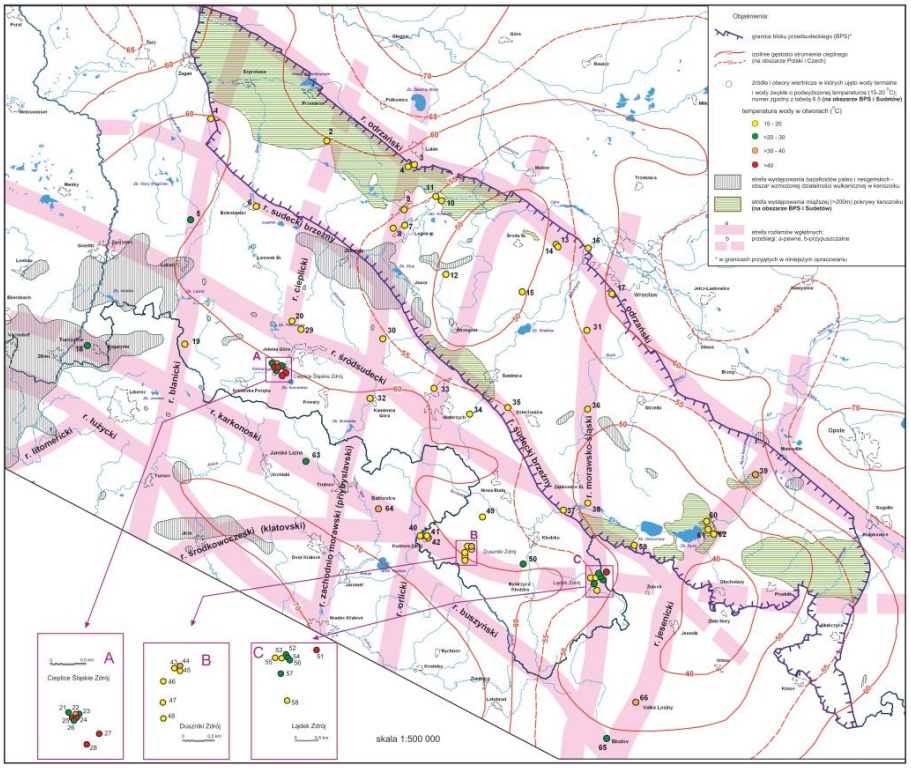
Nierównomierne rozmieszczenie odwiertów oraz ich zróżnicowana głębokość zmniejszają dokładność uzyskanych wyników niemniej jednak jest to pierwszy obraz izolinii strumienia cieplnego SW Polski (Przylibski red., 2007). Wyraźnie widoczny jest wzrost temperatur w kierunku północno-wschodnim, do uskoku Odry stanowiącego naturalną granicę. Analogiczne warunki (tj. wzrost temperatury wewnątrz górotworu) zaobserwować można w kierunku południowym, w rejonach Karkonoszy i Ziemi Kłodzkiej. Zbliżony przebieg mają izolinie gradientu temperatury o wartościach od 2°C/100m do ponad 3°C/100m w południowej części omawianego obszaru (Rys. 5.7.1.2.).



Rys. 5.7.1.2. Rozkład średniego gradientu temperatury [°C/100 m] (Bruszewska, 2000)

Wzrost wartości gęstości strumienia cieplnego (powyżej 60 mW/m^2), podobnie jak przedstawiony wzrost temperatury, zaznacza się w kierunku północno-wschodnim wzdłuż uskoku Odry oraz w kierunku południowym w rejonie Karkonoszy i Kotliny Kłodzkiej. Najniższe wartości gęstości strumienia cieplnego zaobserwować można na bloku przedsudeckim (50-60 mW/m^2) (Liber i Kiełczawa, 2009). Wyższe wartości tego parametru stwierdzono w głębokich ujęciach wód termalnych: C-1 w Jeleniej Górze-Cieplicach (79 mW/m^2) i L-2 w Lądku-Zdroju (71,2 mW/m^2) (Dowgiałło, 2001; 2002; Liber i Kiełczawa, 2009). Największy przepływ ciepła endogenicznego (96 mW/m^2) wykazały badania przeprowadzone w obrębie czeskiego basenu kredowego w miejscowości Tyniste (Dowgiałło, 2007).

Powierzchniowy strumień cieplny składa się z wartości strumienia cieplnego przepływającego z płaszcza Ziemi i ciepła radiogenicznego skał, a także ciepła związanego z procesami endogenicznymi m.in. wulkanicznymi i tektonicznymi. Rozkład gęstości strumienia cieplnego jest zmienny, uzależniony od przewodności cieplnej właściwej ośrodka skalnego, przy czym skały krystaliczne cechują się przewodnością z zakresu od 1 do 4 W/m·°C (Plewa, 1994). Region sudecki charakteryzuje się stosunkowo wysokimi wartościami ciepła radiogenicznego skał od około 2,0 do 5,1 μW/m^2 (Plewa, 1996). Badania M. Plewy wykazały jednak, że wysokie wartości ciepła radiogenicznego sudeckich skał nie wpływają znacząco na wartość powierzchniowego strumienia cieplnego (od 45 do około 65 mW/m^2).
Zarówno mapa gęstości strumienia cieplnego opracowana przez B. Bruszewską (2000), jak i badania M. Plewy (1996), przedstawiają w sposób zgeneralizowany warunki geotermiczne regionu sudeckiego.
Na tym etapie ich rozpoznania, dla określenia perspektywicznych obszarów występowania wód termalnych, najbardziej istotne wydaje się wytypowanie drożnych stref tektonicznych umożliwiających drenaż wód głębokiego krążenia.
Najlepiej dotychczas rozpoznane złoże wód termalnych Lądka-Zdroju, zlokalizowane w Ziemi Kłodzkiej E. Liber (2001) zaliczyła do złóż wód szczelinowych bardzo głębokiego krążenia, których wypływy związane są ze strefami głębokich rozłamów tektonicznych.
Opisywane przez szereg autorów (m.in. Fistek, 1977, 1989; Ciężkowski, 1990; Dowgiałło, 2001; Dowgiałło i Fistek, 2007; Liber, 2001) warunki występowania wód termalnych i szczaw w prowincji sudeckiej potwierdzają, że strefy tektoniczne są głównymi drogami wyprowadzania tych wód, a także towarzyszącego szczawom dwutlenku węgla. Szczególnie predysponowanymi strefami wypływu wód termalnych mogą być regionalne strefy rozłamów tektonicznych, które umożliwiają ich głęboki przepływ umożliwiając im pozyskanie ciepła od ośrodka skalnego o wyższej temperaturze (Rys. 5.7.1.3.).



Rys. 5.7.1.3. Przebieg głównych stref tektonicznych w Sudetach (Przylibski i in., 2007)

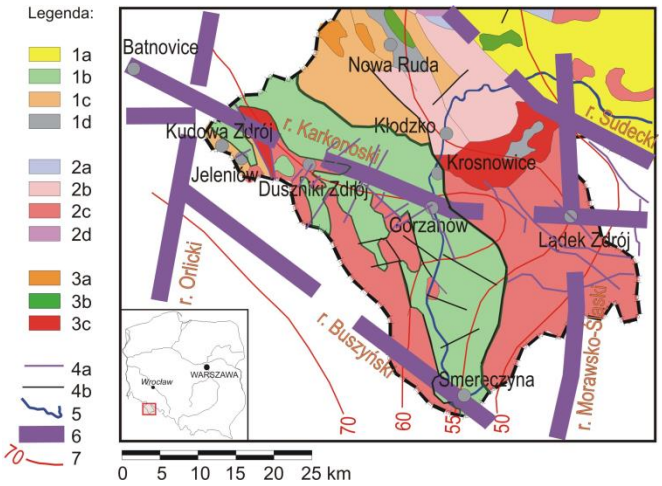
W strukturze Masywu Czeskiego i jego obrzeżenia, w tym Sudetów, wyróżniono szereg stref rozłamowych o głębokim, pionowym zasięgu. Przebieg tych stref nie zawsze jest zgodny z przebiegiem dyslokacji stwierdzonych w partiach powierzchniowych. Rozłamy te są bezpośrednio rozpoznawane metodami geofizycznymi (Pożaryski, 1975; Cwojdziński i in., 1995). Pośrednio na ich występowanie wskazywać może pasowy układ mineralizacji kruszcowej (Kanasiewicz, Sylwestrzak, 1970; Michniewicz, 1981), obecność skał zasadowych i ultrazasadowych oraz obszary występowania kenozoicznych bazaltoidów (Cwojdziński i Jodłowski, 1982).
Występowanie źródeł wód termalnych w Sudetach związane jest z przebiegiem głównych stref tektonicznych, często zgodnych z przebiegiem fotolineamentów (Bażyński i in., 1981, Doktór i in., 1985; Graniczny, 1994), które mogą także wskazywać na przebieg głębokich stref tektonicznych.

Syntetyczne zestawienie sieci rozłamów wgłębnych na obszarze Sudetów i przyległej części Masywu Czeskiego przedstawił M. Michniewicz (1981) wraz z późniejszymi korektami dotyczącymi przebiegu rozłamu karkonoskiego oraz wydzieleniem nowego rozłamu cieplickiego dla wytypowania nowych wystąpień wód termalnych na obszarze bloku przedsudeckiego (Przylibski red., 2007; Ciężkowski i in., 2011b).

W prowincji sudeckiej wyróżnia się dwa systemy rozłamów, pierwszy o przebiegu NW-SE i drugi o przebiegu NNE-SSW. W rejonie Ziemi Kłodzkiej w kierunku od południa ku północy, (Rys. 5.7.1.4.) zaznacza się system rozłamów o przebiegu NW-SE, tworzący dwie strefy:

1) strefa rozłamu buszyńskiego – przybiegająca jedynie fragmentarycznie w południowej części rowu górnej Nysy Kłodzkiej. W obszarze tym, w Smreczynie, stwierdzono wystąpienie wody typu HCO_3-Na-Ca o podwyższonej ilości jonów F^- (Kiełczawa, 2001a, 2001b). W części czeskiej tej strefy występują termalne wody typu SO_4-Cl-Na w Bludovie, o mineralizacji 526 mg/dm^3 i temperaturze 22–26°C (Dowgiałło, 1976);

2) strefa rozłamu karkonoskiego - przechodząca tylko częściowo przez południową granicę prowincji sudeckiej. Przebiega przez depresję Turoszowa, następnie poza obszarem prowincji (przez Janské Lazné i Batňovice), ponownie wkracza na obszar Polski w zapadlisku Kudowy, dalej przez Duszniki, Krosnowice, zmienia nieco przebieg na bardziej równoleżnikowy i jako przypuszczalna strefa przebiega dalej przez Lądek-Zdrój aż do Prudnika.



Rys. 5.7.1.4. Perspektywiczne obszary występowania wód termalnych na tle uproszczonej budowy geologicznej Ziemi Kłodzkiej (Liber, Kiełczawa, 2009)

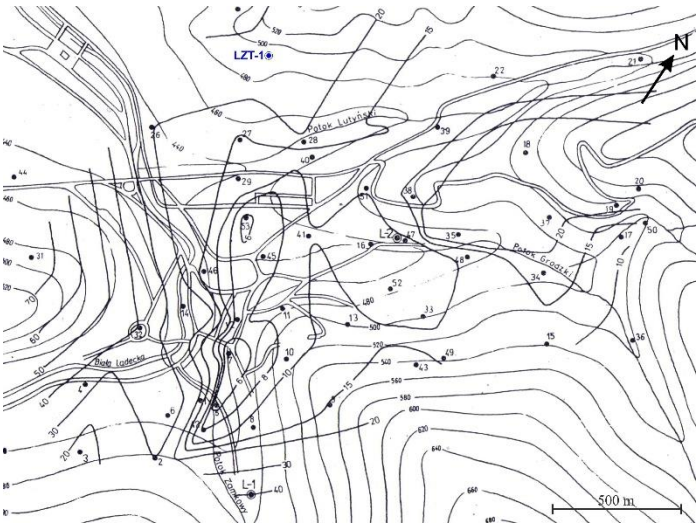
Objaśnienia: 1 – serie osadowe: a – trzeciorzęd, b – kreda, c – perm, d – karbon; 2 – serie metamorficzne: a – mylonity i kataklazyty paleozoiku, b – fyllity, łupki krzemionkowe i zieleńce paleozoiku, c – łupki łyszczykowe i gnejsy paleozoiku i proterozoiku, d – gnejsy i migmatyty proterozoiku; 3 – serie magmowe: a – wulkanity permu i karbonu, b – wulkanity starszego paleozoiku, c – granity późnopaleozoiczne; 4 – uskoki: a – perspektywiczne dla wód termalnych i wód o podwyższonej temperaturze, b – inne 5 – rzeki; 6 – rozłamy; 7 – izolinie gęstości strumienia cieplnego [mW/m^2].

W obrębie tego rozłamu występują wody lecznicze Kudowy-Zdroju i Jeleniowa oraz Dusznik-Zdroju (w tym szczawy termalne Jeleniowa i Dusznik-Zdroju) oraz wody o podwyższonej temperaturze (w Gorzanowie).

Dodatkowo w wykonanym w Krosnowicach otworze, stwierdzono samowypływ wody termalnej, typu HCO_3-Na-Ca-Mg, o temperaturze 22°C i mineralizacji 1600 mg/dm^3 (Kiełczawa, 2001b). Miejscowość ta znajduje się w pobliżu strefy uskokowej Pstrążna-Gorzanów przedłużającej się w kierunku Kudowy zgodnie z przebiegiem rozłamu karkonoskiego w tej części Ziemi Kłodzkiej. Stwierdzone wzdłuż tej strefy uskokowej wystąpienia wód termalnych jak również dwutlenku węgla, świadczą o głębokim i regionalnym zasięgu tego uskoku (Bażyński i in., 1981; Fistek, 1977; Kiełczawa, 2001b).

Najwięcej wystąpień wód termalnych w Sudetach zlokalizowanych jest w strefie rozłamu karkonoskiego. Z tym rozłamem związane są wody termalne Lądka-Zdroju.

W związku ze wzrastającym zapotrzebowaniem na lecznicze wody termalne, w latach1969-1973 w Lądku-Zdroju i jego najbliższej okolicy wykonano szereg badań mających na celu wytypowanie najbardziej perspektywicznych obszarów dla lokalizacji nowych ujęć. Na podstawie wyników pomiarów wykonanych w 53. płytkich otworach (o głębokościach z przedziału 25-30 m) Ciężkowski (1980) wyznaczył wartości przypowierzchniowego stopnia geotermicznego i gradientu geotermicznego odpowiednio 5,5 m/°C i 0,18°C/m. Uzyskany obraz (Rys. 5.7.1.5.) mimo, iż jak sam autor zauważa, nie jest precyzyjny, to jednak odwzorowuje generalny rozkład anomalii termicznej badanego terenu.



Rys. 5.7.1.5. Anomalia geotermiczna rejonu Lądka-Zdroju (Ciężkowski i in., 2016).
Objaśnienia: linia ciągła – wartość stopnia geotermicznego

Zauważyć można wyraźnie zarysowujący się obszar o podwyższonych wartościach gradientu geotermicznego w centralnej części miejscowości oraz na wschód od uzdrowiska. Najprawdopodobniej wypływy wód termalnych związane są ze strefą uskoków Lądek-Orłowiec – Karpno przy czym obecność wód termalnych na E od miejscowości, w rejonie uskoków Lądek-Orłowiec-Karpno i Raszowiec–Karpno sugerują podwyższone wartości gradientu geotermicznego. Stosunkowo mały zasięg tej anomalii sugeruje, iż strumień wód termalnych jest zwarty, tj. nie wykazuje rozproszenia (Ciężkowski, 1978, 1980).

5.7.1.2. Warunki geologiczne

Złoże wód leczniczych Lądka-Zdroju znajduje się w obrębie jednostki geologicznej metamorfiku Lądka-Śnieżnika, która jest najdalej na wschód wysuniętą jednostką tektoniczną Sudetów Środkowych. Jednostka ta na wschodzie jest ograniczona nasunięciem ramzowskim, na północy kontaktuje z górnokarbońską intruzją kłodzko-złotostocką, na zachodzie graniczy z górnokredową jednostką rowu górnej Nysy. Metamorfik Lądka-śnieżnika jest fragmentem większej jednostki tektonicznej zwanej kopułą orlicko-śnieżnicką (Żelaźniewicz, 2005).

Metamorfik Lądka-Śnieżnika zbudowany jest z silnie zmetamorfizowanych skał, tworzących trzy kompleksy wieku proterozoiczno-paleozoicznego (Rys. 5.7.1.2.1a i 5.7.1.2.1b). Są to:

- mezometamorficzne łupki serii strońskiej reprezentowane przez łupki łyszczykowe z wkładkami paragnejsów, kwarcytów, marmurów, erlanów oraz amfibolitów;
- gnejsy gierałtowskie, drobnoblastyczne, bardziej lub mniej migmatytowe z wkładkami amfibolitów, eklogitów i granulitów;
- gnejsy śnieżnickie, o zróżnicowanej budowie, przeważnie gruboblastyczne, oczkowe i soczewkowe.

Wszystkie skały krystaliczne metamorfiku Lądka-Śnieżnika powstały w wyniku polimorficznej i policyklicznej ewolucji serii suprakrustalnej.

W karbonie w obrębie metamorfiku Lądka-Śnieżnika powstały intruzje granitoidowe, z którymi na obszarze Gór Złotych związane są skały żyłowe (Gierwelaniec, 1970, Żelaźniewicz, 2005).

Skały metamorficzne budują wachlarzowato ułożone elementy fałdowe, które zanurzają się i zbiegają w kierunku zachodnim (Don, 1964). Fałdy tworzą antyklinoria i przedzielone synklinoriami. W rejonie złoża lądeckiego wyróżnia się:

- antyklinorium Radochowa, utworzone przez gnejsy gierałtowskie otoczone strefą blastomylonitów;
- synklinorium Lądka, zbudowane z kompleksu łupków łyszczykowych serii strońskiej, osie obu tych struktur zanurzają się w kierunku SW;
- antyklinorium Gierałtowa, które tworzą gnejsy gierałtowskie, oś tej jednostki zanurza się w kierunku NW.

Elementy fałdowe w okolicach Lądka-Zdroju przecięte są kilkunastoma uskokami poprzecznymi i kilkoma podłużnymi. Przebieg uskoków poprzecznych zgodny jest z tzw. kierunkiem sudeckim (NW-SE). Ich upady wykazują strome nachylenie ku NE (50°– 61°). Są to wydzielone przez Gierwielańca (1970) następujące uskoki:

• uskok Orłowiec – Wójtówka - Karpno (uOK, Rys. 5.7.1.2.1a), o kierunku biegu 300° – 320°, wzdłuż którego obserwuje się przesunięcie warstw spegmatyzowanego gnejsu gierałtowskiego i gnejsów śnieżnickich;

• uskok Lądek – Orłowiec – Karpno (uLT, Rys. 5.7.1.2.1a), przebiega w gnejsach i łupkach łyszczykowych od nieczynnego kamieniołomu bazaltu „Lądek-Orłowiec" przez Lądek-Zdrój, aż do wzgórza Trojak (zwany też uskokiem Lądek-Trojak). Ma

on kierunek biegu 290° – 320° i amplitudę zrzutu kilkaset metrów. Nieciągłość ta na terenie uzdrowiska połączona jest krótkim i stromym uskokiem o kierunku N-S z dyslokacją Rasztowiec-Karpno. Ze skrzyżowaniem się tych nieciągłości związane są wypływy wód termalnych na powierzchnię;

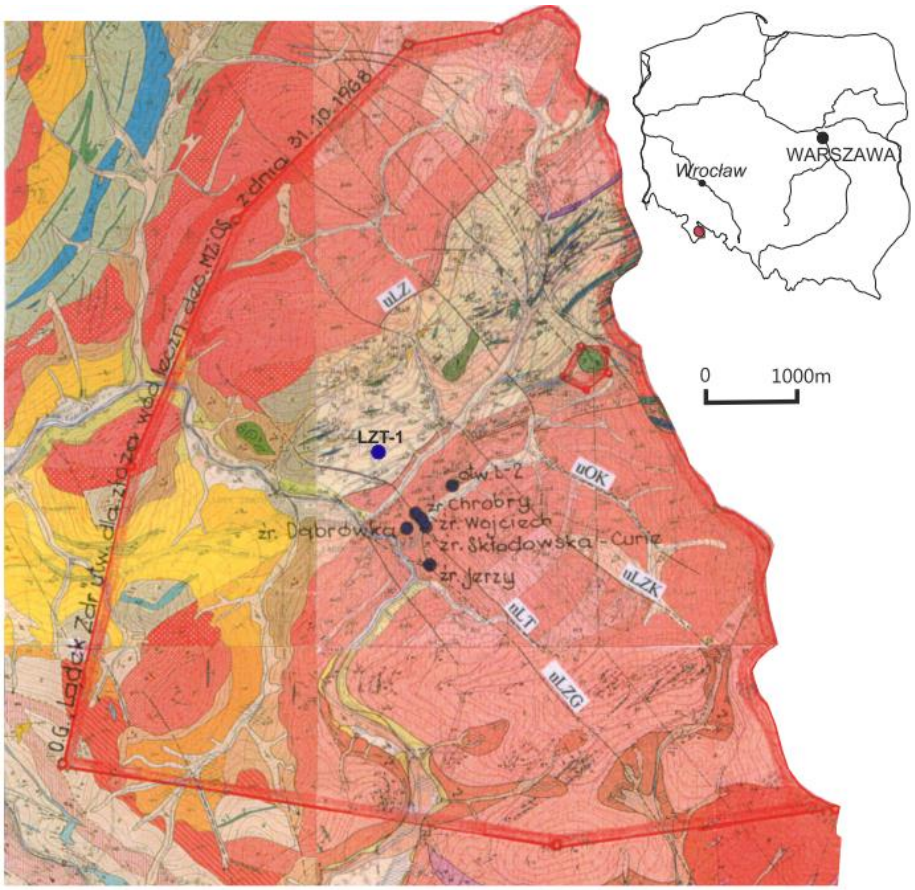
- uskok Rasztowiec - Karpno (uLZK, Rys. 5.7.1.2.1a), zmieniający na terenie Lądka kierunek z 320° na 350°;
- uskok Lądek-Zdrój – Królówka (uLZG, Rys. 5.7.1.2.1a), stanowi szeroką strefę tektoniczną o charakterze uskoku inwersyjnego w Lądku, zaś na terenie Gierałtowa wykazuje cechy nasunięcia;
- uskok Lądek-Zdrój - Gierałtów przebiegający na południu, równolegle od uskoku Lądek-Zdrój – Królówka.

Ze strefami dyslokacyjnymi w rejonie Lądka związane są niewielkie wystąpienia neogeńskich bazaltów (Birkenmajer i in., 2002).

Obecność i przebieg tych dyslokacji potwierdzone zostały badaniami geofizycznymi (Szarszewska, Madej, 1974).

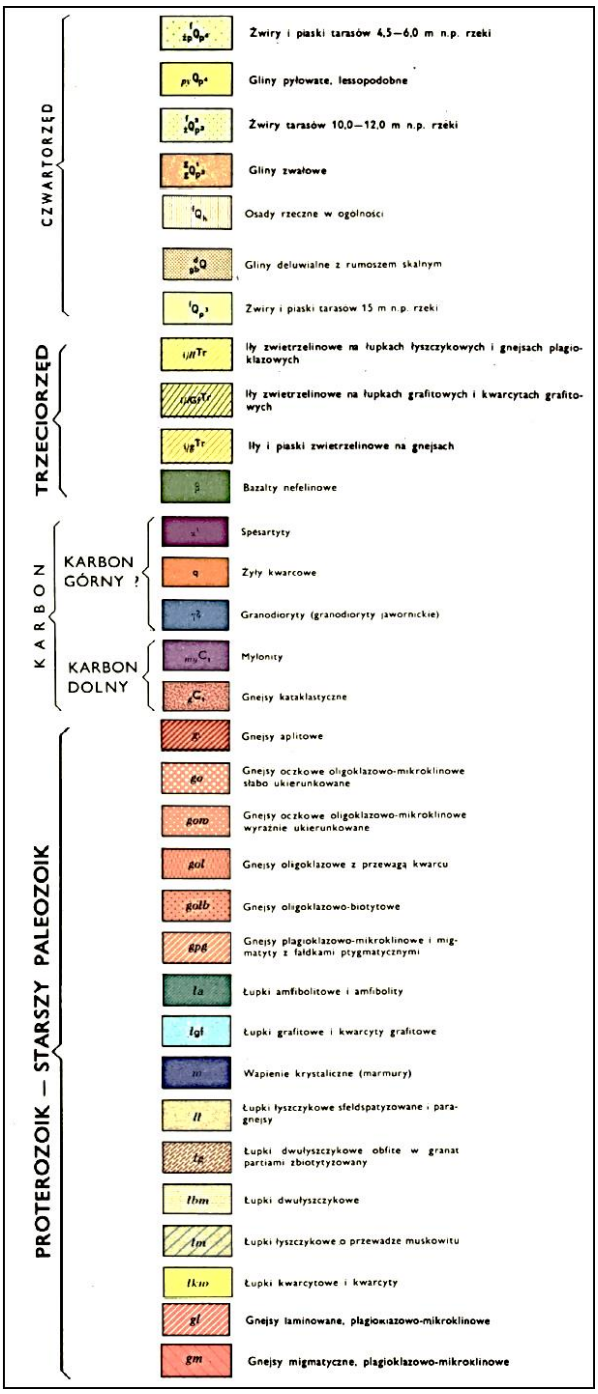
Badania te dodatkowo odkryły nowe nieciągłości tektoniczne.

W paleogenie i neogenie obszar Sudetów a wraz z nim metamorfik Lądka-Śnieżnika poddany został procesom wypiętrzającym oraz ulegał działalności erozyjnej i akumulacyjnej rzek.



Rys. 5.7.1.2.1a. Lokalizacja ujęć wód termalnych Lądka-Zdroju na tle budowy geologicznej oraz zasięgu obszaru górniczego (na podst. Ciężkowski i in., 1996, mapa geologiczna według: Cwojdziński 1977, 1981, Cymerman i Cwojdziński 1984, Frąckiewicz i Teisseyre 1973, Gierwielaniec 1968a, Kasza, 1958)

Objaśnienia: uLZ–uskok Lądka-Zdroju, uOK–uskok Orłowiec – Wójtówka - Karpno, uLZK–uskok Rasztowiec - Karpno, uLT–uskok Lądek – Orłowiec – Karpno, uLZG–uskok Lądek-Zdrój – Królówka; LZT-1 – projektowany otwór



Rys. 5.7.1.2.1b. Objaśnienia do mapy geologicznej

Czwartorzęd w rejonie złoża reprezentowany jest przez aluwia oraz osady zwietrzelinowe i rumosz zboczowy.

5.7.1.3. Warunki hydrogeologiczne

W rejonie złoża termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju można wydzielić dwa poziomy wód podziemnych: czwartorzędowy, do których zaliczane są wody osadów rzecznych i zwietrzelinowych oraz paleozoiczno-proterozoiczny do którego należą wody szczelinowe płytkiego i głębokiego krążenia.

Występowanie czwartorzędowych zwykłych wód podziemnych związane jest z holoceńskimi utworami piaszczystymi, wypełniającymi dna dolin oraz ze żwirami terasów rzecznych. Ten czwartorzędowy zbiornik zasilany jest głównie wodami pochodzącymi ze współczesnej infiltracji opadów atmosferycznych.

Wody podziemne, odgrywającego tu dominującą rolę piętra paleozoiczno-proterozoicznego, związane są ze skałami krystalicznymi i ich pokrywami zwietrzelinowymi. W skałach tych występują dwa systemy krążenia wód – jeden płytki związany ze strefą wietrzeniową, drugi głębszy, towarzyszący strefom dyslokacji.

Wody szczelinowe płytkiego krążenia występujące w skałach krystalicznych podłoża związane są ze strefą szczelinowatości egzogenicznej sięgającą do głębokości od kilku do 15 m do lokalnie 30 m. Zasobność w wodę tego piętra jest stosunkowo niska. W okolicach Lądka-Zdroju wody takie występują m.in. na pobliskich zboczach gór Trojak i Królówka.
Utworami wodonośnymi dla termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju są różnie wykształcone gnejsy gierałtowskie. Wody te zaliczane są do szczelinowych wód podziemnych bardzo głębokiego krążenia (Liber, 2001 i 2009).
Występujące tu lecznicze wody termalne wypływają, z dużych głębokości ku powierzchni, strefą uskoku Lądka-Zdroju. Naturalne wypływy wód termalnych w postaci źródeł związane są z uskokami porzecznymi, które przecinają uskok Lądka-Zdroju (Rys. 5.7.1.2.1a). Są to obudowane naturalne źródła o nazwach: Jerzy, Wojciech, Skłodowska-Curie, Dąbrówka i Chrobry.
W strefie uskoku Lądka-Zdroju, na większej głębokości, wody termalne ujmuje również odwiert L-2. Nad drogami przepływu wód termalnych znajduje się dodatkowo odwiert L-1, ujmujący wody zwykłe (Ciężkowski i in., 2011a, 2011c, 2016; Liber-Makowska, 2011).
Projektowany otwór LZT-1 zlokalizowany jest na NW, w niewielkiej odległości (ok. 800 m), od istniejących ujęć leczniczych wód termalnych, na północno-zachodniej granicy pomiędzy gnejsami antyklinorium Gierałtowa a łupkową serią strońską synklinorium Lądka. Granica ta pokrywa się z przebiegiem wykazanego przez Gierwielańca (1970) uskoku Lądka-Zdroju.
Wody termalne wykazują bardzo niską mineralizację około 0,2 g/dm^3 oraz charakteryzują się wyjątkowym typem chemicznym – są to wody HCO_3–Na, fluorkowe, siarczkowe, radonowe. Mało zmienna temperatura wynosi średnio w poszczególnych źródłach od 20,3 do 28,3°C, a w odwiercie do 45°C (Ciężkowski, 1980). Dodatkowo wody termalne charakteryzują się dużą stałością składu chemicznego. Na podstawie niewielkich różnic w mineralizacji można uszeregować wody z poszczególnych ujęć o mineralizacji od najwyższej do najniższej, odpowiednio: L-2, Wojciech, Chrobry, Skłodowska-Curie, Dąbrówka, Jerzy, Stare (Ciężkowski, 1980, 1990).
Wody termalne Lądka-Zdroju są pochodzenia infiltracyjnego. Wyniki badań trwałych izotopów tlenu i wodoru wód termalnych Lądka-Zdroju wskazują na ich zasilanie powyżej wysokości 700 m n.p.m., co potwierdzają wyniki badań gazów szlachetnych. Czas przepływu podziemnego tych wód wynosi około 5 tys. lat. Objętość wody w systemie można oszacować na 1,3·109 m^3 (Zuber i in., 1995).
Obszar zasilania wód lądeckich znajduje się w odległości około 10 km na południowy-wschód od strefy drenażu, w obrębie Gór Bialskich i południowej części Gór Złotych. Po infiltracji w obszarze zasilania wody przepływają na głębokości 2000–2500 m w kierunku uzdrowiska (Ciężkowski, 1980, Ciężkowski i in., 1996). Wypływające tu wody termalne związane są z lądecką anomalią hydrogeotermiczną (Ciężkowski, 1980).

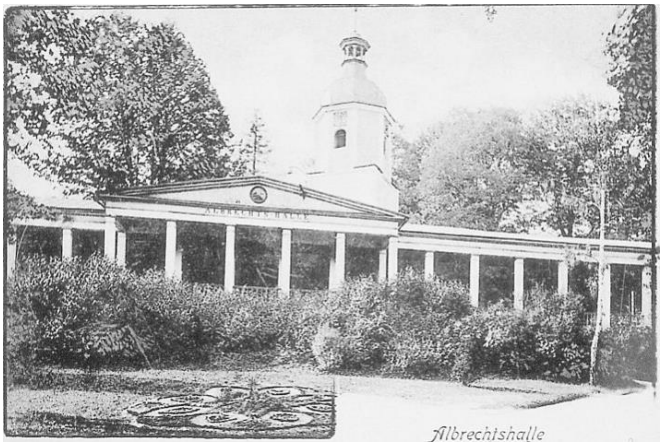
5.7.1.4. Historia rozwoju uzdrowiska

Lądeckie zdroje uchodzą za jedne z najstarszych na Dolnym Śląsku. Zgodnie z legendą, odkrywcą pierwszego ze źródeł był pasterz, który natknął się na zdrój w lesie. Wbrew jego przypuszczeniom woda ze źródła była ciepła i niesmaczna a na domiar tego miała niezwyczajny kolor i zapach. Okoliczna ludność zaczęła jednak sprawdzać czy ta woda może pomaga w różnych dolegliwościach a kiedy się przekonali o dobroczynnym jej działaniu, źródło obudowali cembrowiną. Kiedy to się wydarzyło dokładnie nie wiadomo, natomiast pierwsze spisane informacje o źródłach Lądeckich pochodzą z drugiej połowy XVII w. W 1683 r. dr G.H. Burghart, autor opracowania o ówczesnym Lądku, podał informacje, iż w 1421 r. wracający po walkach pod Legnicą Mongołowie zniszczyli i spalili urządzenia i zabudowania obok źródła. Źródło nazywane było Starym (później Jerzy). Następna informacja, niestety także o zniszczeniu zabudowy zdroju, pojawia się w zapiskach z okresu wojen husyckich (lata 1428 i 1431). Od 1453 r. kiedy właścicielami ziem, na których znajdowało się źródło zostali Podebradowie, rozpoczął się rozwój Lądeckiego kurortu. Właściciele w 1498 r. sprowadzili z Wiednia do Lądka medyka Konrada von Berge, który po raz pierwszy wykonał analizę wody i stwierdził jej lecznicze właściwości. Źródło ujęto w nową cembrowinę (większą od poprzedniej), wzniesiono pokoje dla gości i urządzenia kąpielowe (Georgenbad). Na cześć jednego z braci Podebradów, źródło uzyskało nową nazwę Jerzy. W następnych latach zmieniający się właściciele zdroju nie wykazywali zainteresowania jego rozwojem. Dopiero w drugiej połowie XVI w. (w 1572 r.) miasto wykupiło zdrój z rąk prywatnych i rozpoczęto odbudowę bardzo zaniedbanych urządzeń (Brzeziński, 2000; Ciężkowski, 1998; Dębicki, 2000; Ostrowicz, 1881). W 1601 r. rada miejska wydała pierwszy regulamin zdrojowy a trzy lata później wydało pierwszy „prospekt" o kurorcie (Marsch, 2009). Kilkanaście (w 1619 r.) lat później odkryto nowe źródło, które wraz z przyległymi do niego gruntami wykupił w 1637 r. radca cesarski J.Z. Hoffmann. W 1677 rozpoczęto oczyszczanie terenu wokół źródła, któremu nadano nazwę Fryderyk (dziś Marii Skłodowskiej-Curie). Podczas tych prac w pobliżu odkryto kolejne źródło, wykuty w skale zbiornik oraz liczne narzędzia (łopaty, haki, narzędzia do czerpania wody). Okazało się zatem, że odkryte jako pierwsze źródło Jerzy nie było najstarszym lądeckim zdrojem. Hoffmann powiększył zbiornik, zlecił zbadanie wód z obu źródeł po czym w latach 1678–1679 wzniósł nad zdrojem nowe łazienki (Marienbad). Źródło otrzymało nazwę Nowe, którą z czasem zmieniono na Zdrój Marii (obecnie Wojciech). Szybko w pobliżu powstały karczma i zajazd przez co rozwinął się konkurencyjny kurort dla Zdroju Jerzego

(Ciężkowski, 1998; Marsch, 2009; Kincel, 1994). Głównymi zabiegami były wówczas wielogodzinne kąpiele przy czym każdy z kuracjuszy posiadał własną wannę (Ostrowicz, 1881). Kuracje pitne wprowadzono w latach 30. XVIII w., a od 1849 r. borowinowe (Ciężkowski, 1998). W tym też okresie (w 1736 r.) rada miejska wykupiła Zdrój Marii od potomków radcy Hoffmanna co zakończyło konkurencyjne działania właścicieli obu zdrojów. W 1753 r. z polecenia królewskiego, ukazał się nowy regulamin zdrojowy, ale kolejne lata były okresem stagnacji pogłębiającej się w wyniku wojen śląskich (Marsch, 2009; Kincel, 1994). Sytuacja kurortu zmieniła się w latach 1770–1807 kiedy zagospodarowaniem zdroju zajął się minister do spraw Śląska hrabia C.G.H. von Hoym. Połączył on oba zdroje aleją modrzewiową, teren pomiędzy nimi zabudował ogrodem, wzniósł salę bawialną dzięki temu tworząc jedno uzdrowisko.

Przełom XVIII i XIX w. zaznaczył się w rozwoju zabudowy uzdrowiskowej nie tylko w Lądku. Charakterystyczne było wówczas przekształcanie zabudowy dotychczas spontanicznie rozwijającej się wokół źródeł w zwarte kompleksy uzdrowiskowe z placem zdrojowym w centrum kurortu.

W 1789 r. na placu koło źródeł Maria i Fryderyk wzniesiono Zakład Tuszowy. Rok później wyposażono go w pierwsze w tym rejonie urządzenia do zabiegów natryskowych (Ciężkowski, 1998; Dębicki, 2000; Marsch, 2009; Balińska, 2000). Wspomnieć należy, iż dostęp do kąpieli mieli przede wszystkim kuracjusze wyższych sfer. Ubodzy chorzy zmuszeni byli czekać, aż opustoszeją kąpieliska i później mieli możliwość zanurzenia się w wodzie. Sytuacja zmieniła się z końcem XVIII w. kiedy to zorganizowano oddzielne kąpielisko dla ubogich (Kincel, 1994). W 1797 r. specjalnie powołana komisja zdrojowa w nowym regulaminie korzystania z obiektów zdrojowych zawarła także zakres swoich kompetencji (potwierdził go król Fryderyk Wilhelm III) (Kiełczawa, 2016). Od 1811 r. każdy kuracjusz był zobowiązany do posiadania karty pobytu, bez której nie mógł pobierać leczniczych kąpieli. W roku 1814, reskryptem królewskiej rejencji we Wrocławiu wprowadzono zakaz wspólnych, damsko-męskich kąpieli (Ostrowicz, 1881; Kincel, 1994). Napływ kuracjuszy wymusił w latach 30. XIX w modernizację obudowy źródła Marianny (obecnie Dąbrówka) i ujęcie źródła Łąkowego (dziś Chrobry) (Ciężkowski, 1998). Ostrowicz (1881) podaje, iż nieznana jest data odkrycia źródła Marianny, a prawdopodobnie jest to jedno ze źródeł odkrytych na terenach radcy Hoffmanna i jego nazwa związana jest z wizytą w Lądku księżny Marianny Niderlandzkiej (w 1838 r.). Ciężkowski (1998) natomiast uważa, iż jest to źródło odkryte w 1679 r. podczas prac przy budowie kościoła. Kościół wzniesiono nieopodal a źródło ujęto. W 1795 r. wzniesiono nad nim altankę (przebudowano ją w 1828 r.) i wodę przeznaczono do kuracji pitnej. W okresie 1849–1935 wykorzystywano wody tego zdroju w kuracjach prowadzonych w Zakładzie Kamiennym (zakład ten wyburzono w 1936 r.). Drugie ze wspomnianych źródeł – Łąkowe, odsłoniło się podczas wylewu potoku w 1829 r., przy czym nazwę uzyskało w 1847 r. kiedy miasto przejęło nad nim opiekę (Ciężkowski, 1998). Ważnym okresem w historii rozwoju uzdrowiska były lata 1838-1861 kiedy stanowisko lekarza uzdrowiskowego obejmował dr F. Bannerth. Jego staraniem wybudowano halę wziewną nad źródłem Fryderyka (1844 r.), kolonadę Albrechta (1842–1845) (Rys. 5.7.1.4.1) oraz oranżerię (Ciężkowski, 1998; Ostrowicz, 1881; Balińska, 2000).



Rys. 5.7.1.4.1. Hala Albrechta (Wziątek, 1999).

W 1849 r. ukończono budowę Steinbad – Zakładu Kamiennego, przeznaczonego do kąpieli mineralnych i borowinowych (Ciężkowski, 1998; Ostrowicz, 1881). W tym okresie także w Zakładzie Maria zamontowano marmurowe wanny. Także białym marmurem wyłożono baseny w Zakładzie Jerzy (1858 r.) i Maria (1860 r.). W 1868 r. pojawiło się w uzdrowisku sanatorium wojskowe (Militair Kurhaus) natomiast w 1877 r. otwarto specjalistyczny zakład hydroterapeutyczny –Thalheim wyposażony w różnorodne urządzenia do natrysków, łaźnie rzymsko-irlandzką i ruską. Prowadzono tam leczenie kierunkowymi natryskami spadowymi, kąpielami całkowitymi i częściowymi, zlewaniami, zawijaniami i inhalacją (Ostrowicz, 1881). W latach 1878–1880 Zakład Marii wyburzono i w jego miejscu wybudowano nowy obiekt, który zachował się do dziś (Rys. 5.7.1.4.2). Łaźnie Jerzego przeszły modernizację w 1917 r. (Ostrowicz, 1881; Marsch, 2009).

Rys. 5.7.1.4.2. Zakład Przyrodoleczniczy „Wojciech" (źródło: Archiwum Urzędu Marszałkowskiego Dolnego Śląska, Wydział Promocji Regionalnej, 2016)

Ważną datą w rozwoju lądeckiego lecznictwa był rok 1904 kiedy to Jan Plesch wykonał po raz pierwszy pomiary radioaktywności wód ze źródeł Marii i Jerzego (Dębicki, 2000). Kilka lat później, w 1912 r. uruchomiono obiekt przystosowany do prowadzenia kuracji radonowych (emanatorium pełniło swe funkcje do 1967 r.). Podczas II wojny światowej działalność lecznicza Lądka była ukierunkowana zgodnie z potrzebami tamtego okresu. Po wojnie kuracje lądeckimi wodami wznowiono w 1946 r. (Marsch, 2009). Praktycznie przez cały okres powojenny (bo już od 1953 r.) do roku 1994 r. Zakład Marii wielokrotnie poddawano wieloetapowym remontom i rozbudowie. Ostatecznie prace zakończono dopiero w 1997 r. W międzyczasie, w 1953 r. zmieniono nazwę kompleksu na Zakład Przyrodoleczniczy Wojciech (dla części zabiegowej; część pobytowa uzyskała nazwę Stefan) (Ciężkowski, 1998).
Do końca 1998 r. uzdrowisko funkcjonowało jako Państwowe Przedsiębiorstwo pod nadzorem Ministra Zdrowia i Opieki Społecznej. Zostało skomercjalizowane aktem z grudnia 1998 r. w wyniku czego powstała jednoosobowa spółka Skarbu Państwa Uzdrowisko Lądek-Długopole S.A. Uzdrowisko jest w 100% własnością Województwa Dolnośląskiego (www.uzdrowisko-ladek.pl).

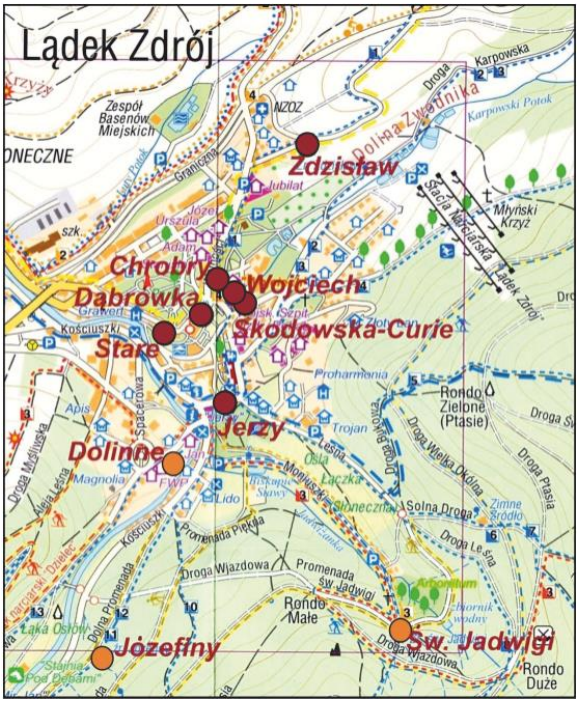
5.7.1.5. Opis złoża

Złoże termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju, pod względem administracyjnym, położone jest w południowo - wschodniej części województwa dolnośląskiego, w powiecie kłodzkim. Słabo zmineralizowane wody swoiste, fluorkowe, siarczkowe, radonowe, termalne ze złoża w miejscowości Lądek-Zdrój uznane zostały za lecznicze Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 14.02.2006 r. poz. 417 § 2 ust. 2 pkt 27 (Dz. U. Nr 32 poz. 220, z późn. zm.).

Decyzją Marszałka Województwa Dolnośląskiego 2012 r. została udzielona koncesja na eksploatację wód leczniczych ze złóż w miejscowości Lądek-Zdrój na okres 30 lat, Uzdrowisku Lądek-Długopole SA.

Po zapoznaniu się z operatem uzdrowiskowym przesłanym przez gminę Lądek-Zdrój, sporządzonym dla uzdrowiska Lądek-Zdrój, Minister Zdrowia decyzją z 2009 r. potwierdził możliwość prowadzenia lecznictwa uzdrowiskowego na obszarze uznanym za uzdrowisko Lądek-Zdrój oraz ustalił w oparciu o przedstawione świadectwa potwierdzające właściwości lecznicze naturalnych surowców i klimatu, następujące kierunki lecznicze: choroby ortopedyczno-urazowe, choroby układu nerwowego, choroby reumatologiczne, choroby naczyń obwodowych, osteoporoza, choroby skóry, choroby kobiece.

Dla złoża termalnych wód leczniczych już w 1968 r. został utworzony obszar górniczy „Lądek-Zdrój" Jego powierzchnia wynosi 41 075 000 m^2. Granice utworzonego w 1983 r. terenu górniczego „Lądek-Zdrój" pokrywają się z obszarem górniczym (Rys. 5.7.1.5.1).



Rys. 5.7.1.5.1. Lokalizacja ujęć leczniczych wód termalnych (czerwone kółka) oraz ujęć wód radonowych (pomarańczowe kółka) (Krzonkalla-Maryniuk, 2015)

Obszar i teren górniczy Lądek-Zdrój położony jest w północno-wschodniej części Ziemi Kłodzkiej, w środkowej części pasma Gór Złotych oraz w niewielkiej części Masywu Śnieżnika (Krowiarki). Złoże wód leczniczych Lądka-Zdroju jest pochodzenia infiltracyjnego o zasobach odnawialnych.

Obszar górniczy znajduje się w przeważającej części w obrębie miasta i gminy Lądek-Zdrój, jedynie w południowo-zachodnim fragmencie obejmuję niewielką część wsi Gierałtów w gminie Stronie Śląskie.
Uzdrowisko wraz z ujęciami wód termalnych znajduje się w północno-wschodniej części miejscowości Lądek-Zdrój, w odległości około 2 km od centrum (Rys. 5.7.1.5.1.). Ujęcia wody leczniczej występują wzdłuż Potoku Grodzkiego - prawobrzeżnego dopływu rzeki Białej Lądeckiej.

Obszar i teren górniczy Lądek-Zdrój położony jest w północno-wschodniej części Ziemi Kłodzkiej, w środkowej części pasma Gór Złotych oraz w niewielkiej części Masywu Śnieżnika (Krowiarki). Według geograficznej regionalizacji Polski J. Kondrackiego (1998) złoże wód leczniczych Lądek-Zdrój umiejscowione jest w: megaregionie Europy Środkowej; prowincji Masywu Czeskiego; podprowincji Sudetów z Przedgórzem Sudeckim; makroregionu Sudetów Wschodnich; na granicy mezoregionów Gór Złotych i Masywu Śnieżnika.

Teren na którym znajdują się ujęcia wód leczniczych, położony jest w miejscowości Lądek-Zdrój w obrębie Gór Złotych na wysokości od 425 m do 470 m n.p.m. Miasto położone jest w obrębie doliny Białej Lądeckiej. Uzdrowisko leży na południowych stokach Gór Złotych w dolinie Potoku Grodzkiego.
Obszar zasilania wód termalnych Lądka-Zdroju znajduje się, w odległości około 10 km na południowym-wschodzie od strefy drenażu, w obrębie Gór Bialskich i południowej części Gór Złotych. Obszar zasilania znajduje się poza granicami obszaru górniczego wód termalnych Lądka-Zdroju. Położony jest on na terenie gminy Stronie Śląskie a od strony wschodniej i południowej ogranicza go granica państwa. Obszar ten pokrywają tereny leśne znajdujące się w obrębie Śnieżnickiego Parku Krajobrazowego.

W celu właściwej ochrony ujęć wód leczniczych należałoby objąć granicami obszaru górniczego całe złoże wód leczniczych, obejmujące strefy zasilania, przepływu i drenażu. Jednak ze względu na znaczny czas przepływu podziemnego wód leczniczych Lądka-Zdroju wynoszący około 5-10 tysięcy lat oraz położenie obszaru zasilania w obrębie chronionego obszaru Śnieżnickiego Parku Krajobrazowego można uznać, że w takich warunkach istnieje znikome zagrożenie ich jakości i zasobów, a więc złoże jest obecnie odpowiednio chronione.

Na terenie obszaru górniczego, w północno-wschodniej jego części, zlokalizowane jest niewielkie złoże bazaltu „Lutynia I” („Szwedzkie Szańce”), dla którego utworzono obszar i teren górniczy „Lutynia I” o powierzchni odpowiednio wynoszącej 75 889 m^2 i 841 501 m^2.

5.7.1.6. Opis ujęć

Termalne wody lecznicze eksploatowane są z sześciu ujęć, w tym pięć źródeł o nazwach: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Chrobry, Dąbrówka oraz jeden otwór L-2 (Zdzisław). Jedno źródło o nazwie Stare obecnie nie jest eksploatowane (Tab. 5.7.1.6.1). Na obszarze górniczym obok ujęć leczniczych wód termalnych zlokalizowany jest również nie eksploatowany otwór L-1, ujmujący wody zwykłe.

Tabela 5.7.1.6.1. Charakterystyka ujęć termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju (na podstawie: Ciężkowski i Ciężkowski, 1982/1983; Cieżkowski i in, 2011, 2016; Fistek, Szarszewska, 1975; Szarszewska, 1967; Szarszewska, Madej, 1974, Liber, 1997, 2001 oraz materiałów archiwalnych UZG). Ciemniejszym tłem zaznaczono ujęcia obecnie eksploatowane.

Nazwa ujęcia	Zasoby eksploatacyjne	Temperatura wody	Charakterystyka wody według dokumentacji zasobowej	Rodzaj ujęcia	Głębokość ujęcia
	m^3/h	°C			m
Jerzy	17,08	27,1–29,5	0,02% HCO_3–Na, Rn, F, S	8 wypływów ujętych zbiornikiem	2
Wojciech	5,00	18,2–29,6	0,02% HCO_3–Na, Rn, F, S	7 wypływów ujętych studnią	1,76
Curie- Skłodowska	3,79	22,4–34,7	0,02% HCO_3–Na, Rn, F, S	5 wypływów ujętych zbiornikiem	0,3-2
Dąbrówka	1,22	18,8–29,1	0,02% HCO_3–Na, Rn, F, S	studnia	3,1
Chrobry	1,67	26,2–27,3	0,02% HCO_3–Na, Rn, F, S	studnia	9,6
Stare	1,02	16,7–17,7	0,018% HCO_3–Na, F	wypływ obudowany zbiornikiem	3,0
L-2 (Zdzisław)	30,0	44,1–45,1	0,02% HCO_3–Na, Rn, F	odwiert	700,3

Źródło Jerzy znajduje się w obrębie Starego Zakładu Przyrodoleczniczego Jerzy, wybudowanego w 1498 roku (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1, 5.7.1.6.1). Źródło tworzy 8 wypływów, które ujęte są zbiornikiem przykrytym płytą, która stanowi dno basenu „Jerzy". Woda wypływa szczelinami w brekcji tektonicznej strefy uskokowej lub na kontakcie ze skałami otaczającymi - zróżnicowanymi litologicznie gnejsami gierałtowskimi poprzecinanymi żyłami ortoamfibolitu i leukogranitu. Temperatura wody z ujęcia waha się od 27,1 do 29,5°C. Jest to 0,02% woda swoista słabo zmineralizowana, fluorkowa, siarczkowa, radonowa, termalna (na podst. Dz.U. nr 196 z 2015 r.).

Woda z tego ujęcia odprowadzana jest grawitacyjnie rurociągiem do zbiornika Nowego Zakładu Przyrodoleczniczego „Jerzy".

Rys. 5.7.1.6.1. Ozdobna obudowa wypływu wody ze źródła Jerzy w Zakładzie „Nowy Jerzy" (fot. E. Liber-Makowska, 2017)

Źródło Wojciech znajduje się wewnątrz budynku Zakładu Przyrodoleczniczego „Wojciech” (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1, 5.7.1.6.2). Ujęte jest studnią o głębokości 1,76 m, która przykryta jest płytą stanowiącą dno basenu „Wojciech”. Źródło tworzy 7 wypływów, związanych z silnie skliważowanymi gnejsami gierałtowskimi. Temperatura wody z ujęcia waha się od 18,2 do 29,6°C. Jest to 0,02% woda swoista słabo zmineralizowana, fluorkowa, siarczkowa, radonowa, termalna (na podst. Dz.U. nr 196 z 2015 r.).

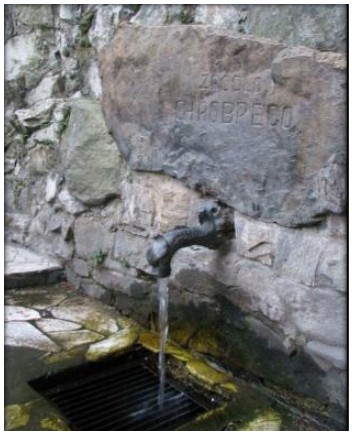
Rys. 5.7.1.6.2. Wykład prof. dr hab. inż. W. Cieżkowskiego podczas wizyty studyjnej w Polsce w Lądku-Zdroju w 2017 r. wygłoszony w basenie nad źródłem Wojciech (fot. E. Liber-Makowska, 2017).

Źródło Dąbrówka jest położone przy ulicy Lipowej (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1, 5.7.1.6.3). Ujęte jest studnią o głębokości 3,1 m. Woda wypływa z silnie spękanych i zwietrzałych drobnoziarnistych gnejsów gierałtowskich. Jest to 0,02% woda słabo zmineralizowana, fluorkowa, siarczkowa, radonowa.
Woda z tego źródła odprowadzana jest tylko do zdroju publicznego w parku.

Rys. 5.7.1.6.3. Ozdobna obudowa wypływu wody ze źródła Dąbrówka w Parku Zdrojowym (fot. E. Liber-Makowska, 2017).

Źródło Curie-Skłodowska położone jest około 30 m na wschód od źródła Wojciech (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1). Ujęcie stanowi zbiornik z cegły, w którym znajduje się 5 wypływów wody, z których dwa są ujęte studnią. Woda wypływa z silnie szczelinowatych gnejsów gierałtowskich. Temperatura wody waha się od 22,4 do 34,7°C, jest to 0,02% woda swoista słabo zmineralizowana, fluorkowa, radonowa, termalna (na podst. Dz.U. nr 196 z 2015 r.).
Woda termalna z ujęć Wojciech oraz Curie-Skłodowska i L-2 wykorzystywana jest w basenie leczniczym i do zabiegów wykonywanych w Zakładzie Przyrodoleczniczym „Wojciech”.

Źródło Chrobry zlokalizowane jest na prawym brzegu potoku Grodzkiego w pobliżu Zakładu Przyrodoleczniczego „Wojciech” (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1, 5.7.1.6.4.). Ujęte jest sześcioboczną studnią o głębokości 9,6 m. Woda wypływa ze strzaskanych i silnie zwietrzałych gnejsów gierałtowskich, w strefie leżącej na przedłużeniu dyslokacji Lądek-Orłowiec. Temperatura wody wynosi 26,2–27,3°C. Jest to 0,02% woda słabo zmineralizowana, fluorkowa, siarczkowa, radonowa, termalna (na podst. Dz.U. nr 196 z 2015 r.).
Woda z tego źródła odprowadzana jest do punktu poboru wody w parku.



Rys. 5.7.1.6.4. Kamienna obudowa wypływu wody ze źródła Chrobry w Parku Zdrojowym (Krzonkalla-Maryniuk, 2015).

Źródło Stare położone jest w pobliżu Białej Lądeckiej, przy skrzyżowaniu ul. Nadbrzeżnej z pl. M. Curie-Skłodowskiej (Rys. 5.7.1.5.1.). Źródło wypływa z kilku szczelin w gnejsach gierałtowskich. Bezpośrednio nad źródłem wybudowany jest zbiornik, z którego przelewem woda odprowadzana jest do potoku. Obecnie źródło nie jest eksploatowane.
Odwiert L-2 (Zdzisław) położony jest przy ul. Marzeń, około 600 m na NE od Zakładu Przyrodoleczniczego Wojciech (Rys. 5.7.1.2.1a, 5.7.1.5.1, 5.7.1.6.5.). Wykonany w latach 1972-1973 otwór osiągnął głębokość 700,3 m i wiercony był w gnejsach gierałtowskich z przewarstwieniami amfibolitów i żyłą lamprofiru, otoczoną żyłami bazaltu, po przewierceniu której na głębokości 577 m natrafiono na wody termalne. W celu odizolowania stref dopływu chłodniejszych wód otwór zamurowano do głębokości 150 m. Po zakończeniu prac wiertniczych otwór zagłowiczono.
Zarurownie otworu przedstawia się następująco:

- rury średnicy 18” do głębokości 3,8 m – cementowane do wierzchu;
- rury średnicy 14” do głębokości 29,9 m – cementowane do wierzchu;
- rury średnicy 9 5/8” do głębokości 150,0 m – cementowane do wierzchu.

Woda z otworu wypływa w sposób naturalny, ciśnienie na głowicy wynosi około 0,5 atm. Temperatura wody wynosi od 44,1 do 45,1°C. Jest to 0,02% woda swoista słabo zmineralizowana, radonowa, fluorkowa, siarczkowa, termalna (na podst. Dz.U. nr 196 z 2015 r.).
Głowica otworu L-2 wraz urządzeniami pomiarowymi znajduję się w odpowiednio zabezpieczonym budynku, do którego dostęp mają tylko pracownicy Uzdrowiskowego Zakładu Górniczego.
Woda z odwiertu wykorzystywana jest do zabiegów leczniczych wykonywanych Zakładzie Przyrodoleczniczym „Wojciech”, „Adam” i „Jerzy”.

Rys. 5.7.1.6.5. Głowica otworu L-2 (fot. E. Liber-Makowska, 2017).

Odwiert L-1 (L-600) zlokalizowany jest w odległości około 500 m na NE od źródła Jerzy. W trakcie wiercenia nie stwierdzono w nim samo wypływu, a poziom zwierciadła wody ustabilizował się na głębokości mniejszej niż 25 m p.p.t. Ujmuje on wodę słabo zmineralizowaną, radonową, fluorkową, o temperaturze 18,5°C. Odwiert nie jest eksploatowany, pełni rolę piezometru.

5.7.1.7. Obecne warunki eksploatacji

Wszystkie ujęcia, zarówno źródła jak i otwór L-2, są eksploatowane samowypływem. Eksploatacja prowadzona jest pod nadzorem Uzdrowiskowego Zakładu Górniczego Uzdrowiska Lądek-Długopole S.A. Wypływająca woda z ujęć bezpośrednio lub przez zbiorniki, rozprowadzana jest grawitacyjnie rurociągami do zakładów przyrodoleczniczych, pijalni i punktów poboru wody w Parku Zdrojowym.

Ze względu na niewielkie zasoby eksploatacyjne źródeł oraz samoczynny sposób ich eksploatacji większość ujęć wód leczniczych Lądka-Zdroju posiada zbiorniki, w których gromadzona jest nadwyżka wody. Do zabiegów leczniczych wykorzystuje się wodę bezpośrednio eksploatowaną samowypływem, a także zgromadzoną wcześniej w zbiornikach.
Dla wszystkich ujęć termalnych wód leczniczych w Lądku-Zdroju (o ustalonych zasobach eksploatacyjnych, przemysłowych i nieprzemysłowych), z wyjątkiem już nieużytkowanego źródła Stare, prowadzone są obserwacje stacjonarne. Obserwacje wykonywane są dokładnie i regularnie przez pracowników Uzdrowiskowego Zakładu Górniczego Uzdrowiska Lądek-Długopole S.A.

Prowadzenie regularnych pomiarów parametrów złożowych jest niezbędne do śledzenia wszelkich zmian zachodzących w eksploatowanym złożu. W celu kontroli ilości i jakości wydobywanej kopaliny należy kontynuować dotychczas prowadzone obserwacje stacjonarne. W ramach obserwacji stacjonarnych wykonywane są:

- pomiar wydajności, metodą objętościową na poziomie przelewu, jeden raz w tygodniu, dla źródeł: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka i Chrobry oraz za pomocą wodomierza i/lub metodą objętościową na poziomie przelewu, jeden raz dziennie, dla otworu L-2 Zdzisław;
- pomiar temperatury wody, termometrem elektronicznym, jeden raz w tygodniu, dla źródeł: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka i Chrobry oraz jeden raz dziennie, dla otworu L-2;
- pomiar stężenia radonu w wodzie, metodą scyntylacyjną, wykonuje się jeden raz w kwartale, dla ujęć: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka, Chrobry i L-2;
- oznaczanie ilości H_2S w wodzie, przez miareczkowanie jodometrycznie, jeden raz w kwartale, dla ujęć: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka, Chrobry i L-2;
- badania bakteriologiczne jeden raz w kwartale, dla ujęć: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka, Chrobry i L-2;
- analizy fizyko-chemiczne (tzw. małe) jeden raz w roku, dla ujęć: Jerzy, Wojciech, Curie-Skłodowska, Dąbrówka, Chrobry i L-2 oraz pełne analizy (tzw. duże) jeden raz na 10 lat.

Wszystkie źródła są obudowane (rozdz. 5.7.1.6.) studnią lub zbiornikiem z możliwością poboru wody i wykonywania pomiarów na przelewie na stałym ustalonym poziomie. Otwór L-2 wyposażony jest w głowicę eksploatacyjną umożliwiająca regulowanie wielkości wypływu i bezpośrednią obserwację temperatury wody i ciśnienia złożowego oraz wykonania pomiaru wydajności metodą objętościową (obok ujęcia zainstalowany jest zbiornik przelewowy). Dodatkowo do pomiaru ilości eksploatowanej wody na rurze zainstalowany jest wodomierz.

Głowica otworu L-2 wraz urządzeniami pomiarowymi znajduje się w odpowiednio zabezpieczonym budynku, do którego dostęp mają tylko uprawnieni pracownicy Uzdrowiskowego Zakładu Górniczego. Otwór L-2 (Zdzisław) ujmuje najcieplejszą wodę słabo zmineralizowaną, radonową, fluorkową, siarczkową, termalną, o temperaturze około 44°C. Woda z tego ujęcia przesyłana jest do zakładów przyrodoleczniczych rurociągiem lub jest magazynowa w zbiorniku o pojemności 400 m^3, zlokalizowanym przy otworze. Obecny stan ujęć, zbiorników i rurociągów jest dobry. Wody lecznicze oraz zużyta borowina, które wykorzystane są w zakładach przyrodoleczniczych, jako ścieki odprowadzane są do kanalizacji miejskiej.

Wody wykorzystywane są głównie do celów balneoterapeutycznych, na zabiegi lecznicze wraz z kąpielami w basenach. Do zabiegów leczniczych używa się w większości mieszanki wód pochodzących z różnych ujęć. Najczęściej używa się najcieplejszej wody z odwiertu L-2 (o największych zasobach eksploatacyjnych), a jako chłodniejszą dodaje się wodę ze źródeł Jerzy, Wojciech lub Curie-Skłodowska. Wodę leczniczą wykorzystuję się również w pijalniach w Zakładach Przyrodoleczniczych „Wojciech" i „Jerzy". Dodatkowo w parku zdrojowym znajdują się ogólnie dostępne wypływy z wodami ze źródeł Chrobry i Dąbrówka. Do celów balneoterapeutycznych w roku 2016 wykorzystano 185963,66 m^3 wody.

Wody termalne wypływające ze źródeł Chrobry i Dąbrówka są prawie w całości odprowadzane do punktów poboru wody w formie małych pijalni w parku uzdrowiskowym. Woda z ujęcia Chrobry w ilości około 30% (2790 m^3 w 2016 r.) jest dodatkowo wykorzystywana do zabiegów leczniczych w Wojskowym Szpitalu Uzdrowiskowo – Rehabilitacyjnym.

Z bilansu wydobycia i wykorzystania wód przedstawionego w tabeli 5.7.1.7.1. wynika, że wody z poszczególnych ujęć są w różnym stopniu wykorzystywane. Uwzględniając sumę wydajności wszystkich eksploatowanych ujęć w stosunku do ilości wody wykorzystywanej w balneoterapii w roku 2016 r., określono procent wykorzystania wód w ilości 56,7%. Wody termalne ze źródeł Jerzy, Skłodowska-Curie, Wojciech wykorzystywane są odpowiednio w ilości około 15%, 22,6% i 38,5% wydobycia, zaś wody wypływające z otworu L-2 wykorzystywane są w 100%. Należy również zwrócić uwagę, że wody z ujęć Chrobry i Dąbrówka w niewielkim stopniu są wykorzystywane, pomimo że w tab. 5.7.1.7.1. stopień ich wykorzystania został określony na 100%. Woda naturalnie wypływająca ze źródeł jest w tym przypadku odprowadzana tylko do ogólnodostępnych pijalni w parku, a dalej odprowadzana do kanalizacji ściekowej lub do rzeki.

Na postawie przedstawionego bilansu można stwierdzić, że 43% eksploatowanej wody termalnej jest w ogóle nie jest wykorzystywana. Ciepło w wód pozabiegowych oraz wód odprowadzanych z ogólnodostępnych pijalni w parku nie jest pozyskiwane. W przypadku planowanego wykorzystania ciepła wód termalnych z nowego planowanego ujęcia LZT-1 należałoby przede wszystkim zaplanować system odzyskiwania już dostępnego ciepła z obecnie eksploatowanych ujęć wód termalnych w Lądku-Zdroju.

Aktualne sumaryczne wydobycie w okresie od 1.01 do 31.12.2016 r. wynosiło 327 856,22 m^3. Wydobycie z poszczególnych ujęć wahało się od 6364,44 m^3/rok ze źródła Dąbrówka do 133579,64 m^3/rok z otworu L-2.

Tabela 5.7.1.7.1. Bilans zasobów eksploatacyjnych ujęć termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju – wydobycie i wykorzystanie według stanu na dzień 31.12.2016 r. - zabiegi lecznicze i pijalnia w parku.

Nazwa ujęcia	Zatwierdzone zasoby	Wydobycie w 2016	WYKORZYSTANIE/ UTILIZATION		
			Ilość	Procent wydobycia	Cel
	m^3/rok	m^3/rok	m^3/rok	%	
Jerzy	149650,00	118965,97	18078,15	15,20	balneoterapia
Wojciech	43800,00	30242,28	11635,00	38,47	balneoterapia
Skłodowska-Curie	33215,00	28933,42	6536,87	22,59	balneoterapia
Chrobry	14600,00	9770,47	9770,47	100,00	zabiegi i pijalnia w parku
Dąbrówka	10950,00	6364,44	6364,44	100,00	pijalnia w parku
Zdzisław (L-2)	262800,00	133579,64	133579,64	100,00	balneoterapia
suma	**515015,00**	**327856,22**	**185963,66**	**56,72**	

Obecnie ilość wody, którą może wykorzystać „Uzdrowisko Lądek – Długopole" S.A. w dużym stopniu zależy od zakresu i ilości planowanych zabiegów leczniczych, w ramach usług realizowanych w trzech obszarach: Narodowego Funduszu Zdrowia (pobyty sanatoryjne i szpitalne, rehabilitacja lecznicza), Zakładu Ubezpieczeń Społecznych (pobyty rehabilitacyjne) oraz komercyjnej sprzedaży usług klientom indywidualnym. Woda termalna wypływająca samoczynnie z wszystkich ujęć Lądka-Zdroju nie jest w całości wykorzystana do celów balneoterapeutycznych, czyli istnieją obecnie nadwyżki rzędu kilkudziesięciu procent sumarycznego wydobycia, które można jeszcze zagospodarować na przykład do celów grzewczych
Ze względu na samoczynny sposób eksploatacji nie ma możliwości regulowania poziomu wydobycia ze źródeł. Również otwór L-2 jest eksploatowany samowypływem. W celu uniknięcia niekorzystnych hydrodynamicznych zmian w złożu, od początku eksploatacji ujęcia L-2 zachowane są jednakowe techniczne warunki wydobycia wody. Czyli pomimo możliwości regulowania wielkością wypływu zasuwą na głowicy tego otworu nie jest to wykonywane. Ten sposób wydobycia termalnej wody samowypływem z otworu L-2 i pozostałych płytkich ujęć umożliwia zachowanie stabilnych warunków eksploatacji złoża.
Aktualna prawidłowo prowadzona eksploatacja termalnych wód leczniczych, pochodzenia infiltracyjnego, nie doprowadza do istotnych zmian jakościowych i ilościowych wód podziemnych i powierzchniowych.

Jednak zbyt intensywna eksploatacja może być przyczyną zmniejszenia wydajności eksploatowanych wszystkich ujęć termalnych wód leczniczych i innych wód podziemnych w granicach występowania złoża. Możliwe zagrożenia złoża termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju przedstawiono w podrozdziale poniżej.

5.7.1.8. Potencjalne zagrożenia dotyczące stabilnej eksploatacji złoża

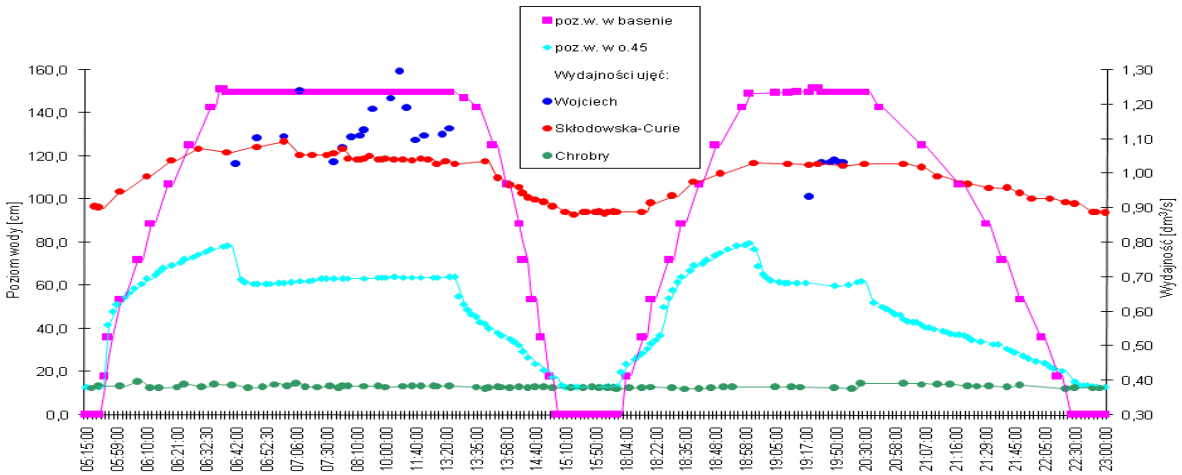
Współwystępowanie różnych rodzajów wód podziemnych w obrębie jednego złoża termalnych wód leczniczych może powodować zmiany w jego układzie hydrodynamicznym. Dotychczasowe obserwacje wykazały, że intensywna eksploatacja wód leczniczych może wpływać zarówno na zmiany ich dynamiki, jak i wód zwykłych.
W granicach obszaru złoża termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju występują wody podziemne, szczelinowe, zarówno zwykłe jak i termalne, lecznicze. Wody termalne z dużych głębokości dążą ku powierzchni strefą wykazanego przez Gierwielańca (1970) uskoku Lądka-Zdroju. Źródła wód leczniczych związane są z uskokami porzecznymi, które przecinają uskok Lądka-Zdroju. W strefie tego uskoku, lecz w pewnej odległości od źródeł i na większej głębokości, wody termalne ujmuje również odwiert L-2. Nad drogami przepływu wód termalnych znajduje się również odwiert L-1, ujmujący wody zwykłe.

Obecnie zaś planowane jest wykonanie nowego odwiertu LZT-1również w tej samej strefie uskokowej (Ciężkowski i in., 2016). Projektowany otwór LZT-1 zlokalizowany jest na NW, w niewielkiej odległości (800 m), od istniejących ujęć leczniczych wód termalnych, na północno-zachodniej granicy pomiędzy gnejsami antyklinorium Gierałtowa a łupkową serią strońską synklinorium Lądka. Granica ta pokrywa się z przebiegiem uskoku Lądka-Zdroju.

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że zbyt intensywna eksploatacja wód termalnych w odwiercie L-2 powoduje spadek ciśnienia w złożu wód termalnych, co przejawia się zmniejszeniem wydajności w źródłach, jak również powoduje obniżenie się zwierciadła zwykłych wód szczelinowych ujętych, nie tylko w najbliższej położonym odwiercie L-1, ale dalszych innych ujęć (Ciężkowski, 1980).

Do takiej krytycznej sytuacji doszło w 1978 r., dwa lata po rozpoczęciu eksploatacji otworu L-2. Wskutek niedoboru wody zwykłej w Lądku-Zdroju rozpoczęto niekontrolowaną eksploatację wody z odwiertu L-1 w ilości 330-360m^3/d. Eksploatacja wód zwykłych z ujęcia L-1 niekorzystnie wpłynęła na parametry złożowe wód termalnych. Zaobserwowano wyraźne zmniejszeniem się wydajności płytkich ujęć wód termalnych o 12 do 34% oraz pogorszeniem się składu chemicznego wody. Nieznacznie, lecz wyraźnie obniżyła się temperatura wód zwłaszcza w ujęciach najmniej wydajnych, doszło również do zmniejszenia się zawartość radonu (do 40%) oraz fluoru (ponad 20%). Największe zmiany w podstawowym składzie jonowym uwidoczniły się natomiast dopiero w 1982 r., a więc cztery lata po rozpoczęciu i w dwa po zakończeniu eksploatacji odwiertu L-1. (Ciężkowski, 1983, 1990). Zaobserwowane zmiany świadczą o współoddziaływaniu szczelinowych wód termalnych i zwykłych w obrębie złoża Lądek-Zdrój.

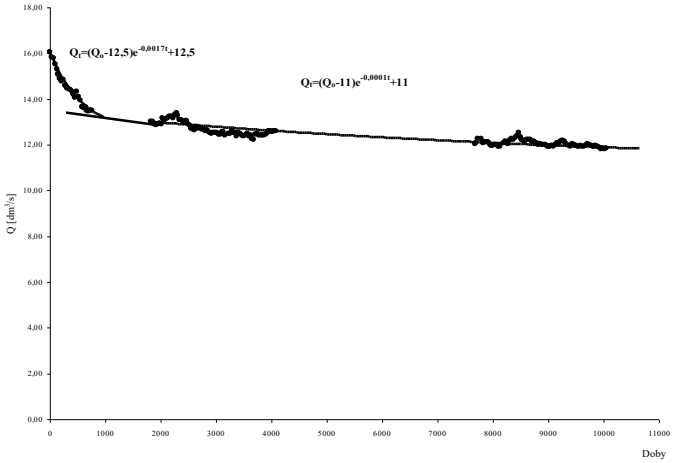
Wywołany uruchomioną w 1976 r. eksploatacją wód leczniczych z otworu L-2 spadek ciśnienia złożowego wód termalnych spowodował obniżenie się zwierciadła zwykłych wód szczelinowych, zaś dodatkowa eksploatacja wód zwykłych z otworu L-1 doprowadziła również do obniżenia ciśnienia złożowego całego sytemu wód podziemnych szczelinowych w Lądku-Zdroju.
Reakcje ujęć wód termalnych Lądka-Zdroju na ekstremalne zmiany zachodzące w złożu, m.in. takie jak na opisane powyżej, zostały potwierdzone na podstawie analizy korelacyjnej pomiędzy wydajnościami z poszczególnych ujęć. Najwyższe, współczynniki korelacji uzyskano przy uwzględnieniu równoczesnego i natychmiastowego czasu reakcji (Liber, 2001). Świadczy to o bardzo silnej i prawie równoczesnej reakcji ujęć na zmiany zachodzące w całym złożu, potwierdzają to również badania modelowania tych zmian (Liber i Liber; 2003a i b; 2005, Liber, 2009).
Badaniami bezpośrednimi w okresie od kwietnia do lipca 2000 r. objęto płytkie ujęcia wód termalnych, takie jak: Skłodowska-Curie, Chrobry i Dąbrówka i Wojciech. Badania wykazały, że źródła wód termalnych Lądka-Zdroju tworzą jeden system hydrauliczny i współoddziaływują pomiędzy sobą na zasadzie naczyń połączonych. Szczególnie silne powiązania hydrauliczne stwierdzono pomiędzy źródłami Wojciech i Skłodowska-Curie (Rys. 5.7.1.8.1). Dodatkowo wykazano, że zmiany poziomu wysokości zwierciadła wody w basenie znajdującym się nad źródłem Wojciech powodują zmiany wydajności źródeł (Liber, 2001, 2007, 2011).



Rys. 5.7.1.8.1. Wpływ wysokości zwierciadła wody w basenie "Wojciech" na poziom wody w otworze 45 i wydajności płytkich ujęć wód termalnych w Lądku-Zdroju w dniach 2-4.07.2000 r. (Liber, 2001).

Wykazane w badaniach istnienie silnych więzi hydraulicznych pomiędzy poszczególnymi ujęciami wód termalnych wskazuje, że wszystkie ujęcia wód leczniczych Lądka-Zdroju zasilane są wodą z jednego złoża szczelinowego bardzo głębokiego krążenia (Liber, 2001), stąd sumaryczna ilość wody naturalnie wypływającej ze złoża powinna być prawie stała.
Suma wydajności wszystkich płytkich ujęć wód termalnych Lądku-Zdroju do roku 1973 była stała i wynosiła około 9,5 dm^3/s (820 m^3/d) (Ciężkowski, 1980). W celu zwiększenia zasobów eksploatacyjnych w 1973 r. wykonano nowe głębokie ujęcie wód termalnych, odwiert L-2. Rozpoczęta w roku 1976 eksploatacja tego otworu spowodowała wyraźny spadek wydajności wszystkich płytkich ujęć wód termalnych. Rozpatrując sumaryczną wydajność ujęć zaznacza się wyraźny ekspotencjalny charakter jej obniżania się.
Na podstawie wyników obserwacji stacjonarnych prowadzonych przez Uzdrowiskowy Zakład Górniczy z 27 miesięcy eksploatacji Ciężkowski (1980) dokonał oszacowania ustalenia się sumarycznej wydajności wszystkich ujęć do ilości 12,5 dm^3/s (1080 m^3/d).

Do opisu modelu opróżniania zbiornika wód szczelinowych głębokiego krążenia, jakim jest złoże termalnych wód leczniczych Lądka-Zdroju, Liber (2009) zastosowała po raz pierwszy zmodyfikowaną formułę Maillet'a. Charakter zmiany wydajności wszystkich ujęć został określony dla okresu ponad 28 lat wspólnej eksploatacji źródeł i otworu L-2. Lepsze dopasowanie, zastosowanej krzywej regresji Maillet'a, do rzeczywistych zmian wydajności w czasie otrzymano po uwzględnieniu dopływu podstawowego q (Rys. 5.7.1.8.2). Dopływ ten określa wartość graniczną, która określa sumaryczną wydajność wszystkich ujęć z jaką można eksploatować złoże. Wartość ta może być oszacowanymi w ten sposób sumarycznymi zasobami eksploatacyjnymi dla rozpatrywanych ujęć.



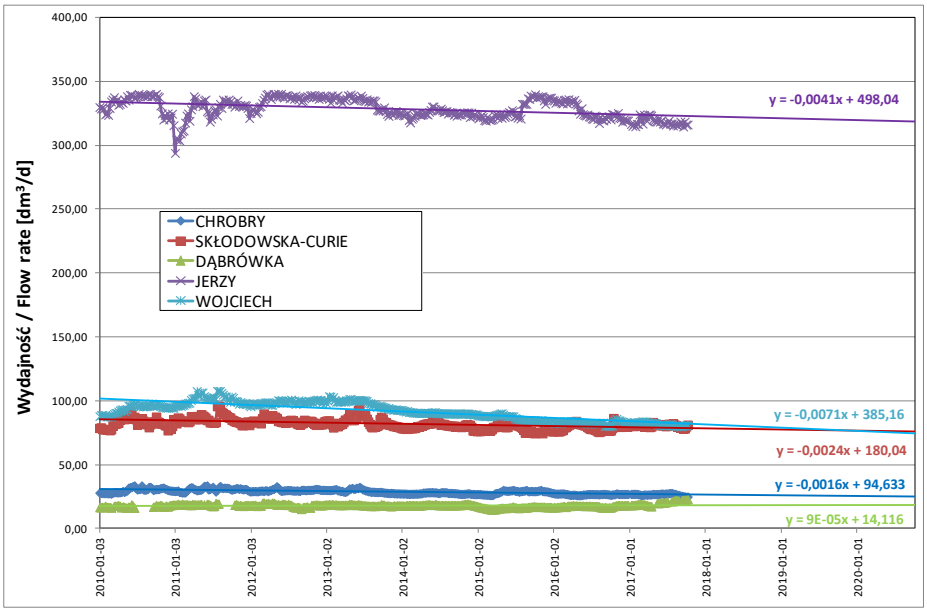
Rys. 5.7.1.8.2. Krzywe regresji sumy wydajności ujęć wód termalnych w Lądku-Zdroju w latach 1976-2004 (Liber, 2009).

W wyniku przeprowadzonych obliczeń stwierdzono istnienie wyraźnej dwudzielności procesu opróżniania złoża, scharakteryzowanej przez dwie proste reprezentatywne o różnych kątach nachylenia określonych różnymi współczynnikami. Pierwsza prosta, bardziej stroma, opisana przez współczynnik regresji równy 0,0017, obrazuje początkowy okres opróżniania złoża. Związany jest on ze znacznym i szybkim spadkiem wydajności wszystkich ujęć wód termalnych trwającym od początku eksploatacji otworu L-2 w 1976 r. do 1978 r. (od 0 do 761 doby). Początkowy duży wypływ wody z ujęcia L-2 (około 8 dm^3/s) oraz szybki spadek sumy wydajności wszystkich ujęć wód termalnych (od 16 do 13,5 dm^3/s) świadczy o opróżnieniu zbiornika wód o niezbyt dużej objętości, ale o większej przepuszczalności. W skałach krystaliniku Lądka-Śnieżnika mogą to być strefy większej szczelinowatości, związanej ze strefami uskokowymi lub strefami szczelinowatości wietrzeniowej.

Druga prosta o niewielkim nachyleniu, określona przez współczynnik regresji równy 0,0001 charakteryzuje powolny niewielki spadek wydajności badanych ujęć, trwający od kwietnia 1981 roku do roku 2004 (od 1800 do 10100 doby), związany z okresem stabilizującego się charakteru wypływu wód termalnych. Wyznaczona krzywa regresji opisująca model opróżniania bardzo głębokiego złoża wód szczelinowych Lądka Zdroju wskazuje, że stabilizacja sumarycznej wydajności wód powinna nastąpić przy wartości 11 dm^3/s tj. ok. (950 m^3/d).

Na podstawie wyznaczonych wartości współczynników regresji α oraz odpowiadającej im wydajności ujęć Q_o na początku okresu regresji obliczono dodatkowo potencjał zasobności W, który określa ilość wody nagromadzonej w wodonoścu na początku jego opróżniania a zgromadzoną powyżej poziomu drenażu. Dla początkowego okresu opróżniania złoża, przy α=0,0017 i q=12,5d m^3/s, obliczony potencjał zasobności wynosi 182 778 m^3, zaś dla początku powolnego okresu spadku wydajności obserwowanego od 1981 r., przy α=0,0001 i q=11 dm^3/s, potencjał zasobności wynosi 1 741 528 m^3 (Liber, 2009). Obliczona pojemność wodonośca powyżej poziomu drenażu, na początku procesu opróżniania stanowi niewielką część (kilkanaście ‰) pojemności całego złoża wód termalnych Lądka-Zdroju oszacowanego na podstawie badań izotopowych na około $1\text{-}1{,}6 \cdot 10^9$ m^3 (Zuber i in., 1995).
Ważnym stwierdzeniem stąd wynikającym, z przedstawionego powyżej modelu opróżniania złoża wód termalnych Lądka-Zdroju, jest ściśle ograniczona ilość wypływającej wody termalnej z jednego złoża niezależnie od liczby ujęć, gdyż wykonanie nowego głębokiego ujęcia L-2 spowodowało ostatecznie zwiększenie średniej sumy wydajności wszystkich ujęć wód termalnych tylko o 1,5 dm^3/s, tj. o ok. 16%.

Obecna suma średnich wydajność badanych ujęć (z 2016 roku) wynosi już około 904 m^3/s i jest już mniejsza niż wyznaczona wartość wydajności długotrwałej (równa z wyznaczonym dopływem podstawowym).
Pomimo przekroczenia wydajności długoterminowej, oszacowanej w 2009 roku, spadek wydajność poszczególnych lądeckich ujęć jest obecnie bardzo nieznaczny (Rys. 5.7.1.8.3) i można uznać za prawie stabilny.



Rys. 5.7.1.8.3. Zmiany wydajności źródeł wód termalnych w Lądku-Zdroju w ostatnim okresie stabilnej eksploatacji w latach 2010-2017.

Można nawet stwierdzić, że aktualnie nastąpił okres stabilizacji warunków eksploatowania złoża. Stan tej stabilnej eksploatacji może być zaburzony w przypadku nadmiernej eksploatacji otworu L-2 (w przypadku zmiany technicznych warunków wydobycia wody, poprzez regulację wielkością wypływu zasuwą na głowicy) i/lub eksploatacji nowego ujęcia wód termalnych wyprowadzanych z tego samego zbiornika.

Badania hydrodynamiczne planowane w zaprojektowanym nowym otworze LZT-1, którego lokalizacja jest w pobliżu (około 800 m) strefy drenażu leczniczych ujęć wód termalnych, wymaga stałego nadzoru i obserwacji zmian wydajności, temperatury wody i składu chemicznego we wszystkich eksploatowanych dotychczas ujęciach wód termalnych, jak również wód zwykłych w otworze L-1.

Innym aspektem dotyczącym zagrożenia złoża wód termalnych Lądka-Zdroju jest prawidłowa ochrona całego złoża obejmująca strefę zasilania, przepływu i drenażu. Pomimo, że obszar zasilania znajduje się poza granicami obszaru górniczego wód termalnych Lądka-Zdroju, jest on w obrębie chronionego obszaru Śnieżnickiego Parku Krajobrazowego. Stąd można przyjąć, że złoże jest obecnie odpowiednio chronione.

Dla nowo projektowanego otworu LZT-1 bardzo prawdopodobny jest, podobny jak dla leczniczych wód termalnych Lądka-Zdroju, południowo-wschodni kierunek zasilania wód bardzo głębokiego przepływu, z obszaru Gór Bialskich i Złotych.

5.7.1.9. Warunki hydrochemiczne

Lądek-Zdrój jest jednym z najbardziej znanych uzdrowisk w Polsce. Jest miejscowością, do której w celach leczniczych przybywają kuracjusze już od kilku wieków.
Jak podaje Ciężkowski i in. (1996) dopływy wód systemu głębokiego krążenia następują głębokimi strefami tektonicznymi o przebiegu zgodnym z tzw. sudeckim kierunkiem, tj. NW-SE. W rejonach ich przecięć z uskokami o mniejszym zasięgu samoczynnie wypływają wody termalne.

Jedną z pierwszych szczegółowych analiz fizykochemicznych wód Lądka-Zdroju wykonano w drugiej połowie XIX w. Kolejne pochodzą z pierwszego dziesięciolecia XX w. i z 1939 r. Po II wojnie światowej obsługę analityczną wód lądeckich, podobnie jak pozostałych dolnośląskich uzdrowisk, prowadziło Laboratorium Balneotechniczne i Mikrobiologiczne Biura Projektów i Usług Branży Uzdrowiskowej „Balneoprojekt" (Ciężkowski, 1978).

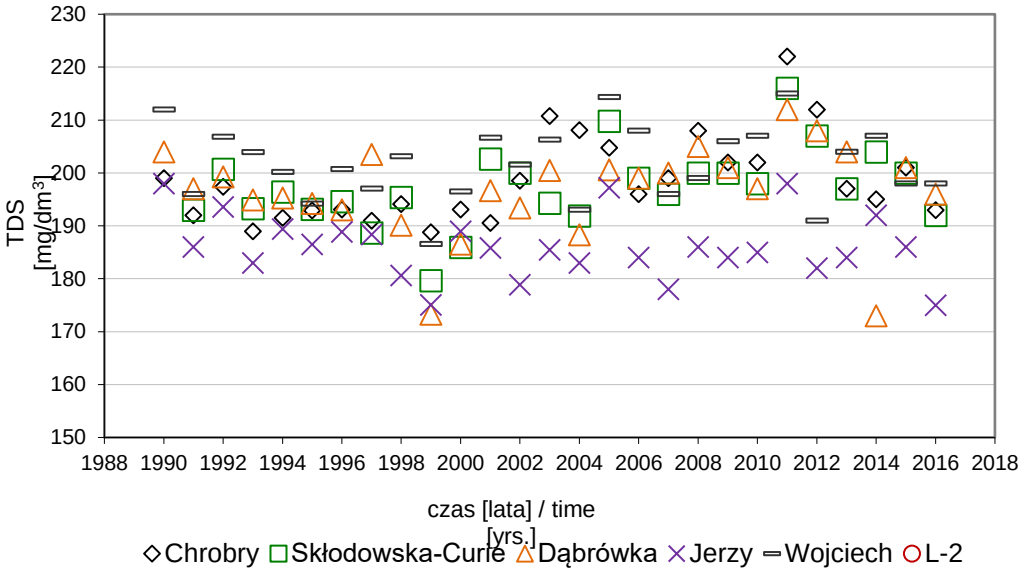
Na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. nr 196 z 2015 r.) oraz klasyfikacji hydrochemicznej, omawiane wody określać można jako HCO_3–SO_4–Na, F, Rn, S. Zauważyć jednak należy, iż okresowo stężenia jonów siarczanowych w omawianych wodach są na tyle wysokie, że można je określać jako siarczanowe (tab. 5.7.1.9.1.). Mineralizacja omawianych wód zawiera się w przedziale 0,16–0,28 g/ dm^3 (Rys. 5.7.1.9.1.).

Tabela 5.7.1.9.1. Minimalne i maksymalne zawartości jonów głównych oraz składników specyficznych w skróconym zapisie Kurłowa (na podst. danych z lat 1970–2016).

Nazwa ujęcia	Zapis Kurłowa
Skłodowska-Curie	$F^{7-11}\,H_2SiO_3^{34-78}Rn^{5,1-12,8}H_2S^{0-2,6}M^{0,15-0,27}\ \frac{HCO_3{}^{20-53}SO_4^{15-36}}{Na^{82-91}}T^{22-26}$
Dąbrówka	$F^{7-11}\,H_2SiO_3^{36-78}Rn^{3,3-4,8}H_2S^{1-3,7}M^{0,17-0,27}\ \frac{HCO_3{}^{15-50}SO_4^{13-36}}{Na^{57-99}}T^{18-21}$
Jerzy	$F^{7-11}\,H_2SiO_3^{27-76}Rn^{29,1-36,2}H_2S^{1-2,5}M^{0,16-0,24}\ \frac{HCO_3{}^{23-53}SO_4^{10-24}}{Na^{75-90}Ca^{9-23}}T^{27-29}$
Chrobry	$F^{7-11,5}\,H_2SiO_3^{36-78}Rn^{3,4-5,0}H_2S^{0,3-3,7}M^{0,15-0,22}\ \frac{HCO_3{}^{21-64}SO_4^{11-28}}{Na^{87-92}}T^{22-27}$
Wojciech	$F^{7,5-12}\,H_2SiO_3^{39-78}Rn^{4,6-7,2}H_2S^{0,7-3,9}M^{0,18-0,27}\ \frac{HCO_3{}^{22-50}SO_4^{11-30}}{Na^{84-91}}T^{27,5-30}$
L-2	$F^{6,8-13}\,H_2SiO_3^{39-67}Rn^{2,9-4,9}H_2S^{2,6-5,1}M^{0,2-0,23}\ \frac{HCO_3{}^{17-100}SO_4^{12-23}}{Na^{82-91}}T^{41-44,7}$

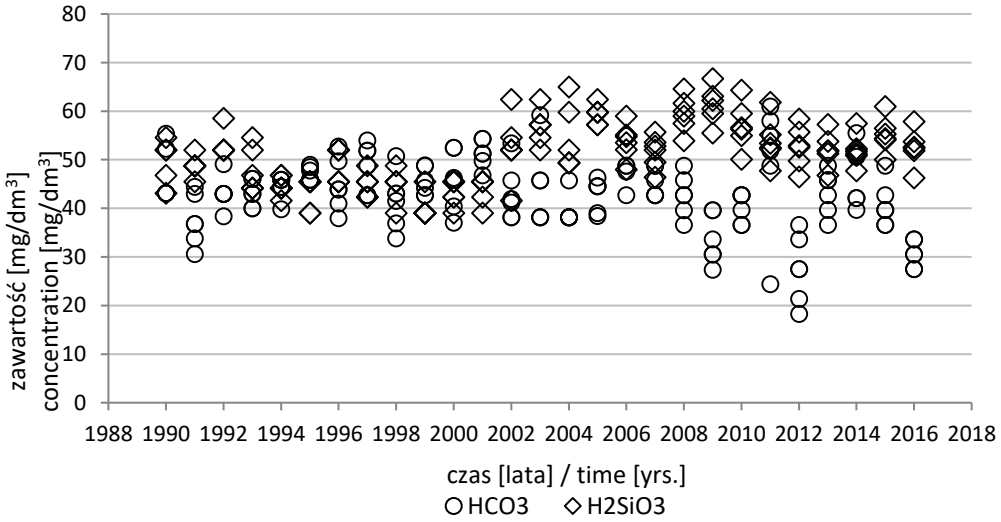
aniony, kationy (% meq/L); F, H_2SiO_3, H_2S (mg/dm^3); Rn (nCi/L); M (g/dm^3); T (°C)

Największą wartością tego parametru charakteryzują się wody z odwiertu L-2, następnie kolejno wody ze źródła Chrobry, Wojciech, Skłodowska-Curie, Dąbrówka i Jerzy (tab. 5.7.1.9.1.). Zauważyć można, iż w okresach 1990-1999 oraz 2010-2016 zaznaczają się spadki wielkości mineralizacji eksploatowanych wód (Rys. 5.7.1.9.1). Najprawdopodobniej obserwowane zmiany spowodowane były zmiennością dopływu do ujęć wód zwykłych mieszających się na drodze migracji z wodami systemu głębokiego krążenia. W. Ciężkowski badając wody lądeckie w latach 70-tych i 80-tych XX w. zaobserwował obniżanie się stężeń jonów wodorowęglanowych, sodowych oraz fluoru i radonu w efekcie intensywnej eksploatacji odwiertu L-1 (Ciężkowski, 1983). Badając zmienność w czasie stężeń jonów HCO_3^- zaobserwować można, iż wraz ze wzrostem ich ilości zmniejsza się zawartość kwasu metakrzemowego w omawianych wodach (Rys. 5.7.1.9.2.).

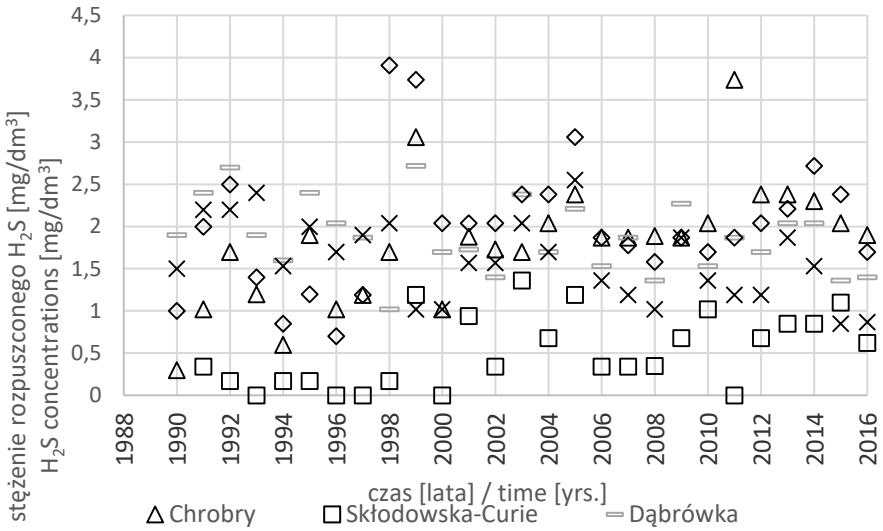


Rys. 5.7.1.9.1. Zmienność mineralizacji wód termalnych Lądka-Zdroju.

Jak wspomniano, omawiane wody są wodami siarczkowymi, a rozpuszczony w nich H_2S występuje w ilościach od około 0,2 mg/dm^3 (ujęcia Skłodowska-Curie, Chrobry) do maksymalnie 5,1 mg/dm^3 (odwiert L-2). Wody z ujęcia Skłodowska-Curie sporadycznie zawierają omawiany gaz w ilościach równych bądź nieco powyżej 1 mg/dm^3. W wodach z ujęć Chrobry, Wojciech, Jerzy i Dąbrówka ilość rozpuszczonego H_2S okresowo zmniejsza się nawet poniżej wartości granicznej dla wód siarczkowych. Sytuacja taka miała miejsce w latach 70-tych i 80-tych XX w. w ujęciu Chrobry. W latach 90-tych XX w. notowano obniżone stężenia H_2S w wodach z wszystkich wymienionych ujęć (Rys. 5.7.1.9.3.).

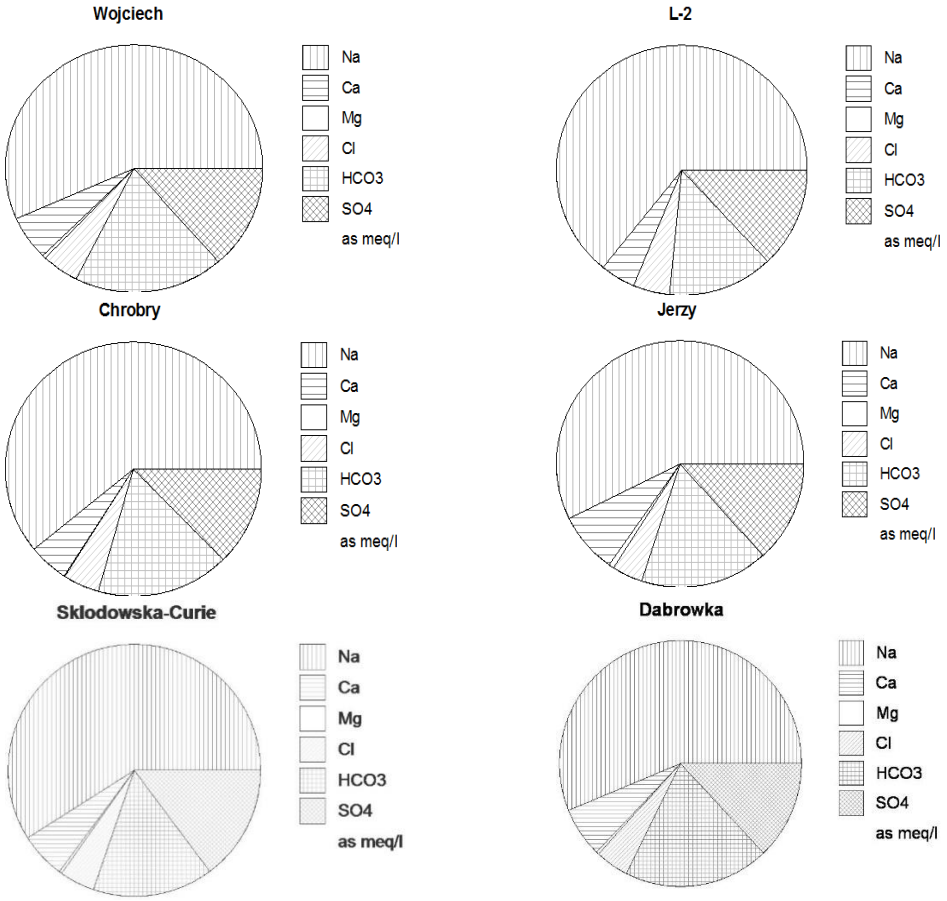


Rys. 5.7.1.9.2. Zmienność stężeń jonów HCO_3^- oraz kwasu metakrzemowego w wodach leczniczych Lądka-Zdroju



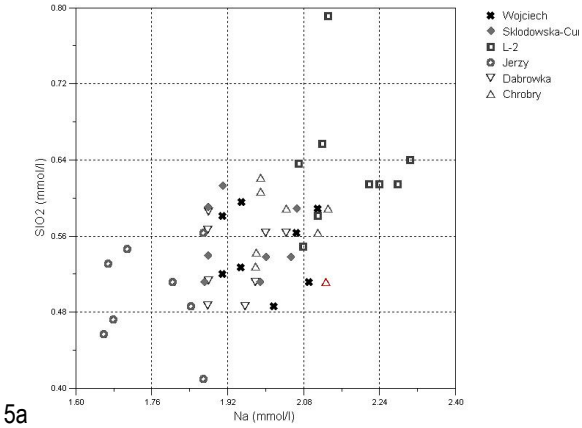
Rys. 5.7.1.9.3. Zmienność stężeń rozpuszczonego w wodach termalnych H_2S

Analizowane dane są wynikami kontrolnych badań wód (wykonywanych jeden raz w roku) zatem trudno jest wnioskować o charakterze obserwowanych zmian (czy występują chwilowo – w okresie opróbowania, czy są długotrwałe). Najprawdopodobniej jest to efektem zmian w dynamice dopływów wód głębokiego systemu krążenia.
Analizując wyniki badań fizyko-chemicznych wód z poszczególnych ujęć zaobserwować można duże podobieństwo w udziałach jonów głównych (Rys. 5.7.1.9.4.).

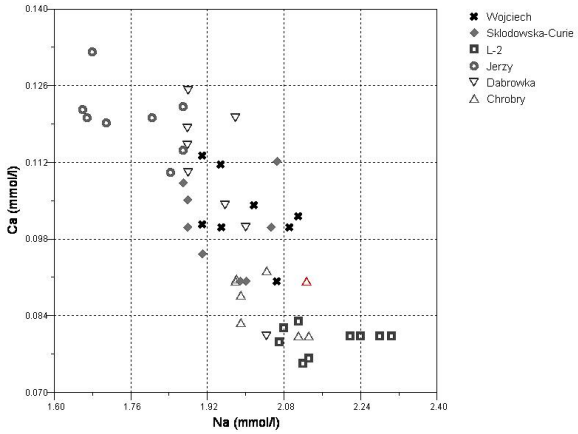


Rys. 5.7.1.9.4. Diagramy kołowe przedstawiające udział jonów głównych (meq/l) w wodach z poszczególnych ujęć (na podst. danych z 2016 r.).

Zaobserwowano także, iż wzrost udziału jonów sodowych następuje proporcjonalnie do wzrostu zawartości krzemionki (Rys. 5.7.1.9.5a). Odwrotna zależność występuje w przypadku kationów sodowych i wapniowych (Rys. 5.7.1.9.5b). Wzrost stężenia jonów Na^{+} zachodzi przy obniżającej się zawartości jonów Ca^{+2}.



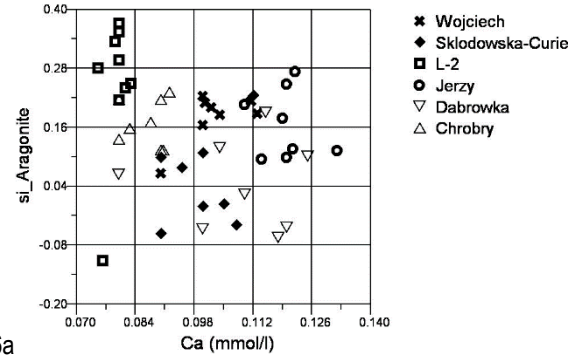
5a



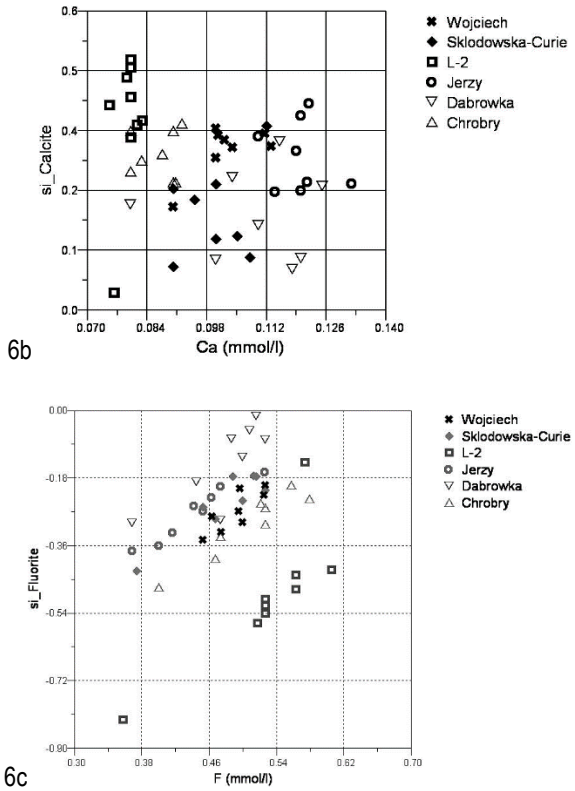
5b

Rys. 5.7.1.9.5. Zależność w zawartościach jonów Na^{+} i krzemionki (5a) oraz jonów Na^{+} i Ca^{+2} (5b) w wodach z poszczególnych ujęć.

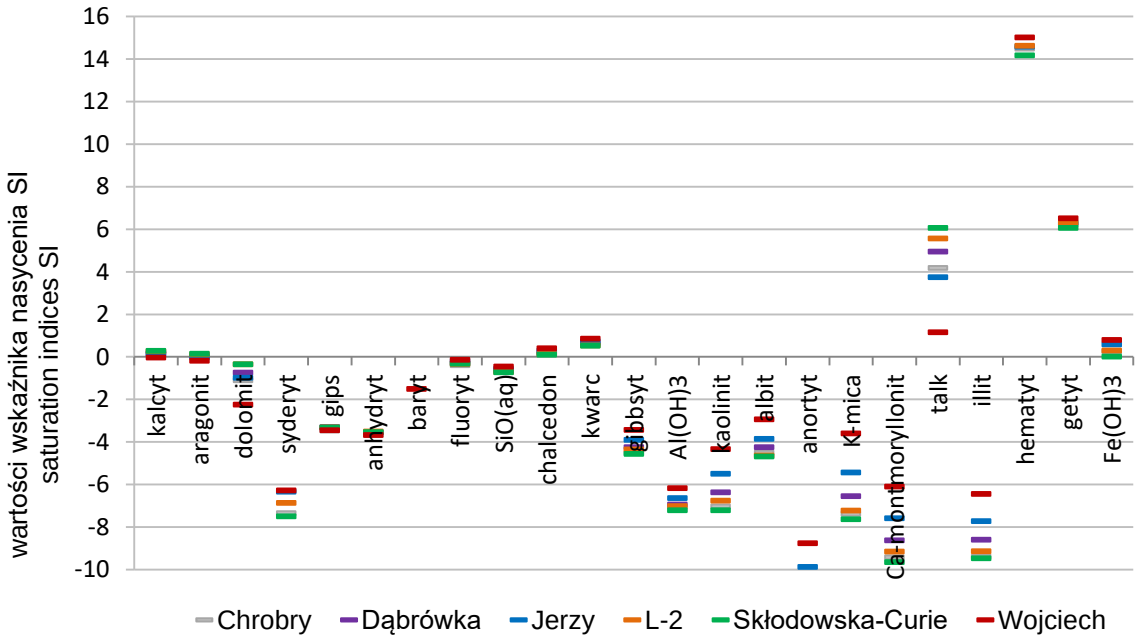
Próbę określenia zespołu procesów determinujących skład chemiczny omawianych wód jako pierwszy podjął W. Ciężkowski (1978). Autor ten wskazał wietrzenie i hydrolizę skaleni oraz częściową wymianę jonową jako główne procesy kształtujące chemizm lądeckich wód. Wyniki modelowania numerycznego przeprowadzonego przez Leśniaka i Nowak (1993) oraz Dobrzyńskiego i Leśniaka (2010) generalnie zgodne są z hipotezami wysuniętymi przez Ciężkowskiego. Analiza wskaźników nasycenia, wykonana w ramach prowadzonych badań, wykazała nieznaczne przesycenie bądź równowagę termodynamiczną z węglanami wapnia (Rys. 5.7.1.9.6a, 5.7.1.9.6b), kwarcem, chalcedonem i fluorytem (Rys. 5.7.1.9.6c). Przesycenie obserwowane jest w przypadku uwodnionych krzemianów magnezu oraz tlenków i wodorotlenków żelaza (Rys. 5.7.1.9.7).



6a



Rys. 5.7.1.9.6. Wartości wskaźników nasycenia dla aragonitu (6a), kalcytu (6b) i fluorytu (6c) w zależności od stężeń wapnia i fluoru.



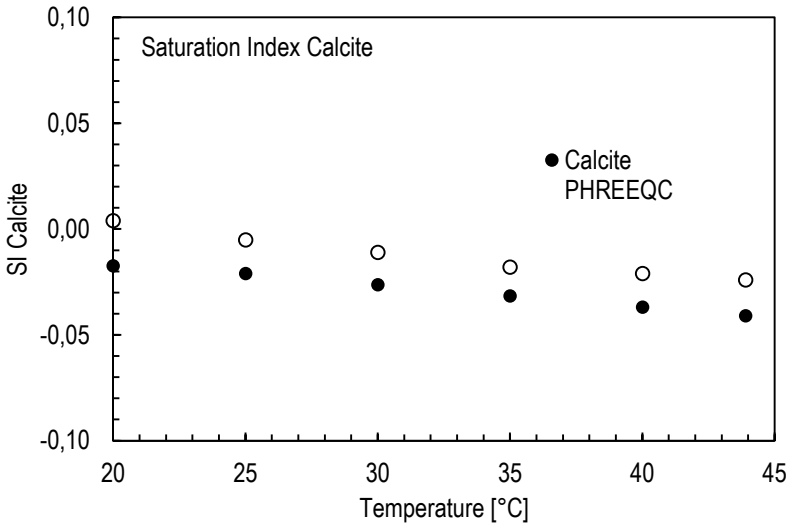
Rys. 5.7.1.9.7. Wartości wskaźników nasycenia SI wód termalnych Lądka-Zdroju względem poszczególnych minerałów (na podst. danych z lat 2002-2015).

Wyniki analizy wody z odwiertu L-2 (tab. 5.7.1.9.2) wykorzystano do obliczeń składu wód geotermalnych głębokiego systemu krążenia (przy temp. wody 43,9°C) oraz stanu nasycenia tych wód względem minerałów wtórnych. Obliczenia wykonano wykorzystując dwie dostępne aplikacje, WATCH (program komputerowy służący do wyznaczania specjacji składowych badanego roztworu / wody (Arnórsson et al., 1982; Bjarnason, 2010) oraz PHREEQC (wersja 3.0) (Parkhurst & Appelo, 1999) wraz z jego standardową bazą (phreeqc.dat database).

Tabela 5.7.1.9.2. Wyniki badań fizyko-chemicznych wód z ujęcia L-2 (2016 r.); zawartości składników jonowych w mg/L.

parametr	wartość
temperatura (°C)	43,9
pH/(°C)	9,5/20
CO_2	24
HCO_3-	33,6
H_2S	2,5
SiO_2	44,5
Na	48,3
K	0,77
Mg	0,18
Ca	3,13
NH_4^+	0,044
F	11
Cl	5,3
Br	0,04
I	<0,3
SO_4	20
NO_3	<0,02
NO_2	<0,02
Rn (Bq/l)	133
Al	0,021
As	n.a.
Ba	<0,003
B	0,04
Fe^{2+}	<0,02
Fe^{3+}	n.a.
Li	0,03
Mn	<0,003
Sr	0,031
TDS	206
PEW (mS/cm)/(°C)	0,235

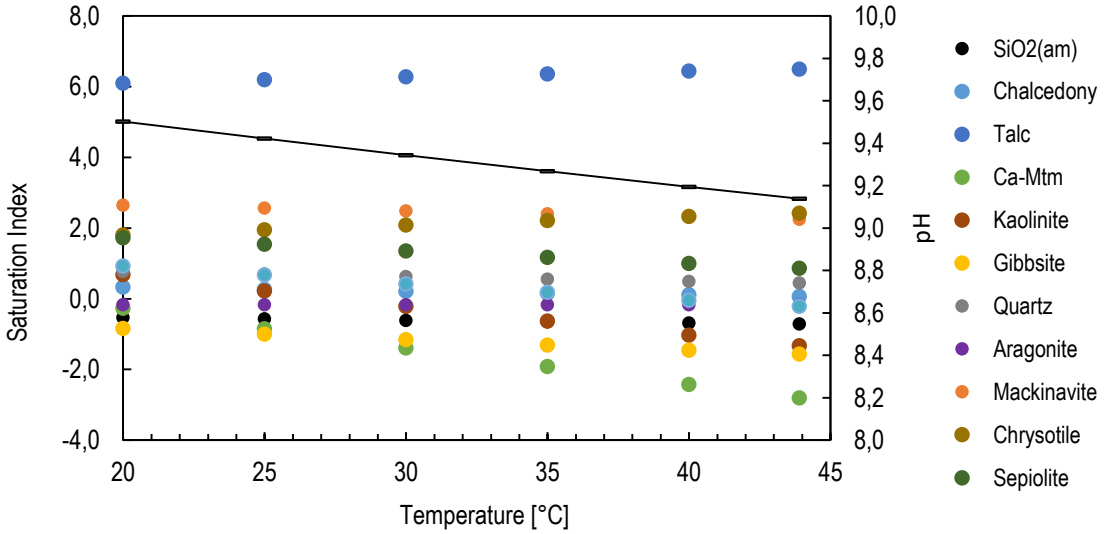
Jak już wspomniano, badane wody wykazują równowagę lub niewielkie niedosycenie względem kalcytu (Rys. 5.7.1.9.8), przy czym stan równowagi roztwór wykazuje w niższych temperaturach (20°C). Wzrost pH wraz ze spadkiem temperatury wód zmieniając kinetykę reakcji prowadzi do wzrostu rozpuszczania kalcytu pomimo spadku temperatury roztworu (rozpuszczalność retrogresywna) (Rys. 5.7.1.9.9). Uwagę zwracają zgodność wyniki wykonanych symulacji (WATCH i PHREEQC) co potwierdza poprawność modelowania.



Rys. 5.7.1.9.8. Zależność stanu nasycenia wody od temperatury względem kalcytu, obliczona przy użyciu programów komputerowych WATCH i PHREEQC.

Symulacja stanu nasycenia wód przy obniżaniu ich temperatury wykazuje, iż w roztworze nie zachodzą zasadnicze zmiany. Wspominano, iż omawiane wody wykazują przesycenie względem kwarcu, chalcedonu, minerałów ilastych (Rys. 5.7.1.9.7). Zauważyć tutaj należy, iż pomimo przesycenia względem kwarcu, kinetyka krystalizacji tego minerału w niskich temperaturach jest bardzo powolna.

W niektórych geotermalnych systemach ciepłowniczych na Islandii obserwuje się wytrącanie wtórnych krzemianów magnezu jako efekt wzrostu pH wody. Zmian odczynu wody jest wynikiem odgazowania ogrzanej słodkiej wody lub mieszania wód geotermalnych z chłodnymi wodami zwykłymi (Gunnlaugsson et al., 2014). Wody z ujęcia L-2 wykazują przesycenie względem zeolitów (analcym) już w temperaturach <40°C. Natomiast są niedosycone względem np. Ca-montmorillonitu, kaolinitu, gibbsytu czy amorficznej krzemionki (Rys. 5.7.1.9.7, 5.7.1.9.9). Dla określenia stanu nasycenia roztworu względem minerałów siarczkowych do modelowania przyjęto stężenia Fe^{2+} w wysokości granicznej wartości oznaczalności, tj. 0,02 mg/L. Stosunkowo wysokie pH roztworu oraz obecność rozpuszczonych siarkowodoru (H_2S) i żelaza (Fe^{2+}) może sugerować możliwość wytrącania wtórnych siarczków, jednakże ten rodzaj scalingu nie występuje w wodach geotermalnych o niskiej mineralizacji i niskich temperaturach. Stąd niska mineralizacja i temperatury wód oraz wysokie pH wskazują na niskie ryzyko scalingu i korozji.



Rys. 5.7.1.9.9. Zależność stanu nasycenia wody od temperatury względem wybranych faz mineralnych obliczona przy użyciu programu komputerowego PHREEQC.

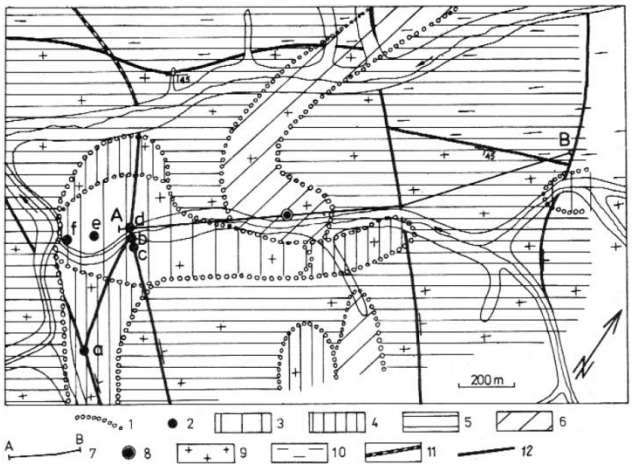
Modelowanie, przy użyciu programu WATCH, „punktu bąbelkowania" (temperatura, przy której dochodzi do wydzielenia pierwszych bąbelków gazu z roztworu) wykazuje, iż odgazowanie wód Lądka może zachodzić przy ciśnieniach poniżej 0,09

bara. Ponieważ ciśnienie CO_2 na wszystkich etapach chłodzenia jest niższe od ciś. atmosferycznego stąd wnioskować można, że w warunkach atmosferycznych nie będzie dochodziło do uwalniania gazu z wód.

Jak podają Zuber i in. (1995) oraz Ciężkowski i in. (1996) obszary zasilania dla złoża wód leczniczych Lądka-Zdroju, wyznaczone na podstawie badań izotopowych, położone są na południowy-wschód od uzdrowiska, w Górach Bialskich. Są to tereny rozciągające się w przedziale rzędnych terenu od około 700 do ok. 1050 m n.p.m. Uwzględniając litologię tych obszarów oraz wyniki analiz chemicznych próbek skał metamorfiku Lądka i Śnieżnika można z dużym prawdopodobieństwem stwierdzić, iż źródłem jonów wapniowych w omawianych wodach są pirokseny, amfibole i w mniejszym stopniu wapniowe plagioklazy. Obecność jonów sodowych i potasowych wiązać należy z dużym udziałem mikroklinu, ortoklazu i sodowych plagioklazów (albitu, oligoklazu) w składzie mineralnym ośrodka skalnego. Wzbogacanie wód we wspomniane jony Na^+ oraz krzemionkę, jako efekt wietrzenia wymienionych glinokrzemianów, sugerują wzajemne proporcje w ilościach tych składników (Rys. 5.7.1.9.5a). Na rozwój procesów wymiany jonowej wapnia i sodu, sugerowanych przez Ciężkowskiego (1978), może wskazywać odwrotna zależność w stężeniach tych kationów (Rys. 5.7.1.9.5b). W wyniku krystalizacji wtórnego kalcytu, przyczyniającej się do ubożenia wód w jony wapniowe, obserwowane proporcje mogą się pogłębiać. Rozpuszczaniu ulegają minerały z grupy plagioklazów, potasowo-magnezowe łyszczyki, amfibole oraz uwodnione krzemiany magnezu. Obserwuje się równowagę z węglanami, fluorytem oraz krzemionką (chalcedonem). Przesycenie wód krzemianami magnezu jest najprawdopodobniej efektem wietrzenia wspomnianych już piroksenów, amfiboli oraz oliwinów budujących skały bazaltowe.

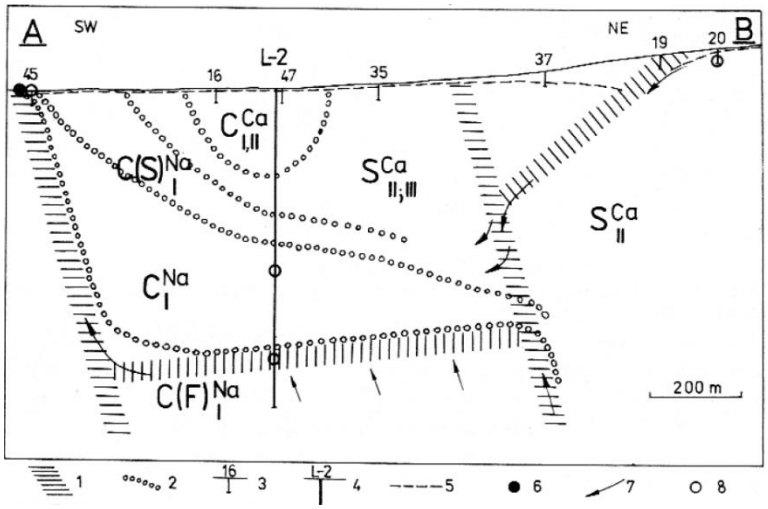
Na podstawie wyników badań izotopów siarki ^{34}S Ciężkowski (1978) uważa, iż rozkład siarczków, którymi intensywnie okruszcowane są serie metamorfiku lądecko-śnieżnickiego, prowadzi do wzbogacenia omawianych wód termalnych w siarkowodór. Potwierdzają to także spostrzeżenia Gierwielańca i Szarszewskiej (1978).

Ciężkowski (1980) wśród wód szczelinowych zarówno płytkiego jak i głębokiego systemu krążenia wydzielił kilka typów hydrochemicznych, z których najliczniej reprezentowane są wody HCO_3-SO_4-Na, SO_4-HCO_3-Ca-Na,HCO_3-SO_4-Na-Ca, HCO_3-SO_4-Ca-Na. Tło hydrochemiczne stanowią wody typu SO_4-HCO_3-Ca-Na natomiast wody termalne cechują się typem HCO_3-Na, F. Drugie z wymienionych wód, przemieszczając się strefami szczelin i spękań, powodują powstawanie anomalii hydrochemicznej w najbliższym otoczeniu miejsc ich wypływów (Rys. 5.7.1.9.10.)



Rys. 5.7.1.9.10. Typy chemiczne wód podziemnych w rejonie Lądka-Zdroju (za Ciężkowski, 1979).
Objaśnienia: 1 – granice typów chemicznych wód; typy chemiczne wód: 2 - $C(F)^{Na}{}_{I}$, źródła: a – Jerzy, b – Skłodowska-Curie, c – Wojciech, d – Chrobry, e – Dąbrówka, F – Stare; 3 – $C(S)^{Na}{}_{I}$; 4 – $C(S)^{Na(Ca)}{}_{I, II}$; 5 – $S^{Ca}{}_{I, II}$; 6 – $C^{Ca}{}_{I, II}$; 7 – linia przekroju hydrochemicznego; 8 – głęboki odwiert L-2; 9 – gnejsy; 10 – łupki łyszczykowe; 11 – lamprofiry; 12 – linie uskokowe

Wykorzystując wyniki analiz składu chemicznego wód termalnych zarówno źródlanych jak i z głębokich odwiertów L-1 oraz L-2 można przedstawić schemat strefowości pionowej poszczególnych typów wód. I tak w strefach przypowierzchniowych występują wody o najniższej mineralizacji i typie HCO_3-SO_4-Ca-Na. Infiltrując poniżej, w wyniku reakcji z ośrodkiem skalnym i dopływami wód głębokiego systemu, w zespole kationów zaczynają dominować jony sodowe i wzrasta ich mineralizacja ogólna. Wody głębokiego systemu, jak wspomniano wykazują typ HCO_3-Na, F (Rys. 5.7.1.9.11.).



Rys. 5.7.1.9.11. Schemat pionowej zmienności typów chemicznych wód podziemnych rejonu Lądka-Zdroju (Ciężkowski, 1979).

Objaśnienia: 1 – strefy uskokowe, 2 – granice typów wód, 3 – płytkie ujęcia wód podziemnych i ich numery, 4 – głęboki odwiert L-2, 5 – poziom wód szczelinowych, 6 – źródła wód termalnych, 7 – kierunki przepływu wód, 8 – głębokość opróbowania wód

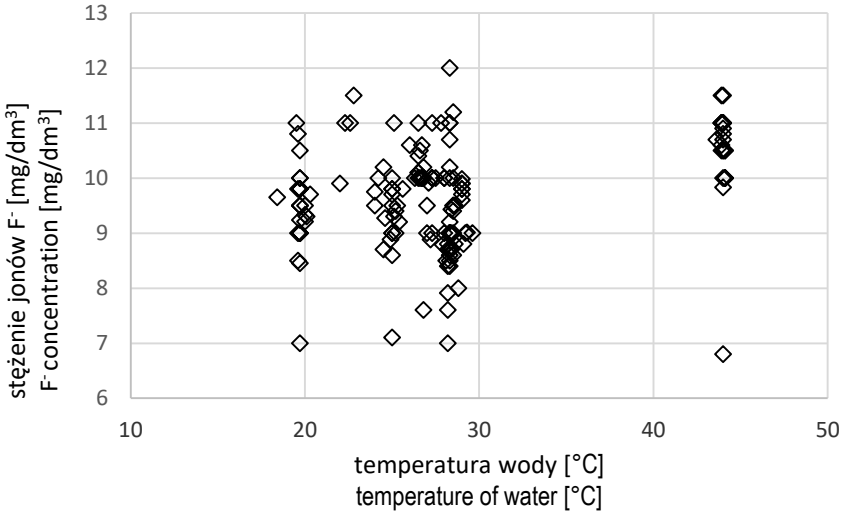
Fluor

Fluor należy do grupy mikroskładników o znaczeniu farmakodynamicznym i zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze, jako leczniczą określa się wodę zawierającą nie mniej niż 2 mg/dm^3 jonu fluorkowego (Dz. U. nr 163, poz. 981 z 2011 r.).

Generalnie głównymi minerałami źródłowymi jonów fluorkowych w wodach podziemnych są fluoryt (CaF_2), fluoroapatyt ($Ca_5(Cl,F,OH)(PO_4)$), kriolit (Na_3AlF_6). Potencjalnie fluoronośnymi mogą być także amfibole (hornblenda, tremolit), łyszczyki (biotyt, flogopit, muskowit), turmaliny, topaz. Dzieje się tak, ponieważ wielkości promieni jonowych grupy OH^- i jonu F^- są zbliżone, zatem może dochodzić do ich wzajemnej wymiany w strukturach wymienionych minerałów (Edmundson i Smedley, 2005).

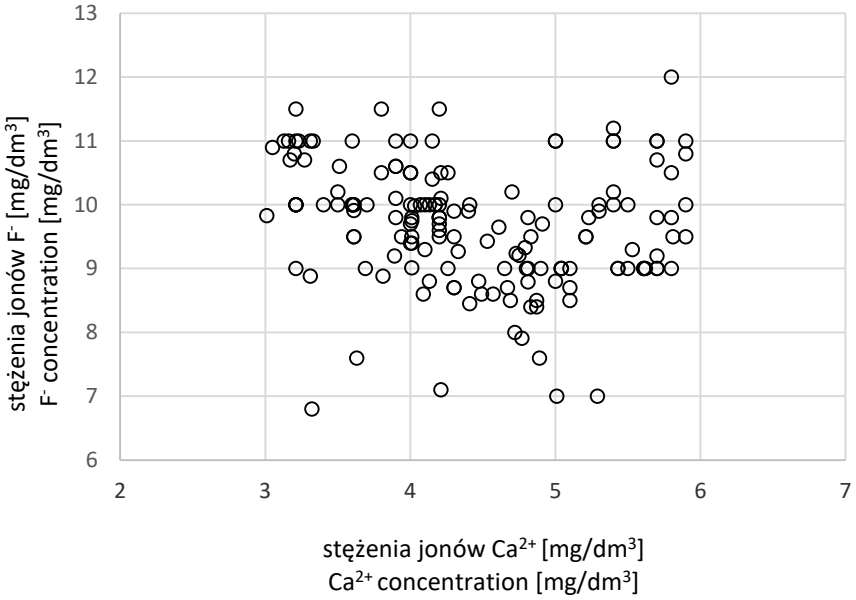
Stężenia jonów fluorkowych w wodach złoża lądeckiego zawierają się w przedziale od około 7 do maksymalnie około 13 mg/dm^3. Jak podaje Ciężkowski (1978, 1980) tło hydrochemiczne F^- w płytkich wodach szczelinowych oraz źródłach wypływających na południowych stokach Śnieżnika nie przekracza 0,5 mg/dm^3. Na podstawie obserwacji wód z odwiertów L-1 oraz L-2 zaobserwował on także, iż stężenia omawianego składnika wzrastają wraz z głębokością ujęcia wód.

Długi czas przebywania wód w ośrodku skalnym i znaczną głębokość systemu ich krążenia może potwierdzać pozytywna korelacja zawartości jonów F^- i temperatury wód (Chae et al., 2007). W przypadku omawianego złoża trudno jest jednoznacznie mówić o takiej zależności (Rys. 5.7.1.9.12). Na podstawie uzyskanego obrazu wnioskować można, iż czas krążenia lądeckich wód w ośrodku skalnym może być stosunkowo krótki, rzędu kilku tysięcy lat. Potwierdzają to wyniki badań trwałych izotopów tlenu i wodoru.



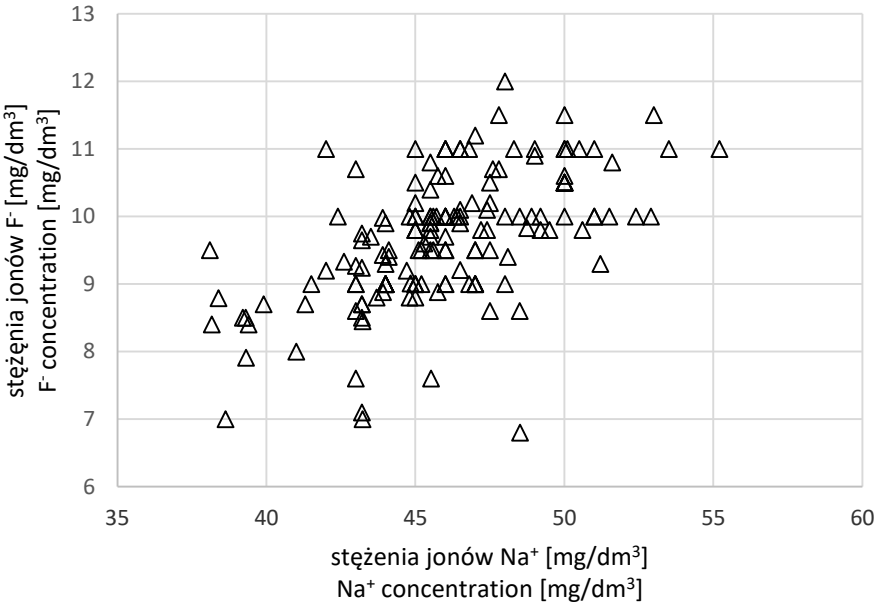
Rys. 5.7.1.9.12. Zmienność stężeń jonów F^- w zależności od temperatury wód.

Wzajemna zależność udziału jonów F^- i Ca^{+2} (Rys. 5.7.1.9.13.) raczej nie wskazuje na fluoryt jako źródło ich pochodzenia w badanych wodach. Intensywność rozpuszczania tego minerału uzależniona jest od stężenia jonów Ca^{2+}, przy czym wraz ze wzrostem tej wartości może dochodzić do wytrącania wtórnego kalcytu. Ponieważ omawiane wody wykazują równowagę termodynamiczną z fluorytem zatem minerał ten w takich samych ilościach może się rozpuszczać jak i wtórnie krystalizować. Z drugiej strony rozpuszczające się krzemiany i glinokrzemiany dostarczając do wód głównych kationów (Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}) umożliwiają wytrącanie się wtórnego kalcytu, a to znów prowadzi do intensyfikacji rozpuszczania fluorytu.

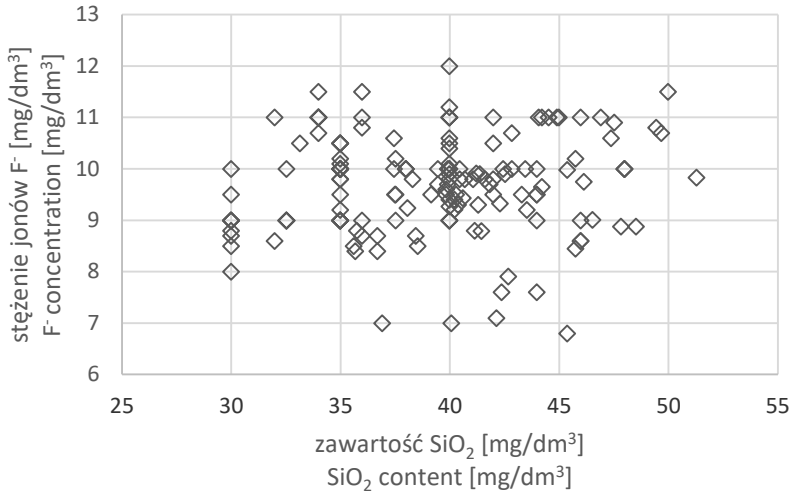


Rys. 5.7.1.9.13. Zależność stężeń jonów F^- od ilości jonów Ca^{2+}.

Jednakże należy zauważyć, że fluoryt wykazuje mniejszą rozpuszczalność ($K = 10^{-10,57}$) zatem nie może dojść do wytrącania wtórnego kalcytu ($K=10^{-8,48}$) zanim pojawi się wtórny fluoryt (Appelo i Postma, 2007).
Dodatkowych jonów wapniowych mogą dostarczać rozpuszczane hornblenda, apatyt i plagioklazy.
Mimo iż wody wykazują równowagę z flourytem to korelacja udziału jonów F^- z jonami sodowymi (Na^+) (Rys. 5.7.1.9.14a) i rozpuszczoną krzemionką (SiO_2) (Rys. 5.7.1.9.14b) sugeruje również minerały krzemianowe i/lub glinokrzemianowe jako źródło fluoru.



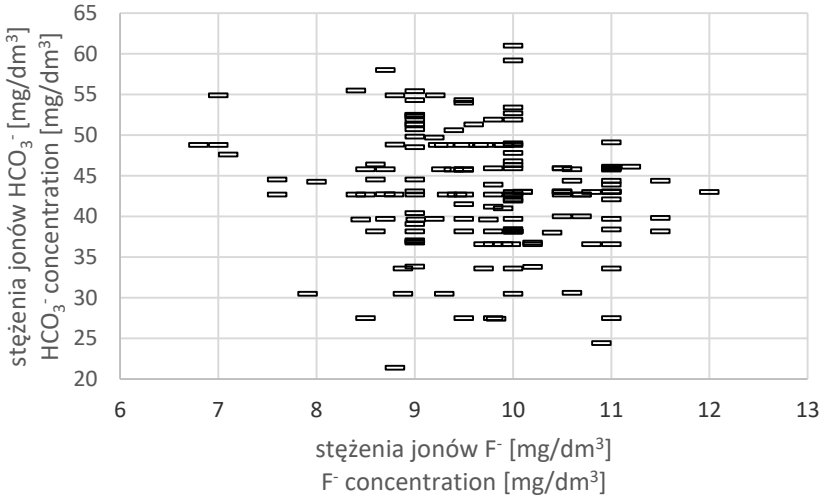
a



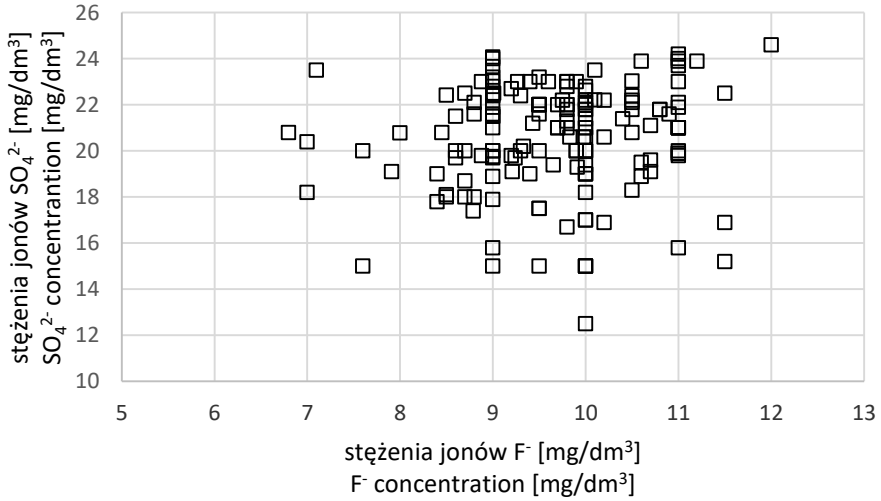
b

Rys. 5.7.1.9.14. Zmienność stężeń jonów F^- w zależności od: a - stężenia jonów Na^+, b – ilości rozpuszczonej krzemionki.

Należałoby raczej przyjmować, iż są to łyszczyki (biotyt, muskowit, lepidolit), hornblenda i podrzędnie apatyt - minerały budujące łupki łyszczykowe, amfibolitowe i amfibolity (Polański, Smulikowski, 1969). Z drugiej strony ujemna zależność stężeń jonów fluorkowych z jonami wodorowęglanowymi (HCO_3^-) (Rys. 5.7.1.9.15a) sugeruje raczej ograniczony udział



a



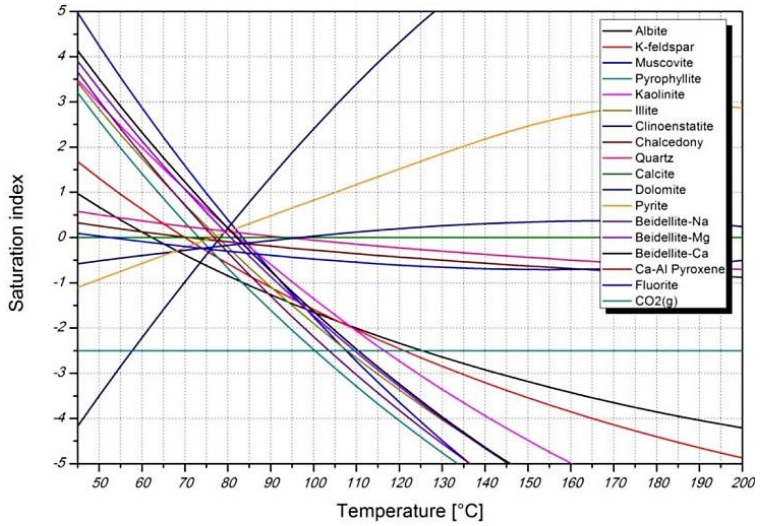
b

Rys. 5.7.1.9.15. Zależność stężeń jonów F^- względem ilości jonów: a – HCO_3^- i b – SO_4^{2-}.

glinokrzemianów jako minerałów fluoronośnych (Chae i in., 2006; Jagadeshan i in., 2015).
Zależność pomiędzy stężeniami jonów siarczanowych (SO_4^{-2}) (Rys. 5.7.1.9.15b) i fluorkowych może wskazywać na ich związek z utlenianiem minerałów siarczkowych, a to znów może przemawiać za współwystępowaniem fluoru z mineralizacją siarczkową. Podobne zależności zaobserwowała Mroczkowska (1978) analizując obecność fluoru w wodach rejonu Cieplic. Wspomnieć tutaj należy, iż siarczkowa mineralizacja hydrotermalna występuje w obrębie metamorfiku Lądka-Śnieżnika zarówno w postaci rozproszonej jak i w formie złóż (Ciężkowski, 1978).
Gierwielaniec (1968b) sugerował pochodzenie jonów fluorkowych z wietrzenia fluorytu, jednakże minerał ten występuje jedynie na południe od Lądka-Zdroju, w strefie nasunięcia Kletna. Mało prawdopodobnym wydaje się także pochodzenie tych jonów jako efekt wietrzenia apatytu ze względu na nieznaczne wystąpienia tego minerału w obrębie serii gnejsowych. Stąd najbardziej prawdopodobnym wydaje się, iż wzbogacenie wód lądeckich w jony fluorkowe następuje w wyniku wietrzenia łyszczyków i amfiboli będących głównymi minerałami skałotwórczymi serii metamorfiku Lądka-Śnieżnika.

Radon
Radioaktywne właściwości wód ze źródeł w Lądku-Zdroju znane są od początku XX w. (1904 r.). Są one efektem obecności rozpuszczonego w wodach radonu (^{222}Rn) (Przylibski, 2005). W rejonie Lądka-Zdroju w obrębie serii metamorficznych wartości lokalnego tła radonowego, wyznaczone na podstawie pomiarów wykonanych dla około 650 próbek zwykłych wód podziemnych, zawierają się w przedziale wartości od 0 do maksymalnie 92,5 Bq/L (2,5 nCi/L). Wysoką anomalię emanacyjną (do około 25 nCi/L) Ciężkowski (1990) zlokalizował na N od miasta, w strefie intensywnego zaangażowania tektonicznego. Generalnie lokalizacje wypływów wód z podwyższonymi stężeniami Rn (powyżej 2 nCi/L) zgodne są z przebiegiem stref nieciągłości. Jednocześnie autor ten zaobserwował, iż wody eksploatowane z większych głębokości (600-700 m w ujęciach L-1 oraz L-2), cechują się mniejszymi stężeniami radonu (do ok. 4,9 nCi/L) w porównaniu z wodami wypływającymi w źródłach (nawet do 41,6 nCi/L).
Przylibski (2005) zaobserwował, iż średnie stężenia ^{222}Rn przekraczają 100 Bq/L (2,7 nCi/L), przy czym w ujęciu Jerzy ilości omawianego gazu przekraczają 1000 Bq/L (27 nCi/L). Ponadto, analizując wyniki pomiarów z wielolecia, nie zaobserwował on żadnych trendów w zmiennościach stężeń radonu w czasie. Rozkład wartości stężeń omawianego gazu cechujący się niewielką skośnością świadczy raczej o nieznacznych wahaniach stężeń omawianego gazu niż o dopływach wód z innych systemów zasilania (mieszania). Spostrzeżenia te zgodne są z hipotezą Zubera i in. (1995) o nieznacznym (do 20-25%) stopniu mieszania się wód złoża lądeckiego z wodami płytkich systemów krążenia.
Generalnie ilość rozpuszczonego w wodach radonu zmniejsza się wraz ze wzrostem głębokości ujętego poziomu wód (Ciężkowski, 1980, 1990; Przylibski, 2005). Niewątpliwie na wielkość stężeń ^{222}Rn w wodach wpływ ma lokalizacja ujęcia (odwiertu, źródła) w strefie uskokowej bądź mocno zaangażowanej tektonicznie, ponieważ właśnie w takich strefach ze względu na rozluźnienie ośrodka skalnego wzrasta możliwość emanacji gazowych (Ciężkowski, 1990; Przylibski, 2005). Jak podaje Przylibski (2005) brak jest zależności ilości rozpuszczonego radonu od warunków atmosferycznych.

Geotermometry
Porowski (2008) stosując kilka geotermometrów chemicznych (kwarcowy, chalcedonowy, Mg-Li) i równowag izotopowych tlenu w systemie SO_4-H_2O oszacował prawdopodobny zakres temperatur wód dla wszystkich ujęć Lądka-Zdroju z zakresu od około 30°C do około 91°C. Ponieważ omawiane wody zawierają H_2S pochodzący z procesów redukcyjnych redukcji bakteryjnej, stosowanie tlenowego geotermometru w układzie SO_4-H_2O daje niemiarodajne wyniki (Porowski i Dowgiałło, 2009). Wspomniani uczeni korygują temperatury lądeckich wód na przedział od około 48°C do około 57°C. Dobrzyński i Leśniak (2010) analizując zmienność wskaźników nasycenia w zależności od zmian temperatury, określili wielkość temperatur wód dla lądeckiego złoża na 80±5°C (Rys. 5.7.1.9.16).
Zauważyć tutaj należy, iż najbardziej prawdopodobne wyniki z zastosowaniem geotermometrów chemicznych uzyskuje się dla wód będących w stanie równowagi termodynamicznej z ośrodkiem skalnym. Wody Lądka cechują się niedosyceniem względem bez mała wszystkich minerałów skałotwórczych ośrodka skalnego, w którym się przemieszczają. Stąd wykorzystując geotermometry dla wód wykazujących nawet częściową równowagę należy ostrożnie wyciągać wnioski z badań (Dowgiałło, 2007; Leśniak i Nowak, 1993).



Rys. 5.7.1.9.16. Związek pomiędzy wskaźnikami nasycenia (dla głównych minerałów skałotwórczych serii metamorficznych Lądka-Śnieżnika) i temperaturą wód termalnych z ujęcia L-2 w Lądku-Zdroju (Dobrzyński, Leśniak, 2010)

Izotopy

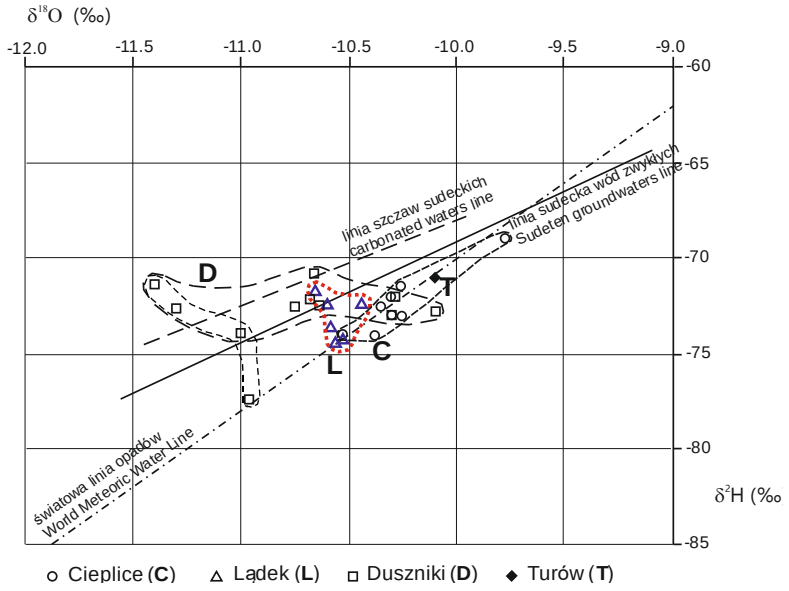
Skład trwałych izotopów tlenu i wodoru w wodach podziemnych może z jednej strony wskazywać na genezę tych wód, z innej zaś informować o procesach zachodzących na drodze ich przepływu. Szeroko zagadnienia te przedstawione zostały w pracy Zubera i in. (2007) i innych. Geneza wód jest istotna w sposobie eksploatacji ujęć i w ochronie zasobów wód.

Tego rodzaju interesujące informacje dotyczą m.in. wód termalnych wypływających w krystaliniku sudeckim.

W tabeli 5.7.1.9.3 przedstawiono wyniki wszystkich dotychczas wykonanych badań składu izotopowego omawianych wód termalnych Lądka-Zdroju na tle pozostałych stwierdzonych w obrębie Sudetów złóż wód termalnych. Rys. 5.7.1.9.17 przedstawia uśrednione wyniki dla poszczególnych ujęć wód zestawiając je na tle tzw. światowej linii opadów oraz wykazanych dla Sudetów lokalnych linii charakteryzujących odrębnie zwykłe wody podziemne i szczawy.

Tabela 5.7.1.9.3. Wyniki badań izotopowych wód termalnych Lądka Zdroju (za Ciężkowski i in., 1996).

Ujęcie	$\delta^{18}O$	$\delta^{18}O_{śr.}$	δD	$\delta D_{śr.}$	Tryt TU	^{14}C pmc	$\delta^{13}C$	wiek tys. lat
	‰						‰	
L-2	-10,52 ± 0,22		-72,9 ± 1,7		0,0 ± 0,5	17,8 ± 1,0	-15,0 -13,2	8,9
Chrobry	-10,56 ± 0,14		-74,4 ± 1,7		4 ± 3 0,0 ± 0,5	16 ± 5 26,6 ± 1,7	-9,8 -13,9	6,0
Wojciech	-10,44 ± 0,12		-72,4 ± 0,2		1 ± 3	24 ±8		
Skłodowska-Curie	-10,58 ± 0,10	-10,52	-73,6 ± 1,0	-73,5	1 ± 3	32 ± 25	-12,8	
Dąbrówka	-10,52 ± 0,14		-74,2 ± 1,1		3 ± 3 0,3 ± 0,5 0,4 ± 0,5	20 ± 6 27,7 ± 1,5	-16,2 -14,3	6,5
Jerzy	-10,50 ± 0,16		-73,7 ± 1,4		3 ± 3 0,7 ±0,5 0,3 ± 0,5	32 ± 7 34,9 ± 1,8	-15,0 -15,0	4,5



Rys. 5.7.1.9.17. Wyniki badań składu izotopowego wód termalnych Sudetów. Linia szczaw sudeckich oraz linia sudecka wód zwykłych wg Ciężkowskiego (1990). Punkty oznaczają średni skład izotopowy dla poszczególnych ujęć.

Wody Lądka Zdroju, pochodzące z początku holocenu (Zuber i in., 1995; i in.), leżą na wykresie w obszarze pomiędzy światową linią opadów i lokalną linią zwykłych wód Sudetów. Rozciągnięcie wyników wzdłuż osi δ^2H może sugerować wpływ wymiany izotopowej pomiędzy atomami wodoru wody i siarkowodoru, który obecny jest w lądeckich wodach; zagadnienie to wymaga bardziej szczegółowych badań.

Stosunki izotopów $\delta^{34}S$ i $\delta^{18}O$ badane w siarczanach wskazują na pochodzenie SO_4^{2-} jako wynik redukcyjnej działalności bakterii. Potwierdzeniem na tę hipotezę jest obecność rozpuszczonego w wodach H_2S (Dowgiałło i in., 2005). Główna masa jonów SO_4^{2-} obecnych w omawianych wodach powstaje w wyniku utleniania siarczków (Dowgiałło, 1976).

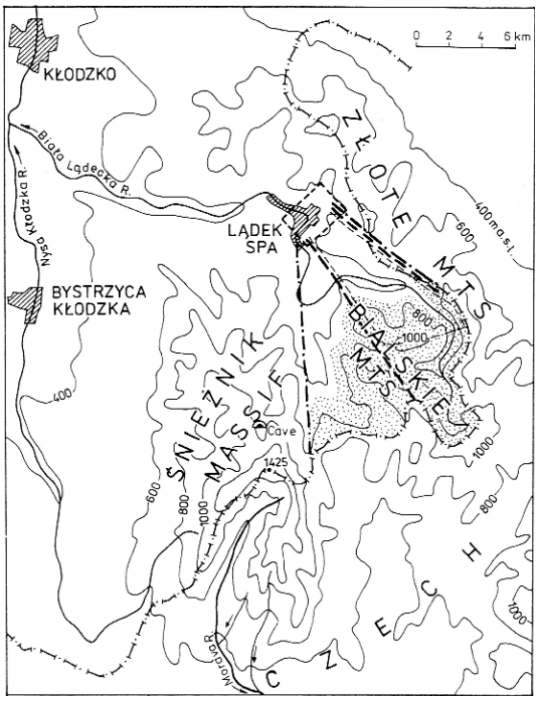
Obszary zasilania

Wyznaczone położenie prawdopodobnych obszarów zasilania złoża lądeckich wód termalnych obejmuje tereny rozciągające się w przedziale wysokości 700-1000 m n.p.m. (Zuber i in., 1995; Ciężkowski i in., 1996). Uwzględniono przy tym morfologię okolic Lądka-Zdroju i znaczenie stref tektonicznych. Rozciągłość elementów tektonicznych jednostki Lądka-Śnieżnika oraz przebieg głównych uskoków (przede wszystkim z ukierunkowaniem NW-SE) wskazują, iż najbardziej prawdopodobnymi są tereny położone na SE od uzdrowiska, na szczytach Gór Bialskich rozpościerających się powyżej 700 m n.p.m. (Rys. 5.7.1.9.18). Inne kierunki dopływu wód meteorycznych do ujęć są mniej prawdopodobne gdyż byłyby one niezgodne z kierunkami przebiegu głównych stref dyslokacji doprowadzających wody termalne. Sugerowane przez Dowgiałło (1976) zasilanie z kierunków NE, tj. z Gór Złotych jest raczej mało prawdopodobne gdyż powierzchnia dostępna/aktywna dla zasilania złoża, położona na wysokościach powyżej 700 m n.p.m. jest zbyt mała aby zasilać cały basen wód termalnych. Z kolei dopływy wód z terenów położonych na południe od uzdrowiska, tj. z masywu Śnieżnika, pomimo, iż spełniają kryterium wysokości położenia, również wydają się być mało prawdopodobne, gdyż odpływ podziemny z tego masywu skierowany jest ku południowi, ku zlewni rzeki Morawa w Czechach.

Wspomnianą hipotezę dopływu wód termalnych do ujęć lądeckich z NE Dowgiałło (1976) zaproponował analizując negatywny wpływ eksploatacji odwiertu L-2 (położony na NE od źródeł) na wielkość wydajności źródeł oraz brak wód termalnych w odwiercie L-1 zlokalizowanym w S części uzdrowiska.

Tak określone obszary zasilania w całości znajdują się w obrębie Śnieżnickiego Parku Krajobrazowego. Ponadto w ich zasięgu znajduje się Puszcza Śnieżnej Białki – rezerwat przyrody typu leśnego (Ciężkowski i in., 1996).

Wyniki analiz trwałych izotopów tlenu i wodoru wód z poszczególnych ujęć wskazują na ich meteoryczne pochodzenie (Zuber i in., 1995; Dowgiałło, 1978; Porowski i Dowgiałło, 2009; Ciężkowski i in., 1996). Wysoką temperaturę uzyskują w wyniku głębokiej infiltracji. Ich głęboką cyrkulację umożliwiają systemy drożnych stref uskokowych i szczelin (Porowski i Dowgiałło, 2009).



Rys. 5.7.1.9.18. Ukształtowanie powierzchni wschodniej część Ziemi Kłodzkiej wraz z położeniem obszarów zasilania wód termalnych (za Zuber i in., 1995).

Mieszanie się wód

Jedną z metod pozwalających wyznaczyć procentowy udział wód współczesnej infiltracji w analizowanych wodach np. termalnych jest określenie ilości obecnego w wodach nietrwałego izotopu wodoru – trytu (T). Ilość tego izotopu podaje się w jednostkach trytowych (TU). Zuber i in. (1995), Ciężkowski i in. (1996) i Dowgiałło (1976) podają, iż termalne wody Lądka-Zdroju nie zawierają Trytu w ilościach wskazujących na dopływy wód współczesnych. Są to wody holoceńskie. Obserwowane nieznaczne zmiany w mineralizacji ogólnej są wynikiem zróżnicowanych prędkości migrujących w górotworze wód. To znów jest wynikiem przemieszczania się wód drogami o zróżnicowanym czasie przepływu i na różnych głębokościach. W efekcie czas i stopień oddziaływania wód z ośrodkiem skalnym nie jest jednakowy czego efektem jest zróżnicowany stopień zmineralizowania i temperatury wód. Jednakże analizując zmienność stężeń jonów sodowych (Na^+) i fluorkowych (F^-) Zuber i in. (1995) sugerują, iż mieszanie się wód złoża lądeckiego z wodami o niższych temperaturach i mniejszej mineralizacji nie przekracza 20-25%.

5.7.1.10. Obecne zagospodarowanie złoża

Eksploatowane wody termalne Lądka-Zdroju wykorzystywane są obecnie tylko do celów balneoterapeutycznych. W Uzdrowisku Lądek-Długopole S.A. są wykonywane m. in. zabiegi kąpielowe, borowinowe, termiczne, masaże, natryski, inhalacje, światłolecznictwo, zabiegi elektryczne, kinezyterapie, krioterapie i kuracje pitne. Do tych zabiegów używane są tworzywa naturalne takie jak wody lecznicze oraz borowiny. Wody termalne Lądka-Zdroju są wodami bakteriologicznie czystymi, zatem ich stosowanie do kąpieli w basenach lub wannach oraz do kuracji pitnej nie wymaga dodatkowej obróbki i uzdatniania (Ciężkowski i in., 2011c, 2016).

W uzdrowisku stosowany jest szczególny system eksploatacji i dostarczania wody leczniczej do poszczególnych zakładów przyrodoleczniczych i stanowisk zabiegowych. Woda z ujęć rozprowadzana jest grawitacyjnie a system ujęć, zbiorników, ich przelewów i rurociągów, które powstawały od stuleci, pozwala na prawie pełne wykorzystanie sumarycznej wydajności ujęć. Do zabiegów wykorzystuje się zarówno wodę na bieżąco eksploatowaną samowypływem, jak i wodę ze zbiorników, zgromadzoną w godzinach popołudniowych i nocnych. Wszystkie zbiorniki tworzą system naczyń połączonych, który każdego dnia pozwala na napełnianie basenów leczniczych, a następnie uzupełnianie ich świeżą wodą oraz na wykorzystanie wód leczniczych do wszelakich kąpieli wannowych.

Do zabiegów najczęściej używa się najcieplejszej wody z odwiertu L-2, a jako chłodniejszą dodaje się wodę ze źródeł Jerzy, Wojciech lub Curie-Skłodowska.

W Lądku-Zdroju znajdują się cztery zakłady przyrodolecznicze. Największy z nich, a zarazem najstarszy, to Zakład Przyrodoleczniczy „Jerzy” zbudowany w 1498 r. bezpośrednio nad źródłem o tej samej nazwie.

W Zakładzie jest basen kąpielowy (znajdujący się powyżej źródła) oraz emanatorium radonowe. W części Zakładu „Jerzy", która powstała na początku XX wieku (tzw. „Nowy Jerzy") znajduje się dodatkowo ciąg wanien - do kąpieli leczniczych i masaży podwodnych.
Zakład Przyrodoleczniczy „Wojciech", po kapitalnym remoncie, jest ozdobą uzdrowisk polskich. Został zbudowany w 1678 r. nad źródłem Wojciech wody leczniczej (obecnie przykryta betonową płytą studnia zbiorcza źródła stanowi dno basenu) na wzór łaźni tureckiej, z pięknym termalnym okrągłym basenem i dwudziestoma pięcioma zabytkowymi wannami marmurowymi z 1882 r., w których pacjentom wydaje się kąpiele siarczkowo-fluorkowe i perełkowe (Rys. 5.7.1.10.1). W Zakładzie Przyrodoleczniczym „Adam" znajduje się kolejny basen z termalną wodą siarczkowo-fluorkową.
Wykorzystane do zabiegów w zakładach przyrodoleczniczych termalne wody lecznicze oraz zużyta borowina, jako ścieki odprowadzane są do kanalizacji miejskiej.
W Lądku-Zdroju krenoterapia (kuracja pitna), jest metodą uzupełniającą leczenie większości schorzeń. Piękna pijalnia wód leczniczych znajduje się w Zakładzie Przyrodoleczniczym „Wojciech", dodatkowo inna pijalnia wody radonowej mieści się w Zakładzie „Jerzy". W parku zdrojowym zlokalizowane są ogólnie dostępne wypływy ze źródeł termalnych wód siarczkowo-fluorkowych – Chrobry i Dąbrówka (Ciężkowski i in., 2011c, 2016).
Wody termalne, siarczkowo-flourkowo-radonowe Lądka-Zdroju, ze względu na swoje właściwości lecznicze wykorzystywane są w leczeniu wielu schorzeń.

Rys. 5.7.1.10.1. Pijalnia w Zakładzie Przyrodoleczniczym „Wojciech" – pijalnia (źródło: prywatna kolekcja Z. Pilip, dostępne na http://fotopano.pl).

Główne wskazania do leczenia to: schorzenia ortopedyczne, osteoporoza, choroby reumatologiczne i ortopedyczno-urazowe, choroby układu nerwowego, choroby skóry, choroby endokrynologiczne, choroby górnych dróg oddechowych i schorzenia naczyń obwodowych.

5.7.11. Plany zagospodarowania złoża

Lądek-Zdrój jest jednym z najstarszych uzdrowisk Polski. Zważywszy na wielowiekową historię uzdrowiskowej działalności, szczególnie istotnym jest zachowanie leczniczych walorów występujących tam wód termalnych oraz ochrona dziedzictwa kulturowego samej miejscowości.
Specyfika hydroterapeutycznej działalności uzdrowiska, a przez to duże zapotrzebowanie na wodę oraz ciepło, były impulsem do podjęcia przez władze Lądka-Zdroju działań, zmierzających do szerszego i bardziej szczegółowego rozpoznania złoża wód termalnych występującego w tym rejonie. W 2016 r. na zlecenie Gminy Lądek-Zdrój wykonano projekt prac, których celem jest poszukiwanie wód termalnych w głębszych partiach serii metamorfiku Lądka-Śnieżnika, poprzez odwiercenie otworu badawczo-eksploatacyjnego o projektowanej głębokości 2500 m (Ciężkowski i in., 2016). Uzyskanie z projektowanego odwiertu LZT-1 oczekiwanych parametrów wód umożliwi zrównoważone i wielokierunkowe zagospodarowanie lądeckiego złoża. Szacowane parametry będą mogły zaspokoić znaczącą część (prawdopodobnie około 65%) ogólnego zapotrzebowania miasta na energię cieplną. Ocenia się, iż na bazie wód geotermalnych możliwym będzie uruchomienie ciepłowni o mocy około 2 MW co stanowi około 1/5 zapotrzebowania energetycznego miejscowości (w przeliczeniu na moc ciepłowni). W celu całkowitego zaspokojenia potrzeb na ciepło użytkowe w okresach zimowych, planuje się uruchomienie instalacji pomp ciepła pracujących także na bazie wód geotermalnych. Uzyskanie wyższych od szacowanych parametrów wód umożliwi zagospodarowanie ich energii w systemie kaskadowym:

- zasilanie w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) odbiorców indywidualnych (mieszkańcy) i komercyjnych (pensjonaty, obiekty uzdrowiskowe i in.),
- balneoterapia oraz rekreacja,
- rolnictwo (organizacja szklarni do produkcji ekologicznej żywności) i przemysł,
- gospodarka komunalna - utrzymanie dróg w sezonie zimowym,

a przez to wszechstronne, optymalne i efektywne gospodarowanie energią.

Działania te niewątpliwie przyczynią się do efektywnego wykorzystania zasobów wód geotermalnych, znacząco ograniczą emisję gazów (CO_2, SO_2, NO_x), pyłów i innych zanieczyszczeń niekorzystnie oddziałujących na środowisko naturalne. Efektem podjętych kroków będzie poprawa nie tylko stanu środowiska ale także bezpieczeństwa energetycznego Lądka-Zdroju co pozytywnie wpłynie na zrównoważony i ekologiczny rozwój uzdrowiska.

5.7.12. Podsumowanie i rekomendacje

Lądeckie termalne wody lecznicze są zasilane z jednego złoża szczelinowego głębokiego krążenia. Sumaryczna ilość wody obecnie naturalnie wypływającej ze złoża jest prawie stała. Wartość tą można przyjąć jako sumaryczne zasoby eksploatacyjne. Na podstawie przeprowadzonej analizy korelacyjnej, bezpośrednich obserwacji reakcji ujęć na zmiany warunków eksploatacji oraz modelowania zmienności ich wydajności wykazano istnienie silnych więzi hydraulicznych pomiędzy ujęciami wód termalnych Lądka-Zdroju.

Eksploatowane wody termalne obecnie wykorzystywane są tylko do celów balneologicznych, aż 43% poboru nie jest w ogóle wykorzystywana. Ciepło z wód pozabiegowych też nie jest pozyskiwane. Aktualnie złoże eksploatowane jest w warunkach ustabilizowanych. Stan ten może być zaburzony w przypadku nadmiernej eksploatacji otworu L-2 i/lub innego głębokiego ujęcia takiego jak np. planowane nowe ujęcie wód termalnych.

Istnieje prawdopodobieństwo wytrącania nieznacznej ilości minerałów wtórnych (krzemianów magnezu, chalcedonu, siarczków żelaza), które mogą powodować rozwój scalingu w systemie transportu wody.
Z powodu wysokich stężeń ^{222}Ra należy zachować ostrożność w pobliżu ujęć przy czym należy zauważyć, że podwyższonymi stężeniami rozpuszczonego radonu charakteryzują się naturalne wypływy/źródła. Jest to efektem mieszania się wód termalnych głębokiego systemu krążenia z wodami zawierającymi omawiany gaz a krążącymi w płytkim systemie. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że wody w planowanym ujęciu LZT-1 będą zawierały znacznie niższe stężenia ^{222}Rn bądź nawet gaz ten nie będzie w nich występował.

Analiza wpływu zmienności stężeń H_2S na wartości wskaźników SI względem głównych minerałów skałotwórczych - zmiany wartości pH eksploatowanych wód a co za tym idzie warunków redox pociągają za sobą zmienność równowagi termodynamicznej roztworu tj. badanych wód. Zatem zmiany stężeń rozpuszczonych gazów (H_2S) mogą prowadzić do wytrącania wtórnych minerałów, w tym przypadku siarczków bądź węglanów żelaza. w stężeniach poszczególnych składników jonowych i gazowych. Zatem niezbędnym jest wykonywanie pełnych analiz chemicznych wód i gazów, pomiarów temperatury wód na wypływie, pH, Eh, ciśnienia na głowicy, wydajności ujęcia, gdyż są to podstawowe dane niezbędne do modelowania termodynamicznego. Ponadto w celu prognozy reakcja złoża na ewentualne zatłaczanie zrzucanych wód również niezbędnym jest analiza mieszania się wód złożowych z wodami chłodnymi.

Literatura:

Appelo C.A.J., Postma D., 2007: Geochemistry groundwater and pollution, Balcema Publ., Leiden.

Arnórsson, S., Sigurðsson, E. and Svavarsson, H., 1982: The chemistry of geothermal waters in Iceland. I. Calculation of aqueous speciation from 0°C to 350°C, Geochimica et Cosmochimica Acta, 46, 1513-1532.

Balińska G., 2000: Kreacja przestrzeni uzdrowiska dawniej i dziś, [w:] Ciężkowski W., Dębicki J., Gładkiewicz R.: Zdroje Ziemi Kłodzkiej. Historia, przyroda, kultura, przyszłość, Wyd. Uniwersytetu Wrocławskiego, 51-60.

Bażyński J., Fistek J., Graniczny M., Sławiński A., Wilczyński M., 1981: Interpretacja zdjęć satelitarnych w świetle badań hydrologicznych południowo-zachodniej części Ziemi Kłodzkiej. Technika Poszukiwań Geologicznych.Vol.20, nr 1, ss.14-16.

Birkenmajer K., Pecskay Z., Grabowski J., Lorenc M.W., Zagożdżon P.P., 2002: Radiometric dating of the Tertiary volcanics in Lower Silesia, Poland. II. K-Ar dating and paleomagnetic data from Neogene basanites near Lądek-Zdrój, Sudetes Mts. Ann. Soc. Geol. Polon., 72, 119-129.

Bjarnason, J.Ö., 2010: The speciation program WATCH, Version 2.4, user's guide. The Iceland Water Chemistry Group, Reykjavík, 9 pp., http://www.geothermal.is/software.

Bruszewska B., 2000: Warunki geotermiczne Dolnego Śląska. Przegląd Geologiczny vol. 48, nr 7, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.

Brzeziński T., 2000: Uzdrowiska Ziemi Kłodzkiej na tle historii światowej balneologii, [w:] Ciężkowski W., Dębicki J., Gładkiewicz R.: Zdroje Ziemi Kłodzkiej. Historia, przyroda, kultura, przyszłość, Wyd. Uniwersytetu Wrocławskiego, 33-49.

Chae G-T., Yun S-T., Kwon M-J., Kim Y-S., Mayer B., 2006: Batch dissolution of granite and biotite in water: implication for fluorine geochemistry in ground water, Geochemical Journal, v. 40, ss. 95-102.

Chae G-T., Yun S-T., Mayer B., Kim K-H., Kim S-Y., Kwon J-M., Kim K., Koh Y., 2007: Fluorine geochemistry in bedrock groundwater of South Korea, Science of the Total Environment, No 385, ss. 272-283.

Ciężkowski W., 1978: Hydrogeologia i hydrochemia wód termalnych Lądka Zdroju. Inst. Geotech. Komunikat nr 284.
Ciężkowski W., 1979: Hydrochemical types of fissure waters from Lądek Zdroj. [w:] Hydrogeochemistry of mineralized waters, Proceedings of Conference of Cieplice Spa (Poland), Publ. By Geological Institute, p. 382-388.
Ciężkowski W., 1980: Hydrogeologia i hydrochemia wód termalnych Lądka-Zdroju. Problemy Uzdrowiskowe 4(150).
Ciężkowski W.,1983: Wody termalne Lądka Zdroju, [w:] II Ogólnopol. Symp. Współczesne Problemy Hydrogeologii Regionalnej, Lądek-Zdrój, 30-40.
Ciężkowski W., 1990: Studium hydrogeochemii wód leczniczych Sudetów polskich. Prace Naukowe Instytutu Geotechniki Politechniki Wrocławskiej, 60.
Ciężkowski W., 1998: Lądek-Zdrój, Dolnośląskie Wydawnictwo Edukacyjne, 235.
Ciężkowski W., 2000: Wody lecznicze Ziemi Kłodzkiej. [w:] Zdroje Ziemi Kłodzkiej, s. 77-93.
Ciężkowski W., 2011: Kierunki rozwoju i możliwości wykorzystania geotermii głębokiej na Dolnym Śląsku. [w:] Ropuszyńska-Surma E., Szalbierz Z.: Strategia rozwoju energetyki na Dolnym Śląsku na podstawie metody Foresightowej Delphi. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
Ciężkowski M., Ciężkowski W.,1982/1983: Źródła Lądka Zdroju. Historia i badania. Balneol. Pol., t. XXVII, z. 1-4, 5-19.
Ciężkowski W., Doktór S., Graniczny M., Kabat T., Kozłowski J., Liber E., Przylibski T., Teisseyre B., Wiśniewska M., Zuber A., 1996: Próba określenia obszarów zasilania wód leczniczych pochodzenia infiltracyjnego w Polsce na podstawie badań izotopowych. Zał. 20. Złoże wód leczniczych Lądka-Zdroju. Zakład Badawczo-Usługowy „Zdroje", Wrocław.
Ciężkowski W., Marszałek H., Wąsik M., 2011a: Metody badawcze w poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż wód termalnych w sudeckim regionie geotermalnym. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1-2/2011.
Ciężkowski W., Michniewicz M., Przylibski T.A., 2011b: Wody termalne na Dolnym Śląsku. [w:] Żelaźniewicz A., Wojewoda J., Ciężkowski W. (red.): Mezozoik i Kenozoik Dolnego Śląska. WIND, Wrocław.
Ciężkowski W., Marszałek H., Wąsik M., 2016: Projekt robót geologicznych poszukiwania wód termalnych otworem LTZ-1 w Lądku-Zdroju, archiwum Urzędu Gminy Ladek-Zdrój.
Cieżkowski W., Liber-Makowska E., Ciekot B., Ogórek A., 2011c: Charakterystyka warunków występowania i eksploatacji wód termalnych Lądka-Zdroju. Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój. Zeszyt 1-2 (247-248), 61-70.
Cieżkowski W., Liber-Makowska E., Ciekot B., Ogórek A., 2016: Charakterystyka złoża wód leczniczych Lądka-Zdroju. Raporty Inst. Gór. Ser. PRE nr 5, Politechnika Wrocławska, Wrocław, 1-10.
Cwojdziński S., 1977: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Trzebieszowice. Inst. Geol., Warszawa.
Cwojdziński S., 1981: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Stronie Śląskie. Inst. Geol., Warszawa.
Cwojdziński S., Jodłowski S., 1982: „Plamowe" koncentracje bazaltowe masywu czeskiego i Dolnego Śląska. Biul. Inst. Geol., Nr 341, ss. 201-229.
Cwojdziński S., Młynarski S., Dziewińska L., Jóźwiak W., Zientara P., Baziuk T., 1995: GB-2A – pierwszy sejsmiczny profil głębokich badań refleksyjnych (GBS) na Dolnym Śląsku. Prz. Geol., Vol. 43, ss. 727-737.
Cymerman Z., Cwojdziński S., 1984: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Strachocin. Inst. Geol., Warszawa.
Dębicki J., 2000: Uzdrowiska Ziemi Kłodzkiej do końca XVIII wieku, [w:] Ciężkowski W., Dębicki J., Gładkiewicz R.: Zdroje Ziemi Kłodzkiej. Historia, przyroda, kultura, przyszłość, Wyd. Uniwersytetu Wrocławskiego, 13-32.
Dobrzyński D., Leśniak P., 2010: Two contrasting geothermal systems – towards the identification of geochemical reaction pattern and groundwater temperature, the Sudetes, Poland. Extendendabstracts – Groundwater Quality Sustainability, 12-17 September, Kraków.
Doktór S., Graniczny M., Wiśniewska M., 1985: Wykorzystanie badań teledetekcyjnych do poszukiwań wód termalnych i mineralnych na przykładzie masywu granitowego Karkonoszy. Prz. Geol., Vol. 33, No. 8, ss. 454-458.
Don J., 1964: Góry Złote i Krowiarki jako elementy składowe metamorfiku Śnieżnika. Geologia Sudetica, vol. I.
Don J., 1996: The Late Cretaceous Nysa Graben: implications for Mezosoic-Cenozoic fault-block tectonics of the Sudetes, Z. Geol. Wiss. 24(3/4) , Berlin, ss. 317-324.
Dowgiałło J., 1976: Wody termalne Sudetów. Acta Geologica Polonica, vol. 26, No 4.
Dowgiałło J., 1978: Mineral and thermal waters of the Sudetes against the geological background, Proceedings of Conference of Cieplice Spa (Poland), Publ. By GeologicalInstitute, p. 21-27.
Dowgiałło J., 2001: Sudecki region geotermalny – określenie, podział, perspektywy poszukiwawcze. W: Współczesne Problemy Hydrogeologii, Vol.10, ss. 301-308.
Dowgiałło J., 2002: The Sudetic geothermal region of Poland. Geothermics 31.
Dowgiałło J., 2007: Stan rozpoznania zasobów termalnych regionu sudeckiego i perspektywy ich wykorzystania. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 2/2007.
Dowgiałło J, Fistek J, 2007: Prowincja sudecka. W: Hydrogeologia regionalna Polski, tom. 2, Wody

Dowgiałło J., Hałas S., Porowski A., 2005: Isotope temperature indicators of thermal waters in South-Western Poland. Proceedings World Geothermal Congress 2005, Anatalya, Turkey.
Dz.U. nr 196 z 2015 r.: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczpospolitej Polskiej w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo geologiczne i górnicze.
Edmunds M., Smedley P., 2005: Fluoride in natural waters, [w:] Sellinus O. (red.) – Essentials of medical geology, impacts of the natural environment on public health, Elsevier Academic Press, US, ss. 301-329.
Fistek J., 1977: Szczawy Kotliny Kłodzkiej i Gór Bystrzyckich. Biul. Geol. UW, t. 22, ss. 61-111.
Fistek J., 1989: Rola uskoku Pstrążna – Gorzanów w kształtowaniu warunków hydrogeologicznych SW obrzeżenia synklinorium śródsudeckiego. Prace Nauk. Inst. Geotech. PWr, Nr 58, seria: Konferencje nr 29, ss. 362-368.
Fistek J., Fistek A., 1996: Problematyka poszukiwań nowych wystąpień wód termalnych na obszarze województwa wałbrzyskiego. Górnictwo Odkrywkowe, XXXVIII, nr 6, Wrocław.
Fistek J., Fistek A., 2002: Geotermia Dolnego Śląska – zasoby, wykorzystanie, koszty inwestycyjne. [w:] Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii na przykładzie Dolnego Śląska. Polski Klub Ekologiczny – Okręg Dolnośląski, Wrocław.
Fistek J., Szarszewska Z.,1975: Nowe ujęcie wody termalnej w Lądku Zdroju. Przew. XLVII Zjazdu Pol. Tow. Geol. Wyd. Geol., Warszawa, 259-262.
Frąckiewicz W., Teisseyre H., 1973: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Międzygórze. Inst. Geol., Warszawa.
Gierwielaniec J., 1968a: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Lądek Zdrój. Inst. Geol., Warszawa.
Gierwielaniec J.,1968b: Lądek Zdrój i jego wody mineralne. Kwart. Geol., T 12, No 3.
Gierwielaniec J.,1970: Z geologii Lądka-Zdroju. Pr. Nauk. Inst. Geotech. PWr. nr 5, Studia i Materiały nr 5, 1- 43.
Gierwielaniec J., Szarszewska Z., 1978: LądekZdrój (Lądek springs), Proceedings of Conference of Cieplice Spa (Poland), Publ. By Geological Institute, p. 371-373.
Graniczny M., 1994: Strefy nieciągłości tektonicznych w świetle korelacji wielotematycznych danych geologicznych na przykładzie Żarnowca i Ziemi Kłodzkiej. PIG, Warszawa.
Gunnlaugsson, E., Ármannson, H., Thorhallson, S., Steingrímsson, B., 2014. Problems in geothermal operation – scaling and corrosion. Presented at the 'Short course VI on utilizatio of low and medium enthalpy geothermal resources and financial aspects of utilization organized by UNU-GTP and LaGeo in Santa Tecla, El Salvador, March 23-29, 2014.
Jagadeshan G., Kalpana L., Elango L., 2015: Hydrogeochemistry of high fluoride groundwater in hard rock aquifer in s part of Dharmapuri District, Tamil Nadu, India, Geochemistry International, vol. 503, No 6, ss. 554-564.
Kasza L., 1958: Szczegółowa mapa geologiczna Sudetów, 1 : 25000, ark. Nowa Morawa. Inst. Geol., Warszawa.
Kanasiewicz J., Sylwestrzak H., 1970: Zależność między przebiegiem głębokich stref tektonicznych a rozmieszczeniem złóż endogenicznych w Sudetach. Prz. Geol., Vol. 18, No. 5, ss. 219-221.
Kiełczawa B., 2001a: Wybrane zagadnienia chemizmu wód kredowego piętra wodonośnego rowu górnej Nysy Kłodzkiej, [w:] Współczesne Problemy Hydrogeologii X, t. 1, Wrocław, ss. 321-327.
Kiełczawa B., 2001b: Wody zmineralizowane Gorzanowa. Praca doktorska, Wydział Górniczy PWr, Raporty Inst. Gór. Ser. PRE nr 9, Politechnika Wrocławska, ss.1-167.
Kiełczawa B.,2013: Charakterystyka hydrochemiczna wód termalnych Lądka-Zdroju, Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój, nr 2, 105-116.
Kiełczawa B., 2016: Zarys balneoterapeutycznego zastosowania wód termalnych, Wyd. Wydziału Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii, 137.
Kincel R., 1994: Sławne kąpielami Landek, [w:] U Szląskich Wód, Oficyna „Silesia", 16-37.
Kondracki J.,1998: Geografia regionalna Polski.
Krzonkalla-Maryniuk A., 2015: Hydrogeologiczne osobliwości Ziemi Kłodzkiej, praca dyplomowa, Archiwum PWr, 117.
Leśniak P., 1987: Some ionic equlibria of Sudetic thermal waters, Proceedings of Conference of Cieplice Spa (Poland), Publ. By Geological Institute, p. 389-394.
Leśniak P., Nowak D., 1993: Water-rock interaction in some mineral waters in the Sudetes, Poland: implications for chemical geothermometry. Annales Societatis Geologorum Poloniae, vol. 63.
Liber E., 1997: Charakterystyka wydajności ujęć wód termalnych Lądka Zdroju. W: Współczesne problemy hydrogeologii, T. 8, Wydaw. WIND, Wrocław, 357-360.
Liber E., 2001: Zmienność wydajności ujęć wód leczniczych eksploatowanych samoczynnie ze złóż sudeckich. Praca doktorska. Raporty Inst. Gór. Ser. PRE nr 3, Politechnika Wrocławska, Wrocław, 1-169.
Liber E., 2009: Charakterystyka opróżniania zbiornika wód szczelinowych głębokiego krążenia na przykładzie złoża wód termalnych Lądka-Zdroju. Biuletyn PIG, 436, 317-322.

Liber E., Liber A., 2003a: Modelowanie wydajności ujęć termalnych wód leczniczych eksploatowanych samoczynnie w Lądku Zdroju przy zastosowaniu sieci neuronowych. Modelowanie i symulacja komputerowa w technice. II Sympozjum, Łódź, s. 111-114.
Liber E., Liber A., 2003b: Analiza falkowa wydajności ujęć wód leczniczych w Lądku Zdroju. W: Współczesne problemy hydrogeologii, T. 11., s. 377-380.
Liber A., Liber E., 2005: Zmiany wydajności ujęć wód leczniczych w Lądku Zdroju i Szczawnie Zdroju w świetle nowych metod badań. W: Współczesne problemy hydrogeologii. T. 12, s. 453-460.
Liber-Makowska E., 2011: Dynamiczne oddziaływanie pomiędzy ujęciami wód termalnych Lądka-Zdroju. Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój. Zeszyt 1-2 (247-248), 71-80.
Liber-Makowska E., 2011: Geotermia w Lądku-Zdroju, Pryzmat nr 249, PWr, 26-27.
Liber E., Kiełczawa B., 2009: Wody termalne w rejonie Ziemi Kłodzkiej – wystąpienia udokumentowane i perspektywiczne. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 2/2009.
Marsch A., 2009: Kur- und Badeorte Schlesiens – einstundjetzt. Śląskie kurorty I zdroje – dawniej I dziś, Bergstadtverlag Wilhelm Gottlieb Korn, 167.
Michniewicz M., 1981: Próba interpretacji wczesnych etapów tektogenezy Sudetów w nawiązaniu do teorii diapiryzmu wgłębnego oraz koncepcji głębokich rozłamów. Geologia Sudetica, Vol. 16, No. 2, ss. 75-141.
Mroczkowska B., 1978: Występowanie fluoru w wodach sudeckich, Arch. PIG Oddz. Dolnośląski, Wrocław.
Ostrowicz A., 1881: Landek w Hrabstwie Kłockiem w Szląsku. Podręcznik informacyjny dla gości kąpielowych, 201.
Parkhurst, D.L., Appelo, C.A.J., 1999: User's guide to PHREEQC (Version 2) — a computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. U.S. Geological Survey Water-Resources Investigations Report 99-4259, 312 pp.
Plewa S., 1994: Rozkład parametrów geotermalnych na obszarze Polski. Wyd. CPPGSMiE PAN, Kraków.
Plewa M. (red.), 1996: Badania ciepła radiogenicznego skał krystalicznych i osadowych obszaru sudeckiego. Prace Geol., nr 141, Kom. Nauk. Geol. PAN, Kraków
Polański A., Smulikowski K., 1969: Geochemia. Wyd. Geol., Warszawa, s. 662.
Porowski A., 2008: Sens i znaczenie badań geotermometrycznych w poszukiwaniach wód termalnych o niskiej entalpii. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój 46(2).
Porowski A., Dowgiałło J., 2009: Application of selected geothermometers to exploration of low-enthalpy thermal water: the Sudetic Geothermal Region in Poland. Environ. Geol., 58, s. 1629-1638.
Pożaryski W., 1975: Interpretacja geologiczna wyników głębokich sondowań sejsmicznych na VII profilu międzynarodowym. Prz. Geol. Vol. 23, no 4, ss. 163-171.
Przylibski T.A., 2005: Radon. Składnik swoisty wód leczniczych Sudetów. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
Przylibski T.A. (red.), 2007: Studium możliwości rozpoznania nowych wystąpień wód zmineralizowanych, swoistych i termalnych na obszarze Bloku Przedsudeckiego. Instytut Górnictwa, Politechnika Wrocławska.
Szarszewska Z.,1967: Dokumentacja hydrogeologiczna złoża wód leczniczych Lądka Zdroju. PP OTU, Warszawa.
Szarszewska Z., Madej E.,1974: Dokumentacja hydrogeologiczna złoża wód leczniczych z utworów prekambru ujętych odwiertem L-2 (700 m) w Lądka Zdroju. B.P. i U.T.B.U. „Balneoprojekt", Warszawa.
Szewczyk J., 2007: Strumień cieplny a temperatura i mineralizacja wód podziemnych. [w:] Paczyński B., Sadurski A. (red.): Hydrogeologia regionalna Polski, T. II, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
Wziątek A.,1999: Uzdrowiska Ziemi Kłodzkiej na dawnej pocztówce. Die Kurorte der Grafschaft Glatz auf der alten Postkarte, Kolekcjoner, ss. 129.
Zuber A., Weise S.M., Osenbrück K., Grabczak J., Ciężkowski W., 1995: Age and recharge area of thermal waters in Lądek Spa (Sudeten, Poland) deduced from environmental isotope and noble gas data. Journal of Hydrogeology 167.
Zuber A., Różański K., Ciężkowski W. (red.), 2007: Metody znacznikowe w badaniach hydrogeologicznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
Żelaźniewicz A., 2005: Przeszłość geologiczna. W: Fabiszewski J. (red.), 2005: Przyroda Dolnego Śląska. PAN – Oddział we Wrocławiu, s. 61-134.

5.7.2. Rozpoznanie warunków hydrogeotermalnych masywu krystalicznego w rejonie Lądka Zdroju na podstawie reinterpretacji danych geofizycznych

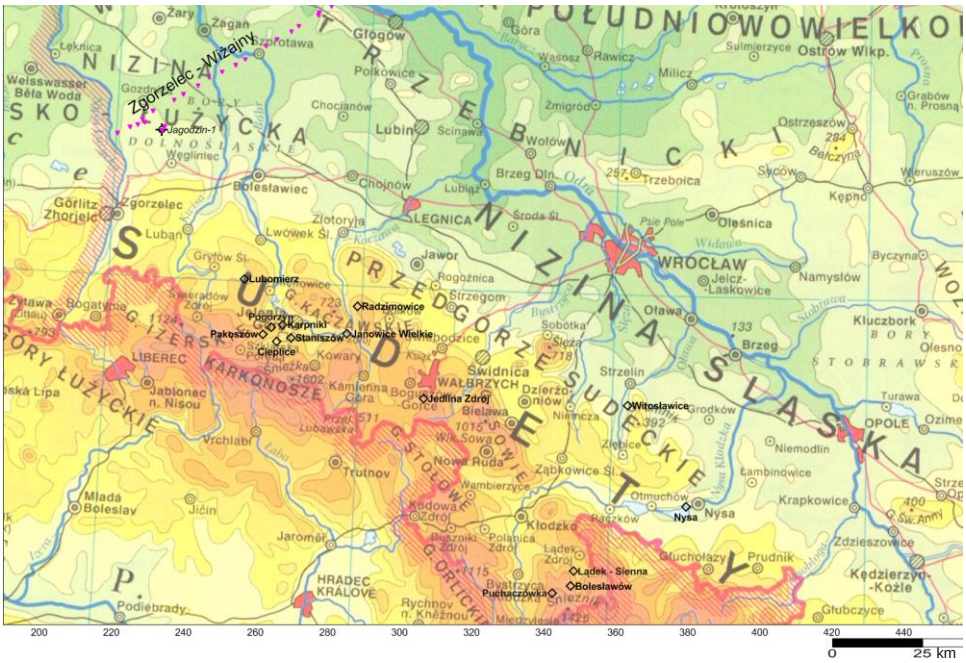
5.7.2.1. Wstęp

Złoże wód geotermalnych w rejonie Lądka-Zdroju występuje w specyficznych warunkach geologicznych, charakterystycznych dla obszaru sudeckiego natomiast zasadniczo różnych od spotykanych w pozostałych regionach Polski. Ma ono charakter szczelinowy i wypełnia zeszczelinowane utwory krystaliczne tzw. metamorfiku (krystaliniku) Lądka-Śnieżnika. Ww. wody występują głównie w utworach mezometamorficznej i polimetamorficznej formacji strońskiej, zbudowanej głównie z łupków łyszczykowych z wkładkami marmurów i paragnejsów. Po części złoże obejmuje również infrakrystaliczną (prawdopodobnie katametamorficzną i częściowo ultrametamorficzną) formację gierałtowską, zbudowaną w tym rejonie głównie z gnejsów. Ujęte i eksploatowane horyzonty wodonośne mają charakter naporowy co powoduje, że dotychczasowa eksploatacja zarówno źródeł powierzchniowych, jak też jednego otworu wiertniczego (o głębokości ok. 700 m p.p.t.) ma charakter samowypływów. Szczelinowy charakter skał zbiornikowych jest przyczyną pewnego zaniepokojenia przedstawicieli Zarządu Uzdrowiska w Lądku, eksploatującego dotychczas niepodzielnie ww. złoże. Łączność hydrauliczna poszczególnych części złoża poprzez systemy szczelin powoduje bardzo szybką reakcję istniejących ujęć na pracę ujęć dodatkowych, co zostało w historii eksploatacji sprawdzone empirycznie. Sumaryczna wydajność ujęć (działających na zasadach samowypływów) pozostaje na stabilnym (stałym) poziomie. Pojawiły się obawy, że odwiercenie nowego otworu i jego ewentualna eksploatacja zakłóci pracę istniejących ujęć użytkowanych przez Uzdrowisko. Zasadność powyższych uwag trudno ocenić na podstawie aktualnie dostępnych danych. Istniejące ujęcia zarówno powierzchniowe (źródła, studnie) jak i otworowe, sięgają do poziomu maksymalnie ok. 700 m p.p.t., natomiast cel projektowanego odwiertu znajduje się na głębokości rzędu 2500 m p.p.t. Dane geofizyczne (sondowania magnetotelluryczne) wskazują na obecność dwu poziomów (raczej stref) zeszczelinowanych i wypełnionych wodami mineralnymi (geotermalnymi). Nie można niestety przesądzić czy rozdzielająca te poziomy warstwa o podwyższonej oporności nie jest przecięta szczelinami zapewniającymi łączność hydrauliczną pomiędzy nimi, ani też nie można dokonać oceny ilościowej takiego połączenia. Skromny zakres danych magnetotellurycznych nie pozwala na ocenę przestrzennego rozkładu poziomów wodonośnych i potencjalnej warstwy izolującej. Charakterystyka warunków geologicznych w jakich występuje złoże hydrogeotermalne w rejonie Lądka Zdroju powoduje, że można je uznać za reprezentatywne dla obszaru sudeckiego. Wykonane tutaj badania, a także przyszłe bardziej zaawansowane projekty można więc traktować jako pilotowe dla tego regionu. W pierwszym rozdziale prezentowanego sprawozdania przedstawiony został przegląd badań magnetotellurycznych w obszarze sudeckim w celu szerszego zarysowania problematyki badań geofizycznych w jego specyficznych warunkach.

5.7.2.2. Badania elektromagnetyczne w problematyce geotermalnej w regionie sudeckim

Obszar sudecki obejmujący Sudety oraz blok przedsudecki charakteryzuje się różnorodną i często wysoce skomplikowaną budową geologiczną. Jednocześnie jest to obszar bardzo interesujący z punktu widzenia surowcowego. Istotne z gospodarczego i ekologicznego punktu widzenia są z pewnością zasoby energii geotermalnej i wód mineralnych. Wysoki stopień komplikacji budowy geologicznej przekłada się na utrudnienia w pracach poszukiwawczych, lub też bardziej ogólnie w geologicznych i geofizycznych wgłębnych badaniach rozpoznawczych. W szczególności magmowy i metamorficzny orogen sudecki oraz krystaliczne podłoże jego przedpola są niewdzięcznym rejonem dla metody sejsmicznej, będącej głównym narzędziem w strukturalnych badaniach kompleksów osadowych. W tej sytuacji w pracach poszukiwawczych oraz w badaniach strukturalnych otwiera się pole do wykorzystania innych metod geofizycznych, w szczególności metod elektromagnetycznych, których najbardziej wszechstronnym wariantem jest metoda magnetotelluryczna (MT -1…,1996, Stefaniuk i in., 2011). W obszarze sudeckim badania MT wykonane zostały w niewielkim zakresie chociaż z dobrymi wynikami (Rys. 5.7.2.1., 5.7.2.2.). Przykłady badań ilustrujących możliwości tej metody w problematyce geotermalnej ww. obszaru są przedmiotem prezentowanej pracy.

W badaniach w obszarze sudeckim wykorzystane zostały trzy podstawowe warianty metodyczne ww. metody: głębokie sondowania magnetotelluryczne w szerokim zakresie częstotliwości (MT/AMT), sondowania w paśmie audiomagnetotellurycznym AMT (wysokoczęstotliwościowe), ciągłe profilowania magnetotelluryczne i audiomagnetotelluryczne oraz sondowania i profilowania ze sztucznym źródłem pola pierwotnego (CSAMT). W charakterze ilustracji wykorzystania metody magnetotellurycznej w rozpoznawaniu wód termalnych przedstawione zostały badania wykonane w rejonie Cieplic, Polanicy Zdroju oraz Nysy. Powyższe oraz inne przykłady badań zrealizowanych na zlecenie indywidualnych inwestorów potwierdzają efektywność metody MT w zakresie względnie głębokiego (do 2-3 km) rozpoznania stref uskokowych jako perspektywicznych dla występowania wód termalnych a także wód mineralnych (Stefaniuk i in., 2011).



Rys. 5.7.2.1. Lokalizacja badań geoelektrycznych w obszarze sudeckim na tle mapy fizycznej Polski (wg Stefaniuk i in., 2011, uzupełnione)

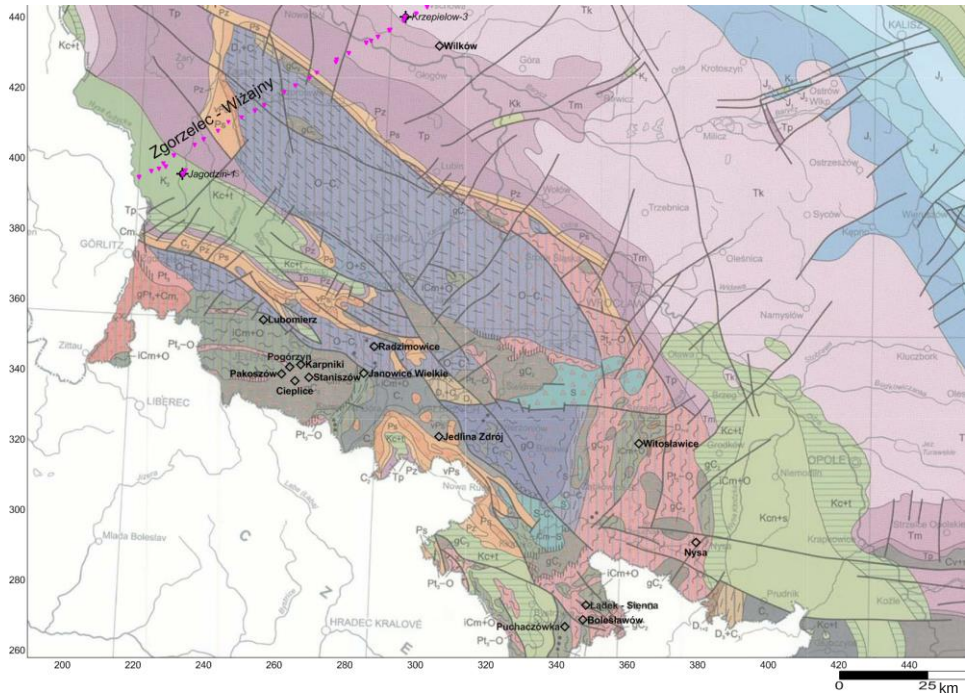
5.7.2.3. Geotermalna charakterystyka regionu sudeckiego

Sudety i podłoże bloku przedsudeckiego położone w południowo – zachodniej części Polski zbudowane są głównie ze starych skał krystalicznych przykrytych częściowo przez młodsze osady (Rys. 5.7.2.2). Prekambryjskie i dolnopaleozoiczne gnejsy i łupki metamorficzne z wkładkami marmurów były intrudowane w górnym karbonie przez kwaśne magmy granitoidowe które uformowały m. in. masyw karkonosko – izerski i granitoid kłodzko - złotostocki. W strukturach synklinalnych skały krystaliczne są przykryte przez różnowiekowe, fanerozoiczne skały osadowe (od syluru po czwartorzęd). Okres trzeciorzędowy zaznaczył się poprzez spektakularny podskorupowy wulkanizm typu bazaltoidowego, którego pozostałością są resztki stożków i pokryw wulkanicznych rozsiane po regionie tworzące tzw. dolnośląską formację bazaltoidową (Stefaniuk i in., 2017). Wody geotermalne występują w tym regionie w obrębie formacji krystalicznych. Większość fragmentarycznych badań hydrogeotermalnych przeprowadzonych w polskiej części Sudetów była ograniczona do stref występowania wód termalnych wykorzystywanych do celów leczniczych oraz do nielicznych obszarów dla których wykonane zostały badania prospekcyjne dla tego typu zasobów (Dowgiałło, 2002, Ciężkowski, 2011). Jednak obszar sudecki charakteryzuje się korzystnymi warunkami termicznymi. W Cieplicach nawiercona została woda o temperaturze 86,7ºC na głębokości 2002.5 m. Z tego powodu obszar Cieplic położony w obrębie sudeckiego region geotermalnego został wytypowany do badań mających na celu rozpoznanie perspektywicznej lokalizacji ujęcia typu HDR a także odpowiedniej lokalizacji systemów binarnych (Wójcicki i in., 2013, Bujakowski i in., 2014).

5.7.2.4. Przegląd zastosowanych metod geoelektrycznych

Podstawy metody magnetotellurycznej

Metoda magnetotelluryczna (właściwie metody magnetotelluryczne) jest to zespół metod geoelektrycznych wykorzystujących harmonicznie zmienne pole elektromagnetyczne do rozpoznawania rozkładu oporności w ośrodku geologicznym (Stefaniuk i in., 2008, Stefaniuk i in., 2011). U podstaw tej metody leży założenie pola źródłowego w postaci płaskiej fali elektromagnetycznej równoległej do powierzchni Ziemi (Berdichevsky, 1968). Geneza pola źródłowego stanowi podstawę wydzielenia podstawowych wariantów ww. metody. W klasycznej metodzie magnetotellurycznej (MT-1…,1996) pole źródłowe o zakresie częstotliwości ok. 1 – 0.0001 Hz generowane jest poprzez procesy będące skutkiem oddziaływania wiatru słonecznego na jonosferę. Propagacja w atmosferze fali elektromagnetycznej wywołanej przez odległe wyładowania atmosferyczne jest źródłem pola pierwotnego w wysokoczęstotliwościowej odmianie metody magnetotellurycznej zwanej metodą audiomagnetotelluryczną (AMT, *ang. Audiofrequency Magnetotellurics*, (Wait, 1962, Strangway, 1973). W wysokoczęstotliwościowych, płytkich aplikacjach wykorzystywane jest także odpowiednio oddalone źródło sztuczne o specyficznej konfiguracji geometrycznej (Goldstein, 1975). Ten wariant metody znany jest jako metoda audiomagnetotelluryczna z kontrolowanym źródłem (CSAMT, *ang. Controlled Source Audiofrequency Magnetotellurics*). Zakres częstotliwości tzw. pasma audiomagnetotellurycznego mieści się w granicach ok. 1 Hz – 20 kHz.



Rys. 5.7.2.2. Lokalizacja badań geoelektrycznych w obszarze sudeckim na tle mapy geologicznej Polski (Stefaniuk i in.,2011, uzupełnione, mapa geologiczna wg Marks i in., 2006)

Teoretyczne podstawy metody sondowań magnetotellurycznych (MT-1…, 1996) dla ośrodka jednowymiarowego, opracowane zostały niezależnie przez Tichonowa (1950) (Tichonov, Ob…) i Cagniarda (1953). Podstawowym parametrem wyznaczanym w metodzie magnetotellurycznej jest zespolony tensor impedancji (Z). W ogólnym przypadku impedancja wiąże składowe pola elektromagnetycznego na powierzchni Ziemi (Stefaniuk i in., 1996):

$$\begin{vmatrix} E_x \\ E_y \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} Z_{xx} & Z_{xy} \\ Z_{yx} & Z_{yy} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} H_x \\ H_y \end{vmatrix} \qquad (1)$$

Własności składowych tensora impedancji odzwierciedlają parametry modelu geoelektrycznego ośrodka geologicznego i zależą od stopnia jego skomplikowania:

- w przypadku ośrodka 1D (zmienność oporności tylko w jednym kierunku np. pionowym)

$$Z_{xx} = Z_{yy} = 0 \text{ oraz } Z_{xy} = -Z_{yx} \qquad (2)$$

- w przypadku ośrodka 2D (oś "x" układu pomiarowego skierowana prostopadle do osi jednorodności, zmienność rozkładu oporności nie występuje wzdłuż osi "y" - zmiana oporności w płaszczyźnie)

$$Z_{xx} = Z_{yy} = 0 \text{ oraz } Z_{xy} \neq -Z_{yx} \qquad (3)$$

Dla ośrodka 2D można więc rozważać dwie polaryzacje pola magnetotellurycznego:

- YX (polaryzacja elektryczna), gdy rozpatrujemy składową

$$Z_{yx}=E_y/H_x \qquad (4)$$

- XY (polaryzacja magnetyczna), gdy rozpatrujemy składową

$$Z_{xy}=E_x/H_y \qquad (5)$$

W ośrodku trójwymiarowym (3D), w którym oporność jest zmienna we wszystkich kierunkach wszystkie składowe tensora impedancji są różne.

Dla tak zdefiniowanej impedancji oblicza się krzywe oporności pozornej na podstawie wyrażeń:

$$\rho_{xy} = \frac{1}{\omega\mu} \left|Z_{xy}\right|^2 \qquad (6)$$

$$\rho_{yx} = \frac{1}{\omega\mu} \left|Z_{yx}\right|^2 \qquad (7)$$

oraz krzywe fazowe:

$$\varphi_{xy} = ArgZ_{xy} \qquad (8)$$

$$\varphi_{yx} = ArgZ_{yx} \qquad (9)$$

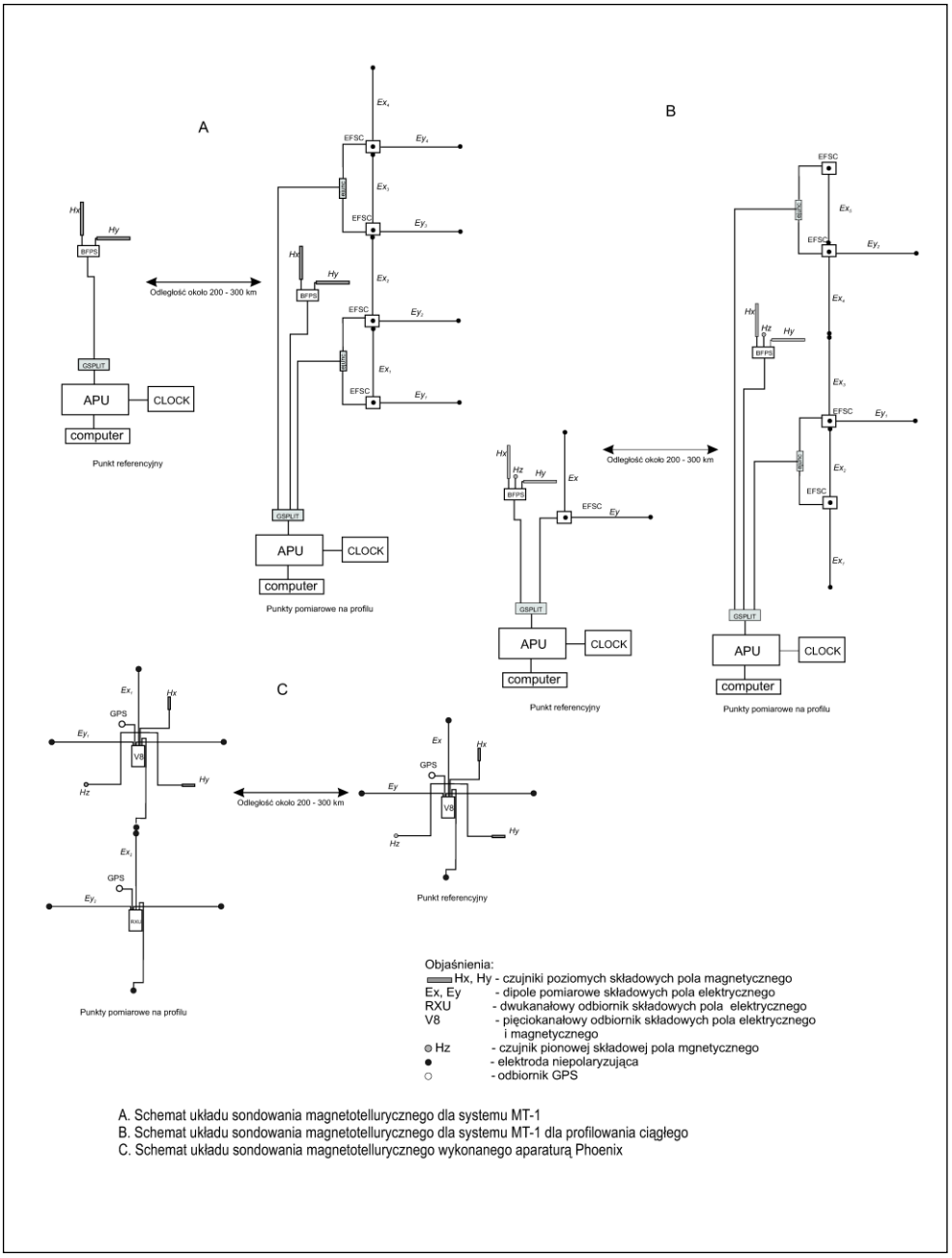
W powyższych wyrażeniach ω - oznacza częstość kołową, μ - przenikalność magnetyczną próżni.

Przebiegi czasowe zarejestrowane dla wzajemnie prostopadłych składowych horyzontalnego pola elektrycznego i magnetycznego pozwalają na określenie składowych tensora impedancji. Są one funkcjami częstotliwości pola elektromagnetycznego oraz położenia układu pomiarowego x, y względem rozciągłości struktur geologicznych, które określają geometrię rozkładu przewodności ośrodka. Tensor impedancji zawiera m.in. informacje o wymiarze i charakterystyce rozkładu parametrów geoelektrycznych ośrodka geologicznego (Swift, 1962, Simpson, Bahr, 2005, Wojdyła, Stefaniuk, 2011). Rozkład oporności w ośrodku geologicznym ma zwykle złożony trójwymiarowy charakter. Modele 1D i 2D są uproszczeniem akceptowalnym w pewnych warunkach. Wymiarowość ośrodka określa wybór metodyki interpretacji danych MT.

Elementy metodyki i techniki badań magnetotellurycznych

Podstawowy układ pomiarowy sondowania magnetotellurycznego składa się z dwóch wzajemnie prostopadłych dipoli elektrycznych oraz trzech czujników magnetycznych (Rys. 5.7.2.3C). Zwykle stosowane są jednak bardziej skomplikowane modyfikacje tego układu (Stefaniuk i in., 2003). W magnetotellurycznych profilowaniach ciągłych wykorzystywany był układ pomiarowy przedstawiony na rysunku 5.7.3B (Stefaniuk i in., 2003, Stefaniuk i in., 2008, Stefaniuk i in., 2011). W celu eliminacji wpływu zakłóceń elektromagnetycznych pomiary wykonywane były dwupunktowo z tzw. oddalonym magnetycznym punktem referencyjnym (Goubau i in., 1978, Gamble i in., 1979).

Prace z wykorzystaniem metody CSAMT wykonywane były metodą skalarną (Yamashita, 2006, Zonge, Hughes, 1991). Schemat układu pomiarowego (nadawczego i odbiorczego) przedstawiono na rysunku 5.7.2.4. Długość dipola nadawczego A i B wynosiła od 600 metrów do 4 km. Układ nadawczy zlokalizowany był w odległości 3-8 km od układu pomiarowego. Czas pomiaru dla pojedynczego cyklu trwał ok. 60 minut, co pozwoliło na uzyskanie wysokiej jakości krzywych CSAMT w przedziale częstotliwości 10 kHz do 0.6 Hz. Ten zakres częstotliwości nie był jednak w całości przedmiotem interpretacji geofizycznej. Ograniczenia interpretacyjne wynikają z zależności konfiguracji (geometrii) pola źródłowego od odległości pomiędzy punktem pomiarowym, a dipolem prądowym (Rys. 5.7.2.4). W pobliżu dipola prądowego, w tzw. strefie bliskiej (*ang. near field*), geometria pola jest skomplikowana i odzwierciedla wzajemne położenie elektrod prądowych. W pewnej odległości od dipola, w obszarze otaczającym oś dipola prądowego, pole elektromagnetyczne osiąga geometrię bliską płaskiej fali elektromagnetycznej padającej prostopadle do powierzchni ziemi. Obszar ten nazwany jest strefą daleką lub polem dalekim *(ang. far field*).



A. Schemat układu sondowania magnetotellurycznego dla systemu MT-1
B. Schemat układu sondowania magnetotellurycznego dla systemu MT-1 dla profilowania ciągłego
C. Schemat układu sondowania magnetotellurycznego wykonanego aparaturą Phoenix

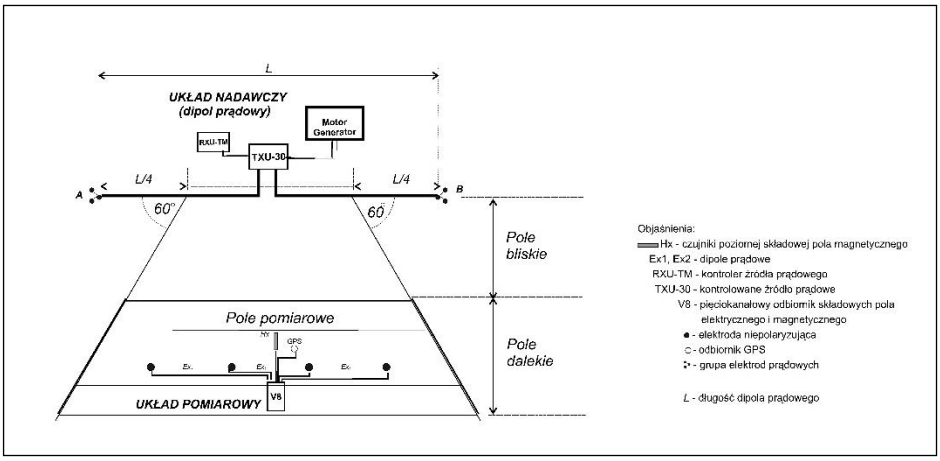
Rys. 5.7.2.3. Układy pomiarowe stosowane w badaniach magnetotellurycznych (Stefaniuk i in., 2011, zmienione)

Badania magnetotelluryczne wykonywane są w różnych wariantach metodycznych. Najczęściej stosowanym wariantem, wykorzystywanym zwykle w badaniach regionalnych i półszczegółowych są ciągi sondowań rozmieszczone w miarę regularnie wzdłuż linii profili. Wykonuje się także sondowania w wersji 3D, tzn. w węzłach regularnych siatek powierzchniowych. W badaniach szczegółowych stosuje się odpowiednio większe zagęszczenie siatki sondowań lub tzw. profilowanie ciągłe.

Magnetotelluryczne profilowanie ciągłe jest specyficzną modyfikacją metody magnetotellurycznej, której cechą charakterystyczną jest odpowiednio gęste, przestrzenne próbkowanie składowej pola elektrycznego równoległej do profilu pomiarowego, takie że przerwy w odległości pomiędzy środkami dipoli pomiarowych są równe lub mniejsze od długości tych dipoli (Stefaniuk i in., 2003, Stefaniuk i in., 2008). W rezultacie uzyskuje się ciągłe pokrycie profilu pomiarowego przez elektryczne dipole pomiarowe zorientowane do niego równolegle (Rys. 5.7.2.3 A, B). Próbkowanie pola magnetycznego i składowej pola elektrycznego prostopadłej do profilu pomiarowego jest w takiej metodzie zwykle znacznie rzadsze (Torres-Verdin, 1991). W obliczeniach parametrów magnetotellurycznych pole elektryczne rejestrowane przez szereg dipoli elektrycznych jest odniesione do jednej, centralnie zlokalizowanej pary czujników magnetycznych. Profile pomiarowe orientowane są zwykle prostopadle do rozciągłości struktur geologicznych, zmienność składowej elektrycznej prostopadłej do profilu jest więc znacznie mniejsza niż składowej do niego równoległej, co uzasadnia możliwość rzadszego jej opróbowania. Podstawy metody magnetotellurycznego profilowania ciągłego opracowane zostały, jako tzw. metoda EMAP (*ang. Electro*

Magnetic Array Profiling). Metodyka ta, w swoich teoretycznych założeniach, ma zapewnić zwiększenie wiarygodności interpretacji poprzez eliminację wpływu zjawiska przesunięcia statycznego (Stefaniuk i in., 2011). Efekt ten wywołany jest przez niewielkie niejednorodności przypowierzchniowe o rozmiarach porównywalnych do rozmiaru układu pomiarowego. Ciągłe rozmieszczenie dipoli elektrycznych wzdłuż profilu umożliwiło zastosowanie przestrzennej filtracji impedancji (Torres-Verdin, Bostick, 1992a, b). Ponieważ opracowane zostały nowe sposoby eliminacji przesunięcia statycznego, profilowanie ciągłe stosowane jest głównie w badaniach płytkich, jako wysokorozdzielcza modyfikacja metody MT.

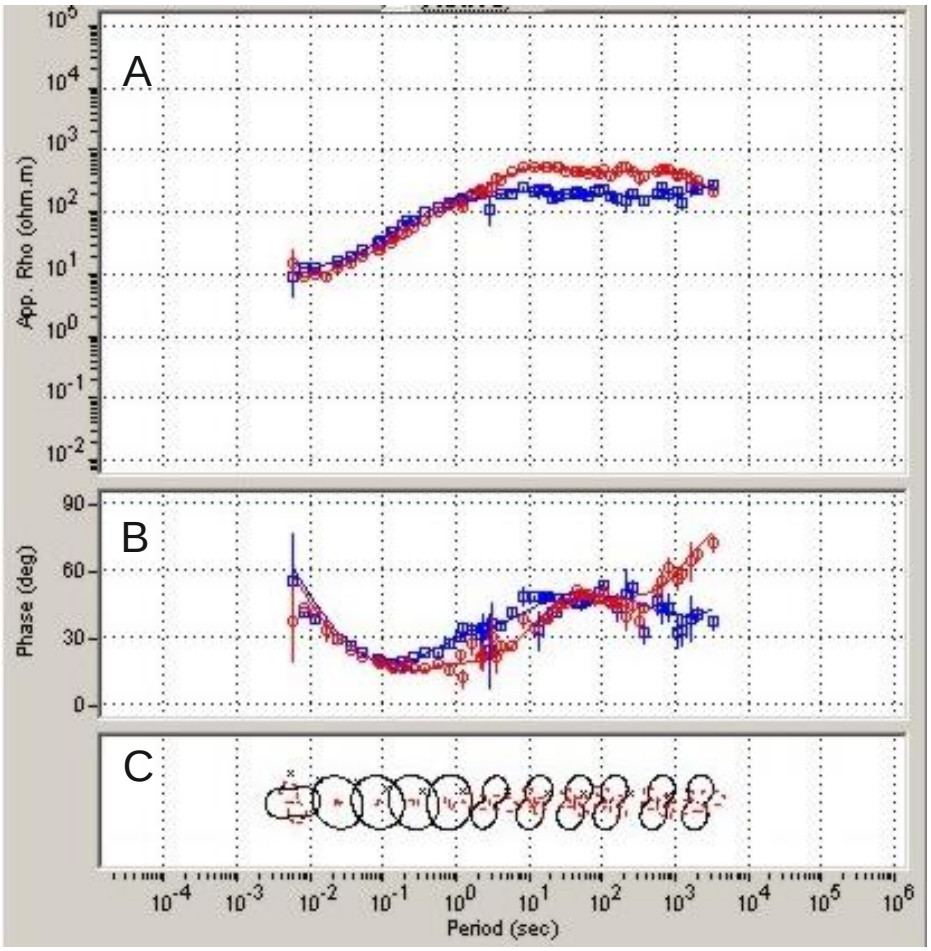
Jak wspomniano powyżej wspólną cechą wyróżniającą grupę metod magnetotellurycznych jest charakterystyczna konfiguracja pola źródłowego (Stefaniuk, Wojdyła, 2007). W założeniu jest to płaska fala elektromagnetyczna padająca z góry prostopadle do powierzchni Ziemi. Takie założenie znakomicie upraszcza rozwiązania matematyczne, opisujące rozkład pola indukowanego w ośrodku geologicznym. Jest ono stosunkowo dobrze spełnione dla klasycznej metody magnetotellurycznej (MT) i metody audio-magnetotellurycznej (AMT), w których wykorzystywane są źródła naturalne. W paśmie audiomagnetotellurycznym, podobnie jak w klasycznym paśmie magnetotellurycznym, pojawiają się zakresy częstotliwości, w których energia pola naturalnego jest niska. W rezultacie stosunek sygnału użytecznego do zakłóceń pogarsza się, generując duży rozrzut statystyczny danych pomiarowych. Takie zakresy częstotliwości nazwane zostały „martwymi pasmami" (*ang. dead band*). Utrudniają one uzyskanie wysokiej jakości wyników i zwiększają koszty akwizycji danych (Stefaniuk, Wojdyła, 2007). Próbę rozwiązania problemu „martwych pasm" podjęto wprowadzając sztuczne źródło pola magnetotellurycznego, którego parametry mogą być łatwo kontrolowane. W tym wariancie metody, określonym jako metoda CSAMT problemem pozostaje zachowanie odpowiedniej geometrii pola elektromagnetycznego, spełniającej kryteria pola magnetotellurycznego (Rys. 5.7.2.4). Jest to warunek konieczny dla wykorzystania stosunkowo prostych rozwiązań matematycznych, przyjętych w metodzie magnetotellurycznej. Jak wspomniano powyżej, pola zbliżone do płaskiej poziomej fali elektromagnetycznej pojawiają się w dalekiej strefie (*ang. far field*), w odpowiednio dużej odległości od źródła (Rys. 5.7.2.4). Odległość dalekiej strefy zależy od częstotliwości pola, natomiast sygnał elektromagnetyczny jest silnie tłumiony w ośrodku geologicznym powodując konieczność stosowania nadajnika o dużej mocy. Powyższe uwarunkowania ograniczają zakres częstotliwościowy metody do częstotliwości względnie wysokich, a tym samym ograniczają jej zasięg głębokościowy.



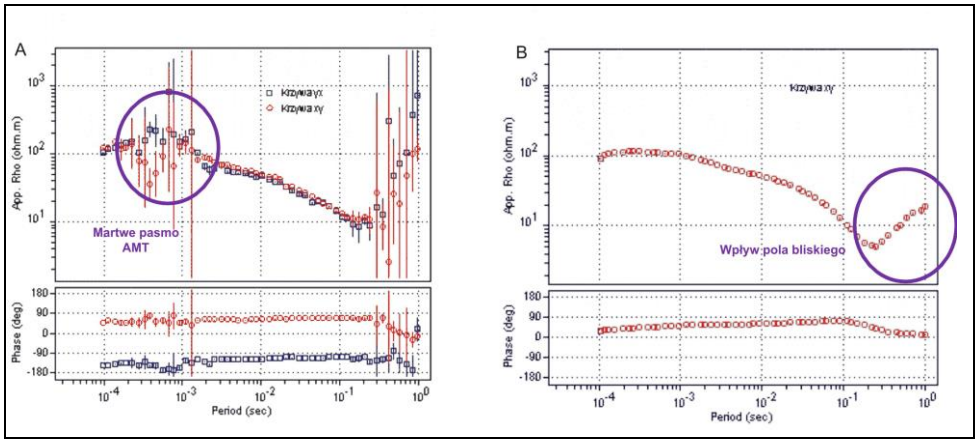
Rys. 5.7.2.4. Układ pomiarowy stosowany w metodzie CSAMT na tle rozkładu stref pola dalekiego i bliskiego dla dipola prądowego (Stefaniuk, Wojdyła, 2007, zmodyfikowane)

Przetwarzanie danych pomiarowych

Zarejestrowane przebiegi czasowe były przedmiotem wielostopniowego processingu referencyjnego w celu eliminacji zakłóceń o zmiennej charakterystyce przestrzennej (Goubau i in., 1978). Wynikiem obliczeń są składowe tensora impedancji Z_{xx}, Z_{yy}, Z_{xy}, Z_{yx} wiążące zmienne pole elektryczne i magnetyczne na powierzchni ziemi (Sims, 1971). Na ich podstawie wyznacza się tzw. diagramy kierunkowe impedancji obrazujące zależność modułu tensora impedancji od orientacji składowej elektrycznej. Składowe Z_{xy} i Z_{yx} wykorzystywane są do obliczenia krzywych amplitudowych i fazowych sondowań magnetotellurycznych, przy czym dla wariantu profilowania ciągłego wykorzystuje się składową Z_{xy} (Rys. 5.7.2.5). W metodzie CSAMT przetwarzanie danych odbywa się w zasadzie w trakcie pomiarów, co pozwala operatorowi na bieżącą kontrolę jakości zarejestrowanych danych. W ramach processingu pomiarowego wykonuje się natomiast edycję krzywych polowych. Przykład krzywej pomiarowej CSAMT zestawionej z krzywą AMT dla sondowań wykonanych w tym samych punkcie i dla identycznego zakresu częstotliwości przedstawia rysunek 5.7.2.6. Zwraca uwagę poprawa jakości danych CSAMT w stosunku do danych AMT, zwłaszcza w zakresach wspomnianych powyżej „martwych pasm" pola naturalnego.



Rys. 5.7.2.5. Przykład krzywych sondowań magnetotellurycznych i diagramów biegunowych impedancji. A krzywe amplitudowe, B krzywe fazowe, C diagramy biegunowe



Rys. 5.7.2.6. Porównanie krzywych sondowań AMT i CSAMT (Stefaniuk, Wojdyła, 2007), zmienione)

Interpretacja danych magnetotellurycznych

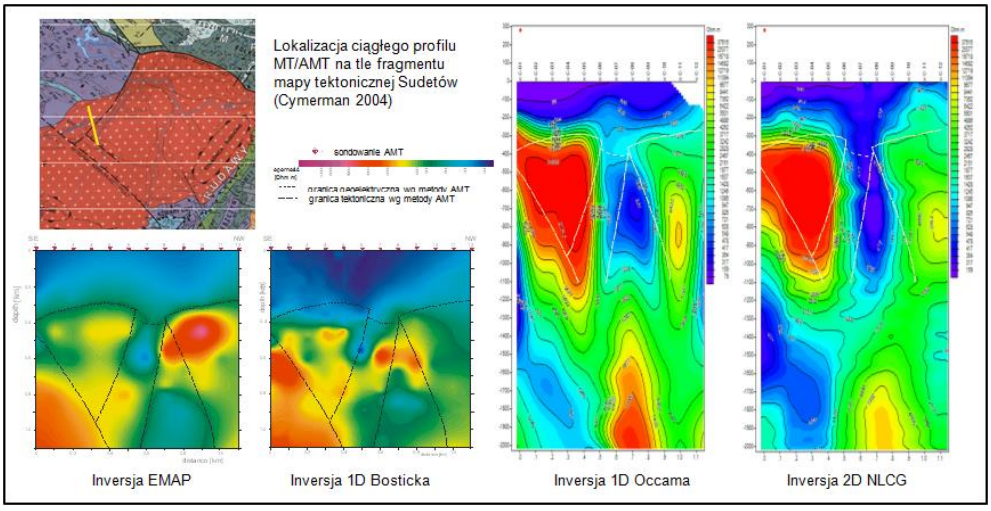
Amplitudowe i fazowe krzywe sondowań oraz pozostałe parametry magnetotelluryczne są przedmiotem interpretacji geofizycznej i geologicznej. W interpretacji zastosowane zostały procedury inwersyjne z wykorzystaniem modeli interpretacyjnych 1D i 2D. Inwersja danych magnetotellurycznych polega na ogół na wielokrotnej realizacji modelowania prostego gdzie w kolejnych cyklach obliczeń (iteracjach) wprowadzane są nowe zestawy parametrów modeli interpretacyjnych. Zmianami ww. parametrów sterują procedury optymalizacyjne, dążące do minimalizacji tzw. funkcji błędu, opisującej rozbieżności zestawów parametrów pomierzonych i obliczonych. W inwersji 1D najczęściej wykorzystywane są algorytmy

określone jako algorytm „Occama" oraz algorytm LSQ (*ang. Least Square*) (Levenburg, 1994, Marquardt, 1963, Constable i in., 1987). Aktualnie najczęściej spotykanymi w praktyce interpretacyjnej algorytmami do inwersji 2D są: algorytm Rodi'ego i Mackie'ego (Rodi, Mackie, 2001) zwany w skrócie NLCG (*ang. Nonlinear Conjugate Gradients*) oraz algorytm SBI (*ang. Sharp Boundary Inversion*) (Smith i in., 1999). Jako modele interpretacyjne traktowane są wstępne modele ośrodka geoelektrycznego wprowadzane do procedur obliczeniowych. Model interpretacyjny powinien zarówno określać geometrię ośrodka geoelektrycznego jak i testowany dla tej geometrii rozkład oporności.
Rozwiązanie zagadnienia inwersji jest wieloznaczne, tzn. istnieje wiele różnych modeli, które można dopasować do danych empirycznych z zadowalającą dokładnością. W tej sytuacji istotne dla prawidłowego wykorzystania programu jest odpowiednie narzucenie więzów urealniających uzyskane rozwiązanie, oraz odpowiednich warunków początkowych w postaci modelu startowego (Stefaniuk i in., 2011).

5.7.2.5. Przykłady badań elektromagnetycznych w Sudetach

Badania geoelektryczne wykonane w orograficznym obszarze Sudetów można sprowadzić do rozpoznawania stref tektonicznych przecinających skały krystaliczne, chociaż nadrzędnym ich celem było rozpoznanie warunków hydrotermalnych, bądź też potencjalnej obecności okruszcowania siarczkowego. Strefy tektoniczne w wysokooporowych kompleksach krystalicznych wiążą się z reguły z obniżeniem oporności związanym z filtracją wód w systemach szczelin przyuskokowych lub też z metasomatyczną mineralizacją siarczkową (Wojdyła i in., 2008, Stefaniuk i in., 2011). W większości przypadków podstawą interpretacji geologicznej były przekroje oporności obliczone za pomocą inwersji 2D. Dla starszych profili ciągłych interpretacja danych magnetotellurycznych wykonana została również według standardu EMAP (Torres-Verdin, Bostick, 1992a, b). Przedstawione zostały trzy przykłady badań szczegółowych z zastosowaniem profilowań ciągłych w tej problematyce: w rejonie Cieplic Śląskich – Zdroju w Kotlinie Jeleniogórskiej (Rys. 5.7.2.7), w pobliżu Polanicy – Zdroju w Kotlinie Kłodzkiej (Rys. 5.7.2.8) i w rejonie Nysy (Rys. 5.7.2.9). W rejonie Cieplic Śląskich-Zdroju i Polanicy-Zdroju prace pomiarowe wykonane zostały w wersji ciągłych profilowań AMT/MT za pomocą systemu pomiarowego MT-1 (Wojdyła i in., 2008, Stefaniuk i in., 2011).

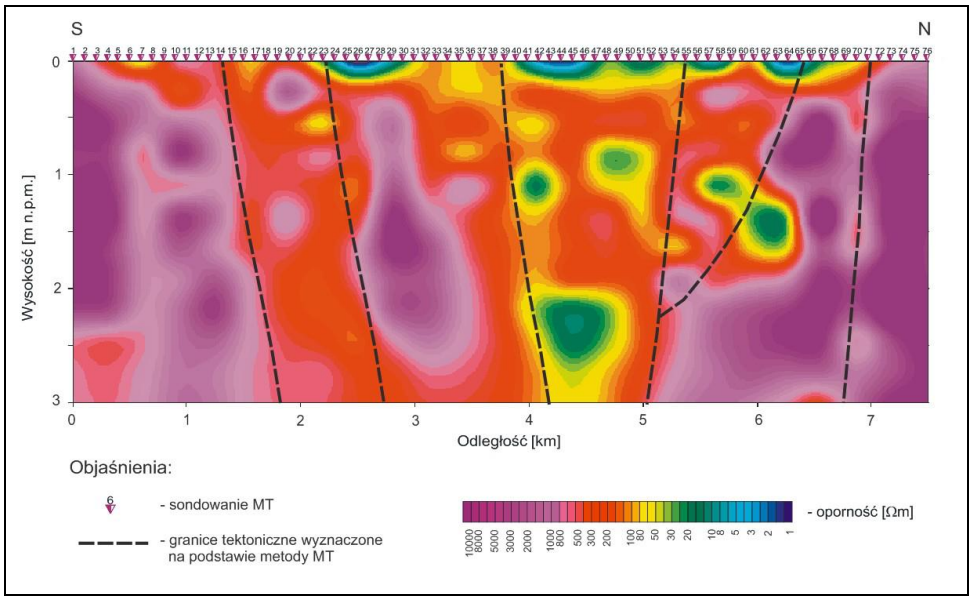
Pierwszy z prezentowanych profili położony jest w obrębie wychodni masywu granitowego w rejonie Cieplic – Zdroju (Rys. 5.7.2.7). Krótki profil ciągły przebiega tutaj w strefie krzyżujących się uskoków przecinających masyw karkonoski. Dla tego profilu wyznaczone zostały przekroje oporności z wykorzystaniem procedury EMAP oraz na podstawie inwersji 1D i 2D. Ze strefą uskokową w tym rejonie związana jest filtracja wód termalnych. Struktura tej strefy zaznacza się wyraźnym zróżnicowaniem oporności na wszystkich opracowanych przekrojach oporności (Rys. 5.7.2.7). Obecność wody w szczelinach w strefie uskokowej powoduje wyraźne obniżenie oporności ośrodka. Efekt ten wzmacnia wysoka mineralizacja wód i ich podwyższona temperatura. W rezultacie w strefie uskokowej oporność ośrodka obniża się do rzędu 100 Ωm, natomiast normalna oporność skał krystalicznych sięga kilku tysięcy Ωm. Strop wysokooporowych skał krystalicznych przykryty jest w tym rejonie przez kompleks o względnie obniżonej oporności porównywalnej z opornością strefy tektonicznej. Miąższość tego kompleksu lokalnie osiąga 300-400 m.



Rys. 5.7.2.7. Przekrój magnetotelluryczny z rejonu Cieplic Śląskich-Zdroju (zakres częstotliwości 1 – 100 Hz, mapa tektoniczna wg Cymerman, 2004, Stefaniuk i in., 2017)

Drugi przykład przedstawia wyniki badań wzdłuż profilu ciągłego w rejonie Polanicy–Zdroju (Rys. 5.7.2.8). Przekrój opornościowy skonstruowany został z wykorzystaniem transformacji Bosticka (Torres-Verdin, Bostick, 1992a, b). Algorytm

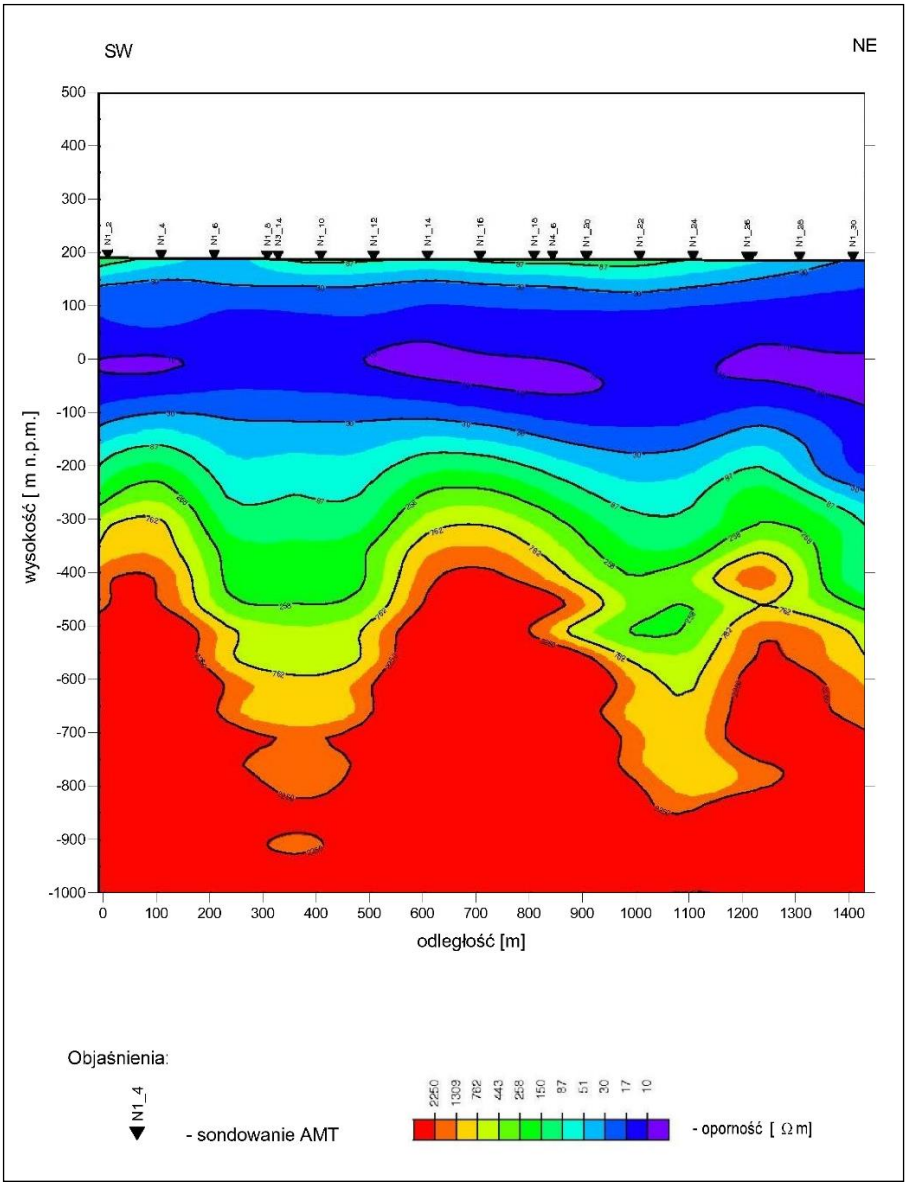
Bosticka przelicza krzywe amplitudowe i fazowe dla polaryzacji XY na jednowymiarowy rozkład oporności z głębokością. Program EMAPK, będący częścią systemu MT-1, łączy wyniki interpretacji 1D i tworzy dwuwymiarową reprezentację danych opornościowych. Obszar badań położony jest na pograniczu niecki śródsudeckiej i rowu górnej Nysy Kłodzkiej. Podłoże względnie cienkiej warstwy osadowej tworzą w tym obszarze skały metamorficzne (Don, Don, 1960). Kompleks osadowy reprezentują piaskowce górnej kredy chociaż nie można też wykluczyć obecności osadów starszych, tj. permu lub karbonu. Jego miąższość szacuje się na kilkaset metrów. W strefie uskokowej zaznacza się filtracja wód mineralnych prawdopodobnie powodująca znaczące obniżenie oporności ośrodka. Lokalnie oporność ośrodka spada poniżej 10 Ωm. Tak niska oporność wiązać się może z obecnością wód geotermalnych lub też z mineralizacją siarczkową (Farbisz i in., 2001).



Rys. 5.7.2.8. Przekrój magnetotelluryczny z rejonu Polanicy-Zdroju, inwersja EMAP (zakres częstotliwości 1 – 100 Hz)

Prace magnetotelluryczne wykonane w rejonie Nysy miały charakter badawczy a ich celem było rozpoznanie opornościowe ośrodka geologicznego w rejonie miasta Nysa w aspekcie oceny warunków geotermalnych, w szczególności interpretacja stref tektonicznych w podłożu krystalicznym zbudowanym z łupków metamorficznych i gnejsów. Badania zaprojektowane zostały z wykorzystaniem metody audio-magnetotellurycznej ze sztucznym źródłem (CSAMT). Po wstępnej analizie zarejestrowanych krzywych pomiarowych stwierdzona została radykalna redukcja efektywnego zasięgu głębokościowego sondowań związana z silnym kontrastem oporności na granicy stropu podłoża metamorficznego i ilastej pokrywy kenozoicznej uniemożliwiająca osiągnięcie założonego celu. W konsekwencji podjęta została decyzja o zmianie metody badań i wykonano dodatkowo pomiary z wykorzystaniem naturalnego pola magnetotellurycznego w wersji sondowań AMT zwiększając zakres rejestrowanej częstotliwości od 10 kHz do 1 Hz co gwarantuje osiągnięcie odpowiedniego zasięgu głębokościowego interpretacji. Interpretacja ilościowa wykonana została z wykorzystaniem inwersji 1D wg algorytmu Occama zarówno dla danych CSAMT i AMT (Canstable i in., 1987).

Rezultatem badań są przekroje opornościowe opracowane wzdłuż profili pomiarowych i mapy oporności w cięciach głębokościowych. Przykład przekroju wynikowego przedstawia rysunek 5.7.2.9. Wyniki przedstawiają spójny obraz rozkładu oporności z głębokością. Spąg kompleksu niskooporowego (kenozoicznego) zalega z nieznacznymi deniwelacjami na głębokości średnio 120 m p.p.m. Poniżej tego kompleksu zalegają utwory wysokooporowe o opornościach rzędu kilkaset i więcej omometrów. W kompleksie wysokooporowym zaznaczają się jednak strefy anomalnych obniżeń oporności które należy interpretować jako prawdopodobne strefy uskokowe z którymi związane jest zeszczelinowanie skał metamorficznych oraz ich zawodnienie.



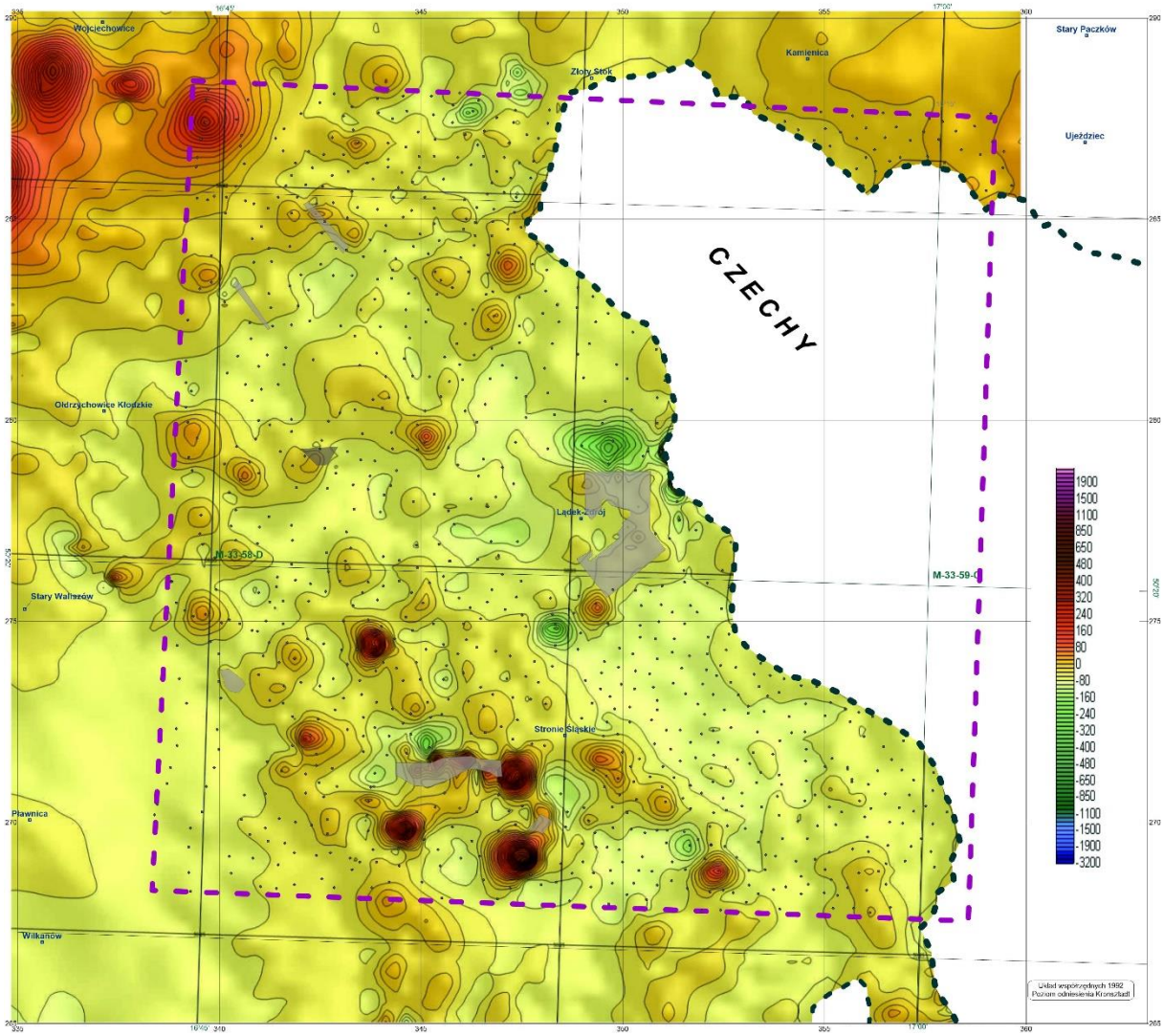
Rys. 5.7.2.9. Przekrój magnetotelluryczny z rejonu Nysy, inwersja 1D wg algorytmu „Occama"

5.7.2.6. Przegląd badań geofizycznych wykonanych w rejonie Lądka Zdroju

Rejon Lądka Zdroju jest od kilkuset lat znany z występowania i wykorzystywania źródeł wód termalnych. Stopniowy rozwój Uzdrowiska spowodował rosnące zainteresowanie złożem geotermalnym, w szczególności zwiększeniem wydajności ujęć. W ramach szerokiego zakresu badań geologicznych, hydrogeologicznych, geochemicznych, izotopowych, radiometrycznych itp. wykonane zostały również badania geofizyczne. W rejonie złoża wód geotermalnych w Lądku-Zdroju wykonany został dosyć szeroki zestaw prac geofizycznych zorientowany na rozpoznanie ogólnych warunków geologicznych złoża i jego otoczenia, poczynając od badań magnetycznych i geotermicznych, poprzez emanacje radarowe, profile VLF oraz sondowania i profilowania elektrooporowe, po trzy krótkie profile magnetotelluryczne. Badania powyższe pozwoliły na wyinterpretowanie stref uskokowych, wykrycie anomalii temperaturowych i w bardzo ograniczonym stopniu rozpoznanie przestrzenne szczelinowych poziomów wodonośnych. Skomplikowane warunki geologiczne i ograniczona ilość informacji wgłębnych nie pozwoliły na budowę cyfrowego modelu hydrogeotermalnego złoża lądeckiego i jego otoczenia, a także na przeprowadzenie symulacji wpływu nowego ujęcia na aktualnie funkcjonujące, a tym samym ocenę łączności hydraulicznej pomiędzy poziomami hydrogeologicznymi.

Do podstawowych wykonanych tutaj badań geofizycznych należy zaliczyć badania z wykorzystaniem pól potencjałowych czyli magnetometrii i grawimetrii. Pomijając prace o znaczeniu historycznym, pierwsze badania magnetometryczne ΔT o charakterze półszczegółowym, wykonane zostały pod koniec lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. Zostały one przedstawione łącznie z podsumowaniem prac wcześniejszych, w dokumentacji zbiorczej (Jagodzińska et al. 1969). Wyniki

badań magnetycznych posłużyły do rozpoznawania tektoniki obszaru. Potwierdziły występowanie i przebieg znanych wcześniej uskoków oraz pozwoliły na wykartowanie dyslokacji wcześniej nieznanych. Badania powyższe zostały uzupełnione i ponownie przetworzone w latach 2005-2007 w ramach półszczegółowych badań magnetometrycznych obszaru sudeckiego (Kosobudzka, Wrzeszcz, 2007; Rys. 5.7.2.10).



Rys. 5.7.2.10. Mapa anomalii całkowitego pola magnetycznego T dla rejonu Lądka Zdroju (opracowane na podstawie danych wg Kosobudzka, Wrzeszcz 2007)

Badania magnetyczne pozwalają na rozpoznanie rozkładu własności magnetycznych ośrodka skalnego. W przypadku otoczenia Lądka Zdroju przydatne będą do wykartowania wychodni różnych rodzajów skał pogrzebanych pod zwietrzeliną, a także określenie przebiegu uskoków (w sprzyjających warunkach), które wiążą się zwykle ze strefami zeszczelinowania i migracji wód mineralnych i geotermalnych. Interesującym zagadnieniem zarówno dla pogłębienia wiedzy podstawowej, jak też zastosowań utylitarnych (np. w geotermii) będzie szczegółowe rozpoznanie anomalii magnetycznych w rejonie wychodni bazaltoidowych (bazanitowych) znanych w przynajmniej trzech miejscach położonych w pobliżu Lądka Zdroju. Rozkład tych anomalii, związanych z podwyższoną zawartością magnetytu w bazaltoidach, będzie można powiązać z geometrią ciał intruzywnych w podłożu, co zostanie wykorzystane do rozstrzygnięcia problemu roli młodych intruzji i wylewów magmowych w kształtowaniu lokalnego pola geotermalnego.

Badania grawimetryczne wykonane w rejonie sudeckim miały charakter regionalny lub półszczegółowy. Pierwsze tego typu prace, pomijając badania o znaczeniu historycznym, wykonane zostały z roku 1966 (Okulus 1968). Kolejne prace pomiarowe wykonane zostały w latach 1971 i 1973 (Cieśla, Margul 1972; Okulus et al. 1974). Niewielkie zagęszczenie prac pomiarowych nie pozwala na wykorzystanie tych danych do szczegółowych analiz złożowych.

W ramach realizacji niniejszego projektu wykonany został przegląd danych pomiarowych i obliczone transformacje pozwalające na rozdzielenie pól na anomalie regionalne i zestaw anomalii rezydualnych odniesionych do wybranych poziomów

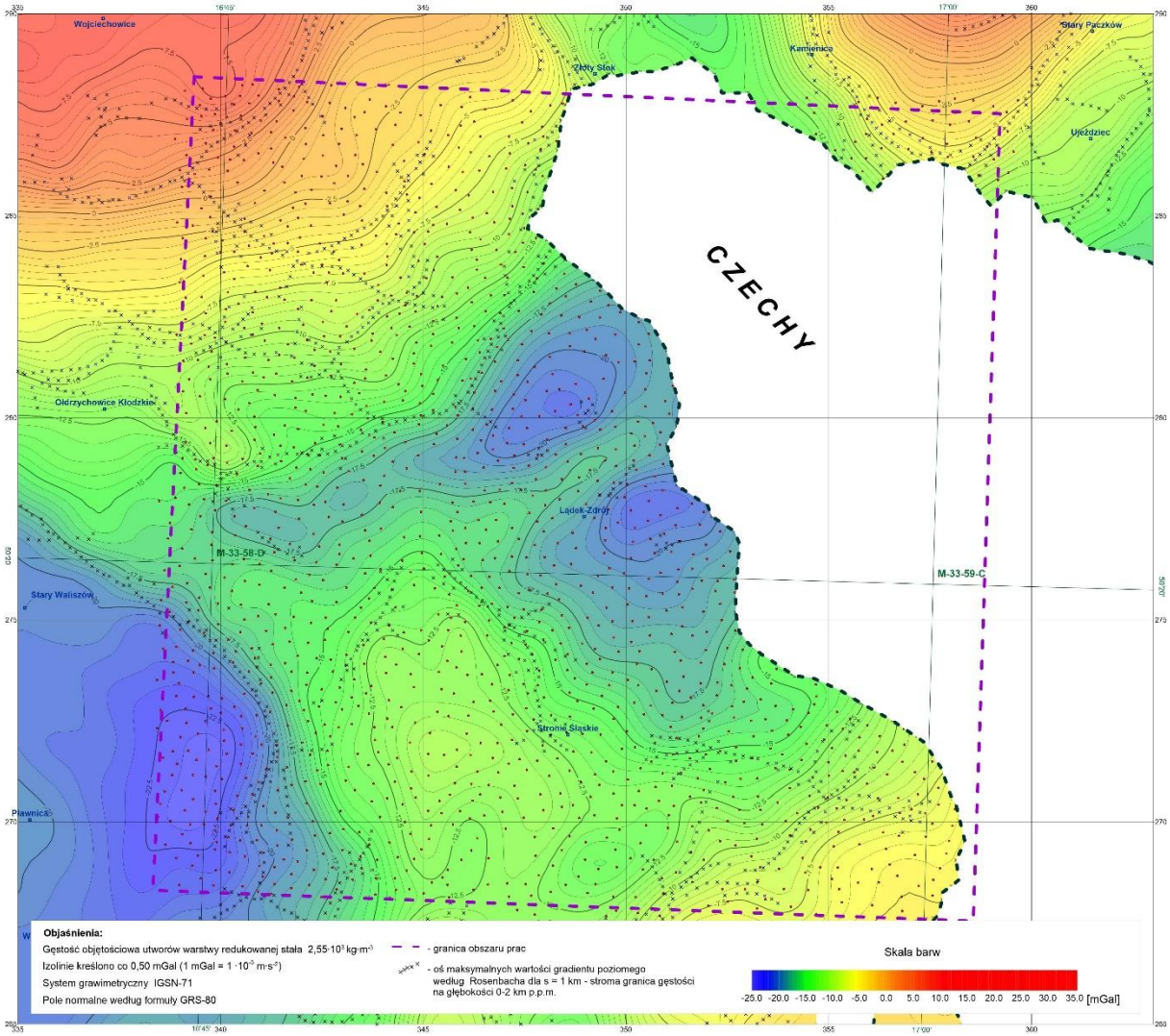
głębokościowych (Rys. 5.7.2.11). W sensie ogólnym dostrzegalna jest zbieżność rozkładu anomalii pola siły ciężkości z mapami wychodni jednostek geologicznych, różniących się wykształceniem litologicznym, a tym samym gęstościami skał.

Szczególną rolę w geofizycznym rozpoznaniu obszaru, w kontekście występowania samowypływów wód geotermalnych, odgrywają powierzchniowe badania geotermiczne. Zaprojektowane zostały one w dwóch uzupełniających się wariantach metodycznych (Szarszewska, Madej 1974; Ciężkowski i in. 2016):

I. jako płytkie sondy badawcze w otworach o głębokości do 2,5 m,

II. jako badania w otworach wiertniczych o głębokości rzędu 25 m.

Lokalizacja otworów badawczych wariantu II uzależniona była, wg projektu, od wyników badań wariantu (etapu) I.



Rys. 5.7.2.11. Mapa anomalii pola siły ciężkości w redukcji Bouguera w rejonie Lądka Zdroju (opracowane na podstawie danych zawartych w dokumentacjach pomiarowych przedstawionych w tekście poniżej).

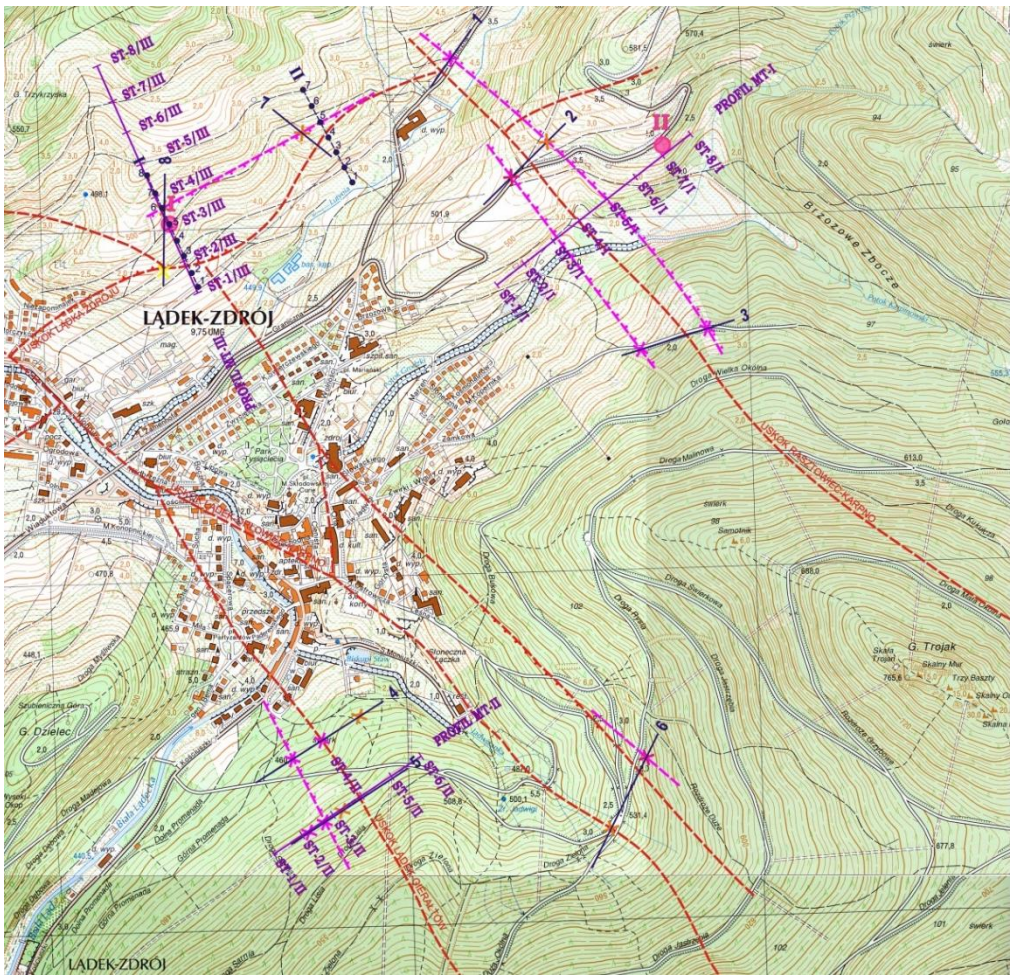
Badania wariantu I przeprowadzone zostały w 853 otworach wykonanych techniką wibromłotową w dwóch okresach czasowych: listopad 1970 r. (około 150 sond) i maj-sierpień 1971 r. (około 700 sond). Zróżnicowane warunki geologiczne nie pozwoliły na osiągnięcie założonej głębokości odwiertów (osiągnięto ją tylko dla około 10% sond). W rezultacie pomiary wykonane zostały w zróżnicowanych warunkach głębokościowych, w zakresie głębokości podlegających ewidentnym wpływom zmian dobowych temperatury i wahań klimatycznych. W rezultacie przydatność wyników badań do celów geotermalnych została zakwestionowana (Szarszewska, Madej 1974). Pomimo prowadzenia pomiarów kontrolnych w otworach reperowych nie została podjęta próba właściwej redukcji wyników pomiarów ze względu na zbyt duży wpływ zmian dobowych na pomierzone temperatury.

Prace wiertnicze i badania w odwierconych otworach w ramach II wariantu (II etapu) wykonane zostały w 1972 roku (luty-wrzesień) (Szarszewska, Madej 1974). Odwiercone zostały 53 otwory o głębokościach 25–30 m (niektóre otwory pogłębione

zostały w stosunku do założeń projektowych). Badania termiczne wykonane zostały w kompleksie pomiarów zawartości radonu i badań hydrogeologicznych i polegały na wyznaczeniu stopnia geotermicznego (gradientu temperaturowego) (Szarszewska, Madej 1974; Ciężkowski i in. 2016). Wynikiem tych badań było opracowanie mapy anomalii termicznych pozwalających na wskazanie stref o podwyższonej temperaturze, a tym samym potencjalnych lokalizacji otworów geotermalnych.

Anomalie geotermalne powiązane zostały ze strefami uskokowymi, co potwierdza wcześniejsze założenia o migracji wód geotermalnych strefami spękań przyuskokowych. Rozkład parametrów geotermicznych uzyskanych w wyniku badań II etapu, oparty na 53 pomiarach wykonanych we względnie regularnie rozłożonych punktach pomiarowych, wydaje się być w pełni wiarygodnym. Pomiary wykonano z zachowaniem odpowiedniego reżimu stabilizacji warunków termicznych w otoczeniu odwiertu. Niemniej zdjęcie pokrywa tylko część interesującego obszaru, a jego zagęszczenie może okazać się niewystarczające w kontekście założenia powiązania anomalii temperaturowych z ascensyjną migracją podgrzanych wód strefami uskokowymi. Wydaje się istotne z punktu widzenia zarówno naukowego jak i utylitarnego rozszerzenie zakresu terytorialnego powierzchniowego zdjęcia geotermicznego oraz jego zagęszczenie. Wykonanie tego przedsięwzięcia z wykorzystaniem 25–30 metrowych wierceń będzie stosunkowo kosztowne, wskazane jest więc wykorzystanie kombinacji pomiarów kontrolnych w reperowych otworach o większej głębokości i zagęszczonych pomiarów w otworach płytkich (3-4 m) z zastosowaniem nowoczesnych technik i metodologii pomiarowych uwzględniających redukcję wpływu dobowych, pogodowych i sezonowych wahań temperatury. Wyniki takiego zdjęcia pozwolą na doprecyzowanie rozkładu anomalii w obrębie Lądka-Zdroju oraz ocenę ich rozprzestrzenienia w otoczeniu miejscowości. Możliwe będzie też prawdopodobne powiązanie lub wykluczenie związku anomalii termicznej z wychodniami neogeńskich wulkanitów występujących w sąsiedztwie. Nowe badania geotermiczne będą miały kapitalne znaczenie dla planowania dalszego rozwoju Uzdrowiska i szerszego wykorzystania energii geotermalnej. Ważnym aspektem tych prac będzie ponadto odtworzenie (wdrożenie) nowoczesnych, powierzchniowych badań geotermicznych, praktycznie nieobecnych w Kraju od trzech dziesięcioleci.

Przedmiotem szczególnej uwagi w niniejszym opracowaniu są badania geoelektryczne wykonane w rejonie Lądka-Zdroju. Pierwsze badania geoelektryczne w postaci ciągów sondowań elektrooporowych (SGE – sondowania geoelektryczne elektrooporowe), stanowiące uzupełnienie półszczegółowych badań magnetycznych, wykonane zostały pod koniec lat sześćdziesiątych i miały na celu rozpoznanie elementów tektoniki (Jagodzińska et al. 1969; Fistek et al. 1975). Kolejna seria sondowań elektrooporowych uzupełniona profilowaniem elektromagnetycznym VLF (ang. Very Low Frequency) wykonana została dopiero w 2005 r. po około 30-tu latach (Farbisz 2005) (Rys. 5.7.2.12). Uzupełnieniem i konsekwencją wcześniejszych badań geoelektrycznych były badania z wykorzystaniem metody ciągłych profilowań magnetotellurycznych, wykonane w 2008 roku (Farbisz, Wojdyła 2008).



Rys. 5.7.2.12. Lokalizacja badań geoelektrycznych na tle mapy topograficznej, skala 1:50 000 (wg Farbisz, Wojdyła 2008, zmienione)

Profilowania metodą VLF (radiofalową) wykorzystano do weryfikacji przebiegu i określenia charakteru stref tektonicznych rozważanych jako potencjalne drogi prowadzenia wód geotermalnych. Na podstawie tych prac zweryfikowano przebiegi i określono charakter głównych uskoków przedstawianych na szkicach tektonicznych z tego rejonu (Gierwielaniec 1968). Stwierdzono, że wszystkie przebadane uskoki o kierunkach NW – SE, znalazły potwierdzenie w wynikach pomiarów, przez zwiększenie intensywności rejestrowanych anomalii (Farbisz 2005). Wykartowano ponadto anomalię, którą można wiązać z nieznanym wcześniej uskokiem. Z punktu widzenia poszukiwania wód termalnych za najbardziej obiecujące uznane zostały uskoki Lądka – Gierałtowa i Rasztowca – Karpna (Lądka-Bielic, wg Cymermana 2010), które prezentują się jako strefy tektoniczne utworzone z równoległych, rozgałęziających się uskoków. Badania z zastosowaniem metody sondowań elektrooporowych (SGE) wykorzystano dla rozpoznania sposobu zapadania perspektywicznych stref uskokowych do głębokości rzędu 250–300 m p.p.t.

Wykonanie badań z wykorzystaniem metody ciągłego profilowania magnetotellurycznego (CPMT) w roku 2008 było uzupełnieniem wcześniejszych prac geoelektrycznych o badania geofizyczne o większym zasięgu głębokościowym (do głębokości 2–3 km)(Farbisz, Wojdyła 2008). Wykonano prace wzdłuż trzech profili o sumarycznej długości 1,9 km zlokalizowanych poprzecznie do wybranych odcinków stref tektonicznych, w miejscach o dobrych warunkach pomiarowych. Wykonanie profile oznaczone zostały kolejno: MT-I o długości 0,7 km – w strefie uskoku (uskoków) Rasztowiec – Karpno, MT-II o długości 0,5 km – w strefie uskoku (uskoków) Lądek – Gieratów oraz MT-III o długości 0,7 km – w strefie uskoku (nasunięcia) Lądka Zdroju (rys ?). Wyniki badań przedstawione zostały w postaci pseudo 2D przekrojów głębokościowych oporności opracowanych na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama (Constable i in. 1987). Kontrasty opornościowe w warunkach geologicznych rejonu Lądka Zdroju powiązane zostały ze zróżnicowaniem litologicznym serii skalnych, wysokooporowych gnejsów i niżejoporowych łupków metamorficznych oraz zjawiskami tektonicznymi. Typowym objawem zjawisk tektonicznych jest obniżenie wartości oporności elektrycznej związane z procesami spękania i wietrzenia skał, krążenia wód podziemnych (w tym geotermalnych) i często występowaniem mineralizacji rudnych. Na przekrojach przedstawione zostały najważniejsze elementy interpretacji geologicznej: wyznaczone osie stref tektonicznych o zapadaniu wertykalnym, uskoki poprzeczne oraz przypuszczalną płaszczyznę nasunięcia związanego z uskokiem (nasunięciem ?) Lądka Zdroju

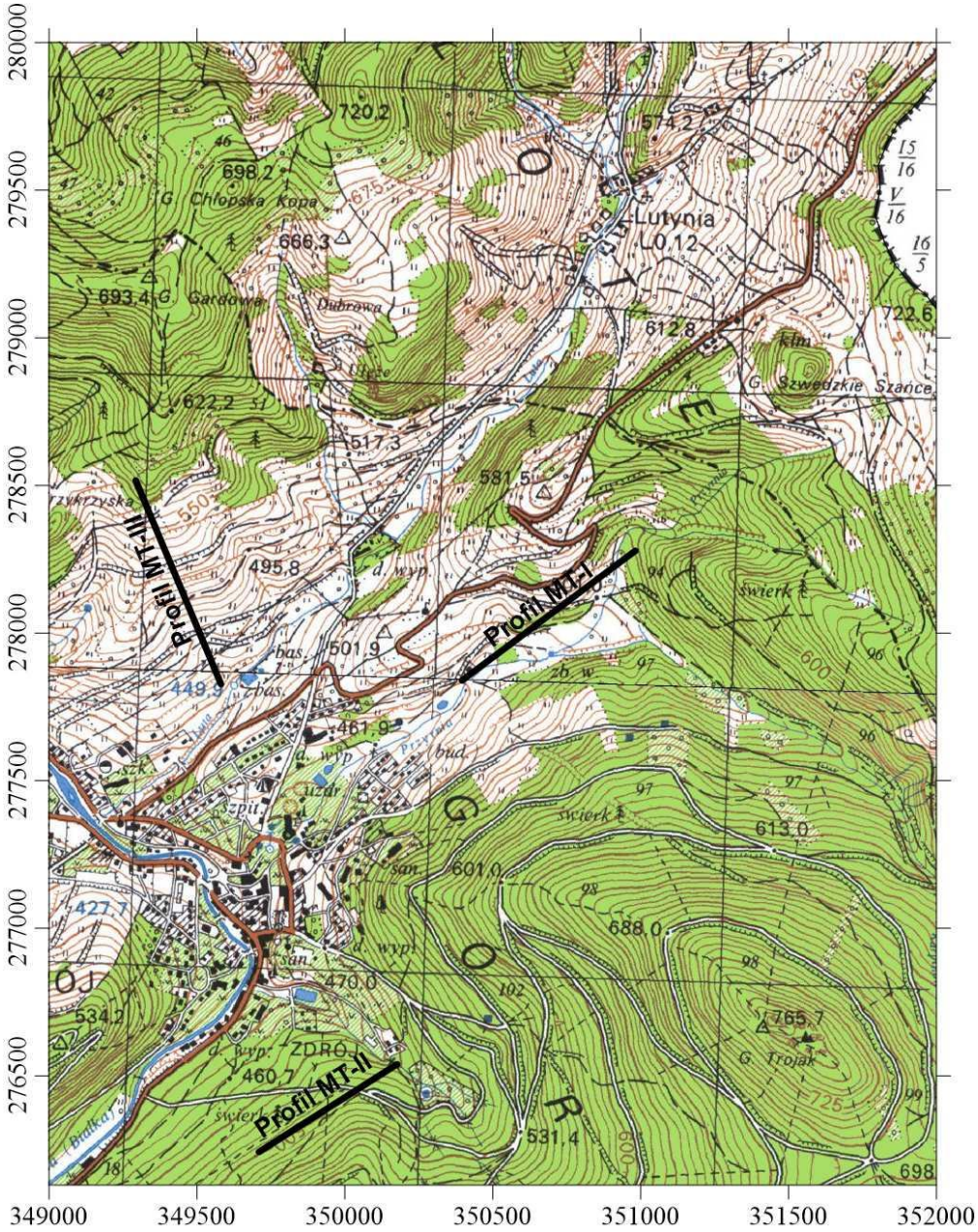
(Farbisz, Wojdyła 2008). Wyeksponowane zostały odcinki o intensywnym zeszczelinowaniu stref uskokowych powiązane z anomalnie obniżonymi wartościami oporności o wysokim prawdopodobieństwie występowania wód geotermalnych, zczególnie na większych głębokościach. Wyniki tych badań posłużyły do wyznaczenia dwóch lokalizacji głębokich wierceń dla potrzeb ujęcia wód geotermalnych (Farbisz, Wojdyła 2008, Ciężkowski i in. 2016).

5.7.2.7. Reinterpretacja badań magnetotellurycznych

W ramach międzynarodowego projektu pt. „Energia geotermalna: podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce" wykonano szczegółową reinterpretację danych magnetotellurycznych z włączeniem interpretacji danych grawimetrycznych. W ramach prac reinterpretacyjnych wykonany został przegląd prac pomiarowych, weryfikacja procedur i wyników przetwarzania danych pomiarowych oraz została zweryfikowana i rozszerzona interpretacja krzywych sondowań. Wcześniejszą jednowymiarową inwersję selektywnie dobranych pod względem orientacji układu pomiarowego krzywych sondowań rozszerzono o analizę zależności wyników inwersji 1D danych magnetotellurycznych od orientacji układu pomiarowego względem rozciągłości struktur geologicznych. Wykonano ponadto wielowariantowe inwersyjne modelowania dwuwymiarowe. Analizy te miały na celu poszerzenie wiedzy na temat wgłębnej budowy geologicznej rejonu Lądka – Zdroju oraz weryfikację wcześniejszych wyników badań i koncepcji tektonicznych.

Prace polowe magnetotelluryczne

Akwizycja danych magnetotellurycznych wykonana została wzdłuż trzech profili ciągłych (Rys. 5.7.2.12, 5.7.2.13, 5.7.2.14, 5.7.2.15) z zastosowaniem systemu 2000.net kanadyjskiej firmy Phoenix Geophysics Limited, w wariancie wysoko-częstotliwościowym zwanym, od pasma rejestrowanego pola naturalnego, metodą audio-magnetotelluryczną (AMT). Aparatura pomiarowa na profilu składała się z trzech odbiorników typu V8-6R, dwóch odbiorników typu RXU-3ER oraz zestawu cewek magnetycznych typu AMTC-30 i elektrycznych dipoli pomiarowych uziemionych za pomocą elektrod niepolaryzujących (Rys. 5.7.2.16.). Pomiary polegały na rejestracji przebiegów czasowych składowych naturalnego pola elektromagnetycznego w paśmie 0,1 - 10 000 Hz. Oscylacje pola elektromagnetycznego w tym zakresie generowane są przez odległe wyładowania atmosferyczne. Podstawowy układ pomiarowy AMT na poszczególnych stanowiskach profilu składał z odbiornika V8-6R i/lub odbiornika RXU-3ER co pozwalało na równoczesną rejestrację pola audio-magnetotellurycznego przy pomocy dwóch par wzajemnie prostopadłych dipoli elektrycznych Ex, Ey o długościach 100 m, oraz trzech czujników magnetycznych typu AMTC-30 do pomiaru składowych odpowiednio Hx, Hy, Hz, lokalizowanych w pobliżu środka linii dipoli elektrycznych (Rys. 5.7.2.16.). Dipole elektryczne zbudowane były z kabla ekranowanego i pary uziemień w postaci elektrod niepolaryzujących PE4 (Pb/PbCl2). Dwie linie elektryczne i czujniki magnetyczne podłączono do odbiornika V8-6R natomiast dodatkowe dwie linie elektryczne do odbiornika RXU-3ER. W celu eliminacji wpływu zakłóceń elektromagnetycznych pomiary wykonywane były dwupunktowo z tzw. zdalnym punktem odniesienia (punkt referencyjny), na którym zapisywano składowe elektryczne i magnetyczne. Punkt referencyjny zlokalizowany był w miejscowości Chyrowa w okolicach Przemyśla. W konsekwencji zastosowania omówionego powyżej układu pomiarowego rejestrowano: dwie pary składowych elektrycznych na punkcie profilowym: Ex, Ey; dwie poziome i jedną pionową składową magnetyczną na punkcie profilowym: Hx, Hy, Hz; dwie składowe elektryczne na punkcie referencyjnym: Ex–r, Ey–r oraz dwie składowe magnetyczne na punkcie referencyjnym: Hx–r, Hy–r (Rys. 5.7.2.16.). Standardowy czas rejestracji w pojedynczym punkcie pomiarowym wynosił około 8 godzin.



Rys. 5.7.2.13. Lokalizacja profili magnetotellurycznych w rejonie Lądka Zdroju na tle mapy topograficznej, skala 1:25 000.

Rejestracje przebiegów czasowych prowadzono niezależnie w trzech zakresach częstotliwości o częstotliwościach próbkowania odpowiednio: 24000 Hz, 2400 Hz i 150 Hz. Przebiegi czasowe rejestrowane w dwóch pierwszych pasmach zapisywane były w rekordach o długości 0,1 sekundy, natomiast z pasma trzeciego rejestrowane były w sposób ciągły, co pozwoliło na otrzymanie wartości impedancji w dolnym zakresie częstotliwości pasma audiomagnetotellurycznego. Synchroniczne rejestracje na punktach polowym i referencyjnym dostarczyły danych wejściowych do przetwarzania. Standardowy charakter miały prace geodezyjne oraz kalibracja aparatury pomiarowej i czujników pola magnetycznego.

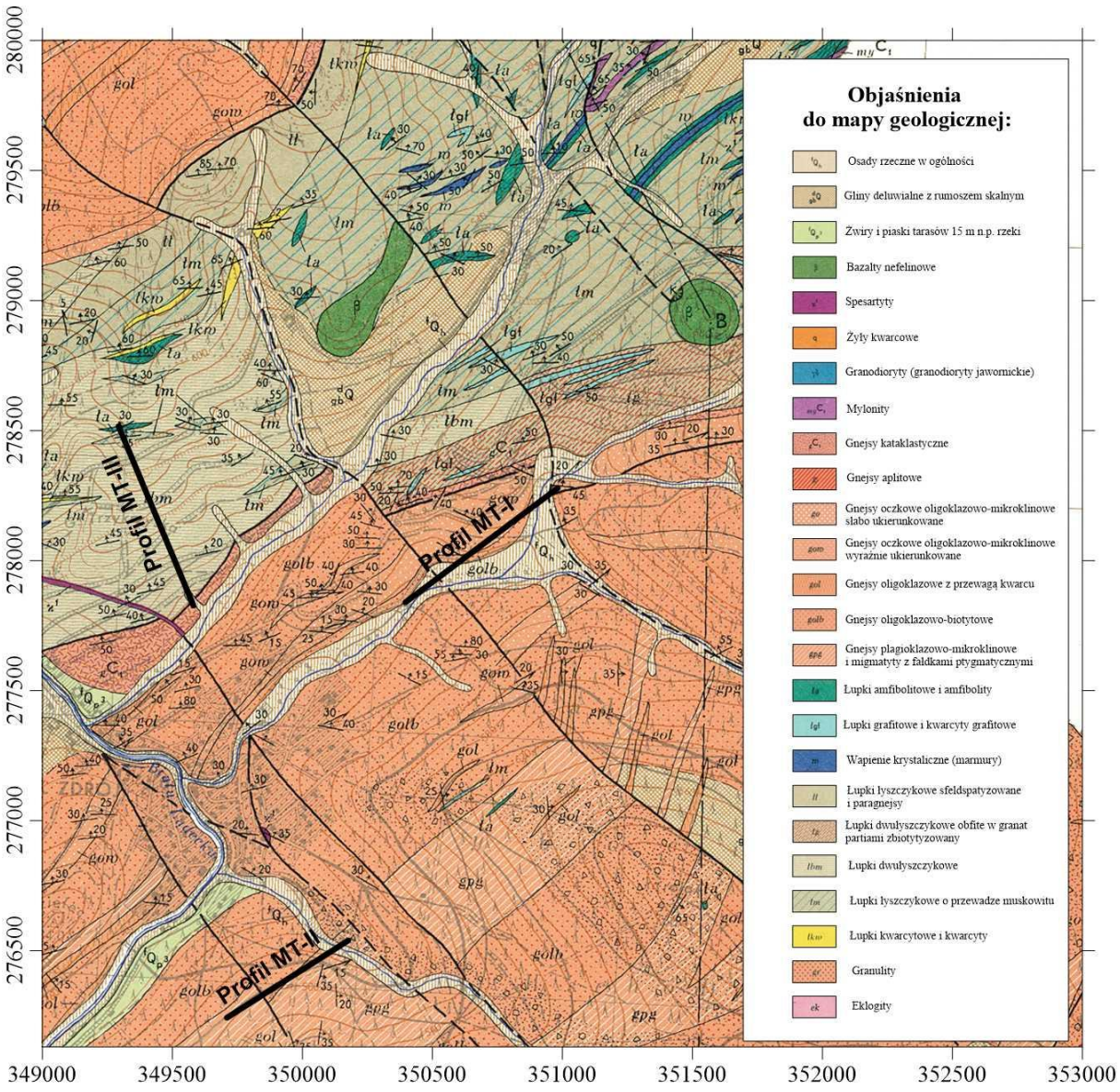
Rys. 5.7.2.14. Lokalizacja profili magnetotellurycznych w rejonie Lądka Zdroju na tle mapy geologicznej Polski (skala: 1:200 000, Arkusz K,łodzko)

Przetwarzanie danych magnetotellurycznych

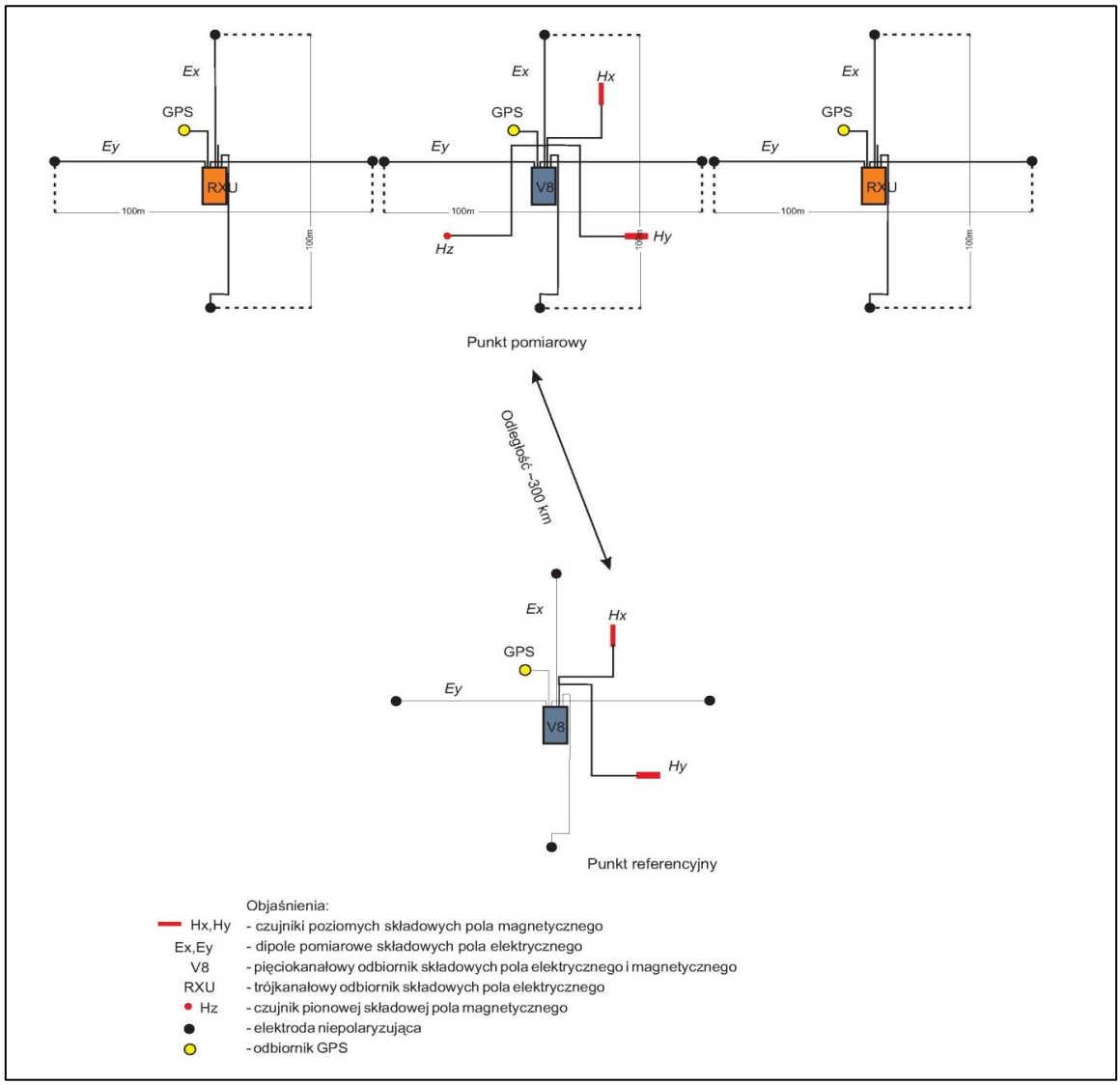
Zarejestrowane przebiegi czasowe były przedmiotem processingu numerycznego. Zarówno w przypadku processingu pierwotnego (w 2008 roku) jak też wykonanego w ramach niniejszego projektu reprocessingu wykorzystane zostały procedury referencyjne typu „robust" zaimplementowane do oprogramowania SSMT2000 firmy Phoenix Geophysics Ltd. „Robust processing" to statystyczna, iteracyjna procedura obliczania składowych tensora impedancji i pozostałych parametrów magnetotellurycznych oparta na metodzie najmniejszych kwadratów. W trakcie przetwarzania danych z zastosowaniem estymatorów typu „robust" identyfikuje się i eliminuje dane związane z szumami, których rozkład odbiega od rozkładu normalnego i których niewielka ilość może znacząco obciążyć estymowany parametr.

W przetwarzaniu danych można wyróżnić następujące etapy:

- grupowanie plików pomiarowych w zsynchronizowanych grupach czasowych,
- weryfikacja wizualna danych – selekcja w domenie czasu,
- obliczenie transformat Fouriera dla fragmentów przebiegów czasowych polowych i referencyjnych z zastosowaniem szybkiej transformacji Fouriera (FFT, ang. Fast Fourier Transform),
- konstrukcja zbioru parametrycznego do przetwarzania danych metodą „robust",
- przetwarzanie danych – estymacja składowych tensora impedancji.



Rys. 5.7.2.15. Lokalizacja profili magnetotellurycznych w rejonie Lądka Zdroju na tle mapy geologicznej Polski (skala 1: 25 000, Arkusz Lądek Zdrój).

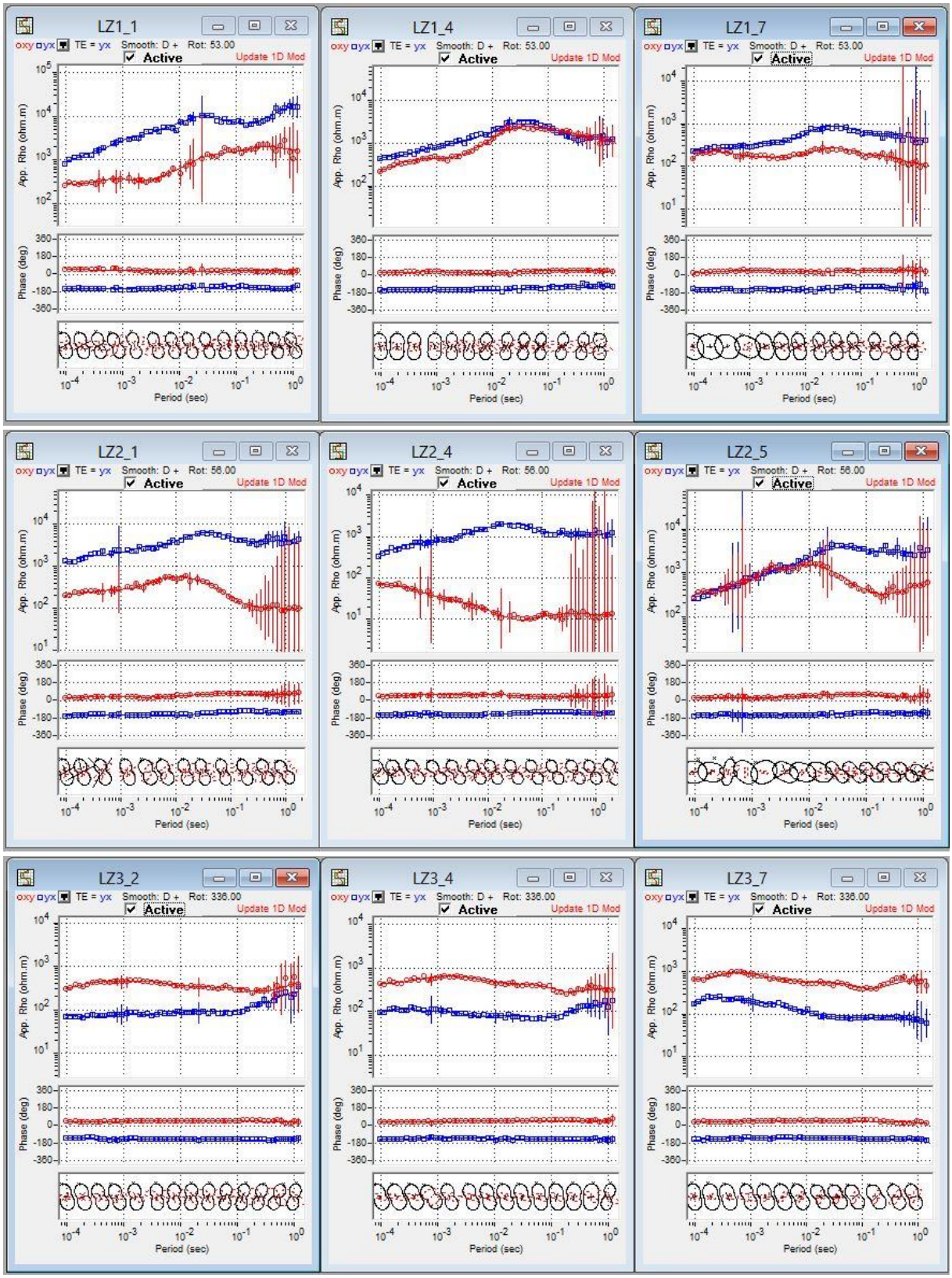


Rys. 5.7.2.16. Schemat układu pomiarowego AMT/MT w wersji profilowań ciągłych.

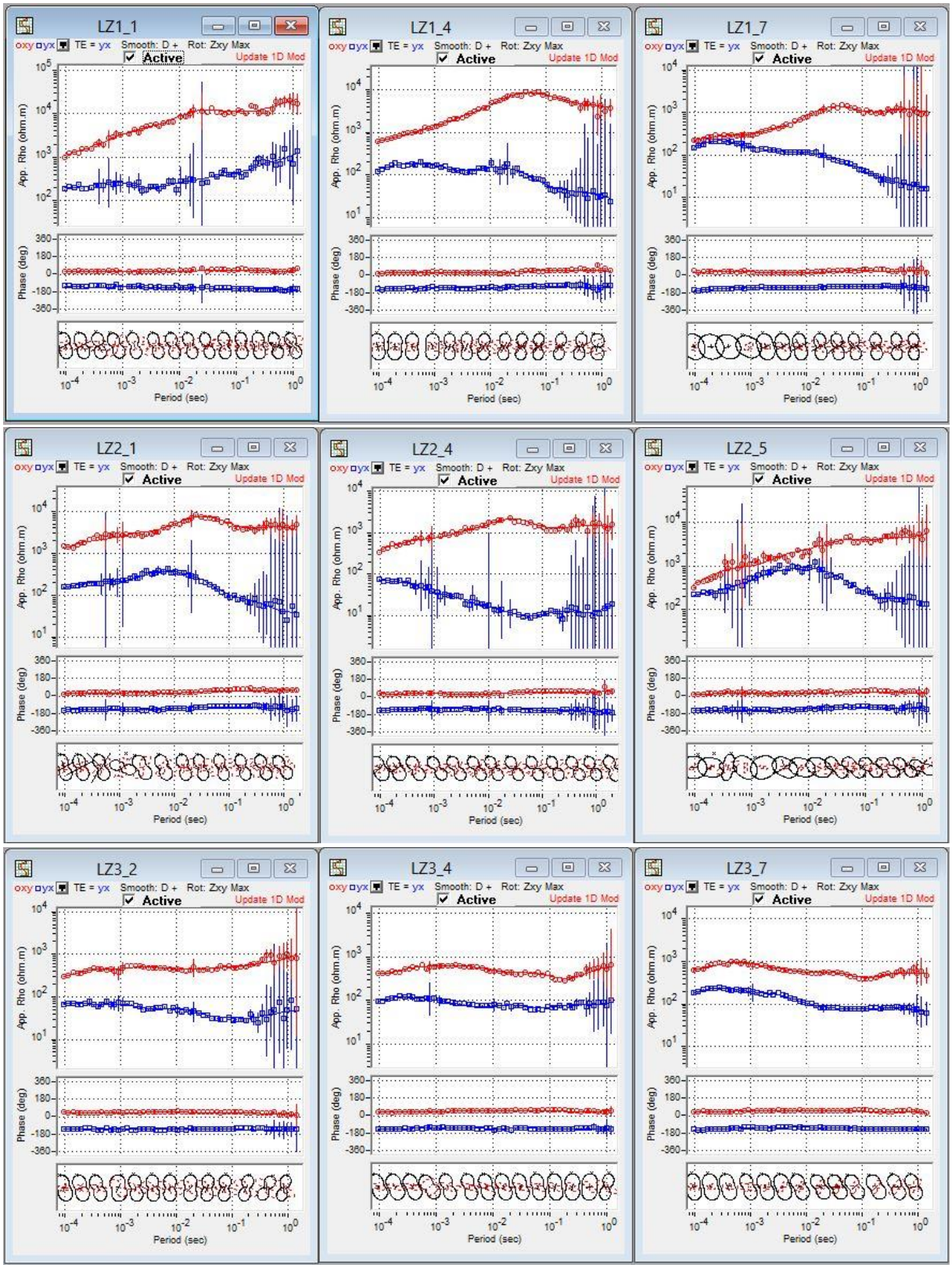
Wyestymowane składowe tensora impedancji posłużyły do obliczenia krzywych sondowań (amplitudowych i fazowych) oraz edycję ich poszczególnych składowych spektralnych z wykorzystaniem programu komputerowego MT-Editor (Phoenix Geophysics software) a także wyznaczenie diagramów kierunkowych impedancji i parametrów skośności tensora impedancji (ang. skew) (Rys. 5.7.2.17, 5.7.2.17a.). Zbiorem wyjściowym są dane magnetotelluryczne zapisane w międzynarodowym formacie SEG-Edi, które są przedmiotem przetwarzania interpretacyjnego (interpretacji geofizycznej).

Reinterpretacja geofizyczna sondowań magnetotellurycznych

Krzywe sondowań i diagramy kierunkowe impedancji były przedmiotem reinterpretacji z wykorzystaniem procedur interpretacyjnch zawartych w oprogramowaniu WinGLink firmy Geosystem srl. Wstępem do interpretacji ilościowej była jakościowa analiza wyników przetwarzania danych pomiarowych. Miała ona na celu prześledzenie zmienności kształtu krzywych wzdłuż profili, wyznaczenie stref o wysokim poziomie zakłóceń – a więc obszarów niższej wiarygodności interpretacji, określenie zasięgu głębokościowego dla metody AMT, zdefiniowanie charakteru (1D, 2D, 3D) ośrodka geoelektrycznego. Rysunki 5.7.2.17 i 5.7.2.17a przedstawiają przykładowe krzywe magnetotelluryczne z różnych profili i dla różnej orientacji układu pomiarowego. Na rysunku nr 4 przedstawione zostały krzywe sondowań dla orientacji pomiarowej tzn. składowe „x" są równoległe do profilu pomiarowego natomiast „y" do niego prostopadłe. Analiza wzajemnego ułożenia krzywych dla orientacji „xy" i „yx" pozwala na stwierdzenie nieprawidłowej metodycznie lokalizacji profili LZ1 i LZ2 względem struktur geologicznych, utrudniającej efektywne zastosowanie procedur inwersji 2D i wprowadzających dodatkowe błędy do wyników. Odpowiednio zorientowany jest natomiast profil LZ3 dla którego krzywe orientacji „xy" położone są powyżej krzywych „yx" i spełniają ogólnie warunki polaryzacji magnetycznej TM (krzywe „yx" odpowiadają polaryzacji TE).



Rys. 5.7.2.17. Przykładowe krzywe sondowań magnetotellurycznych dla rotacji układu pomiarowego do azymutu profilu pomiarowego



Rys. 5.7.2.17.a. Przykładowe krzywe sondowań magnetotellurycznych dla rotacji układu pomiarowego do kierunku Zxy Max

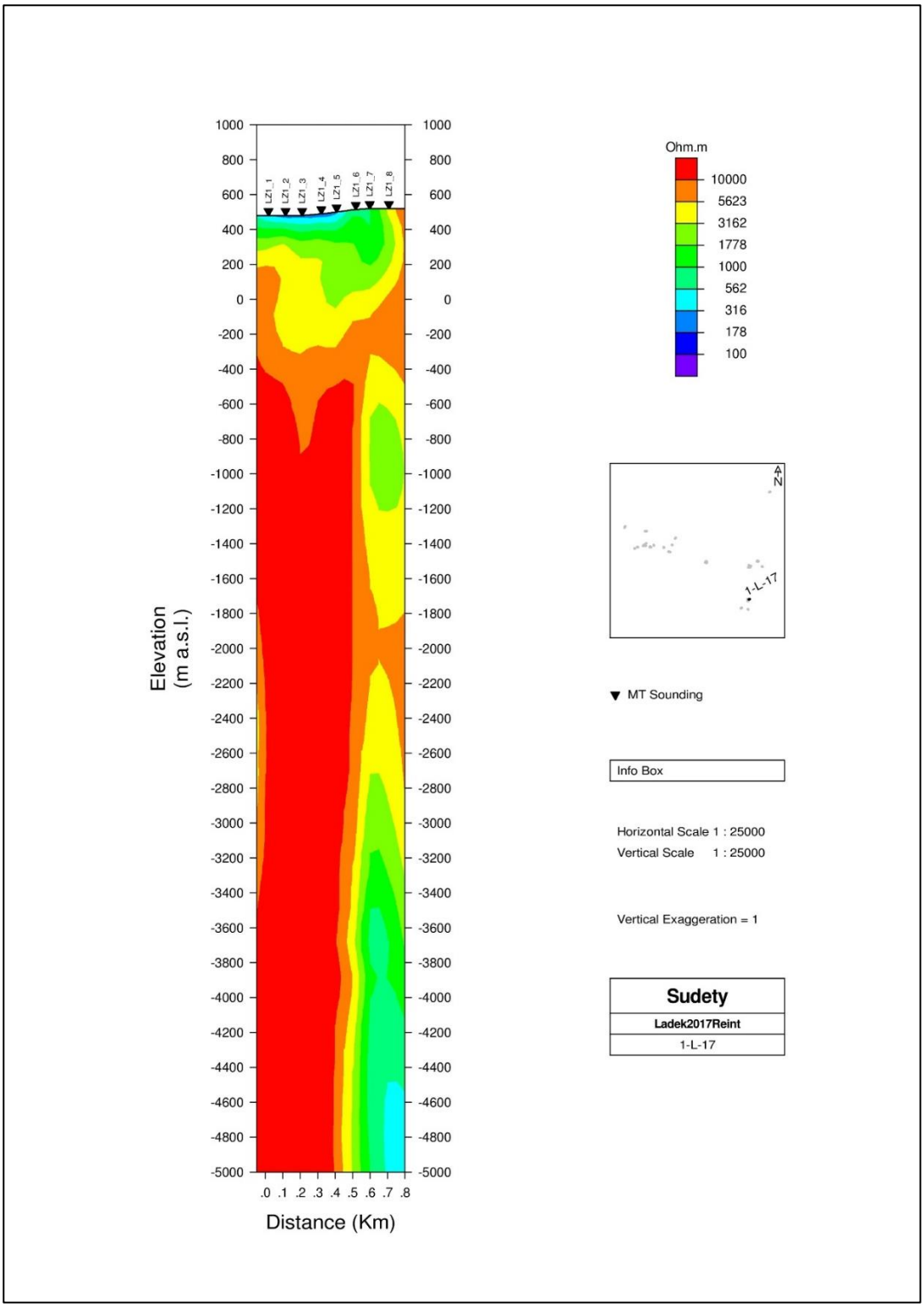
Potwierdza tę uwagę wzajemne położenie krzywych zrotowanych do kierunku maksymalnej impedancji (Rys. 5.7.2.17a), które są nieznacznie tylko skorygowane względem krzywych w orientacji pomiarowej (Rys. 5.7.2.17). Dla profili LZ – 1 i LZ – 2 kształty krzywych sondowań i wzajemne położenie krzywych „xy" i „yx" po rotacji do kierunku maksymalnej impedancji radykalnie się zmieniają, co świadczy o trójwymiarowości ośrodka geoelektrycznego (Rys. 5.7.2.17a). Widoczne rozbieżności w kształcie krzywych pomiarowych dla różnych rotacji układu pomiarowego, jak i różny przebieg krzywych o orientacji „xy" względem „yx", świadczy o dużym skomplikowaniu budowy geologicznej w rejonie badań. Jest to z punktu widzenia geoelektrycznego ośrodek dwu i trójwymiarowy.Taki wniosek potwierdza układ diagramów kierunkowych impedancji widocznych w dolnych częściach rysunków. Natomiast z punktu widzenia jakości danych można stwierdzić, że w zarejestrowanych zakresach częstotliwościowych są one głównie dobrej i bardzo dobrej jakości.

Ilościowa interpretacja jednowymiarowa krzywych sondowań

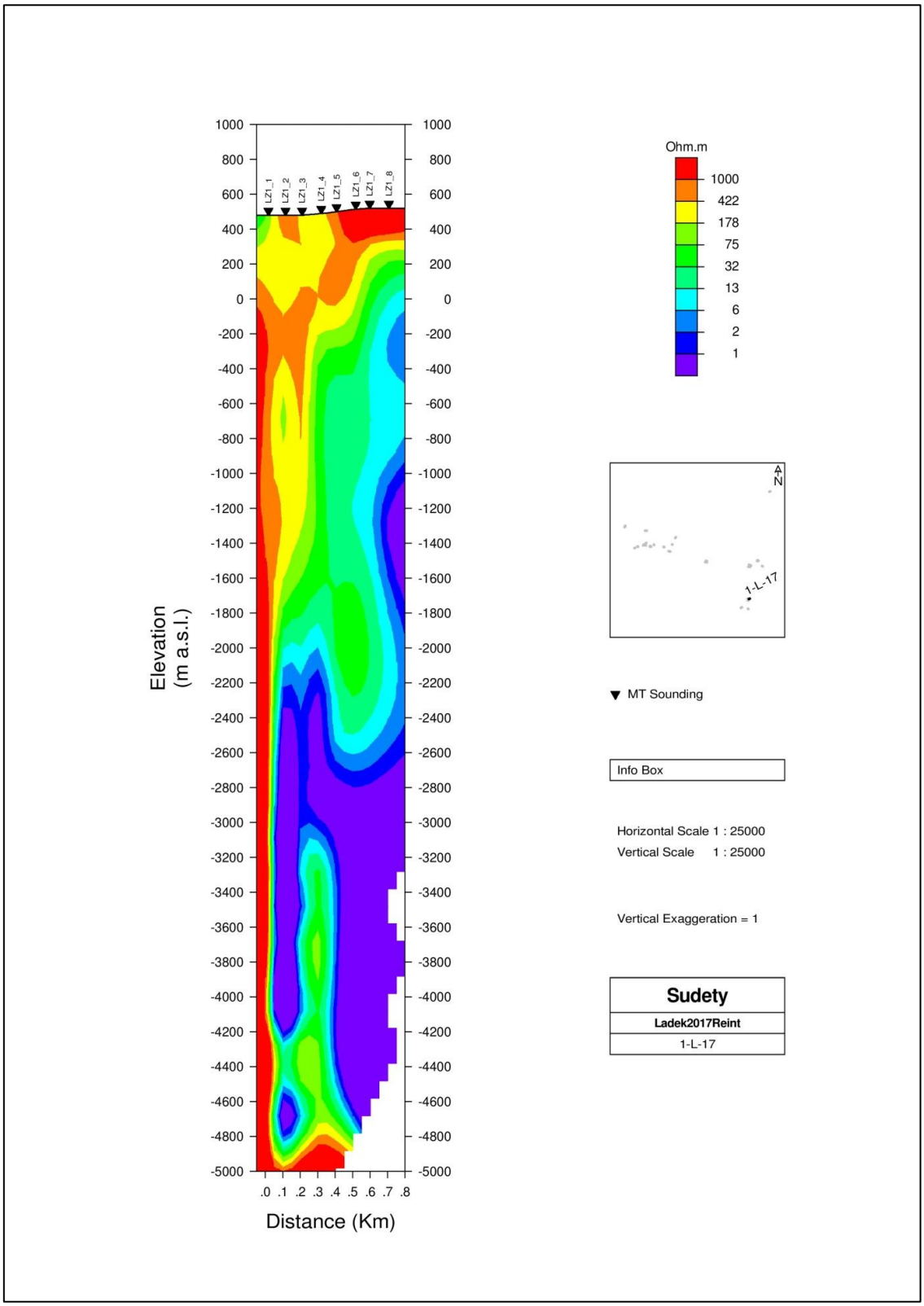
Interpretacja 1D wykonana została za pomocą algorytmu Occama, który polega na komputerowej aproksymacji jednowymiarowego rozkładu oporności w ośrodku geologicznym na podstawie amplitudowych i fazowych krzywych sondowań (Constable i in. 1987). Podstawowym założeniem tej metody jest dążenie do uzyskania maksymalnie płynnego rozwiązania. W rezultacie rozkład oporności w ośrodku geologicznym jest zgeneralizowany i pozbawiony wyraźnych kontrastów. W praktyce zakłada się model startowy w postaci ośrodka poziomo warstwowanego o miąższościach warstw rosnących regularnie z głębokością, zgodnie ze skalą logarytmiczną. Procedura minimalizacji funkcji błędu, opisującej rozbieżność danych pomiarowych i obliczonych dla założonego modelu skonstruowana została w taki sposób, aby gradienty oporności były minimalne. W rezultacie, dla założonej a priori ilości warstw w modelu startowym, zmianom podlegają ich oporności. Niewątpliwą zaletą metody jest jej pełna automatyzacja. Ingerencja interpretatora sprowadza się do przygotowania danych, wprowadzenia ilości warstw oraz określenia interwału głębokościowego interpretacji.

Rysunki 5.7.18 - 20 i 5.7.18a - 20a przedstawiają przekroje geoelektryczne 1D wg algorytmu Occama dla różnej orientacji układu pomiarowego (różnej polaryzacji). Uzyskany obraz elektromagnetyczny wzdłuż tego samego przekroju dla polaryzacji elektrycznej TE i magnetycznej TM (krzywe zrotowane odpowiednio do kierunków Zmin i Zmax) jest wyraźnie różny co oczywiście jest związane jak już wcześniej zostało powiedziane z dużym skomplikowaniem budowy geologicznej rejonu badań. Dlatego modele na podstawie inwersji 1D powinny być raczej traktowane jako modele wstępne, startowe do inwersji 2D. Z analizy przekrojów geoelektrycznych 1D dla polaryzacji magnetycznej TM (Rys. 5.7.2.18, 5.7.2.19, 5.7.2.20) wynika wniosek, że względnie niskie wartości oporności występują wzdłuż profilu 3. W przeważającej części są to oporności od 200 do około 1000 Ωm. Natomiast przekroje 1 i 2 generalnie charakteryzują się wysokimi i bardzo wysokimi wartościami oporności, rzędu kilku tysięcy Ωm. Niższe wartości oporności wzdłuż profili 1 i 2 występują tylko w przypowierzchniowej części przekrojów.

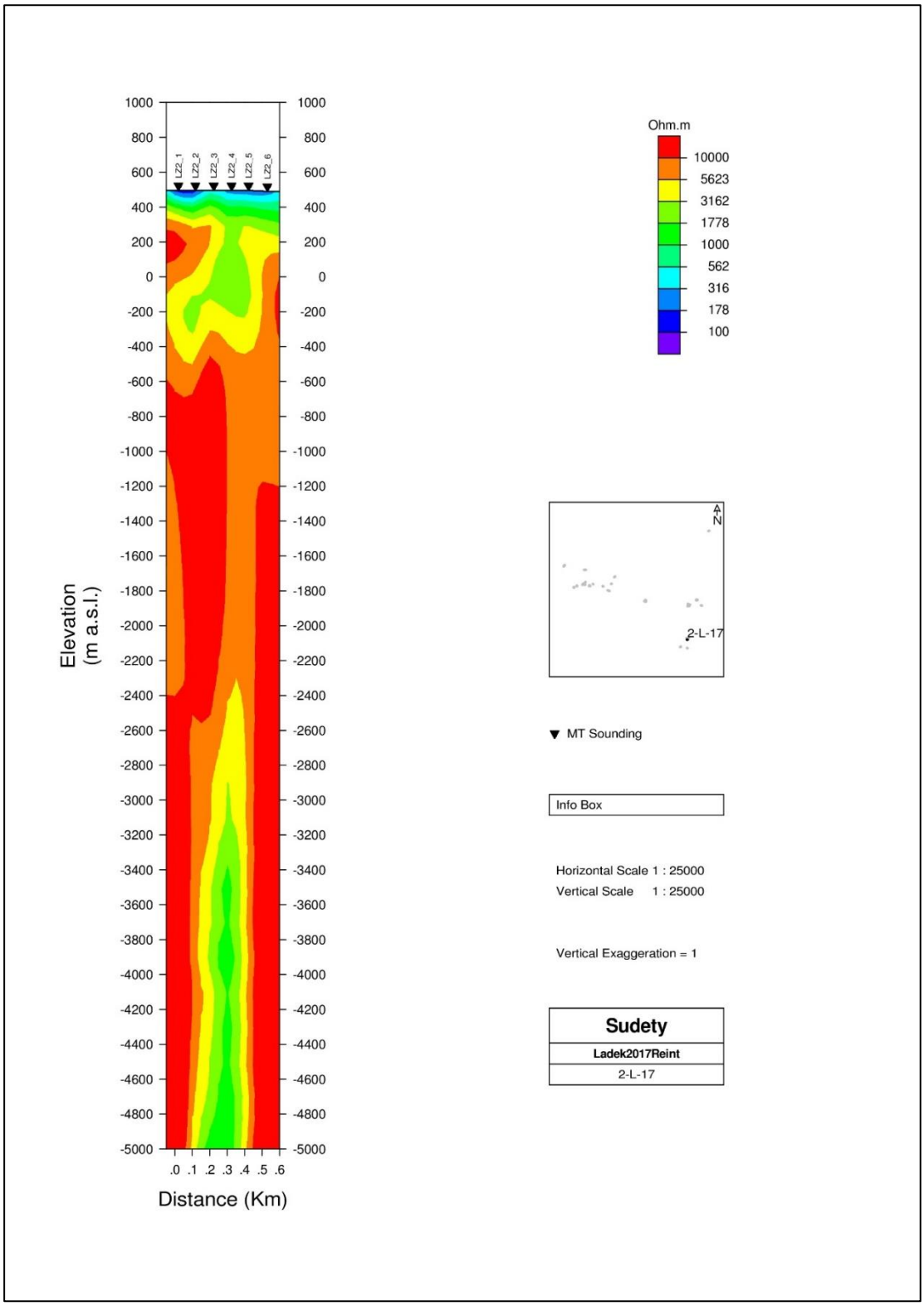
Przekroje geoelektrycznych wykonane na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji elektrycznej TE (Rys. 5.7.2.18a, 5.7.2.19a, 5.7.2.20a) charakteryzują się opornościami z przedziału od kilku do kilkuset Ωm. Należy także podkreślić, że wartości te są znacząco niższe (od rzędu do nawet dwóch rzędów wielkości) od wartości oporności obserwowanych na przekrojach uzyskanych na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji magnetycznej TM.



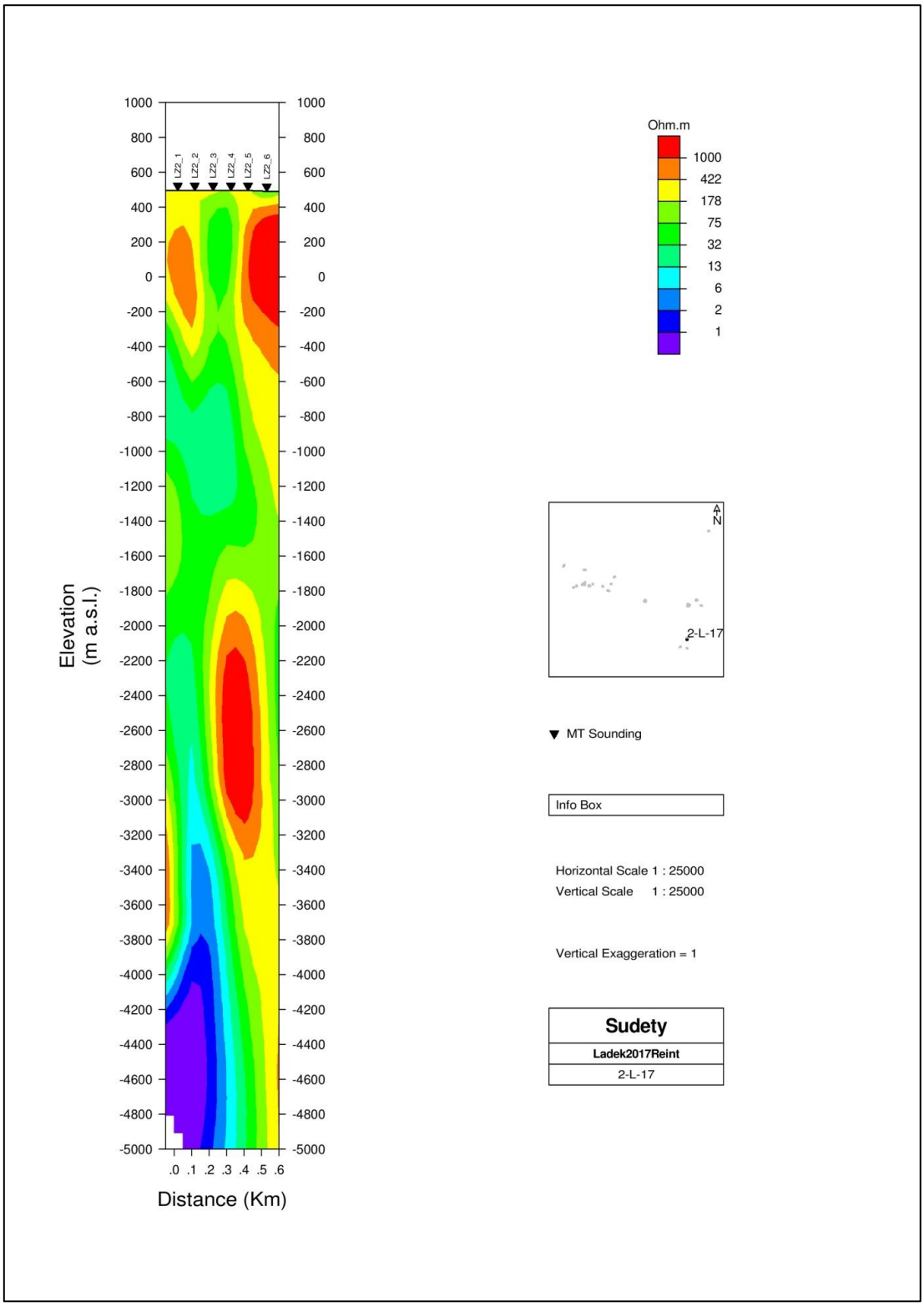
Rys. 5.7.2.18. Rozkład oporności wzdłuż profilu 1 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji magnetycznej TM



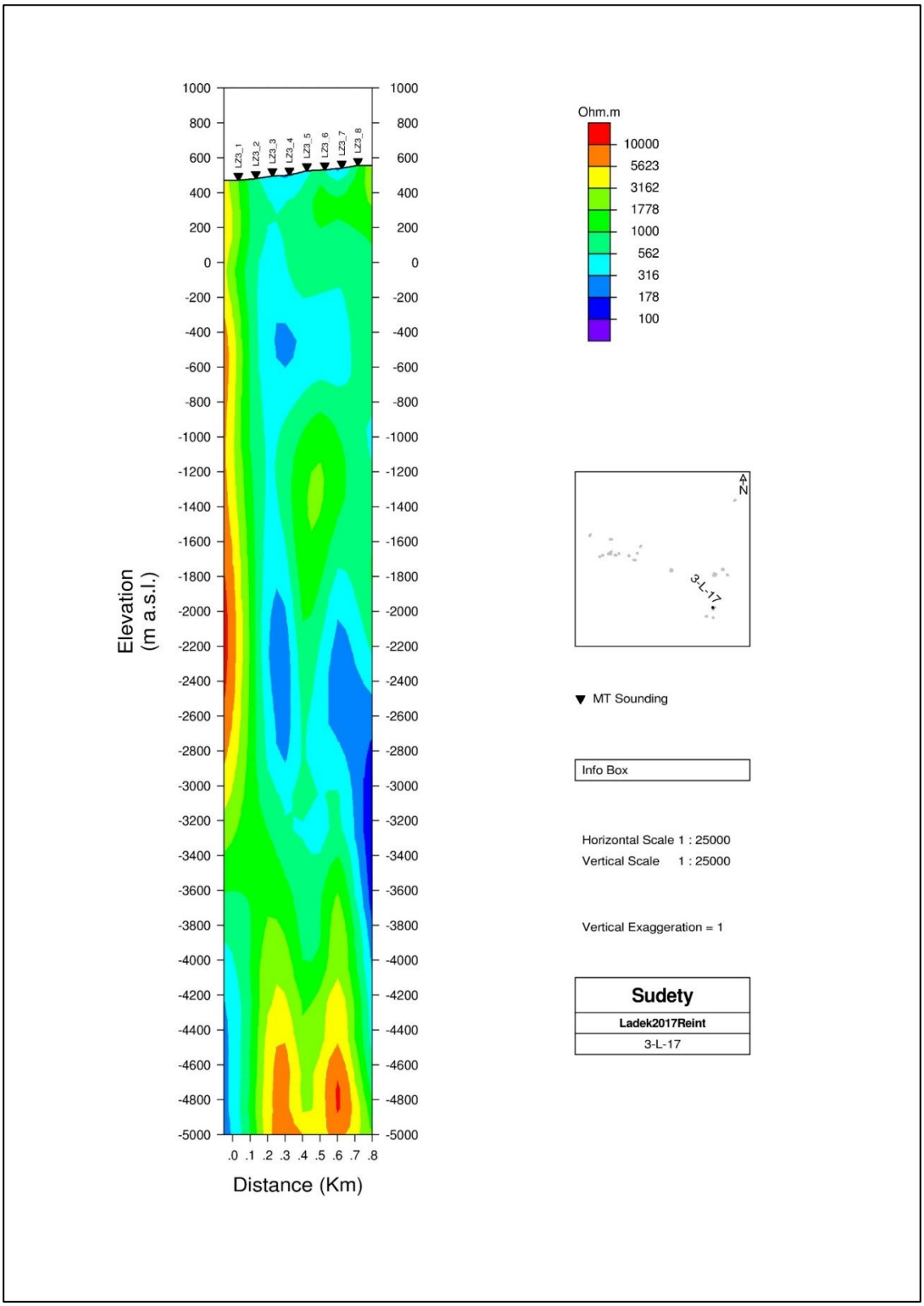
Rys. 5.7.2.18.a. Rozkład oporności wzdłuż profilu 1 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji elektrycznej TE



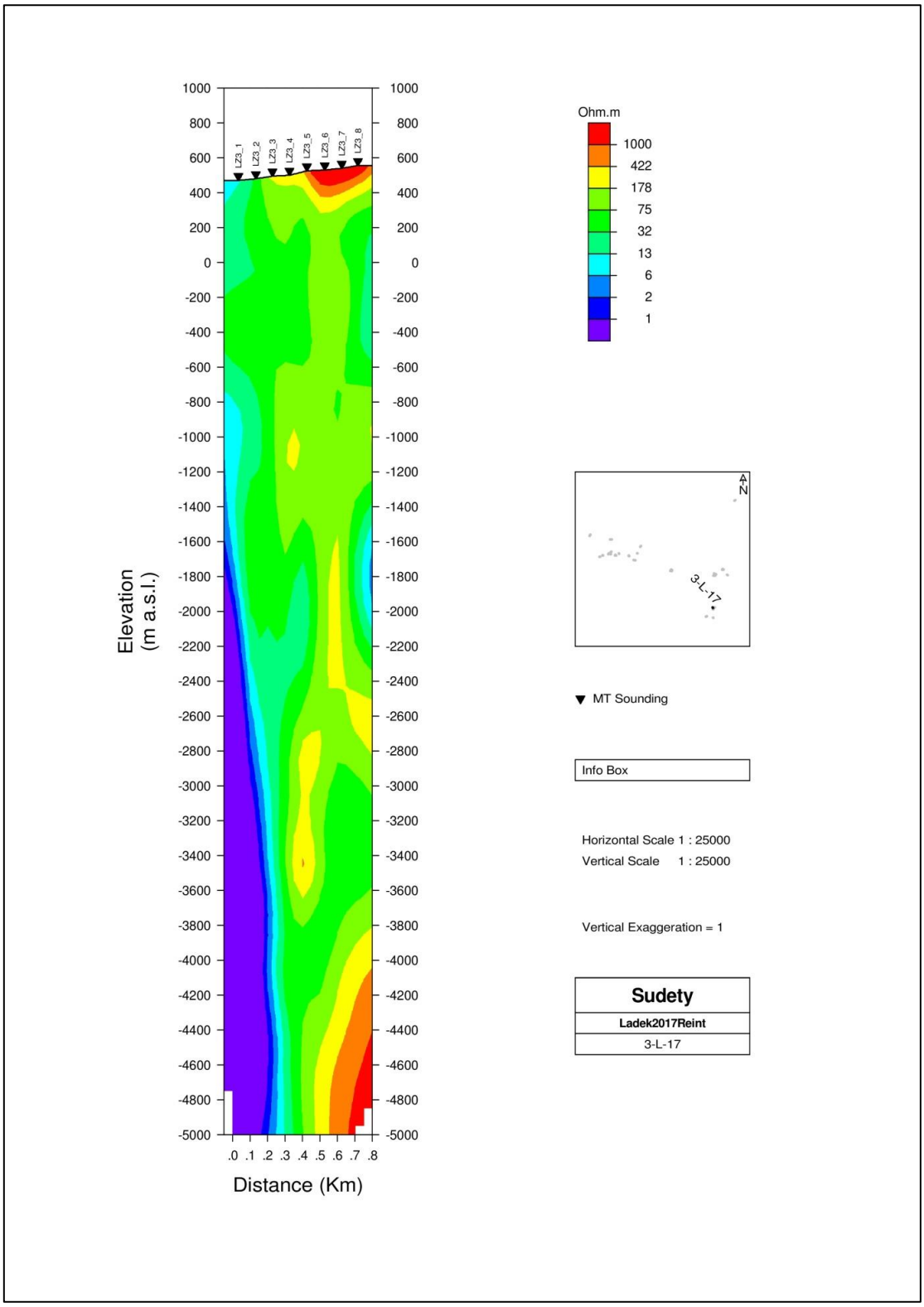
Rys. 5.7.2.19. Rozkład oporności wzdłuż profilu 2 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji magnetycznej TM



Rys. 5.7.2.19.a. Rozkład oporności wzdłuż profilu 2 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji elektrycznej TE



Rys. 5.7.2.20. Rozkład oporności wzdłuż profilu 3 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji magnetycznej TM



Rys. 5.7.2.20.a. Rozkład oporności wzdłuż profilu 3 na podstawie inwersji 1D wg algorytmu Occama dla polaryzacji elektrycznej TE

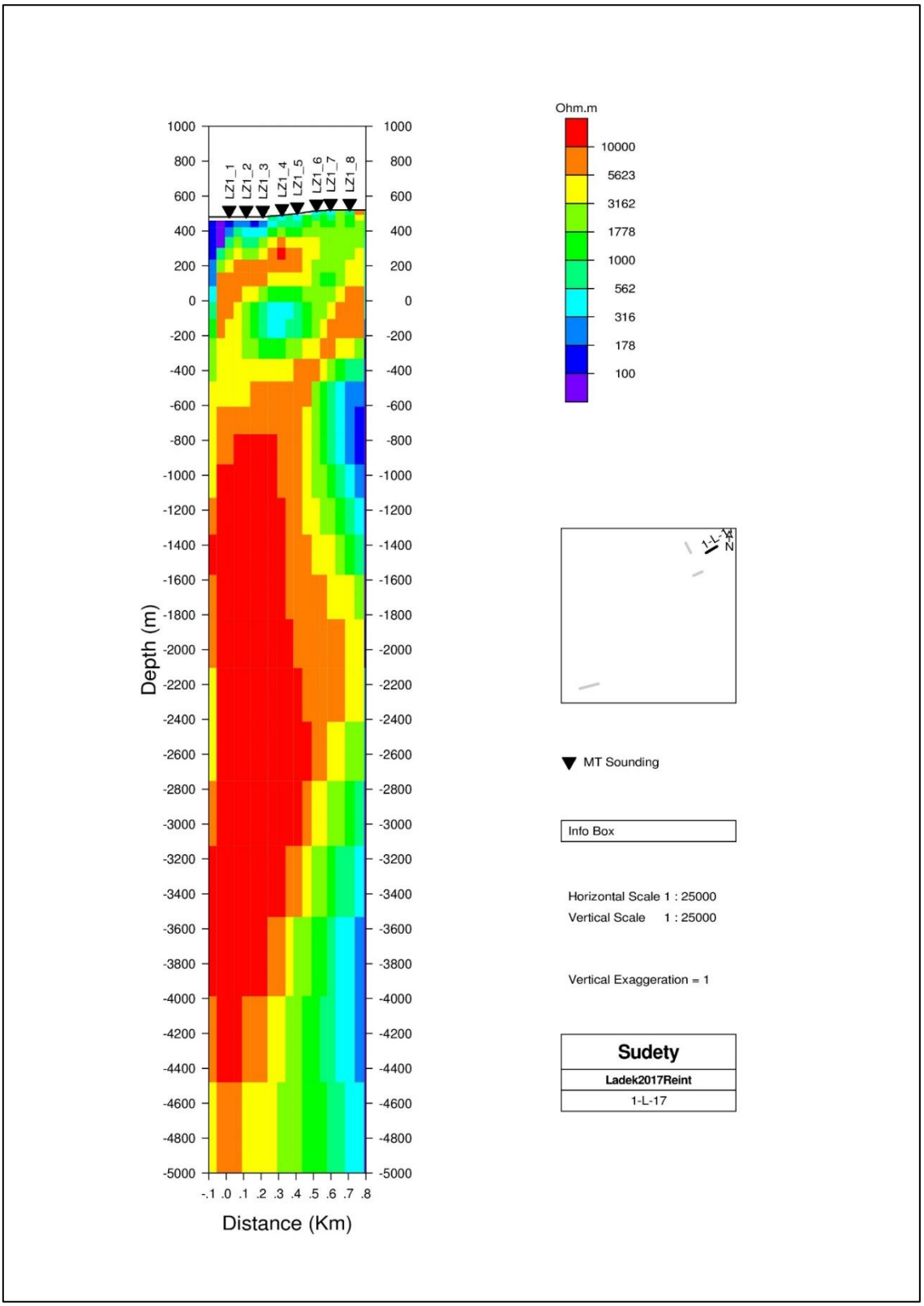
Ilościowa interpretacja dwuwymiarowa

Interpretację dwuwymiarową wykonano z wykorzystaniem algorytmu NLCG polegającej na iteracyjnym dopasowaniu dwuwymiarowego ośrodka geoelektrycznego do krzywych pomiarowych amplitudowych i fazowych, z wykorzystaniem procedury minimalizacyjnej nieliniowych gradientów sprzężonych (Rodi & Mackie 2001). Funkcja błędu opisująca sumaryczną rozbieżność pomiędzy danymi empirycznymi i obliczonymi teoretycznie dla modelu, jest minimalizowana w kolejnych krokach iteracyjnych, prowadzących do stopniowej modyfikacji modelu startowego. W swoim założeniu metoda NLCG dąży do modelu

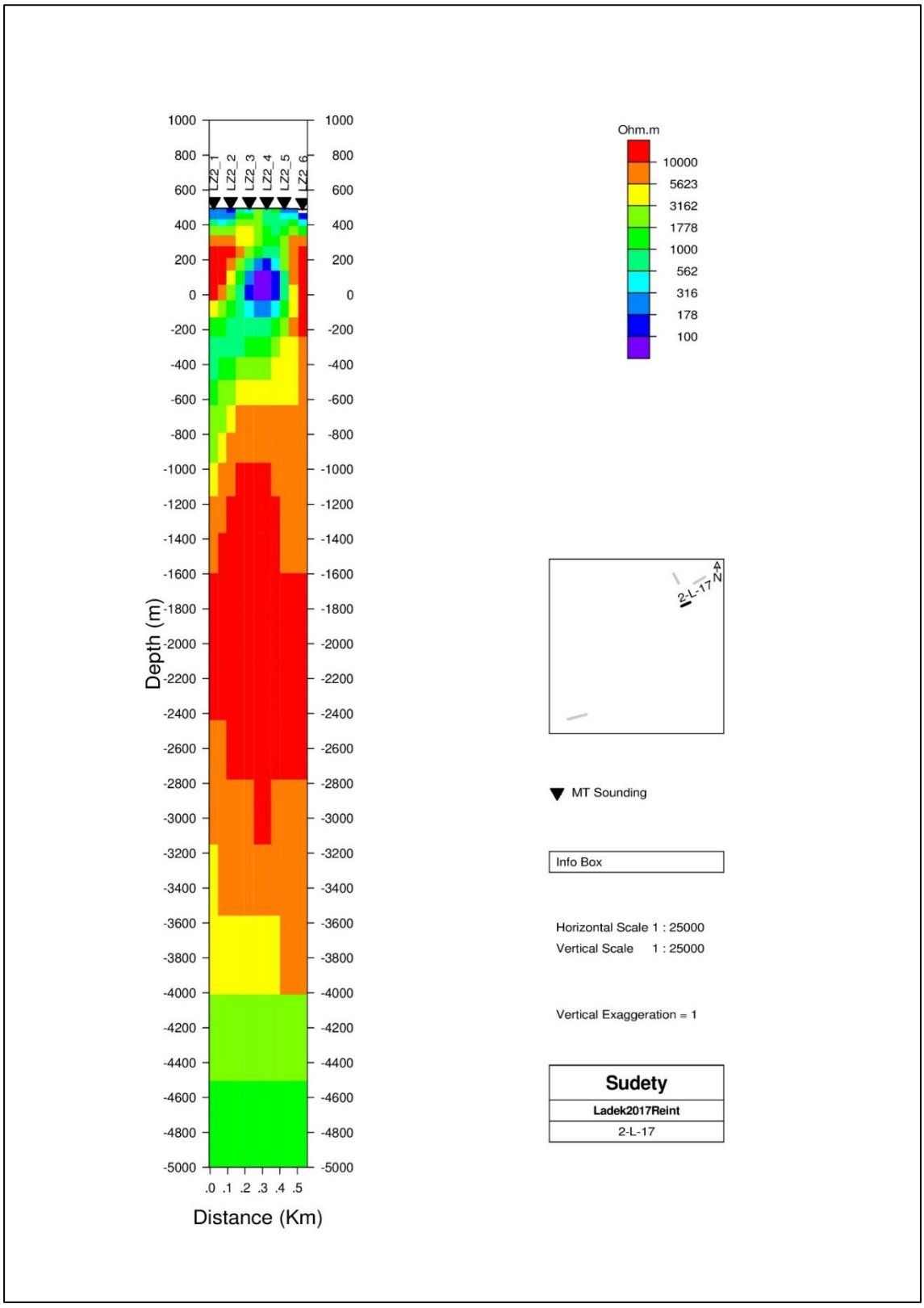
wygładzonego. Stopień wygładzenia określony jest przed rozpoczęciem procesu inwersji poprzez parametr tłumienia τ. Wyższe τ daje w wyniku bardziej wygładzony model kosztem gorszego dopasowania krzywych pomierzonych do modelowych. Dla uzyskania optymalnego rozwiązania wykonano inwersję 2D dla serii modeli startowych o zmiennych parametrach tłumienia. Rozwiązanie zagadnienia inwersji jest wieloznaczne, tzn. istnieje wiele różnych modeli, które można dopasować do danych empirycznych z zadowalającą dokładnością. W tej sytuacji istotne dla prawidłowego wykorzystania programu jest odpowiednie narzucenie więzów urealniających uzyskane rozwiązanie, oraz odpowiednich warunków początkowych w postaci modelu startowego. Modelem takim może być jednorodna półprzestrzeń (najprostszy model) lub też mniej lub bardziej złożony dwuwymiarowy model geoelektryczny. Wprowadzenie modelu bliskiego rzeczywistości ogranicza zakres zmienności jego parametrów w procesie minimalizacji i prowadzi na ogół do dobrych rozwiązań. Dodatkowym czynnikiem poprawiającym jakość modelu wynikowego są więzy w postaci stałych wartości wybranych parametrów lub ograniczenia zakresu ich zmienności. Dobrym wyjściem, zwłaszcza dla względnie płaskich modeli geoelektrycznych jest ograniczenie zmienności parametrów warstw geoelektrycznych dla oczek siatki obejmujących otwory wiertnicze. Miąższości i oporności warstw określone na podstawie interpretacji profilowań elektrometrii wiertniczej na ogół dobrze oddają rzeczywisty model geoelektryczny i narzucają prawidłowe rozwiązanie zagadnienia inwersji.

W rejonie badań nie ma otworów wiertniczych w pobliżu profili magnetotellurycznych na podstawie których możliwe byłoby skonstruowanie modelu startowego, więc do jego budowy wykorzystano przekroje z inwersji 1D. Obliczenia dla wszystkich przekrojów wykonano równocześnie dla polaryzacji elektrycznej TE, magnetycznej TM oraz parametru tipper (Rys. 5.7.2.21, 5.7.2.22, 5.7.2.23). Wykorzystano krzywe pomiarowe po rotacji tensora impedancji do kierunku Zxy max, w zakresie częstotliwości od 10400 Hz do 1 Hz (pasmo AMT). Wprowadzono także algorytm usuwania zakłócającego wpływu niejednorodności przypowierzchniowych, dostępny w wykorzystywanym systemie interpretacyjnym. Średni błąd kwadratowy R.M.S. obliczony dla modeli wynikowych wyniósł: dla przekroju 1 – 2.73, dla przekroju 2 – 3.47, dla przekroju 3 – 2.12. W przypadku profili nr 1 i 2 rotacja krzywych sondowań do orientacji Zmax i Zmin generuje fikcyjny ośrodek quasi - dwuwymiarowy lokalnie zgodny z budową geologiczną wprowadzający jednak niekontrolowalne błędy do wyników inwersji 2D. Ilustruje to chociażby porównanie z wynikami inwersji 2D dla krzywych o orientacji pomiarowej (Rys. 5.7.2.24, 5.7.2.25.), dla których warunki dwuwymiarowości modelu ośrodka ewidentnie nie są spełnione. Trudno ocenić który sposób postępowania generuje wyniki inwersji bliższe rzeczywistości geologicznej.

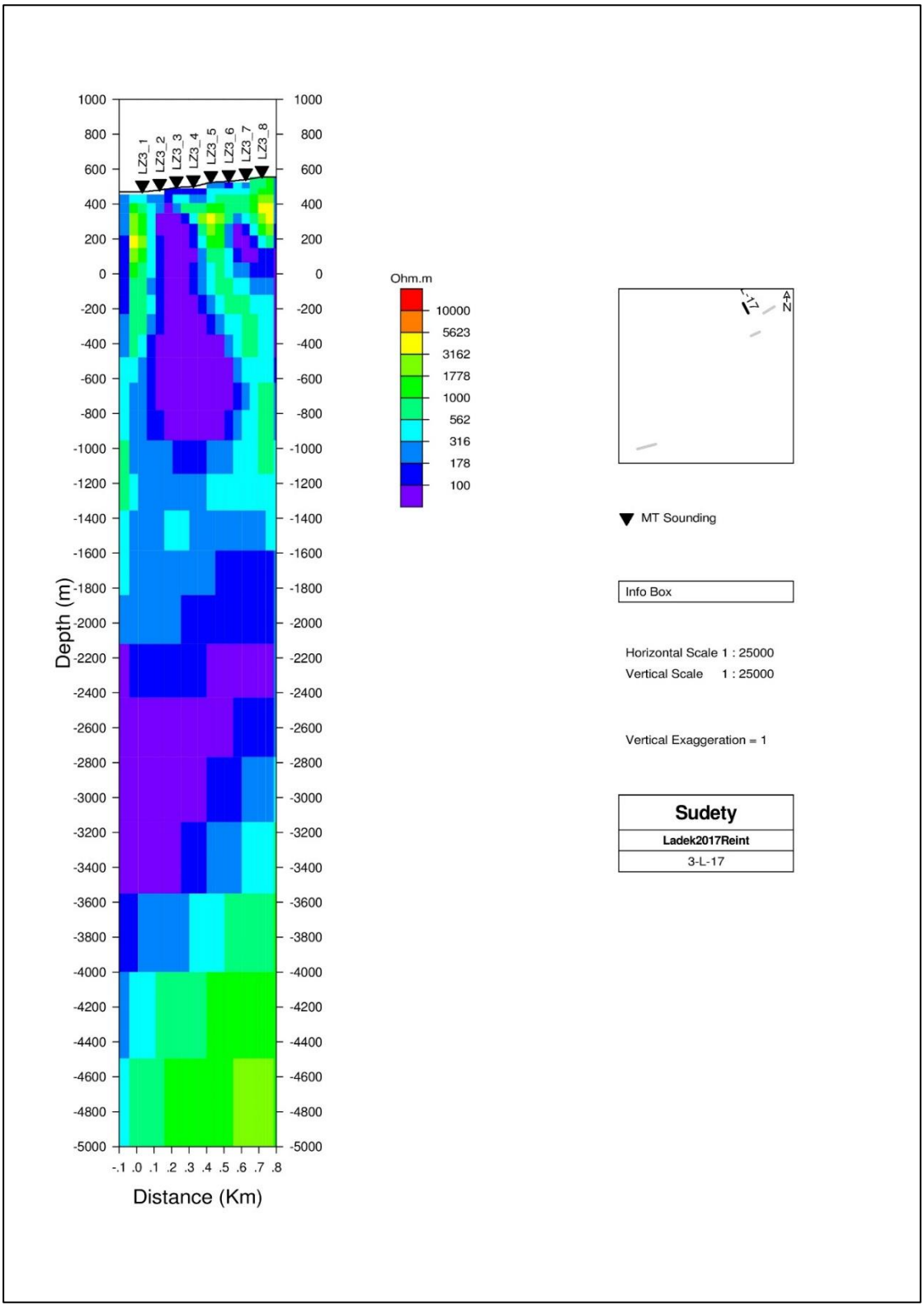
Z przekrojów geoelektrycznych 2D (Rys. 5.7.2.21, 5.7.2.22, 5.7.2.23) wynika, że wzdłuż profilu 3 występują zupełnie inne skały niż wzdłuż profilu 1 i 2. Przekroje 1 i 2 charakteryzują się wysokimi wartościami oporności w obrębie których występują niżejoporowe anomalie. Wzdłuż profilu 1 występują trzy takie anomalie: pierwsza w środkowej części przekroju na poziomie: od 100 do -200 m n.p.m., druga i trzecia w końcowej części przekroju na poziomach od -500 do -1200 m n.p.m. oraz od 3 do 5 km p.p.m. (Rys. 5.7.2.21). Strefa o obniżonych wartościach oporności występuje także na w środkowej części przekroju 2 na poziomie od 200 do -200 m n.p.m. (Rys. 5.7.2.22). Z punktu widzenia badań geotermalnych interesujące wydają się być anomalie wymienione na profilu 1 i 2, oraz rejon profilu 3, gdzie dominują wyraźnie niżejoporowe skały (Rys. 5.7.2.22). Nie jest jednak wykluczone, że anomalie opisane na profilu 1 i 2 są rezultatem bocznych odbić od skał stosunkowo niżejoporowych występujących na północ od profili 1 i 2, a zaznaczających się na profilu 3. Wyjaśnienie tych wątpliwości byłoby możliwe po wykonaniu dodatkowych profili (lub profilu) magnetotellurycznych o azymucie zbliżonym do profilu 3, ale zdecydowanie dłuższego - obejmującego swoim zasięgiem zarówno obszar skał niżejoporowych leżący na północ od miejscowości Lądek jak i obszar skał wysokooporowych występujący na południe od tej miejscowości. Jeszcze lepszym rozwiązaniem byłoby wykonanie magnetotellurycznego zdjęcia 3D.



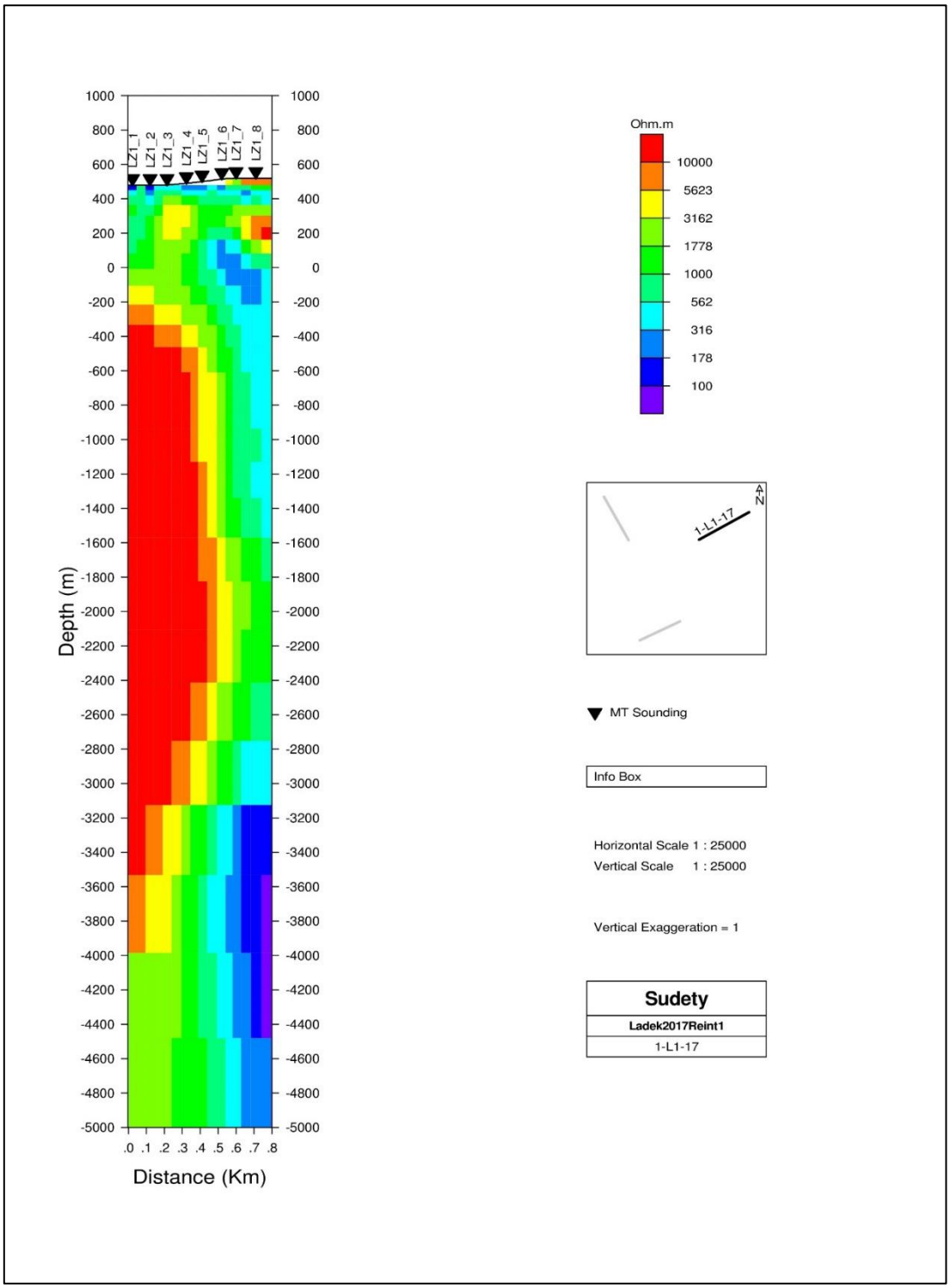
Rys. 5.7.2.21. Rozkład oporności wzdłuż profilu 1 na podstawie inwersji 2D NLCG, krzywe zrotowane do orientacji Zmax. i Zmin



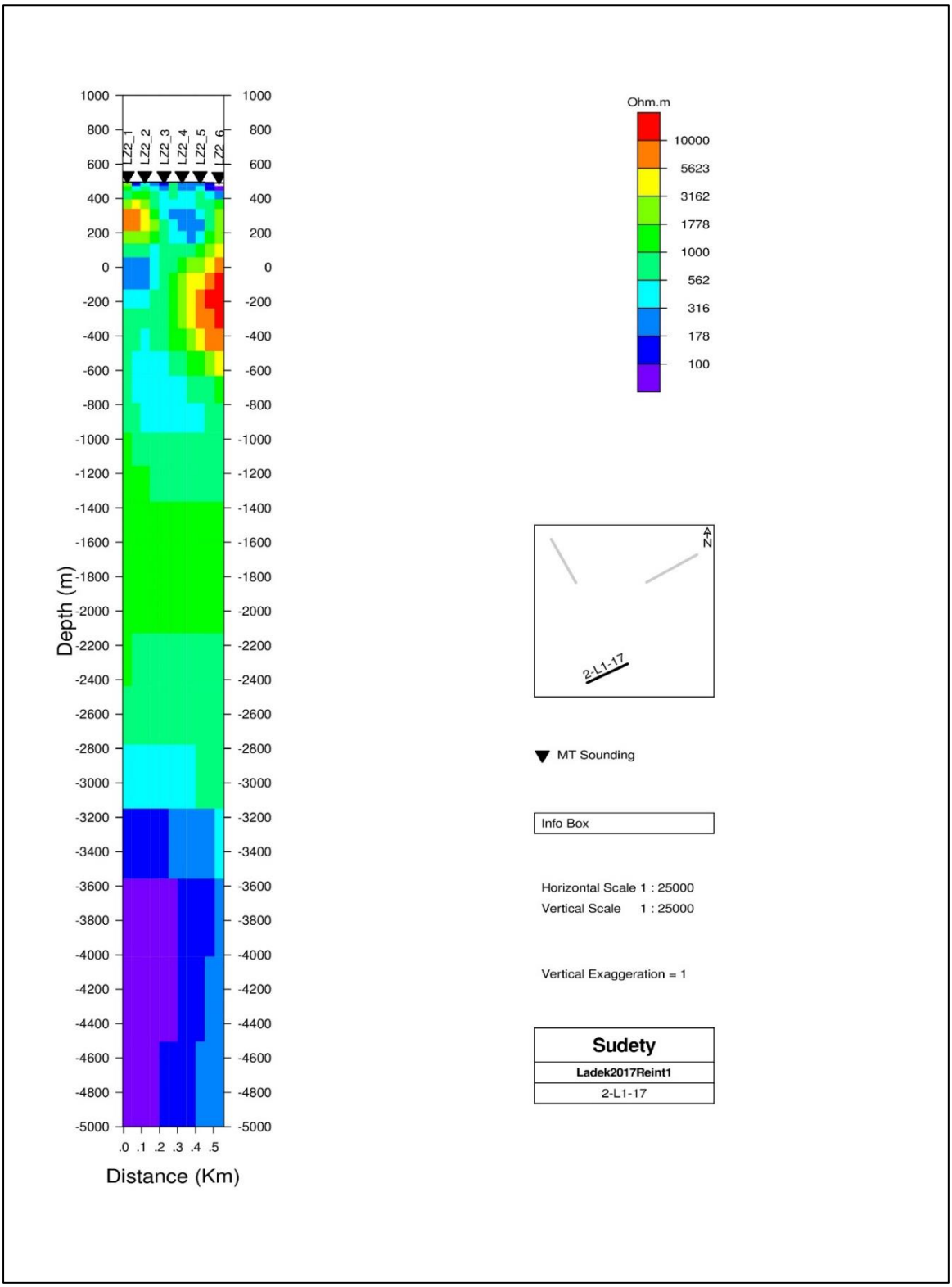
Rys. 5.7.2.22. Rozkład oporności wzdłuż profilu 2 na podstawie inwersji 2D NLCG



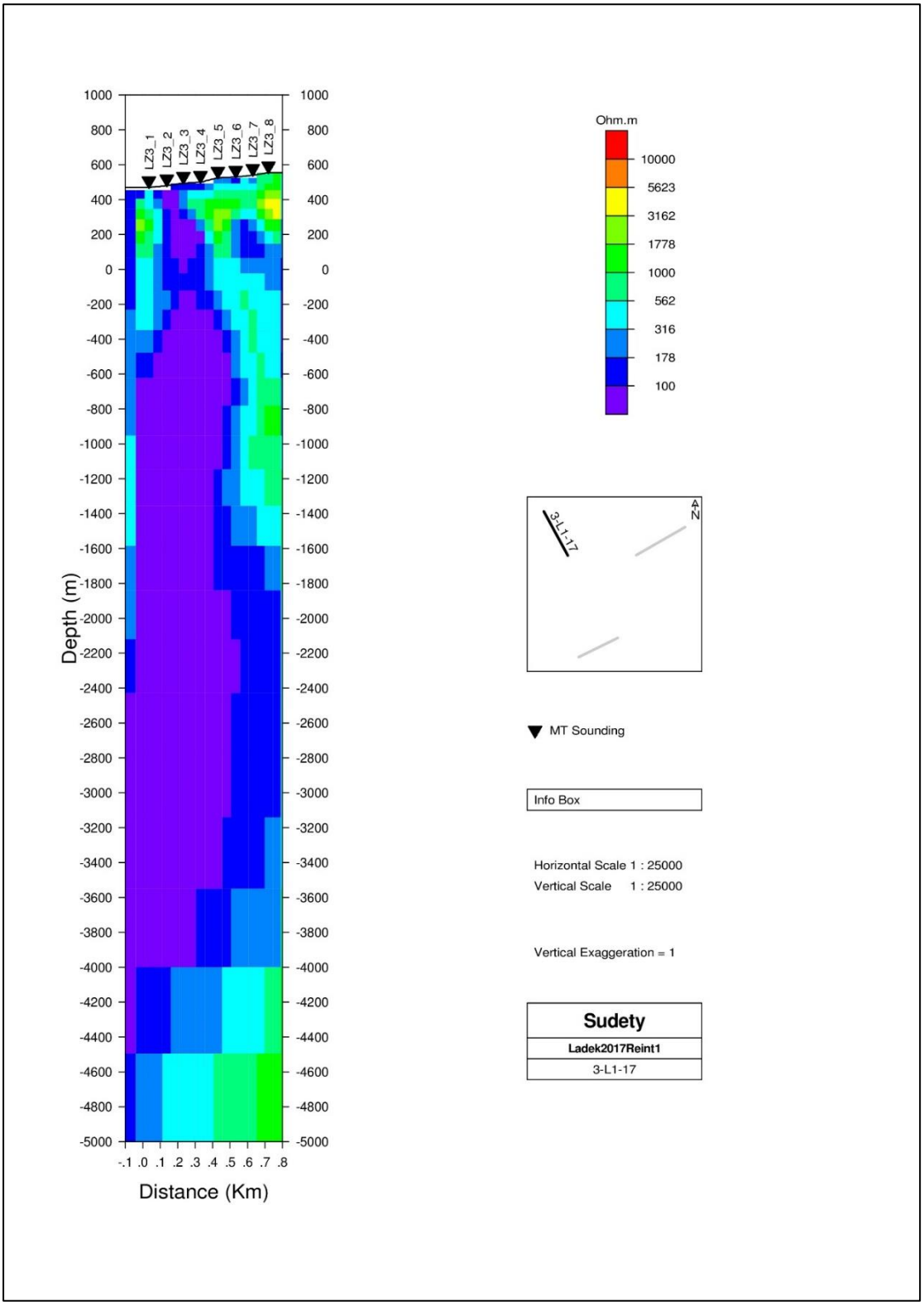
Rys. 5.7.2.23. Rozkład oporności wzdłuż profilu 3 na podstawie inwersji 2D NLCG, krzywe zrotowane do orientacji



Rys. 5.7.2.24. Rozkład oporności wzdłuż profilu 1 na podstawie inwersji 2D NLCG dla pomiarowej orientacji układu współrzędnych



Rys. 5.7.2.25. Rozkład oporności wzdłuż profilu 2 na podstawie inwersji 2D NLCG dla pomiarowej orientacji układu współrzędnych



Rys. 5.7.2.26. Rozkład oporności wzdłuż profilu 3 na podstawie inwersji 2D NLCG dla pomiarowej orientacji układu współrzędnych.

2.7.2.8. Reinterpreatacja badań geofizycznych z zastosowaniem metod pól potencjalnych w rejonie Lądka-Zdroju

Wprowadzenie

Badania geofizycznych pól potencjalnych wykonano na terenie i w otoczeniu Lądka-Zdroju, przy zastosowaniu metody grawimetrycznej i magnetometrycznej. Prace te stanowiły fragment kompleksowych badań geofizycznych, których celem było rozszerzenie rozpoznania przypowierzchniowej partii ośrodka skalnego (do głębokości 1 km), przede wszystkim pod kątem

budowy strukturalnej i przebiegu linii tektonicznych, a także warunków występowania surowców i wód termalnych. Badania pól potencjalnych sprowadzały się do powtórnej interpretacji danych archiwalnych pozyskanych z tematów:

1. *Sudety*, Kosobudzka I., Wrzeszcz M., 2007;
2. *Lądek-Zdrój,* Jodłowski S., Cieśla E., Jagodzińska B., 1969;
3. *Blok przedsudecki, rejon Strzelina,* Cieśla E., Margul B., 1972;
4. *Sudety i blok przedsudecki – część wschodnia*, Okulus H., 1968;
5. *Sudety, rejon Kłodzka i Węglińca-Zgorzelca,* Okulus H., Margul B., Kleszcz T.,1974.

Spośród podanych opracowań dwa pierwsze dotyczyły danych magnetometrycznych, trzecie to prace z zakresu magnetometrii i grawimetrii, a dwa ostatnie były źródłem danych grawimetrycznych. Wyniki pomiarów zamieszczone w dokumentacji z poz. 1 zawierają zarówno dane z lat 2005-2007, jak i zaczerpnięte z „banku danych magnetycznych". Pozostałe tematy wymienione wyżej w poz. 2 - 5 pochodzą z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego stulecia, a więc dokładność pomiarów terenowych i prac processingowych stała na niższym poziomie w stosunku do wykonywanych obecnie. Obszar prac reinterpretacyjnych zlokalizowany był w obrębie czworoboku, którego wierzchołki posiadają następujące koordynaty układu 1992:

1. wierzchołek NW: x = 339,348 km, y = 288,444 km;
2. wierzchołek NE: x = 359,225 km, y = 287,529 km;
3. wierzchołek SE: x = 358,564 km, y = 267,549 km;
4. wierzchołek SW: x = 338,331 km, y = 268,312 km.

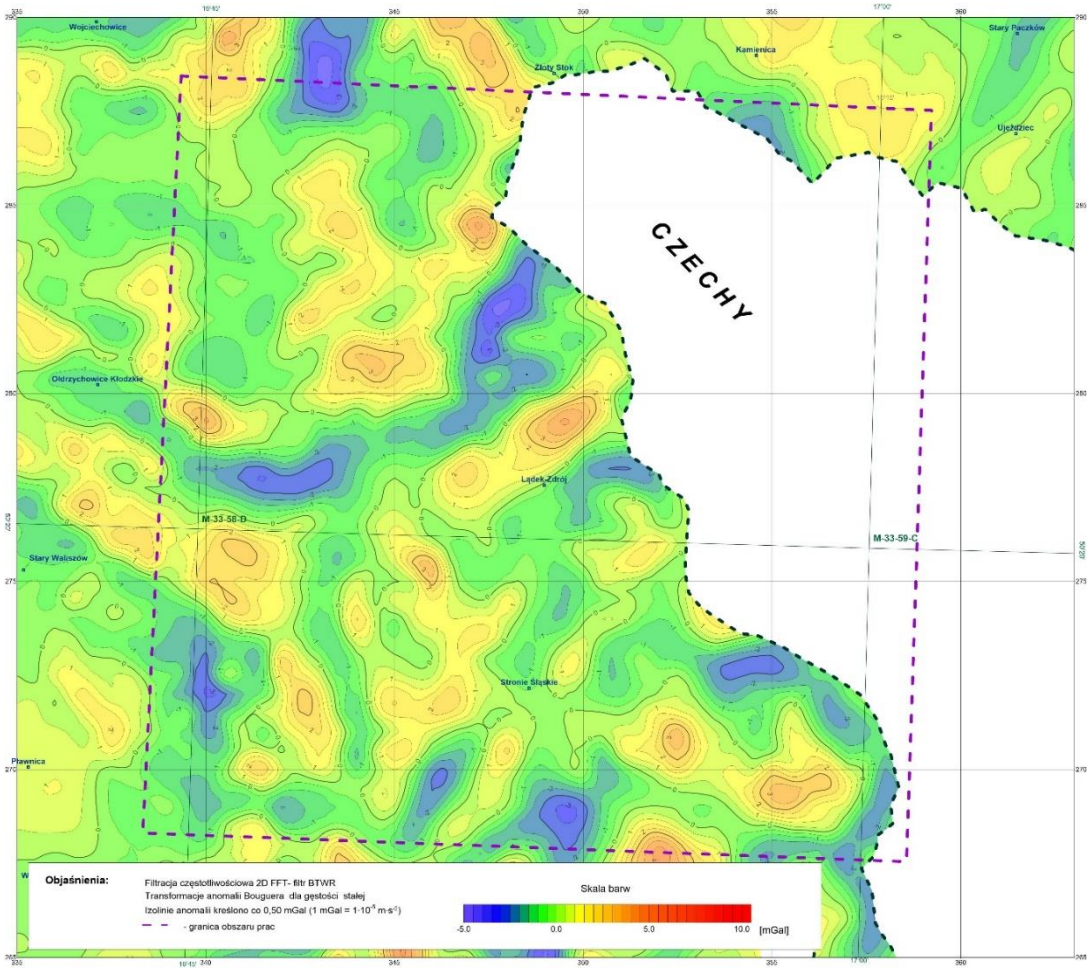
Z uwagi na wymogi programów do przetwarzania i interpretacji danych przyjęto przebieg osi x z zachodu na wschód, a osi y z południa na północ – odwrotnie niż w kartografii tradycyjnej. Obszar opisany przez współrzędne naroży ma kształt zbliżony do kwadratu o powierzchni około 410 km^2. We wschodniej jego części przebiega granica państwowa z Republiką Czeską, na terytorium której nie prowadzono prac terenowych i nie można było tego obszaru objąć interpretacją. Z tego powodu powierzchnia prac reinterpretacyjnych wyniosła około 295 km^2. Zlokalizowano na niej 1603 grawimetryczne punkty pomiarowe i 943 punkty magnetometryczne w systemie rozproszonym oraz kilkaset stanowisk ze zdjęcia szczegółowego wykonanego w roku 1969. Metodykę i ilość pomiarów oraz zakres prac processingowych w ramach każdego tematu archiwalnego opisano w poszczególnych dokumentacjach, z których do reinterpretacji wykorzystano następujące dane dotyczące punktów pomiarowych:

1. wartości przyspieszenia siły ciężkości dla systemu międzynarodowego IGSN-71 wyrażone w [mGal],
2. wysokości stanowisk pomiarowych i pikiet dodatkowych dla poziomu odniesienia Kronsztadt w [m],
3. wartości całkowitego pola magnetycznego T podane w [nT].

W ramach prac reinterpretacyjnych obliczono wartości anomalii siły ciężkości w redukcji Bouguera i anomalii całkowitego pola magnetycznego, a następnie opracowano mapy podstawowe: grawimetryczną i magnetyczną. W kolejnym etapie badań dokonano transformacji pola grawitacyjnego, co umożliwiło opracowanie rozkładu powierzchniowego anomalii rezydualnych i gradientu poziomego siły ciężkości.

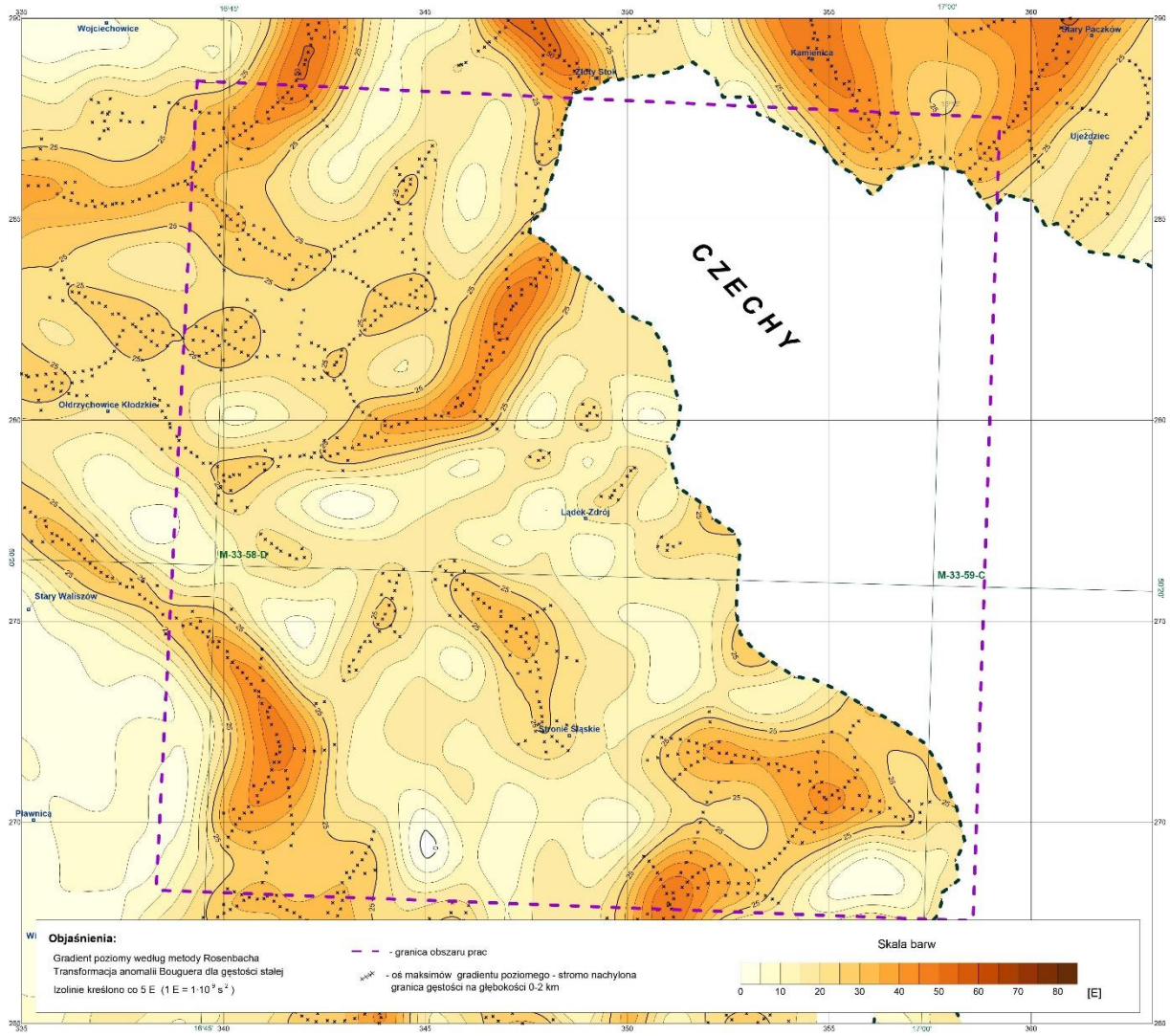
Obraz geofizycznych pól potencjalnych

Rozkład anomalii siły ciężkości w redukcji Bouguera dla obszaru badań (Rys.5.7.2.11) charakteryzuje się dużą zmiennością od -22,5 mGal do +7,5 mGal. Te ostatnie, najwyższe wartości występują przy NW narożu obszaru, a najniższe w części SW. Na sygnalizowanym obszarze interesująca forma względnie ujemna występuje w pobliżu Lądka-Zdroju. Składa się ona z dwóch części: mniejszej bardzie owalnej, obejmującej swoim zasięgiem Lądek-Zdrój, i większej z centrum położonym około 2 km na NW od Lądka, wyraźnie wydłużonej na WSW. W obu przypadkach amplitudy są podobne i wynoszą około10 mGal (Rys. 5.7.2.11), a źródłem tych form ujemnych mogą być lżejsze utwory karbonu górnego. Obraz całkowitego pola magnetycznego T (Rys. 5.7.2.10) w ujęciu ogólnym jest spokojniejszy od poprzednio opisanego. Anomalie są mniej zróżnicowane za wyjątkiem licznych, niewielkich obszarowo, ale wysokoamplitudowych form anomalnych o charakterze „kominowym", zapewne wywołanych wypiętrzeniem starszych utworów magmowy są mniej zróżnicowane za wyjątkiem licznych, być może bazaltowych, o bardzo dużej podatności magnetycznej (Rys. 5.7.2.10). Znajduje to potwierdzenie w rozkładzie pola grawitacyjnego – mniej widoczne na mapie anomalii Bouguera (Rys. 5.7.2.11), bardziej czytelne w obrazie anomalii rezydualnych dla głębokości penetracji do 1 km p.p.m. (Rys. 5.7.2.27) i zapewne kontynuujące się głębiej, co nie mogło być potwierdzone wynikami interpretacji z powodu braku pomiarów tła pola siły ciężkości w otoczeniu, o czym wspominano już wcześniej.



Rys. 5.7.2.27. Mapa anomalii rezydualnych pola siły ciężkości w rejonie Lądka Zdroju (odniesionych do zakresu głębokości 0 – 1 km p.p.t.)

Kolejne podobieństwo (zbieżność) zaburzeń pola magnetycznego i grawitacyjnego zarejestrowano w północno-zachodnim narożu obszaru prac. Tutaj bardzo wyraźnie towarzyszy wysokiej podatności magnetycznej duży wzrost gęstości objętościowej skał (Rys. 5.7.2.10, 5.7.2.11). Wspomniane wcześniej minimalne wartości anomalii Bouguera (Rys. 5.7.2.11) w SW narożu obszaru badań nie znalazły potwierdzenia w rozkładzie anomalii magnetycznych (Rys. 5.7.2.10) i niezbyt zdecydowanie odzwierciedliły się na mapie grawimetrycznych anomalii rezydualnych (Rys. 5.7.2.27). Pozwala to scharakteryzować źródło zaburzeń pola jako kompleks skalny o nieznacznie obniżonej gęstości objętościowej, minimalnej podatności magnetycznej i zalegający na głębokości zaledwie kilku kilometrów. Z kolei w SE narożniku rejonu badań zarejestrowano anomalię Bouguera względnie dodatnią (Rys. 5.7.2.11) w otoczeniu izolinii zamkniętej o wartości 10 mGal. Jest ona potwierdzona względnie dodatnią anomalią rezydualną o amplitudzie 10 mGal (Rys. 5.7.2.27), wydłużoną w kierunku WNW, i mającą odgałęzienie ku SSW poprzez granicę zasięgu opracowania, i ciągnącą się dalej w podanym kierunku. Sygnalizowana forma anomalna znalazła też odzwierciedlenia na mapie magnetycznej jako dodatnia, niskoamplitudowa forma anomalna (Rys. 5.7.2.10). Na opisanych wyżej mapach podstawowych pól potencjalnych (Rys. 5.7.2.10, 5.7.2.11) oraz na mapie uzyskanej po transformacji pola grawitacyjnego (Rys. 5.7.2.28.) widoczne są również inne formy anomalne, z reguły o mniejszych amplitudach i mniejszym zasięgu powierzchniowym w stosunku do wyżej wspomnianych, ale bez wątpliwości świadczące o zróżnicowaniu parametrów fizycznych utworów tworzących ośrodek skalny.



Rys. 5.7.2.28. Mapa rozkładu gradientów poziomych pola siły ciężkości w rejonie Lądka Zdroju.

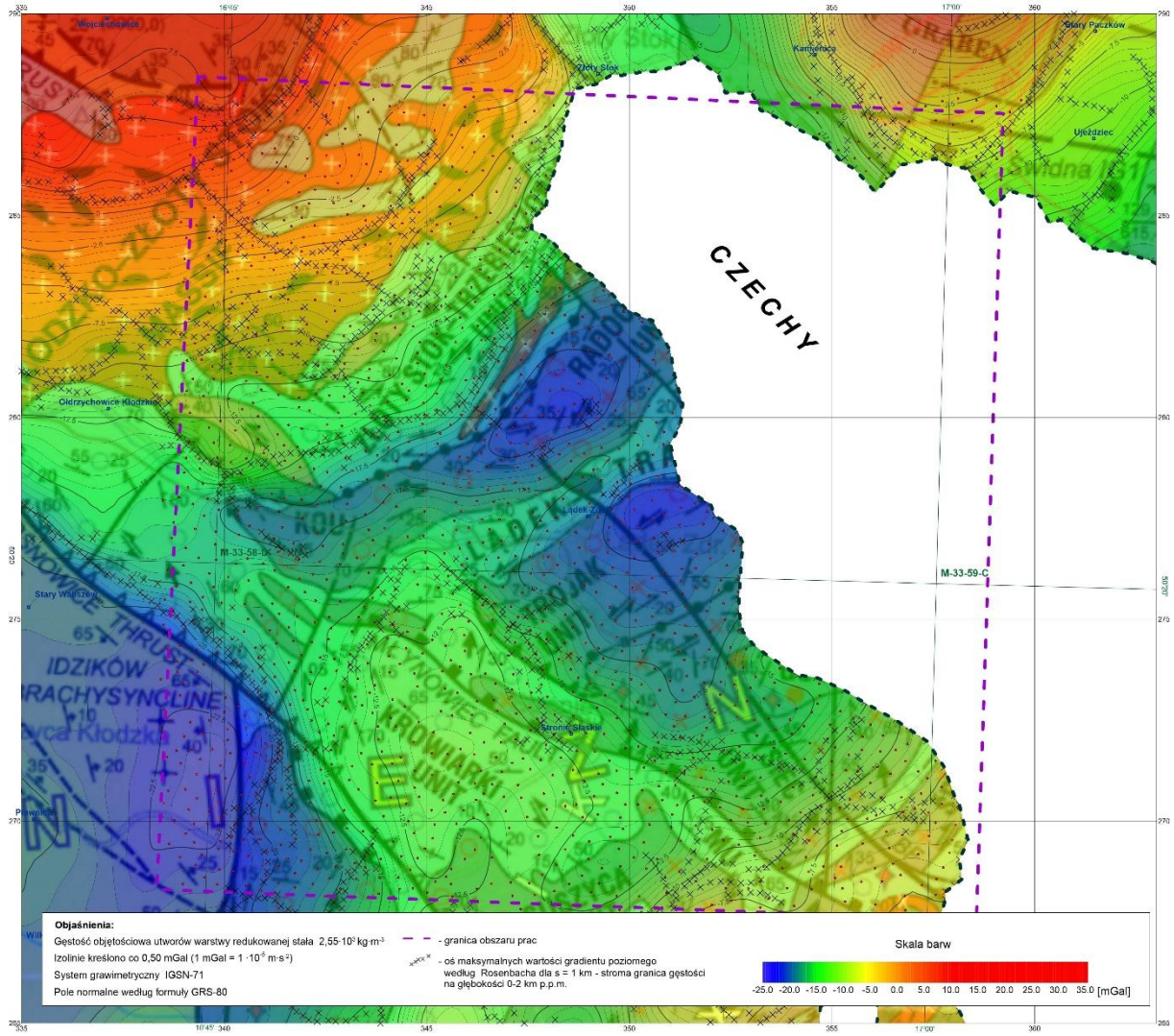
Kolejnym etapem prac reinterpretacyjnych była analiza zmian poziomych (gradientu poziomego) anomalii Bouguera, obliczonych metodą Rosenbacha (Rys. 5.7.2.28). Wyniki tych prac przedstawiono w postaci osi ekstremalnie dodatnich wartości tego gradientu. Osie gradientu odzwierciedlają przebiegi granic, usytuowanych pionowo lub pod dużym kątem w stosunku do poziomu, pomiędzy utworami sąsiadującymi ze sobą i różniącymi się gęstością objętościową. Różnica gęstości utworów budujących przylegające do siebie kompleksy, może mieć pochodzenie litologiczne, ale znacznie częściej jest wynikiem oddziaływania tektoniki (za wyjątkiem tektoniki przesuwczej. W obszarze badań wyinterpretowano kilka stref podwyższonego gradientu poziomego, najprawdopodobniej mogą to być strefy uskokowe w przedziale głębokości do 2 km p.p.m. Taka głębokość rozpoznania była jedynie możliwa do osiągnięcia z powodu bardzo ograniczonego zakresu danych pomiarowych z otoczenia rejonu badań. Spośród stref gradientowych (jak wspomniano wyżej) odzwierciedlających linie tektoniczne dominują dwa kierunki ich przebiegu. Pierwszy najczęściej spotykany kierunek z SW na NE zarejestrowano:

- w północno-zachodnim narożniku rejonu badań,
- w odległości 4,5 km na północny zachód od Lądka-Zdroju,
- w południowo-wschodnim narożniku obszaru zdjęcia z odgałęzieniem w stronę Stronia Śląskiego,
- od okolic północno-wschodniego naroża tematu w kierunku Starego Paczkowa poza rejon badań.

Drugi kierunek biegu linii gradientowych nieco rzadszy od poprzedniego, a równocześnie do niego prawie prostopadły biegnie w przybliżeniu z SE na NW, i stwierdzony został:

- w południowo-zachodnim narożu obszaru badań,
- od Stronia Śląskiego na odcinku 5 km w stronę NW,
- od granicy z Czechami do okolic Kamienicy poza zasięgiem opracowania i dalej w tym samym kierunku,
- od Złotego Stoku przy granicy z Czechami w kierunku NW (w całości poza rejonem badań).

Ponadto sporadycznie występują inne kierunki przebiegu stref gradientowych – są one widoczne wyraźnie na mapie grawimetrycznej (Rys. 5.7.2.28).



Rys. 5.7.2.29. Mapa anomalii pola siły ciężkości w redukcji Bouguera w rejonie Lądka Zdroju na tle głównych struktur geologicznych.

Uwagi końcowe

Efektem analizy geofizycznych pól potencjalnych są wyniki interpretacji jakościowej prezentowane na mapach grawimetrycznych i magnetycznej. Przedstawione są na nich anomalne formy geofizyczne, których rozprzestrzenienie powierzchniowe wynikają głównie z zasięgów poziomych oraz z parametrów fizycznych ciał generujących daną formę anomalną. Rozkłady anomalii oraz gradientu poziomego anomalii siły ciężkości wskazują przebiegi stref tektonicznych (Rys. 5.7.2.28.). Tym samym wykonane badania potwierdziły przydatność zastosowanych metod prospekcyjnych do uszczegółowiania rozpoznania budowy strukturalnej i śledzenie przebiegu stref tektonicznych. Badanie pól potencjalnych wykonano jedynie do głębokości 1 km p.p.m. Było to spowodowane niedostateczną ilością danych archiwalnych z otoczenia rejonu prac zwłaszcza z terytorium blisko położonej Republiki Czeskiej. Dysponowanie i wykorzystanie danych z otoczenia rejonu rozpoznania budowy strukturalnej jest wymagane przy stosowaniu najnowszych pakietów programów do interpretacji i analizy pól potencjalnych. Przy planowaniu kolejnego etapu strukturalnych badań geofizyczno-geologicznych uzasadnione jest:

- pozyskanie danych geofizycznych i wiertniczych ze strefy przygranicznej po stronie Republiki Czeskiej,
- wykonanie nowego szczegółowego zdjęcia grawimetrycznego w celu uaktualnienia danych pochodzących sprzed około 50 lat,
- uzupełnienie wyników badań laboratoryjnych parametrów fizycznych skał z rejonu prac.

5.7.2.9. Podsumowanie

Zestaw prac geofizycznych wykonanych w rejonie Lądka Zdroju pozwolił na wyinterpretowanie stref uskokowych, wykrycie anomalii temperaturowych i w bardzo ograniczonym stopniu rozpoznanie przestrzenne szczelinowych poziomów wodonośnych. Zasadność obaw, że odwiercenie nowego otworu i jego ewentualna eksploatacja zakłóci pracę istniejących ujęć użytkowanych przez Uzdrowisko, trudno ocenić na podstawie aktualnie dostępnych danych. Wyniki interpretacji sondowań magnetotellurycznych wskazują na obecność przynajmniej dwu poziomów (raczej stref) zeszczelinowanych i wypełnionych wodami mineralnymi (geotermalnymi). Istniejące ujęcia zarówno powierzchniowe (źródła, studnie) jak i otworowe, sięgają maksymalnie do głębokości ok. 700 m p.p.t., czyli eksploatują pierwszy najpłytszy poziom, natomiast cel projektowanego odwiertu znajduje się na głębokości rzędu 2500 m p.p.t. Nie można niestety przesądzić czy rozdzielająca te poziomy warstwa o podwyższonej oporności nie jest przecięta szczelinami zapewniającymi łączność hydrauliczną pomiędzy nimi, ani też nie można dokonać oceny ilościowej takiego połączenia. Skromny zakres danych magnetotellurycznych nie pozwala na ocenę przestrzennego rozkładu poziomów wodonośnych i potencjalnej warstwy izolującej.

Skomplikowane warunki geologiczne i ograniczona ilość informacji wgłębnych nie pozwoliły na budowę cyfrowego modelu hydrogeotermalnego złoża lądeckiego i jego otoczenia, a także na przeprowadzenie symulacji wpływu nowego ujęcia na aktualnie funkcjonujące, a tym samym ocenę łączności hydraulicznej pomiędzy poziomami hydrogeologicznymi.

Uzyskane informacje i przedstawione analizy pozwalają (w naszej opinii) na sformułowanie poniższych wniosków i zaproponowanie dalszych działań (do szerokiej dyskusji specjalistów).

1. Rozpoznanie strefy przypowierzchniowej lądeckiego złoża hydrogeotermalnego jest dobre, natomiast informacje o jego części wgłębnej są fragmentaryczne i niepewne.
2. Brak modelu numerycznego złoża i jego otoczenia nie pozwala na przeprowadzenie symulacji wyjaśniających wzajemne oddziaływanie eksploatacji w jego poszczególnych częściach, a tym samym określenie charakteru połączeń hydraulicznych, aktywności stref zasilania, roli konwekcji termicznej (ascensyjnej i descensyjnej) itp.

Z analizy warunków geologicznych i aktualnego stanu rozpoznania i zagospodarowania złoża wynikają propozycje dalszych, przedstawionych poniżej, działań, których celem będzie uzupełnienie rozpoznania złoża i budowy geologicznej jego otoczenia, tworząc warunki do racjonalnego i bezpiecznego jego zagospodarowania.

3. Dla poprawy rozpoznania warunków geologicznych złoża hydrogeotermalnego niezbędna jest krytyczna analiza i ocena istniejących aktualnie badań geofizycznych oraz ich uzupełnienie i ponowna interpretacja. Uzupełnienie badań geofizycznych dotyczyć powinno:
   - wykonania ponownie płytkiego zdjęcia geotermicznego zgodnie ze współczesnymi wymaganiami metodycznymi, w celu wiarygodnego rozpoznania anomalii pola geotermicznego w strefie przypowierzchniowej,
   - wykonania szerszego zakresu badań elektromagnetycznych (MT, opcjonalnie TEM) w celu określenia przestrzennego rozkładu poziomów wodonośnych i potencjalnych kompleksów izolujących,
   - wykonanie półszczegółowego, lub szczegółowego zdjęcia grawimetrycznego i uzupełnienie szczegółowego zdjęcia magnetycznego oraz ich kompleksowa interpretacja, głównie tektoniczna
4. Wskazane a nawet niezbędne będzie opracowanie numerycznego modelu złoża i jego otoczenia geologicznego na podstawie wyników wcześniejszych i proponowanych badań oraz wykonanie odpowiednich symulacji hydrodynamicznych i geotermalnych, w szczególności odnoszących się do wzajemnego oddziaływania poszczególnych części złoża.

W proponowanych badaniach wskazane będzie zwrócenie szczególnej uwagi na przejawy mioceńsko-plioceńskiego wulkanizmu w tym rejonie i zbadanie jego roli w kształtowaniu współczesnych zjawisk geotermicznych. Model złoża, doskonalony i unowocześniony w miarę dopływu informacji, będzie podstawą nie tylko dla badań hydrogeotermalnych, ale posłuży również do weryfikacji wgłębnych interpretacji geofizycznych z wykorzystaniem modelowań prostych. Proponowane prace badawcze wykraczają dalece poza ramy aktualnego projektu i można je traktować raczej jako tematy przyszłych działań. Z racji podobieństwa budowy geologicznej i warunków hydrogeotermalnych badania w rejonie Lądka-Zdroju można traktować jako pilotowe dla obszaru sudeckiego.

Literatura:

Berdichevsky M.N.: Elektriceskaja razvedka metodom magnetotelluriceskogo profilirovania. Moskwa, Nedra, 1968, 1-253.
Bujakowski W., Tomaszewska B., (eds.) et al.: Atlas of the possible use of geothermal waters for combined production of electricity and heat using binary system in Poland, MEERI PAS, Kraków, 2014, 305;
Cagniard L.: Basic theory of the magnetotelluric method of geophysical prospecting. Geophysics, 18, 3, 1953, 605-645.
Cieśla E., Margul B., 1972: Dokumentacja półszczegółowych badań grawimetryczno-magnetotellurycznych, temat Blok przedsudecki, rejon Strzelin, 1971, BZG Warszawa;
Ciężkowski W.: Kierunki rozwoju i możliwości wykorzystania geotermii głębokiej na Dolnym Śląsku Instytut Górnictwa, Politechnika Wrocławska, Wrocław, 2011;
Ciężkowski W., Marszałek H., Wąsik M., 2016; Projekt robót geologicznych poszukiwania wód termalnych otworem LZT-1 w Ladku-Zdroju;
Constable, S.C., Parker, R.L., Constable, C.G.: Occam's inversion: A practical algorithm for generating smooth models from electromagnetic sounding data. Geophysics, 52, 1987, 289-300;
Cymerman Z., 2004. Tectonic map of the Sudetes and the fore–sudetic block, 1:200 000. PIG;
Don B., Don J.: Geneza rowu Nysy na tle badań wykonanych w okolicach Idzikowa. Acta Geologica Polonica, 10, 1960, 71-106;
Dowgiałło, J.: The Sudetic geothermal region of Poland. Geothermics 31, 2002, 343–359;
Farbisz J., 2005: Sprawozdanie z badań geofizycznych wykonanych dla potrzeb rozpoznania warunków występowania wód geotermalnych w rejonia Lądka-Zdroju;
Farbisz J., Farbisz E., Stefaniuk M.: Sprawozdanie z badań geofizycznych: poszukiwania wód termalnych w obszarze Polanicy Zdroju (niepublikowane) Archiwum PBG, Warszawa, 2001, 1-12.;
Farbisz J., Wodyła M., 2008; Dokumentacja badań geofizycznych metodą Ciągłego profilowania Magnetotellurycznego (CPMT) wykonanych w rejonie Lądka-Zdroju w celu głębokiego rozpoznania stref tektonicznych dla potrzeb określenia perspektyw występowania wód geotermalnych;
Fistek J., Iwanowski S., Iciek., A., Jagodziński A., 1975; Badania geologiczne, geofizyczne i hydrogeologiczne jako przykład kompleksowego rozwiązania problemu poszukiwań wód leczniczych w uzdrowiskach sudeckich. Biul. Inf. Geofizyka, nr 1;
Gamble T.D., Goubau W.M., Clarke J.: Magnetotellurics with a remote reference. Geophysics, 44, 1979, 53-68;
Gierwielaniec J. 1968a; Objaśnienia do Szczegółowej mapy geolicznej Sudetów 1:25000, arkusz Lądek-Zdrój. PIG Warszawa;
Gierwielaniec J. 1968b; Lądek-Zdrój i jego wody mineralne. Kwart. Geol., t.12, nr 3;
Gierwielaniec J. 1970a; Lądek-Zdrój i jego wody mineralne w świetle dotychczasowych badań. Pr. Nauk. Inst. Geotech. PWr. nr 5, Stuudia I materiały nr 5;
Gierwielaniec J. 1970b; Z geologii Lądka-Zdroju. Pr Nauk. Inst. Geotech PWr nr 5, Studia i Materiały nr 5;
Goldstein M.A., Strangway D.W.: *Audio-frequency magnetotellurics with a grounded electric dipole source*. Geophysics, 40, 1975, 669-683;
Goubau W.M., Gamble T.D., Clarke J.: Magnetotelluric data analysis: removal of bias. Geophysics, 43, 1978, 1157-1166.
Jagodzińska B., Jodłowski S., Cieśla E., 1969; Dokumentacja badań geofizycznych, temat Lądek-Zdrój. Przedsiębiorstwo Poszukiwań Geofizycznych, Warszawa (niepublilowane)
Kosobudzka I., Wrzeszcz M., 2007: Dokumetnacja, temat: Półszczegółowe badania megnetyczne T na obszarze Sudetów, 2005-2007, BZG Warszawa;
Levenburg K.: A method for the solution of certain non-linear problems in least-squares. The Quarterly of Applied Math. 2, 1994, 164-168;
Marks L., Ber A., Gogołek W., Piotrowska K.: Mapa geologiczna Polski w skali 1:500 000. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, 2006;
Marquardt D.W.: An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters. Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics, 11(2), 1963, 431-441;
MT – 1 Magnetotelluric System Operation Manual, version 3.2, 1996. EMI Inc., Richmond, California, USA, 1-235.
Okulus H., 1968: Dokumentacja półszczegółowych badań grawimetrycznych, temat: Sudety i blok przedsudecki – część wschodnia, 1966, BZG Warszawa;
Okulus H., MArgul B., Kleszcz T., 1964: Dokumentacja półszczegółowych badań grawimetrycznych, teamt: Sudety, rejony: Kłodzka i Węglińca-Zgorzelca, 1973, BZG Warszawa;
Rodi W., Mackie R.L.: Nonlinear conjugate gradients algorithm for 2-D magnetotelluric inversion. Geophysics, 66, 1, 2001, 174-187;
Simpson F., Bahr K.: Practical Magnetotellurics. Cambrigde University Press., 2005, 1-254;

Sims W.E, Bostick F.X. Jr., Smith H.W.: The estimation of magnetotelluric impedance tensor elements from measured data. Geophysics, 36, 1971, 938-942;
Smith J.T., Hoversten G.M., Gasperikova E., Morrison H.F.: Sharp Boundary Inversion of 2-D Magnetotelluric Data, Geophysical Prospecting, 47, 1999, 469-486;
Stefaniuk M., Czerwiński T., Klityński W., Wojdyła M.: Zastosowanie metody magnetotellurycznych profilowań ciągłych w badaniach strukturalnych. Kwartalnik AGH Geologia, t. 34, z. 1, 2008, 43-69;
Stefaniuk M., Klityński W., Wojdyła M.: Szczegółowe badania magnetotelluryczne metodą profilowań ciągłych w rejonie Raciechowice – Stadniki (polskie Karpaty zachodnie). Geologia, Kwartalnik AGH, 26, 3-4, 2003, 253-279;
Stefaniuk M., Maćkowski T., Sowiżdżał A.: Geophisical methods In the recognition of geothermal resources – selected problems (w druku) 2017;
Stefaniuk M., Wojdyła M.: Badania magnetotelluryczne z zastosowaniem sztucznego źródła pola pierwotnego. Biuletyn PBG Geofizyka 2/2007;
Stefaniuk M., Farbisz J., Wojdyła M. & Sito Ł.: Badania magnetotelluryczne na Dolnym Śląsku – nowe możliwości wykorzystania metody magnetotellurycznej w geologii strukturalnej, złożowej, poszukiwaniach wód mineralnych i termalnych. W: Mezozoik i kenozoik Dolnego Śląska : LXXXI zjazd Polskiego Towarzystwa Geologicznego; red. A. Żelaźniewicza, J. Wojewody & W. Ciężkowskiego; Polskie Towarzystwo Geologiczne. — Wrocław : WIND, 2011, 169–193;
Strangway D.W., Swift C.M.Jr., Holmer R.C.: The application of audio-frequency magnetotellurics (AMT) to mineral exploration. Geophysics, 38, 1973, 1159-1175;
Swift C.M.: A magnetotelluric investigation of an electrical conductivity anomaly in the South-Western United States, Unpubl. Ph.D. thesis, Dept. Geology Geophys., Mass. Inst. Technol., Princeton, 1962, 1-223;
Szarszewka Z., Madej E., 1974b; sprawozdanie z badań związanych z poszukiwaniem wód termalnych w Lądku-Zdroju. BPIUTBU Balneoprojekt, Warszawa (maszynopis)
Tichonov A.N.: Ob opredelenii električeskich charakteristik glubokich sloev zemnoj kory. Doklady AN SSSR, 73, 2, 190, 295-297;
Torres-Verdin C., Bostick F.X.Jr.. Implications of the Born approximation for the magnetotelluric problem in three dimensional environments. Geophysics, 57, 1992a, 587-602;
Torres-Verdin C., Bostick F.X.Jr.: Principles of spatial surface electric field filtering in magnetotellurics: Electromagnetic array profiling (EMAP). Geophysics, 57, 1992b, 603-622;
Torres-Verdin C.: Continuous profiling of magnetotelluric fields. Ph.D. Thesis, University of California, Berkeley, 1991, 1-97;
Wait J.R.: Theory of magnetotelluric fields. Journal of Research Radio Propagation, 66D, 1962, 509-541;
Wójcicki, A., Sowiżdżał, A. & Bujakowski ,W., (Eds.): Evaluation of potential, thermal balance and prospective geological structures for needs of closed geothermal systems (Hot Dry Rocks) in Poland. Warszawa/Kraków (in Polish) 2013;
Wojdyla M., Farbisz J., Klitynski W., Stefaniuk M.: Experimental exploration of geothermal and ore mineralized zones in Sudetes Mts in Poland with the use of AMT method, 70th EAGE conference & exhibition incorporating SPE EUROPEC, Rome 2008, Extended abstracts & exhibitors' catalogue. EAGE European Association of Geoscientists & Engineers, 2008, S. [1–5], P214;
Wojdyła M., Stefaniuk M.: Interpretacja złożonych struktur geologicznych z wykorzystaniem prostych i inwersyjnych modelowań pola magnetotellurycznego. Geologia, Kwartalnik AGH nr 1, 2011;
Yamashita M.: Controlled Source Audio-Frequency Magnetotellurics (CSAMT). Phoenix Geophysics Limited. Materiały niepublikowane, 2006;
Zonge K.L., Hughes L.J.: Controlled source audio-frequency magnetotellurics, in Electromagnetic Methods in Applied Geophysics, ed. Nabighian, M.N., Vol. 2, Society of Exploration Geophysicists, 1991, 713-809;

5.7.3. Plany wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie i do innych celów w Lądku-Zdroju

Plany wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie i do innych celów w Lądku-Zdroju wiążą się ze spodziewanym uzyskaniem wody geotermalnej o odpowiednich parametrach z planowanego nowego otworu LZ-1. N wykonanie tego geotermalnego otworu badawczego Gmina uzyskała we wrześniu 2017 r. dofinansowanie z Ministerstwa Środowiska wypłacane ze środków NFOŚiGW.

Głównym celem projektowanego wiercenia jest rozpoznanie możliwości uzyskania wód geotermalnych z głębszych partii metamorficznych serii Lądka i Śnieżnika. Lokalizację planowanego odwiertu poszukiwawczo-eksploatacyjnego w Lądku-Zdroju oparto o wyniki badań geofizycznych wykonanych w 2008 r. Szacuje się, iż przy głębokości otworu około 2500 m możliwym będzie uzyskanie wód o temperaturach około 70°C przy wydajności ujęcia około 50 m^3/h. Istnieje duże prawdopodobieństwo udostępnienia złoża o wyższych parametrach termicznych. Analogicznie do ujętych już źródeł, przewiduje się uzyskanie wód Na-HCO_3 o mineralizacji około 0,2 g/dm^3 zawierających podwyższone stężenia jonów F^- oraz najprawdopodobniej H_2S. Uzyskanie prognozowanych parametrów umożliwi zagospodarowanie złoża w kierunku ciepłownictwa, a także rolnictwa, przemysłu i rekreacji, a także wzmocnienie i dalszy rozwój działalności uzdrowiskowej Lądka-Zdroju. Jest to szczególnie istotne zważywszy na fakt, iż miejscowość jest najstarszym polskim uzdrowiskiem prowadzącym działalność leczniczą w oparciu o występujące tam wody geotermalne, podczas gdy nadal ogrzewanie budynków w części uzdrowiskowej, a zwłaszcza miejskiej oparte jest na przestarzałych piecach i kotłach węglowych, co powoduje bardzo duże emisje CO_2 i innych polutantów. Nie ma sieci c.o. Dodatkowo jakość powietrza jest pogarszana przez emisje z pobliskiej miejscowości Stronie Śląskie, stąd też pilna jest potrzeba zmiany sposobu ogrzewania nie tylko w samym Lądku, ale także w jego otoczeniu (tym celom ma m.in. służyć powołany Klaster Energii skupiający kilka lokalnych gmin). Gmina Lądek-Zdrój jest jednym z liderów tego Klastra. Porozumienie klastrowe zawarte zostało z pozostałymi gminami uzdrowiskowymi Ziemi Kłodzkiej w lutym 2017.

Jednocześnie Gmina uzyskała zapewnienia o współpracy w wykorzystaniu ciepła od sąsiedniej Gminy – Stronie Śląskie, a także kluczowych odbiorców w Lądku, nie powiązanych z nią prawnie i osobowo.

Generalny plan wykorzystania wód i energii geotermalnej z nowego planowanego otworu w Lądku-Zdroju obejmuje następujące działania:

I. Likwidacja zanieczyszczeń powietrza pochodzących z „niskiej emisji".

Cel ten powinien zostać osiągnięty dzięki ciepłowni geotermalnej zasilającej w ciepło sieciowe zabytkowe zabudowania w centrum miasta oraz dzielnicę uzdrowiskową (c.o. oraz c.w.u.). Ze względu na uzdrowiskowy charakter gminy niezwykle istotną i paląca kwestią do rozwiązania staje się poprawa jakości powietrza (szczególnie zimą). Na dzień dzisiejszy mieszkania komunalne zasilane są w ciepło przez 272 piece kaflowe oraz 101 pieców węglowych, które nie spełniają żadnych norm emisji zanieczyszczeń.

II. Wykorzystane ciepła w II obiegu do lecznictwa uzdrowiskowego i rekreacji.

Uzdrowiskowo- turystyczny charakter gminy nabierze nowego potencjału gospodarczego. Na dzień dzisiejszy wody geotermalne dostępne są tylko w spółce uzdrowiskowej. Zamiarem naszym jest udostępnienie wód geotermalnych do celów leczniczo- rekreacyjnych szerszemu gronu odbiorców.

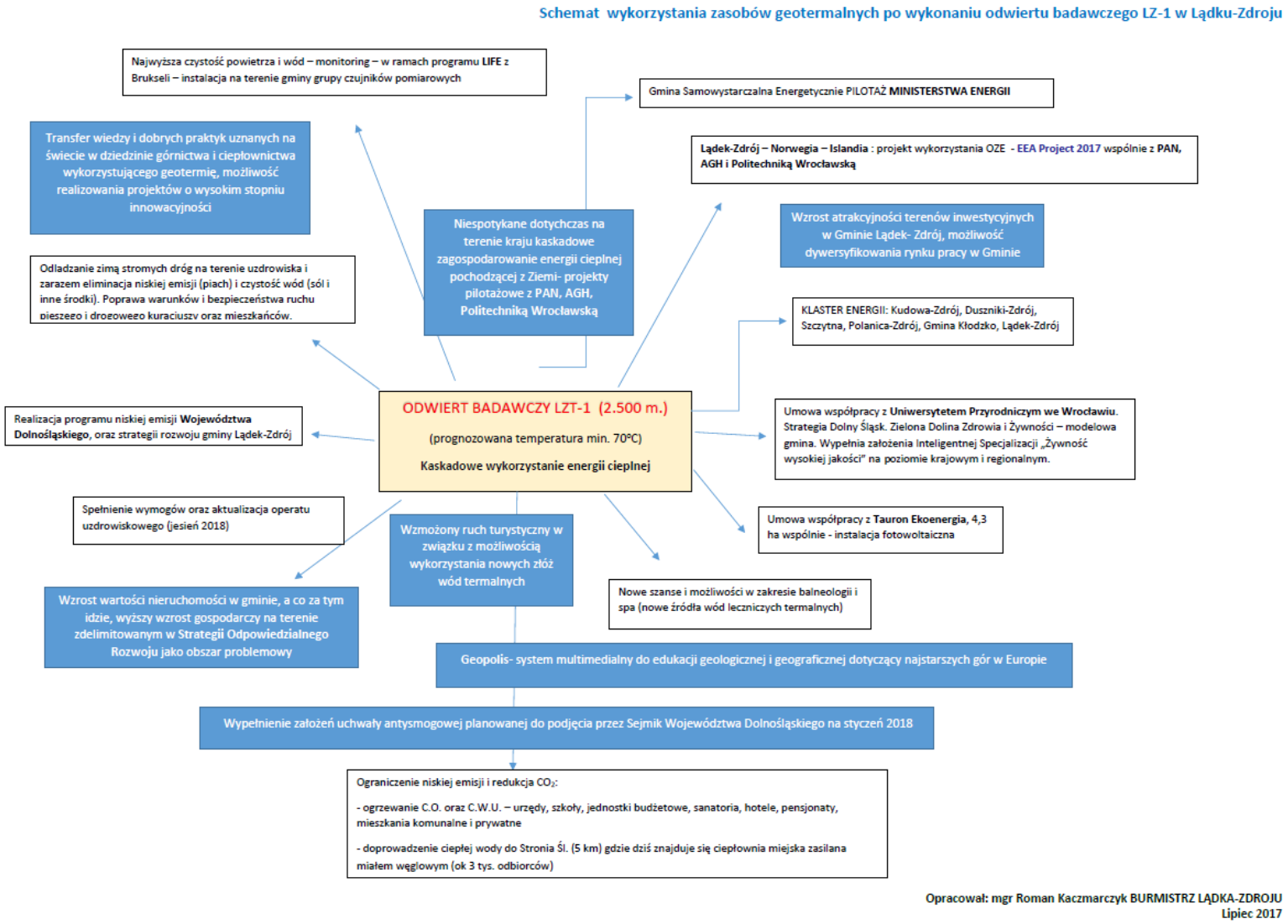
III. Wykorzystanie ciepła w III obiegu do zasilania w ciepło szklarni pod uprawy ekologiczne.

Dzięki współpracy z Uniwersytetem Przyrodniczym we Wrocławiu, Gmina Lądek- Zdrój jest istotnym elementem wojewódzkiej strategii „Dolny Śląsk. Zielona Dolina Żywności i Zdrowia", która zakłada intensyfikację upraw rolnych oraz odbudowę przetwórstwa spożywczego na Dolnym Śląsku.

IV. Wykorzystanie ciepła w IV obiegu do zimowego utrzymania dróg i chodników gminnych.

Z uwagi na górskie położenie Lądka-Zdroju, a co za tym idzie specyficzną zabudowę (wąskie ulice o dużych spadkach terenowych) oraz długi okres zalegania pokrywy śnieżnej, zimowe utrzymanie ulic i chodników jest bardziej kosztochłonne niż na równinach. Wykorzystanie ostatniego obiegu ciepła geotermalnego do odladzania chodników i ulic obniży znacznie koszty ponoszone przez gminę, zwiększy bezpieczeństwo poruszania się osób pieszych.

Schemat planowanego wykorzystania zasobów geotermalnych po wykonaniu odwiertu badawczego LZ-1 w Lądku-Zdroju przedstawia Rys. 5.7.3.1.



Rys. 5.7.3.1. Schemat planowanego wykorzystania zasobów geotermalnych w Lądku-Zdroju po wykonaniu odwiertu badawczego LZ-1

5.7.4. Analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w systemach ciepłowniczych w Lądku-Zdroju

Dostępne zasoby energii geotermalnej

Projektowany otwór LZT-1 zlokalizowany będzie pomiędzy dwoma uskokami (o czym była mowa wcześniej), na obrzeżu anomalii geotermicznej w strefie, w której stopień geotermiczny wynosi 20-25 m/°C. Parametry przewidywane to" wydajność wody geotermalnej 50 m^3/hi temperatura 70°C. Ze względu na sprzyjające właściwości wód (niska mineralizacja) zakłada się eksploatację jednootworową.

Istniejąca infrastruktura

Istniejąca na terenie miasta i uzdrowiska Lądek-Zdrój infrastruktura została opisana w odrębnym opracowaniu (Wody Geotermalne w Lądku-Zdroju, 2016). W miejscowości nie istnieje obecnie sieć ciepłownicza. Główne obiekty na terenie Uzdrowiska i ich zapotrzebowanie na energie cieplną zestawiono w tabeli 5.7.4.1.

Tabela 5.7.4.1. Zestawienie zapotrzebowania na energię, moc i nośniki energii dla głównych (większych) obiektów zlokalizowanych w strefie uzdrowiska Lądek Zdrój

L.p.	Nazwa	Taryfa	Moc zamówiona (dot.gazu)		Zużycie gazu w 2016r. [m^3/rok]	Zużycie gazu [kWh]	Przybliżona pow.ogrzew.bud. [m^2]	Produkcja ciepła na cele co i cwu [GJ/rok]
			[m^3/h]	[kWh/h]				
1.	Kotłownia JUBILAT	W5	59	647	149732	1658192	6381	5290
2.	Kotłownia JAN	W5	20	219	45346	502939	1750,8	1669
3.	Kotłownia JERZY	W5	48	527	125798	1392999	2924	4523
4.	Kotłownia URSZULA	W4	brak danych	brak danych	20206	224340	766,06	736
5.	Kotłownia DYREKCJA	W4	brak danych	brak danych	23451	260191	1275	853
6.	Kotłownia WOJCIECH	W5	56	614	156709	1736975	4289,8	5638
7.	Kotłownia ADAM	W5	60	658	149251	1653905	4619,1	5214
8.	Razem			2665	670493	7429541	21906.36	23923

Zapotrzebowanie oddalonego od otworu LZT-1 miasta Lądek-Zdrój szacowane jest na 10.68 MW i 23501 MWh/rok (tj. 84 604 GJ/rok) (Wody Geotermalne w Lądku-Zdroju, 2016), z czego 30% energii pochodzi z węgla, a ok. 40% z gazu ziemnego, 5% to energia z sieci ciepłowniczych i 25% to energia elektryczna.

Sposób wykorzystania

Dostępną wodę geotermalną, którą oczekuje się wydobywać planowanym otworem LZT-1, planuje się wykorzystać do celów ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Dodatkowo wodę, od której odebrano już energię cieplną – o temperaturze rzędu 30°C i nieco wyższej, planuje się wykorzystać do zimowego utrzymania ciągów komunikacyjnych (chodniki, jezdnie). Na rys. 5.7.4.1 przedstawiono zdefiniowane dla potrzeb niniejszych rozważań strefy MIASTO i UZDROWISKO. Na rysunku zaproponowano również przebieg rurociągów łączących wyodrębnione strefy z planowanym do wykonania otworem geotermalnym LZT-1. Długość tych rurociągów oszacowano, mając na uwadze problemy w ich prostoliniowym prowadzeniu, na ok. 1.5 km w przypadku rurociągu LZT-1 – MIASTO i ok. 2 km w przypadku rurociągu LZT-1 – UZDROWISKO. Bazując na głównych parametrach energetycznych cechujących odbiorców, przy wykorzystaniu danych

meteorologicznych z typowych lat meteorologicznych i statystycznych danych klimatycznych do obliczeń energetycznych budynków, sporządzono charakterystyki zastępczych odbiorców – reprezentujących strefę MIASTO i UZDROWISKO. Wykorzystano dane z najbliższej stacji meteorologicznej oddalonej o 20 km na północny zachód od Lądka, stacja Kłodzko (rys. 5.7.4.2). Charakterystyki odbiorców w zakresie zapotrzebowania na moc, temperatury czynnika roboczego i jego strumień zaprezentowano na rys. od 5.7.4.3 do 5.7.4.6.

Mając na uwadze dostępne zasoby energii geotermalnej i sposób ich ujęcia oraz odbiorców energii cieplnej analizowano następujące warianty:

ngC – (**n**-atural **g**-as, **C**-ity) wariant odniesienia, zakładający budowę ciepłowni gazowej zaspakajającej potrzeby odbiorców zlokalizowanych w strefie MIASTO,

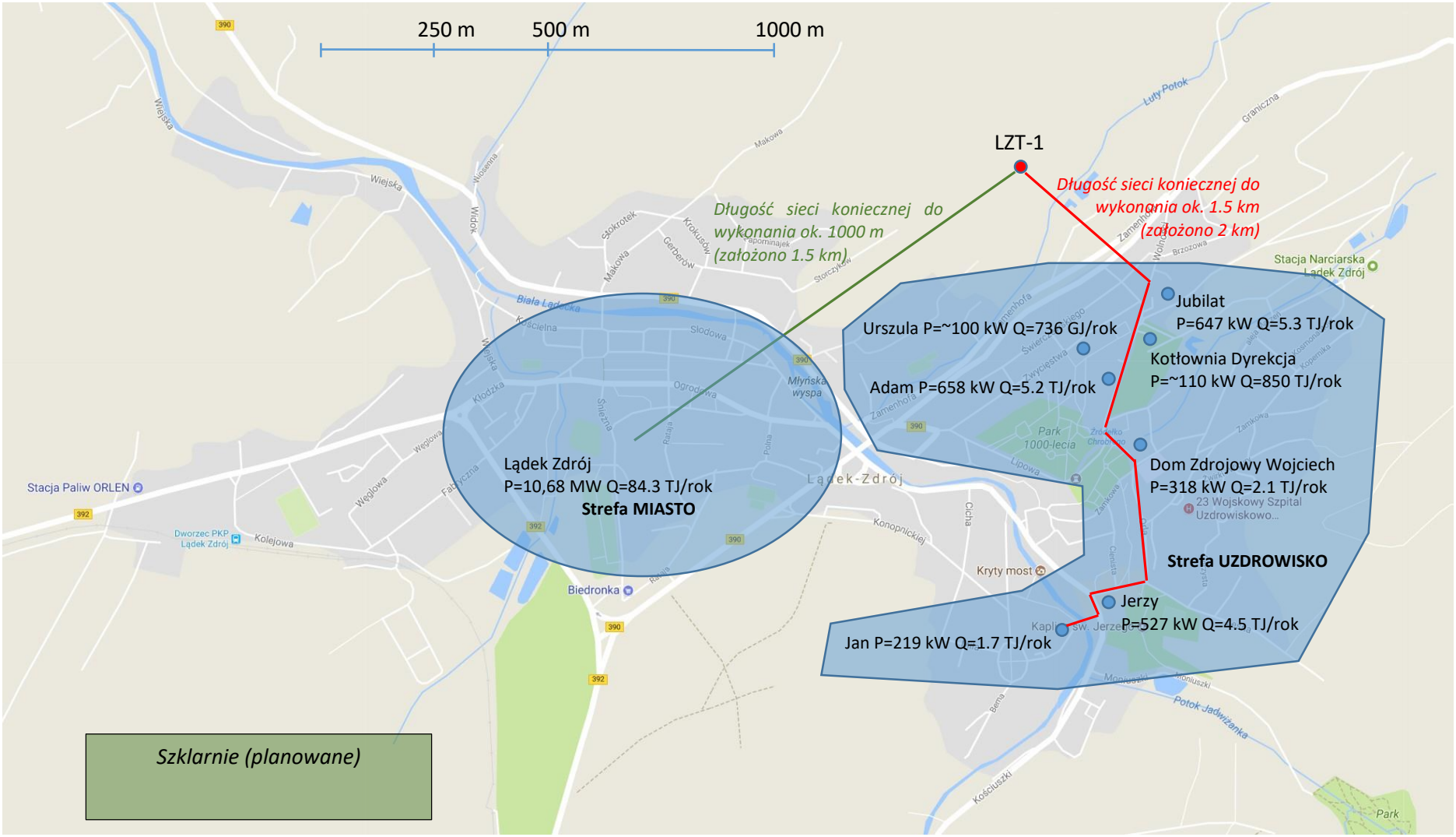
ahpC – (**a**-bsorption **h**-eat **p**-ump, **C**-ity) wariant zakładający pozyskanie energii geotermalnej przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła w strefie MIASTO,

chpC – (**c**-ompressor **h**-eat **p**-ump, **C**-ity) wariant zakładający wykorzystanie energii geotermalnej przy pomocy sprężarkowych pomp ciepła dla strefy MIASTO,

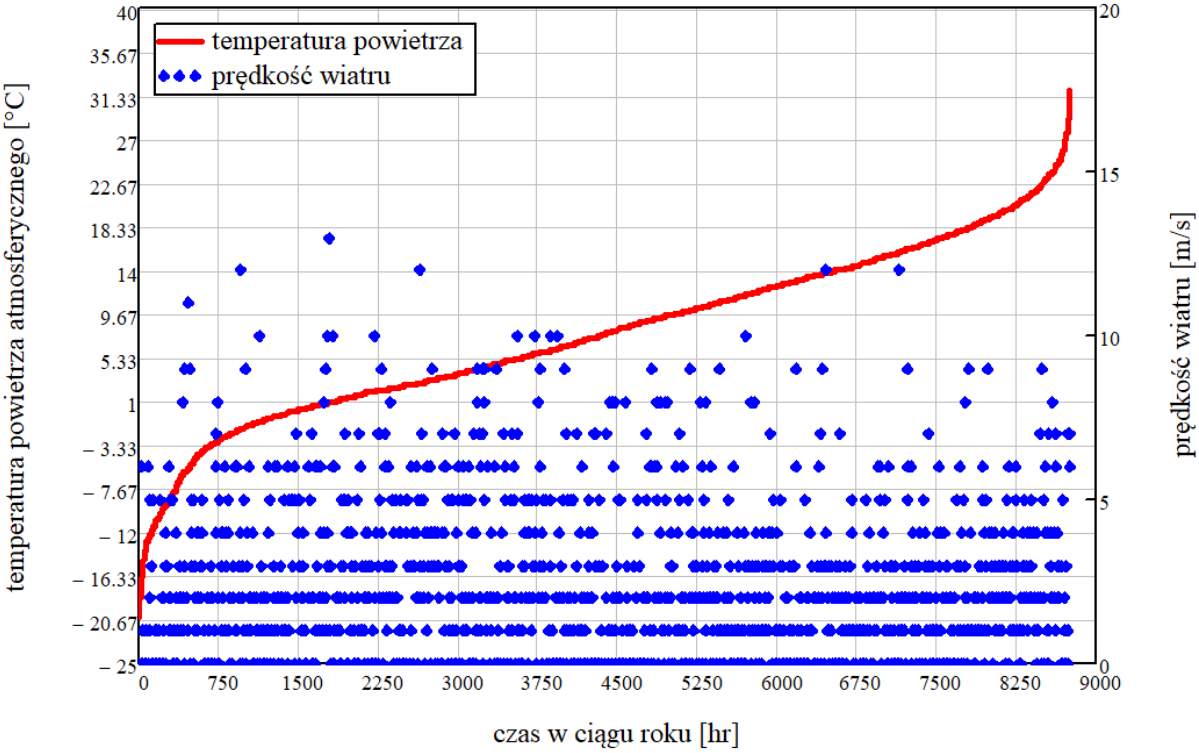
ngS – (**n**-atural **g**-as, **S**-PA) wairant odniesienia, zakładający budowę ciepłowni gazowej zaspakajającej potrzeby odbiorców zlokalizowanych w strefie UZDROWISKO,

ahpS – (**a**-bsorption **h**-eat **p**-ump, **S**-PA) wariant zakładający pozyskanie energii geotermalnej przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła w strefie UZDORWISKO,

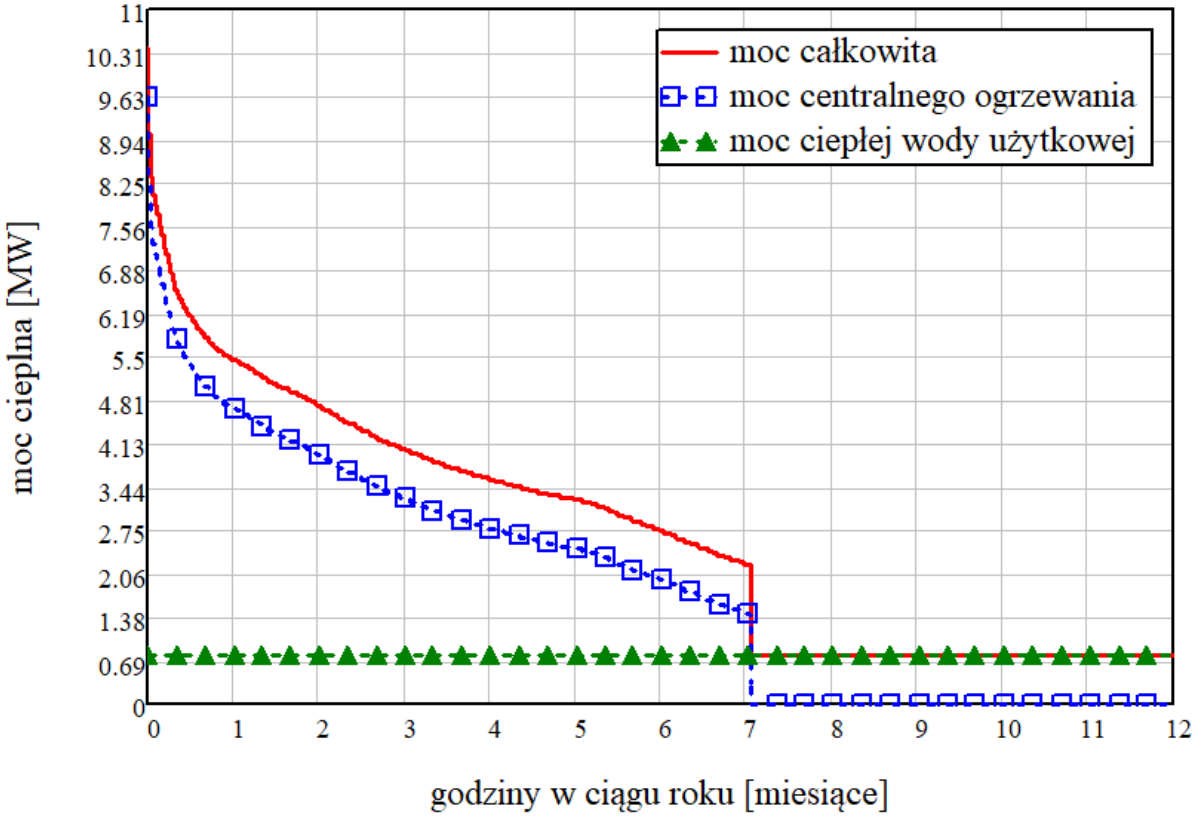
chpS – (**c**-ompressor **h**-eat **p**-ump, **S**-PA) wariant zakładający wykorzystanie energii geotermalnej przy pomocy sprężarkowych pomp ciepła dla strefy UZDORWISKO.



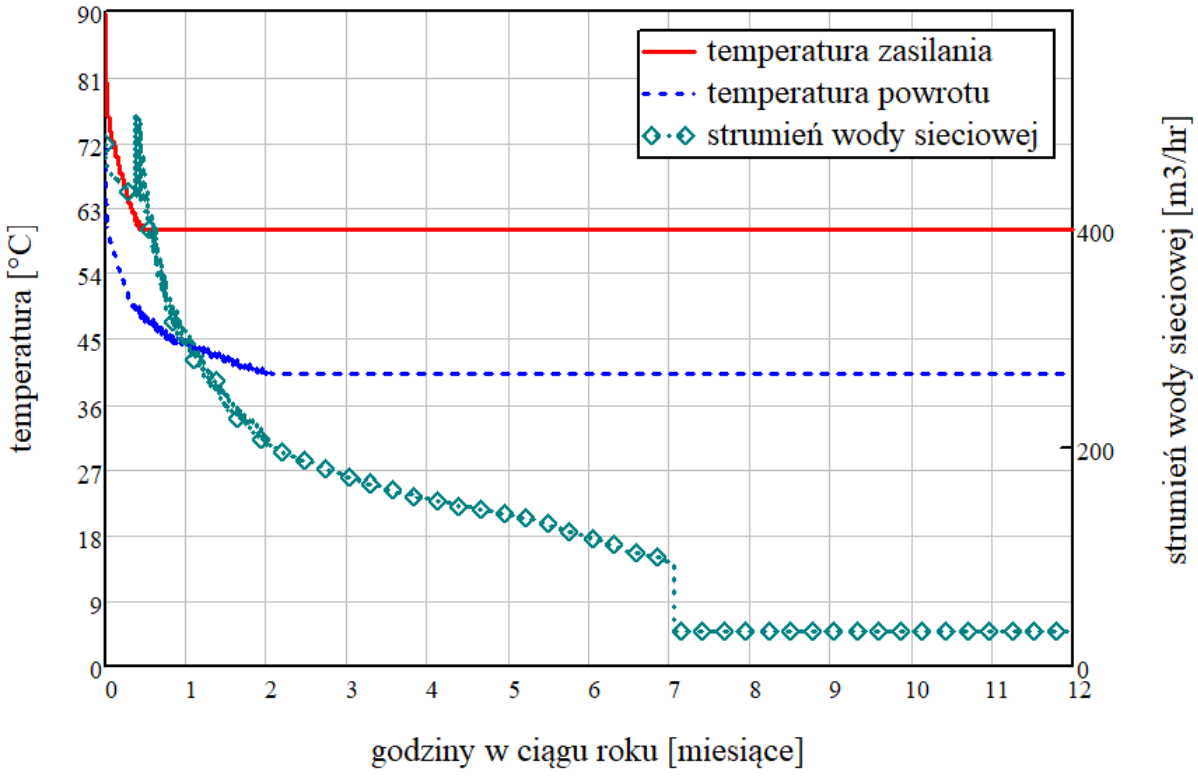
Rys. 5.7.4.1. Lokalizacja obiektów objętym analizą efektów wykorzystania energii geotermalnej na terenie Lądka Zdroju



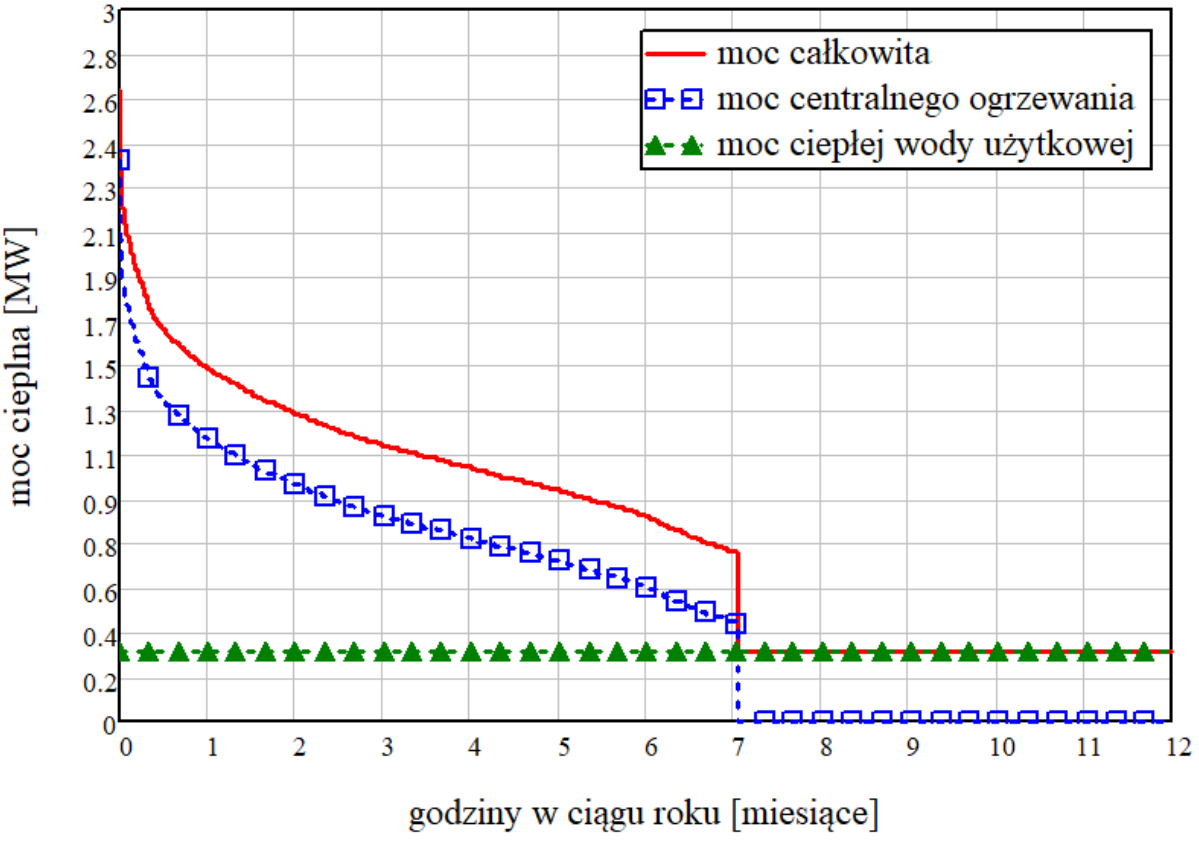
Rys. 5.7.4.2. Rozkład temperatury powietrza i prędkości wiatru dla lokalizacji najbliższej stacji meteorologicznej dla Lądka Zdroju, stacja Kłodzko oddalonej ok. 20 km na północny zachód



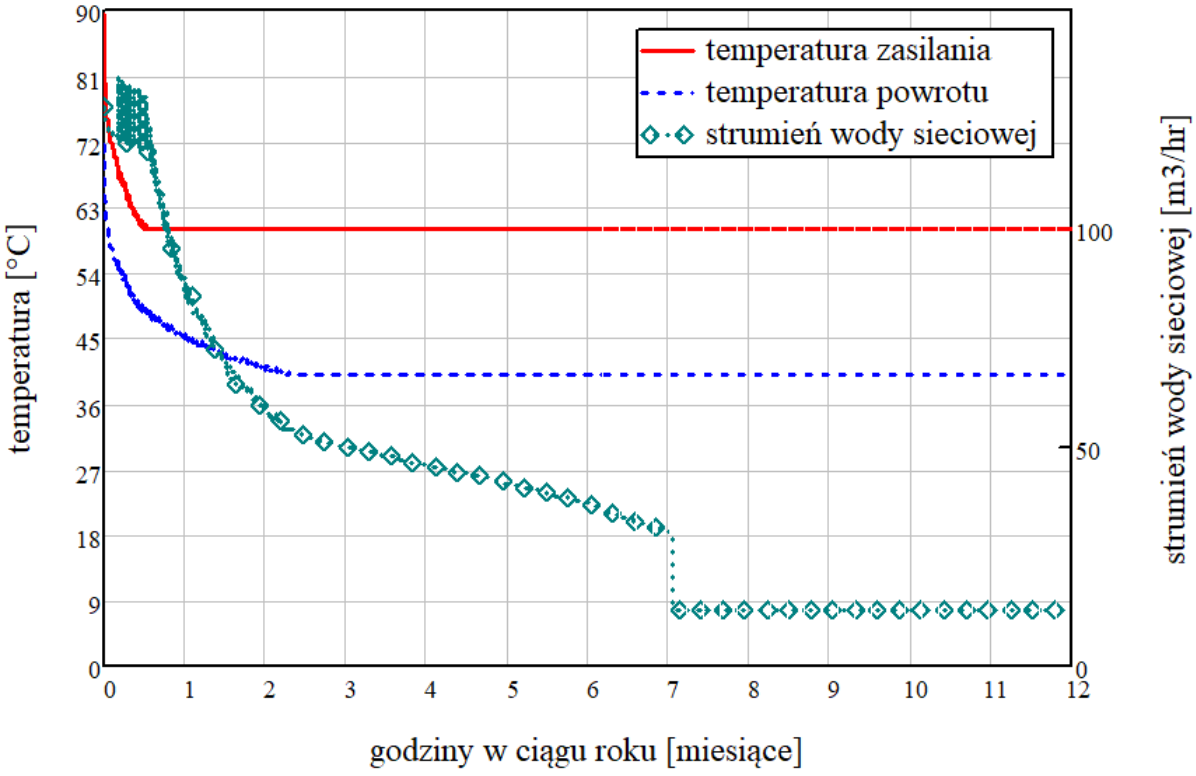
Rys. 5.7.4.3. Rozkład zapotrzebowania na moc grzewczą dla strefy MIASTO w ciągu roku



Rys. 5.7.4.4. Charakterystyka strefy MIASTO pod względem zapotrzebowania na temperaturę i strumień czynnika roboczego w czasie roku



Rys. 5.7.4.5. Rozkład zapotrzebowania na moc grzewczą dla strefy UZDROWISKO w ciągu roku



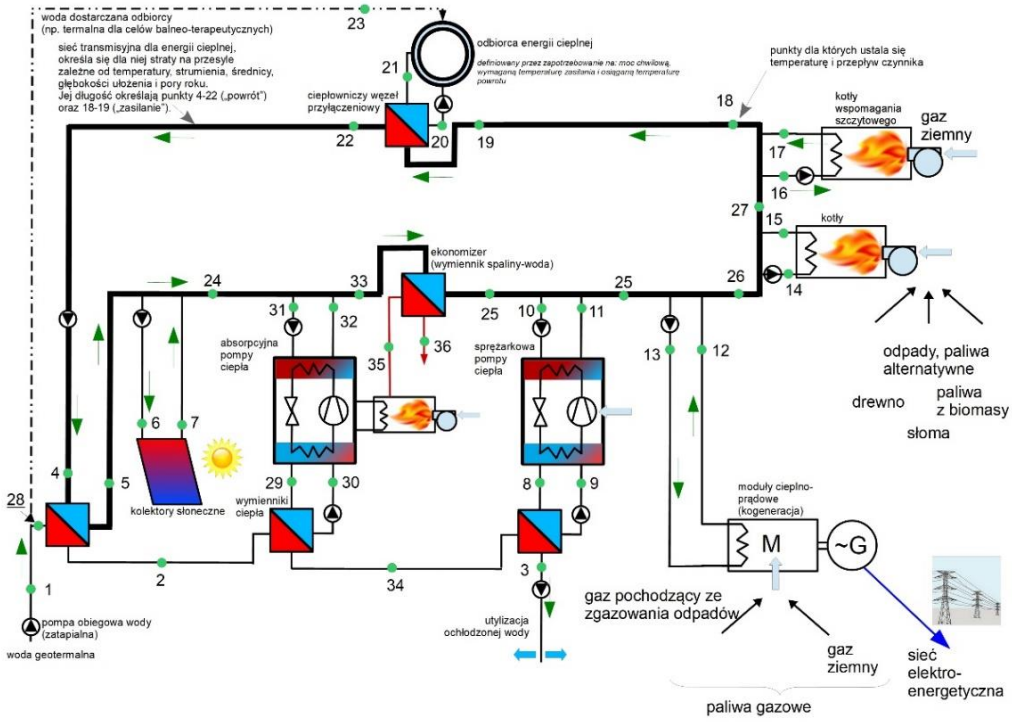
Rys. 5.7.4.6. Charakterystyka strefy UZDROWISKO pod względem zapotrzebowania na temperaturę i strumień czynnika roboczego w czasie roku

Model źródła energii

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego wykonano przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym wcześniej odbiorcom. Źródło energii dawało możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym. Schemat ogólny źródła przedstawiono na rys. 5.7.4.7. Schemat ten ulegał adaptacji, stosowanie do wymagań. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz kotły wspomagania szczytowego na wyskometanowy sieciowy gaz ziemny. Z analiz wykluczono: kolektory słoneczne, moduły cieplno-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych ale dostępnych na rynku rozwiązań.

Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto mając na uwadze ceny rynkowe. Założono cenę netto zakupu sieciowego gazu ziemnego 1.463 zł/m^3. Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 350 PLN/MWhr.

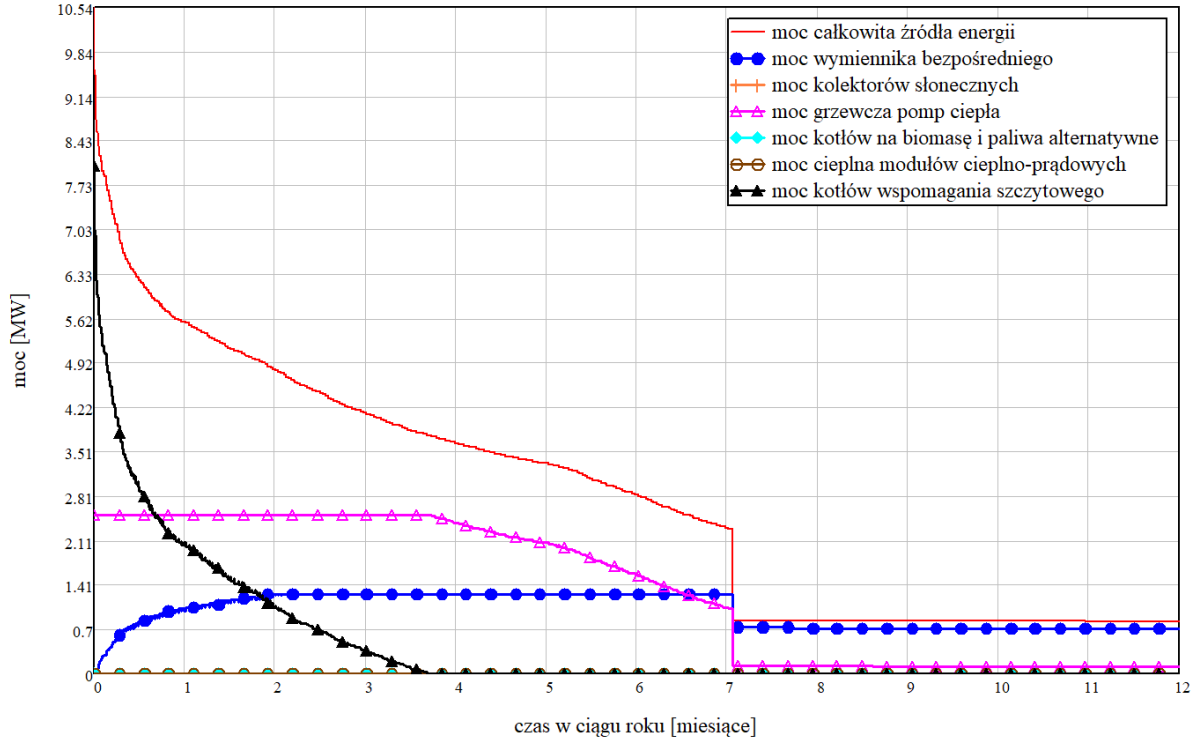
Kwestią dyskusyjną i możliwą do jednoznacznego rozstrzygnięcia jest poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych. Proponowane do zastosowania urządzenia, chodzi tu głównie pompy ciepła, nie są urządzeniami seryjnie produkowanymi i sprzedawanymi. Cena ich zakupu uzależniona jest od przebiegu procesu negocjacyjnego. Zaproponowane ceny, zgodnie z doświadczeniem wykonawców niniejszego opracowania, można uznać za realne. Jeżeli chodzi o absorpcyjne pompy ciepła, to ujmują one również nakłady ponoszone na zakup wysokotemperaturowego kotła napędzającego i ekonomizera.



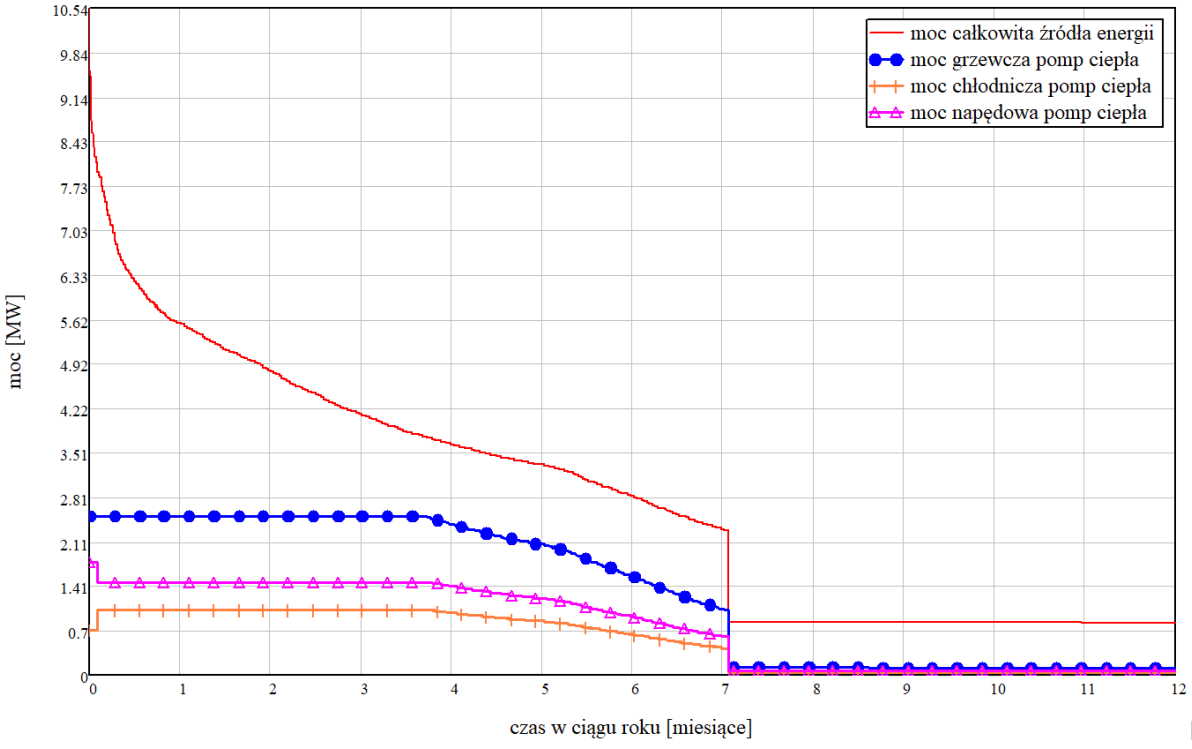
Rys. 5.7.4.7. Schemat uogólniony źródła energii wykorzystującego energię odnawialną – w tym geotermalną

Efekty wykorzystania energii geotermalnej

Efekty wykorzystania energii geotermalnej na terenie Lądka, zgodnie z przyjętymi wariantami zostały zaprezentowane graficznie na rys od 5.7.4.8 do 5.7.4.13. Z wykresów wynika, że przy obecnej charakterystyce odbiorców energii konieczne będzie zastosowania pomp ciepła oraz innych urządzeń wspomagania szczytowego (tu analizowano kotły na gaz ziemny).

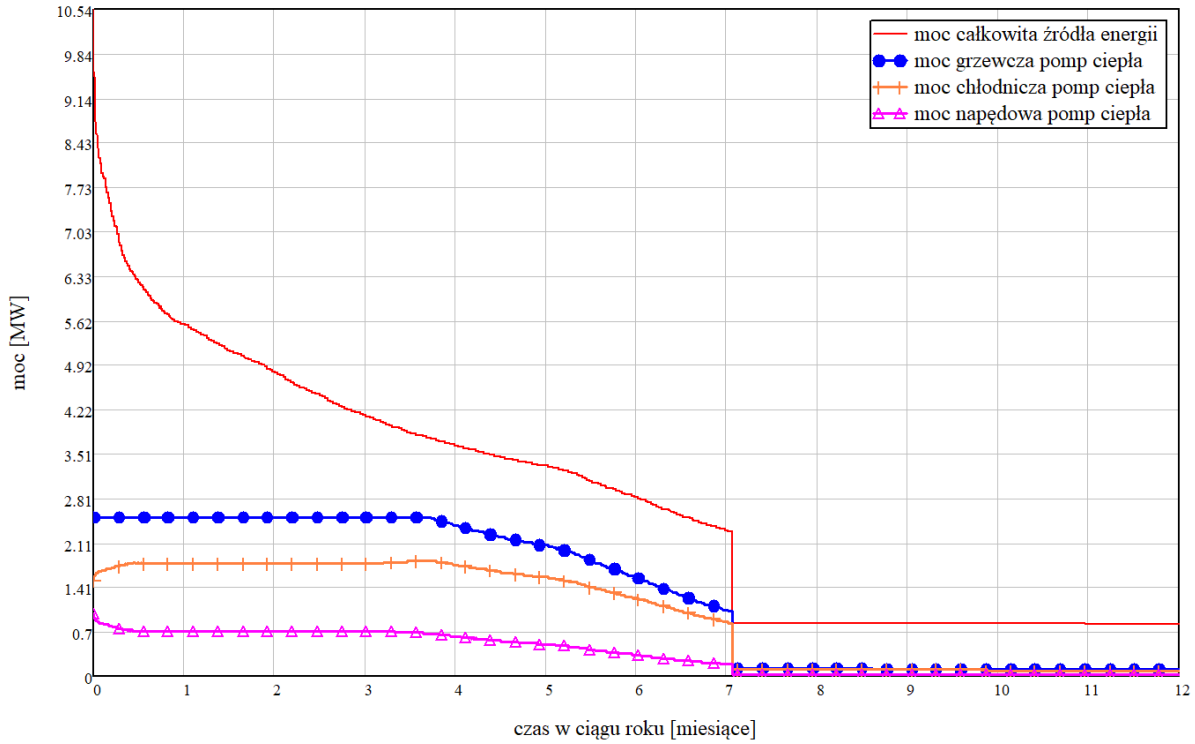


Rys. 5.7.4.8. Schemat pracy źródeł energii zaspakajających potrzeby odbiorcy w strefie MIASTO przy wykorzystaniu pomp ciepła sprężarkowych (chpC) i absorpcyjnych (ahpC)

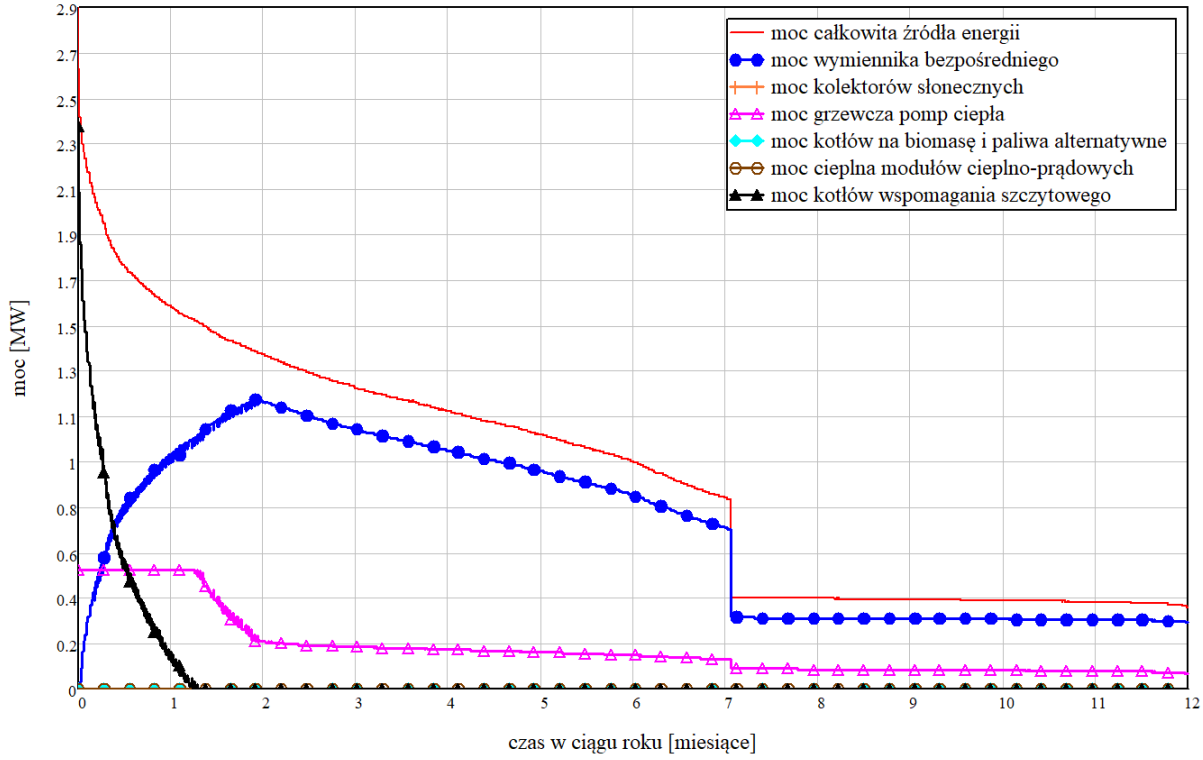


R

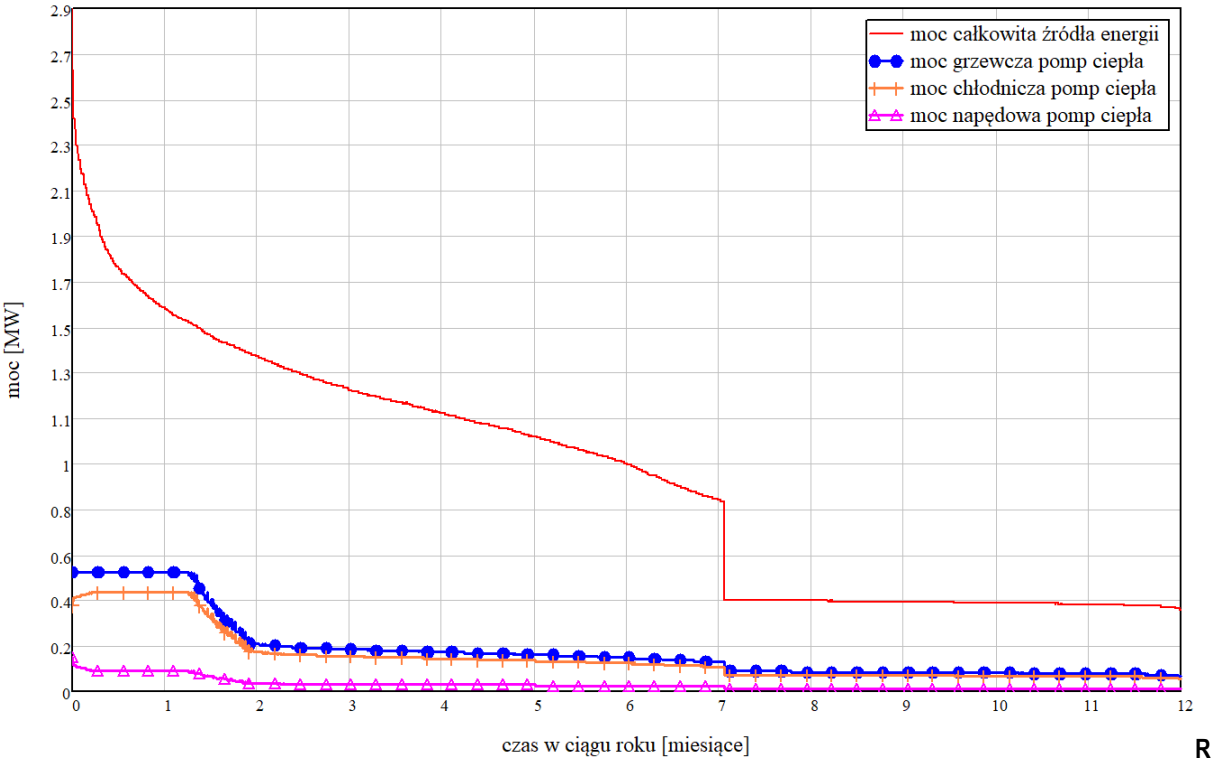
ys. 5.7.4.9. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej absorpcyjnych pomp ciepła w wariancie ahpC



Rys. 5.7.4.10. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie chpC

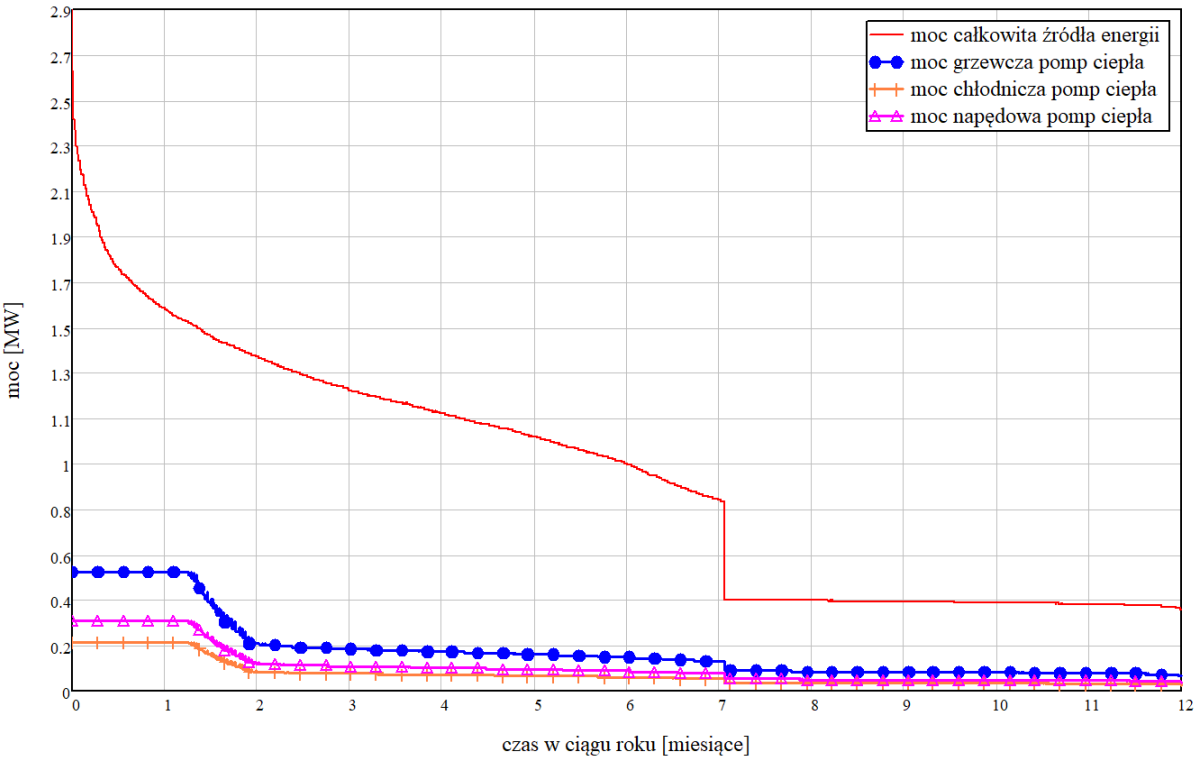


Rys. 5.7.4.11. Schemat pracy źródeł energii zaspakajających potrzeby odbiorcy w strefie UZDROWISKO przy wykorzystaniu pomp ciepła sprężarkowych (chpS) i absorpcyjnych (ahpS)



R

ys. 5.7.4.12. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie chpS



Rys. 5.7.4.13. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie ahpS

W tabeli 5.7.4.2 zestawiono główne, wybrane parametry techniczne, ekonomiczne i ekologiczne cechujące analizowane warianty.

Tabela 5.7.4.2. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Lądek Zdrój

Parametr	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość
Nazwa wariantu	ngC	ahpC	chpC	ngS	ahpS	chpS
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	10388	10388	10388	2664	2664	2664
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	85474	85474	85474	25513	25513	25513
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0,261	0,261	0,261	0,303	0,303	0,303
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	89,8	89,8	89,8	89,4	89,4	89,4
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	71,1	71,1	71,1	71,5	71,5	71,5
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	504,9	504,9	504,9	134,7	134,7	134,7
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m3/hr]	0	0	0	0	0	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	0	3000	3000	0	4000	4000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	0	155	155	0	200	200
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	0	2128	2128	0	2799	2799
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m3]	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463	1,463
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	350	350	350	350	350	350
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250	250	250	250	250	250
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	0	2500	2500	0	2500	2500
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	8	70	70	8	70	70
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m3/hr]	0	50	50	0	50	50
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	0	10	10	0	10	10
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	brak	brak	brak	brak	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475	0,244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	7,8	65,5	65,5	7,8	65,5	65,5
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	0	1263	1263	0	1216	1216

1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	0	30972	30972	0	21113	21113
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	0	23	23	0	23	23
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	0	201	157	0	201	185
2.----- Kolektory słoneczne -----						
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0	0	0	0	0	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	104,29	104,29	104,29	104,29	104,29	104,29
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	2500	2500	0	500	500
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	73,13	77,49	77,49	73,51	76,26	76,26
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	100	100	100	100	100	100
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	20	26,15	12,48	20	41,34	40,25
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1,4	1,7	6	1,4	1,7	6
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	41830	41830	0	5390	5390
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	6854	3059	0	881	252
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	0	201	157	0	201	185
4. ----- Moduły cieplno-prądowe -----						
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0	0	0	0	0	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----						
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0	0	0	0	0	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400	400	400	400	400	400

6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----						
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	10388	8043	8043	2664	2364	2364
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	85474	14801	14801	25513	1809	1809
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	8407	34999	35649	2156	27542	27672
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	0	18327	18327	0	18327	18327
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	0	63	63	0	61	61
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	3750	4250	0	750	850
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	6233	4826	4826	1599	1419	1419
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	3000	3000	0	4000	4000
- budynki [tys zł]	277	281	281	71	76	76
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	1898	4752	4902	487	2909	2939
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	4517	4179	4130	1325	2092	2036
- koszty stałe [tys zł/rok]	546	2275	2317	140	1790	1799
- koszty zmienne [tys zł/rok]	3971	1904	1813	1185	302	237
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	420	1750	1782	108	1377	1384
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	126	525	535	32	413	415
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	3971	1904	1813	1185	302	237
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0	0	0	0	0	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	53	48	47	52	74	72
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	53	49	48	52	82	80
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- benzo(a)piren lokalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza lokalnie	0	0	0	0	0	0
- pył całkowity lokalnie	0	0	0	0	0	0

- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	60,48	27,933	10,473	60,48	11,806	4,289
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0,011	0,005	0,002	0,011	0,002	0,001
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0,039	0,018	0,007	0,039	0,008	0,003
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0	0	0	0	0	0
- węglowodory alifatyczne lokalnie	0,033	0,015	0,006	0,033	0,006	0,002
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0,001	0	0	0,001	0	0
- benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza globalnie	0	0	0,001	0	0	0
- pył całkowity globalnie	0	0,001	0,014	0	0,003	0,007
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	60,48	30,399	49,864	60,48	20,068	22,234
- CO (tlenek węgla) globalnie	0,011	0,011	0,091	0,011	0,021	0,042
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0,039	0,022	0,078	0,039	0,023	0,035
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0	0,015	0,244	0	0,051	0,111
- węglowodory alifatyczne globalnie	0,033	0,015	0,006	0,033	0,006	0,002
- węglowodory aromatyczne globalnie	0,001	0,001	0,005	0,001	0,001	0,002

Podsumowanie i wnioski

Ze względu na brak koherencji temperaturowej pomiędzy obecnie stosowanymi instalacjami grzewczymi a dostępną temperaturą geotermalnego źródła energii na terenie Lądka Zdroju konieczne będzie stosowanie pomp ciepła a wykorzystanie szczytowego źródła energii, w postaci kotłów na wysokometanowy sieciowy gaz ziemny, wydaje się rozwiązaniem uzasadnionym ekonomicznie. Czas pracy pomp ciepła i kotłów wspomagania szczytowego jest zależy od wybranego odbiorcy, a dokładniej od wymaganej mocy cieplnej. Wraz ze wzrostem mocy rośnie czas pracy urządzeń wspomagających bezpośrednie wykorzystanie energii cieplnej. W przypadku zaspokojenia potrzeb komunalnych w części miejskiej (strefa MIASTO – rys. 5.7.4.1) czas pracy kotłów szczytowych może zostać oszacowany na ok. 3-4 miesiące w roku. W przypadku strefy uzdrowiska (strefa UZDROWISKO – rys. 5.7.4.1) wynosi on ok. 1.5 miesiąca w ciągu roku. W przypadku uzdrowiska, ze względu na straty mocy cieplnej na przesyle, którym towarzyszy spadek temperatury konieczne może się okazać eksploatowanie pomp ciepła przez cały rok. Na etapie realizacji można ograniczyć ren efekt przez wykorzystanie ciepłociągu letniego o mniejszej średnicy (system ciepłowniczy trzyrurowy) lub dopuszczenie niżej temperatury zasilania instalacji grzewczej. Wymagać to będzie zwiększenia powierzchni wymienników ciepła w instalacjach przygotowania c.w.u.

Przyjmując za kryterium opłacalności ekonomicznej realizacji inwestycji wykorzystującej energię geotermalną w celach grzewczych osiągany poziom ceny końcowej za energię jaką płaci odbiorca, stwierdzić można, że opłacalne może być wykorzystanie energii geotermalnej w strefie miasta (strefa MIASTO – rys. 5.7.4.1). Końcowa cena energii cieplnej, mimo znaczących nakładów inwestycyjnych (ok. 35 mln zł – tabela 5.7.4.2) może być niższa niż cena energii pochodzącej z lokalnych ciepłowni gazowych. W obliczeniach nie wzięto pod uwagę nakładów na wykonanie sieci dystrybucyjnej. W analizowanym przypadku mogą to być środki znaczące. Jednak mając na uwadze bezpieczeństwo użytkowania źródła energii i stan środowiska na terenie szczególnym, bo uzdrowiskowym, ich poniesienie może być w pełni uzasadnione. Niestety, biorąc pod uwagę jedynie kryterium ekonomiczne, wykorzystanie energii geotermalnej w strefie samego Uzdrowiska (Uzdrowisko – rys. 5.7.4.1) nie jest opłacalne. Znowu pojawia się jednak dygresja dotycząca szczególnego znaczenia analizowanej strefy i jakości środowiska. Wykorzystanie energii geotermalnej wiąże się, w każdym analizowanym przypadku, z redukcją lokalnej emisji zanieczyszczeń (tabela 5.7.4.2). Redukcji emisji zanieczyszczeń można się spodziewać również w skali globalnej.

Rekomendacje dla Lądka-Zdroju

1. Niskotemperaturowe systemy grzewcze

Systemy grzewcze stosowane w budynkach zaprojektowano dla stosunkowo wysokich temperatur wody zasilającej i powrotnej. Jednak docelowe sieci ciepłownicze są obecnie projektowane dla niskich temperatur, dzięki czemu sieci można łatwo zintegrować z zasilaniem z odnawialnych źródeł energii. Ten kierunek wymaga właściwego zaprojektowania systemów grzewczych w budynkach.

Wybór niskotemperaturowego systemu grzewczego wymaga wyższych nakładów inwestycyjnych i zapewnia niższy zwrot z inwestycji początkowej. Jednak taki wybór umożliwia łatwiejsze zintegrowanie i wyższe wykorzystanie ciepła geotermalnego w sieci ciepłowniczej.

Lądek Zdrój należy do starych miast. Kilku potencjalnych klientów sieci ciepłowniczej posiada stare budynki, w których spodziewana jest niedługo modernizacja systemu ogrzewania. Zaleca się, aby operator sieci ciepłowniczej oparł swoje projekty na wyborze zasilania wodą o temperaturze w pobliżu 60°C. Tego rodzaju wybór otworzy nowe możliwości dla zintegrowania z siecią źródeł energii odnawialnej w niedalekiej przyszłości. Sieć ciepłownicza będzie mogła być wówczas obsługiwana, ze względów praktycznych, przy wyższej temperaturze wody zasilającej dla umożliwienia przejścia z systemów wymagających wysokich temperatur na niskotemperaturowe.

Operator sieci ciepłowniczej powinien określić wymagania dla klientów, sugerujące obowiązek lub preferencję dla wyboru niskotemperaturowych systemów grzewczych w budynkach. Jedno z rozwiązań może polegać na tym, że firma ciepłownicza podejmie współpracę z właścicielami budynków w celu znalezienia wspólnych metod inwestowania, z wykorzystaniem programów budżetowych i dotacji. Rozwiązania dla finansowania inwestycji muszą uwzględniać całkowite koszty, zarówno systemów grzewczych w domach, jak i ciepłownictwa geotermalnego tak, aby oferta dla właścicieli budynków zainteresowanych niskotemperaturowymi systemami grzewczymi, podłączonymi do sieci miejskiej, była atrakcyjna.

2. Wdrożenie sieci ciepłowniczej

Jednym z kluczowych parametrów powodzenia sieci ciepłowniczej jest uzyskanie dużej gęstości punktów zasilania na jednostkę długości rurociągu. Rzadka zabudowa często prowadzi do powolnego rozwoju sieci i wydłuża okres zwrotu z inwestycji. Z tego względu poprawa wydajności energetycznej konstrukcji budynków powinna być brana pod uwagę. Chociaż może się wydawać atrakcyjne sprzedawanie dużych ilości energii dla niewielkiej liczny budynków, to termomodernizacja takich budynków może zmieć tego rodzaju scenariusz. Sieć ciepłownicza to inwestycja na co najmniej 60 lat. Z tego względu ważna jest ocena, czy sieć ciepłownicza w Lądku-Zdroju może zapewnić ekonomiczne zagęszczenie klientów. Alternatywnym rozwiązaniem może być ocena zastosowania miejscowych źródeł zaopatrzenia w energię, ograniczonych do zasilania budynków znajdujących się w bliskim sąsiedztwie zakładu w celu ograniczenia skali inwestycji.

3. Efektywne wdrożenie ogrzewania geotermalnego

Wody termalne stanowią wielką atrakcję i cenny zasób Lądka Zdroju. Z tego względu ważne jest zapewnienie, aby wydobycie geotermalnej wody głębinowej nie kolidowało z wydobywaniem wód leczniczych. W przypadku właściwego rozwiązania otwór dostarczy moc cieplną ok. 2-4 MW przy 70°C. Skoro system sieci zostanie podłączony do istniejących budynków o temperaturze projektowej (prawdopodobnie) 90/70°C lub 80/60°C, to pewna ilość energii cieplnej będzie dostarczana do kotłowni zapotrzebowania szczytowego. W tym przypadku topologia systemu może być taka, iż ciepło z sieci ciepłowniczej (DHN) pokryje tylko obciążenie podstawowe, a istniejące kotłownie pokryją zapotrzebowanie szczytowe. Alternatywnie obciążenie szczytowe może być pokrywane z centralnie położonej kotłowni spalającej gaz lub biomasę. Dla uniknięcia nadmiernego korzystania z kotłowni szczytowych zdecydowanie zaleca się wybranie temperatur projektowych dla ciepłowni w pobliżu lub powyżej temperatur projektowych dla budynków.

Kolejną, mniej ryzykowną opcją dla miasta, co do możliwości zakłócenia istniejących źródeł i studni, będzie wykorzystanie płytkich otworów geotermalnych, z użyciem wymienników ciepła w obwodzie zamkniętym. W takim przypadku ciepło będzie pobierane z płytkich otworów geotermalnych o temperaturze 10-20°C, z podwyższeniem temperatury do wymaganego poziomu za pomocą technologii pompy ciepła. Płytki otwór geotermalny z użyciem wymiennika ciepła w obwodzie zamkniętym jest już z powodzeniem eksploatowany w co najmniej jednym przedszkolu w Lądku-Zdroju, a takie rozwiązanie znacznie obniża ryzyko, jakie występuje w omawianym przedsięwzięciu. Tego rodzaju rozwiązanie można wprowadzić z powodzeniem w domach prywatnych czy zespołach budynków. Ponadto duże ilości wody odprowadzanej z instalacji uzdrowiskowych mają średnią temperaturę ok. 30°C. Można ją wykorzystać w technologii pompy ciepła dla podniesienia temperatury wody do wymaganego poziomu.

Temperatura źródła ciepła ok. 20°C wystarczy dla zastosowania parowej, kompresyjnej pompy ciepła (VCCHP) dla podniesienia dostępnej temperatury do poziomu 80-95°C. Ogólny współczynnik efektywności COP w zakresie 3,0-4,0 można osiągnąć przy zastosowaniu dostępnych urządzeń technicznych. Może być konieczna trójstopniowa instalacja VCCHP w zależności od projektu. Jeżeli temperatura projektowa ma być bliższa systemowi niskotemperaturowemu, ok. 60-70°C, to urządzenia dostępne w handlu mogą zapewnić współczynnik efektywności COP w zakresie bliższym wartości 3,5-4,5. Podane wartości są bardzo podatne na dobór składników pompy ciepła, np. medium chłodzącego, kompresora czy rodzaj projektu instalacji.

Topienie śniegu na chodnikach wymaga zużywania dużej ilości energii. Obciążenie cieplne w tym wypadku zmienia się w zależności od temperatury zewnętrznej, prędkości wiatru oraz ilości opadów i ich temperatury. Typowe obciążenie projektowe dla odladzania wynosi ok. 200-300 W/m^2. Dlatego zaleca się ograniczone stosowanie topienia śniegu tylko na ulicach ruchliwych. Topienie śniegu można stosować na chodniku tylko po jednej stronie ulicy, oznaczonym kolorem lub w inny sposób. Energię można dostarczać do systemu odladzania z wykorzystaniem wody powracającej do ciepłowni. Można zastosować wodę wykorzystaną w uzdrowiskach w zależności od odległości, ilości i jakości wymaganej do podgrzewania chodników. Doświadczenie norweskie pokazują, że konieczność odladzania często występuje w strefach temperatur w pobliżu 0 i do -6°C, a prawdopodobieństwo wystąpienia opadów o bardzo niskiej temperaturze jest małe. Typowe zużycie energii przy optymalnej strategii sterowania systemem mieści się w zakresie 100-150 kWh/m², ale może wzrosnąć szybko do 400 kWh/m² w przypadku niewłaściwego projektu systemu i układu sterowania. Zaleca się więc uwzględnienie tego rodzaju warunków w trakcie projektowania tak, aby podgrzewanie chodników w mieście nie obróciło się przeciwko ambitnemu planowi znalezienia takich rozwiązań energetycznych, które są przyjazne dla środowiska i klimatu.

Literatura:

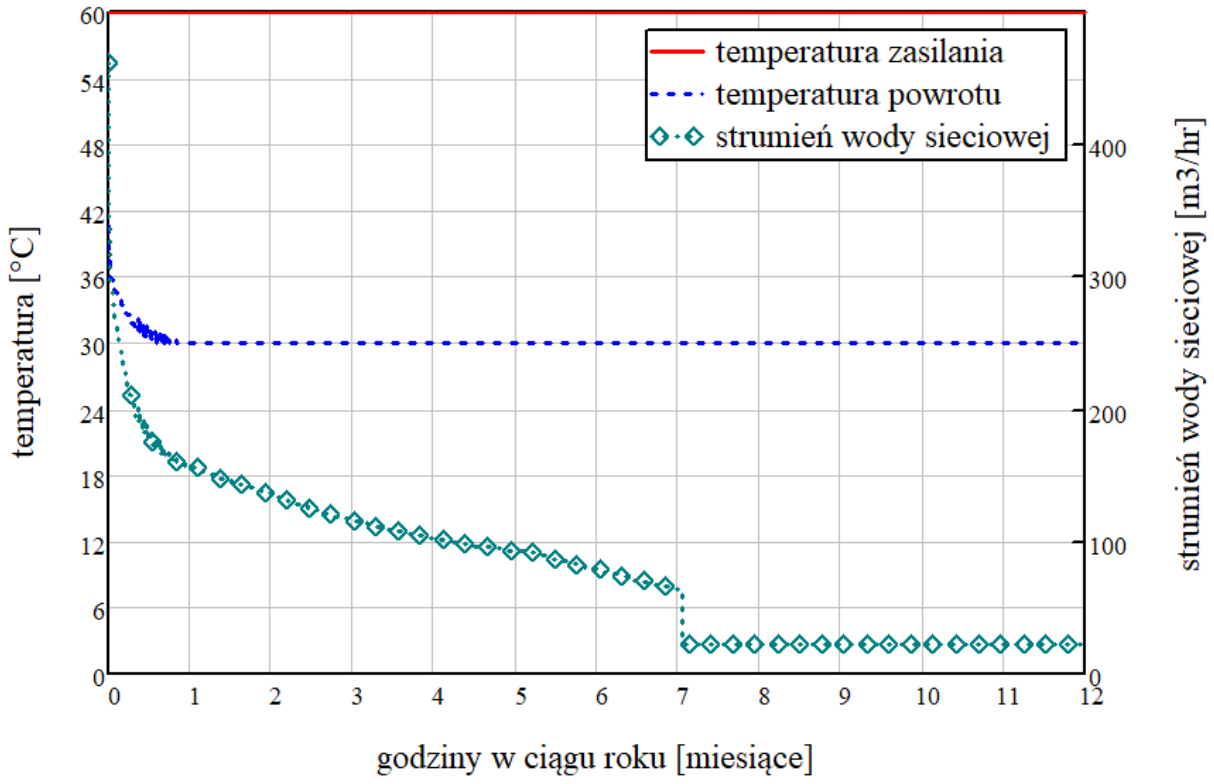
Wody Geotermalne w Lądku-Zdroju. Załącznik do wniosku o dofinansowanie w Programie Geologia i Górnictwo, 2016.02.11

5.7.5. Analiza energetyczno – ekonomiczna optymalnego wykorzystania wody i energii geotermalnej dla ciepłownictwa i innych wszechstronnych zastosowań w Lądku Zdroju

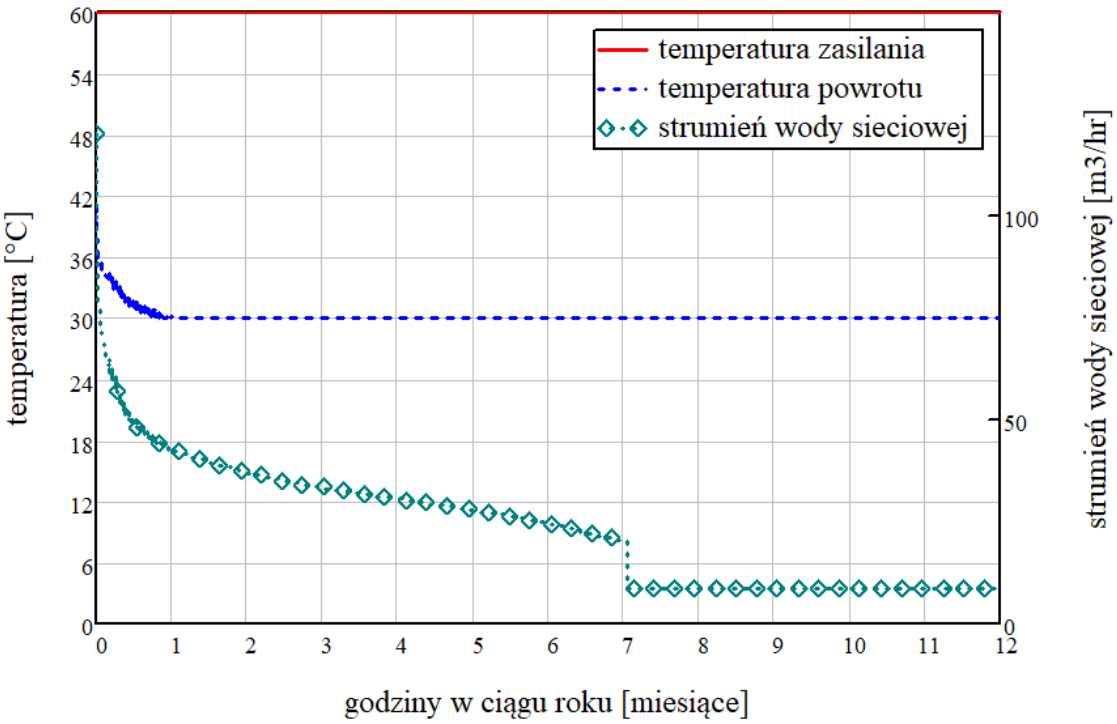
Optymalizacja wykorzystania wód i energii geotermalnej w nich zawartej polega na stosowaniu się do pewnych zasad ogólnych:

- energię powinniśmy się starać wykorzystać bezpośrednio, możliwie bez stosowania pomp ciepła. Pompy ciepła mogą pojawić się jeżeli istnieje zapotrzebowanie na energię, a temperatura wody geotermalnej jest już zdecydowanie za niska dla wykorzystania bezpośredniego,
- po wykorzystaniu zawartej w wodzie energii powinniśmy się starać zagospodarować samą wodę, np. jako wodę pitną lub surowiec dla innych przedsięwzięć (balneologia, lecznictwo, kosmetologia, przemysł …).

W osiągnieciu celu maksymalnego wykorzystania energii geotermalnej, bez użycia pomp ciepła, pomocna jest idea wykorzystania systemów kaskadowych. W systemach kaskadowych odbiorców energii szereguje się w kolejności malejącego zapotrzebowania na temperaturę medium grzewczego. Woda wykorzystana przez kolejnych odbiorców trafia do następnych, którzy zadowolą się jej niższą temperaturą. Wykorzystanie systemów kaskadowych wymaga stosowania odpowiednich instalacji grzewczych, cechujących się rozbudowaną powierzchnią wymiany ciepła (w przypadku ogrzewania powierzchnią grzejników). Niniejszy rozdział poświęcony optymalizacji wykorzystania energii geotermalnej w Lądku zaprezentuje efekty zastosowania powyższej filozofii działania. Optymalizacja dotyczyć będzie ilościowo efektów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych. Polegać ona będzie na założeniu zmiany charakterystyki odbiorców na ternie miejscowości, a dokładniej obniżeniu wymaganej temperatury zasilania i powrotu w instalacjach grzewczych do granic możliwych do osiągnięcia bez konieczności stosowania ogrzewania wielkopowierzchniowego – np. podłogowego. Założono, że odbiorcy będą mieli instalacje grzewcze zaprojektowane dla parametrów 60/40/20/-20°C, a instalacja przygotowania c.w.u. zostanie dostosowana dla parametrów 60/30°C. Uzyskane efekty można będzie porównać z efektami zaprezentowanymi w rozdziale 5.7.4, gdzie zaprezentowano obliczenia prezentujące osiągnięte efekty bez korekty w charakterystyce instalacji ciepłowniczej u odbiorców. Oznaczenia wikariantów są analogiczne jak w poprzednim rozdziale, dla rozróżnienia dodano na końcu literę o (after optimalization). Charakterystyka zapotrzebowania na moc odbiorców w czasie nie ulega zmianie. Mienia się natomiast charakterystyka sterowania mocą dostarczoną. Nową charakterystykę przedstawiają rys. 5.7.5.1 i 5.7.5.2.



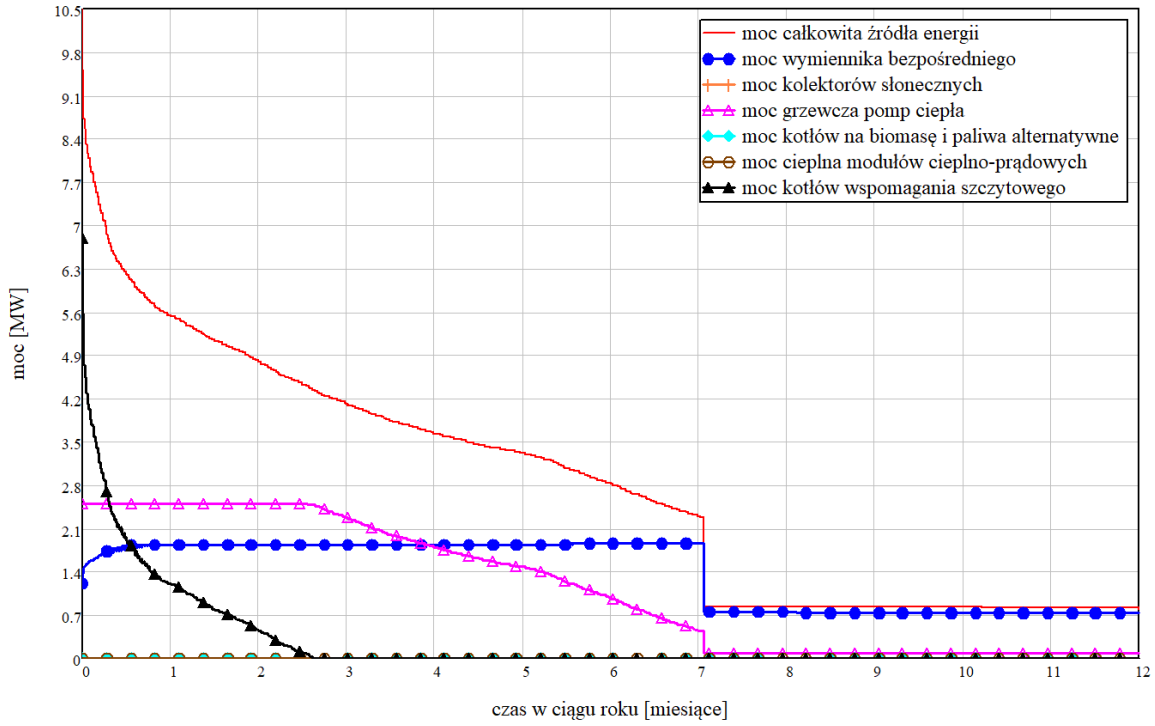
Rys. 5.7.5.1. Charakterystyka strefy MIASTO pod względem zapotrzebowania na temperaturę i strumień czynnika roboczego w czasie roku po modernizacji instalacji



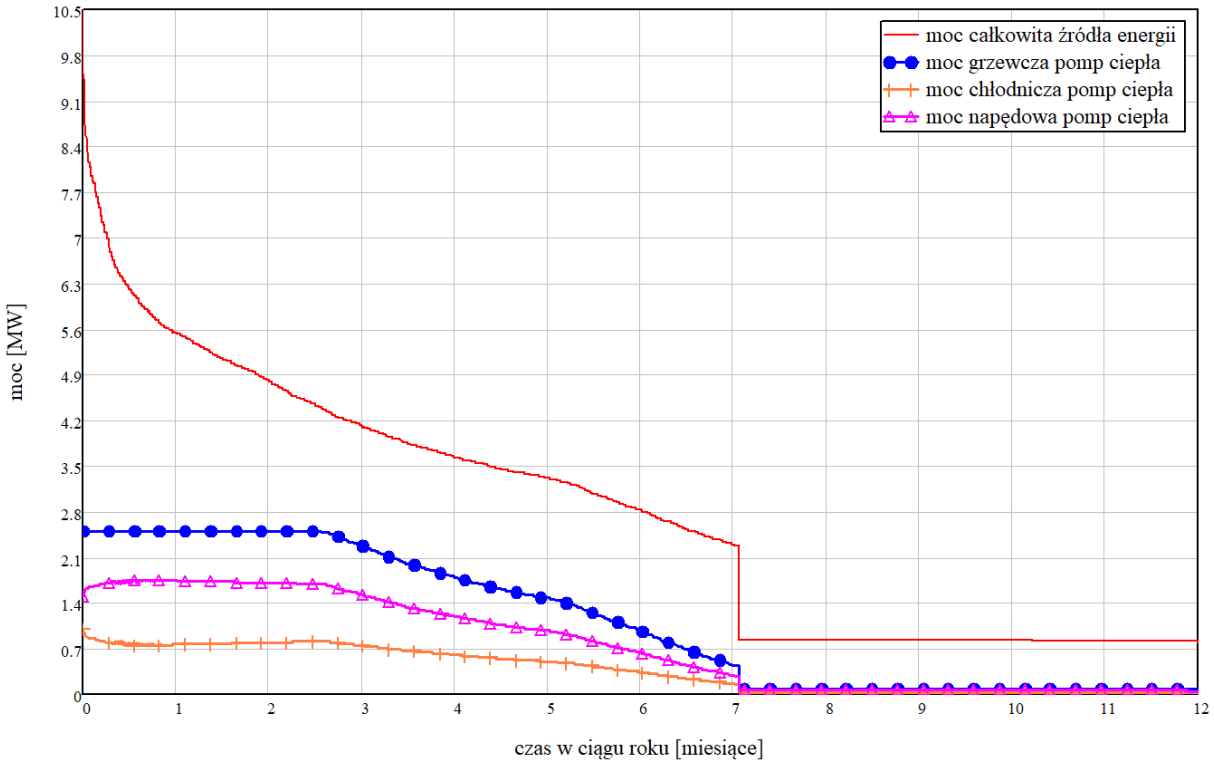
Rys. 5.7.5.2. Charakterystyka strefy UZDROWISKO pod względem zapotrzebowania na temperaturę i strumień czynnika roboczego w czasie roku, po modernizacji systemu ogrzewania u odbiorców

Efekty wykorzystania energii geotermalnej po modernizacji instalacji odbiorców

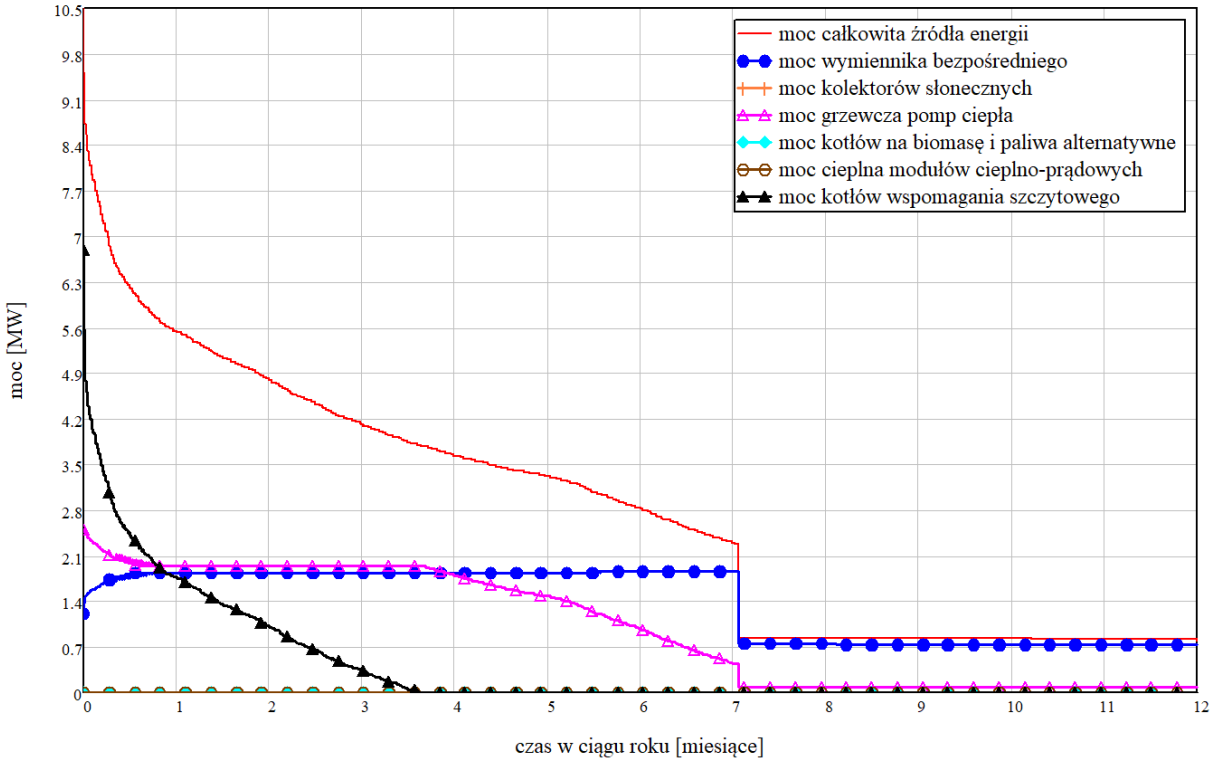
Efekty pracy źródła energii modelowane były analogicznie do obecnych efektów pracy, uwzględniono jednak nową charakterystykę odbiorców. Wybrane wyniki obliczeń, prezentujące harmonogram zabezpieczenia potrzeb cieplnych przedstawiają rys. od 5.7.5.3 do 5.7.5.7. Porównując je z analogicznymi wykresami z poprzedniego rozdziału można zauważyć, że moc maksymalna i okres pracy pomp ciepła uległ zmianie. Zmianie – skróceniu - uległ również okres pracy kotłów wspomagania szczytowego.



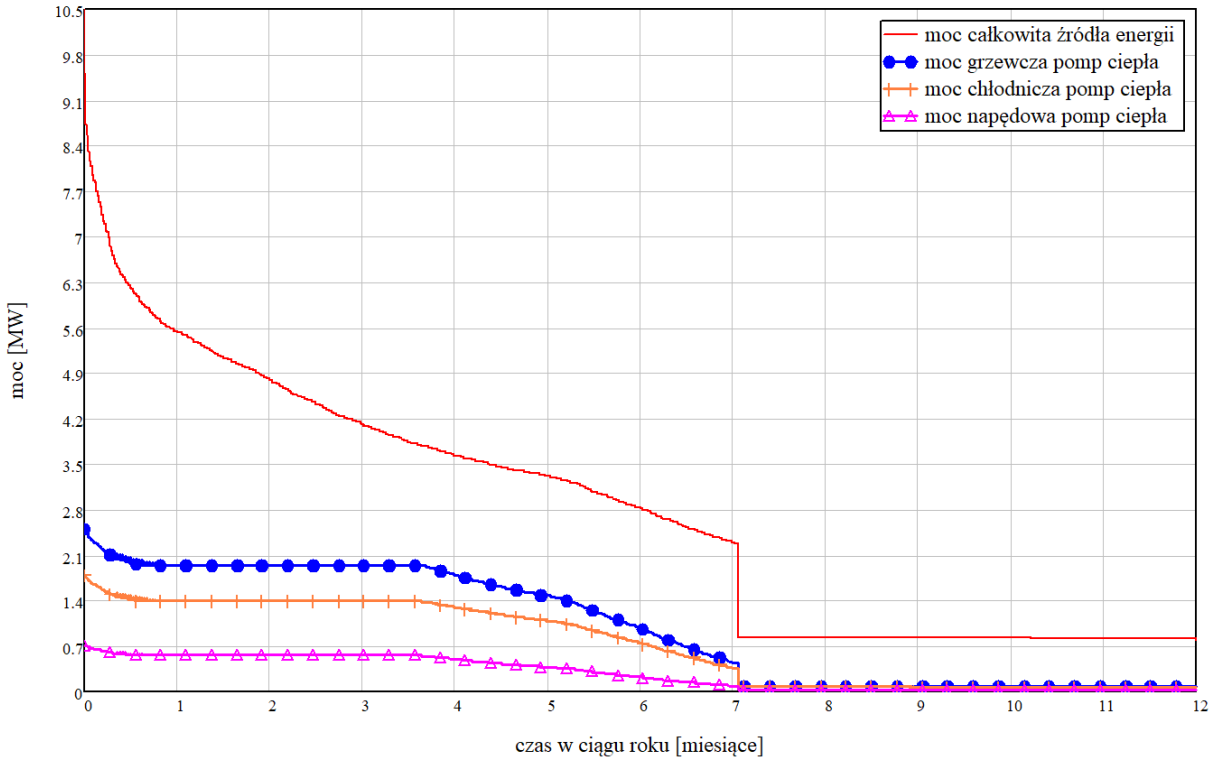
Rys. 5.7.5.3. Schemat pracy źródeł energii zaspakajających potrzeby odbiorcy w strefie MIASTO przy wykorzystaniu pomp ciepła absorpcyjnych (ahpCo) w wariancie po modernizacji instalacji grzejnej odbiorców



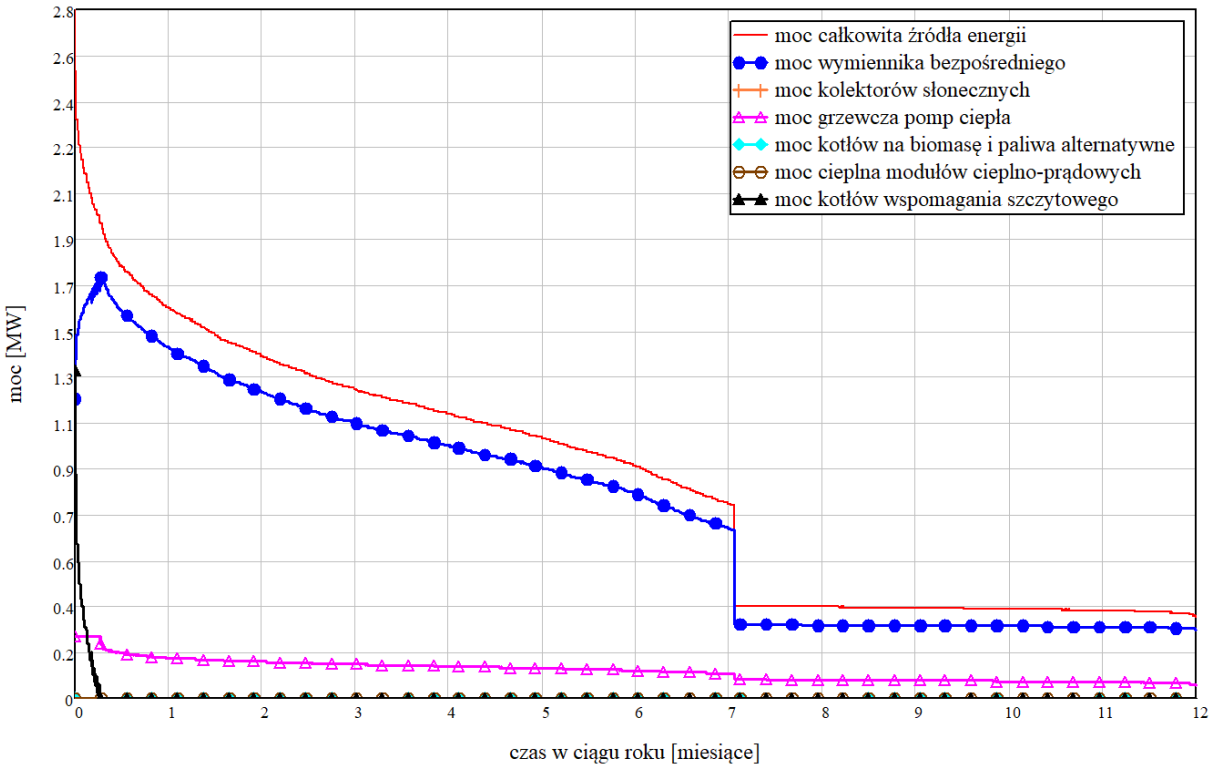
Rys. 5.7.5.4. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej absorpcyjnych pomp ciepła w wariancie ahpCo



Rys. 5.7.5.5. Schemat pracy źródeł energii zaspakajających potrzeby odbiorcy w strefie MIASTO przy wykorzystaniu pomp ciepła sprężarkowych (chpCo) w wariancie po modernizacji instalacji grzejnej odbiorców



Rys. 5.7.5.6. Udział mocy napędowej i chłodniczej w mocy grzewczej sprężarkowych pomp ciepła w wariancie chpCo



Rys. 5.7.5.7. Schemat pracy źródeł energii zaspakajających potrzeby odbiorcy w strefie UZDROWISKO przy wykorzystaniu absorpcyjnych i sprężarkowych pomp ciepła (ahpSo i chpSo), po modernizacji instalacji grzewczych u odbiorców

W tabeli 5.7.5.1 zestawiono główne, wybrane parametry: techniczne, ekonomiczne i ekologiczne cechujące analizowane warianty - przy założeniu modernizacji instalacji grzewczych u odbiorców.

Tabela 5.7.5.1. Zestawienie głównych parametrów technicznych i ekonomicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Lądek-Zdrój po modernizacji instalacji grzewczych

Parametr	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość	Wartość
Nazwa wariantu	ngCo	ahpCo	chpCo	ngSo	ahpSo	chpSo
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	10388	10388	10388	2664	2664	2664
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	85474	85474	85474	25513	25513	25513
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy [-]	0.261	0.261	0.261	0.303	0.303	0.303
Temperatura zasilania (maksymalna = nominalna) [°C]	89.8	60	60	89.4	60	60
Temperatura powrotu (maksymalna = nominalna) [°C]	71.1	40.7	40.7	71.5	40.9	40.9
Nominalny strumień czynnika roboczego [m3/hr]	504.9	461.7	461.7	134.7	120.1	120.1
Nominalny strumień pobieranej wody geotermalne [m3/hr]	0	0	0	0	0	0
Zakładana długość głównych rurociągów przesyłowych [m]	0	3000	3000	0	4000	4000
Określone obliczeniowo straty maksymalne mocy na przesyle [kW]	0	108	108	0	140	140
Określone obliczeniowo straty energii na przesyle [GJ/rok]	0	1867	1867	0	2481	2481
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m3]	1.463	1.463	1.463	1.463	1.463	1.463
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	350	350	350	350	350	350
Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w modułach cieplno-prądowych [zł/MWh]	250	250	250	250	250	250
---------- Opis źródeł energii ----------						
1. ----- Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie) -----						
1.1. Głębokość zalegania horyzontu geotermalnego [m ppt]	0	2500	2500	0	2500	2500
1.2. Temperatura wody kierowanej na parowacz/warnik pomp ciepła [°C]	8	70	70	8	70	70
1.3. Wykorzystywany strumień wody [m3/hr]	0	50	50	0	50	50
1.4. Zakładany poziom zwierciadła statycznego [m ppt]	0	10	10	0	10	10
1.5. Zakładana depresja jednostkowa [m / m3/hr]	1	1	1	1	1	1
1.6. Stan otworu produkcyjnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	nowy	nowy	brak	nowy	nowy
1.7. Stan otworu chłonnego ('nowy', 'istniejący', 'rekonstrukcja', 'brak')	brak	brak	brak	brak	brak	brak
1.8. Zakładana średnica otworów [m]	0.244475	0.244475	0.244475	0.244475	0.244475	0.244475
1.9. Temperatura maksymalna uzyskiwana na głowicy otworu produkcyjnego [°C]	7.8	65.5	65.5	7.8	65.5	65.5
1.10. Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	0	1845	1845	0	1718	1718

1.11. Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	0	43501	43501	0	24307	24307
1.12. Moc nominalna pomp obiegowych przetłaczających wodę (eksploatacyjnych i zatłaczających) [kW]	0	23	23	0	23	23
1.13. Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	0	201	201	0	201	186
2.----- Kolektory słoneczne -----						
2.1. Powierzchnia kolektorów słonecznych [m2]	0	0	0	0	0	0
2.2. Sprawność cieplna kolektorów [-]	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
2.3. Współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego [-]	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
2.4. Współczynnik emisyjności [-]	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
2.5. Maksymalna osiągana temperatura czynnika roboczego [°C]	104.29	104.29	104.29	104.29	104.29	104.29
2.6. Ilość energii cieplnej wprowadzanej do instalacji odbiorcy [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
3. ----- Pompy ciepła (źródło dolne: geotermia) -----						
3.1. Moc grzewcza zainstalowana (maksymalna używana) [kW]	0	2500	2500	0	250	250
3.2. Maksymalna temperatura czynnika roboczego na wyjściu z parowacza/warnika [°C]	73.13	63.55	63.55	73.51	67.64	67.64
3.3. Maksymalna dopuszczalna temperatura wody na wyjściu z parowacza [°C]	100	100	100	100	100	100
3.4. Minimalna temperatura wody obiegowej na wyjściu z parowacza [°C]	20	20	10	20	31.51	30.41
3.5. Maksymalna wartość COP grzewczego [-]	1.4	1.67	5.71	1.4	1.7	5.81
3.6. Ilość energii cieplnej wytwarzanej przez pompy ciepła [GJ/rok]	0	35391	31175	0	3486	3486
3.7. Ilość zużytej energii napędowej zużytej do napędu pomp ciepła [MWh/rok]	0	6623	2339	0	651	183
3.8. Ilość zużytej energii elektrycznej napędowej zużytej do napędu pomp geotermalnych [MWh/rok]	0	201	201	0	201	186
4. ----- Moduły cieplno-prądowe -----						
4.1. Moc cieplna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.2. Moc elektryczna modułów cieplno-prądowych [kW]	0	0	0	0	0	0
4.3. Ilość energii cieplnej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
4.4. Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez moduły cieplno prądowe [MWhr/rok]	0	0	0	0	0	0
4.5. Koszty pozyskania biogazu pochodzącego ze zgazowania odpadów [zł/m3]	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
5. ----- Kotły na paliwa alternatywne i biomasę -----						
5.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach na paliwa alternatywne i biomasę [kW]	0	0	0	0	0	0
5.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach na paliwa alternatywne i biomasowych [GJ/rok]	0	0	0	0	0	0
5.3. Koszt pozyskania/cena zakupu paliw i biomasy (uśredniony) [zł/Mg]	400	400	400	400	400	400

6. ----- Kotły szczytowe na gaz ziemny sieciowy -----						
6.1. Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	10388	6779	6779	2664	1333	1333
6.2. Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	85474	8450	12666	25513	200	200
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys zł]	8407	34051	34701	2156	26281	26346
- otwór produkcyjny i ujęcie pobierające wodę [tys zł]	0	18327	18327	0	18327	18327
- otwór chłonny i zrzut wody do jeziora [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- wymiennik bezpośredni [tys zł]	0	92	92	0	86	86
- instalacja kolektorów słonecznych [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- pompy ciepła [tys zł]	0	3750	4250	0	375	425
- instalacja zgazowania odpadów wraz z modułami cieplno-prądowymi [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły na paliwa alternatywne i biomasę [tys zł]	0	0	0	0	0	0
- kotły szczytowe na sieciowy gaz ziemny [tys zł]	6233	4068	4068	1599	800	800
- rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe [tys zł]	0	3000	3000	0	4000	4000
- budynki [tys zł]	277	280	280	71	75	75
- koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane [tys zł]	1898	4534	4684	487	2618	2633
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys zł/rok]	4517	3784	3733	1325	1897	1851
- koszty stałe [tys zł/rok]	546	2213	2256	140	1708	1712
- koszty zmienne [tys zł/rok]	3971	1571	1478	1185	189	139
- amortyzacja środków trwałych [tys zł/rok]	420	1703	1735	108	1314	1317
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących [tys zł/rok]	126	511	521	32	394	395
- koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii [tys zł/rok]	3971	1571	1478	1185	189	139
- przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu przez moduły cieplno-prądowe [tys zł/rok]	0	0	0	0	0	0
Koszty jednostkowe wytworzenia energii (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	53	43	43	52	68	66
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	53	44	44	52	74	73
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
- benzo(a)piren lokalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza lokalnie	0	0	0	0	0	0
- pył całkowity lokalnie	0	0	0	0	0	0

- CO2 (ditlenek węgla) lokalnie	60.48	22.851	8.962	60.48	6.032	0.475
- CO (tlenek węgla) lokalnie	0.011	0.004	0.002	0.011	0.001	0
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) lokalnie	0.039	0.015	0.006	0.039	0.004	0
- SO2 (ditlenek siarki) lokalnie	0	0	0	0	0	0
- węglowodory alifatyczne lokalnie	0.033	0.012	0.005	0.033	0.003	0
- węglowodory aromatyczne lokalnie	0.001	0	0	0.001	0	0
- benzo(a)piren globalnie	0	0	0	0	0	0
- sadza globalnie	0	0	0.001	0	0	0
- pył całkowity globalnie	0	0.001	0.011	0	0.003	0.006
- CO2 (ditlenek węgla) globalnie	60.48	25.317	40.082	60.48	14.294	15.644
- CO (tlenek węgla) globalnie	0.011	0.01	0.072	0.011	0.02	0.035
- NOx przeliczone na ditlenek azotu (NO2) globalnie	0.039	0.019	0.062	0.039	0.019	0.028
- SO2 (ditlenek siarki) globalnie	0	0.015	0.192	0	0.051	0.094
- węglowodory alifatyczne globalnie	0.033	0.012	0.005	0.033	0.003	0
- węglowodory aromatyczne globalnie	0.001	0.001	0.004	0.001	0.001	0.002

Podsumowanie i wnioski

Obniżenie wymaganych temperatur roboczych, poprzez modernizację systemu ogrzewania i dostosowanie go do wymogów ogrzewania niskoparametrowego, przyniosło zgodnie z oczekiwaniami wymierne efekty ekonomiczne, ekologiczne i energetyczne. Cena końcowa energii cieplnej netto obowiązująca końcowego odbiorcę energii uległa obniżeniu średnio o ok. 10%. W przypadku strefy miasta (strefa MIASTO – rys. 5.7.4.1) cena ta jest atrakcyjna wobec gazu ziemnego. Jest ona nadal wyższa niż cena energii pochodząca z węgla (którą można oszacować netto na ok. 35 zł/GJ). Obniżeniu uległy również nakłady inwestycyjne związane z budową źródła energii. Wiąże się to głównie z redukcją mocy zainstalowanej w pompach ciepła. Wynika stąd bardzo istotne spostrzeżenie: zdecydowanie lepiej jest projektować źródło energii dla odbiorcy ze zmodernizowaną instalacją grzewczą niż budować źródło dla parametrów obecnych i sukcesywnie modernizować instalacje grzewcze u odbiorców. W tym drugim przypadku wiązało się to będzie z przewymiarowaniem drogich urządzeń jakimi są pompy ciepła.

5.8. Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie technologii wiertniczych, wyposażenia otworów, badań i pomiarów otworowych dla potrzeb geotermii w Polsce – wnioski dla wybranych obszarów Projektu

Polska to kraj o istotnych potencjalnych możliwościach pozyskiwania energii geotermalnej. Jest pod tym względem jednym z bogatszych państw w Europie. Ponad połowę powierzchni Polski zajmują naturalne baseny sedymentacyjno-strukturalne, wypełnione wodami podziemnymi o zróżnicowanych temperaturach. Temperatury tych wód wynoszą od kilkunastu do ponad 95°C. Zbiorniki wód termalnych, które są najbardziej perspektywiczne i mogą być wykorzystywane do pozyskania energii geotermalnej, znajdują się głównie w utworach mezozoicznych (zwłaszcza w dolnej kredzie i dolnej jurze).

Regiony o korzystnych warunkach geotermalnych pokrywają się z obszarami o dużym zagęszczeniu aglomeracji miejskich oraz rejonami intensywnych upraw rolniczych. Największe możliwości wykorzystania wód termalnych na obszarze Polski mają województwa: mazowieckie, łódzkie, kujawsko-pomorskie, zachodnio-pomorskie, wielkopolskie, małopolskie i dolnośląskie.

Wykonane do tej pory testy wykazują możliwości eksploatacyjne złóż wód geotermalnych, ale techniczne możliwości produkcyjne mogą być ustalone dopiero w trakcie przemysłowej eksploatacji i zależą od wielu czynników technicznych m. in.:

- sposobu eksploatacji (wielkość poboru i ciągłość zatłaczania wody geotermalnej),
- oczyszczania zatłaczanej wody geotermalnej,
- stałości schładzania wody geotermalnej,
- zabezpieczenia antykorozyjnego całego układu geotermalnego oraz
- wytrącania i osadzania minerałów wtórnych strefy przyodwiertowej w otworach chłonnych.

Istniejące ciepłownie geotermalne różnią się między sobą stosowanymi rozwiązaniami technicznymi. Różnice te związane są przede wszystkim z odmiennych parametrów wód geotermalnych, wielkości pozyskiwanej mocy cieplnej oraz wielkości i rodzaju odbiorców ciepła.

To, że energia geotermalna może być niezwykle użyteczna, pokazują przykłady z różnych części świata, mianowicie: na Filipinach jest źródłem 27% zużywanej w kraju energii elektrycznej, na Islandii 30%, w Nowej Zelandii 10%. Z drugiej strony w wysoko uprzemysłowionych krajach, choćby Stanach Zjednoczonych i Japonii, udział tego typu energii jest śladowy, bo wynosi, odpowiednio, 0,3%. i 0,1%.

Ogrzewanie geotermalne także z punktu widzenia ochrony środowiska znajduje wielu zwolenników. Energia z wnętrza ziemi pozyskiwana do ogrzewania przyczynia się do zmniejszenia emisji spalin i zanieczyszczeń.

Podstawowym sposobem pozyskania energii geotermalnej jest wykonanie otworów wiertniczych, które umożliwiają eksploatację, bądź zatłaczanie wód geotermalnych. Z uwagi na głębokie występowanie poziomów wodonośnych wód geotermalnych oraz różne obszary geologiczne ich występowania otwory mogą spełniać również rolę rozpoznawczą. Dlatego z reguły konstrukcja pierwszego otworu geotermalnego musi uwzględniać przeprowadzenie w nim szczegółowych badań specjalistycznych m.in. geofizycznych i hydrogeologicznych. Zmierzają one do przebadania poziomu wodonośnego zawierającego wody geotermalne. Należy wiec przyjąć, że otwór wykonany jako pierwszy spełnia również rolę otworu badawczego umożliwiając poznanie zasadniczych cech zbiornika wód geotermalnych tj. (Sapińska-Śliwa 2017):

- ciśnienia złożowego,
- głębokości występowania wód geotermalnych,
- temperatury wody,
- wydajności wody z otworu,
- mineralizacji wód geotermalnych,
- typu zbiornika (porowy, szczelinowy, porowo-szczelinowy),
- stratygrafii i właściwości fizycznych skał zbiornikowych,
- parametrów filtracyjnych ośrodka skalnego.

Z reguły otwory badawcze projektuje się w ten sposób by w przyszłości mogły pełnić funkcję otworów eksploatacyjnych. W trakcie wykonywania otworów geotermalnych wyróżnić można dwa etapy wiercenia:

- przewiercanie nadkładu nad warstwą geotermalną.
- przewiercanie warstwy złożowej (dowiercanie).

Wiercenie otworów geotermalnych poszukiwawczych powinno być starannie zaplanowane zgodnie z wymaganiami dotyczącymi zastosowania technologii wiertniczych, uzbrojenia i udostępnienia do eksploatacji, a także budżetem. Przewidywany budżet powinien zawierać m.in. (Sapińska-Śliwa 2017):

- prace przygotowawcze w tym przygotowanie właściwej dokumentacji i pozwoleń,
- zastosowanie odpowiednich technik i narzędzi wiertniczych,
- prowadzenie prac przez głównego wykonawcę oraz podwykonawców,
- wyposażenie otworu oraz
- wykonanie instalacji powierzchniowej.

Prowadzenie prac powinno odbywać się zgodnie z wcześniej opracowanym harmonogramem, w zgodzie z owiązującymi przepisami przy wykonywaniu robót geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż geotermalnych, minimalizując negatywne oddziaływanie na środowisko naturalne oraz otoczenie. Zaplanowanie każdej fazy prac oraz właściwe zarządzanie projektem zapewni wysokie prawdopodobieństwo realizacji całego przedsięwzięcia z sukcesem technologicznym w zaplanowanym budżecie. Jednakże w przypadku prac na terenie nie rozpoznanym geologicznie, gdzie nie były wcześniej wiercone otwory geotermalne ani nie opróbowane w celu eksploatacji wód geotermalnych, zwiększa się ryzyko realizacji projektu zgodnie z założonym harmonogramem oraz budżetem.

Zarządzanie projektem geotermalnym powinno być podzielone na trzy główne fazy. Przygotowanie dokumentów oraz uzyskiwanie właściwych pozwoleń, realizacja techniczna otworu oraz opróbowanie, włączenie do eksploatacji.

5.8.1. Przygotowanie dokumentacji oraz uzyskiwanie pozwoleń

Do najważniejszej dokumentacji należy *Projekt Robót Geologicznych* oraz *Plan Ruchu Zakładu* wykonującego roboty geologiczne niepolegające na badaniach geofizycznych wymagających użycia środków strzałowych. Wykonywanie otworów wiertniczych o głębokości większej niż 30 m w celu wykorzystania ciepła Ziemi prowadzi się zgodnie z ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze z późniejszymi zmianami. Woda termalna jest kopaliną, jeżeli na wypływie z jęcia ma temperaturę nie mniejszą niż 20 ^{o}C.

Do rozpoczęcia wiercenia konieczne jest uzyskanie pozwoleń środowiskowych związanych z wytwarzaniem odpadów niebezpiecznych (na urządzeniu wiertniczym), wytwarzaniem i zagospodarowaniem odpadów wiertniczych, w tym płuczek i urobku. Opracowanie planu zagospodarowania terenu wiertni wymaga uzyskania wcześniejszego dysponowania nieruchomością gruntową. Dojazd do nieruchomości wymaga zezwoleń na przejazd ciężkiego transportu, w niektórych przypadkach przekraczającego dopuszczalne obciążenia. Lokalizacja terenu wiertni może wymagać inwestycji budowy lub przebudowy drogi dojazdowej.

W tej fazie prac należy zaplanować poniższe koszty (Sapińska-Śliwa 2017):

- opracowanie dokumentacji (*Projekt Robót Geologicznych*, *Plan Ruchu*, *Projekt Techniczny Wiercenia*, projekty techniczne szczegółowe poszczególnych faz realizacji projektu wiertniczego, projekt opróbowania, próbnej eksploatacji),
- przygotowanie dróg dojazdowych oraz utwardzonego placu wiercenia zgodnie z wymaganiami ochrony środowiska dla wybranego urządzenia wiertniczego w tym fundamentów,
- montaż urządzenia wiertniczego wraz z zapleczem technicznym oraz socjalno–bytowym.

Kluczowym kosztem realizacji wiercenia jest wynajem głównego wykonawcy oraz zakup uzbrojenia otworu. Głównym wykonawcą jest kontraktor wiertniczy zapewniający urządzenie wiertnicze wraz z załogą oraz zapleczem technicznym i socjalnym. W przemyśle wiertniczym praktykowane są opisane poniżej rodzaje umów (Sapińska-Śliwa 2017).

5.8.1.1. Umowa pod klucz

Umowa pod klucz "turn key" charakteryzuje się zleceniem głównemu wykonawcy prac wiertniczych począwszy od przygotowania placu poprzez wiercenie, rurowanie i cementowanie, kończąc na opróbowaniu i zamontowaniu głowicy eksploatacyjnej. Umowa pod klucz na wiercenie otworu geotermalnego rozpoczyna się od dopuszczenia urządzenia do ruchu przez inwestora, a kończy się wraz z zamontowaniem głowicy eksploatacyjnej lub likwidacją otworu. Zaletą tego typu umowy jest przeniesienie znacznej części ryzyka związanego z czasem realizacji wiercenia na głównego wykonawcę. Przy takiej umowie, wykonawca określa harmonogram prac oraz ich koszt. Główny wykonawca dysponując własnymi narzędziami oraz technologią będzie się starał wykonać zadanie geologicznie w możliwie jak najkrótszym czasie. Jednakże w przypadku otworów poszukiwawczych istnieje ryzyko występowania niezgodności rzeczywistych warunków geologicznych z projektowymi a co za tym idzie, powstanie opóźnień (np. słabsze postępy wiercenia niż zakładano) oraz komplikacji wiertniczych (np. zaniki płuczki, niestabilność otworu - przerabianie otworu, komplikacje lub awarie wiertnicze). W takiej sytuacji ryzyko powstałych dodatkowych kosztów na ogół ponosi wykonawca, chyba że umowa stanowi inaczej, biorąc pod uwagę inne niż planowane warunki geologiczne. Za rodzaj zastosowanych narzędzi wiertniczych oraz wyposażenie odpowiedzialny jest główny wykonawca. Na tym etapie ważna jest rola przedstawiciela inwestora na miejscu wykonywanych prac, dbającego o zgodność zastosowanych technologii oraz wyposażenia z założonymi w projektach. Wadą tego typu umowy jest na ogół brak bezpośredniego wpływu na sposób wykonywanych prac oraz zastosowaną technologię. Główny

wykonawca w celu wykonania projektu w budżecie z założoną marżą, będzie stosował techniki i narzędzia umożliwiające zakończenie prac w możliwie najkrótszym czasie przy minimalnych nakładach własnych co nie zawsze zapewni najwyższą jakość. Dlatego też, ważne jest kontrolowanie przez przedstawiciela inwestora poszczególnych faz prac oraz zastosowanych technologii oraz wyposażenia otworu (Sapińska-Śliwa 2017).

Zalety:

- koszt realizacji wiercenia po stronie głównego wykonawcy, chyba że zmienne warunki geologiczne dyktują zmianę sposobu rozliczenia,
- mniejsza ilość koniecznej kadry techniczno inżynieryjnej po stronie inwestora,
- w przypadku awarii wiertniczej, główny wykonawca usuwa ją na własny koszt.

Wady:

- mniejsze zaangażowanie inwestora w szczegółowe programy prac,
- mały wpływ na zastosowaną technologię i narzędzia wiertnicze,
- brak kontroli jakości użytych narzędzi wiertniczych,
- w wyniku awarii wiertniczej termin zakończenia realizacji może się zmienić,
- w wyniku poważnych awarii lub zmienności warunków geologicznych główny wykonawca może nie być w stanie zrealizować zadania geologicznego.

5.8.1.2. Umowa w oparciu o stawkę dzienną

W przypadku umowy w oparciu o stawkę dzienną, inwestor ma pełną kontrolę nad planowaniem poszczególnych faz wiercenia, rurowania i cementowania. Ma wpływ na dobór narzędzi wiertniczych oraz proponuje zestaw dolny wiercenia dostarczając jego komponenty. Zapewnia to zastosowanie najwyższej jakości sprzętu, zgodnym z normami branżowymi. Dbałość o szczegółowe technologie wiertnicze w tym skład i parametry płynów wiertniczych zapewnia pełną kontrolę nad każą fazą robót wiertniczych, co za tym idzie minimalizowanie negatywnych skutków na przewiercane warstwy złożowe. Wadą tego typu umowy jest ponoszenie ryzyka przez inwestora wystąpienia zmiennych warunków geologicznych oraz związanym z tym, dłuższego niż zakładano, czasu wiercenia jak również powstanie komplikacji wiertniczych i ich likwidacja. W takim przypadku inwestor może ponieść dodatkowe koszty związane z realizacją i kontynuacją wiercenia. Jednakże pełna kontrola nad planowaniem oraz realizacją procesu wiercenia, zastosowaniem narzędzi wiertniczych i wyposażenia odwiertu znacznie zwiększa prawdopodobieństwo zakończenia całego przedsięwzięcia sukcesem technologicznym (Sapińska-Śliwa 2017).

Zalety:

- kontrolowanie dzień po dniu jakości prac urządzenia wiertniczego,
- kontrolowanie dzień po dniu jakości wykonywanych prac przez załogę, mając wpływ na jej skład,
- przygotowywanie szczegółowych programów prac zgodnie z wymaganiami i oczekiwaniami,
- kontrola narzędzi wiertniczych oraz decyzja o wyborze zestawów wiertniczych,
- możliwość ubezpieczenia otworu od prawdopodobnych awarii wiertniczych (np. urwanie i pozostawienie zestawu w otworze),
- w przypadku niesprawnego urządzenia wiertniczego lub niezadawalającej pracy załogi zapis obniżający płatność za usługę lub brak zapłaty za usługę,
- stosowanie różnorodnych stawek w zależności od fazy prac (wiercenie, przestój technologiczny z załogą, przestój technologiczny bez załogi, warunki pogodowe, oczekiwanie na decyzję inwestora,
- powstanie awarii wiertniczej z winy wykonawcy jest usuwany na jego koszt.

Wady:

- ryzyko zwiększenia kosztów prac w wyniku rzeczywistych warunków geologicznych,
- konieczność zatrudnienia grupy specjalistów planujących i nadzorujących proces wiercenia.

5.8.1.3. Umowa w oparciu o stawkę dzienną wynajmu urządzenia wiertniczego Daily Rate

Umowa taka łączy cechy umowy pod klucz oraz stawki dziennej. W przypadku najczęściej początkowych faz wiercenia otworu, gdzie ryzyko zmienności warunków geologicznych, a tym samym komplikacji wiertniczych jest małe stosuje sie cechy umowy pod klucz. W dalszej fazie prac wiertniczych w formacjach geologicznych, wymagających planowania i ciągłej kontroli procesu wiercenia, w których istnieje ryzyko powstania komplikacji, stosuje sie stawkę dzienną pozwalając inwestorowi na zarządzanie ryzykiem (Sapińska-Śliwa 2017).

5.8.1.4. Nadzór inwestorski - wiertniczy

W trakcie przygotowywania dokumentacji technicznej oraz opracowywania szczegółowego harmonogramu prac warto korzystać z doświadczonej kadry inżynieryjnej, mającej doświadczenie w przemyśle wiertniczym. W trakcie realizacji prac, dobrą praktyką jest prowadzenie ciągłego nadzoru wykonywanych prac przez kontraktora wiertniczego - głównego wykonawcę. Stanowi to dodatkowy koszt inwestora, który powinien być uwzględniony przy planowaniu budżetu projektu. Prowadzenie ciągłego nadzoru wiertniczego przez doświadczonych specjalistów może być kluczem do sukcesu całej inwestycji.

Do zadań nadzoru wiertniczego należy (Sapińska-Śliwa 2017):

- kontrolowanie przygotowania placu pod urządzenie wiertnicze w tym budowa bodni (kopanki),
- akceptacja i dopuszczenie urządzenia wiertniczego wraz z zapleczem do realizacji zadania, w tym zgodność dostarczonego sprzętu ze specyfikacją istotnych warunków zamówienia,
- w trakcie realizacji prac kontrolowanie jakości wykonywanych prac w każdej fazie robót,
- kontrolowanie zastosowanych materiałów do sporządzania płynów wiertniczych, zaczynów cementacyjnych oraz rur okładzinowych,
- uzgadnianie i planowanie z wykonawcą szczegółowych programów prac oraz projektów technicznych,
- dbanie o efektywność prowadzonych prac, stosowanie standardów bezpieczeństwa, a także ochronę środowiska,
- monitorowanie parametrów wiercenia na bieżąco,
- reagowanie na komplikacje wiertnicze, uzgadnianie decyzji z inwestorem,
- szczegółowe dokumentowanie i raportowanie prowadzonych robót.

5.8.1.5. Specyfikacja urządzenia wiertniczego do wykonania otworu geotermalnego

W celu określenia wymagań urządzenia wiertniczego mającego wykonać otwór geotermalny do zadanej głębokości, przy określonych warunkach geologicznych, złożowych należy brać pod uwagę (Sapińska-Śliwa 2017):

a) typ urządzenia wiertniczego, rok produkcji i datę ostatniej certyfikacji,
b) udźwig nominalny urządzenia wiertniczego,
c) wysokość masztu oraz podbudowy,
d) nośność stołu wiertniczego oraz nośność na klocu,
e) typ stołu wiertniczego, prześwit i charakterystykę wkładów,
f) zdolność do pomieszczenia odpowiedniej ilości przewodu wiertniczego,
g) moc wyciągu wiertniczego oraz charakterystykę napędu,
h) hamulec wyciągu wraz z datą ostatniej certyfikacji,
i) układ wielokrążkowy wraz ze specyfikacją liny wiertniczej,
j) charakterystykę armatury płuczkowej wysokociśnieniowej,
k) rodzaj napędu wiertniczego: Top Drive (udźwig wrzeciona, maks. moment obrotowy, prędkość obrotowa, napęd jednostki) lub graniatka,
l) ilość i rodzaj pomp płuczkowych z podaniem danych technicznych, moc oraz charakterystyka hydrauliczna, sposób zasilania, wymagania co do użytych materiałów w części hydraulicznej opornych na wysokie temperatury płynu wiertniczego,
m) urządzenia energetyczne, sposoby zasilania wiertni w energię elektryczną: typ i parametry agregatów prądotwórczych, kompresory powietrza, rozdzielnię elektryczną.
n) zbiorniki na olej napędowy,
o) pojemność zbiorników na wodę technologiczną,
p) wymagany przewód wiertniczy oraz zestaw obciążników z podaniem ich charakterystyki oraz certyfikacji, zestaw łączników do połączeń dłużycy wiertniczej,
q) narzędzia wiertnicze: kliny i elewatory,
r) klucze do skręcania przewodu wiertniczego,
s) sprzęt do zapuszczania i skręcania rur okładzinowych,
t) charakterystykę systemu płuczkowego: schemat, pojemności, możliwości sporządzania płuczki, wydajność agregatu sporządzania płuczki, system oczyszczania płuczki (w przypadku spodziewanej wysokiej temperatury płuczki wiertniczej możliwy jest wymagany dodatkowy sprzęt chłodzący płuczkę),
u) sprzęt pomocniczy: wciągarki szybowe, wciągarki do montażu prewenterów,
v) zaplecze socjalno bytowe oraz rodzaj zasilania,

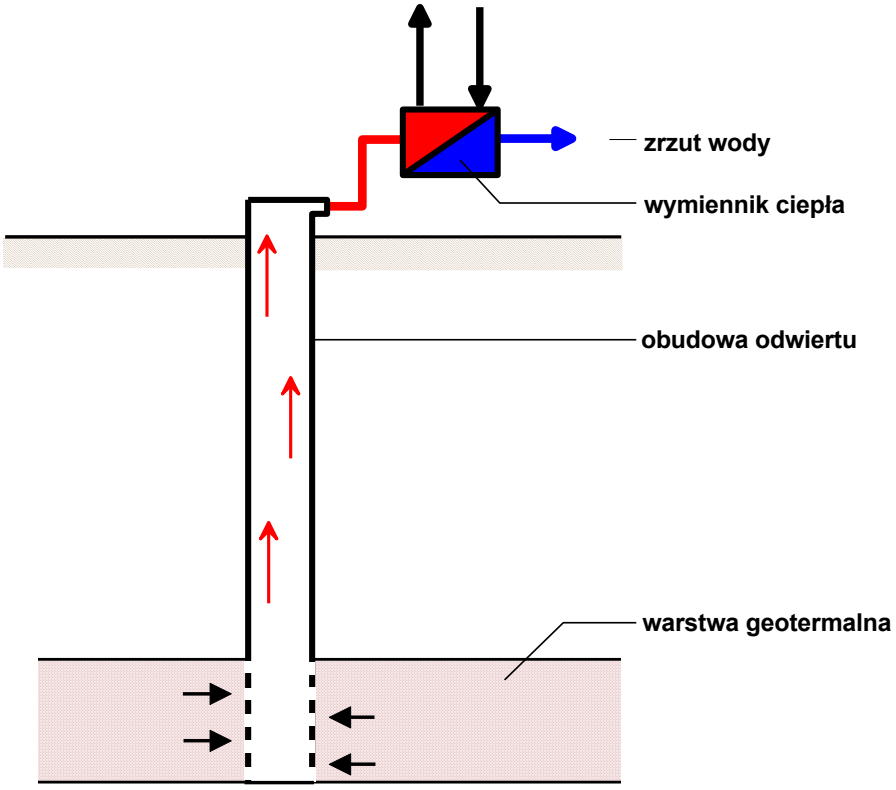
w) zestaw preventerów oraz jednostkę sterowania.

5.8.2. Techniki wiertnicze w geotermii

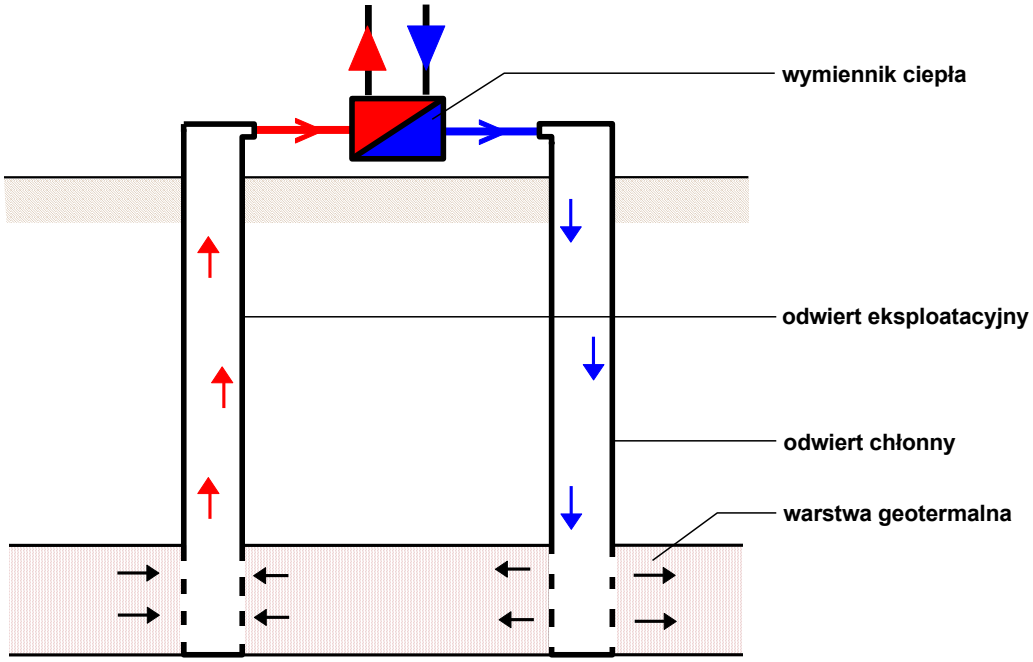
Wykonywane dla potrzeb geotermii w Polsce są otwory w dwóch kategoriach:

- otwory geotermalne,
- otworowe wymienniki ciepła.

Najbardziej typowe otwory geotermalne służą eksploatacji oraz zatłaczaniu wód geotermalnych. Typowe układy eksploatujące wody geotermalne to systemy jednootworowe (rys. 5.8.2.1) oraz systemy dubletowe (rys. 5.8.2.2).



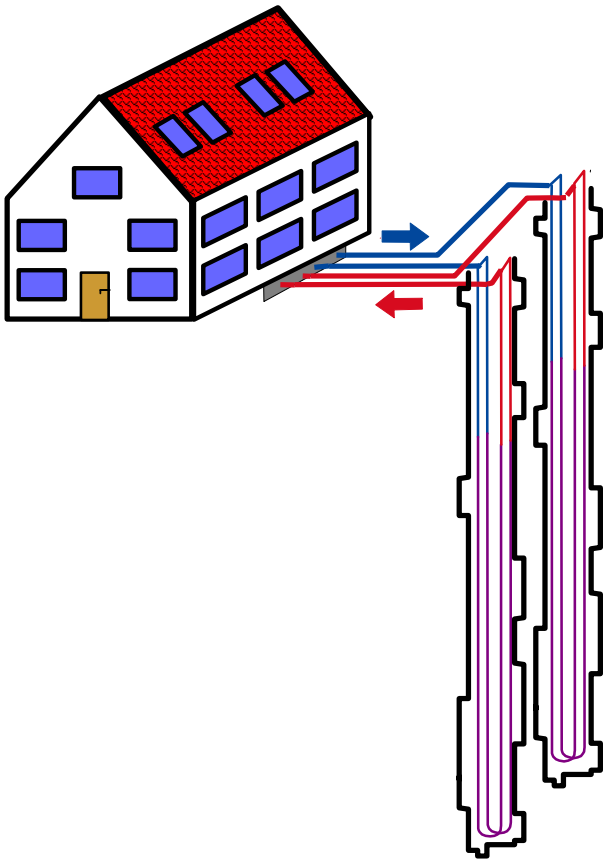
Rys. 5.8.2.1. Jednootworowy system eksploatacji wody termalnej (Gonet i in. 2011)



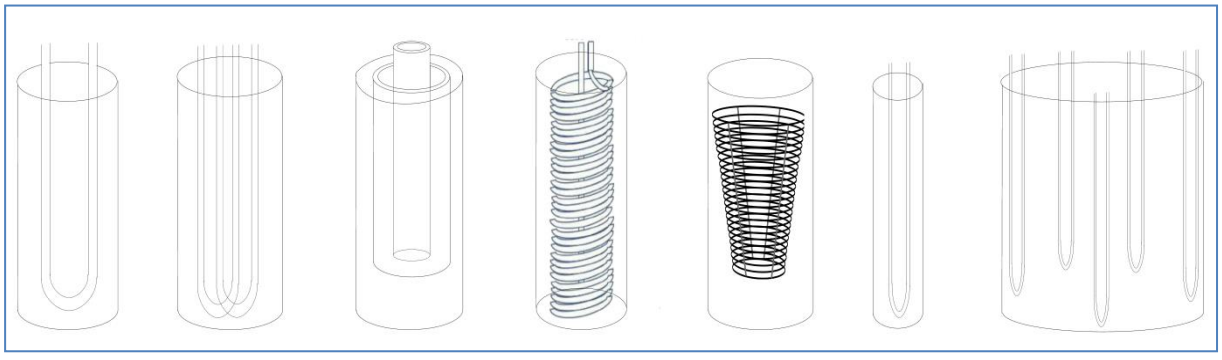
Rys. 5.8.2.2. Dwuotworowy system eksploatacyjno-chłonny - dublet geotermalny (Gonet i in. 2011)

Otworowe wymienniki ciepła służą pozyskiwaniu ciepła Ziemi dzięki cyrkulacji nośnika ciepła, który nie posiada kontaktu hydraulicznego z górotworem. Istnieje wiele rodzajów konstrukcyjnych otworowych wymienników ciepła (Rys. 5.8.2.4-5.8.2.6). Najbardziej typowym jest wymiennik otworowy z pojedynczą lub podwójną U-rurką tworzącą zamknięty układ cyrkulacyjny w otworze wiertniczym (rys. 5.8.2.3).

Pionowe wymienniki ciepła są najlepszym sposobem, aby pozyskać ciepło z wnętrza ziemi. Dzięki wymiennikom otworowym można nie tylko pobierać ciepło z górotworu, ale również je tam wprowadzać i magazynować (Śliwa i in. 2007). Otworowe wymienniki ciepła mogą być wiercone różnymi metodami lub wykonywane w oparciu o istniejące otwory wiertnicze (Śliwa i Nycz 2010) zlikwidowane lub częściowo zlikwidowane.



Rys.5.8.2.3. Schemat dwóch otworowych wymienników ciepła z podwójną U-rurką

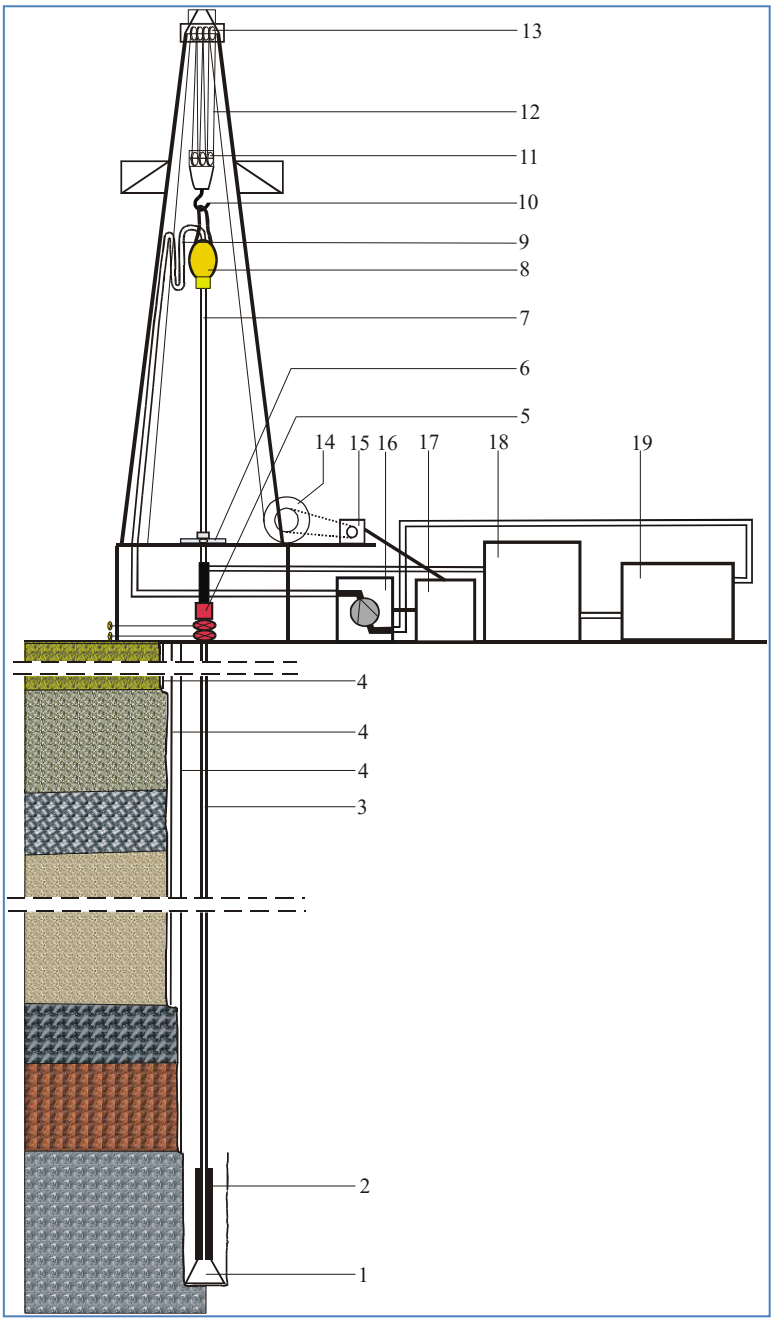


Rys. 5.8.2.4. Różne konstrukcje otworowych wymienników ciepła, a, b – pojedyncze i podwójne U-rurki (także potrójne itd.) – najbardziej typowe wymienniki otworowe, c – układ centryczny – głębokie wymienniki otworowe, d – wymienniki spiralne – do kilku-kilkunastu metrów, e – kosze geotermalne – do 5-7 m, f – mikro U-rurki – wymienniki otworowe z bezpośrednim parowaniem, g – termopale z różną liczbą U-rurek (Śliwa i in. 2017)

Rys. 5.8.2.5. Przykład konstrukcji centrycznej otworowego wymiennika ciepła w Laboratorium Geoenergetyki WWNiG AGH (Gonet i in. 2011)

Rys. 5.8.2.6. Pojedyncze i podwójne U-rurki wymienników otworowych w Laboratorium Geoenergetyki WWNiG AGH

Efektywne poszukiwania i udostępnianie wód geotermalnych są możliwe dzięki nowoczesnym technice i technologii wiertniczej. Obecnie do wiercenia otworów geotermalnych najczęściej jest stosowana metoda obrotowa z prawym obiegiem płuczki. Schemat urządzenia i otworu wiertniczego przedstawiono na rys. 5.8.2.7, na rys. 5.8.2.8 widok na urządzenie wiertnicze Drillmec podczas wiercenia otworu Bańska PGP–3 a na rys. 5.8.2.9 podbudowę wieży wiertniczej.



Rys. 5.8.2.7. Schemat urządzenia wiertniczego i otworu, 1 - świder, 2 - obciążniki, 3 – rury płuczkowe, 4 – kolumny rur okładzinowych, 5 - prewenter, 6 – stół wiertniczy, 7 - graniatka, 8 – głowica płuczkowa, 9 – wąż płuczkowy, 10 - hak, 11 – wielokrążek ruchomy, 12 - lina, 13 – wielokrążek stały, 14 – wyciąg wiertniczy, 15 - przekładnie, 16 – pompa płuczkowa, 17 – silniki napędowe, 18 – system oczyszczania płuczki, 19 – zbiorniki płuczkowe (Górecki i in. 2006)

Rys. 5.8.2.8. Urządzenie Drillmec na otworze Bańska PGP3

Rys. 5.8.2.9. Podbudowa wieży urządzenia Drillmec podczas wiercenia w Bańskiej Niżnej

5.8.2.1. Wiercenia obrotowe

Na wykonanie otworu wiertniczego składa się szereg czynności, których prawidłowe wykonanie gwarantuje osiągniecie założonego celu. Otwory wierci się najczęściej metodą obrotową z prawym obiegiem płuczki. W wielu przypadkach do zwiercania skał używa się trójgryzowych świdrów, a do wynoszenia zwiercin z dna otworu na powierzchnię terenu płuczkę ilastą, czasem samorodną. Przy dowiercaniu do złóż wód geotermalnych stosuje się bardziej wyrafinowane płuczki bez fazy stałej, aby nie uszkodzić przepuszczalności strefy przyotworowej. Poniżej opisano najistotniejsze elementy występujące podczas wykonywania otworów z zastosowaniem metody obrotowej (Gonet i in. 2012).

Na poszczególne etapy wykonywania otworu wiertniczego składają się montaż urządzenia wiertniczego, przygotowanie płuczki wiertniczej, zabudowanie wstępnej kolumny rur okładzinowych, zwiercanie skał i operacje dźwigowe przewodem wiertniczym.

Montaż i pozycjonowanie urządzenia wiertniczego

Każde przedsięwzięcie związane z wykonaniem otworu wiertniczego (z nielicznymi wyjątkami) wymaga sporządzenia *Projektu Prac Geologicznych*, który zawiera wszystkie ważne informacje dotyczące przeprowadzanych robót. Jedną z podanych wytycznych są współrzędne planowanych otworów. Dlatego też (przy głębokich otworach i w przypadku dużych inwestycji, gdzie wykonywanych jest wiele otworów) ważne jest wytyczenie przez uprawnionego geodetę punktów, w których mają zostać odwiercone otwory. Oczywiście po zakończeniu prac wiertniczych wszystkie otwory powinny być zniwelowane w dowiązaniu do państwowej sieci geodezyjnej oraz należy określić położenie geograficzne w państwowym układzie współrzędnych.
Drugim czynnikiem związanym z prawidłowym ustawieniem narzędzia wiercącego jest jego dokładne wypionowanie. Ma to na celu uzyskanie możliwie pionowego otworu. Po ustawieniu wiertnicy w pożądanym miejscu należy maszt urządzenia wypoziomować. Służą do tego celu zainstalowane na maszcie poziomice. W małych urządzeniach wiertniczych używane są poziomice wyposażone w torusowe libelle rurkowe (rys. 5.8.2.10).
Ponieważ maszt może być odchylony w różnych płaszczyznach, powinno się zastosować co najmniej dwie poziomice. Gdy pęcherzyki w obu poziomicach znajdą się w podziałce kreskowej, oznacza to że urządzenie jest ustawione prawidłowo.

Rys. 5.8.2.10. Poziomice służące do prawidłowego ustawienia wiertnicy (Gonet i in. 2012)

Przygotowanie systemu płuczkowego i płuczki

Po ustawieniu urządzenia można przystąpić do przygotowania obiegu płuczki. Do płytkich wierceń, jakimi są otwory wykonywane w celu instalacji rur wymienników ciepła, wystarcza bardzo prosty system płuczkowy. Zazwyczaj nie wykorzystuje się żadnego urządzenia znanego z głębokich wierceń geotermalnych, a należałoby przynajmniej zastosować mieszalnik hydrauliczny lub mechaniczny.
Sporządzanie płuczki wiertniczej rozpoczyna się od napełnienia zbiornika wodą, skąd jest ona pobierana przez pompę i wtłaczana do otworu. W płytkich otworach najczęściej jest stosowana płuczka samorodna lub bentonitowa. Korzystnie jest skierować pobieraną wodę do ustawionego na zbiorniku mieszalnika, w którym woda z bentonitem tworzy jednorodną zawiesinę.
W zależności od rodzaju urządzenia jako zbiornik płuczki wykorzystuje się zbiornik płuczkowy lub dół płuczkowy (rys. 5.8.2.11). Każda z metod ma swoje wady i zalety. Dołek charakteryzuje się możliwością wykorzystania go do wiercenia dwóch lub więcej otworów, gdyż płuczka wypływająca z otworu może przepłynąć pewną odległość izolowanym rowem utworzonym w gruncie. Można również utworzyć zespół dwóch dołków – do jednego z nich spływałaby płuczka z otworu,

a następnie po opadnięciu zwiercin, trafiałaby do drugiego dołka, skąd byłaby zatłaczana do otworu. Ma to znaczny wpływ na oczyszczenie płuczki trafiającej do otworu. Zasadniczą wadą dołów płuczkowych jest konieczność ich wykonania oraz doprowadzenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia wierceń. Grawitacyjne oddzielanie zwiercin od płuczki tym sposobem jest mało efektywne.

Rys. 5.8.2.11. Dół płuczkowy i zbiornik płuczkowy (Gonet i in. 2012)

Zaletą stosowania zbiorników płuczkowych jest brak istotnej ingerencji w teren, na którym prowadzone są prace. Po usunięciu zbiornika pozostaje jedynie warstwa urobku, który można zebrać i usunąć. Wad natomiast jest znacznie więcej, przede wszystkim natury ekonomicznej. Raz użyty w danym miejscu, nie może być z reguły wykorzystany przy kolejnym otworze. Co za tym idzie urządzenie musi być wyposażone w dwa zbiorniki. Aby móc ponownie wykorzystać płuczkę użytą przy pierwszym otworze należy ustawić nowy zbiornik i przepompować tam płuczkę. Trzeba też za każdym razem wykorzystywać nową folię, służąca jako ściany zbiornika.
Obieg płuczki rozpoczyna się w zbiorniku, skąd jest ona zasysana przez pompę, a następnie przetłaczana do głowicy płuczkowej. Z głowicy trafia do wnętrza rur płuczkowych i obciążników oraz do dysz świdra, gdzie zaczyna pełnić swą zasadniczą rolę. Na dnie wypłukuje urobek powstający w wyniku obrotów świdra. Płuczka wraz ze zwiercinami wypływa przestrzenią pierścieniową na powierzchnię terenu. Trafia tam do zbiornika płuczkowego, gdzie w wyniku sedymentacji oddzielone zostają zwierciny. Tak oczyszczona płuczka ponownie trafia do przewodu wiertniczego.

Odizolowanie wierzchniej warstwy gleby

Powierzchnie terenu stanowi zazwyczaj warstwa gleby, która często jest słabozwięzła. Dlatego ważne jest uniemożliwienie jej kontaktu z wypływającą z otworu płuczką pod ciśnieniem. Do tego celu stosuje się rurę o większej średnicy niż planowany otwór. Za pomocą świdra o większej średnicy lub świdra ślimakowego odwierca się kilkumetrowy otwór, do którego zapuszcza się rurę okładzinową (rys. 5.8.2.12) będącą wstępną kolumną rur. Sporadycznie, przy niesprzyjającej budowie geologicznej, konieczne jest zastosowanie drugiej kolumny rur okładzinowych. W przypadku nawiercenia warstwy wodonośnej wskazane jest jej szczelne odizolowanie od głębiej wierconego otworu. W wielu przypadkach cel ten nie jest osiągany przy wykonywaniu otworowych wymienników ciepła.

Rys. 5.8.2.12. Wiercenie otworu oraz zapuszczanie rury okładzinowej do otworu (Gonet i in. 2012)

W przypadku stosowania dołu płuczkowego rurę zapuszcza się tak, aby nie wystawała ponad powierzchnie terenu, aby umożliwić odpływ płuczki. Natomiast podczas prac przy wykorzystaniu zbiornika, rura okładzinowa musi wystawać ponad powierzchnię ziemi ok. 1,5 metra, gdyż w ten sposób grawitacyjnie płuczka jest transportowana z otworu do zbiornika.
Należy podkreślić, że firmy wiercące otwory pod wymienniki ciepła zazwyczaj nie korzystają z najnowszych urządzeń do sporządzania i oczyszczania płuczki ze zwiercin. Mając na uwadze względy ekologiczne koniecznie trzeba zapewnić szczelność całego obiegu płuczkowego, a zwłaszcza dołów płuczkowych.

Wiercenie otworu

Po przygotowaniu terenu prac oraz sprzętu można przystąpić do właściwego wiercenia otworu. Do wprowadzenia rur otworowego wymiennika ciepła (najczęściej 2x40 mm) potrzebny jest otwór o stabilnej średnicy ok. 120 – 130 mm, najczęściej stosuje się świder o średnicy 143 lub 149 mm (rys. 5.8.2.13). Przy takich otworach nie konieczne jest korzystanie z świdrów wyposażonych w dysze. Wystarczają narzędzia z zastosowanym centralnym wypływem płuczki. Rury płuczkowe powinny mieć największą dopuszczalną średnicę, aby zachować przepływ turbulentny w przestrzeni pierścieniowej (podczas wiercenia świdrem 143 mm, rury mogą mieć średnicę 4 ½ - 5” (114,3 - 127 mm). Najczęściej stosuje się rury ze zwornikami zgrzewanymi, spęczanymi do wewnątrz o długości 2-6 m. Długość kawałków rur płuczkowych zależy od rodzaju urządzenia wiercącego, a przede wszystkim wysokości jego masztu.

Rys. 5.8.2.13. Świder gryzowy oraz rury płuczkowe (Gonet i in. 2012)

Do wiercenia otworu stosuje się przewód wiertniczy zakończony narzędziem wiercącym. Po zadaniu odpowiednich parametrów technologicznych, tj. nacisku na świder, prędkości obrotowej i strumienia objętości płuczki (tabela 5.8.2.1) rozpoczyna się urabianie górotworu. Gdy głowica płuczkowa obniży się do poziomu szczęk hydraulicznych, następuje dodanie kolejnego kawałka przewodu. Poszczególne etapy tej operacji mogą być następujące (Gonet i in. 2012):

a) przychwycenie szczękami przewodu znajdującego się w otworze,
b) odkręcenie i przesuw w górę głowicy,
c) przeniesienie rury płuczkowej za pomocą wysięgnika zakończonego magnesem i umieszczenie jej na zworniku przewodu w otworze,
d) ustawienie dokładanego kawałka rury w pozycji pionowej,
e) opuszczenie głowicy i skręcenie rur płuczkowych,
f) zwolnienie szczęk hydraulicznych.

Po zakończeniu dokładania nowego kawałka przewodu można kontynuować wiercenie.

Tabela 5.8.2.1. Parametry wiercenia stosowane przy wykonywaniu wymienników otworowych (Gonet i in. 2012)

Parametr technologiczny	Wymiar	Wartość	
		od	do
Prędkość obrotowa świdra	s^{-1}	1,5	3,0
Nacisk osiowy	kN	10	50
Strumień objętości płuczki	dm^3/min	80	200
Ciśnienie płuczki	bar	30	50

Zakończenie wiercenia ma miejsce po uzyskaniu głębokości otworu założonej w *Projekcie Prac Geologicznych*. Przed rozpoczęciem prac należy przygotować rury płuczkowe o sumarycznej długości odpowiadającej planowanej głębokości otworu. Niektórzy wykonawcy wierceń nie stosują obciążników, co sprzyja wyboczeniu przewodu przy większych naciskach osiowych na świder, a tym samym powoduje skrzywienie osi otworu. W głębokich otworach geotermalnych po wywierceniu następuje rurowanie wyrobiska.

Wyciąganie przewodu wiertniczego

Po wykonaniu otworu należy przystąpić do wyciągania przewodu wiertniczego. Podciąganie przewodu odbywa się za pomocą głowicy obrotowej na maszcie, aż do momentu, gdy zwornik wyciąganej rury minie szczęki hydrauliczne. Następuje wtedy zamknięcie szczęk i rozkręcenie rur obracając głowicą. Zamocowanie na rurze wysięgnika ramiennego zakończonego elektromagnesem ułatwia przeniesienie odkręconego elementu w pożądane miejsce.
Wyciąganie przewodu wiertniczego jest operacją raczej bezawaryjną lecz czasochłonną. Należy pamiętać jednak, aby w trakcie wyciągania przewodu, tak jak i podczas głębienia otworu nie nastąpił gwałtowny ubytek płuczki. Może to spowodować brak stabilności ściany otworu i obsypanie się słabozwięzłych skał do wnętrza otworu, co wpłynie na trudności z zapuszczaniem rur okładzinowych, rur wymiennika ciepła i/lub zmniejszenie głębokości otworu (Gonet i in. 2012).

5.8.2.2. Wiercenia udarowo-obrotowe

W ostatnim czasie coraz powszechniejsze staje się stosowanie wiercenia z tzw. młotkiem wgłębnym (wiercenie udarowo-obrotowe), zwłaszcza w skałach twardszych. Otwory wiertnicze, w których są instalowane pionowe wymienniki ciepła można wykonywać obrotową metodą wiertniczą (Gonet i in. 2012) lub metodą udarowo-obrotową. Najczęściej stosowaną technikę wiercenia udarowo-obrotowego określa się jako „dolny młotek" (ang. DTH – down the hole).
Celem wykonania otworów wiertniczych dla instalacji grzewczych i grzewczo-chłodniczych z pompami ciepła jest wprowadzenie na wymaganą głębokość rur wymiennika ciepła o określonej średnicy. W takich układach jest to jedyny cel wiercenia. Nie istotny jest przede wszystkim problem przepuszczalności strefy przyotworowej warstw złożowych, co jest ważne np. w przypadku studni wierconych. Istotne są natomiast zagadnienia zachowania się elementów konstrukcji przy zmianach temperatur, np. stwardniałego zaczynu uszczelniającego i jego kontaktu ze ścianą otworu i rurami wymiennika, co ma decydujący wpływ na oporność termiczną wymiany ciepła górotwór-nośnik ciepła.

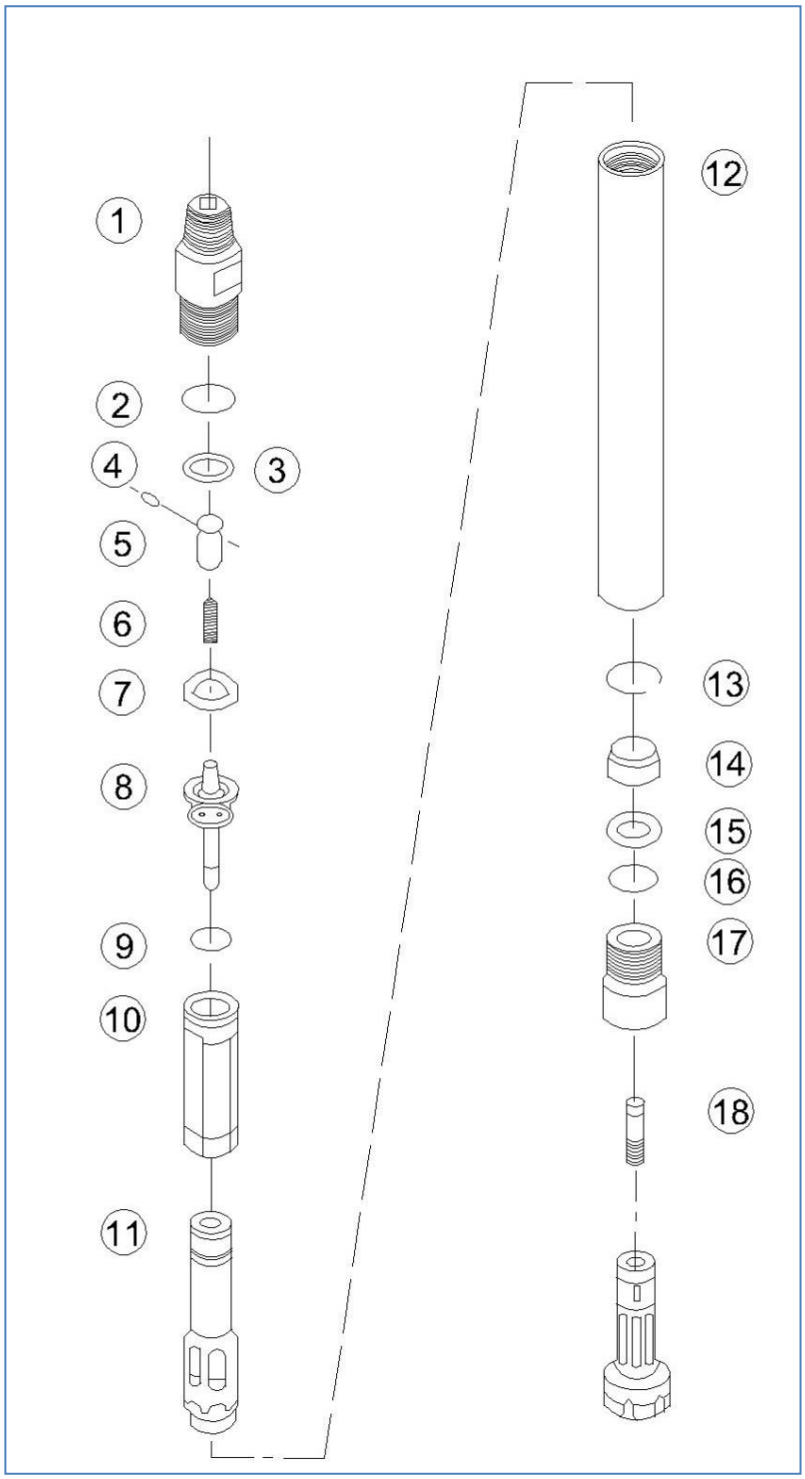
Charakterystyka metody dolnego młotka

W pracy metodą dolnego młotka czynnikiem napędowym jest sprężone powietrze, które kierowane do młotka przez mechanizm obrotu rury wiertniczej oczyszcza dodatkowo wykonywany otwór ze zwiercin jako płuczka powietrzna. Wydmuch sprężonego powietrza wytworzonego w sprężarce (rys. 5.8.2.14) z młotka następuje poprzez otwory w świdrze przedstawione na rys. 5.8.2.15 (Śliwa i in. 2011).

Rys. 5.8.2.14. Kompresor

Rys. 5.8.2.15. Świder wiertniczy

Obroty nadawane przez głowicę umieszczoną na maszcie wiertnicy są przekazywane do młotka przez rury wiertnicze. Rury wiertnicze łączone są za pomocą gwintu, tak więc przewód wiertniczy może być wydłużany w miarę pogłębiania otworu. Siła nacisku także jest przekazywana poprzez mechanizm obrotu i rury wiertnicze.
Młotki wgłębne są urządzeniami bardzo produktywnymi i znajdują zastosowanie między innymi w kamieniołomach, górnictwie podziemnym, robotach inżynieryjnych oraz wiertnictwie studziennym. Szczegółową budowę dolnego młotka 3” przedstawia rys. 5.8.2.16. W tabeli 5.8.2.2 podano podstawowe parametry techniczne i technologiczne dolnych młotków typu Puma, a w tabelach 5.8.2.3-5.8.2.7 pokazano podstawowe dane dolnych młotków typu Puma.



Rys. 5.8.2.16. Budowa dolnego młotka o średnicy 3''; 1 - połączenie gwintowe 2 3/8" API reg., 2 - uszczelka do połączenia gwintowego, 3 – podkładka, 4 – dławik, 5 - zawór zwrotny, 6 – sprężyna, 7 – pierścień, 8 - rozdzielacz powietrza, 9 - pierścień rozdzielacza, 10 – cylinder, 11 – tłok, 12 – korpus, 13 - pierścień ustalający, 14 - prowadnik świdra, 15 - pierścień dystansowy, 16 - pierścień ustalający świdra, 17 - uchwyt świdra, 18 - zawór stopowy

Tabela 5.8.2.2. Podstawowe dane techniczne i technologiczne dolnych młotków typu Puma (Gonet i in. 2012)

		Puma 3	Puma 4	Puma 5	Puma 6	Puma 7	Puma 8	Puma 9
Długość (mm)		836	1002	1093	1098	1373	1305	1694
Średnica zewnętrzna (mm)		79	96	115	142	168	180	215
Masa (kg)		22	40	62	90	162	168	317
Rodzaj gwintu		2 3/8”	2 3/8”	3 1/2"	3 1/2"	4 1/2"	4 1/2"	5 1/4"
Zużycie powietrza (m^3/min) przy ciśnieniu	**10,3 bar**	4,4	5,1	8,8	8,2	13,9	13,5	19,5
	13,8 bar	6,5	7,4	12,0	12,7	19,8	19,0	27,8
	17,2 bar	8,8	9,8	15,4	17,3	25,8	25,9	36,3
	20,4 bar	11,2	12,3	18,7	21,5	31,7	34,0	45,3
	23,8 bar	13,7	15,0	22,0	25,3	37,7	43,6	54,8
Prędkość obrotowa (obr/min)		25-85	25-85	20-70	15-60	13-40	13-40	13-40
Masa uderzeniowa (kg)		200-800	300-900	500-1400	900-2000	1000-2300	1200-2800	2300-5000

Tabela 5.8.2.3. Podstawowe dane techniczne dolnego młotka 3’’ (Gonet i in. 2012)

Opis ogólny	**Masa**		**Wymiar zewnętrzny**		**Długość młotka**		**Długość młotka ze świdrem**			
							Świder schowany		**Świder rozszerzony**	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
	22	49	79	3,11	829	32,6	829	32.6	930	36.6

Zapotrzebowanie powietrza	**Ciśnienie**	**bar**	10,3	13,8	17,2	20,4	23,8
	Strumień objętości	**m^3/min**	4,4	6,5	8,8	11,2	13,7

Tabela 5.8.2.4. podstawowe dane techniczne dolnego młotka 4’’ (Gonet i in. 2012)

Opis ogólny	**Masa netto**		**Wymiar zewnętrzny**		**Długość młotka**		**Długość młotka ze świdrem**			
							Świder schowany		**Świder schowany**	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
	44	98	100	3,93	980	38,6	1073	42,3	1104	43.5

Zapotrzebowanie powietrza	**Ciśnienie**	**bar**	10,3	13,8	17,2	20,4	23,8
	Strumień objętości	**m^3/min**	5,1	7,4	9,8	12,3	15

Tabela 5.8.2.5. Podstawowe dane techniczne dolnego młotka 5'' (Gonet i in. 2012)

Opis ogólny	Masa netto		Wymiar zewnętrzny		Długość młotka		Długość młotka ze świdrem			
							Świder schowany		Świder schowany	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
	66	146	118	4,64	1093	43	1188	46,7	1225	48,2

Zapotrzebowanie powietrza	Ciśnienie	bar	10,3	13,8	17,2	20,4	23,8
	Strumien objętości	m^3/min	8,8	12	15,4	18,7	22

Tabela 5.8.2.6. Podstawowe dane techniczne dolnego młotka 6'' (Gonet i in. 2012)

Opis ogólny	Masa netto		Wymiar zewnętrzny		Długość młotka		Długość młotka ze świdrem			
							Świder schowany		Świder schowany	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
	95	209	141,5	5,57	1151	45,3	1256	49,4	1296	51

Zapotrzebowanie powietrza	Ciśnienie	bar	10,3	13,8	17,2	20,4	23,8
	Strumień objętości	m^3/min	8,2	12,7	17,3	21,5	25,3

Tabela 5.8.2.7. podstawowe dane techniczne dolnego młotka 8'' (Gonet i in. 2012)

Opis ogólny	Masa netto		Wymiar zewnętrzny		Długość młotka		Długość młotka ze świdrem			
							Świder schowany		Świder schowany	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
	179	395	180	7,08	1305	51,4	1434	56,5	1485	58,5

Zapotrzebowanie powietrza	Ciśnienie	bar	10,3	13,8	17,2	20,4	23,8
	Strumień objętości	m^3/min	15	20,8	26,9	33,1	39,3

Praktyczny przykład zastosowania metody dolnego młotka

W Goli Dzierżoniowskiej (Sudety) firma DemaxDrill wykonywała otwory wiertnicze pod wymienniki ciepła metodą dolnego młotka. Firma ta miała za zadanie wykonać sto otworów, które będą wykorzystane jako wymienniki ciepła w zamku w Goli Dzierżoniowskiej. Zgodnie z projektem zaplanowano rozmieszczenie otworów o głębokości 120 m na dziedzińcu zamku. Otwory wykonano metodą udarowo-obrotową, urządzeniem wiertniczym marki KLEMM Bohrtechnik KR805-2W. Na rys. 5.8.2.17 pokazano podstawowe części dolnego młotka.

Rys. 5.8.2.17. Podstawowe części dolnego młotka

W porównaniu do innych technik wiercenia dolny młotek ma wysoką wydajność i może być stosowany w prawie wszystkich formacjach skalnych. Poza tym metoda ta cechuje się dużą prędkością wiercenia, a oś otworu jest pionowa i prostoliniowa. Wykonanie gotowego otworu do 120 m wraz z zapuszczeniem rur wymiennika (u-rurki) oraz uszczelnieniem mieszaniną cementowo-bentonitowo-krzemionkowa "Hekoterm" o podwyższonym przewodnictwie cieplnym zajmowało około 12 godzin. Profil litologiczny (do 150 m) otworu zamieszczono w tabeli 5.8.2.8.

Tabela 5.8.2.8. Litologia otworu o głębokości 150 m

Lp.	Litologia	Strop, m p.p.t	Spąg, m p.p.t	Miąższość, m
1	grunty nasypowe	0,0	2,0	2,0
2	glina z kamieniami	2,0	12,0	10,0
3	zwietrzelina granitowo-gnejsowa	12,0	54,0	42,0
4	gnejsy przewarstwione bazaltami	54,0	150,0	96,0

Do wykonania otworów metodą dolnego młotka wykorzystuje się różne płuczki wiertnicze. Jedną z nich jest piana. Aby spełniała swoją funkcję piana musi być ciężka, co pozawala na utrzymanie zwiercin i ich usuwanie z otworu. Piana może także transportować wodę z wierconych formacji, w przypadku dużego jej napływu, zmniejszając ciśnienie zwrotne wywierane na młotek.

W niektórych sytuacjach korzystne może być użycie piany do zwiększenia wydajności oczyszczania dna otworu. Stosownie piany w DTH wymaga dodatkowej ostrożności dla zmaksymalizowania wydajności i okresu eksploatacji młotka. Należy pamiętać, że piana, składająca się głównie z mydła, rozkłada olej smarowniczy młotka, co może powodować problemy ze smarowaniem, więc podczas wiercenia należy zwiększyć dawki oleju. Poza tym po zakończeniu wiercenie powłoka olejowa zostaje usunięta, zostawiając części wewnętrzne młotka bez ochrony antykorozyjnej. W czasie wykorzystania piany podczas jej przechodzenia przez młotek tworzą się i znikają bąbelki powietrza polerujące części stalowe, co czyni je mniej wrażliwymi na korozję i jest to niewątpliwie zaleta. Po zakończeniu wiercenie z wykorzystaniem piany z wnętrza młotka należy usunąć wszelkie pozostałości piany, oraz pokryć je olejem. W przypadku gdy młotek pozostaje bezczynny przez dłuższy okres czasu należy:

- przedmuchać młotek przez kilka minut powietrzem z dużą ilością wody,
- odciąć dopływ wody i dalej przedmuchiwać młotek powietrzem z olejem, do czasu pojawienia się na koronce oleju.

Celem uzyskania najlepszych rezultatów młotek należy czyścić codziennie, pod koniec dnia. Jeżeli młotek ma być nieużywany przez dłuższy okres czasu, przed składowaniem zaleca się jego rozebranie, wyczyszczenie, nasmarowanie i ponowne złożenie.

Otworowe wymienniki ciepła z powodzeniem mogą być wiercone z zastosowaniem metody udarowo-obrotowej. W zestawie takiej wiertnicy konieczne jest użycie kompresora powietrza, które wywołuje udary świdra o skałę. Zatłaczane powietrze dodatkowo pełni funkcję płuczki wiertniczej. Siła uderzenia świdra o dno otworu zależy od jego średnicy, masy i ciśnienia pracy zestawu (Śliwa i in. 2011; Śliwa i in. 2015).

5.8.2.2. Wiercenie z równoczesnym rurowaniem otworu

Wiercenie z podwójnym przewodem wiertniczym, określane też jako wiercenie z „podwójną głowicą" (rys. 5.8.2.18) , wykorzystuje się podczas przewiercania warstw sypkich i słabo zwięzłych. System ten pozwala na stabilizację otworu na całej jego głębokości w szybki i wydajny sposób, jednocześnie separując warstwy wodonośne i zapobiega komunikacji wody z warstw o różnych głębokościach.

Rys. 5.8.2.18. Podwójna głowica

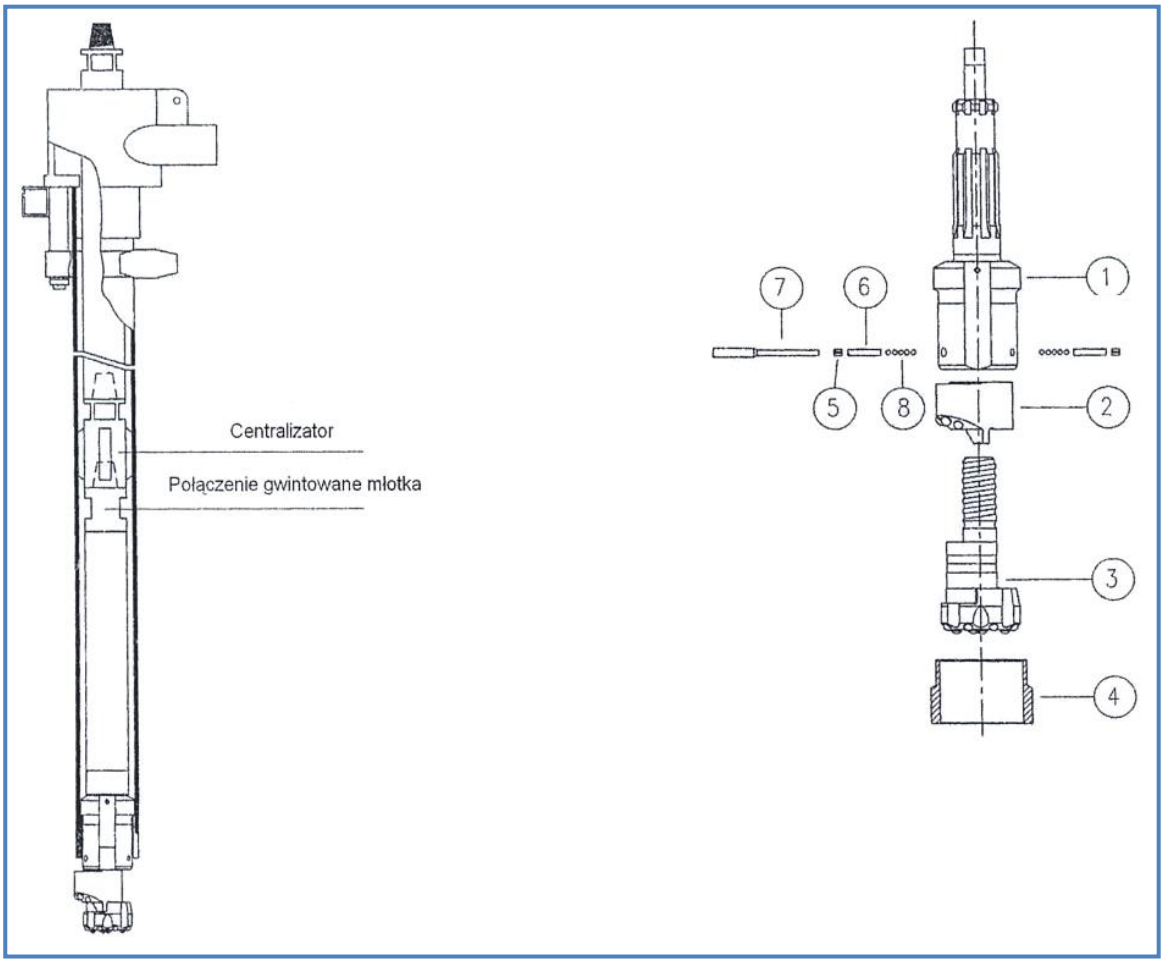
Przewód składa się z dolnej głowicy obracającej (zwykle przeciwnie do wskazówek zegara) zewnętrzny przewód wiertniczy (rury okładzinowe) oraz górnej, obracającej zgodnie z ruchem wskazówek zegara przewód wewnętrzny wraz z narzędziem. Na rurach okładzinowych montowana jest koronka wiertnicza, podczas gdy przewód wiertniczy może korzystać z młotka, świdrów gryzowych, zależnie od używanej metody.

Firma Nordmayer produkuje urządzenie wiertnicze DSB wyposażone w głowicę z podwójnym rotorem. Głowica z podwójną rotacją pozwala na wiercenie z sukcesywnym rurowaniem otworu do przewidywanej głębokości, co gwarantuje optymalny postęp wiercenia bez znaczącego ubytku płuczki. Głowica z rotorem umożliwia jednoczesne obracanie żerdzi wiertniczych i rur osłonowych w tym samym kierunku. Dodatkowo istnieje możliwość przesuwu kolumny wewnętrznej (żerdzi) i zewnętrznej (rury osłonowe) względem siebie. Urobek wiertniczy transportowany jest w przestrzeni pierścieniowej pomiędzy tymi kolumnami do góry i odprowadzany jest z rotora wężem do zbiornika.

Po przewierceniu nadkładu rotor demontowany jest od głowicy i przy pomocy wysięgnika zamontowanego na obrotowej koronie masztu deponowany jest obok wiertnicy. Dalsze wiercenie realizowane może być przy pomocy młotka wgłębnego lub świdrami skrzydłowymi lub gryzowymi.

Podobnym sposobem wykonywania otworów dla instalacji rur wymiennika ciepła jest system ODEX- PUMEX, który również polega na jednoczesnym rurowaniu otworu podczas jego wiercenia, przeciwdziałając obsypywaniu się ściany otworu za świdrem. Zapuszczanie rur w nadkładzie za pomocą mimośrodowego poszerzacza, przeciwdziała obsypywaniu się ściany otworu we wszystkich występujących warunkach geologicznych. Za pomocą systemu ODEX rury okładzinowe mogą być zapuszczane poprzez warstwę nadkładu do wymaganej głębokości w niżej zalegającej litej skale. Po wyciągnięciu ODEX-a z otworu, wiercenie może być kontynuowane poniżej zarurowanego odcinka metodą tradycyjną. System ODEX może być

wyciągnięty z otworu w każdej chwili podczas wiercenia w nadkładzie. Rys. 5.8.2.19 przedstawia ogólną budowę systemu oraz podstawowe wymiary, a w tabeli 5.8.2.9 podano podstawowe wymiary dolnego młotka z systemu ODEX.



Rys. 5.8.2.19. Dolny młotek- system ODEX: 1 - prowadnik, 2 - poszerzacz, 3 - koronka-pilot, 4 - but rury osłonowej, 5 - elastyczny sworzeń, 6 - sworzeń, 7 - przebijak, 8 - kule blokujące (Gonet i in. 2012)

Tabela 5.8.2.9. Podstawowe wymiary dolnego młotka- system ODEX (Gonet i in. 2012)

Pumex	Średnica wewnętrzna rury	Średnica poszerzacza	Rura osłonowa			Średnica buta rury osłonowej
			Maksymalny wymiar zewnętrzny	Minimalny wymiar wewnętrzny	Minimalna grubość ścianki	
DT-90	73 mm	123 mm	115 mm	102 mm	5 mm	93,5 mm
DT-115	89 mm	152 mm	142 mm	128 mm	5 mm	118,3 mm
DT-140	114,3 mm	181 mm	171 mm	157 mm	5 mm	143,4 mm

Wykorzystując metodę dolnego młotka można prowadzić wiercenie z pojedynczym lub z podwójnym przewodem wiertniczym. Pojedynczy przewód wiertniczy wykorzystuje się w litych warstwach skalnych. Technologia wiercenia opiera się na użyciu dolnego młotka, obsługiwanego przez zdalnie sterowany kompresor powietrzny, który dostarcza sprężone powietrze potrzebne do zasilania młotka i jednoczesnego oczyszczania wierconego otworu ze zwiercin. W niektórych przypadkach warstwa lita może być poprzedzona warstwami luźnymi, w związku z czym wykonuje się zwykle wstępne wiercenie przy użyciu rur okładzinowych z koronką (rys. 20) w celu stabilizacji ściany otworu.

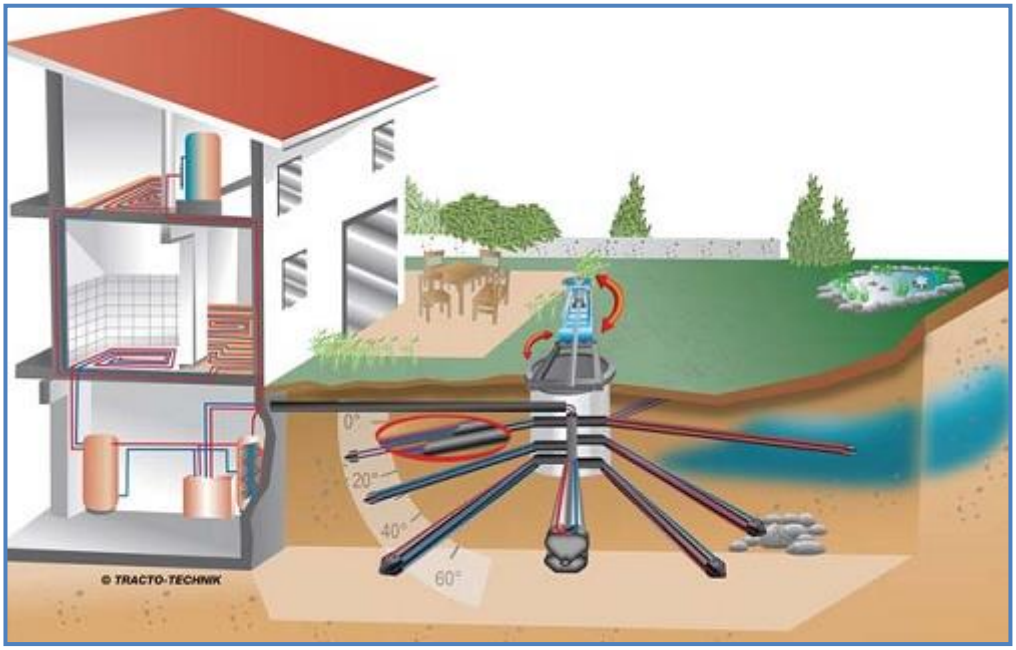
Rys. 5.8.2.20. Rura wiertnicza z koronką

Metody z zastosowaniem głowicy z podwójną rotacją pozwalają na wiercenie z sukcesywnym orurowaniem otworu, co gwarantuje większy postęp wiercenia bez znaczących ubytków płuczki w skałach szczelinowatych. Przy orurowaniu otworu rurą okładzinową z koronką może być stosowane zarówno wiercenie udarowo-obrotowe jak też obrotowe na płuczkę.

5.8.2.3. Wiercenia z zastosowaniem przewodu giętkiego

Jednym ze sposobów wiercenia otworów dla wykonywania otworowych wymienników ciepła jest metoda z zastosowaniem urządzeń typu „*coiled tubing*" wykorzystujących silnik wgłębny jako napęd narzędzia wiercącego. Dzięki niej możliwe jest wykonywanie otworów ukośnych, co staje się coraz częściej konieczne z braku dostępnej powierzchni dla wykonania otworów pionowych.

Wiercenie otworów w celu instalacji rur wymiennika ciepła może być realizowane obrotowo na płuczkę ciekłą (Gonet i in. 2012), udarowo-obrotowo na płuczkę powietrzną (Śliwa i in. 2011) oraz z wykorzystaniem silnika wgłębnego i przewodu giętkiego lub rur płuczkowych.
Ukośne otworowe wymienniki ciepła (rys. 5.8.2.21) umożliwiają udostępnianie rezerwuarów ciepła w górotworze znajdującym się pod obiektami infrastrukturalnymi. Dzięki ukośnym otworowym wymiennikom ciepła można z jednego stanowiska wykonać otwory udostępniające znacznych rozmiarów obszar górotworu (Gonet i in. 2011).



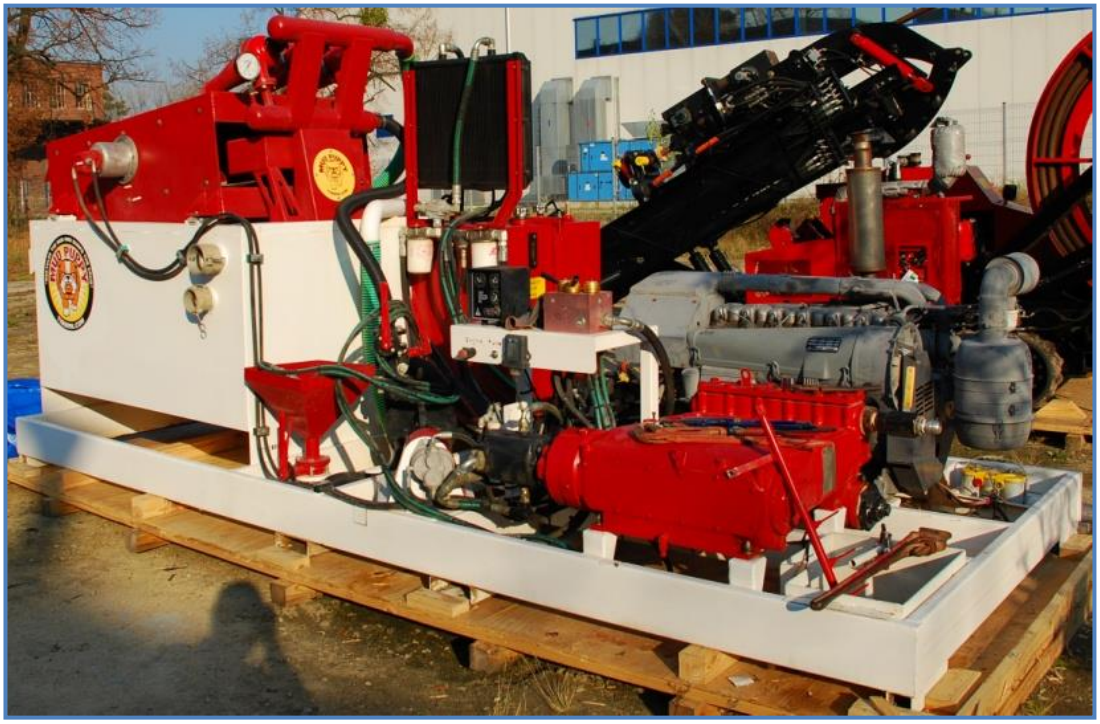
Rys. 5.8.2.21. Promienisty wymiennik otworowy [Materiały informacyjne, Geothermische Energie (http://www.geothermie.de) nr 54, 2007)

Technika wiercenia

Wykonywanie wierceń urządzeniami typu „*coiled tubing*" jest możliwe dzięki zastosowaniu przewodu giętkiego nawiniętego na bęben roboczy urządzenia. Do przewodu giętkiego mocuje się za pośrednictwem specjalnego łącznika silnik wgłębny, za pomocą którego świder jest wprawiany w ruch. Przykładowym urządzeniem jest pokazana na rys. 5.8.2.22 i 5.8.2.23 wiertnica AMKIN DCT 150V. Przy wierceniu z wykorzystaniem silnika wgłębnego jednym z najważniejszych parametrów jest stopień oczyszczenia płuczki wiertniczej. Jest to bardzo ważne i w znaczący sposób przekłada się na jego trwałość. Na rys. 5.8.2.24 pokazano zestaw do oczyszczania płuczki wiertniczej Mud Puppy 170-2sc wraz z zamontowaną na nim pompą płuczkową APLEX 115 L QUINTUPLEX. Silnik wgłębny jest rodzajem silnika hydraulicznego. Zbudowany jest ze statora, który stanowi jego zewnętrzną nieruchomą część (obudowa silnika) oraz z rotora. W układzie takim płuczka wiertnicza oprócz podstawowych funkcji tj. stabilizacja ściany otworu, wynoszenia zwiercin, chłodzenia narzędzia wiercącego stanowi również czynnik napędzający rotor silnika wgłębnego. Wykorzystanie silnika wgłębnego wymaga dostarczenia do niego płuczki o określonym ciśnieniu. Producenci podają ciśnienie minimalne, przy którym silnik pracuje płynnie z określonym momentem oraz ciśnienie maksymalne, którego przekroczenie może go uszkodzić. Wybór silnika wgłębnego powinien być dokonany uwzględniając rodzaj przewiercanych skał. Dostępne są silniki od niskoobrotowych o wysokim momencie do silników wysokoobrotowych o niskim momencie. Silnik wgłębny z kolei warunkuje dobór odpowiedniej pompy płuczkowej. Jej charakterystyka pracy powinna być jak najbardziej liniowa, gdyż wszelkie drgania pochodzące od pompy przenoszone są bezpośrednio na przewód i urządzenie. Spełnienie tego warunku umożliwia zastosowanie pompy pięciotłokowej i/lub kompensatora ciśnienia na wyjściu z pompy płuczkowej. Przed rozpoczęciem wiercenia należy również dokonać wyboru świdra, którym przewiercane będą warstwy górotworu. Warto zwrócić uwagę że świder taki powinien umożliwić wykonanie całego otworu – do zaplanowanej głębokości, bez potrzeby jego zmiany. Zastosowanie urządzenia typu coiled tubing pozwala zaoszczędzić czas podczas wiercenia oraz zapuszczania i wyciągania przewodu (operacje skręcania, rozkręcania, podawania, odstawiania kawałków rur płuczkowych). Jednak każde użycie przewodu skraca jego żywotność. Producenci przewodu do zastosowania w urządzeniach *coiled tubing* podają przybliżoną liczbę jego rozwinięć/nawinięć. Dlatego z reguły urządzenia *coiled tubing* znajdują zastosowanie przy przewiercaniu warstw jednorodnych o zbliżonych parametrach wiercenia. Można wiercić również w skałach zróżnicowanych, jednak wymaga to od wykonawcy dobrego. rozpoznania geologicznego umożliwiającego optymalne dobranie silnika wgłębnego (jego parametrów) oraz świdra. Na rys. 5.8.2.25 pokazano gotowy zestaw do wierceń, tzn. silnik wgłębny połączony z przewodem giętkim – AMKIN DCT 150V przed rozpoczęciem wiercenia (Śliwa i Pacewicz 2012).

Rys. 5.8.2.22. Samojezdna wiertnica z przewodem giętkim (coiled tubing) jako przewodem wiertniczym (fot. W. Teper)

Rys. 5.8.2.23. Samojezdna wiertnica z przewodem giętkim (*coiled tubing*) jako przewodem wiertniczym (fot. W. Teper)



Rys. 5.8.2.24. Zestaw systemu cyrkulacji płuczki wiertniczej (fot. W. Teper)

Rys. 5.8.2.25. Samojezdna wiertnica AMKIN DCT 150V z przewodem giętkim (*coiled tubing*) jako przewodem wiertniczym gotowa do pracy z silnikiem wgłębnym (fot. M. Pacewicz)

Przykładem wykonywania otworowych wymienników ciepła za pośrednictwem wiercenia silnikiem wgłębnym wchodzącym w skład zestawu AMKIN DCT 150V jest zastosowanie jego przy przewiercaniu zapiaszczonych iłów w rejonie Wrocławia. Na postęp wiercenia główny wpływ ma odpowiedni dobór silnika wgłębnego, świdra oraz jego dysz. Czas wykonania otworu o głębokości 100 m wynosi 4 – 5 godzin. Podczas wykonywania otworów stosuje się specjalnie dobraną do tego celu płuczkę na bazie sweltonitu oraz polimerów modyfikujących jej parametry. Do zapuszczania rur wymiennika ciepła stosuje się wykonany w tym celu wyciąg hydrauliczny oraz żerdzie dopychające rury. Zastosowanie ww. zestawu umożliwia wykonanie 2 kompletnych wymienników otworowych na dobę (Śliwa i Pacewicz 2012)

Technologia wiercenia

Technologia wiercenia w znacznym stopniu uzależniona jest od rodzaju przewiercanych skał. Warunkuje on dobór silnika wgłębnego - jego obrotów, momentu oraz wymaganego ciśnienia w dyszach świdra. Parametry pracy urządzenia z rys. 5.8.2.25 zebrano w tabeli 5.8.2.10. W tabeli 5.8.2.11. Przedstawiono parametry pracy silnika wgłębnego pracującego z zestawem AMKIN DCT 150V (Śliwa i Pacewicz 2012).

Tabela 5.8.2.10. Parametry pracy urządzenia podczas wykonywania otworu w okolicach Wrocławia (Śliwa i Pacewicz 2012)

Nacisk	1,4 – 1,7 T
Obroty	320 – 360 obr/min
Ciśnienie różnicowe płuczki	3,6 – 3,9 MPa
Strumień objętości płuczki	7-8 dm^3/s

Tabela 5.8.2.11. Parametry pracy silnika wgłębnego 2 7/8`` pracującego z zestawem AMKIN DCT 150V

Strumień objętości płuczki	60 – 130 GPM	4 - 8 L/S
Prędkość obrotowa	188 – 366 obr/min	
Różnica ciśnień min.	406 psi	2,8 MPa
Różnica ciśnień max	570 psi	3,92 MPa
Moment obrotowy	388 lb·ft	526 N·m
Moment max	545 lb·ft	736 N·m
Nacisk na świder zalecany	2640 lb	12 kN
Nacisk na świder max	5500 lb	25 kN

Podczas wiercenia parametry silnika wgłębnego reguluje się poprzez odpowiednie nastawy pompy płuczkowej. Nacisk na świder wywierany jest za pomocą przewodu poprzez „injector" głowicę ze szczękami przesuwającymi przewód coiled tubing. Maksymalny nacisk głowicy wynosi 4,5 tony. Bardzo ważną rzeczą jest konserwacja silników - zalewanie ich olejem lub towotem podczas dłuższych przestojów. Przy krótkich przestojach wystarczy przepłukać wodą.

Podczas wykonywania pierwszego otworu przeprowadzono próbny dobór świdra dla określonych warunków geologicznych. Lepszy postęp wiercenia osiągnięto świdrem trójskrzydłowy 5 5/8" w porównaniu do świdra trójgryzowego o tej samej średnicy. Jednak cechuje go tendencja podążania w warstwy o mniejszej twardości powodując że silnik opiera się o ścianę otworu i zmniejsza rzeczywistą średnicę otworu. Może to z kolei komplikować zapuszczanie rur otworowego wymiennika ciepła. Dobrym rozwiązaniem jest zastosowanie stabilizatora nadświdrowego, który pomaga utrzymać wymaganą średnicę otworu.

Wykorzystanie urządzenia w warunkach zimowych pociąga za sobą również konieczność wykonywania dodatkowych operacji i potrzebę zastosowania kompresora o dużym wydatku powietrza, stosowanego w celu wydmuchania płuczki z przewodu giętkiego. Po wierceniu jak również w czasie jakichkolwiek komplikacji w temperaturach ujemnych należy całkowicie opróżnić giętki przewód z płuczki.

Wiercenie otworów ukośnych dla rur wymiennika ciepła jest możliwe. Trudność polega jednak na kontroli trajektorii osi otworu. Niektóre z produkowanych silników wgłębnych posiadają zintegrowany w obudowie krzywy łącznik umożliwiający nastawę kąta krzywienia. Również niektóre urządzenia *coiled tubing* wyposażone są w orienter służący do obracanie ww. silnikiem i kontrolowanie trajektorii dzięki umieszczonym w obciążniku niemagnetycznym przyrządom do pomiaru azymutu i inklinacji. Informacje o położeniu świdra przesyłane są za pomocą kabla geofizycznego znajdującego się wewnątrz przewodu giętkiego. Takie rozwiązania są jednak obecnie stosunkowo drogie a przez to mało konkurencyjne dla płytkich otworów.

Ukośne otworowe wymienniki ciepła umożliwiają udostępnianie rezerwuarów ciepła w górotworze znajdującym się pod obiektami infrastrukturalnymi. Dzięki ukośnym otworowym wymiennikom ciepła można z jednego stanowiska wykonać otwory udostępniające znacznych rozmiarów obszar górotworu.

Wiercenie otworu do głębokości 100 m dla instalacji otworowego wymiennika ciepła trwało w warunkach polskich 5 godz. Dziennie możliwe jest wykonanie dwóch otworowych wymienników ciepła w pełni wyposażonych w rury i uszczelnionych. Ze względu na hałas prace muszą być w terenie zurbanizowanym prowadzone tylko w ciągu dnia.

Zastosowanie silników wgłębnych jak i urządzeń *coiled tubing* w procesie wykonywania ukośnych wymienników ciepła daje duże możliwości i może być konkurencyjne dla tradycyjnego wiercenia, jednak wymaga sporego początkowego nakładu finansowego (Śliwa i Pacewicz 2012).

5.8.2.4. Wiercenia ukośne - GRD

Podstawą do dobrego zaprojektowania systemów grzewczo – chłodniczych opierających się na otworowych wymiennikach ciepła jest ich efektywna przewodność cieplna. Wartość ta zależna jest od budowy geologicznej danego regionu, a dokładnie od wartości przewodności cieplnej poszczególnych warstw. Do wstępnego rozpoznania i wyznaczenia średniej przewodności cieplnej λ_{ef} wystarczająca jest metoda oparta na danych literaturowych, w której to przewodność efektywną wyznacza się jako średnią ważoną odniesioną do poszczególnych warstw danego profilu (Śliwa i Kucper 2017).

Aby móc zoptymalizować średnią wartość przewodności cieplnej i wykorzystać te warstwy w danym profilu geologicznym, które mają najlepsze właściwości z punktu widzenia wydajności cieplnej, bardzo dobrze sprawdza się technologia wierceń ukośnych GRD – *Geothermal Radial Drilling*.

Dzięki wykonywaniu otworowych wymienników ciepła GRD tj. z jednego miejsca promieniście pod różnymi kątami nachylenia można udostępnić znacznych rozmiarów górotwór znajdujący się nawet pod obiektami budowlanymi, a ponadto skupienie wylotów otworów w jednym miejscu sprzyja dobremu sterowaniu rozpływem nośnika ciepła. Specjalnie zaprojektowana wiertnica GeoDrill 4R dla technologii GRD umożliwia wiercenia otworów pod kątem od 35 do 65 stopni,

a dzięki temu, wraz ze znajomością profilu geologicznego można tak zaprojektować rozmieszczenie wymienników, aby jak najdłuższa część wymiennika znajdowała się w warstwach najbardziej energetycznych. Wymienniki GRD w zależności od ich długości i kąta nachylenia (standardowo długość poszczególnych wymienników to 40 – 50 mb) pozyskują energię cieplną z górotworu, na którą składa się ciepło geotermiczne i słoneczne.

Konstrukcja otworowych wymienników ciepła GRD

Liczba otworowych wymienników decyduje o mocy grzewczej wymienianej z górotworem w określonych warunkach temperaturowych, ale na pracę wymienników ma wpływ także ich konstrukcja. Technologia GRD wykorzystuje rozwiązanie konstrukcyjne oparte na schemacie centrycznym, współosiowym z prawym obiegiem cieczy. Zewnętrzna rura (rura okładzinowa) jest o średnicy Ø 63 mm, natomiast wewnętrzna (rura centryczna) Ø 32 mm. Wewnętrzną rurą zimny czynnik roboczy przepływa w dół, gdzie na dnie wymiennika przechodzi do kanału zewnętrznego i płynąc do góry odbiera ciepło z górotworu. Bezpośredni kontakt krawędzi zewnętrznej rury z górotworem sprzyja bardziej intensywnej wymianie ciepła. Zmiana średnic kanałów może również zamieniać charakter przepływu z turbulentnego na laminarny, co umożliwia zmniejszenie oporów hydraulicznych i znaczne oszczędności energii na pracę pompy w porównaniu z U-rurką.
W wymiennikach centrycznych najkorzystniej zastosować jest przewód rurowy w caliźnie, bez połączeń, zakończony zaokrąglonym butem, gdyż bardzo to ułatwia zapuszczanie rur. W zapuszczaniu tego typu rur bardzo pomocna jest specjalna rozwijarka, która umożliwia zapuszczanie rur wprost z kręgów. Nie ma potrzeby prostowania całego odcinka, co najwyżej kilka pierwszych metrów aby ułatwić wprowadzenie rur. W przypadku stosowanej w tej technologii wyżej wspomnianej rozwijarki do rur służącej do zapuszczania, nie ma konieczności, aby buty rur pełniły również rolę obciążników (Śliwa i Kucper 2017).
Dobierając udział poszczególnych warstw należy tak dobrać nachylenie wiertnicy, aby mieć na uwadze warstwy najbardziej perspektywiczne, tj. posiadające największą wydajność cieplną i starać się umieścić je, aby to one miały jak największy udział w miąższości pozornej. W przypadku, gdy standardowy czas pracy sprężarki T_{SP} pompy ciepła przekroczy 2000 h/rok, to ze względu na cieplną regenerację gruntu, należy proporcjonalnie zwiększyć długość wymiennika o wartość Δl_w.
W jednej studni startowej standardowo można wykonać i zainstalować do 18 wymienników. W przypadku większych instalacji, w której wymienniki będą umieszczone w dwóch lub większej liczbie studni startowych, należy rozlokować studnie prostopadle do kierunku przepływu wód gruntowych, jak również należy zwrócić uwagę na takie rozmieszczenie wymienników, aby wyeliminować prawdopodobieństwo kolizji wymienników z różnych studni.

Proces wykonywania otworów GRD

Proces konstruowania ukośnych otworowych wymienników ciepła zaczyna się od etapu projektowania. Każdy projekt powinien być opracowany indywidualnie, z rozpoznawaniem struktury geologicznej danego region i projektowaniem otworów pod kątem optymalizacji efektywności energetycznej. Jednak sam proces wiercenia i wykonywania ukośnych wymienników składa się z następujących etapów:

1. Montaż komory wiertniczej DN 1000 w rejonie planowanych odwiertów (rys. 5.8.2.26).

Rys. 5.8.2.26. Komora wiertnicza z zamontowanym na niej pierścieniem (Śliwa i Kucper 2017)

2. Przygotowanie (rys. 5.8.2.27) i ustawienie wiertnicy na komorze (rys. 5.8.2.28), odłączenie wspornika wiertnicy od zespołu napędowego (rys. 5.8.2.29) i ustawienie właściwego kąta wiercenia (rys. 5.8.2.30).

Rys. 5.8.2.27. Przygotowanie przed połączeniem wspornika wiertnicy i komory wiertniczej (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.28. Ustawienie wiertnicy na komorze (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.29. Jednostka napędowa i wiertnica (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.30. Kątomierz ustawiony na pozycję transportową (Śliwa i Kucper 2017)

3. W zależności od budowy geologicznej i warunków hydrogeologicznych, podczas gdy urządzenie jest przygotowywane do robót (rys. 5.8.2.31), wiercenie wykonuje się za pomocą zarurowania (rys. 5.8.2.32) lub za pomocą samego przewodu wiertniczego (rys. 5.8.2.33). Możliwe jest również zastosowanie młotka w otworze w bardzo trudnych warunkach pracy.

Rys. 5.8.2.31. Sprzęt gotowy do wiercenia (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.32. Rury osłonowe z koronką wiertniczą (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.33. Wiercenie bez rur osłonowych, z zastosowaniem prewentera (Śliwa i Kucper 2017)

4. Jeśli wiercenie wykonano bez rur osłonowych, osiągając zakładaną głębokość i upewniwszy się, że ściany otworu wiertniczego są stabilne, przewód wiertniczy jest wyciągany, a rury wymiennika ciepła wprowadza się ze zwoju (rys. 5.8.2.34).

Rys. 5.8.2.34. Wprowadzanie rur wymiennika ciepła wraz z rurką inieckcyjną (do uszczelniania) (Śliwa i Kucper 2017)

5. Następnie przestrzeń pierścieniowa jestń uszczelniana zaczynem wypełniającym o zwiększonej przewodności cieplnej poprzez rurkę iniekcyjną. Po wypełnieniu pierścienia rurkę iniekcyjną się wyciąga z otworu.
6. Kolejne wymienniki otworowe wierci się zgodnie ze schematem podanym powyżej.
7. Ostatni etap to kolejna próba szczelności wymienników, zamknięcie odwiertów głowicami, montaż rozdzielaczy połączonych z odbiornikiem ciepła (rys. 5.8.2.35) i napełnienie całej instalacji nośnikiem ciepła.

Rys. 5.8.2.35. Gotowa komora z kompletną instalacją (Śliwa i Kucper 2017)

Zestaw otworowych wymienników w technologii GRD można wykonywać z wnętrza obiektów budowlanych, co pokazuje przykład na rys. 5.8.2.36. Inny przykład – wiercenia w trudnodostępnym terenie – pokazano na rys. 5.8.2.37.

Rys. 5.8.2.36. Przygotowanie przed odwiertem w garażu (OPTIMA POLSKA 2015) (Śliwa i Kucper 2017)

Rys. 5.8.2.37. Transport platformy wiertniczej przez las (po lewej) i process wiercenia (po prawej) (Śliwa i Kucper 2017)

5.8.3. Uwagi do projektów wierceń geotermalnych

Inwestorzy geotermalni w odróżnieniu od naftowych nie mają ani wiedzy, ani doświadczenia szczególnie w zakresie górnictwa otworowego. Z tego względu należy poza wymaganym prawem nadzorem geologicznym wprowadzić dodatkowo nadzór wiertniczy, który w imieniu inwestora i w porozumieniu z nim będzie dbał nad poprawnością realizacji wiercenia i wykonania otworu. Poniżej zestawiono uwagi uzasadniające wprowadzenie do realizacji zadań wiertniczych specjalisty wiertnika. Pomoc takiego specjalisty jest właściwie konieczna już na etapie przygotowania zamówienia – przetargu na wiercenie (Sapińska i in. 2017).

A. Obecnie stosowane technologie w wiertnictwie (dobór świdrów, dolnych zestawów, narzędzi wiertniczych), płynach wiertniczych i zaczynach cemenatacyjnych są technologiami zaawansowanymi. Dobór właściwych technologii do wiercenia konkretnego otworu wymaga znacznego doświadczenia i wiedzy w ich stosowaniu.
B. Dobór właściwej technologii, nie zawsze tańszej, może skrócić znacząco czas wiercenia i rdzeniowania otworu np. wiercenie konwencjonalnym świdrem w abrazywnym piaskowcu przeławiconym innymi formacjami może skutkować szybszym jego zużyciem przy dużej tendencji krzywienia otworu. Za tym idą niskie postępy wiercenia i ryzyko znacznego odejścia od pionu. Przy zastosowaniu np. rotary steerable system (RSS) można ten czas znacząco skrócić, gdyż nie ma ograniczeń co do nacisków na świder vs. ryzyko krzywienia. Przy takich systemach można osiągnąć prędkość wiercenia nawet 30 m/godz. System droższy, ale krócej używany (krócej pracuje urządzenie wiertnicze) może być opłacalny ekonomicznie. Zastosowanie RSS w geotermii do 3000 m jest raczej mało realne, ale w przypadku większych głębokości wiercenia jego użycie już jest bardziej prawdopodobne.
C. Kontraktor wiertniczy rozliczany jest na podstawie umowy typu albo *daily rate* albo w *turn key* na podstawie protokołów z wykonanych prac. Takie prace cząstkowe powinny być odbierane przez osoby znające temat, najlepiej będące świadkami wykonanych zabiegów, prac itp.
D. Rodzaj użytych materiałów tj. rur okładzinowych, materiałów cementacyjnych, materiałów płuczkowych może być sprawdzony przez osobę znającą się na tym. Inaczej może dojść do przypadku, gdzie kontraktor nadmiernie oszczędza na materiałach powodując znaczący spadek jakości wykonanych prac.

E. W przypadku zaistnienia zmian geologicznych specjalista może od razu reagować, np. poprzez zmianę technologii wiercenia.
F. W przypadku zmian geologicznych, może dojść do zmian konstrukcyjnych, np. głębsze lub płytsze posadowienie rur. Specjalista może doradzić Inwestorowi właściwe rozwiązanie.
G. Specjalista broni interesów Inwestora, stosowanie słabej jakości narzędzi wiertniczych i powstałe z tego tytułu komplikacje mogą być podstawą do roszczeń wobec kontraktora.
H. Specjalista przede wszystkim jest w stanie ocenić czy zmontowane urządzenie z zapleczem jest zgodne ze specyfikacją zamówienia i posiada stosowne certyfikaty i dopuszczenia.
I. Specjalista może doradzać kontraktorowi w zakresie bezpieczeństwa i efektywności wykonywanych prac. Powinien ściśle współpracować z kontraktorem wymagając dokładnego planowania poszczególnych operacji i wykonywania ich zgodnie z najlepszymi praktykami wiertniczymi.
J. Specjalista nadzoruje gospodarkę odpadami wiertniczymi, w jaki sposób są ważone i ile ich jest wywożonych.
K. W przypadku nie poprawnego wykonania części prac, specjalista może zakwestionować podstawę ich rozliczenia, np. w systemie *daliy rate* za przestoje z winy kontraktora "odpisuje się godziny" – tzw. *zero rate*.
L. W przypadku kar umownych zapisanych w kontrakcie, specjalista może wnioskować o naliczenie takich kar lub ma możliwość udokumentowania sytuacji, gdzie taka kara może być naliczona.
M. Specjalista w sposób ciągły i rzetelny w interesie Inwestora dokumentuje wszelkie operacje wiertnicze oraz gromadzi dokumentację otworu. Taka pełna dokumentacja jest źródłem wiedzy w zakresie historii otworu, zastosowanych materiałów i technologii, a także jest bazą wiedzy do projektowania kolejnych np. sąsiadujących otworów.
N. Specjalista wiertnik może wspomagać Inwestora w rozmowach ze specjalistycznymi serwisami wiertniczymi w zakresie proponowanych rozwiązań oraz ich wyceny.

5.8.4. Uwagi zbiorcze odnośnie realizowanych projektów geotermalnych (Konstantynów Łódzki, Lądek Zdrój, Sochaczew)

Konieczne jest podkreślenie w nawiązaniu do przygotowanych projektów geotermalnych (projektów badań geologicznych) kwestii ryzyka geologicznego w odniesieniu do wszystkich trzech lokalizacji.
Ryzyko związane jest z następującymi zagadnieniami:

1) własności udostępnianego złoża geotermalnego (miąższość efektywna, odrzucenie zailonych stref formacji wodonośnej), przepuszczalność pozioma skały zbiornikowej, istnienie/brak uskoków uszczelniających, brak kontaktu ze zbiornikami wód podziemnych (GZWP),
2) własności wody geotermalnej (zasolenie, chemizm wód geotermalnych, w tym potencjał depozycyjny składników mineralnych i potencjał korozyjności),
3) położenie zwierciadła wód termalnych w wierconych odwiertach,
4) zasięgu oddziaływania wód geotermalnych (kwestia zasobów dyspozycyjnych w szczególności odnośnie odwiertu Sochaczew GT-1),
5) jakością procesu wiercenia, dowiercania do strefy złożowej,
6) jakością wgłębnego wyposażenia odwiertu (filtr) i jego posadowienia,
7) stabilnością i stanem spoiwa cementującego piaskowce (Konstantynów i Sochaczew),
8) lokalizacją i konstrukcją odwiertów iniekcyjnych (dla lokalizacji Konstantynów Łódzki i Lądek Zdrój),
9) jakości i czystości wody zatłaczanej do odwiertów iniekcyjnych i charakterystyką czasową procesu podtrzymania/utraty chłonności.

Wskazane wyżej zagadnienia powinny zostać wyjaśnione zaraz po zakończeniu wiercenia, wykonaniu testów produkcyjnych, testów production logging, testów zatłaczania, testów krążenia (inicjacji obiegu pierwotnego geotermalnego). Testy production logging powinny zostać wykonane celem właściwego wyznaczenia stref dopływu wód ze strefy złożowej do otworu, oszacowania stref filtrowania, a także do właściwego wyznaczenia lokalizacji odwiertu iniekcyjnego w połączeniu z naturalnym polem hydrodynamicznym (Sochaczew, Konstantynów Łódzki).
Należy podkreślić, że przed rozpoczęciem procedur testowania odwiertów konieczne jest wykonanie szczegółowych projektów badań (w aspekcie termodynamicznym, hydrodynamicznym, chemicznym, mechanicznym i petrofizycznym). Od wyników tych badań zależeć powinny szczegółowe projekty badawcze, które wskażą, które z wymienionych wyżej zagrożeń (ryzyk) można zminimalizować lub pominąć. Taka analiza ryzyka przedsięwzięcia powinna zostać przedstawiona Inwestorowi przed oraz po zakończeniu prac wiertniczych związanych z wierceniem drugiego otworu (w przypadku

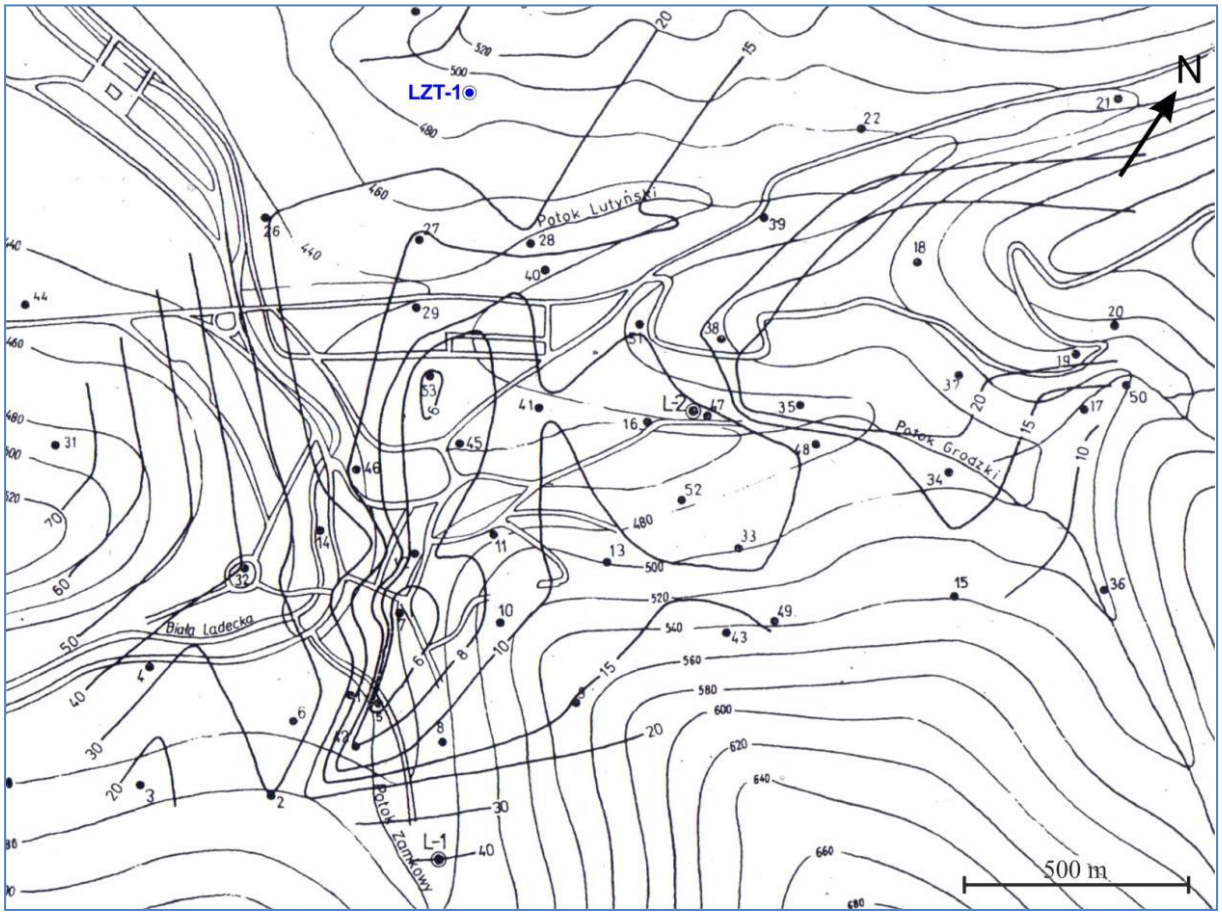
Konstantynowa Łódzkiego i Lądka Zdrój) i szczegółową analizą wpływu eksploatacji na zmiany wydajności połączone z ryzykiem obniżania się zwierciadła w eksploatowanym odwiercie lub ciśnienia złożowego (w długim 20 letnim okresie).
Niezależnie od raportów oceny ryzyka przed zakończeniem inwestycji, konieczne jest opracowanie planu monitorowania i weryfikacji parametrów złożowych i eksploatacyjnych już po rozpoczęciu przemysłowej eksploatacji.

5.8.4.1. Lądek Zdrój

W Lądku Zdroju planowane jest wiercenie otworu geotermalnego celem rozpoznania warunków hydrogeochemicznych wód podziemnych na głębokościach poniżej 1300 m p.p.t. Drugim zagadnieniem jest ograniczenie niskiej emisji związanej z stosowaniem węgla do ogrzewania budynków w centrum Lądka Zdroju. Z tym zagadnieniem związana jest propozycja realizacji wierceń ukośnych z wnętrza kamienic i z podwórzy. Otwory wyposażone w rury wymienników ciepła będą pracować jako otworowe wymienniki ciepła.

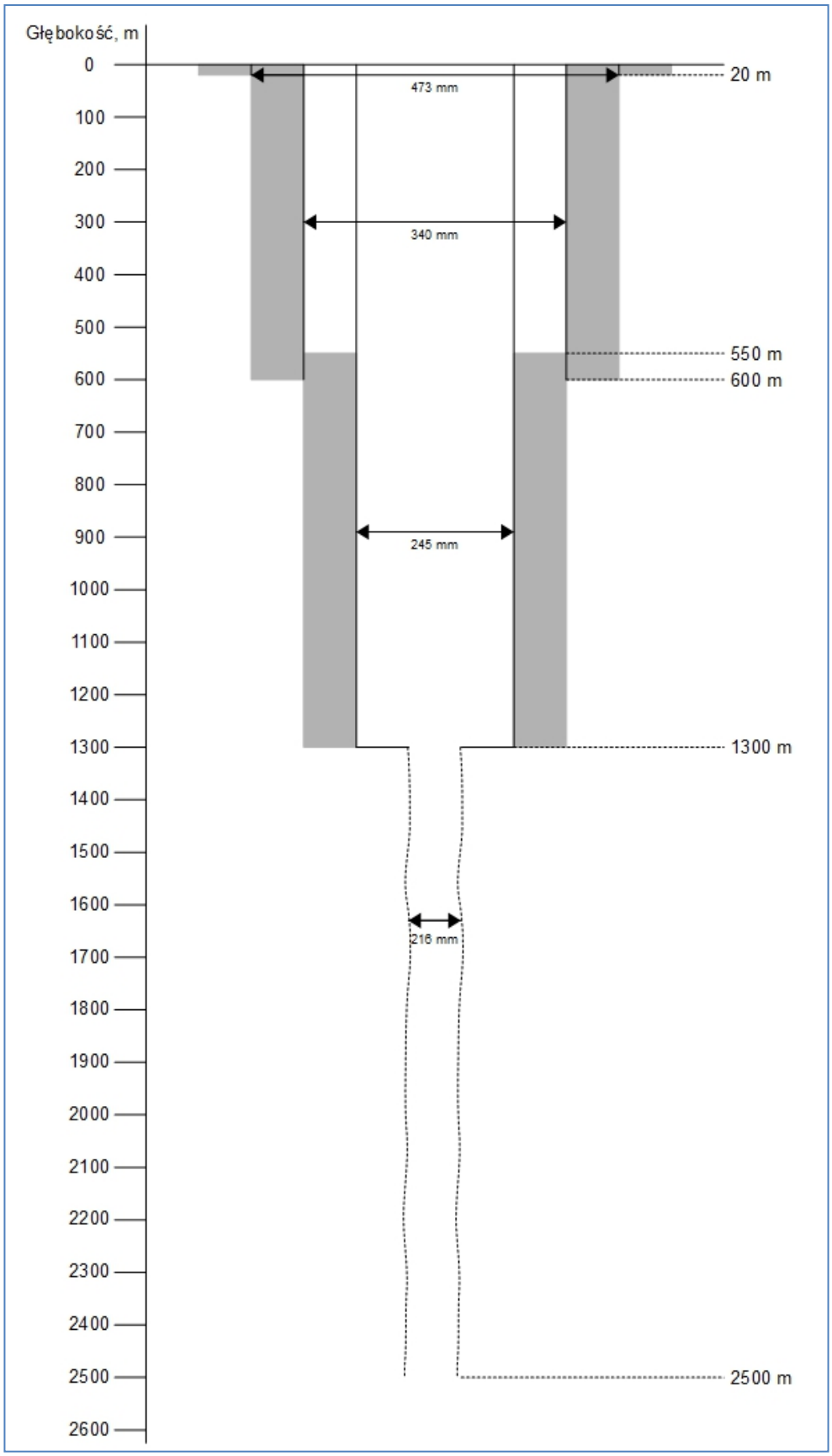
Otwór geotermalny

Korzystnie byłoby otwór geotermalny w Lądku Zdroju wiercić metodą udarowo-obrotową (młotkiem wgłębnym), aby wiercić szybko i uzyskać doświadczenia na inne otwory w rejonie sudeckim.
Otwory o głębokości 100 m wiercone na potrzeby pozyskiwania ciepła Ziemi dla przedszkola w Lądku Zdroju były wiercone metodą młotka wgłębnego na powietrze. Mimo zawodnienia udawało się wykonywać 2 otwory dziennie jednym urządzeniem. Wiercenie w skałach twardych jest generalnie łatwiejsze niż w skałach słabozwięzłych albo pęczniejących. Dla przykładu otworowe wymienniki wiercone na terenie AGH dla Laboratorium Geoenergetyki do głębokości 85 m, gdzie w profilu występowały żwiry oraz iły wykonywano znacznie dłużej. Jedno urządzenie wykonywało jeden taki otwór w ciągu dwóch dni.
Sugerowana technika wiercenia to dolny młotek na wodę. Do tego celu można wykorzystać wodę z cieku powierzchniowego, który przepływa w pobliżu planowanego miejsca wiercenia (rys. 5.8.4.1).

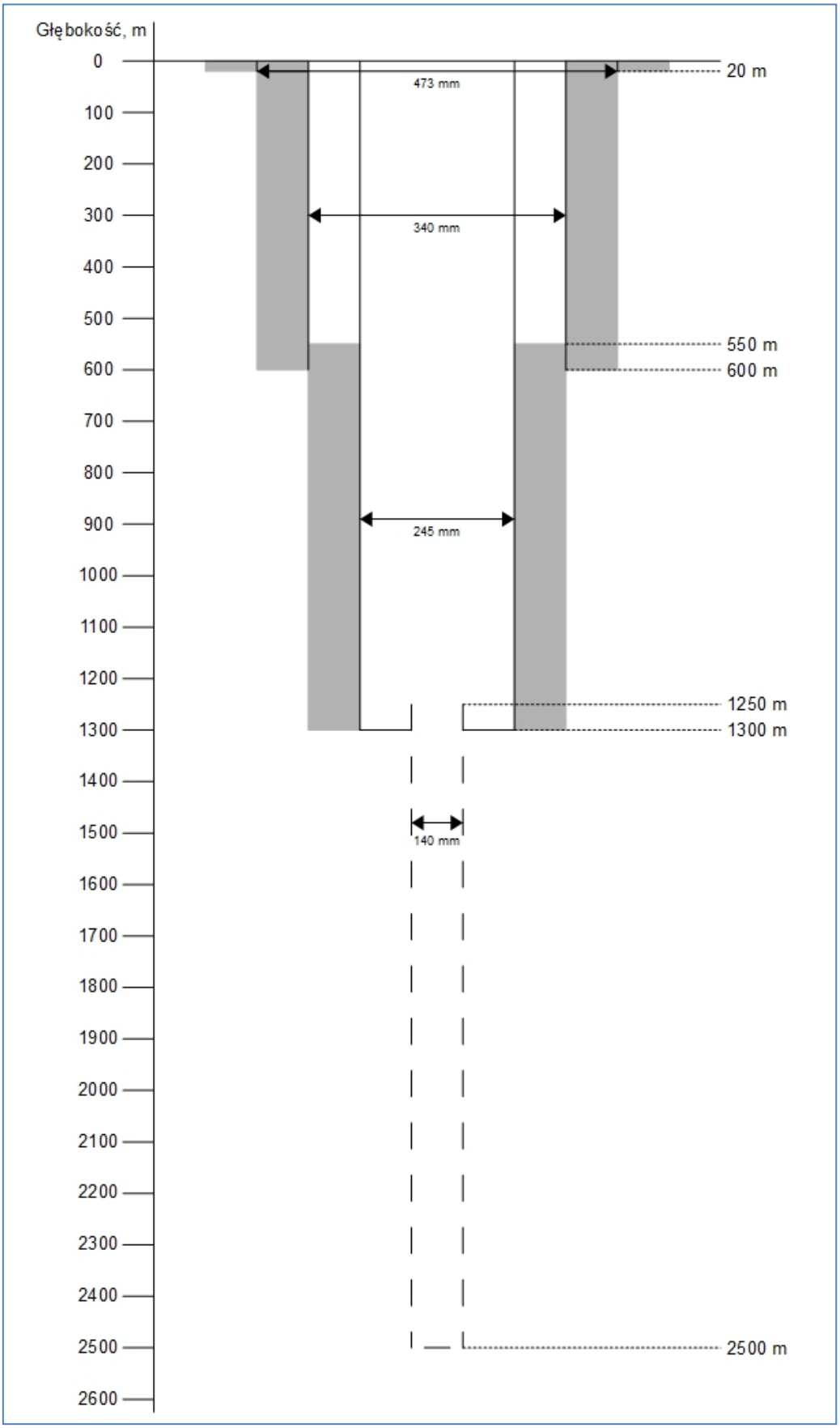


Rys. 5.8.4.1. Lokalizacja projektowanego otworu LZT-1 na tle anomalii geotermicznej w rejonie Lądka Zdroju, wg Szarszewskiej i Madej (1974a) i Ciężkowskiego (1980); izolinie wartości stopnia geotermicznego w m/°C (za Ciężkowski i in, 2016)

Otwór geotermalny w Lądku Zdroju został zaprojektowany w dwóch wariantach, w zależności od stabilności skał. Pierwsza opcja to otwór bosy (rys. 5.8.4.2), bez zarurowania interwału wierconego świdrem 8 ½`` (216 mm). Druga opcja, w przypadku stwierdzenia braku stabilności ściany otworu, zakłada zarurowanie odcinka poniżej głębokości 1300 m p.p.t. (rys. 5.8.4.3).



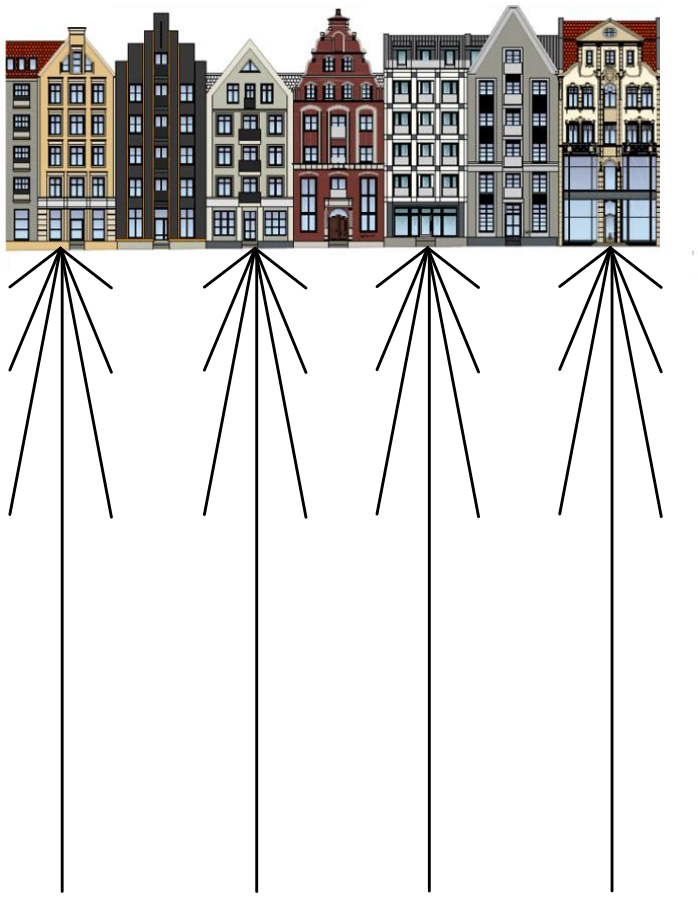
Rys. 5.8.4.2. Schemat konstrukcji otworu geotermalnego w Ląduk Zdroju z bosym interwałem 1300–2500 m



Rys. 5.8.4.3. Schemat konstrukcji otworu geotermalnego w Ląduk Zdroju z zarurowanym interwałem 1300–2500 m

Otworowe wymienniki ciepła

Na terenie Starego Miasta znajdują się kamienice opalane węglem kamiennym. Można zastosować metodę, nad którą obecnie są prowadzone prace na WWNiG AGH. Badania konstrukcyjne mają na celu opracowanie i wykonanie prototypu „wiertnicy antysmogowej". System grzewczy byłby podobny do tego w przedszkolu w Lądku Zdroju – czyli bazować będzie na otworowych wymiennikach ciepła i pompach ciepła. Wykonanie ukośnych otworowych wymienników ciepła z wnętrza budynków (rys. 5.8.4.4) i z podwórzy jest istotą proponowanej metody.



Rys. 5.8.4.4. Otworowe wymienniki ciepła (pionowe i ukośne) wiercone z wnętrza budynków (zmodyfikowane na podstawie info.elblag.pl)

Należy więc określić warunki brzegowe wiertnicy (wizytacja wybranych kamienic w Lądku Zdroju) oraz określenie parametrów technicznych wiercenia (głębokość, średnica, sposób uszczelniania). Określone muszą być maksymalne gabaryty urządzenia wiertniczego oraz poszczególnych jego części (modułów). Wiertnica będzie mieć budowę modułową, która umożliwi demontaż, przeniesienie modułów do budynku oraz montaż w budynku. Określone powinny być wymiary wiertnicy zmontowanej, tak aby możliwe było jej zmontowanie w warunkach ograniczonego miejsca (np. piwnic kamienic Starego Miasta). Poddane zostaną wymiarowaniu także maksymalne wymiary poszczególnych modułów, które muszą mieć możliwość zmieszczenia się przy ich transporcie przez drzwi, schody itp.

Ponadto określone powinny być parametry techniczne wykonywanych taką wiertnicą otworów. Przede wszystkim będą to:

- głębokość otworu,
- średnica świdra,
- sposób zapuszczania rur wymiennika ciepła do otworu,
- sposób uszczelniania otworowego wymiennika ciepła.

Zadanie zostać może zrealizowane na podstawie wizji lokalnej w wybranych kamienicach Lądka Zdroju (Stare Miasto) oraz na podstawie charakterystyk wybranych urządzeń wiertniczych stosowanych w geoinżynierii i/lub w wiertnictwie podziemnym. Można w tym celu przeanalizować trzy kamienice, które uległy pożarowi w dniu przed wizytą studyjną w Lądku Zdroju

Następnie wykonane powinny być prace badawcze w obszarze badań stosowanych mające na celu automatyzację wiercenia. Będzie to realizowane poprzez zastosowanie najnowszych osiągnięć z zakresu mechanizacji wiercenia. Poddany optymalizacji będzie również sposób montażu urządzenia wiertniczego w warunkach małej przestrzeni.
Celem tego będzie uproszczenie prac konstrukcyjnych wiertnicy oraz prac wiertniczych. Jednym z podstawowych zagadnień, które będą rozpatrywane to automatyzacja podawania rur przewodu wiertniczego. Celem jest udogodnienie dla obsługi wiertnicy w warunkach niewielkiej dyspozycyjnej przestrzeni (np. piwnicy kamienicy Starego Miasta w Lądku Zdroju).
Powinny być wykonane prace mające na celu określenie, które elementy systemu mogą być realizowane na zewnątrz dzięki połączeniu rurociągowym. Taką możliwość przewiduje się dla systemu cyrkulacji płuczki wiertniczej oraz dla uszczelniania otworowych wymienników ciepła (cementowania).
Rozważane powinny być również sposoby oczyszczania płuczki z urobku oraz gromadzenia i utylizacji zwiercin. W związku z tym zostaną przeanalizowane modułowe systemy oczyszczania płuczki wiertniczej wraz z pompą płuczkową. Celem jest umożliwienie pracy części modułów poza pomieszczeniem z ograniczonymi gabarytami. Dzięki połączeniu hydraulicznemu część elementów systemu wiertniczego może pracować poza pomieszczeniem.
Wynikiem będzie opracowany do konstrukcji sposób cyrkulacji płuczki wiertniczej, sposób oczyszczania tej płuczki z urobku (zwiercin) oraz sposób uszczelniania otworowego wymiennika ciepła po wprowadzeniu do wywierconego otworu rur wymiennika ciepła.
Określone powinny zostać podstawowe parametry pracy, tj. moc urządzenia, udźwig, sposób napędu. Celem jest dobór sposobu napędu wiertnicy, mocy wyciągu wiertniczego, wysokości masztu, sposobu zasilania w energię. Wynikiem działania będzie opracowanie całości zagadnień związanych z konstrukcją urządzenia prototypowego.
Wykonany układ prototypowy będzie miał za zadanie wykonanie wierceń otworów celem zainstalowania układu wymiany ciepła w wybranej lokalizacji. Na podstawie uzyskanych doświadczeń, ewentualnych awarii, niedogodności w pracy wiertnicy oraz jej montażu, demontażu i transporcie zostaną opracowane poprawki dla urządzenia do produkcji seryjnej.
Na tej podstawie będą wykonane usprawnienia prototypu na podstawie wykonania instalacji badawczej w wybranej lokalizacji w Lądku Zdroju. Wynikiem prac ma być opracowanie usprawnień, co pozwoli na efektywniejszą pracę urządzenia wiertniczego w zakresie:

- bezpieczeństwa pracy,
- udogodnienia pracy,
- szybkości wiercenia,
- redukcji zużycia energii podczas wiercenia,
- zagospodarowania odpadów wiertniczych
- montażu i demontażu urządzenia oraz jego transportu.

W ramach instalacji pilotażowej wykonane powinny być testy reakcji termicznej otworowych wymienników ciepła, na podstawie których będzie możliwe określenie mocy grzewczej uzyskiwanej z wymienników otworowych. Opracowany zostać powinien sposób zagospodarowania otworów poprzez dobór mocy pompy ciepła, sposobu pracy biwalentnego źródła ciepła oraz usprawnień w systemie grzewczym odbiorcy ciepła (budynku).
Powinna zostać opracowana metodyka wykonywania projektu całościowego przejścia z ogrzewania tradycyjnego (najczęściej węglowego) na ogrzewanie z wykorzystaniem pompy ciepła. Celem jest więc ograniczenie smogu w Lądku Zdroju (i innych miastach), gdzie stosuje się piece węglowe, a ze względów architektonicznych nie jest możliwe zastosowanie ani pomp ciepła powietrznych (zewnętrzne splity na elewacji) ani gazu ziemnego w związku z koniecznością wykonania przewodów kominowych na zewnątrz obiektów (brak pozwolenia konserwatora zabytków).
Wynikiem projektu byłoby opracowanie procedury projektowania oraz wykonania adaptacji systemu grzewczego na system wykorzystujący pompę ciepła oraz wymienniki otworowe wiercone z wnętrz kamienic oraz ewentualnie z podwórzy, na których również jest ograniczone miejsce.
Dla przedszkola w Lądku Zdroju wykonano otworowe wymienniki ciepła z zastosowaniem dolnego młotka. Proces wiercenia był następujący:

- rurowanie (osłanianie) otworu do głębokości 10 m rurami o średnicy 152 mm typu rotex (archonex),
- wiercenie od 10 m bez zarurowania świdrem udarowo-obrotowym o średnicy 115 mm.

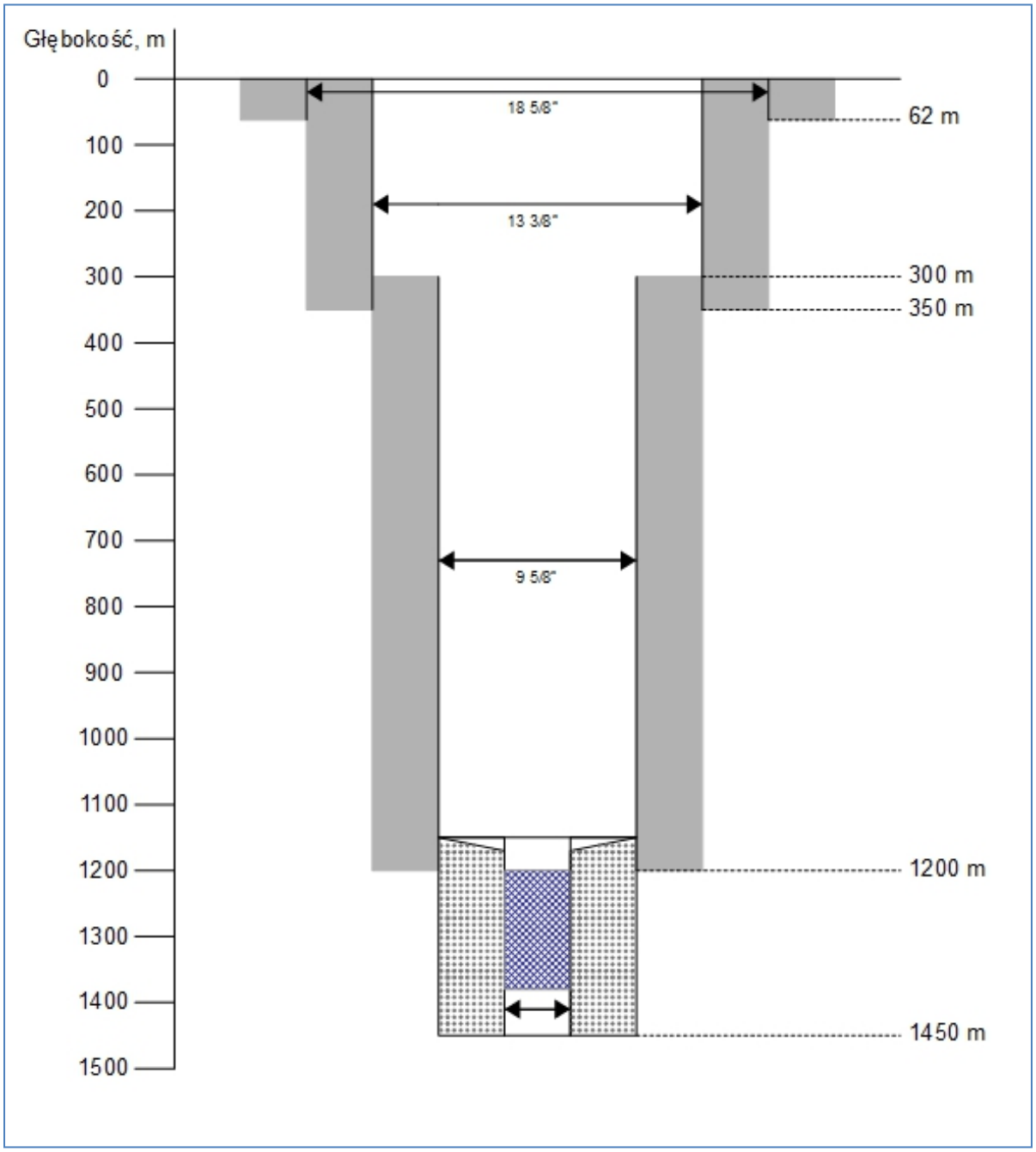
Wiercenie było zrealizowane urządzeniem Comacchio MC 450 oraz kompresorem Compair 24 bar.
Ciśnienie podczas wiercenia interwału do zarurowania wynosiło 13 bar, a wiercenie poniżej przy 20 barach.
Postęp wiercenie do głębokości 35 m dla jednej żerdzi (3 m) wynosił około 3 min! Dla większych głębokości czas wydłużył się do 7 min, ze względu na występowanie warstw wodonośnych. Dopływy wody do otworu z tych warstw spowodowały większe obciążenie dla kompresora.
Cały czas realizacji otworowego wymiennika ciepła wraz z zapuszczaniem rur wymiennika ciepła wynosił około 6 godz. Górotwór był stabilny – nie napotykano żadnych problemów podczas wiercenia do 100 m.

W otworze wykonano pomiary temperatury dennej. Należy jednak pamiętać, że podczas pracy kompresora wody podziemne zostają zaburzone pomiar nie musi odzwierciedlać rzeczywistej wartości. Profilowanie temperatury w otworze, aby było wiarygodne powinno być zrealizowane nie wcześniej niż 14 dni od zakończenia wszelkich prac w otworze (włącznie z cementowaniem). Np. procesowi wiązania zaczynu cementowego towarzyszy wydzielanie ciepła.

5.8.4.2. Sochaczew

Do opracowania *Projektu Technicznego Wiercenia* należy wykorzystać dokumentacje z wykonanych wcześniej trzech otworów. Na podstawie analizy zastosowanych narzędzi wiertniczych oraz postępów wiercenia będzie można precyzyjniej dobrać właściwe świdry oraz konfigurację dolnego zestawu przewodu wiertniczego. Z raportów można również sprawdzić czy występowały komplikacje w trakcie wiercenia, związane m.in. z zanikami płuczki, stabilnością ściany otworu, kondycją otworu w trakcie marszowania. W trakcie przewiercenia utworów kredy dolnej do końcowej głębokości, występujące na przemian piaskowce kwarcowe oraz mułowce mogą być trudno zwiercalne. Z tego względu istotne jest zapewnienie świdra oraz poszerzacza dobranych do twardych i trudno zwiercalnych formacji. Zestaw wiertniczy powinien zapewnić uzyskanie odpowiednich nacisków zgodnych ze specyfikacją danego świdra.
W przypadku świdrów PDC (Polycrystalline Diamond Compact) przeznaczonych do zwiercania twardych i abrazywnych formacji może być zalecany silnik wgłębny (mud motor) z możliwością wykonywania pomiarów trajektorii (pionowości) w rzeczywistym czasie MWD (Measurement While Drilling). W zależności od potrzeb, możliwe jest zastosowanie systemu LWD (Logging While Drilling) umożliwiającego wykonywanie niektórych pomiarów geofizycznych w trakcie wiercenia takich jak np. promieniotwórczości naturalnej gamma, oporności formacji. Opcjonalnie należy zapewnić selekcję świdrów szczególnie na ostatnią sekcję wierconą do głębokości końcowej, w tym jako opcja świder TCI (zęby z węglików) gryzowy słupkowy np. o kodzie IADC 517, 537. Wyposażenie dolnego zestawu w system MWD i LWD podczas wiercenia otworu geotermalnego pozwoli na bardzo dokładne kontrolowanie procesu wiercenia jak również obserwowanie na bieżąco zmian formacji geologicznych oraz nasycenie skał wodą geotermalną. Przy otworach pionowych należy zapewnić taki zestaw wiertniczy, który zapewni przyrost kąta nie więcej jak 1°/30 m, a maksymalny kąt odejścia w głębokości końcowej, jako zalecenie przy wierceniu otworów pionowych to na ogół 1-4°. W przypadku rygoru zachowania pionowości, warto rozważyć system wiertniczy RSS (Rotary Sterable System) zapewniający wysoką kontrolę trajektorii przy zachowaniu maksymalnych parametrów wiercenia, a co za tym idzie wysokich postępów wiercenia przy minimalnych kątach odejścia od pionu. Wadą takiego rozwiązania jest wysoki koszt zestawu.
Wiercenie sekcji 12 ¼`` x 438 mm do końcowej głębokości, może okazać się dosyć czasochłonne ze względu na ilość przewidzianych marszy. W pierwszej kolejności przewiercana sekcja kredy górnej (240-1200 m) może wymagać marszy kontrolnych co około 200 m, w celu kontrolowania stabilności otworu. Następnie kolejny marsz/marsze z aparatem rdzeniowym. Kolejno dowiercenie do końcowej głębokości poprzednim zestawem lub z świdrem przeznaczonym na twarde formacje (piaskowiec kwarcowy). Po odwierceniu do końcowej głębokości przewiduje się kolejny marsz z zestawem do poszerzania otworu do średnicy 438 mm. Należy liczyć się z postępami poszerzania nie większymi niż wiercenie, ze względu na twarde formacje.
Cementowanie sekcji rur 9 $^{5}/_{8}$" będzie wymagało sporządzenia dokładnego projektu cementowania w oparciu o przeprowadzenie profilowania średnicy (kawernomierz), ze względu na cementowanie tych rur na zakładkę. Istotne jest monitorowanie zaników płuczki w trakcie wiercenia, co może mieć wpływ również na proces cementowania tej sekcji rur.
Ze względu na komorę pompową górnej części otworu, konieczne jest zapuszczenie sekcji rur 9 $^{5}/_{8}$" jako kolumny traconej (liner). Należy tak dobrać system do zapuszczenia tej sekcji, żeby pozwolił na zapięcie wieszaka w rurach 13 $^{3}/_{8}$" z jednoczesnym uszczelnieniem przestrzeni pierścieniowej 9 $^{5}/_{8}$" x 13 $^{3}/_{8}$". Zastosowanie takich rozwiązań jest dość kosztowne w porównaniu z konwencjonalnym zapuszczeniem kolumny rur. Wymagane jest zastosowanie odpowiednich narzędzi do posadowienia kolumny rur na wieszaku oraz następnie zwolnienie sekcji przewodu wiertniczego, na którym będzie cała sekcja rur zapuszczona, a następnie zacementowana. Również do zabiegu cementowania wymagane jest użycie odpowiednich klocków cementacyjnych zamontowanych w narzędziu do posadowienia kolumny traconej rur. Zaletą tego rozwiązania jest zapewniona szczelność przestrzeni pierścieniowej oraz brak dość czasochłonnych prac związanych z przezbrojeniem głowicy eksploatacyjnej (brak posadowienia sekcji rur w klinach oraz montażu uszczelnienia wymuszonego).
Inną tańszą opcją może być zapuszczenie rur 9 $^{5}/_{8}$" oraz wycięcie górnej sekcji po zacementowaniu całej kolumny na zakładkę. Takie rozwiązanie może być jednak ryzykowne ze względu na mogące pojawić się nieszczelności w cemencie okalającym kolumnę rur.
Przy dowiercaniu do złoża wód stosuje się płuczkę wiertniczą o właściwościach niepowodujących uszkodzenia strefy przyodwiertowej i skażenia wód. W związku z tym należy unikać materiałów obciążających, które mogą wnikać w strefę przyodwiertową oraz są trudne do usunięcia w trakcie pompowania oczyszczającego, a także nie poddające się zabiegom

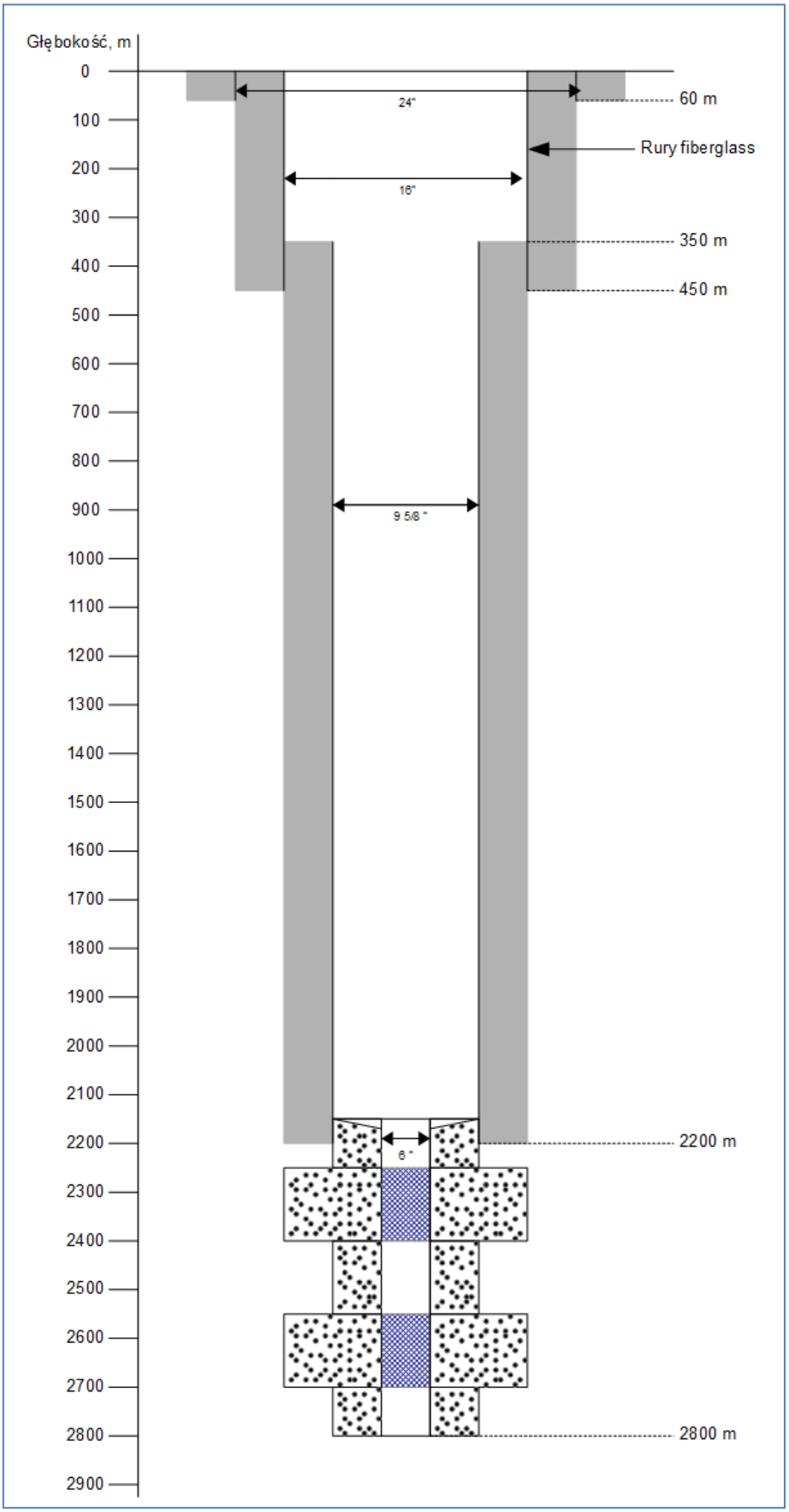
intensyfikacyjnym jak np. kwasowanie. Projekt techniczny powinien zakładać możliwość zastosowania jak najmniej inwazyjnej płuczki wiertniczej. Stosowanie materiałów uszczelniających strefy zaników (blokatory) może negatywnie wpłynąć na eksploatacje złoża wody geotermalnej. Ewentualne strefy zaników występujące powyżej powinny być wcześniej oddzielone zacementowaną kolumną rur.
Zaprojektowana konstrukcja otworu geotermalnego w Sochaczewie została przedstawiona na schemacie z rys. 5.8.4.5.



Rys. 5.8.4.5. Konstrukcja zaprojektowanego otworu Sochaczew GT-1

5.8.4.3. Konstantynów Łódzki

Zaprojektowana konstrukcja otworu geotermalnego w Konstantynowie Łódzkim przedstawiono na schemacie z rys. 5.8.4.6.



Rys. 5.8.4.6. Konstrukcja zaprojektowanego otworu Konstantynów Łódzki GT-1

5.8.5. Przegląd dotychczasowych doświadczeń w zakresie wyposażenia otworów, badań i pomiarów otworowych

Zagadnienia pomiarów i eksploatacji otworów geotermalnych obejmują m. in.:

- testowanie otworów geotermalnych, w zakresie ustalenia wydobycia dozwolonego i zalecanego oraz określenia ewentualnych zasobów dyspozycyjnych układów dubletowych,
- aspekty inżynierii złożowej w zakresie zmian temperatury w złożu w prognozowanych warunkach eksploatacji w funkcji przyjętych rozwiązań udostępnienia warstwy wodonośnej (także zmian ciśnienia oraz mineralizacji),
- analizy sprawności hydrodynamicznej ujęcia wód termalnych.

5.8.5.1. Zasady projektowania testów geotermalnych oraz rekomendacje dla procesu eksploatacji niskoentalpowych projektów geotermalnych

Celem wykonywanych testów jest:

- oczyszczenie ścian odwiertu z pozostałości płuczki wiertniczej,
- określenie parametrów hydrogeologicznych udostępnianych warstw (wyznaczenie współczynnika zasobności magazynowej, przewodności hydraulicznej),
- określenie charakterystyki produkcyjnej odwiertu (wydajność/depresja ciśnienia),
- określanie kształtu, granic strukturalnych i hydrodynamicznych złoża,
- określanie interferencji odwiertów,
- określenie warunków zasilania.

W hydrogeologii wyróżnia się następujące rodzaje pompowań: wstępne, badawcze, badawczo-eksploatacyjne. Z punktu widzenia ilości zaangażowanych odwiertów wyróżnia się również pompowanie indywidualne, w hydrowęzłach i zespołowe.
Powyższy podział wynika głównie z potrzeby określenia zasobów regionalnych wód podziemnych, głębokości odwiertów oraz ich wzajemnego rozmieszczenia. Sposób prowadzenia takich pompowań jest opisany w pracach: Z. Pazdro, B. Kozerski, (1990) oraz w "Instrukcji obsługi wierceń hydrogeologicznych" (1981).
W przypadku głębokich odwiertów geotermalnych wydaje się konieczne zmodyfikowanie poprzez uproszczenie zasygnalizowanego schematu. Pogląd ten znajduje szerokie potwierdzenie w publikacjach dotyczących prowadzenia testów hydrodynamicznych (Grant et al., 1982, Chilingar, et al. 1982, Ramey, Jr., 1988, Ungemach, 1988, Bixley, 1988).
Zjawiska fizyczne zachodzące w odwiertach geotermalnych (niezależnie od składu) oraz głębokość udostępnianych poziomów utrudniają prowadzenie standardowych testów hydrogeologicznych. Typowymi zjawiskami występującymi w jednofazowych złożach geotermalnych są:

a) zmiana temperatury słupa wody w trakcie eksploatacji w stosunku do temperatury statycznej w warunkach ustalonych; zjawisko to zależy w dużej mierze od wydajności odwiertu, głębokości i wymiany ciepła w odwiercie.
b) wydzielanie się gazów rozpuszczonych w wodzie geotermalnej po obniżeniu się ciśnienia poniżej ciśnienia nasycenia układu - szczególnie dwutlenku węgla.

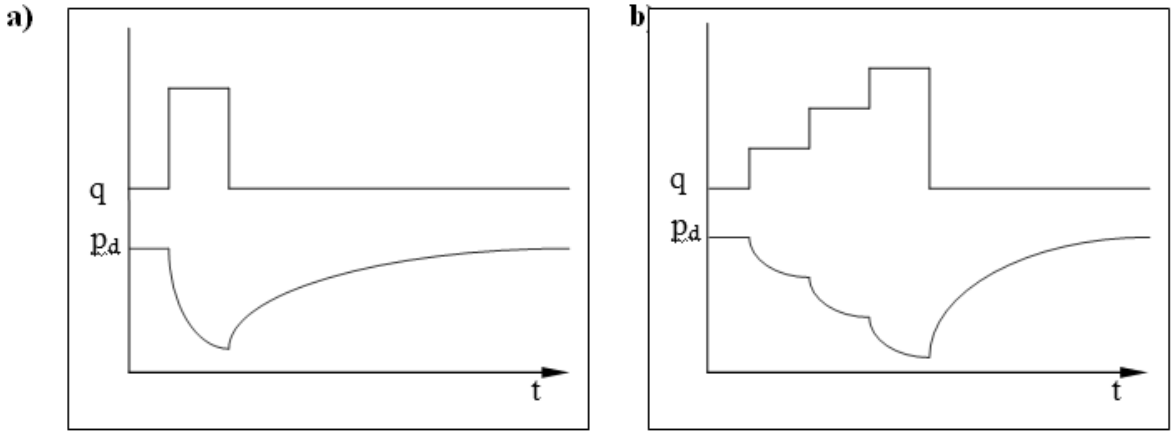
5.8.5.2. Typy testów hydrodynamicznych w inżynierii geotermalnej i inżynierii naftowej

Zależnie od rodzaju testu w wyniku interpretacji uzyskuje się informacje o następujących informacjach złożowych, takich jak np:

a) parametry filtracyjne (przewodności),
b) początkowe lub średnie ciśnienie złożowe,
c) stan strefy przyodwiertowej (uszkodzenie/doskonałość odwiertu),
d) charakter dopływu do odwiertu (turbulencja),
e) stopień jego przewiercenia,
f) granice złoża (występowaniu barier i uskoków),
g) wydajności potencjalnej złoża,
h) łączności hydraulicznej pomiędzy odwiertami.

Testy pojedynczych odwiertów o stałej wydajności oraz o zmiennej wydajności

W testach tych nie używa się piezometrów obserwacyjnych. Pomiar ciśnienia wykonywany jest wyłącznie w odwiercie – na jego dnie. Z tego powodu są to testy podobne do klasycznych testów naftowych. W interpretacji testu należy uwzględnić współczynnik magazynowy pojemności odwiertu. Testy te połączone są z testem odbudowy ciśnienia złożowego. Zwykle pomiary ciśnienia i temperatury wykonywane są na dnie odwiertu (rys. 5.8.5.1).



Rys. 5.8.5.1. Przykład wykonania testu złożowego spadku ciśnienia i odbudowy - wywołanie zaburzeń ciśnienia przez zmianę wydajności w odwiercie: q - wydajność, p_d - ciśnienie denne dynamiczne, t - czas , a) pojedynczy test spadku/odbudowy ciśnienia, b) wielocyklowy test spadku i odbudowy ciśnienia

Testy hydrodynamiczne interferencyjne

Testy wykonywane dla kilku odwiertów dotyczą pomiarów ciśnienia wykonywanych w odwiertach "aktywnych" (w których następuje zmiana wydajności) i "obserwacyjnych". Zwykle jeden z odwiertów jest aktywny, pomiary interferencyjne wykonuje się w sąsiednich. W przypadku produkcji z kilku odwiertów utrudniona jest interpretacja interferencji – głównie na skutek "szumów" związanych z nierównomiernym wydobyciem. Testy takie są powszechnie stosowane w hydrogeologii, dlatego zostaną opisane skrótowo.

Testy pulsacyjno-interferencyjne

Jedną z odmian testu interferencyjnego jest test pulsacyjny, charakteryzujący się pulsacją wydajności i krótszym czasem wykonania. Interpretacja takiego testu jest bardziej skomplikowana.

Testy „Production Logging"

Testy te wykonuje się od lat dziewięćdziesiątych w Polsce (w świecie znacznie wcześniej). Polegają one na zapuszczeniu odpowiedniej sondy i na pomiarze wydajności (anemometryczny pomiar, tzw. spinner) oraz pomiarów ciśnienia, temperatur i gęstości płynu. Pomiary wykonuje się poprzez przesuwanie sondy w profilu pionowym podczas dopływu płynu do odwiertu lub podczas zatłaczania wody do odwiertu. Niezwykle ciekawe jest połączenie i interpretacja testów spadku ciśnienia i testów production logging.

Testy zasięgu odwiertu i testy stabilizacji pracy odwiertu

Tzw. długotrwałe testy polegające na długim wydobyciu wody z odwiertu (np. przez okres dwóch tygodni, miesiąca). Pozwalają też wykryć ewentualne zmiany parametrów złoża w dalszej odległości (np. uskok). Umożliwiają też dokładne oszacowanie temperatury złożowej i tzw. ustalanych parametrów wydobycia.

5.8.5.3. Projektowanie testów

Zasadniczo **projekt testu hydrodynamicznego** powinien szczegółowo określać cel, sposób wykonania testu, środki użyte, sposób odprowadzenia wody. Szczegółowe warunki prowadzenia prac powinny m. in. określać:

a) poziom zwierciadła statycznego (dla ustalonych warunków temperatury) lub pomiar ciśnienia na głowicy,
b) wydajność odwiertu,
c) przewidywany poziom dynamiczny zwierciadła (lub ciśnienie) w trakcie pompowania (eksploatacji),
d) czasu rozpoczęcia pompowania (eksploatacji),
e) czasu w których następuje zmiana wydajności odwiertu,
f) czas zaprzestania pompowania (eksploatacji),
g) częstotliwość pomiarów: wydajności, ciśnienia dennego i głowicowego temperatury wody i powietrza, ciśnienia barometrycznego,
h) sprzęt używany do pomiarów wydajności, ciśnienia i temperatury,

i) liczbę i rodzaj próbek wody oraz miejsce i sposób poboru,
j) inne potrzebne przyrządy i urządzenia (kompresory, pompy, rurociągi zrzutowe, urządzenia chłodzące, filtry itp.),
k) inne badania i pomiary wykonywane w trakcie testu.

Program badań powinien być elastyczny i umożliwiać wcześniejsze zakończenie testowania jak i jego wydłużenie spowodowane warunkami złożowymi i ograniczeniami ochrony środowiska (zrzutu wody).
Podstawowym problemem prowadzenia pompowań próbnych (testów) jest określenie sposobu i miejsca zrzutu wód termalnych. Każdorazowo projektowanie testu i zatwierdzenie Dodatku do Planu Ruchu Górniczego wymaga uzyskania pozwolenia wodno-prawnego wydanego przez uprawnione organa ochrony środowiska. Zgodę taką dla wód o niskiej mineralizacji można uzyskać pod warunkiem zrzutu wody o temperaturze poniżej 35°C.
Wymaganie ochłodzenia wody do temperatury poniżej 35°C może być kłopotliwe w przypadku wykonywania testów przez okres kilku dni z dużą wydajnością, pomimo zbudowania pomocniczych zbiorników retencyjnych o pojemności kilku tysięcy metrów sześciennych. Problem utylizacji i zrzutu silnie zasolonych wód termalnych powinien być rozwiązany poprzez magazynowanie wody i ewentualną utylizację lub zrzut wody rozcieńczonej.
Podkreślić należy, że projektowanie pompowania próbnego powinno być uzależnione od warunków zrzutu tych wód.

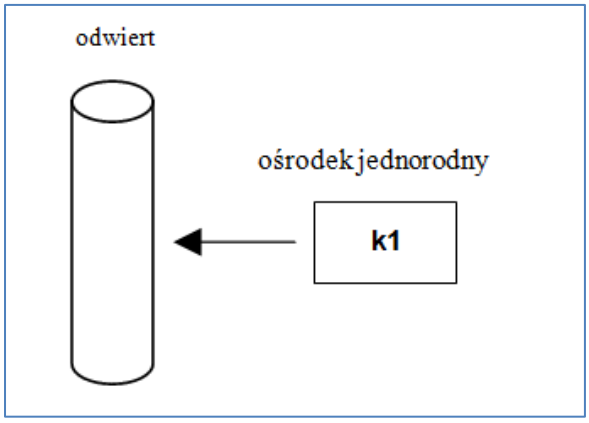
5.8.5.4. Elementy interpretacji testów hydrodynamicznych

Modele interpretacyjne testów hydrodynamicznych

Budowa modelu złożowego oraz jego weryfikacja jest podstawowym zadaniem przed wykonaniem testu. Model pokazuje uproszczoną strukturę badanego złoża gazu i jest określany na podstawie danych uzyskanych z całości prac geologicznych, geofizycznych, danych z wiercenia, opróbowania odwiertu, na danych z testów, a także na danych z eksploatacji.
Z punktu widzenia inżynierii złożowej, przy całej złożoności charakterystyki złóż kopalin użytecznych, wyróżnić można trzy podstawowe ich modele:

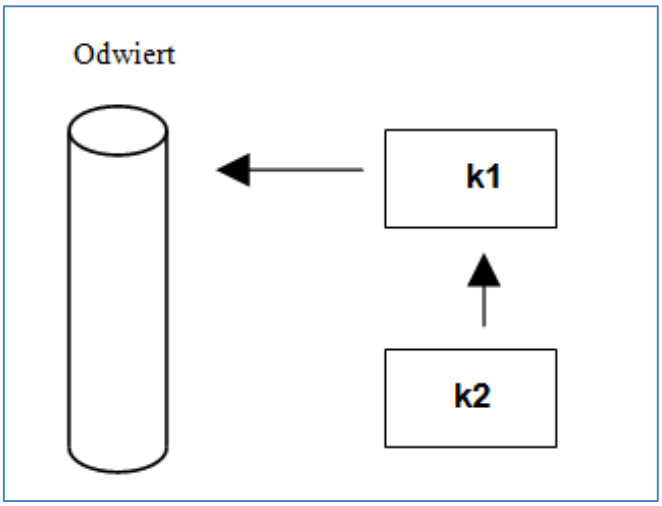
a) model złoża jednorodnego,
b) model złoża o podwójnej porowatości,
c) model złoża o podwójnej przepuszczalności.

W złożu jednorodnym tylko jeden ośrodek porowaty i tylko ten ośrodek porowaty jest odpowiedzialny za dopływ płynu złożowego do otworu. Definicja powyższa ma charakter matematyczny i odnosi się do kształtu odpowiedniego modelu złożowego względem zmian wydajności otworu. Nie oznacza to w żadnym przypadku, że złoże posiada aktualne własności jednorodne w sensie geofizycznym i geologicznym. Schematycznie można oddziaływanie jednorodne złoża zobrazować jak na rys 5.8.5.2.



Rys. 5.8.5.2. Schemat oddziaływania na odwiert złoża jednorodnego

Zachowanie się złoża o podwójnej porowatości wyjaśnić można traktując złoże jako podwójny układ dwóch jednorodnych ośrodków o różnej porowatości (matrycowej i szczelinowej), które na siebie wzajemnie oddziaływają. Ośrodki te mogą być rozmieszczone dowolnie względem otworu, jednakże dopływ następuje tylko do jednego ośrodka, drugi ośrodek traktować należy jako źródło płynu złożowego. Model takiego złoża pokazany jest na rys. 5.8.5.3.

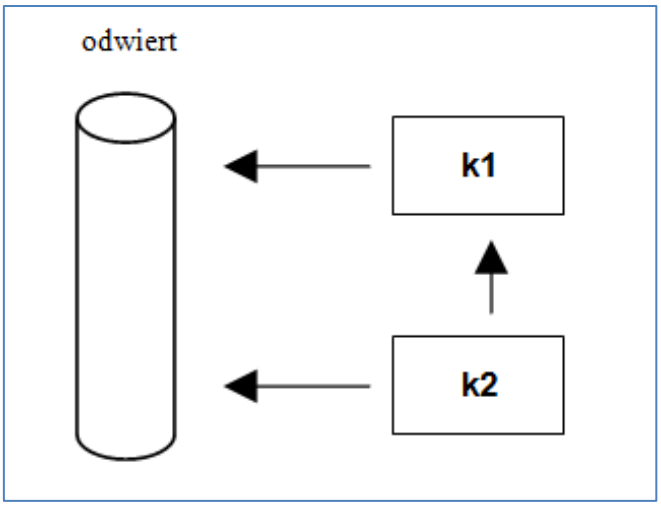


Rys. 5.8.5.3. Schemat oddziaływania na odwiert złoża o podwójnej porowatości

Typowymi przykładami złóż o podwójnej porowatości są złoża:

a) naturalnie zeszczelinowane i spękane,
b) wielowarstwowe złoża o silnie zróżnicowanej przepuszczalności,
c) jednowarstwowe złoża z bardzo dużą zmiennością przepuszczalności w kierunku pionowym.

Model złoża o podwójnej przepuszczalności odnosi się do dwóch różnych ośrodków, z których każdy może dostarczać płyn złożowy do odwiertu. Model ten pokazano na rys. 5.8.5.4.



Rys. 5.8.5.4. Schemat oddziaływania na odwiert złoża o podwójnej przepuszczalności

Przykładami złóż o podwójnej przepuszczalności mogą być:

a) złoża wielowarstwowe z niewielką zmiennością przepuszczalności,
b) złoża niekonwencjonalne (gazu ziemnego w warstwach łupkowych)
c) złoża wielowarstwowe oddzielone przez utwory nieprzepuszczalne.

Charakterystyka dopływu płynu do otworu

Charakterystyka dopływu płynu do otworu wynika z uwarunkowań stanu hydrodynamicznego, przyjętego modelu złożowego, a także z rodzaju zabiegów wykonywanych w odwiercie (stymulacja), jak kwasowanie, czy szczelinowanie hydraulicznie. Wyróżnia się trzy następujące podstawowe typy dopływu płynu do otworu:

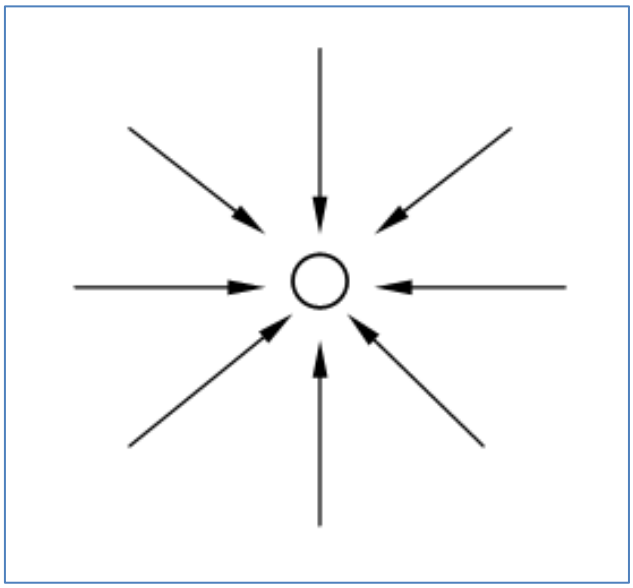
a) radialny
b) liniowy
c) podwójnie liniowy

Niezależnie od charakterystyki przepływów przedstawionej powyżej, wyróżnia się dopływ płaski, sferyczny i półsferyczny. O wystąpieniu jednego z nich decyduje stopień udostępnienia warstwy złożowej poprzez odwiert eksploatacyjny. Jeśli

udostępniona została cała miąższość warstwy, wówczas mamy do czynienia z płaskim strumieniem dopływu. Głównym kierunkiem przepływu jest kierunek poziomy.
Przy częściowym udostępnieniu warstwy można mówić o dopływie sferycznym lub półsferycznym, w zależności od umiejscowienia strefy udostępnionej względem stropu lub spągu warstwy. Łącząc obie klasyfikacje dopływu, dopływ możemy charakteryzować jako: płasko radialny, sferyczno-radialny, sferyczno-liniowy, itp.

Charakterystyka radialnego dopływu gazu do otworu

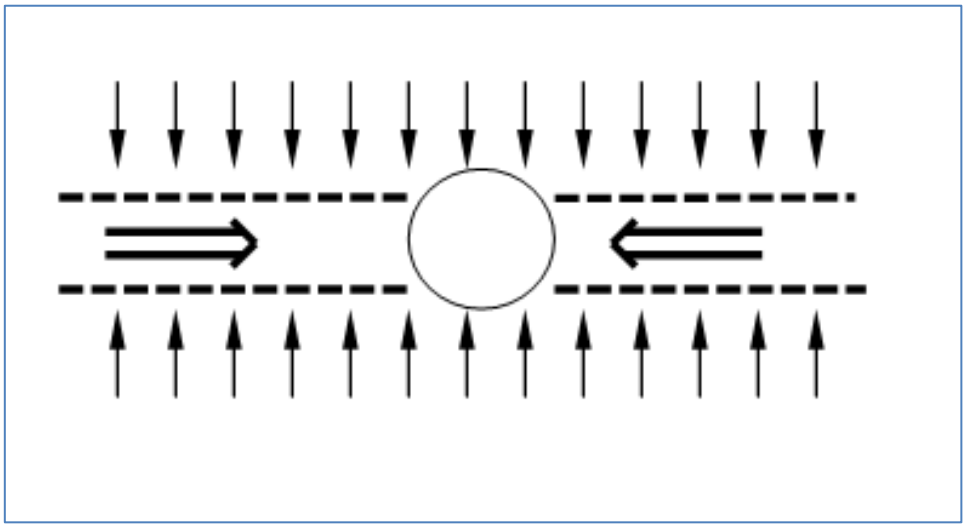
Warstwa jest w pełni udostępniona (ujęta), linie prądu zbiegają się promieniście do odwiertu eksploatacyjnego (rys. 4.8.5.5).



Rys. 4.8.5.5. Schemat dopływu radialnego

Charakterystyka liniowego dopływu płynu do otworu

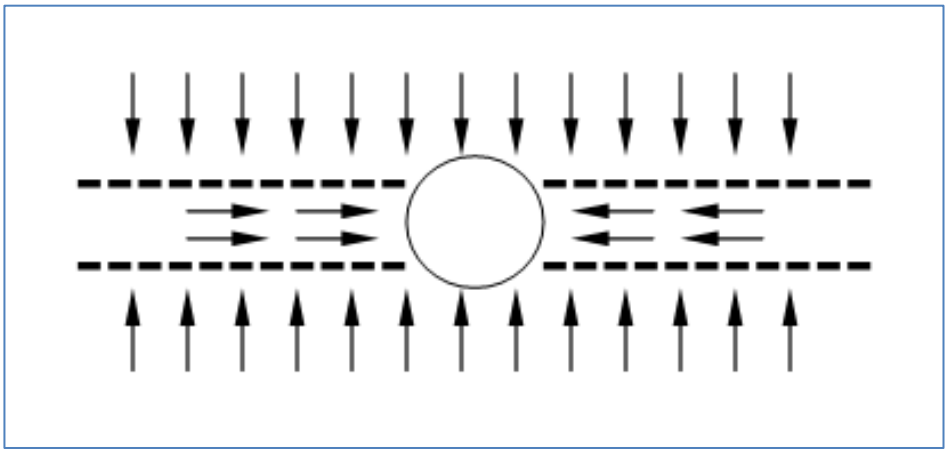
Złoża geotermalne zwykle posiadają dobre własności hydrauliczne (przepuszczalność). Niekiedy w przypadku niepowodzeń w uzyskanie odpowiedniego dopływu płynu do złoża wykonywane są zabiegi usprawniające ten dopływ. Jednym z takich zabiegów może być szczelinowanie. Takie zabiegi często są wykonywane m. in. w ramach technologii EGS (Enhanced Geothermal System). Odwierty szczelinowane hydraulicznie posiadają charakterystykę dopływów liniowych od matrycy złożowej do szczeliny i od szczeliny do otworu (rys. 5.8.5.6) Jeżeli odwiert przecina szczelinę z dużą przewodnością hydrauliczną, to czynnikiem decydującym o dopływie jest wydajność przepływu z matrycy do szczeliny, zaś w samej szczelinie spadek ciśnienia jest minimalny.



Rys. 5.8.5.6. Schemat dopływu liniowego

Charakterystyka podwójnie liniowego dopływu płynu do otworu

Dopływ płynu do odwiertu ze szczeliny o ograniczonej przewodności jest funkcją przepływu liniowego z matrycy ośrodka do szczeliny oraz przepływu ze szczeliny do otworu (rys. 5.8.5.7). Taki typ dopływu przyjęto nazywać podwójnie liniowym.



Rys. 5.8.5.7. Schemat dopływu podwójnie liniowego [opracowanie własne]

5.8.6. Sposób prowadzenia pompowania (lub eksploatacji samoczynnej)

5.8.6.1. Wywoływanie odwiertu (pompowanie wstępne)

Znane są następujące sposoby wywoływania odwiertu (dla układów o zwierciadle statycznym poniżej głowicy odwiertu):

a) zatłaczanie azotu (gazodzwig),
b) wykorzystanie pomp wgłębnych,
c) air—lift (niezalecany),
d) tłokowanie odwiertu (niezalecane).

Zatłaczanie azotu. Metoda zastosowana pierwszy raz we Włoszech (1970). Stosowana powszechnie w przemyśle naftowym (w Polsce stosowana od lat dziewięćdziesiątych). Jeżeli poziom wody znajduje się znacznie poniżej głowicy, jest czasem korzystne zatłoczenie wody (nie napowietrzonej (!)) do odwiertu celem podniesienia się poziomu i umożliwienia eksploatacji wody z wykorzystaniem metody podnośnika azotowego. Podnośnik azotowy jest zestawiony z opuszczanych rur wiertniczych albo z wykorzystaniem giętkiego przewodu wiertniczego (coil tubing). Azot pompowany jest do odwiertu, wlot gazu zwykle umiejscowiony jest na głębokości dwukrotnie większej niż lustro wody.
Na przykład: w przypadku oszacowania zwierciadła na poziomie wody 150 m szacowane położenie wlotu azotu wynosi 300 m p.p.t., ciśnienie gazu powinno być na poziomie 15 barów. Gęstość wody w odwiercie jest zmniejszona o znacznie poprzez rozpuszczenie azotu w wodzie. Po wywołaniu przepływu następuje dopływ cieplejszej wody do powierzchni i w niektórych przypadkach będzie wystarczający dla wywołania odwiertu i inicjacji procesu eksploatacji. Jednak w przypadku odwiertów o zwierciadle położonym poniżej 20 m, zmiana gęstości wody nie będzie wystarczającą do inicjacji procesu eksploatacji.
Wykorzystanie pompy wgłębnej. Metoda zalecana w szczególności do wykonania długotrwałych testów produkcyjnych i realizacji procesu eksploatacji. Zapuszczenie pompy powinno być realizowane w sposób taki, że planowana depresja zwierciadła umożliwiała co najmniej ciśnienie równe ciśnieniu słupa wody100 m powyżej punktu zassania wody.
Air-lift. Metoda znana i stosowana w opróbowaniach hydrogeologicznych. Reagujący z niektórymi rozpuszczonymi związkami (np. żelazowymi) tlen powoduje ich wytrącanie z wody i opadania na dno odwiertu. Dodatkowo tlen zawsze jest czynnikiem korozyjnym. Produkty korozji zanieczyszczają wodę, uszkadzają kolumnę rur okładzinowych. Metoda nie jest polecana opróbowaniu układów geotermalnych w związku z wprowadzeniem dużej ilości tlenu do wody wydobywanej).
Tłokowanie. Metoda z wykorzystaniem przewodu wiertniczego jako tłoku. W przypadku uruchomienia odwiertu zachodzi konieczność usunięcia przewodu, jest szczególnie niebezpieczną dla odwiertu i uciążliwą. Metoda nie jest polecana opróbowaniu układów geotermalnych w związku z wprowadzeniem dużej ilości tlenu do wody wydobywanej.
Zdaniem autorów tylko wywoływanie odwiertu i wspomaganie wydobycia z wykorzystaniem podnośnika azotowego lub wykorzystanie pomp wgłębnych jest uzasadnione z rekomendacją odnośnie stosowania w praktyce.

5.8.6.2. Pomiary wykonywane w trakcie testów

Pomiar wydajności wody termalnej

Zmiana wydajności odwiertu może być wynikiem zmiany napięcia zasilania w pompie, zmianą temperatury powietrza, wilgotności, mieszanki zasilającej silnik spalinowy napędowy, częściowym zamknięciem zaworu, zmianą temperatury wody wypływającej z odwiertu itp. W przypadku stosowania pomp - kontrola przez zmianę prędkości jest niezadowalająca, szczególnie, kiedy pompa dostarcza wodę na powierzchnię o niskim ciśnieniu.
Szybkość zmiany wydajności może być mierzona bardzo dokładnie z użyciem skrzyni przelewowej odpowiedniej konstrukcji (trójkątnej, kwadratowej) - zob. odpowiednie normy branżowe.
Zastosowanie przepływomierzy turbinkowych (ultrasonicznych) rozwiązuje problem, wadą tej metody jest zwykle zwłoka w ustaleniu początkowej wydajności testu.
Metoda z użyciem zwężki jest powszechnie używana w krajach zachodnich. Jednakże jest szczególnie czuła na zakłócenia wywołane puslacją wywołaną przez pompę.

Pomiary ciśnienia wgłębnego (dla testów spadku ciśnienia-odbudowy)

Zaleca się wykonywanie pomiarów ciśnienia specjalnym manometrem wgłębnym z uwagi na zmiany gęstości wody w głębokim odwiercie i wynikającą z niej zmianę położenia zwierciadła (ciśnienia głowicowego). Przykładowo zmiana gęstości wody termalnej o 2% powoduje na długości odwiertu zmianę położenia zwierciadła wody ok. 40 m. Dodatkowo pomiar na ciśnienia na głowicy lub pomiar zwierciadła obciążony jest błędem wynikającym z oporów przepływu w odwiercie. Dla niskich wydajności błąd ten jest mały, rośnie jednak z wydajnością - szczególnie w przypadku stosowania rur okładzinowych 7'' i 6 $^{5}/_{8}$'' - osiąga kilkanaście do kilkudziesięciu metrów. W przemyśle naftowym stosuje się od wielu lat manometry elektroniczne z pamięcią o wysokiej klasie (np. 0,05). Manometry te zapuszcza się poprzez śluzę i wyciąg na dno odwiertu, gdzie są zawieszone na czas pomiaru. Innym rozwiązaniem jest stosowanie manometrów elektronicznych z ciągłą rejestracją powierzchniową poprzez kabel spełniający rolę transmisyjną i mocującą manometr w odwiercie.

Pomiary ciśnienia na głowicy

Równocześnie z pomiarem ciśnienia wgłębnego wykonuje się zwykle pomiar ciśnienia na głowicy jako pomiar kontrolny. Pomiarów ciśnienia na głowicy wykonuje się również w trakcie trwania testu interferencyjnego złóż artezyjskich.

Pomiar ciśnienia atmosferycznego

Pomiar ciśnienia atmosferycznego konieczny jest do wyznaczenia (korekty) ciśnienia bezwzględnego, a także do wyznaczenia sprawności barometrycznej (koniecznej do korekcji wyników pomiarów ciśnienia w odwiercie dla pomiarów interferencyjnych). Pomiar ten powinien być zsynchronizowany z częstotliwością pomiarów ciśnienia wgłębnego i pomiarami zwierciadła i ciśnienia na głowicy (dla wód artezyjskich) w przypadku testu interferencyjnego.

Pomiary poziomu zwierciadła (wyłącznie dla testów interferencyjnych)

W odwiertach obserwacyjnych poziom zwierciadła może być mierzony ręcznie, elektrycznie, mechanicznie lub akustycznie. Są to przyrządy stosowane powszechnie w badaniach hydrogeologicznych.
W tabelach 5.8.6.1–5.8.6.3 podano zalecane częstotliwości pomiarów.

Tabela 5.8.6.1. Zaleczane częstotliwości pomiarów przy pomiarach elektronicznych

Odwiert eksploatowany (lub iniekcyjny/chłonny)	
Czas od rozpoczęcia testu	**Częstotliwość**
0–5 min	5–10 s
5–60 min	20–30 s
60–120 min	30–60 s
>120 min	60–120 s

Tabela 5.8.6.2. Zaleczane częstotliwości pomiarów przy pomiarach ręcznych (nie zalecany)

Odwiert eksploatowany (lub iniekcyjny/chłonny)	
Czas od rozpoczęcia testu	**Częstotliwość**
0–5 min	0,5 min
5–60 min	5,0 min
60–120 min	20,0 min
>120 min	60,0 min

Tabela 5.8.6.3. Zaleczane częstotliwości pomiarów przy pomiarach obserwacyjnych

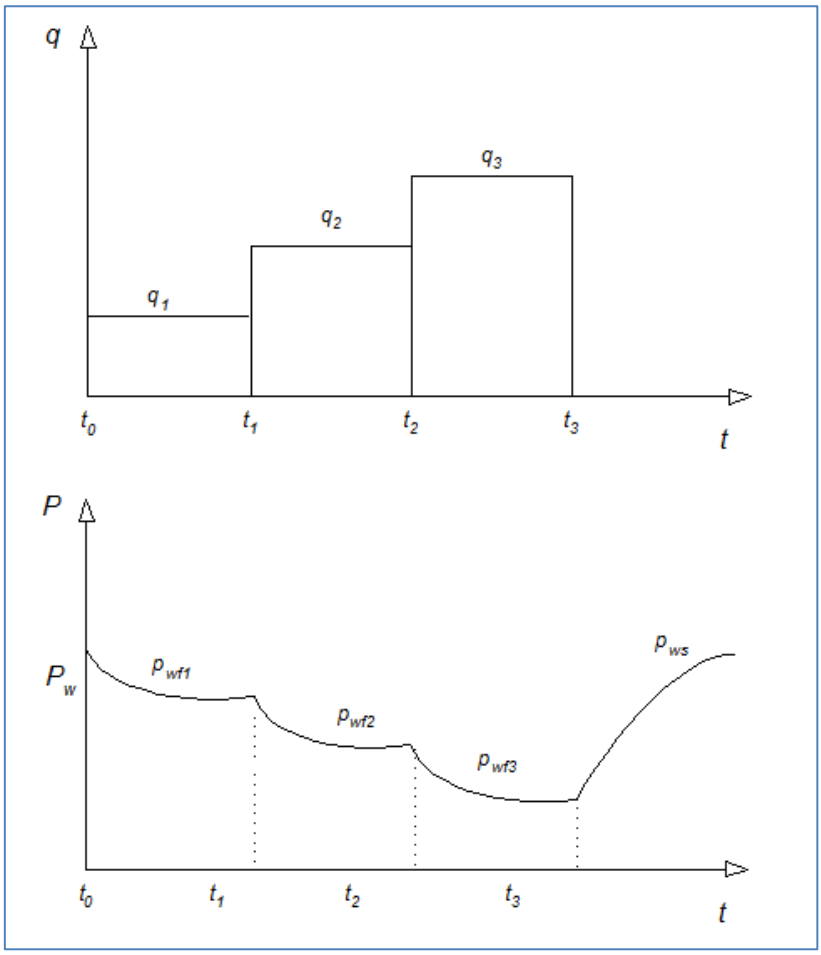
Odwiert obserwacyjny (piezometryczny)	
Czas od rozpoczęcia testu	**Częstotliwość**
0–2 min	10 s
2–5 min	30 s
5–15 min	1 min
15–50 min	5 min
50–100 min	10 min
100–min-5 h	30 min
5–48 h	1 h
>48 h	8 h

5.8.7. Zalecane testy hydrodynamiczne

Generalnie dla **złóż geotermalnych** wykonuje się dwa typy testów hydrodynamicznych (zwykle wielocyklowych) oraz testy otworowe produkcyjne typu „production logging".

5.8.7.1. Wielocyklowy test spadku ciśnienia

Są to testy stosunkowo krótkie wydajności oraz spadku ciśnienia i odbudowy (rys. 5.8.7.1) dla odwiertów, w których charakterystyka przepływu jest mierzona przy zmiennym ciśnieniu przez krótki okres czasu (godziny-dni). Testy te powinny być połączone z testami production logging. Problemem w realizacji tych testów jest zawsze wywołanie i utrzymanie produkcji – w przypadku zwierciadła wód termalnych położonych poniżej powierzchni terenu.
Test ten polega na wykonaniu próbnej eksploatacji odwiertu z kilkoma wydajnościami przez okres czasu zapewniający stabilizację ciśnienia w odwiercie. Moment stabilizacji ciśnienia na końcu każdego okresu eksploatacji oznacza pojawienie się wokół odwiertu warunków stanu pseudoustalonego. Czas pojawienia się stabilizacji jest tym krótszy im złoże ma lepsze własności filtracyjne (petrofizyczne). W złożach słabo-przepuszczalnych, trudno jest często uzyskać taką stabilizację w odpowiednio krótkim czasie. Test ten poprzedza okres zamknięcia odwiertu celem ustabilizowania się ciśnienia złożowego.



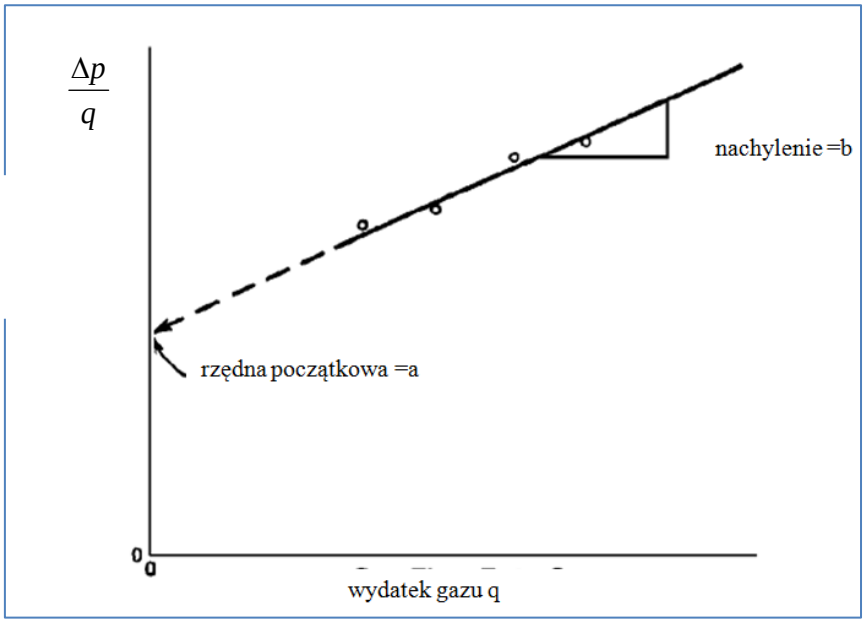
Rys. 5.8.7.1. Klasyczny test wielocyklowy

Wynikiem klasycznego testu wielocyklowego są wydajności oraz ciśnienia denne zmierzone pod koniec każdego cyklu próbnej eksploatacji. Interpretację testu przeprowadza się za pomocą równania Forhcheimera (z uwagi na turbulencję w pobliżu odwiertu w przypadku eksploatacji odwiertu z dużą wydajnością):

$$\Delta p = aq + bq^2 \tag{1}$$

$$\frac{\Delta p}{q} = a + bq \tag{2}$$

a następnie nanosząc punkty pomiarowe na wykres w układzie $\frac{\Delta p}{q}$ vs q (rys. 52).



Rys. 5.8.7.2. Klasyczny test wielocyklowy (interpretacja)

W praktyce oznacza to, że testy na odwiertach geotermalnych wykonywane są w przeciągu kilku dni (lub nawet godzin) niż w ciągu tygodni i miesięcy koniecznych do obserwacji zmian w złożu lub oddziaływania odwiertów.
Testy spadku ciśnienia-odbudowy są najwłaściwsze do określenia własności złoża w pobliżu odwiertu. W ich wyniku możliwe jest określenie przewodności hydraulicznej lub przepuszczalności, kształtu oraz stanu strefy przyodwiertowej (tabela 5.8.7.1).
Nowe techniki interpretacyjne umożliwiają dodatkowo określenie własności ośrodka szczelinowo-porowego. Testy wydajnościowe wykonywane dla kilku stopni są szczególnie pożądane w wypadku bardzo dużych wydajności odwiertów oraz w przypadku instalacji układów filtrów. Umożliwiają określenie sprawności tych filtrów oraz charakteru przepływu w bezpośredniej bliskości odwiertu. Testy odbudowy ciśnienia pozwalają na precyzyjne określenie skin-efektu.

Tabela 5.8.7.1. Zestawienie podstawowych modeli interpretacyjnych stosowanych do interpretacji testów hydrodynamicznych w złożach naftowych i geotermalnych (jednofazowych)

Typ modelu złożowego	Bezwymiarowe parametry charakteryzujące krzywą	Obliczane parametry złożowe	Uwagi
Model jednorodny, nieskończona rozciągłość warstwy, szczelny strop i spąg, jednorodny rozkład ciśnienia początkowego	$p_D = \frac{k \cdot h}{1{,}866 \cdot 10^3 \cdot B_w \cdot Q \cdot \eta} \cdot \Delta p$ $t_D = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k}{\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot r_w^2} \cdot \Delta t$ $r_D = \frac{r}{r_w}$	$k \cdot h = 1{,}866 \cdot 10^3 \cdot Q \cdot B_w \cdot \eta \cdot (\frac{p_D}{\Delta p})$ $\phi \cdot c_w \cdot h = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k \cdot h}{\eta \cdot r^2 \cdot (\frac{t_D / r_D^2}{\Delta t})}$	Klasyczna krzywa Theis'a, używana do interpretacji testów interferencyjnych z udziałem piezometrów
Model jednorodny ze skin efektem i efektem pojemności magazynowej	$p_D = \frac{k \cdot h}{1{,}866 \cdot 10^3 \cdot B_w \cdot Q \cdot \eta} \cdot \Delta p$ $t_D = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k}{\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot r_w^2} \cdot \Delta t$ $C_D = \frac{5{,}02 \cdot C}{\phi \cdot c_t \cdot h \cdot r_w^2}$ s	$k \cdot h = 1{,}866 \cdot 10^3 \cdot Q \cdot B_w \cdot \eta \cdot (\frac{p_D}{\Delta p})$ $C = \frac{8{,}98 \cdot 10^{-5} \cdot k \cdot h}{\eta \cdot (\frac{t_D / C_D}{\Delta t})}$ $s = 0{,}5 \cdot \ln\left[\frac{(C_D \cdot e^{2s})}{C_D}\right]$	
Model jednorodny z efektem pojemności magazynowej i ze szczeliną o nieskończonej	$p_D = \frac{k \cdot h}{1{,}866 \cdot 10^3 \cdot B_w \cdot Q \cdot \eta} \cdot \Delta p$	$k \cdot h = 1{,}866 \cdot 10^3 \cdot Q \cdot B_w \cdot \eta \cdot (\frac{p_D}{\Delta p})$	

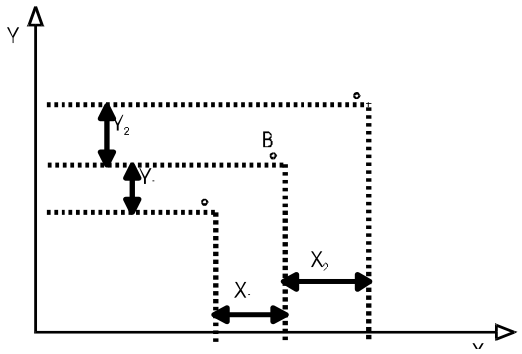
Typ modelu złożowego	Bezwymiarowe parametry charakteryzujące krzywą	Obliczane parametry złożowe	Uwagi
przewodności	$t_{Df} = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k}{\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot x_f^2} \cdot \Delta t$ $C_{Df} = \frac{5{,}02 \cdot C}{\phi \cdot c_t \cdot h \cdot x_f^2}$	$x_f = \sqrt{\frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k}{\eta \cdot c_t \cdot \phi \cdot (\frac{t_{Df}}{\Delta t})}}$ $C = \frac{\phi \cdot c_t \cdot h \cdot x_f^2 \cdot (C_{Df})}{5{,}02}$	
Model z podwójną porowatością, z efektem pojemności magazynowej i skin efektem	$p_D = \frac{k \cdot h}{1{,}866 \cdot 10^3 \cdot B_w \cdot Q \cdot \eta} \cdot \Delta p$ $t_D = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot k}{\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot r_w^2} \cdot \Delta t$ $C_D = \frac{5{,}02 \cdot C}{\phi \cdot c_t \cdot h \cdot r_w^2}$ s $\lambda = \alpha \cdot r_w^2 \cdot \frac{k_m}{k_f}$	$k \cdot h = 1{,}866 \cdot 10^3 \cdot Q \cdot B \cdot \eta \cdot (\frac{p_D}{\Delta p})$ $C = \frac{8{,}98 \cdot 10^{-5} \cdot k \cdot h}{\eta \cdot (\frac{t_D / C_D}{\Delta t})}$ $s = 0{,}5 \cdot \ln\left[\frac{(C_D e^{2s})}{C_D}\right]$ $\omega = \frac{(C_D \cdot e^{2s})_{f+m}}{(C_D \cdot e^{2s})_f}$ $\lambda = (\lambda e^{-2s}) \cdot e^{2s}$	λ-parametr charakteryzujący zdolność przepływu z matrycy do szczelin α-charakteryzuje geometrię struktury: $\alpha = \frac{12}{h_h^{\ 2}}$ lub $\alpha = \frac{12}{r_h^{\ 2}}$ h_m^2- miąższość bloku matrycy (dla bloków prostokątnych), r_k^2-promień bloku matrycy (dla bloków kulistych) k_m, k_f -przepuszczalność matrycy i szczelin
Model o podwójnej przepuszczalności z efektem pojemności magazynowej	$p_D = \frac{(k_1 h_1 + k_2 h_2)}{1{,}866 \cdot 10^3 \cdot B_w \cdot Q \cdot \eta} \cdot \Delta p$ $C_D = \frac{5{,}02 \cdot C}{[(\phi \cdot c_t \cdot h)_1 + (\phi \cdot c_t \cdot h)_2] \cdot r_w^2}$ $t_D = \frac{3{,}557 \cdot 10^{-6} \cdot (k_1 h_1 + k_2 h_2)}{[(\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot h_1) + (\phi \cdot \eta \cdot c_t \cdot h_1)] \cdot r_w^2} \cdot \Delta t$ s $\lambda = \alpha \cdot r_w^2 \cdot \frac{k_1 \cdot h_1}{k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2}$ $\kappa = \frac{k_1 \cdot h_1}{k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2}$	$k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2 = 1{,}866 \cdot 10^3 \cdot Q \cdot B_w \cdot \eta \cdot (\frac{p_D}{\Delta p})$ $C = \frac{8{,}98 \cdot 10^{-5} \cdot (k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2)}{\mu \cdot (\frac{t_D / C_D}{\Delta t})}$ $s = 0{,}5 \cdot \ln\left[\frac{(C_D \cdot e^{2s})}{C_D}\right]$ $k_1 \cdot h_1 = \kappa \cdot (k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2)$ $k_2 \cdot h_2 = (k_1 \cdot h_1 + k_2 \cdot h_2) - k_1 \cdot h_1$	κ-parametr odczytywany z krzywej dla minimum funkcji, tj w punkcie przegięcia pochodnej

5.8.7.2. Zaawansowana metodyka interpretacji testu odbudowy ciśnienia

Z analizy interpretacji testów hydrodynamicznych wynika ,że sam przebieg krzywej odbudowy ciśnienia (w funkcji czasu) jest bardzo podobny dla różnych typów złóż. W celu poznania warunków przepływu panujących w złożu, identyfikacji poszczególnych efektów wyróżniających dany typ ośrodka porowatego i określenia ich wpływu na odbudowę ciśnienia sporządza się wykresy diagnostyczne. Analiza pochodnej bezwymiarowego ciśnienia P_D' wyrażonej równaniem:

$$P_D'(t_D) = \frac{dP_D(t_D)}{d\ln t_D} \tag{3}$$

ułatwia określanie charakteru wpływu poszczególnych efektów brzegowych i niejednorodności w budowie złoża. Ponieważ przebieg zmian ciśnienia w czasie nie jest podany funkcją ciągłą pochodna ciśnienia jest obliczana metodą numeryczną według następującego algorytmu. Do numerycznego określenia pochodnej uzyskanej w funkcji czasu zwykle przyjmuje się algorytm wykorzystujący trzy punkty pomiarowe: punkt właściwy B, punkt przed i punkt za punktem B (rys. 5.8.7.3).



Rys. 5.8.7.3. Schemat dla numerycznego wyznaczania pochodnej funkcji

Wartość pochodnej funkcji w wybranym punkcie B obliczana jest z zależności:

$$(\frac{dy}{dx})_B = \frac{\frac{Y_1}{X_1} X_2 + \frac{Y_2}{X_2} X_1}{X_1 + X_2} \tag{4}$$

W praktyce przemysłowej proces analizy pochodnej odbudowy ciśnienia jest prowadzony z użyciem komputera i polega na dopasowaniu otrzymanej w wyniku testu krzywej charakteryzującej badane złoże do odpowiednich krzywych wzorcowych zwanych krzywymi diagnostycznymi.

Przebieg zmian krzywej odbudowy ciśnienia zależy od wewnętrznych warunków brzegowych, nieciągłości w budowie złoża oraz zewnętrznych warunków brzegowych.

funkcja superpozycji czasu

5.8.7.3. Przykład interpretacji klasycznego testu hydrodynamicznego spadku ciśnienia i odbudowy

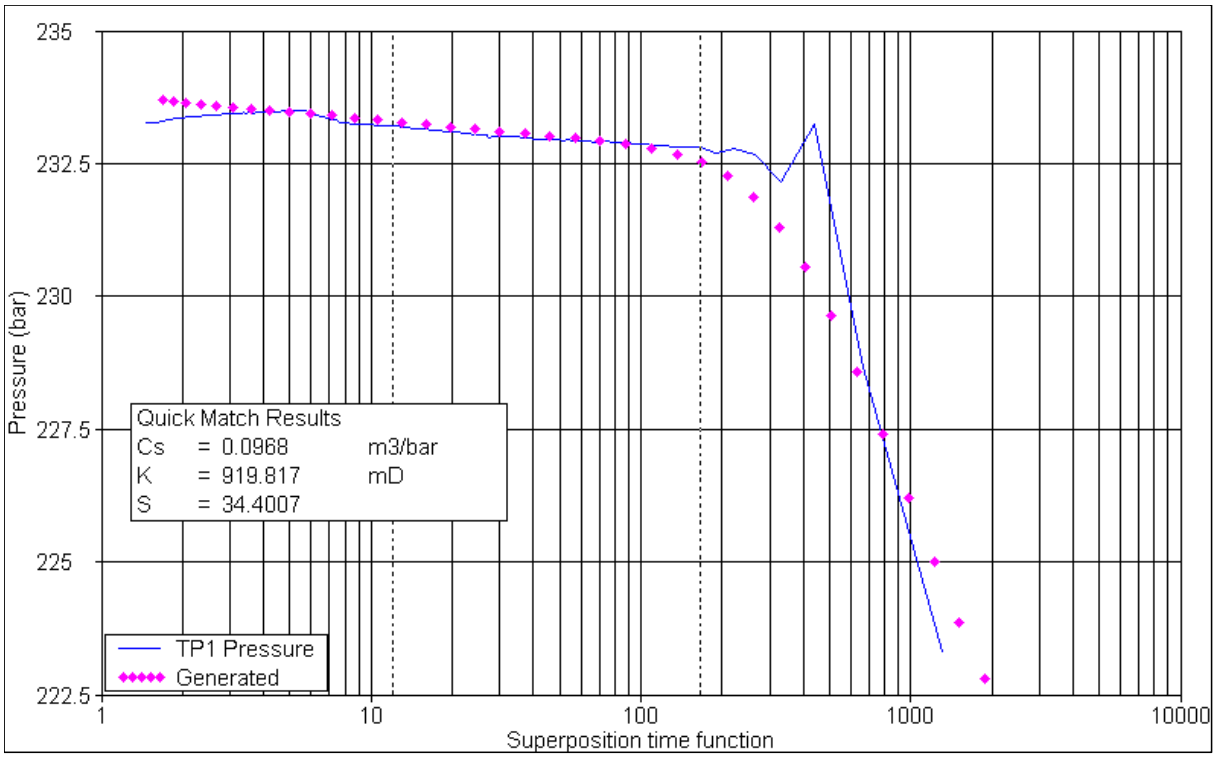
Na rys. 5.8.7.4 przedstawiono tradycyjny wykres krzywej odbudowy ciśnienia w układzie semilogarytmicznym (Horner) dla stanu nieustalonego w funkcji czasu superpozycji zdefiniowanego jako:

$$(t_p+\Delta t)/\Delta t \tag{5}$$

gdzie:

t_p -czas pracy odwiertu,

Δt- czas odbudowy ciśnienia.



Rys. 58.7.4. Wykres Hornera dla testu odbudowy w odwiercie Biały Dunajec PAN-1

Równanie wyznaczające iloczyn przepuszczalności i miąższości efektywnej k h_e ma postać:

$$p_i - p_{wf} = m \cdot \log(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}) \quad (6)$$

gdzie:

$$m = 2{,}149 \cdot 10^3 \cdot \frac{q \cdot B \cdot \mu}{k \cdot h} \quad (7)$$

Skin efekt wyznaczany jest z równania (Lee, 1982):

$$S = 1{,}151 \cdot \left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log(\frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2}) \right) + 5{,}1 \quad (8)$$

5.8.7.4. Testy production logging

Testy chłonności z użyciem techniki Production Logging znane są w inżynierii naftowej i związane są bezpośrednio z oceną hydrodynamiczną odwiertów zatłaczających (chłonnych) związanych z metodami wtórnymi eksploatacji ropy naftowej i złóż gazokondensatowych.

Oprócz tradycyjnego testowania produkcyjnego odwiertów geotermalnych na wzór odwiertów hydrogeologicznych i naftowych po zakończeniu wiercenia wykonuje się również testy zatłaczania zimnej wody do odwiertu. Testy takie wymagają zgromadzenia dużej ilości wody, która powinna być odpowiednio przygotowana do zabiegu wtłaczania oraz odpowiednich pomp umożliwiających zmianę wydajności tłoczenia. Pomiary ciśnień i temperatur wykonywane w trakcie tego testu umożliwiają określenie miejsca i charakterystyki strefy zasilającej. Jeżeli odwiert posiada jedną taką strefę to interpretacja takiego zabiegu jest prosta. Ponieważ odwierty geotermalne udostępniane są zwykle na znacznej długości rzadko występuje pojedyncza strefa zasilająca. Posiadając dokładne dane i ostrożnie wykonując interpretację jest możliwe pryzpisanie odpowiedniej charakterystyki przepuszczalności do indywidualnych stref zasilających i określić rzeczywiste ciśnienie złożowe dla każdej ze stref.

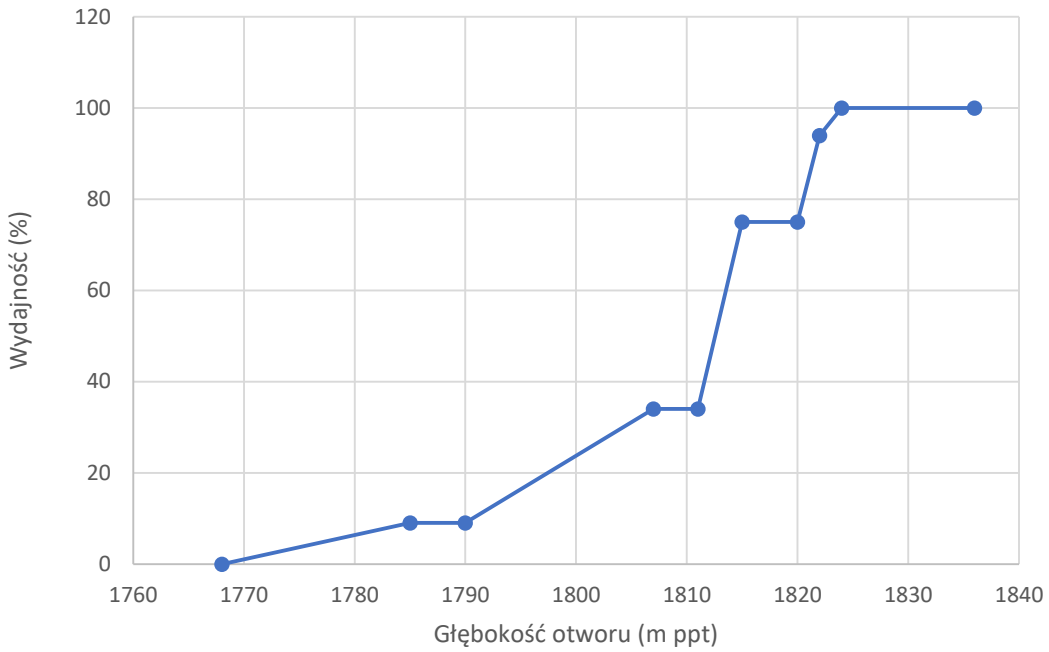
Program takiego testu zależy oczywiście od wstępnych wyników wiercenia. W utworach szczelinowatych program posukiwania ustalonej temperatury i ciśnienia jest zalecany, natomiast w utworach o niskiej przepuszczalności zaleca się wykonanie testu chłonności zimną wodą.

5.8.7.5. Przykład badań prowadzonych w otworze Poronin PAN-1

W otworze Poronin PAN-1 przeprowadzono test Production Logging w trakcie programu badań hydrogeologicznych prowadzonych na Podhalu w roku 1996. Pomiary wydajności przepływomierza wgłębnego uzyskane z dwóch „logów" (dół/góra) pozwoliły określić strefy dopływu do złoża oraz procentowy rozkład wydajności przypadający na poszczególne strefy. Na podstawie profilowania production logging wydzielono 10 stref z tego 5 produktywnych o znacznym zróżnicowaniu dopływu. Poniższa charakterystyka może być wynikiem niepełnego perforowania oraz istnienia naturalnej siatki szczelin wokół otworu (tabela 5.8.7.2, rys. 5.8.7.5).

Tabela 5.8.7.2. Zestawienie wyników profilowania production logging w otworze Poronin PAN-1

Od	Do	miąższość efektywna	% wydajność
1768	1784	0	0
1785	1789	4	9
1790	1806	0	0
1807	1810	3	25
1811	1814	0	0
1815	1819	4	41
1820	1821	0	0
1822	1823	1	19
1824	1836	12	6
1836	1864	0	0
Razem		**24**	**100**



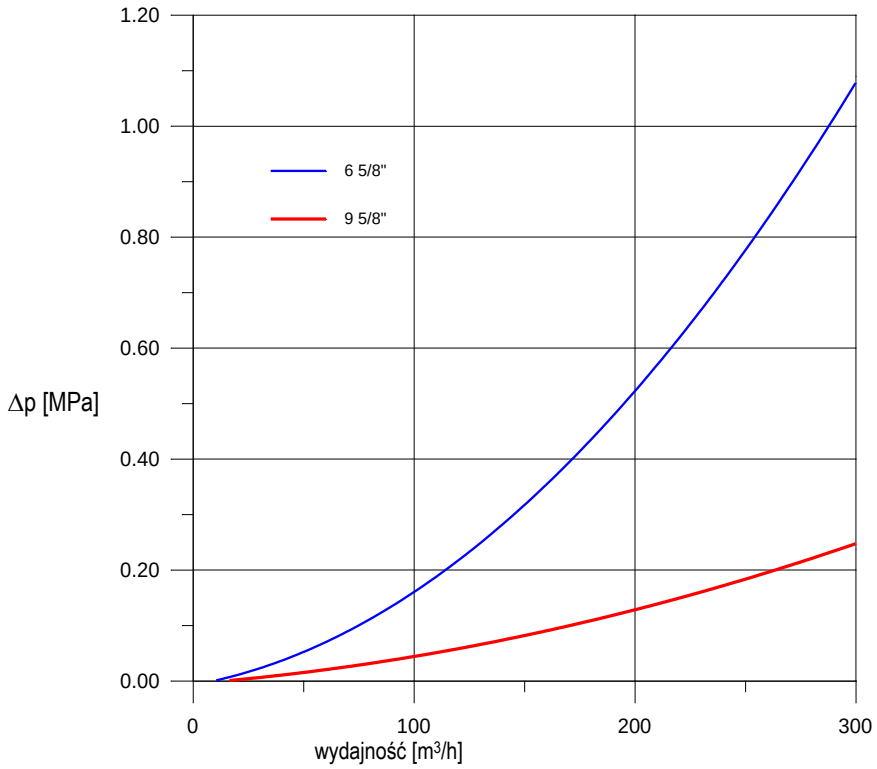
Rys. 5.8.7.5. Rysunek pokazujący niejednorodność własności stref dopływu w odwiercie Poronin PAN-1 (na podstawie testu Production Logging)

5.8.7.6. Test długotrwały

Alternatywnie wykonuje się długotrwały test produkcyjny. W tym ostatnim ciśnienie lub wydajność jest stała i mierzone są pozostałe parametry przepływu (przez okres miesięcy lub lat). Okres potrzebny do uzyskania stabilnego przepływu w każdym stopniu jest zmienny. Odwierty o dużej przepuszczalności mogą ustabilizować spadek ciśnienia w okresie kilku godzin po rozpoczęciu testu i test wydajnościowy można wykonać w ciągu kilku zaledwie dni (2-3). Długotrwałe testy produkcji są wykonywane prawie wyłącznie już w trakcie uruchamiania zakładu geotermalnego, po zakończeniu procesu wiercenia. Związane jest to zwykle z ograniczeniami ochrony środowiska - w szczególności zrzutu wody zmineralizowanej do cieków powierzchniowych.

5.8.7.7. Wpływ konstrukcji odwiertu na ciśnienie

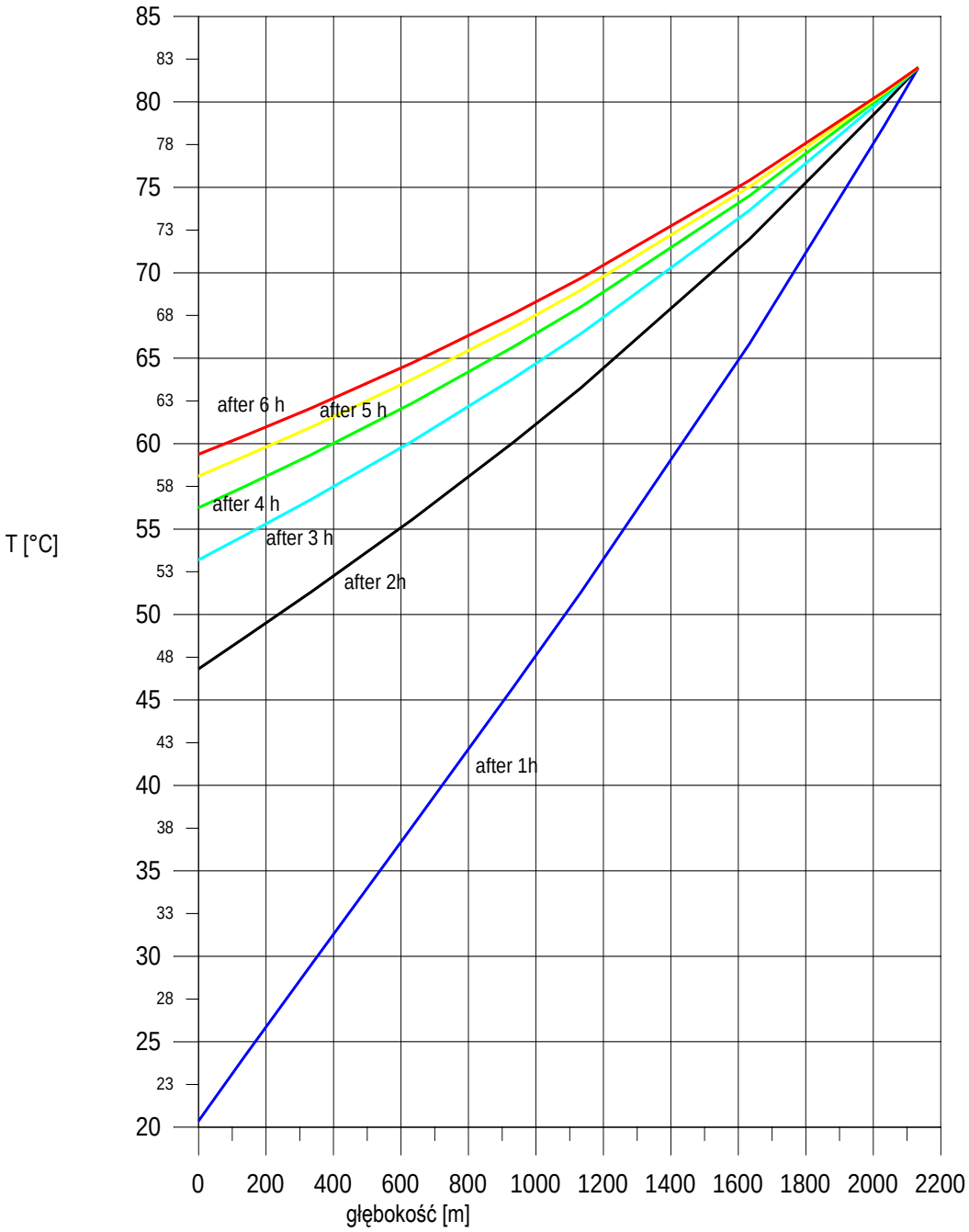
Konstrukcja odwiertu ma duży wpływ na warunki eksploatacji wody. Duże wydajności – rzędu 100-200 m^3/h wymagają rur o średnicy rzędu 7'' i większej dla eksploatacji wody z głębokości poniżej 2000 m. Przykładowo, eksploatacja 200 m^3/h rurami 6 5/8'' powoduje spadek ciśnienia na skutek tarcia na poziomie 5 bar, co odpowiada dodatkowej depresji zwierciadła 50 m (zob. rys. 5.8.7.6).



Rys. 5.8.7.6. Straty ciśnienia w rurach 6 5/8`` i 9 5/8`` w funkcji wydajności produkcji dla głębokości 2100 m (przykład).

5.8.7.8. Wpływ czasu eksploatacji na stabilizację temperatury na powierzchni odwiertu

Temperatura w trakcie testu zmienia się w czasie, dlatego pomiary w pierwszym okresie są zawsze zaburzone. W szczególności, jeżeli temperatura złożowa jest wysoka to pomiary powierzchniowe obarczone są dużą niepewnością.
Dlatego w przepadku złóż geotermalnych zawsze powinno się wykorzystywać do interpretacji pomiary denne (pomierzone na głębokości udostępnienia warstwy wodonośnej).
Rys. 5.8.7.7 pokazuje przykładowe zmiany temperatur na głowicy po rozpoczęciu testu. Temperatura zależy w tym przypadku m.in. od temperatury złożowej, głębokości, wydajności wody, średnicy rur wydobywczych.



Rys. 5.8.7.7. Zmiany temperatury wody w funkcji czasu i głębokości (przykład)

5.8.8. Zatłaczanie wody do złoża – uszkodzenie strefy przyodwiertowej

5.8.8.1. Problemy występujące przy zatłaczaniu – utrata chłonności

Przyrost ciśnienia zatłaczania może być spowodowany przez jedną lub więcej przyczyn (Wright, Chilingarian; 1989, Collins, 1975):

a) zapełnienie się złoża (zamknięta pułapka),
b) pęcznienie iłów i wywołane tym zmniejszenie przepuszczalności,
c) ruch cząstek ze złoża spowodowany rozpuszczaniem się spoiwa cementującego skałę; cząstki takie zamykają kanały porowe redukując przepuszczalność,
d) obecność “zawieszonych” cząstek stałych w wodzie, które zatykając pory również redukują przepuszczalność doprowadzając do całkowitej lub częściowej utraty chłonności,
e) występowanie bakterii w strefie udostępnianej.

Problem zapełnienia złoża identyfikowany jest poprzez długotrwałe testy produkcyjne i testy interferencyjne.
Pęcznienie iłów. Każdy minerał ilasty reaguje w innym stopniu z obcą wodą. Stopień pęcznienia iłów jest funkcją m. in. siły jonowej, pH wody, obecności organicznych polarnych związków. Należy unikać zatłaczania do stref zailonych (wymagana odpowiednia konstrukcja filtra).
Ruch cząstek ze złoża porowatego. Kanały porowe w złożu są kręte i posiadają nieregularny kształt. Cząstki i cząsteczki ze złoża (fragmenty minerałów, kryształy, iły itp.) mogą być luźno scementowane ze ściankami kanałów porowych. Każda zmiana, która zaburza scementowanie ośrodka porowatego może wywołać również ruch cząstek w kanale (w kierunku od odwiertu do zewnętrznych granic złoża) aż do napotkania jakiejś przeszkody (np. zwężenia kanału porowego). Skumulowany efekt takiego procesu może spowodować drastyczny spadek chłonności złoża. Jako niektóre przyczyny powodujące największą destrukcję cementacji cząstek złożowych wymienia się zwykle: znaczną zmianę w zasoleniu wody (albo przyrost zasolenia albo spadek), zmiana pH, bardzo duża wydajność zatłaczania.
Rozwiązaniem problemu transportu cząstek luźno scementowanych jest ograniczenie przepływu do poziomu poniżej występowania tego zjawiska. Można to osiągnąć m.in. poprzez instalację filtru z obsypką żwirowa (szklaną), co powoduje istotne zmniejszenie cząstek złożowych transportowanych do złoża. Innym sposobem jest zmniejszenie wydajności tłoczenia wody do złoża. Oczywiście można rozważać inne sposoby „chemiczne" integracji stref zatłaczania, ale są to zawsze metody obarczone dużym ryzykiem niepowodzenia operacji.
Problem depozycji cząstek stałych. Istnieją dwa mechanizmy związane z tworzeniem się nierozpuszczalnego materiału i jego deponowaniem:

a) reakcja wody zatłaczanej z wodą złożową, która tworzy wytrącenia (Collins, 1975),
b) reakcja opóźniona wody zatłaczanej, której wynikiem również jest tworzenie się cząstek stałych po wtłoczeniu jej do złoża; ten drugi przypadek jest mało istotny w przypadku złoża o dużej przepuszczalności, ponieważ depozycja powstałymi produktami reakcji następuje daleko od otworu i ma niewielki wpływ na chłonność otworu.

Problem występowania zawieszonych cząstek stałych. Zazwyczaj jako cząstki stałe "zawieszone" uważa się cząstki wytrącone w odróżnieniu od rzeczywistego roztworu wody zatłaczanej. Zwykle wymienia się następujące typy "zawieszonych" cząstek: zdyspergowana ropa naftowa, ił, muł, piasek, algi, produkty inkrustacji (scalingu), produkty korozji (siarczek żelaza, wodorotlenek żelaza), bakterie, produkty oddziaływania bakteryjnego, chemikalia niekompatybilne (np. niewłaściwe inhibitory).
Rozwiązaniem na zjawisko depozycji cząstek stałych i cząstek zawieszonych jest zatłaczanie odpowiedniej czystości wody (zob. punkt następny). Dodatkowo woda tłoczona może zawierać inhibitory korozji, inhibitory powstania niektórych osadów mineralnych oraz roztwory biocydów do zapobiegania rozwojowi bakterii na dnie odwiertu.

5.8.8.2. Wymagania odnośnie czystości zatłaczanej wody termalnej

Rozwiązaniem problemu depozycji cząstek stały i uszkodzenia strefy przyotworowej jest zatłaczanie czystej (filtrowanej wody – najlepiej filtrem 1-2 um) bez zawartości tlenu (poniżej 5-10 p.p.m.), bez zawartości żelaza (poniżej 4 p.p.m.), bez zawartości siarkowodoru (poniżej 11 p.p.m.), bez dużej zawartości zawieszonych cząstek stałych (TDS < 50 p.p.m.). Woda powinna posiadać odczyn pH pomiędzy 6-7.
Przedstawione warunki zwykle ograniczają proces uszkodzenia strefy przyodwiertowej, nie dają jednak gwarancji utrzymania tej samej chłonności w ciągu pracy całego okresu funkcjonowania układu produkcyjno-zatłaczającego.

5.8.8.3. Czyszczenie otworu iniekcyjnego– depozycja osadów i kolmatacja

Najczęstszą operacją czyszczenia iniekcyjnego odwiertu geotermalnego (w przypadku systemu dwuotworowego) jest usuwanie osadów mineralnych z powierzchni wewnętrznych rur okładzinowych i filtra dennego. Najczęściej spotykane minerały, które wytrącają się to kalcyt, krzemionka i bogate w krzem siarczki czy związki żelaza. Istnieje obszerna literatura dotycząca wytrącania się kalcytu i krzemionki, istnieją także dokładne modele chemiczne, które są wykorzystywane do oceny tendencji depozycji osadów. Jednakże modelowanie procesów depozycji innych minerałów jest trudniejsze. W przypadku wgłębnego uzbrojenia „*open hole*" możliwe jest usunięcie osadu kamiennego za pomocą zwiercenia. Jednak w przypadku „zafiltrowanego" odwiertu metoda ta jest niemożliwa do zastosowania. Inną metodą jest poszerzenie udostępnionych stref „bosego" odwiertu.
Czyszczenie odwiertu z filtrem (typu Johnsona) z wykorzystaniem zatłaczania roztworów rozpuszczających osady (np. odpowiednich kwasów), powinno się zatłaczać równocześnie inhibitory korozji – przeciwdziałające reakcji w odwiercie.
W celu przeciwdziałania osadzania się związków mineralnych na ściankach filtru lub ściankach kolumny stosuje się też jako inhibitor związki chemiczne. np. silnie rozcieńczony kwas solny w połączeniu z inhibitorem korozji.
Najważniejszą metodą zabezpieczenia systemu przez skutkami korozji oraz deponowania związków mineralnych jest zabezpieczenie odwiertów przed dostępem tlenu.

Literatura:

1. Barkman, J.H. and Davidson, D.H., 'Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment", J. Pet. Technol., 865-873, July 1972.
2. Barthel P., Grundsätliche Überlegungen zur regionalenhydrogeologischen Beurteilung von Standorten für den Eisatz von Erdwärmepumpen, *Hydrogeologie und Umwelt*, Heft 33, Würzburg, 2005
3. BATTISTELLI A. & NAGY S. 2000 – Reservoir engineering assessment of low-temperature geothermal resources in the Skierniewice municipality (Poland). Geothermics, Vol. 29, 6.
4. Battistelli, A. S Nagy, R Rossi, P Teleki, 1998, GEOTHERMAL RESOURCES ASSESSMENT IN THE SKIERNIEWICE-ZYRARDOW AREA (POLAND), Energy Source
5. Biernat H., Kulik S., Noga B., 2010r. – Problemy związane z eksploatacją ciepłowni geotermalnych wykorzystujących wody termalne z kolektorów porowych. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1-2/2010.
6. Biernat H., Posyniak A., 2006r. – Sprawozdanie z wykonanych prac na otworach geotermalnych Pyrzyce GT-2, Pyrzyce GT-3, Pyrzyce GT-4. Arch. POLGEOL S.A., Warszawa.
7. Bixley P.F., 1988 - Downhole measurements in geochemical wells, E.Okandan (ed.) Geothermal Reservoir Engineering, 41-53
8. Bodvarson G.S., Pruess K., O'Sullivan M.J., 1985 - Injection and energy recovery in fractured geothermal reservoirs, SPEJ, vol. 25, no.2, p. 303-312
9. Bodvarson G.S., V. Stefansson, 1988 - Reinjection into geothermal reservoirs. (w: Geothermal Reservoir Enginnering, p. 103-120, Ed. E. Okandan), Kluwer Academic Publishers
10. Bourdet D., Alagoa A., Ayoub J.A., Pirard Y.M., 1984 - New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Tests, World Oil, Apr. 1984 , p.111-124
11. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.H., 1989 - Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation, SPE Formation Evaluation, June
12. Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M., 1983 - A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis, World Oil, May 1983 , p.95-106
13. Cinco-Ley H., Samaniengo V.F., 1981 – Transient Presure Analysis for Fractured Wells, SPEJ, Sept. P. 1749-1766
14. Coleman, J.R. and McLelland, W.G., "Produced Water Re-Injection; How Clean is Clean?," SPE 27394 presented at the SPE Intl. Symposium on Formation Damage Control, held in Lafayette, LA, Feb. 9-10, 1994.
15. Collins A.G., 1975 - Geochemistry of oilfield waters, Developments in Petroleum Science 1, Elsevier
16. Długosz P., Nagy S., 1995 - Hydrodynamic Parameters of Podhale Geothermal Reservoir, Buletyn PAN (Geologia), z..4.
17. Domenico P.A., Schwartz F.W., 1990 - Physical and chemical hydrogeology, John Wiley and Sons,
18. Dowgiałło J., Karski A., Potocki I., 1969 - Geologia surowców balneologicznych - Wyd. Geol. Warszawa
19. Dowgiałło J.,1987 -Problematyka hydrogeologiczna regionu sudeckiego, Prz.Geol.nr 6.
20. Economides M.J, Nolte K. G., 1987 - Reservoir Stimulation, Schlumberger Edu. Services,
21. Eylander, J.G.R., 'Suspended Solids Specification for Water Injection from Coreflood Tests", SPE Res. Eng. J., November, 1988.
22. Facca G., 1973 - The Structure and Behaviour of Geothermal Fields, 'Geothermal Energy Review of Review and Research and Development, H.C.H. Armstead (ed.), U.N.E.S.C.O. Doc. ISBN 92-3-101063-8,
23. Gonet A., Macuda J., Wiertnictwo hydrogeologiczne, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2004.
24. Gonet A., Mirosław Sowa, Tomasz Śliwa, *Wykonywanie otworowych wymienników ciepła – wiercenia obrotowe,* GLOBEnergia, nr 1 s. 24–262012
25. Gonet A., Sowa M., Śliwa T., *Wykonywanie otworowych wymienników ciepła*, Globenergia, przyjęte do druku w nr 1, 2012 r.
26. Gonet A., Śliwa T., *Konstrukcje otworowych wymienników ciepła,* Czysta energia, czyste środowisko 2008, red. Ireneusz Soliński; Małopolsko-Podkarpacki Klaster Czystej Energii, Wydawniczo-Poligraficzna "ART-TEKST", Kraków 2008, s. 125–133.
27. Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A. *Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła (Methodology for the identification of potential heat of the rock mass along with technology implementation and operation of the borehole heat exchangers)*, ed. A. Gonet, Kraków, Wydawnictwa AGH, p. 439, 2011

28. Gonet A., Tomasz Śliwa, Stanisław Stryczek, Aneta Sapińska-Śliwa, Marek Jaszczur, Leszek Pająk, Albert Złotkowski, *Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonywania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła, praca zbiorowa* pod red. Andrzeja Goneta, Kraków, Wydawnictwa AGH, 2011
29. Gonet Andrzej, Mirosław Sowa, Tomasz Śliwa (2012), Wykonywanie otworowych wymienników ciepła – wiercenia obrotowe (Making borehole heat exchangers – rotary drilling), *GLOBEnergia*, nr 1 s. 24–26
30. Gonet i in. 2011
31. Górecki W., 1995 - red. Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim, Kraków
32. Górecki W., 2007 - red. Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim, Kraków
33. Górecki Wojciech, Andrzej Szczepański, Andrzej Sadurski, Marek Hajto, Bartosz Papiernik, Tomasz Kuźniak, Tomasz Kozdra, Jan Soboń, Jan Szewczyk, Andrzej Sokołowski, Wojciech Strzetelski, Andrzej Haładus, Jarosław Kania, Krzysztof Kurzydłowski, Andrzej Gonet, Marek Capik, Tomasz Śliwa, Roman Ney, Beata Kępińska, Wiesław Bujakowski, Lucyna Rajchel, Jacek Banaś, Wojciech Solarski, Bogusław Mazurkiewicz, Maciej Pawlikowski, Stanisław Nagy, Krzysztof Szamałek, Anna Feldman-Olszewska, Ryszard Wagner, Tomasz Kozłowski, Zdzisław Malenta, Aneta Sapińska-Śliwa, Anna Sowiżdżał, Jarosław Kotyza, Krzysztof P. Leszczyński, Marzena Gancarz (2006), *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim* (Atlas of geothermal resources of Mesosoic formations in the Polish Lowlands), pod red. Wojciecha Góreckiego, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie. Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska. Zakład Surowców Energetycznych AGH Kraków, p. 484
34. Grant M.A., Donaldson I.G., Bixley P.E., 1982 - Geothermal Reservoir Engineering, Academic Press
35. Hall H.N. 1953 - Compressibility of reservoir rocks transaction, AIMF vol 198, p.309-311,
36. Halliburton Loggin services, 1993 - Production logging training notes
37. Harrison R., Mortimer N.D., Smarason O.B., 1990 - Geothermal Heating a Handbook of Engineering Economics, Pergamon Press,
38. Horne R.N., 1994 - Advances in Computer-Aided Well Test Interpretation, JPT, July 1994
39. Horner D.R., 1951 - Presure Built-Up in Wells, Proc. Third Word Pet. Cong. E.J.Brill, Leiden, II, 503,
40. http://www.archonspzoo.pl
41. Kapuściński J., Nagy S., Długosz P., Biernat H., Bentkowski A., Zawisza L.,
42. Kapuściński J., S. Nagy i inni, 1996, Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych i energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych. Poradnik metodyczny, Warszawa
43. Kjaran S.P., Eliasson J. 1983- Geothermal Reservoir Enginnering, Lecture Notes, UNU Geothermal Training Programme, Iceland
44. Kruseman G.P., de Ridder N.A. 1989 - Analysis and Evaluation of Pumping Test Data, ILRI publ. 47, Sec. Ed.,
45. Kucper M., Pozyskiwanie ciepła Ziemi z otworowych wymienników ciepła wykonanych w technologii GRD - Geothermal Radial Drilling, Master Thesis, Faculty of Drilling, Oil and Gas, AGH University od Science and Technology, Krakow, p.90, 2016
46. Lane H.S., Lee W.J., Watson A.T., 1991 - An Algorithm for Determination Smooth, Continuous Pressure Deritivatives From Well Test Data, SPE Formation Evaluation, Dec.
47. Lee J. 1982 - Well Testing, SPE Textbook Series, Vol.1, SPE, Dallas
48. Lippmann M.J., Tsang C.F., Whiterspoon P.A., 1977 - Analysis ofthe response of geothermal reservoirs under injection and production procedures, SPE 6537
49. Macioszczyk A., 1987 - Hydrogeochemia, Wyd. Geol. Warszawa
50. Macuda J., Bujakowska K., - 1997r. - Zasady i metodyka dokumentowania zasobów wód termalnych i energii geotermalnej oraz sposoby odprowadzania wód zużytych. Ministerstwo Ochrony Środowiska Zasobów Naturalnych i Leśnictwa.
51. Nagy S., J. Soboń, Geothermal waters reinjection into sandstones and carbonate reservoir rocks, 2007, Wiertnictwo – Nafta Gaz, Tom 24, p. 347-354
52. Nagy, S., P. Długosz, Identification of the low-enthalpy Podhale geothermal reservoir based upon long term interference and pulse hydrodynamic testing, WGC 2000, Tokio
53. Nasr-El-Din, H.A. A.A. Al-Taq,1996, Water Quality Requirements and Restoring the injectivity of Waste Water Disposal Wells, SPE 39487
54. Nowak J.: Zawisza L., Gadek W., Nagy S., 1999, interpretacja testu production logging w połączeniu z testem hydrodynamicznym złoża wielowarstwowego (mlt), X Konf. NT, AGH
55. Nowak W., Stachel A., - 2004r. – Ciepłownie geotermalne w Polsce – stan obecny i planowany. Czysta Energia lipiec/sierpień 2004.
56. Pazdro Z., Kozerski B. 1990- Hydrogeologia ogólna. Wyd. Geol. Warszawa,

57. Posyniak A., 2015r. - Sprawozdanie z wykonanych robót wiertniczych z otworze geotermalnym Pyrzyce GT-4. Arch. G-DRILLING S.A., Warszawa.
58. Posyniak A., 2016r. – Dokumentacja otworowa otworu geotermalnego Stargard GT-3. Arch. G-DRILLING S.A., Warszawa.
59. Posyniak A., Bentkowski A., Biernat H. Kapuściński J., - 2006r. – Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów jury dolnej w Stargardzie Szczecińskim. Arch. POLGEOL S.A., Warszawa.
60. Przybyłowski Ł., Posyniak A., 2016r. – Projekt techniczny wiercenia otworu Stargard GT-3. Arch. G-DRILLING S.A., Warszawa.
61. Przybyłowski Ł., Posyniak A., 2017r. – Projekt geologiczno-techniczny wiercenia otworu Pyrzyce GT-1 Bis. Arch. G-DRILLING S.A., Warszawa.
62. Ramey H.J., Jr., 1992 - Advances in Practical Well Test Analysis, JPT, June 1992, p.650
63. Reynolds A.C., Chen J.C., Raghaven R, 1984 - Pseudoskin Factor Caused by Partial Penatration, JPT, Dec., p. 2197,
64. Rochon J., Creusot, M.R., Rivet, P., Roque, C. and Renard, M., 'Water Quality for Water Injection Wells", SPE 31122 presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, held in Lafayette, LA, Feb. 14-15, 1996.
65. Sabet M.A., 1991 - Well Test Analysis, Contributions in Petroleum Geology and Engineering, Gulf Publishing Company, Houston
66. Samaniengo F. V., H. Cinco-Ley, Reservoir Engineering Concepts (in Handbook of Geothermal Energy, red. Fertl, 1982)
67. Sokołowski J., Sokołowska J., Plewa S., Nagy S., Krokoszyńska M., Krzysiek U., 1995 - Geothermal Provinces and Basins in Poland, Polish Geothermal Association and Polish Academy of Science, MEERC, Kraków,
68. Szczepański A. 1990 - Warunki hydrogeologiczne dolnojurajskiego i dolnokredowego zbiornika geotermalnego - Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego - Kraków
69. Śliwa T., *Badania podziemnego magazynowania ciepła za pomocą kolektorów słonecznych i wymienników otworowych (Research on underground thermal energy storage by use solar collectors and borehole heat exchangers)*, Wydawnictwa AGH, Kraków, p. 272, 2012
70. Śliwa T., Gonet A., Analiza efektywności wymiany ciepła w wymiennikach otworowych o różnej konstrukcji, *Wiertnictwo Nafta Gaz*, vol. 28, no. 3, pp. 555-570, 2011
71. Śliwa T., Gonet A., Złotkowski A., *Górotwór jako rezerwuar ciepła,* Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne, nr 6, 2007 r.
72. Śliwa T., Kucper M., *Accessing Earth's heat using Geothermal Radial Drilling for borehole heat exchangers, AGH Drilling, Oil, Gas* 2017 vol. 34 no. 2, s. 495–512. — Bibliogr. s. 512, Summ.. — Toż na CD-ROMie
73. Śliwa T., M. Mazur, A. Gonet, A. Sapińska-Śliwa (2011), Wiercenia udarowo-obrotowe w geoenergetyce (Hammers-rotary drilling for geoenergetics), *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* t. 28 z. 4 s. 759–770
74. Śliwa T., M. Mazur, A. Gonet, A. Sapińska-Śliwa (2011), Wiercenia udarowo-obrotowe w geoenergetyce (Hammers-rotary drilling for geoenergetics), *Wiertnictwo, Nafta, Gaz* t. 28 z. 4 s. 759–770
75. Śliwa T., Maciej Mazur, Andrzej Gonet, Aneta Sapińska-Śliwa, Dariusz Knez, *Wiercenia udarowo-obrotowe dla geoenergetyki*, Wiertnictwo Nafta Gaz, nr 4, 2011
76. Śliwa T., Nycz., *Analiza potencjalnych możliwości pozyskiwania ciepła z karpackich odwiertów naftowych*, Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia Zrównoważony Rozwój, nr 49, zeszyt 1-2, 2010 r.
77. Śliwa T., Rosen M.A., Poniedziałek M., *Use of heat from a snow melting installation in a parking lot surface as a heat regeneration source for underground heat storage via borehole heat exchangers, eSim 2016 Hamilton, Ontario, May 3rd to 6th Conference proceedings,* McMaster University Engineering Canada 2016 p. 247–256 http://esim.mcmaster.ca/index.php/2016/index/pages/view/program
78. ŚLIWA T., Stanisław STRYCZEK, Tomasz Wysogląd, Adam Skakuj, Rafał WIŚNIOWSKI, Aneta SAPIŃSKA-ŚLIWA, Anna BIEDA, Tomasz KOWALSKI, *Wpływ grafitu i diatomitu na parametry wytrzymałościowe stwardniałych zaczynów cementowych* — Impact of graphite and diatomite on the strength parameters of hardened cement slurries, *Przemysł Chemiczny* 2017 t. 96 nr 5, s. 960–963. — Bibliogr. s. 963
79. Śliwa Tomasz, Andrzej Gonet, Albert Złotkowski (2007), Górotwór jako rezerwuar ciepła (Rockmass as heat reservoir), *Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne*, nr 6 2007, pp. 12-14
80. Śliwa Tomasz, Mazur Maciej, Gonet Andrzej, Sapińska-Śliwa Aneta (2015), Wykonywanie otworowych wymienników ciepła – wiercenia udarowo-obrotowe, GLOBEnergia+, Odnawialne Źródła Energii i Efektywność Energetyczna, nr 1
81. Śliwa Tomasz, Mikołaj Pacewicz (2012), Wykonywanie otworowych wymienników ciepła z wykorzystaniem silnika wgłębnego – wiercenia urządzeniami ,,coiled tubing" (Borehole heat exchangers drilling using a downhole motor and coiled tubing equipment), *AGH Drilling, Oil, Gas*, vol. 29 no. 1, pp. 293–300

82. Śliwa Tomasz, Paweł Nycz (2010), Analiza potencjalnych możliwości pozyskiwania ciepła skał z karpackich odwiertów naftowych (Analysis of potential possibility the heat extraction from rocks using oil wells in Carpathian Mountain), *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia Zrównoważony rozwój*, R. 49, z. 1-2, pp. 119-131
83. Thomas C.E.,. Mahoney C.F,. Winter G.W.,1988 - Water-Injection Pressure Maintanace and Waterflood Process, w: :Petroleum Engineering Handbook, Ed. Bradley, Ch. 44"
84. Ungemach P. 1987 - Reservoir Engineering Assessment of a Low Enthalpy Geothermal Field. Paris Basin.Ed. Ender Okandan, Geothermal Reservoir Engineering, NATO ASI, Series E:Appl.Sci.v.150, Kluwer Acad. Publ. p. 332,
85. van der Knaap W. 1959 - Nonlinear Behaviour of Elastic Porus Media, Petr. Trans. AIME, Vol. 216, 179-197,
86. Wilkie, DJ., Kennedy, W.L. and Tracy, K.F., "Produced Water Disposal - A Learning Curve in Yemen" SPE 35030 presented at the SPE Formation Damage Symposium held in Lafayette, LA, Feb. 14-15, 1996.
87. Wiśniowski R., *Nowe technologie wiertnicze stosowane w wierceniach inżynieryjnych*, Wiertnictwo Nafta Gaz, R. 23/1, 2006 r.
88. Wright C.C., G.V. Chillingarian, 1989 -Water quality for subsurface injection, w: "Surface operation for petroleum production", II, Eds. Chillingarian, Roberson, Kummar, Developments in Petroleum Science, Elsevier

5.9. Najlepsze praktyki w zakresie wierceń geotermalnych na Islandii przydatne dla Polski

5.9.1 Technologie wiertnicze, wyposażenie i eksploatacja otworów geotermalnych w Islandii – rekomendacje dla Polski

5.9.1.1. Kwestie przed, w trakcie i po wierceniu

Zakładamy, że wykonano wszelkie badania geologiczne, uzyskano pozwolenia i rozwiązano kwestie środowiskowe w miejscu wykonywania otworu. Istnieją jednak inne sprawy, które należy rozpatrzyć przed, w trakcie i po wierceniu.

Kwestie ogólne, np.:

- Przygotowanie miejsca wiercenia, zapewnienie prądu i wody
- Zrzut wody brudnej i materiału z wiercenia
- Maskowanie hałasu w przypadku bliskości domów mieszkalnych
- Ruch pojazdów, dostawy, załadunek, wyładunek ciężkich maszyn
- Ocena ryzyka, BHP dla całej operacji

Projekt otworu i inne kwestie, np.:

- Głębokości i średnice odcinków odwiertu
- Program obudowy i cementowania odwiertu
- Wymagania co do krzywizny, ograniczenie odstępstwa od pionu
- Badania geologiczne w czasie wiercenia, np. logowanie, pobieranie próbek itp.
- Konieczność stosowania głowicy przeciwerupcyjnej (BOP, *Blow Out Preventer*)

„Co robić, jeżeli…":

- napotka się niespodziewany poziom wodonośny
- nastąpi skażenie wody lub przedostanie się woda z innego otworu
- wystąpią niestabilne formacje skalne, pustki itp.
- zdarzy się zatarcie wiertła lub utrata urządzeń w otworze
- wystąpią czynniki ryzyka, np. węglowodory, substancje radioaktywne itp.

Czynności po wierceniu:

- Logowanie i badanie otworu (Rys. 5.9.1.1 i 5.9.1.2)
- Wykończenie otworu
- Przywrócenie stanu sprzed wiercenia

Rys. 5.9.1.1. Urządzenia do profilowania i badań otworowych

Do logowania otworu nie jest potrzebny kosztowny czy zaawansowany sprzęt. Może być podnośnik hydrauliczny z koparką lub dźwig samojezdny plus inne wyposażenie.

Fig. 5.9.1.2. Przykładowy rejestrator: www.star-oddi.com.
Rejestruje temperaturę, ciśnienie i nachylenie.

5.9.1.2. Proces przetargowy i nadzór nad wierceniem

Konieczna jest szczegółowa i jednoznaczna dokumentacja przetargowa. Ważne jest to nie tylko dla Zlecającego, ale i dla Wykonawcy oraz dla całości inwestycji. Dokumentacja przetargowa to przepis na wykonanie zadania i jego ramy, w których Wykonawca opracuje Harmonogram i Kosztorys. Dokumentacja powinna zawierać większość pozycji podanych w pkt. 5.9.1.1, a przede wszystkim:

- Terminy
- Kto odpowiada za konkretne zadania
- Jak sobie radzić w przypadku zdarzeń nieprzewidzianych, „co robić, jeżeli…"
- Kwestie ceny, zapłaty itp.

Procedura wiercenia to zadanie wysoce specjalistyczne. Moment nieuwagi lub niewłaściwa decyzja może przynieść katastrofalne skutki. Standardową praktyką w Islandii jest zatrudnianie specjalistów przy wierceniach na większą skalę, aby opracowali dokumentację przetargową i nadzorowali całość operacji. Inspektor nadzoru odpowiada także za uznawanie lub odrzucanie faktur Wykonawcy.

Zaleca się, aby zleceniodawcy wierceń w Sochaczewie, Konstantynowie Łódzkim i Lądku-Zdroju przestrzegali zasad tego rodzaju praktyki.

5.9.1.3.Procedury wiercenia i różne, dostępne technologie

Wstęp

Charakterystyka budowy geologicznej w Polsce:

1) Luźny nadkład i miękkie lub średnio twarde formacje osadowe oraz

2) Twarde skały wulkaniczne metamorficzne.

Wiercenie w tego rodzaju formacjach wymaga różnych urządzeń i metod, w zależności od docelowej głębokości i warunków wiercenia.

Wiercenie za pomocą świdrów trójgryzowych i wody lub płuczki

Wiercenie formacji miękkich i średnio twardych jest dobrze znane i rozwinięte. Świder trójgryzowy (*tricone bit* albo *roller bit*), wraz z obiegiem wody lub płuczki, to dominująca metoda, stosowana w tego rodzaju okolicznościach. Miejscowe firmy wiertnicze będą lepiej wiedzieć, jakie wybrać urządzenia oraz płuczki dla uzyskania najlepszych wyników.

Wiercenie twardych skał wspomnianymi świdrami jest czasochłonne i kosztowne. Wskaźnik prędkości penetracji ROP może szybko spaść do < 1 m/h a wiertła mogą się zużyć po 50-150 m wiercenia (Rys. 5.9.3.1).Spowoduje to z kolei znaczne wydłużenie czasu na poszczególne operacje, np. wymianę wierteł i wznowienie wiercenia.

W przypadku formacji średnio twardych i twardych można użyć wierteł PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*). Jest to sprawdzona technologia, pozwalająca na szybkie wiercenia. Ostatnio powszechną praktyką jest stosowanie wierteł PDC dla wiercenia formacji średnio twardych i twardych.

Wiertła do obcinaków stałych to wiertła z syntetycznych diamentów lub typu PDC. Wybór wiertła zależy od typu płuczki. Płuczka wodna nie czyści tak skutecznie wiertła PDC, jak oparta na oleju. Jest to ważne w przypadku formacji hydratowych, np. łupków lub glin. W przypadku miękkich formacji stosuje się wiertła PDC o mniejszej liczbie ostrzy lub większych obcinakach. Jedną z wad stosowania wierteł diamentowych do względnie miękkich formacji jest to, że wiercą tak szybko, że trudno nadążyć z wybieraniem zwiercin. Musi być dostępna wystarczająca moc hydrauliczna dla osiągnięcia najlepszej efektywności wiercenia. Zwierciny przy powierzchni są drobniejsze. To także powoduje, że trudniej jest dobierać parametry płuczki.

Ostatnio powszechną praktyką wiercenia jest stosowanie wierteł PDC z szybkimi silnikami płuczki lub systemem sterowania obrotami; jest to kosztowniejsza opcja, jednak pozwala na lepsze sterowanie geometrią otworu bez wpływania na obciążenie wiertła.

Dla wybrania wiertła konieczna jest informacja o odstępie, a także zapisy, raporty i logi płuczki.

Rys. 5.9.3.1. Zużyty świder trójgryzowy. Niedawne wiercenia w Szwecji. Wysokiej jakości świder trójgryzowy po wierceniu 122 m w skale twardej i silnie ściernej. Wkładki zostały zużyte, ale łożyska są nadal w doskonałym stanie.

Wiercenie udarowe DTH ze sprężonym powietrzem

Absolutnie najszybsze i najbardziej wydajne wiercenie twardych skał prowadzi się metodą DTH z napędem sprężonym powietrzem(DTH = **D**own **T**he**H**ole).Tego rodzaju „młoty udarowe" oferuje wielu producentów. Są względnie tanie, podobnie jak wiertła, których cena stanowi ułamek ceny świdra trójgryzowego o podobnej wielkości (Rys. 5.9.3.2).

Rys.5.9.3.2.Młoty na sprężone powietrze i wiertła. Przykładowy system DTH.
Istnieją urządzenia o różnej wielkości.

Jednak metoda DTH i sprężarki zasilające posiadają pewne ograniczenia. Chociaż wskaźnik ROP może osiągać wartość 10-20 m/h w górnym, ok. 200 m odcinku otworu, to ROP spadnie na większej głębokości. Nowsze sprężarki mają ciśnienie wylotowe 35 bar, ale ciśnienie powietrza jest czynnikiem ograniczającym w stosunki do głębokości.

Chociaż system DTH napędzany sprężonym powietrzem jest doskonale przystosowany do wiercenia np. do 500 m, a być może głębiej, wydajność wiercenia od tej głębokości podlega wielu czynnikom. W pewnych przypadkach może być zastosowana dodatkowa sprężarka, podająca powietrze dla osiągnięcia większych głębokości. Jednak od pewnego momentu wartość zużycia paliwa względem ROP stanie się nieekonomiczna, co postawi pod znakiem zapytania tego rodzaju wiercenie, a wówczas lepszą opcją będą inne rozwiązania.

Wiercenie metodą DTH z wodą pod ciśnieniem. Technologia Wassary

Kolejna, znana technologia wiercenia opiera się na koncepcji Wassary. W tym przypadku skutek udarowy uzyskuje się za pomocą wody pod wysokim ciśnieniem. Tego rodzaju młoty wymagają dokładnego filtrowania wody obiegowej, albo najlepiej dostawy czystej wody, ponieważ te urządzenia są podatne na zanieczyszczenia występujące w wodzie. Takie DTH są znacznie kosztowniejsze w porównaniu do DTH napędzanych sprężonym powietrzem oraz mają krótszą żywotność. Z drugiej strony zapewniają dosyć duży wskaźnik ROP, nawet na dużych głębokościach.

Inne sprawy i zalecenia

Chociaż proponowane wiercenia w Konstantynowie Łódzkim i Sochaczewie wydają się podlegać „standardowej procedurze wiercenia", to wiercenie w Lądku-Zdroju da doskonałą możliwość wypróbowania i rozwinięcia najlepszej praktyki w zakresie wiercenia głębokiego w twardych skałach. Jedno z rozwiązań, które przychodzi od razu do głowy to rozpoczęcie od odpowiedniego „urządzenia DTH" oraz wykonanie odwiertu wstępnego jak najgłębiej, zanim zastosowana zostanie większa wiertnica. Jest to ważne tylko dla Lądku-Zdroju, lecz także dla innych miejsc w Polsce.

Rozpoczęcie wiercenia wiertnicą DTH i kontynuowanie za pomocą standardowej procedury wiercenia wymagałoby zaangażowania dwóch rodzajów wiertnic, co podniesie koszty całego przedsięwzięcia po uwzględnieniu kosztów mobilizacji dwóch systemów. Zwykle wykonuje się standardowe wiercenie wstępne z zadowalającym postępem. Inna praktyka wiertnicza polega na użyciu mniejszej wiertnicy do wiercenia wstępnego, dla wprowadzenia 18 5/8" rur, a następnie zastosowanie cięższego urządzenia.

5.9.1.4Udane przedsięwzięcia wiertnicze na polach niskotemperaturowych w Islandii

Wiercenie otworów niskotemperaturowych staje się w Islandii coraz bardziej popularne. Czasem trudno jest tam znaleźć wodę geotermalną o wymaganej temperaturze dla celów ogrzewania domów. W takim przypadku lepszym i tańszym rozwiązaniem jest porzucenie drążenia głębokich otworów geotermalnych na rzecz pozyskania wody niskotemperaturowej do zasilania pompy ciepła.

Przykład rozwiązania zastosowanego w Vík został objaśniony w innej części dokumentu; wiercenie głębokiego otworu geotermalnego zostało uznane za ryzykowne i kosztowne. Znane są także inne przykłady, np. z zachodniej Islandii, gdzie wykryto wodę o temperaturze 30°C na niewielkiej głębokości. Klient prowadzący hotel i ośrodek turystyczny zainstalował pompę ciepła o współczynniki COP ok. 5,5.Oznacza to oszczędność energii na poziomie 82%! Żadna islandzka ciepłownia nie jest w stanie konkurować z nim cenowo.

Istnieje więcej podobnych przykładów. W niektórych przypadkach celem wiercenia było znalezienie zimnej wody pitnej dla gospodarstwa domowego czy farmy. W takich miejscach instaluje się także pompy ciepła, co pozwala na jednoczesne uzyskanie ciepłej wody i słodkiej wody pitnej.

Rys. 5.9.4.1 Mały pakiet wiertniczy

Wiercenie niskotemperaturowego otworu geotermalnego o głębokości 246 m w zachodniej Islandii zostało ukończone sukcesem w ciągu zaledwie 5 dni. Wydajność otworu wynosi 1,5 l/s, a temperatura wody wynosi 30°C. Zwróć należy uwagę na rozmiar pakietu wiertniczego (Rys. 5.9.4.1).

5.9.1.5.Sukces geotermalnych pomp ciepła w Islandii – rzeczywiste dane na temat oszczędności energii elektrycznej

Wstęp

Właściciele domów w Islandii korzystają w ponad 90% energii pochodzącej z ciepła geotermalnego, 10% pokrywanych jest z innych źródeł. Zaznaczyć należy iż nowe odwierty geotermalne w tzw. chłodnych obszarach oraz pompy ciepła cieszą się coraz większym popularnością.

Kraje skandynawskie zaczęły korzystać z technologii pomp ciepła już kilka dekad temu. Na dziś dzień szacuje się, że ok. 13% całkowitego zapotrzebowania na ciepło pokrywa niskotemperaturowa geotermia.

Przykład z Vík:

W 2014 roku władze lokalne w Vik w południowej Islandii postanowiły zastosować pompy ciepła do ogrzewania i dostarczenia ciepłej wody użytkowej do basenu i budynków szkoły. Instalacja pomp ciepła rozpoczęła się 1 kwietnia 2015 r. Parametry operacyjnymi i schemat działania są dostępne online:

www.netbiter.net

Nazwa użytkownika: alvarr

Hasło: Skoli.vik

Prędkość kompresora oraz pompy w otworze jest regulowana. Biorąc pod uwagę tylko pompę ciepła COP jest stały w zakresie obciążenia i wynosi 4,3 kW/kW. Biorąc pod uwagę pompę w otworze, średni współczynnik COP wynosi 3,6 kW/kW.

Oznacza to oszczędność energii na poziomie 72%

Można stwierdzić, iż na dzień 27 września 2017 skumulowana oszczędność energii bezpośrednio porównując z energią elektryczną wyniosła 2 GWh (2 mln kWh).

Oznacza to, że koszty inwestycji pompy ciepła zwróciły się całkowicie:

- Ocena projektu, projekt i związana z nim praca.
- Wiercenie, testy otworowe oraz wyposażenie w pompę otworu.
- Budowa pompy ciepła, instalacja i uruchomienie.

Przykład z Lund:

Inną instalacją wartą uwagi jest pompa ciepła w Lund w Szwecji. Otwory zostały wywiercone w latach 80-tych i wyposażone w pompę ciepła. Pompa ciepła bazuje na kilku otworach (rys. 5.9.1.5) są one zlokalizowane w odpowiedniej odległości by ograniczyć spadek poziomu wody w rejonie. Drugim istotnym zagadnieniem jest zapewnienie wystarczającej temperatury do podgrzania zatłoczonej do formacji skalnej wody. Z uwagi na wysoką mineralizację wody w Lund nie może być ona odpro-

wadzona na powierzchnię jeśli nie jest wcześniej odpowiednim zabiegom. Niektóre z otworów znajdują się w obrębie miasta Lund a niektóre na terenie farm na obrzeżach. Nigdy natomiast nie zaobserwowano dopływu wód o wyższej mineralizacji do otworów ujmujących wody słodkie.

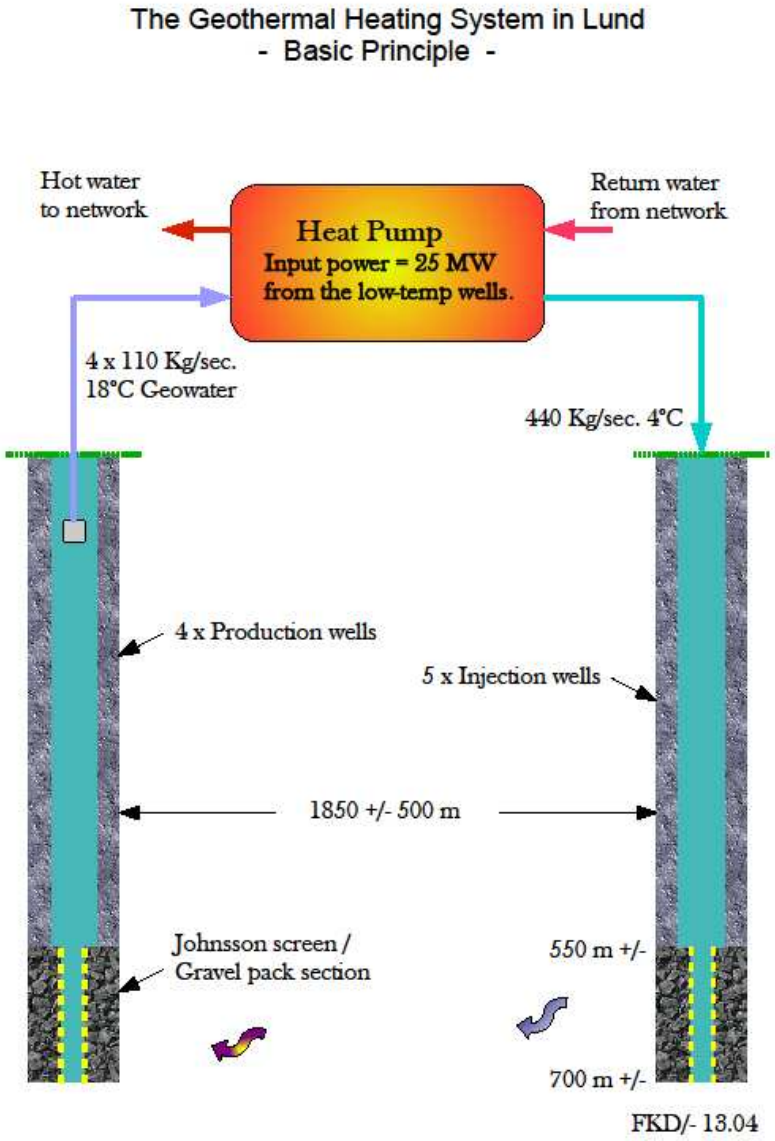


Fig. 5.9.1.5. Schemat pompy ciepła w Lund

Pompa ciepła bazuje na wielu otworach produkcyjnych i chłonnych. Jako źródło ciepła używany jest grunt.

5.9.2. Proces pomyślnego wiercenia otworów geotermalnych w obszarach niskotemperaturowych w Islandii

Streszczenie merytoryczne Rozdziału 5.9.2

- Obecny raport skupia się na skutecznych wierceniach otworów w Islandii dla potrzeb korzystania z zasobów geotermalnych, a w szczególności na mechanizmach finansowych, opracowanych dla realizacji robót wiertniczych. Kluczem do sukcesu jest zastosowanie podejścia całościowego, w którym wszyscy interesariusze (uczestnicy procesu inwestowania i zainteresowane strony) widzą zyski po swojej stronie i pod każdym względem. Dlatego ważne jest, aby rozpatrywać wszelkie aspekty procesów inwestycyjnych tak, aby doprowadzić do skutecznego pozyskiwania energii z zasobów geotermalnych. Krajowy Urząd Energii (OS, Orkustofnun) sporządza obecnie protokół oceny zrównoważonego korzystania z zasobów geotermalnych, we współpracy z branżą geotermalną, a jego celem jest opisanie wszystkich aspektów, jakie mają wpływ na powodzenie inwestycji geotermalnych. Protokół będzie można wykorzystać dla zapewnienia udanej realizacji nowych inwestycji, a w przypadku napotkania na problemy, będzie można tam znaleźć sposoby łagodzenia ich skutków.

- Dobre zarządzanie inwestycjami oraz kontakty ze społeczeństwem mają istotne znaczenie, oprócz samych sprawnych urządzeń, instrumentów finansowych, siły roboczej, warunków pracy, bioróżnorodności czy dziedzictwa kulturowego, nie mówiąc o kilku innych czynnikach. Takie aspekty, jak zarządzanie źródłem geotermalnym oraz sprawy środowiskowe i społeczne często wymagają więcej uwagi kosztem innych aspektów. Ich zaniedbanie w kilku przypadkach doprowadziło do zarzucenia inwestycji geotermalnych.

- Analiza udanych wierceń w Islandii pokazuje, że dwa z trzech wywierconych otworów okazują się ekonomicznie przydatne. Otwory produkcyjne są eksploatowane przez wiele lat. W przypadku otworów o niskiej entalpii średnia żywotność wynosi 35 lat, a często przekracza 50 lat. Stąd koszty niepowodzenia jednego na trzy wywiercone otwory muszą zostać pokryte efektywnością pozostałych przedsięwzięć, dających długotrwały dochód. Jednak konieczne jest także posiadanie funduszu zabezpieczającego inwestorów przed ryzykiem, szczególnie, kiedy analizy pokazują, że pierwszy otwór wywiercony w nowym miejscu daje mniej niż 50% szans na rozwinięcie inwestycji. Dla obniżenia poziomu takiego ryzyka w 1953 r. wprowadzono w Islandii mechanizm finansowania, pozwalający państwu na udzielanie pożyczek dla pokrycia początkowego ryzyka, które są spłacane tylko w przypadku uzyskania efektywnego zwrotu z inwestycji. W zasadzie ten sam mechanizm jest nadal stosowany do dziś.

- Poziom powodzenia robót wiertniczych w Islandii w ostatnich 100 latach ocenia się na ok. 66%,a szacunek ten obejmuje wiercenie 738 otworów produkcyjnych w 48 zbiornikach geotermalnych. Najwyższy poziom zanotowano w zbiornikach o wysokiej entalpii, gdzie 74% otworów wykonano z powodzeniem (spośród 213 otworów wywierconych na 5 polach). Sukces oceniono na 65% w przypadku 236 otworów wywierconych do 6 zbiorników o niskiej entalpii w pobliżu stolicy Islandii i na 60% dla 289 otworów wywierconych na 37 polach. Otwory wiercone jako pierwsze cechują się niższym prawdopodobieństwem skuteczności, a wzrasta ono wraz z osiąganiem wiedzy o danym zbiorniku geotermalnym.

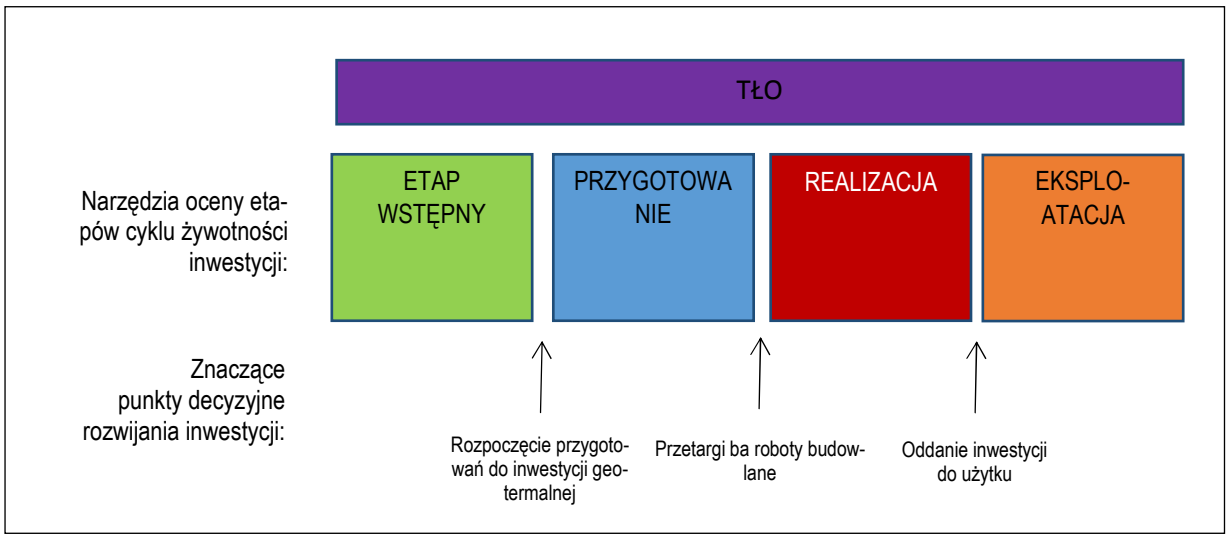
- Dla geotermii o niskiej entalpii wykonano w sumie 173 otworów na 52 polach geotermalnych, jakie są obecnie eksploatowane przez duże zakłady, posiadające wyłączne prawo do dystrybucji energii cieplnej na danym terenie. Średni wiek otworów wynosi 35 lat. Średnia głębokość to 1055m, przy czym zabudowa rurowa otworu sięga średnio do 223 m. Średnia temperatura wynosi 88°C. Statystyka ta wyklucza prawie 200 otworów wykonanych przez indywidualnych producentów energii, ale parametry tych otworów są zbyt niskiej jakości, aby je uwzględnić.

- Projekt otworu ma istotne znaczenie dla zminimalizowania ryzyka inwestycji geotermalnej. Krajowy Urząd Energii (OS) posiada ogólnie dostępny Krajowy Rejestr Otworów oraz udziela dostępu do parametrów geofizycznych i projektów otworów. Tego rodzaju dostęp pomaga w zapobieganiu niepowodzenia kolejnych inwestycji. Dzięki portalowi internetowemu różne instytucje mogą przenosić portal z Rejestrem na swoje strony internetowe, co pozwalana samodzielne uzupełnianie informacji o różnych operatorach i instalacjach, bez konieczności wysyłania informacji pomiędzy instytucjami. Z tego względu można obecnie wizualizować zintegrowane informacje na jednym portalu np. zawierające najnowsze dane sejsmiczne, parametry otworu, sieci ciepłownicze, wodociągowe i energetyczne, atrakcje turystyczne, miejsca wykopalisk archeologicznych czy rysunki planowania przestrzennego i zabudowy, przekazywane przez różne podmioty. W zasadzie można dokładać przeróżne informacje, jakie mają ważne znaczenie dla istoty tego portalu, jakimi chce się podzielić dana instytucja czy firma. Każdy właściciel sam odpowiada za swój zestaw danych i jego aktualizację, a więc aktualizacje są wykonywane bez konieczności rozsyłania danych.

- Krajowy Urząd Energii (OS) opracowuje obecnie zasady projektowania otworów, rejestrowania ich, wiercenia otworów, obudowy oraz trwałego zamykania. Ponadto wydano już przepisy dotyczące otworów chłonnych (zatłaczających). Opracowano je w porozumieniu z branżą i stąd służą obniżaniu ryzyka inwestowania w geotermię. Przyznane pozwolenia operatorskie uzupełniono o wskaźniki zasobów (parametry, normy, standardy). Dwa najważniejsze z nich to norma redukcji wydajności produkcyjnej otworu (zwykle średnio o 3% na pięć lat) oraz obniżenia ciśnienia w zbiorniku geotermalnym. Jeżeli którykolwiek z tych wskaźników przekroczy poziom podany w koncesji, to wdrażany jest protokół dalszego badania i analizy możliwych działań po to, aby zapobiec wyczerpaniu się odnawialnego potencjału dla przyszłych pokoleń.

5.9.2.1. Przykłady najlepszej praktyki i udanych przedsięwzięć wierceń i eksploatacji w Islandii – zalecenia dla Polski

Podejście zrównoważone do rozwijania korzystania z zasobów geotermalnych wymaga ogólnego podejścia strategicznego, uwzględniającego różne aspekty, nie tylko wspomniane wskaźniki związane z zasobami i wierceniem otworów. Krajowy Urząd Energii (OS) opracowuje obecnie Protokół Oceny Trwałości Źródeł Geotermalnych (GSAP), współdziałając z przedstawicielami branży w Islandii, odnoszący się do zasobów nisko- i wysokotemperaturowych. Protokół uwzględnia wszystkie aspekty dotyczące zrównoważonego rozwoju i służy jako przewodnik najlepszej praktyki. Protokół jest dostosowany do czterech etapów: etap wstępny, przygotowanie, realizacja i eksploatacja obiektu, jak to pokazano na Rys. 5.9.2.1rozstrzyga na światową skalę, które czynniki są istotne dla rozwijania zasobów geotermalnych. Wykorzystuje Protokół Oceny Trwałości Źródeł Hydroenergetycznych (HSAP), stosowany obecnie przez elektrownie wodne, jako podstawa oceny, wraz z korektą pewnych wartości według potrzeb.



Rys. 5.9.2.1. Protokół narzędzi oceny i główne punkty podejmowania decyzji

Protokół jest podzielony na tematy o następujących tytułach:

1. Komunikowanie i konsultowanie
2. Zarządzanie
3. Kierowanie sprawami ochrony środowiska i społecznymi
4. Zarządzanie zasobami geotermalnymi
5. Niezawodność i wydajność obiektów
6. Bezpieczeństwo publiczne i BHP
7. Rentowność inwestycji
8. Korzyści dla społeczności lokalnej
9. Skutki inwestycji dla społeczności lokalnej i jej bytu
10. Przesiedlenia
11. Tubylcze mniejszości etniczne
12. Sprawy pracownicze i warunki pracy
13. Dziedzictwo kulturowe
14. Bioróżnorodność i gatunki inwazyjne
15. Sejsmiczność indukowana (wywołana działalnością człowieka) i osiadanie ziemi
16. Jakość powietrza i wody

Rys.5.9.2.2. Rozwój zrównoważony wymaga skupienia się na czynnikach ekonomicznych, a także społecznych i środowiskowych dla zachowania ogólnej równowagi (Ketilsson et al., 2011)

Dla niskotemperaturowego ciepłownictwa większość z tych tematów nie jest istotna. Jednak, kiedy oceniamy ogólny wpływ i skutki działania obiektu, to zaleca się przejrzenie wszystkich tych problemów i wybranie tych, które mają znacznie, a następnie przyjrzenie się każdemu z nich pod względem możliwych wskaźników i istniejących przykładów najlepszej praktyki tak, aby mieć pewność, że nie pominiemy żadnych skutków. Problemy do dyskusji poruszone w tym rozdziale skupiają się na poszczególnych aspektach, np. zarządzaniu zasobami, sejsmiczności indukowanej działalnością człowieka, rejestrze otworów i warunkach powodzenia robót wiertniczych. Na początku przeprowadzimy przegląd rozwoju korzystania z zasobów geotermalnych, aby pokazać jego ogólny obraz.

5.9.2.2.Wstęp do opisu zasobów geotermalnych w Islandii

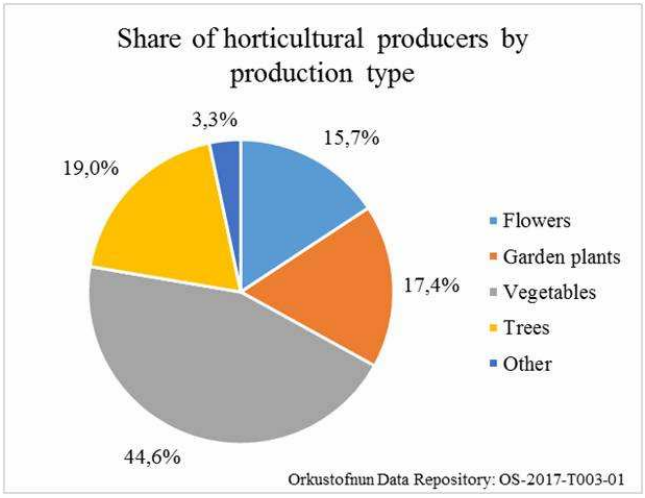
Zasoby geotermalne mają niewielki udział w produkcji energii elektrycznej globalnie, ale mają wielkie znaczenie w regionach wulkanicznych. Kraje wiodące w branży geotermii to Włochy, USA, Nowa Zelandia, Meksyk, Filipiny, Indonezja, Islandia i Japonia. W Afryce Kenia jest krajem wiodącym, natomiast tego rodzaju inwestycji nie ma w Ameryce Południowej, pomimo wielkiego potencjału.

Budowanie zdolności produkcyjnych na świecie było najpierw powolne, ale przyspieszyło w latach 1970. ze względu na rosnące ceny ropy naftowej. W ostatnich 25 latach moc wzrastała średnio o 250 MW rocznie. W porównaniu do wykorzystania energii słonecznej i energii wiatru rozwój energii geotermalnej jest wolniejszy, pomimo znacznego wsparcia ze strony funduszy, instytucji publicznych czy kręgów naukowo-badawczych. Nauka, technologia i finanse nie zawsze były w stanie nakreślić inwestorom czyhające na nich ryzyko i bariery oraz w jaki sposób należy ich unikać.

Rozwój produkcji energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych w Islandii wzbudza zainteresowanie. W kraju, którego liczba mieszkańców wynosi 320 000, moc zainstalowana w elektrowniach w 2017 r. wyniosła 663 MW. Taka sytuacja panuje w kraju o wielkich możliwościach budowy elektrowni wodnych. Ogólnie ryzyko budowy elektrowni wodnych jest uznawane za niższe niż w przypadku zakładów geotermalnych, ale elektrownie geotermalne mają przewagę konkurencyjną pod tym względem, że obsługują podstawowe obciążenie(zapotrzebowanie) w ciągu całego roku. Elektrownie islandzkie mają całkowitą moc 2 725 MW i w 2017 r. wyprodukują 18,55 TWh. Udział elektrowni wodnych wynosi73%, a geotermalnych 27% w produkcji energii elektrycznej. Olej opałowy w produkcji energii elektrycznej stosuje się tylko w przypadku awarii.

Islandia posiada powierzchnię 103 000 km^2. Dwie trzecie mieszkańców osiedliło się w regionie stołecznym w części południowo-wschodniej wyspy. Pozostali mieszkańcy zamieszkują tereny wiejskie, zwykle wzdłuż wybrzeża. Elektryfikacja rozwinęła się w poprzednim wieku. Kraj jest przecięty licznymi rzekami, odprowadzającymi wodę z gór i lodowców, co zapewnia wielki potencjał dla hydroelektrowni. Proces elektryfikacji realizowano na początku w miejscowościach, w których budowano małe elektrownie wodne dla obsługi tylko mieszkańców, a sieci lokalne nie były ze sobą połączone.

Ciepłownictwo geotermalne rozwinęło się na małą skalę w Reykjaviku w 1930r., a obecnie firma Reykjavík Energy obsługuje największą komunalną sieć ciepłowniczą. Sieć zapewnia ciepłą wodę dla około 195 000 mieszkańców w rejonie stołecznym. Od 1998 r. energia elektryczna jest wytwarzana w kogeneracji z produkcją pary ze źródeł geotermalnych oraz ciepłej wody użytkowej w Nesjavellir. Jednak około 70% energii wykorzystywanej w ciepłownictwie pochodzi bezpośrednio z niskotemperaturowych zbiorników geotermalnych, a ok. 30% z podgrzewania zimnej wody w ciepłowniach komunalnych, wykorzystujących energię geotermalną, jako główne źródło energii.

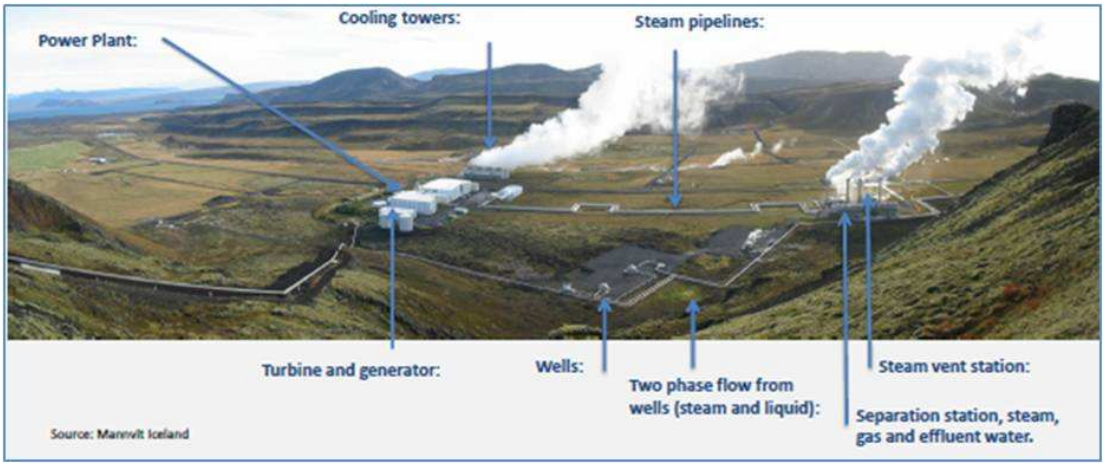


Rys. 5.9.2.3. Szklarnie to jeden z sektorów korzystających z zasobów geotermalnych. Dzięki geotermii Islandia produkuje własne warzywa, owoce i kwiaty, co w inny sposób nie byłoby możliwe

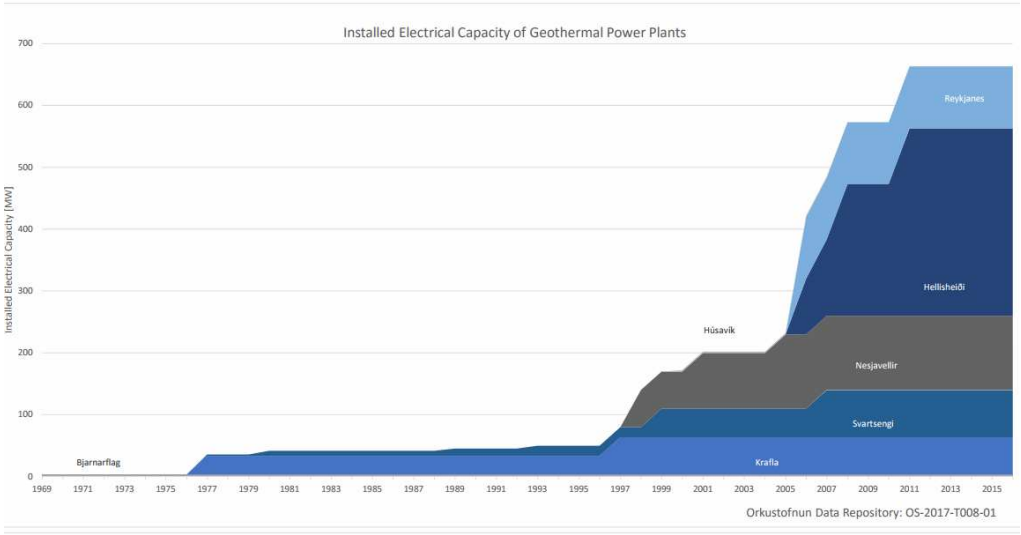
Znacząca zmiana nastąpiła w 1965 r., kiedy państwo i władze stolicy Reykjaviku powołały Landsvirkjun (Krajową Firmę Energetyczną) w celu budowy większych elektrowni i wspólnej sieci energetycznej dla całego kraju. Firma ta zbudowała w 1969 r. hydroelektrownię o mocy 210 MW dla zaopatrzenia w prąd huty aluminium, przy wsparciu Banku Światowego. Landsvirkjun nadal rozwija elektrownie wodne i geotermalne dla obsługi energochłonnych branż przemysłowych. Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych w Islandii wynosi obecnie 1895 MW. Firma energetyczna również posiada elektrownie geotermalne, których ogólna moc wynosi 111 MW.

Inne duże zakłady energetyczne należące do Reykjavik Energy mają moc zainstalowaną 423 MWe w dwóch elektrowniach geotermalnych, a HS Orka posiada dwie elektrownie geotermalne o łącznej mocy 176 MWe. Trzy firmy to kogeneracyjne zakłady geotermalne, produkujące również energię cieplną do ogrzewania budynków. Mniejsze zakłady posiadają hydroelektrownie o łącznej mocy ok. 80 MW.

Państwo i władze samorządowe posiadają 93% mocy zainstalowanej, a pozostałe 7% należy do sektora prywatnego. Rynek energii elektrycznej jest zdominowany przez kilka energochłonnych zakładów przemysłowych, które kupują 77% energii. Ryzyko posiadania zaledwie kilku klientów jest równoważone długoterminowymi umowami zakupu energii (PPA), co zapewnia stabilne użytkowanie zakładów i sprzedaż energii w okresie dziesięcioleci. Prowadzi to do wysokiego poziomu wykorzystania elektrowni: ok. 75% dla elektrowni wodnych i 90% dla geotermalnych. Umowy długoterminowe, zawierane ze stabilnymi zakładami przemysłowymi, ułatwiają także finansowanie nowych inwestycji energetycznych.



Rys. 5.9.1.4. Elektrownia geotermalna Nesjavellir w Islandii: 120 MWe i 300 MWth dla ogrzewania domów



Rys. 5.9.2.5. Zainstalowana moc elektryczna w elektrowniach geotermalnychw Islandiido 2016 r.

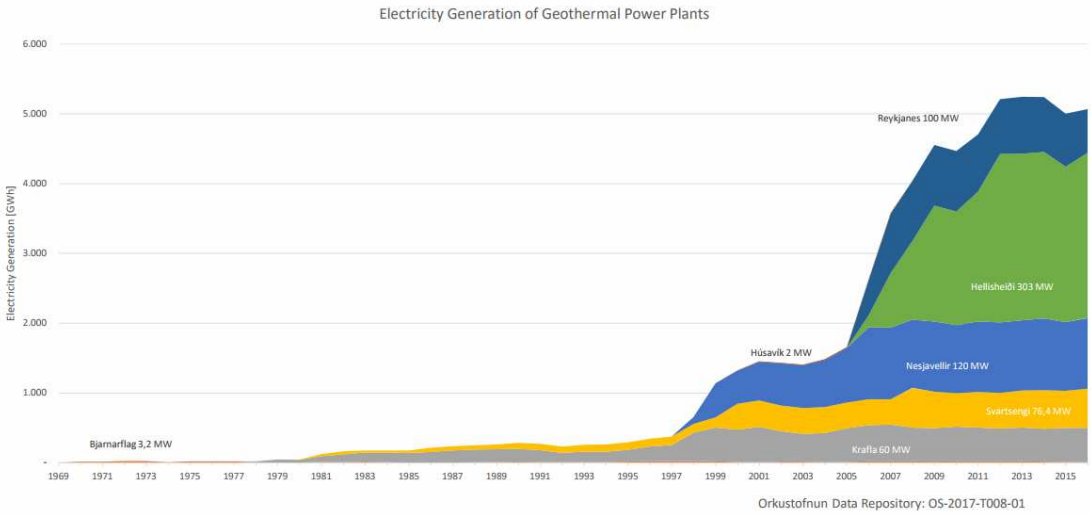
5.9.2.3. Wiercenia w poszukiwaniu źródeł geotermalnych(woda i para wodna)

Pierwsze próby wiercenia otworów na terenach geotermalnych w Islandii podejmowano już w 1755 r., kiedy wykonywano otwory badawcze w poszukiwaniu złóż siarki w pobliżu gorących źródeł w Laugarnes koło Reykjavíku oraz na wysokotemperaturowym polu Krýsuvík na półwyspie Reykjanes. W Krýsuvík otwór sięgał na 10 m i spowodował erupcję mieszanki pary i płuczki. Wiercenia za pomocą wiertnic udarowych w poszukiwaniu źródeł wody pitnej w Reykjaviku, wykonywane po 1900 r. nie zakończyły się powodzeniem, ale pogłoski o znalezieniu w otworach śladów złota spowodowały zakup nowych wiertnic, nazwanych„złotymi wiertnicami”.

Firma Reykjavik Electricity Service zainteresowała się wierceniami, kiedy poznano pozytywne efekty wierceń w poszukiwaniu pary wodnej w Lardarello we Włoszech dla celów produkcji energii elektrycznej. Firma zakupiła „złotą wiertnicę” i wykonała 14 otworów na polu gorących źródeł w Laugarnes koło Reykjaviku w latach 1928-30. Najgłębszy otwór miał 246 m. Nie znaleziono pary wodnej, ale otwory wykazały znacznie większą, artezyjską wydajność gorącej wody niż w przypadku wcześniejszych wierceń. Sukces ten stał się pierwszym krokiem do wprowadzenie ogrzewania geotermalnego domów w Reykjaviku w 1930 r.

Do 1986 r. prawie wszystkie wiertnice były obsługiwane przez Państwową Spółkę Wiertniczą. Nacisk kładziono na poszukiwanie gorącej wody dla ogrzewania budynków w całym kraju. Otwory wykonywano w pobliżu gorących źródeł oraz w regionach, w których poszukiwania i wiercenia wskazywały na wysoki gradient geotermalny. Niektóre wiercenia wykonywano również na polach wysokotemperaturowych. Otwory poszukiwawcze wykonano w Reykjanes dla poboru gorącej solanki dla zakładu produkcji substancji chemicznych.

Wiercenia dla zakładu kogeneracji gorącej wody i energii elektrycznej wykonano w Svartsengi i Nesjavellir, a otwory w Krafla miały zapewnić parę wodną dla produkcji prądu. Wiercenia na tych terenach napotkały na trudności, ponieważ działalność wulkaniczna spowodowała napływ gazów korozyjnych do podziemnego zbiornika geotermalnego. Firma wiertnicza została sprywatyzowana w 1986r. i obecnie działa pod nazwą Iceland Drilling Ltd., ale założono również kilka mniejszych firm wiertniczych.



Rys. 5.9.2.6. Produkcja energii elektrycznej z zasobów geotermalnych w latach 1969–2016

Mniejsze firmy przejęły większość robót wiertniczych na terenach gorących źródeł, natomiast Iceland Drilling Ltd. skupia się na wierceniach otworów na polach wysokotemperaturowych. Wśród ostatnich innowacji w technologii wiercenia są hydrauliczne turbiny otworowe, napędzane płynem cyrkulacyjnym (turbowiert), które poruszają świdrem znacznie szybciej niż urządzenia mechaniczne.

Taka technika wiercenia daje wyższą prędkość drążenia i pozwala na wiercenia kierunkowe dla przecięcia wyznaczonego celu poza platformą wiertniczą. Zespół otworów można dzięki temu wiercić w różnych kierunkach z tej samej platformy wiertniczej. Kolejną nowością, stosowaną przy wierceniu płytkich otworów są młoty pneumatyczne z kulkami z węglików, które uderzają w dno otworu kilka tysięcy razy na minutę i osiągają prędkość drążenia 10-30 m/h.

Pierwszy geotermalny blok produkcji energii elektrycznej miał moc 3 MW, z turbiną parową przeciwprężną zainstalowaną w Bjarnarflag w 1969 r. Elektrownia Krafla (2x30 MW) została zbudowana w latach 1975-77, ale aktywność wulkaniczna powodowała wyrzuty gazów korozyjnych do zbiornika podziemnego, co uniemożliwiało eksploatowanie jego znacznej części w kolejnych 15 latach. Pierwszy blok zaczął pracę w 1977 r., ale kolejny dopiero w 1997. Inwestycja została sfinansowana przez państwo dla produkcji prądu na potrzeby północnej Islandii.

Wspomniane trudności zniechęcały do dalszej budowy elektrowni geotermalnych, skoro istniał potencjał łatwiejszego wykorzystania elektrowni wodnych. HS Orka zainstalowała kilka mniejszych bloków w Svartsengi dla kogeneracji z produkcją gorącej wody do ogrzewania budynków. Zakład rozbudowano do 30 MWe w 1999r., a kolejny blok dołożono w 2007 r., co dało w sumie produkcję energii elektrycznej o mocy 76,4 MWe. Reykjavik Energy również rozpoczęła kogenerację z produkcją gorącej wody w Nesjavellir; bloki 2x30 MWe zainstalowano w 1998 r., a dwa kolejne 30 MWe w 2001 i 2005.

Do 2003 r. tylko Landsvirkjun mógł sprzedawać energię elektryczną do energochłonnych zakładów, ale to się zmieniło wraz z nową Ustawą o energetyczną z 2003 r., która otworzyła drzwi dla konkurencji wśród islandzkich firm energetycznych, obsługujących przemysł. Zwiększony popyt przemysłu aluminiowego spowodował, że elektrownia HS Orka zbudowała zakład geotermalny 100 MW w Reykjanes w 2006r., a Reykjavik Energy w Hellisheidi o mocy 303 MW w latach 2006–2011. Bez wzrostu popytu ze strony hut aluminium rozwój geotermalnych elektrowni w Islandii byłby znacznie wolniejszy, ponieważ rynek krajowy potrzebował tylko minimalnego wzrostu dostaw, a wiec i niewielkiej rozbudowy mocy. W żadnym innym kraju huty aluminium nie opierają się w takim stopniu na elektrowniach geotermalnych, produkujących energię elektryczną, jak to jest w Islandii.

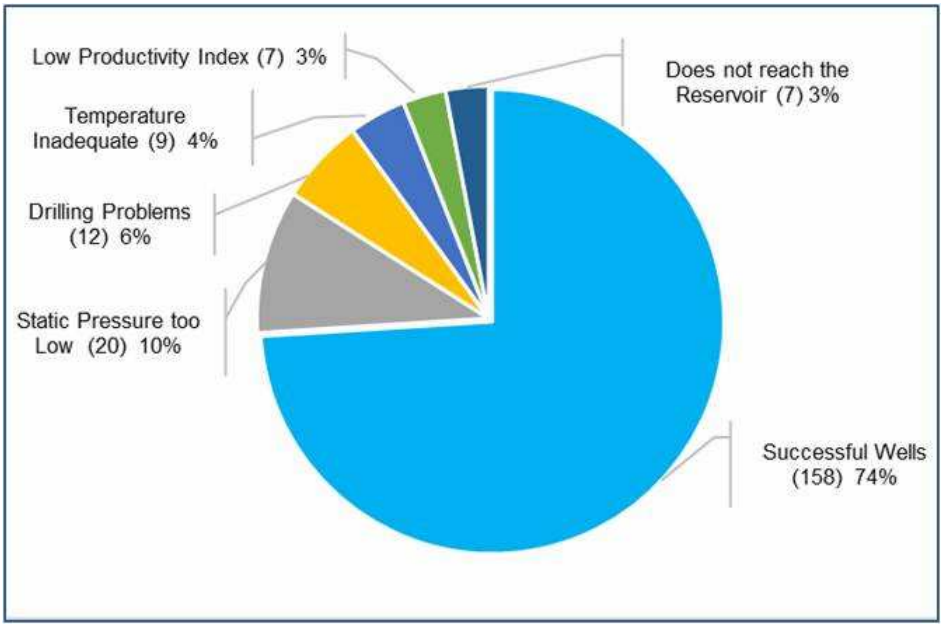
Ponad 300 otworów produkcyjnych zostało wywierconych na wysokotemperaturowych polach. Z tego 208 sięga głębiej niż 500 m, 36 ma ponad 2000 m, a 6 ponad 3000 m. Na polach niskotemperaturowych zostało wywierconych ok. 860 otworów produkcyjnych, z czego 291 sięga głębiej niż 500 m, 19 ma ponad 2000 m, a jedna ponad 3000 m. Wykonano ponad 2600 otworów poszukiwawczych dla rozpoznania zasobów o gradiencie wysokotemperaturowym. Większość z nich ma mniej niż 100 m, ale niektóre przekraczają 1000 m głębokości. Otwory te są rzadko przeznaczane do produkcji. W ostatnim dziesięcioleciu dominują wiercenia dla wydobycia pary wodnej dla celów produkcji energii elektrycznej.

5.9.2.4. Sukces geotermalnych wierceń w Islandii

Krajowy Urząd Energii (OS)przeprowadził badania otworów zarejestrowanych w Islandii. Dotyczyły najpierw otworów o wysokiej i średniej entalpii, a obecnie otworów o niskiej entalpii. Zamieszczamy tutaj przegląd wyników badań w każdej z tych kategorii. Ogólnie badania wskazują na spodziewaną skuteczność wierceń, a szczególnie, w jaki sposób wskaźnik powodzenia wzrasta przy każdym otworze wywierconym na tym samym obszarze geotermalnym.

Powodzenie wiercenia otworów geotermalnych o wysokiej entalpii w Islandii

W przypadku otworów o wysokiej entalpii (T>200°C), 213 z nich poddano analizie w pięciu zbiornikach geotermalnych, gdzie są eksploatowane elektrownie geotermalne. 158 czyli 74% z nich udano za udane przedsięwzięcia. Żadne analizowane pole nie miało wskaźnika powodzenia poniżej 50%. Ok. 6% wszystkich otworów było nieefektywnych ze względu na problemy wiertnicze, 4% dawało nieodpowiednie temperatury, 10% nie można było eksploatować przy niskim ciśnieniu statycznym, 3% miało niską przenikalność wody, a 3% otworów było zbyt płytkich i nie sięgały zbiornika geotermalnego.



Rys. 5.9.2.7. Wskaźnik powodzenia i problemy napotkane w otworach o wysokiej entalpii

Średni odsetek inwestycji zakończonych powodzeniem poprawił się z 43% w przypadku wiercenia pierwszego otworu (na danym polu) do 60% dla pierwszych pięciu otworów i wyrównuje się na poziomie 74% dla pierwszych piętnastu otworów. Pierwszych pięć otworów wywierconych na danym polu jest klasyfikowanych jako Etap Poszukiwań, kolejne 25 to Etap Rozwoju, a kolejne wywiercone na danym polu należą do Etapu Eksploatacji. Etap Poszukiwań ma najbardziej zmienny wskaźnik powodzenia, który jednak poprawił się w ostatnich dziesięcioleciach. Prawdopodobieństwo skuteczności otworów na Etapie Rozwoju wynosi prawie 80%. Zwiększało się do 2000 r., ale później spadło. Ta sama tendencja jest obserwowana w przypadku otworów wierconych na Etapie Eksploatacji zakładu geotermalnego. Obniżenie wskaźnika powodzenia może odzwierciedlać albo zamykanie otworu, albo przyspieszanie rozwoju w zależności od uzyskanych wyników w danym czasie, które decydują o planowaniu wierceń. Średnia moc wszystkich 213 wywierconych otworów produkcyjnych wynosi 4,9 MWe, ale 6,7 MWe pochodzi ze 158 otworów. Moc ma rozkład logarytmiczno-normalny o wartości średniej i najbardziej prawdopodobnej 4,8 MWe, ze standardowym odchyleniem 2,3 MWe. Skumulowana średnia moc wzrasta z 2,5 do 4,8 MWe na Etapie Rozwoju i osiąga 4,9 MWe na Etapie Eksploatacji. Pięć głównych elektrowni geotermalnych działających w Islandii posiada wskaźnik mocy zainstalowanej, podzielony przez liczbę wywierconych otworów produkcyjnych, w zakresie od 1,3 do 5,3 MWe/otwór i średnią wartość ważoną 3,5 MWe/otwór. Otwory o głębokości 2.000-2.500 mają najwyższą średnią moc: 5,8 MWe, a następnie otwory 1500-2000 m średnią moc 5,5 MWe. Otwory z regularną obudową produkcyjną o średnicy 200-250 mm mają średnią moc 5,5 MWe, natomiast otwory o dużej średnicy obudowy otworu 300–350 mm mają moc 8,9 MWe. Średnia moc kierunkowo wierconych otworów wynosi 6,1 MWe, w porównaniu do 4,0 MWe dla otworów pionowych. Następuje wyraźny wzrost mocy wraz ze wzrostem entalpii. Otwory sięgające do poduszki pary wodnej nad dwufazowym zbiornikiem geotermalnym o temperaturze 230-240°C,mają najwyższą moc: 11,0 MWe i 100% wskaźnik skuteczności wiercenia. Otwory sięgające do dwufazowego zbiornika geotermalnego o T>300°C mają średnią moc: 6,2 MWe i 86% wskaźnik skuteczności.

Sukces otworów geotermalnych o średniej entalpii w Islandii

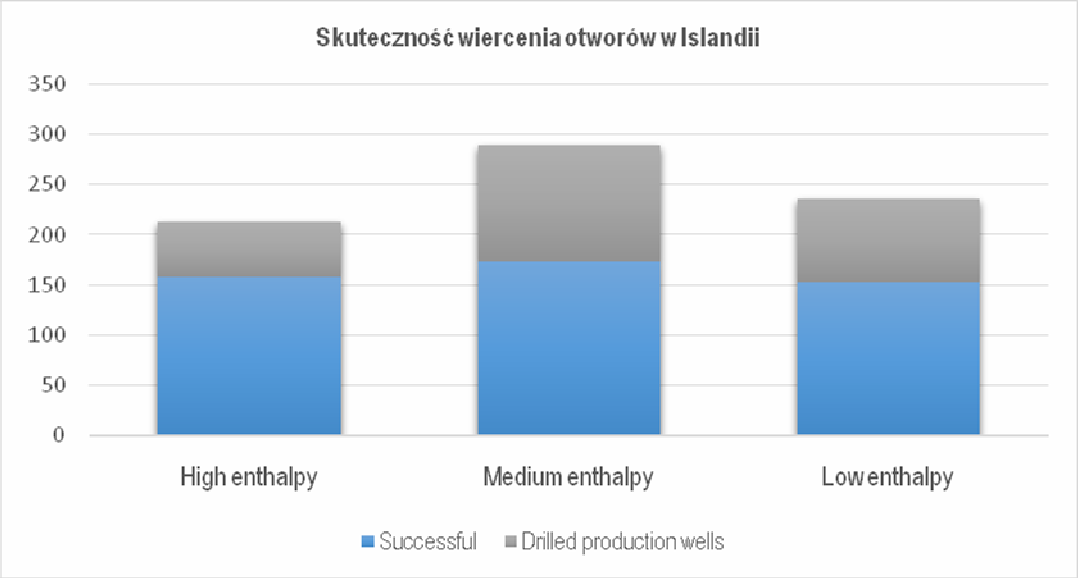
Poddano analizie 655 otworów o średniej entalpii (100°C<T<200°C),wywierconych w latach 1928-2014. Działają one na 37 polach geotermalnych. Otworów produkcyjnych było 289 o głębokości 10-3.085 m, a średnio 650 m. Ok. 60% z nich okazało się skutecznych dla produkcji po wywierceniu, a 62% jest nadal użytkowanych. Dane o wydajności są dostępne dla 132 otworów produkcyjnych i 54 nieeksploatowanych. Średnia wydajność dla tych 186 otworów wynosi 12,1 l/s. Spośród wszystkich otworów 193 dawało wodę o temperaturze powyżej 90°C i te poddano dalszej analizie z punktu widzenia średniego wykorzystania entalpii. Miały one głębokość 52-3085 m, a średnią 861 m. W tej grupie 77% otworów było skutecznych po wywierceniu, a 70% z nich jest nadal użytkowanych. Średnia wydajność 132 skutecznych i 44 otworów nieprodukcyjnych wynosi 13 l/s. Ok. 89% głównych otworów produkcyjnych mieści się w górnej grupie otworów o głębokości co najmniej 1000 m, dając szeroki zakres wydajności wody ok. 62 l/s, za wyjątkiem 2 otworów, które mają wydajność 100 l/s i 110 l/s. Otwory wydobywcze poniżej 1000 m dają ograniczoną wydajność, zwykle poniżej 20 l/s. Przy tych głębokościach tylko trzy otwory mają wydajność powyżej 18 l/s. Otwory dające wodę o temperaturze powyżej 80°C są uznawane za skuteczne dla ogrzewania budynków. Otworów skutecznych pod tym względem było 132 spośród 193, czyli 68%. Otwory dające wodę o temperaturze powyżej 95°C są uznawane za skuteczne dla produkcji energii elektrycznej. Otworów skutecznych pod tym względem było 109 spośród 193 czyli 56,5%. Analiza ta wskazuje, że 37 zbiorników geotermalnych o średniej entalpii ma sumaryczny potencjał termalny powyżej 35°C o wartości 935 MWth i potencjał elektryczny 44 MWe, przy zastosowaniu Organicznego Obiegu Rankine'a, co daje w sumie 494 MWth pozostałego potencjału termalnego o temperaturze wody 80°C w przypadku bezpośredniego użytkowania kaskadowego. Dziesięć największych zbiorników geotermalnych ma wielkość od 37 do 132 MWth i od 1 do 7,4 MWe.

Sukces otworów geotermalnych o niskiej entalpii w Islandii

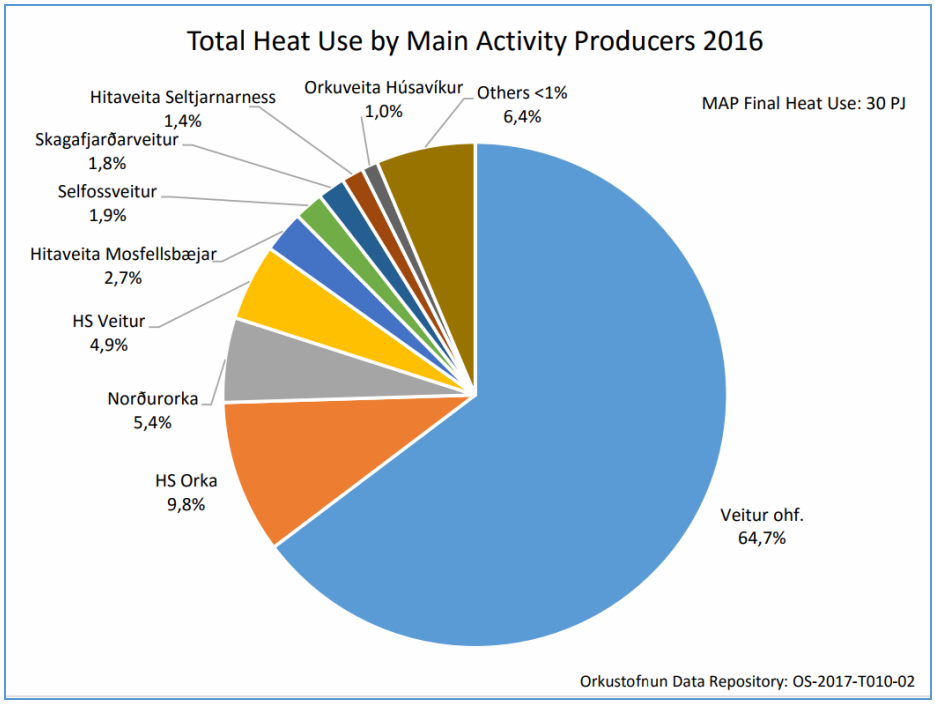
Liczba zbiorników geotermalnych należących do tej kategorii jest największa. Na początku analizy skupiono się na zbiornikach geotermalnych produkujących geotermalną energię cieplną w zakładach posiadających naturalny monopol. W sumie Urząd OS poddał analizie 52 zbiorniki geotermalne tego rodzaju. Otworów produkcyjnych użytkowano 173 oraz dodatkowo 9 źródeł. Otworów chłonnych było 5. Średni wiek otworów to 35 lat. Mają one średnią głębokość 1055 m i obudowę do 223 m. Średnia temperatura wody wynosi 88°C. Skuteczność wiercenia zmienia się bardziej w przypadku otworów o niskiej entalpii w porównaniu do otworów o wysokiej i średniej entalpii. Krajowy średni wskaźnik powodzenia wierceń zostanie dopiero oszacowany. Najpierw poddano analizie pierwsze eksploatowane zbiorniki geotermalne, położone w rejonie stolicy kraju. W sumie wywiercono 236 otworów na tym terenie, w tym 14 w Seltjarnarnes, 47 w Laugarnes, 45 w Elliðaár, 4 w Digranes, 81 w Reykir i 56w Reykjahlíð. W sumie 154 otworów było skutecznych, czyli 65% spośród 236 wszystkich wywierconych otworów. Oprócz zakładów ciepłowniczych z wyłącznym prawem dostaw ciepła, istnieje ponad 200 zarejestrowanych instalacji, z których wiele zostało dawniej sfinansowanych z budżetu państwa dla celów ogrzewania basenów, szklarni, hodowli ryb, budynków publicznych i gospodarstw w całym kraju. Nasza analiza statystyczna nie obejmuje informacji dla tego rodzaju działalności ze względu na brak pewnych i aktualnych danych. Jednak rejestr otworów posiada informacje o wielu projektach tego rodzaju otworów, chociaż nie zostały one zaktualizowane.

Tabela 5.9.2.1. Przegląd wskaźników powodzenia otworów w trzech rodzajach zbiorników geotermalnych w zależności od entalpii. Średni wskaźnik powodzenia wynosi 66% w Islandii dla 48 analizowanych zbiorników

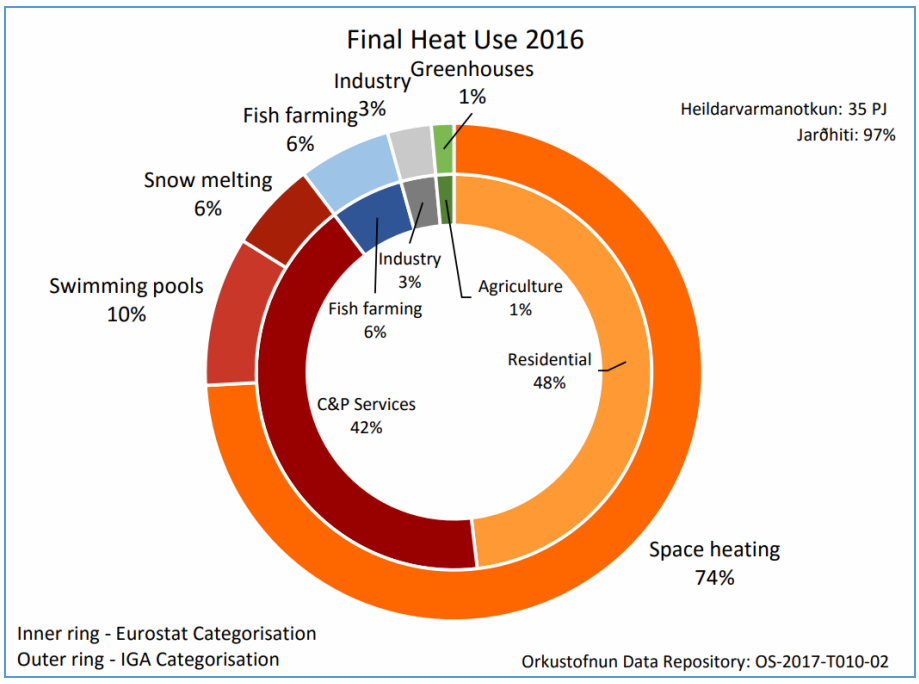
Klasyfikacja zbiorników geotermalnych	Wskaźnik powodzenia
O wysokiej entalpii (213 otworów produkcyjnych w 5 zbiornikach geotermalnych)	74%
O średniej entalpii (289 otworów produkcyjnych w 37 zbiornikach geotermalnych)	60%
O niskiej entalpii (236 otworów produkcyjnych w pobliżu stolicy w 6 zbiornikach)	65%
Średnia (738 otworów produkcyjnych wywierconych na 48 zbiornikach)	**66%**



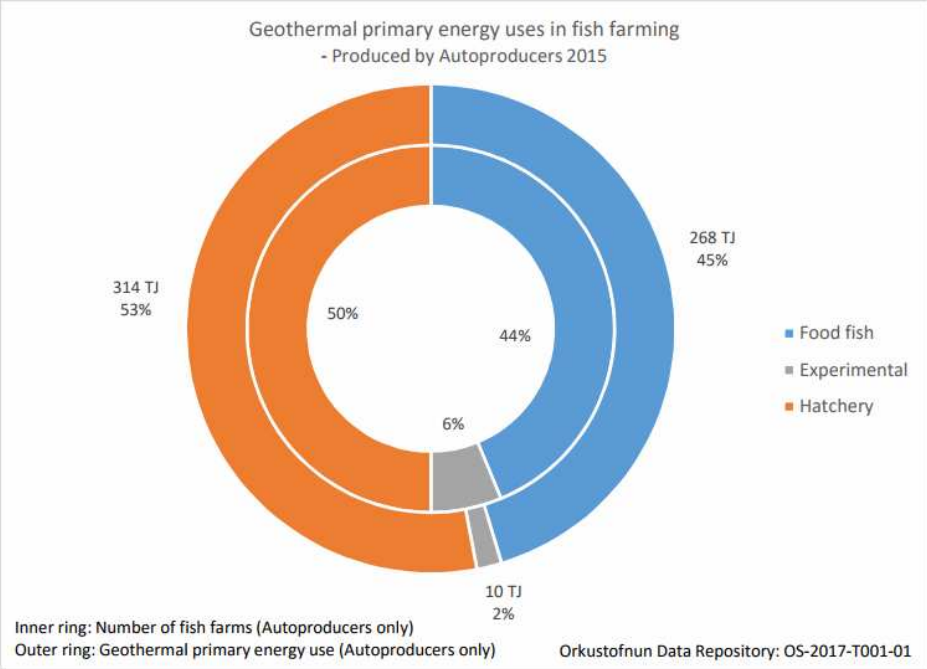
Rys. 5.9.2.8. Skuteczność wiercenia otworów w Islandii dla 48 zbiorników geotermalnych po analizie 738 otworów produkcyjnych. Najwyższy wskaźnik powodzenia wynosi 74% dla otworów o wysokiej entalpii, następnie dla otworów o niskiej entalpii 65% i w końcu dla otworów o średniej entalpii 60%. Ogólnie wskaźniki pokazują, że średnio ok. dwóch spośród trzech wywierconych otworów jest skutecznych w Islandii. Dalsza analiza dotyczyła ustalenia, na jakiej głębokości strefa poboru energii ma najwyższe prawdopodobieństwo zapewnienia ekonomicznej wydajności



Rys. 5.9.2.9. Ogólne wykorzystanie energii cieplnej przez zakłady ciepłownicze w Islandii w 2016 r. Istnieje ponadto prawie 200 indywidualnych, lokalnych geotermalnych instalacji grzewczych



Rys. 5.9.2.10. Ogólne, ostateczne przeznaczenie energii cieplnej w Islandii w 2016 r. Najpowszechniejsze jest ogrzewanie budynków



Rys. 5.9.2.11. Na farmach hodowli ryb woda geotermalna służy do regulowania temperatury. W prognozie energetycznej do 2050 r. szacuje się, że nastąpi największy wzrost hodowli ryb spośród różnych form wykorzystywania wód geotermalnych, oprócz ogrzewania budynków, wraz ze wzrostem liczby mieszkańców

5.9.2.5. Przykłady najlepszej praktyki wiercenia otworów i zasady dobrego projektowania otworów

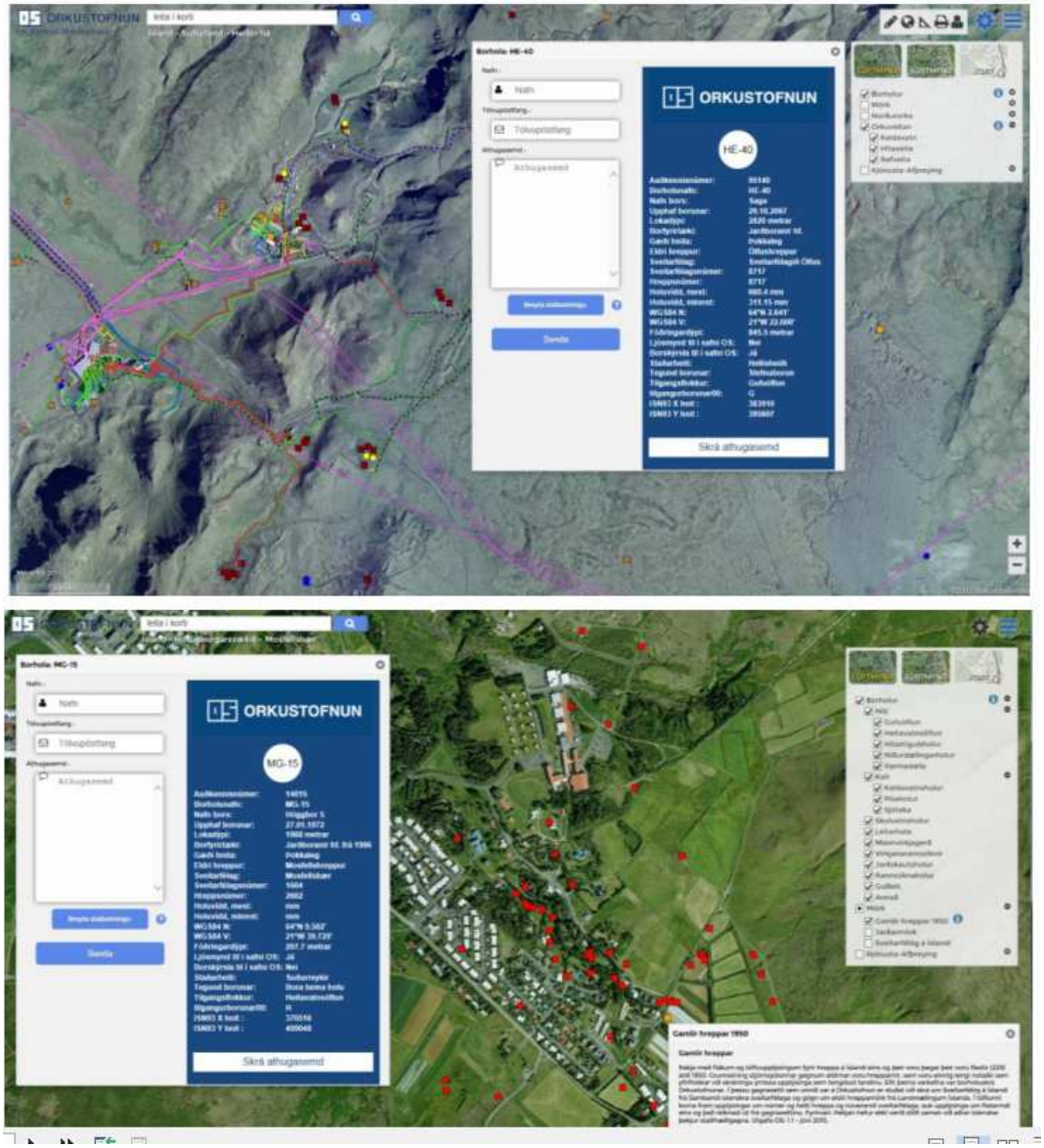
Istnieją różne aspekty, jakie należy uwzględnić w czasie projektowania i budowy otworu. Cechą oczywistą i ważną jest przewidywana funkcja otworu. Jeżeli planuje się wydobywanie wody (gorącej lub zimnej), to takie kwestie, jak temperatura, pH, zasolenie, stężenie tlenu i inne parametry fizyczne i chemiczne odgrywają istotną rolę w ustaleniu, którą technologię i jakie urządzenia należy zastosować do jego wykonania. Poza tym istnieją czynniki zewnętrzne, które także należy uwzględnić. W tym kontekście ważne są dane o strukturze geologicznej, poziom wód gruntowych i charakterystyka wód podziemnych dla zbudowania skutecznej konstrukcji i wykorzystania otworu.

Równie ważne jest ustalenie właściciela i zakresu odpowiedzialności za otwór w celu jego zarejestrowania, szczególnie kiedy zbliżamy się do kresu jego żywotności lub decyzji o zakończeniu eksploatacji. Źle utrzymywany lub zaniedbany otwór może spowodować szkodliwe konsekwencje dla zasobów naturalnych, z jakich korzysta czy innych naturalnych zjawisk podziemnych (np. jakości wód podziemnych i gruntowych, stabilności warstw), jak również dla środowiska na powierzchni i pod powierzchnią terenu. Ponadto pogorszenie się stanu głowicy otoku, jego urządzeń i instalacji rurowych może stwarzać niebezpieczeństwo dla ludzi i zwierząt. Po zaprzestaniu użytkowania otworu musi być on zamknięty i wyłączony w taki sposób, który nie będzie stwarzał szkód w przyszłości.

Dobrze określony i zarejestrowany zakres odpowiedzialności za otwór jest istotnym czynnikiem dla odnośnych władz, które odpowiadają za regulacje dotyczące jego użytkowania i utrzymania, a także za bezpieczne jego wyłączenie po eksploatacji. Ważne jest również udokumentowanie położenia otworu, ponieważ będzie on miał wpływ na przyszłe planowanie przestrzenne i zabudowę na tym terenie.

W celu oceny przedmiotowych spraw Urząd OS opracował zestaw kryteriów projektowania, wiercenia i obudowy otworów oraz zakresu przekazywanych informacji o ich parametrach. Tego rodzaju kryteria można zapisać w przepisach administracyjnych (lokalnych) lub rozporządzeniach. Jednak w Islandii zasady te rozwijały się w ramach współpracy pomiędzy Urzędem OS, firmami energetycznymi i wiertniczymi oraz innymi podmiotami. Rozpatruje się jednak sformalizowanie przepisów w celu zapewnienia stabilności przetwarzania danych, jednolitości wymagań i bezpieczeństwa przyszłego korzystania z naturalnych zasobów podziemnych oraz ochrony środowiska.

Urząd OS prowadzi i obsługuje specjalny rejestr wszystkich otworów wywierconych w Islandii. Krajowy Rejestr Otworów jest dostępny na stronie internetowej (www.map.is/os). Pokazuje rozmieszczenie otworów w kraju. Każdy otwór ma zestaw podstawowych informacji, np. głębokość całkowita, głębokość obudowy, przeznaczenie i rodzaj otworu, rok wywiercenia oraz czy posiada ona dane geofizyczne złożone w Urzędzie i czy są one dostępne publicznie.



Rys. 5.9.2.12. Rejestr otworów w Islandii, pokazujący ich lokalizację i inne informacje

Portal oprócz informacji zebranych przez Urząd OS posiada zbiory danych zapisane przez innych użytkowników, np. zakłady komunalne, instytucje publiczne i firmy prywatne. Każdy podmiot udostępniający dane archiwizuje je na swoim serwerze i dlatego może je aktualizować u siebie, podobnie, jak obserwować stan zbiorów danych przekazanych przez innych użytkowników. Jest to bardzo wygodne narzędzie, pozwalające na wymianę danych bez konieczności pobierania danych od wszystkich instytucji i zakładów. Każda osoba może nie tylko zobaczyć otwory zarejestrowane przez Urząd OS, lecz także np. sieci ciepłownicze i różnorodne inne informacje.

5.9.2.6. Główne czynniki kryteriów wiercenia otworów

Rejestracja otworów

Przed podjęciem wiercenia należy złożyć w Urzędzie zawiadomienie o planowanych robotach wiertniczych i innych robotach budowlanych. Zawiadomienie zawiera szczegółowe informacje o otworze, jego przeznaczeniu i podmiocie odpowiedzialnym za wiercenie (firma lub osoba, np. właściciel gruntu).

Po otrzymaniu zawiadomienia Urząd OS nadaje inwestycji stały numer identyfikacyjny i rejestruje otwór w Krajowym Rejestrze Otworów.

Wiercenie otworów

Wiercenie otworu wymaga pozwolenia środowiskowego, wydawanego przez miejscowy Wydział Zdrowia w celu minimalizacji zanieczyszczeń i zapewnienia bezpieczeństwa i higieny w trakcie robót wiertniczych. Firmy wiertnicze muszą zapewnić, iż

roboty nie spowodują szkody ludziom oraz zwierzętom hodowlanym i dzikim. Otwór ma być wiercony tak, aby zminimalizować potencjalny wpływ na inne formy użytkowania terenu w przyszłości.

W czasie robót wiertniczych wykonawca musi zapisywać wszystkie czynności w Dzienniku Budowy, a jeżeli zażąda tego Urząd OS, to również musi pobierać i przechowywać próbki zwiercin lub rdzenie pobrane z otworu. Nie później niż w ciągu miesiąca od zakończenia robót wiertniczych wykonawca musi przesłać do OS wstępny opis robót wiertniczych.

Obudowa otworu

Na koniec robót wiertniczych należy założyć głowicę otworu w sposób bezpieczny, wraz ze stałym oznakowaniem tak, aby uniknąć niebezpieczeństwa i utrudnienia ruchu. Otoczenie należy przywrócić do stanu pierwotnego, aby zmniejszyć do minimum wypadki ludzi i zwierząt, np. przez wpadnięcie do otworu.

Zamknięcie otworu na stałe

Kiedy zakończy się użytkowanie otworów, jej ściany i głowica muszą być w zadowalającym stanie dla zapewnienia szczelności i całkowitego zamknięcia. Jeżeli w otworze pozostawia się obudowę czy inne urządzenia, to jego lokalizacja musi być trwale oznakowana dla bezpieczeństwa osób postronnych.

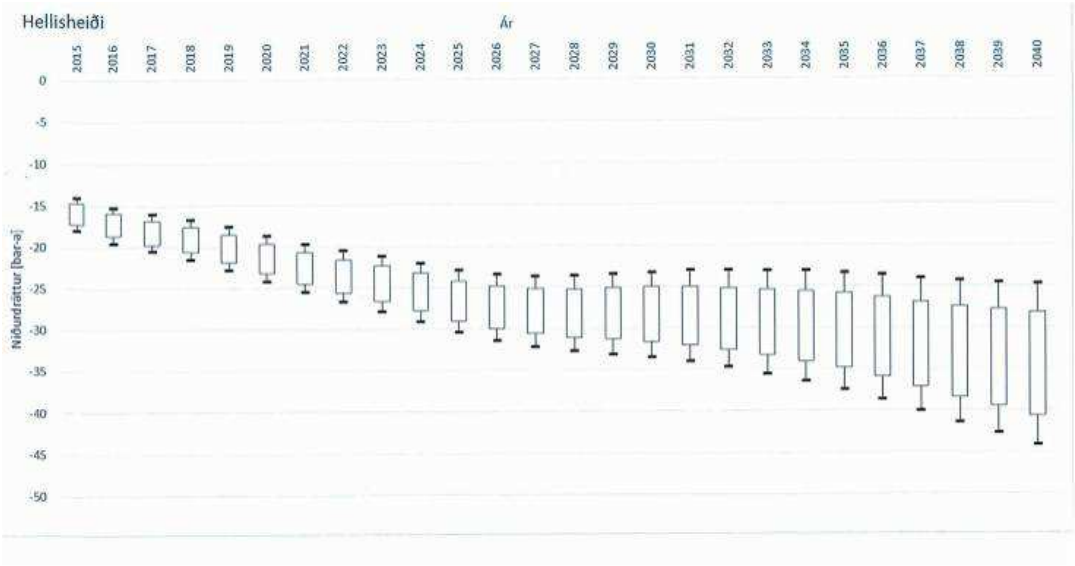
Wyłączenie otworu z eksploatacji i jego zamknięcie należy zgłosić do Urzędu OS, a w zawiadomieniu należy podać metodę uszczelnienia otworu oraz czy pozostawiono w otworze obudowę i inne urządzenia, a także opis oznakowania głowicy i otoczenia, wraz z metodą oznakowania, jeżeli to konieczne.

5.9.2.7. Zarządzanie zasobami

Na etapie eksploatacji moc źródła musi być regularnie oceniana w sposób naukowy i techniczny na podstawie analiz chemicznych, geologicznych i geofizycznych, a także badania otworu. Aby dana instalacja mieściła się w granicach ekonomicznej wydajności, produkcja musi się mieścić w takich granicach, które zapewnią długoterminową produkcję energii. Zatłaczanie płynu geotermalnego do zbiornika geotermalnego może wspierać długoterminowe użytkowanie otworu. Modele oceny mocy produkcyjnej opracowuje się na podstawie ciągłego zbierania danych w okresie eksploatacji. Eksploatacja zasobów geotermalnych może być uwarunkowana wymaganiami ustawowymi.

Jeżeli eksploatacja zakładu geotermalnego opiera się na zasobach geotermalnych i wykracza poza granice administracyjne, w których mieści się zakład, należy zbadać skutki takiej sytuacji. Warunki techniczne dla eksploatacji produkcyjnej to np. charakterystyka zbiornika geotermalnego, typ turbiny, liczba i parametry turbin, zasady BHP, przestrzeganie przyjętych granic spadku ciśnienia i schłodzenia wód w zbiorniku geotermalnym, monitorowanie zmian charakterystyki fizycznej płynu i aktualizacja modeli oceny zbiornika podziemnego, konserwacja otworu i uzupełnianie wymagań dla niego, zatłaczanie płynu geotermalnego, jeżeli jest stosowane, położenie zespołu otworów oraz konserwacja i adaptacja systemu dostawy wody lub pary.

Parametry możliwości i ograniczenia produkcji energii to np. modele popytu na energię (np. obciążenie bazowe i szczytowe), ceny energii, inne agregaty, ich moc i ograniczenia, kwestie przesyłu itp. Ważne jest pełne zoptymalizowanie i zmaksymalizowanie wydajności zasobów geotermalnych, tzn. zmaksymalizowanie wykorzystania dostępnej energii geotermalnej, biorąc pod uwagę szanse i ograniczenia dotyczące aspektów naukowych, technicznych, społecznych, ekonomicznych, środowiskowych i finansowych, opartych na procesie cyklicznym i konsultacyjnym. Wydajność może być bezpośrednio związana z rodzajem instalacji technicznej, np. wydajnością systemu wydobywania wód geotermalnych i turbin. Wydajność można oszacować przez ocenę wydajności energetycznej i pierwotnej wydajności energetycznej. Wielokrotne wykorzystanie wody i (lub) systemy kaskadowe oraz zatłaczanie wody do zbiornika podziemnego mają również wpływ na wynik oceny.



Rys. 5.9.2.13. Dopuszczalne zmiany ciśnienia zapisane w koncesji największej w Islandii Elektrowni Geotermalnej Hellisheiði. Jeżeli spadek wydajności otworu produkcyjnego przekroczy wartości podane szacunkowo, to wdrażany jest protokół najpierw dla celów ponownej kalibracji urządzeń, a następnie dokonuje się ponownych pomiarów w oparciu o zaktualizowany model numeryczny. Oprócz badania spadku wydajności produkcyjnej otworu wykonuje się pomiary i jeżeli pokazują średniorocznie powyżej 3% wartości spadku w okresie pięcioletnim, to uznaje się że jest to sygnał ostrzegawczy, który należy poddać analizie

Zasady zatłaczania płynu geotermalnego

Krajowy Urząd Energii (OS) we współpracy z interesariuszami opublikował zasady odnoszące się do gotowości i reagowania na zagrożenie sejsmiczne, jakie może wywołać zatłaczanie płynu do złoża poprzez otwory. Zasady te należałoby w Polsce poddać analizie pod kątem ich przydatności. Celem tych zasad jest zminimalizowanie niebezpieczeństwa dla ludzi i obiektów oraz uciążliwości, wynikających z aktywności sejsmicznej wywołanej zatłaczaniem płynu poprzez otwory. Zasady te mają także na celu zaostrzenie i objaśnienie obowiązków, funkcji i zaangażowania posiadaczy koncesji, Urzędu OS i innych stron w każdej sytuacji oraz promowanie właściwego skupienia się na przygotowaniu i realizacji operacji zatłaczania.

Obszary geotermalne w niektórych przypadkach mogą być geologicznie aktywne i stąd podlegają różnego rodzaju zjawiskom sejsmicznym. Wydobycie płynu i jego ponowne zatłoczenie pod ziemię po wykorzystaniu energii geotermalnej może spowodować zmiany w polu naprężeń górotworu w strefie otworów produkcyjnych i chłonnych. Badania zatłaczania płynu na terenach geotermalnych wykazały, że na aktywnych polach w Islandii produkcja może wywoływać małe zjawiska sejsmiczne. Z jednej strony są one reakcją na zmiany naprężeń, ale z drugiej strony mogą prowadzić do większych zjawisk w terminie późniejszym. Najczęstszą przyczyną tego procesu są zmiany prędkości zatłaczania, np. jeżeli zatłaczanie zostanie z jakiegoś powodu zatrzymane na pewien czas, to prawdopodobieństwo wystąpienia małej sejsmiczności wzrasta. Ogólnie mówiąc, tego rodzaju zjawiska nie są odczuwane na powierzchni, ale w określonych przypadkach może pojawić się duże prawdopodobieństwo, iż zwiększone ciśnienie płynu wywołane rozprężeniem skał spowoduje większe zjawisko sejsmiczne.

Zatłaczanie płynu geotermalnego do złoża stanowi ważny element korzystania z energii geotermalnej, z jednej strony, aby pozbyć się płynu, a z drugiej strony, by przeciwdziałać spadkowi ciśnienia w zbiorniku geotermalnym. W pewnych przypadkach zatłaczanie jest obowiązkowe, zgodnie z koncesją na korzystanie z zasobów lub pozwoleniem na eksploatację, według Ustawy Nr 7/1998 w sprawie BHP i kontroli zanieczyszczenia środowiska, a proces ten wykonuje się od samego początku eksploatacji zakładu geotermalnego. W innych przypadkach zatłaczanie podejmowano po pewnym okresie eksploatacji. Jednak powszechnie korzysta się z energii geotermalnej bez zatłaczania płynu pod ziemię.

Skutki zjawisk sejsmicznych w przypadku zatłaczania są dwojakiego rodzaju. Z jednej strony powstaje ryzyko szkód w obiektach i zagrożenie ludzi, ale z drugiej strony powstają uciążliwości w przypadku powtarzania się takich małych zjawisk. W trakcie przygotowań do zatłaczania operatorzy mogą sprawdzić właściwe normy w tej kwestii i porównać je do skutków i konsekwencji w środowisku. Prawo budowlane określa rodzaje budynków wznoszonych na terenach sejsmicznych, sposoby użytkowania budynków oraz cykle nawrotu przyspieszenia mas gruntu. Jeżeli chodzi o uciążliwości wynikające z małych zjawisk sejsmicznych i trzęsień ziemi, to w Islandii nie przyjęto żadnych zaleceń, ponieważ wystarczają normy projektowe dla budowli i budynków w zakresie skutków wibracji, np. ISO 10137/2007, z którymi można się zapoznać dla analizy i oceny możliwych skutków.

Ilości zatłaczanego płynu, związane z korzystaniem z geotermalnych źródeł energii ciągle wzrastają. W zakresie opisanego tu ryzyka Urząd OS wydał przepisy w sprawie przygotowania i wykonywania operacji zatłaczania płynu poprzez otwory (Nr OS-2016-R01-01). Ich celem jest zminimalizowanie ryzyka szkód dla ludzi i budowli oraz uciążliwości wynikających ze zjawisk sejsmicznych wywołanych zatłaczaniem płynu pod ziemię poprzez otwory. Ponadto przepisy mają na celu zaostrzenie i objaśnienie obowiązków, funkcji i zaangażowania posiadaczy koncesji, Urzędu OS i innych stron w każdej sytuacji oraz promowanie właściwego skupienia się na przygotowaniu i realizacji operacji zatłaczania.

Cele ustalania tego rodzaju przepisów są dwojakiego rodzaju. Głównym celem jest zapewnienie informacji wnioskującym o wydanie koncesji produkcyjnej, zgodnie z Ustawą o energetyce Nr 65/2003oraz i pozwolenia operatorskiego, zgodnie z Ustawą Nr 57/1998 w sprawie badań na rzecz wykorzystania zasobów Ziemi (Ustawa o zasobach Ziemi), w przypadku produkcji energii elektrycznej lub innego wykorzystania energii geotermalnej. Zapisano tam wymagania, jakie należy uwzględnić w przypadku uzyskania i aktualizacji tego rodzaju koncesji i pozwoleń w odniesieniu do przepisów z punktu 7, Art.18 Ustawy o zasobach ziemi i punktu 4, § 1, Art. 6 Ustawy o energetyce. Przepisy te są uznawane przez Urząd OS za optymalny kodeks postępowania, a posiadacze koncesji i pozwoleń produkcyjnych i inni właściciele praw do korzystania ze źródeł energii geotermalnej są zachęcani do ich przestrzegania w trakcie przygotowania i realizacji operacji zatłaczania płynu pod ziemię przez otwory.

Obecne zalecenia mają na celu objaśnienie problemów poruszonych w poszczególnych artykułach przepisów i ułatwienie przygotowania i realizacji operacji zatłaczania płynu przez posiadaczy koncesji, a także spraw związanych ze wstępną oceną sytuacji, planem badań, monitorowaniem, nadzorem i opracowaniem planów awaryjnych. Ponadto podaje się tam przykłady, o których powinni pamiętać posiadacze koncesji i pozwoleń geotermalnych w trakcie przygotowania i realizacji operacji zatłaczania płynu.

Odniesienia do poszczególnych artykułów przepisów dotyczą gotowości i reagowania na zagrożenie sejsmiczne, jakie może wywołać zatłaczanie płynu pod ziemię poprzez otwory.

Przepisy posiadają cztery rozdziały poświęcone ocenie ryzyka i proponowanych sposobów jego usuwania. Ocena wstępna służy do zrozumienia całości ryzyka. Z kolei należy przedstawić plan badań, jeżeli są konieczne, a następnie prowadzić nadzór i monitoring, wraz z opracowaniem planu awaryjnego w przypadku ryzyka trzęsienia ziemi oraz sposobów reakcji na nie.

5.9.2.9. Wnioski

Na podstawie powyższego przeglądu sytuacji jaka istnieje w Islandii, można sformułować pewne zalecenia:

- Dobre zarządzanie i kontakt ze społeczeństwem (społecznością lokalną) mają ważne znaczenie dla zapewnienia realizacji inwestycji geotermalnych.
- Ramy prawne wspierają zrównoważone korzystanie z zasobów geotermalnych.
- Ważne jest posiadanie analiz otworów, które wcześniej wywiercono w kraju. W przypadku Islandii są one dostępne w Krajowym Rejestrze Otworów.
- Należy stworzyć kompleksowe ramy regulacyjne dla zapewnienia bezpieczeństwa robót wiertniczych, eksploatacji i zamykania otworów.
- Kluczowym aspektem tego rodzaju ram prawnych jest ustalenie właściciela otworu odpowiedzialnego za bezpieczeństwo oraz nieszkodzenie ludziom i środowisku.
- Operacje wiertnicze podlegają rygorystycznym normom w celu ograniczenia ich wpływu na środowisko i zapewnienia bezpieczeństwa pracowników oraz ochrony miejscowego środowiska.
- Informacje o otworach w najlepszym przypadku powinny być dostępne publicznie dla każdej zainteresowanej osoby, poprzez stronę internetową, jak to jest w przypadku map dostępnych na portalu Urzędu OS. Ponadto powinna być możliwość integrowania informacji o otworach z innymi bazami danych, np. o infrastrukturze naziemnej i podziemnej, w celach informacyjnych.
- Analiza skuteczności wywierconych otworów jest narzędziem pomocnym dla ustalenia poziomu sukcesu wiercenia otworu, jak się on zmienia z czasem i jakie są możliwe usprawnienia.
- W Islandii okazało się, że konieczne są przepisy dotyczące warunków zatłaczania płynu geotermalnego, ze względu na zjawiska sejsmiczne indukowane działalnością człowieka. Tego rodzaju zjawiska są przedmiotem kontrowersji w krajach, w których prowadzi się inwestycje geotermalne i dlatego sprawę tę należy dokładnie rozważyć w celu zapewnienia sobie zgody społecznej dla rozwoju zakładów geotermalnych.

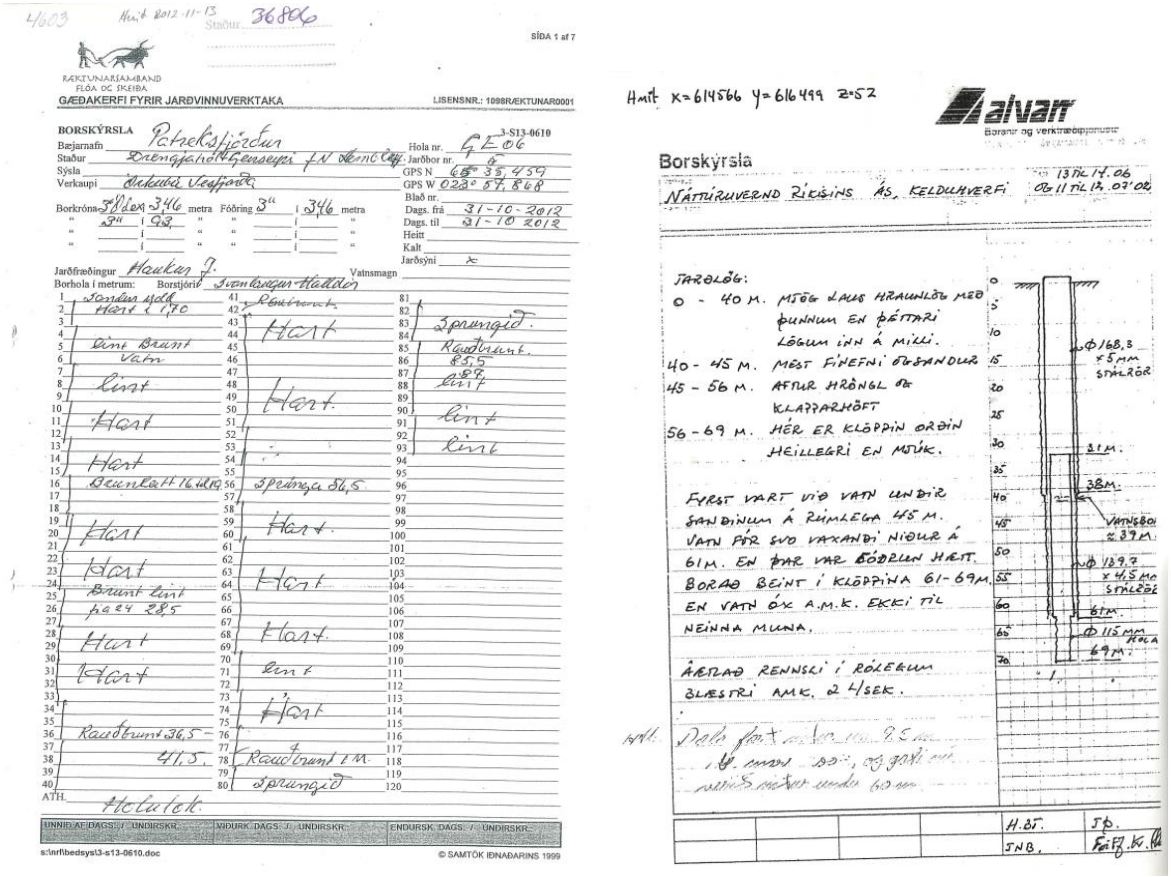
5.9.3. Rejestr wierceń w Islandii oraz zasady dobrego projektowania i przekazywania danych

Islandzki Urząd Rejestrowy w Orkustofnun prowadzi spis niemal wszystkich otworów wywierconych w kraju. Obecnie istnieje prawie 14.000 zarejestrowanych otworów. Podzielono je na trzy główne grupy: Otwory z zimną wodą, Otwory geotermalne i Otwory inne. Do każdej grupy należy mniej więcej jedna trzecia całkowitej liczby otworów.

- Otwory z zimną wodą zostały wywiercone dla poboru zimnej wody oraz wody morskiej. Grupa ta także zawiera otwory wywiercone dla celów poszukiwawczych oraz monitorowania poziomu wód podziemnych (gruntowych).
- Otwory geotermalne obejmują różne rodzaje wierceń dla potrzeb geotermii; otwory z wysoką entalpią (ponad 100°C) i niską entalpią (do 100°C), otwory chłonne (zatłaczające), a także badawcze (poszukiwawcze). Ostatnio dodane do tej grupy otwory to otwory wywiercone specjalnie dla zainstalowania w nich pomp ciepła.
- Grupa innych otworów zawiera różnorodne wiercenia. Większość z nich znajduje się w hydroelektrowniach i na placach budów. Istnieje też krótki spis otworów, wykonanych dla potrzeb ogólnego kopalnictwa minerałów, metali i innych przedsięwzięć geologicznych.

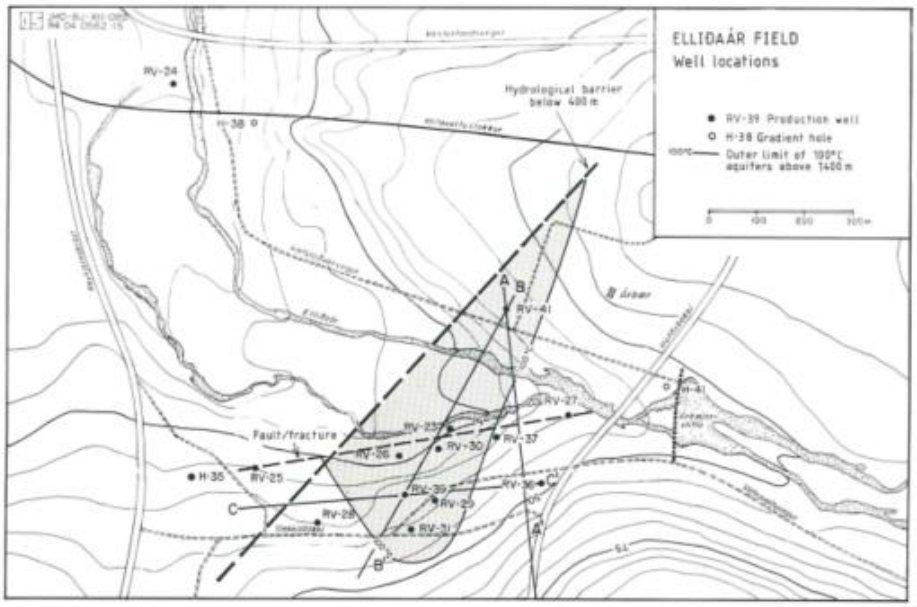
Dane zbiorcze mają głównie na celu przechowywanie zapisów o formacjach geologicznych, a także przepływach wód i temperaturze wody. W niektórych przypadkach w otworach wykonywano różnorodne badania, np. analizy chemiczne czy pomiary promieniowania.

Zbiór danych jest prowadzony na portalu internetowym, a informacje można uzyskać także pocztą elektroniczną i w innych formach. Urząd w Orkustofnun posiada także bogate zapisy historyczne sporządzone na papierze (Rys. 5.9.3.1), które zostały zeskanowane i są dostępne dla zainteresowanych.



Rys. 5.9.3.1. Przykładowa dokumentacja papierowa operacji wiertniczych.

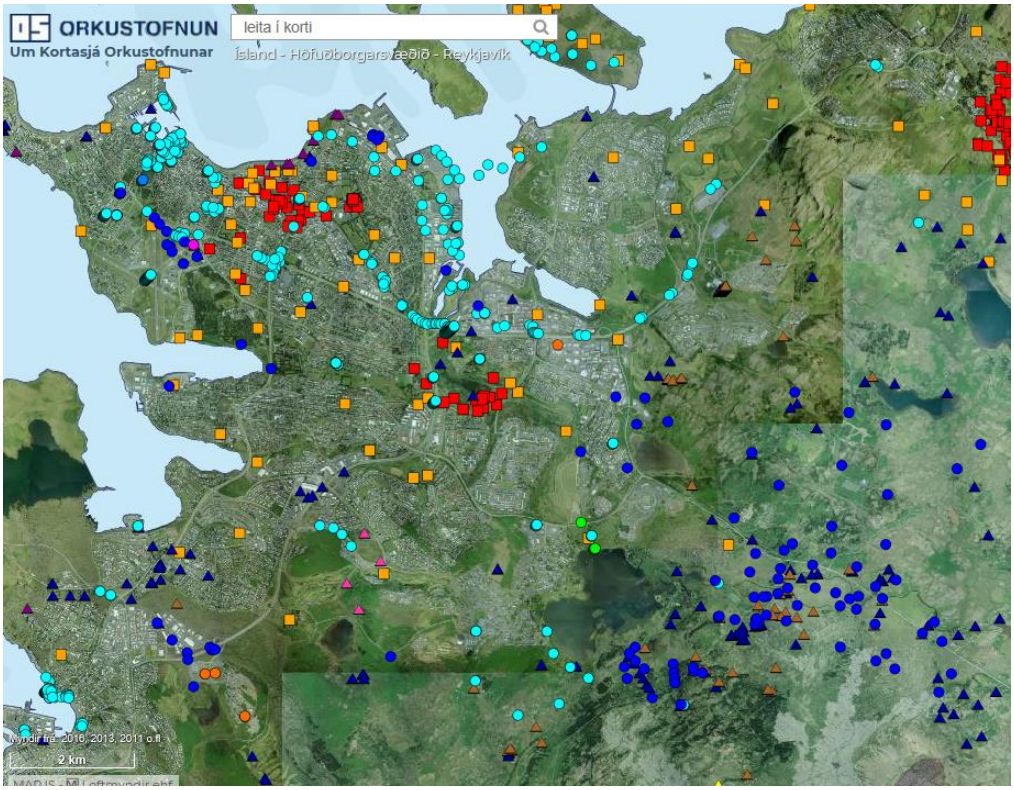
Dane zbiera się w Orkustofnun od wielu lat, a w 1989 r. utworzono bazę danych dla zgromadzenia wszystkich zapisów. Wspomniane wcześniej dokumenty papierowe stanowią podstawę bazy danych. Istnieją też innego rodzaju raporty (Rys. 5.9.3.2), artykuły i opisy techniczne, które można przeszukiwać dla uzyskania informacji.



Rys. 5.9.3.2. Przykładowa mapa z raportu technicznego.

Dokumentacja ta okazała się bezcenna dla uzupełnienia informacji oraz zbudowania jak najbardziej kompletnych zapisów.

W ostatnich kilku latach skupiono wysiłki na uściśleniu współrzędnych wszystkich znanych otworów. Jest to duże przedsięwzięcie ze względu na zmieniający się pejzaż. W wielu miejscach otwory zostały zakryte. Niemal wszystkie otwory znajdujące się w bazie danych mają już współrzędne i można je obejrzeć na mapie, zamieszczonej na serwerze w Orkustofnun (http://map.is/os). Jakość współrzędnych jest różna, ale narzędzie to okazało się bardzo pomocne dla osób pracujących w terenie. Dzięki niemu można wizualizować wszystkie znane operacje wiertnicze na danym obszarze i wykorzystać takie informacje do planowania kolejnych, efektywnych wierceń.



Rys. 5.9.3.3. Przykładowy widok mapy z serwera w Orkustofnun

Literatura:

Sveinbjörnsson, B. M. (2014). Success of High Temperature Geothermal Wells in Iceland.

Geothermal Policy, Options and Instruments for Ukraine, Based on Icelandic and International Geothermal Experience, Orkustofnun, 2016.

5.10. Pompy ciepła w ciepłownictwie geotermalnym w Norwegii i Islandii – rekomendacje dla Polski

5.10.1. Najlepsze praktyki w zakresie zastosowania pomp ciepła w geotermii w Norwegii – rekomendacje dla Polski

Wstęp

Ludzie potrzebują domów, a domy potrzebują ogrzewania. Do czasów rewolucji przemysłowej ogrzewanie opierało się na pasywnej energii słonecznej lub spalaniu biomasy. Po rewolucji przemysłowej i do dzisiaj paliwa kopalne stały się głównymi źródłami ciepła i są wykorzystywane w różnych urządzeniach. W Polsce ok. 50% zapotrzebowania na ciepło w mieszkalnictwie pokrywane jest za pomocą lokalnych kotłowni, spalających węgiel, a 41% dostarczają elektrociepłownie (Euroheat & Power 2017c).

Struktura pochodzenia energii w ciepłownictwie pokazuje, że 75% ciepła powstaje z węgla, 12% z oleju opałowego i gazu, a pozostała części, tj. 13%, ze źródeł odnawialnych oraz ciepła odzyskanego (Szymczak i Olszewski 2017).

Ze stosowaniem paliw kopalnych, np. węgla, dla ogrzewania i innych celów wiąże się kilka problemów. Spalanie paliwa kopalnego jest największym pojedynczym czynnikiem powodującym globalne ocieplenie klimatu oraz masowe, lokalne emisje zanieczyszczeń, będących przyczyną problemów zdrowotnych (IPCC 2014). Paliwa kopalne są także problemem dla bezpieczeństwa energetycznego, ponieważ zasoby paliw nie są równo rozmieszczone w ziemi. Paliwa kopalne mogą więc być wykorzystywane przez jeden kraj, jako element dominacji nad innym krajem (Verrastro i Ladislaw 2007).

Uznaje się, że dla celów ogrzewania ciepłownictwo niskotemperaturowe (DH), zasilane źródłami energii odnawialnej, jest jedną z najłagodniejszych form radzenia sobie z wyżej wymienionymi wyzwaniami i problemami. Fakt, iż poprawia się efektywność energetyczna budynków wpływa też na to, że niskotemperaturowe systemy ciepłownicze mogą coraz łatwiej pokrywać zapotrzebowanie na ciepło. Nowe budynki stwarzają jednak nowe zapotrzebowanie na chłodzenie, które potencjalnie można zintegrować z istniejącym systemem ciepłowniczym, co jeszcze bardziej umacnia rolę ciepłownictwa.

W wielu przypadkach skuteczną opcją może być zastosowanie energii geotermalnej wraz z pompą ciepła, jako źródła energii dla komunalnego systemu ciepłowniczego (DHS), co będzie także przedmiotem przeglądu najnowszych rozwiązań, zawartego w tym Raporcie. Po pierwsze zostaną ocenione norweskie zasoby mieszkaniowe, na podstawie przepisów państwowych dotyczących budownictwa, zwanych TEK – Techniczne przepisy budowlane, jak również innych wpływowych tendencji. Powstanie w ten sposób obraz rozwoju zasobów mieszkaniowych, co pozwoli nam lepiej zrozumieć potrzeby w zakresie ich ogrzewania. Z kolei omówimy znaczenie pomp ciepła, skupiając się na wielkoskalowych pompach ciepła i kluczowych parametrach ich oceny. Na koniec zbadamy system ciepłowniczy zarówno ogólnie, jak i jego stan w Skandynawii i Norwegii, oraz szczegółowo przyjrzymy się norweskim ciepłowniom miejskim i lokalnym, które wykorzystuję energię geotermalną i pompy ciepła.

Literatura:

Euroheat & Power. 2017. “District Energy in Poland.” *Euroheat & Power*. May 1. https://www.euroheat.org/knowledge-centre/district-energy-poland/

IPCC. 2014. *Climate Change 2014: Synthesis Report*. Edited by R. K. Pachauri and Leo Mayer. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change.

Szymczak, Jacek, and Andrzej Olszewski. 2017. “POLAND Euroheat and Power.” *Polish District heating - chamber of commerce*. Accessed September 25. https://dbdh.dk/download/member_contries/poland/POLAND%20Euroheat%20and%20power.pdf

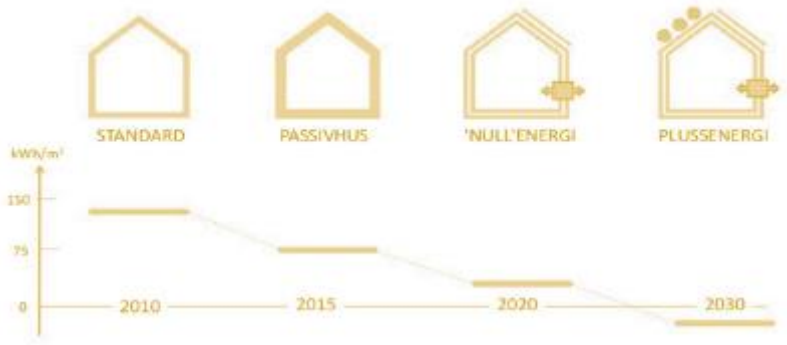
Verrastro, Frank, and Sarah Ladislaw. 2007. “Providing Energy Security in an Interdependent World.” *Washington Quarterly* 30 (4): 95–104.

5.10.1.1. Dom norweski

Aby zrozumieć i zaplanować system ogrzewania domów, należy rozpocząć od analizy rozwoju mieszkalnictwa. W Norwegii rozwój ten można łatwo prześledzić od 1969 r. do dzisiaj. Wynika to z tego, że pierwsza ustawa o technicznych przepisach budowlanych (TEK) została przyjęta w 1969 r., a jej przepisy były przestrzegane jako wymagane minimum przez przedsiębiorców i firmy budowlane. Można prześledzić rozwój norweskich domów od 1969 r. do dzisiaj, analizując same przepisy TEK.

Pierwsza ustawa TEK z 1969 r. określała tylko wymagania dotyczące izolacji dachów i ścian oraz wartości współczynnika U dla okien, a szczegółowe zapotrzebowanie na ciepło w budynku określono średnio na ok. 205 kWh/m^2. Do 1997 r. w przepisach poprawiano tylko wskaźniki grubości izolacji i wartość U, ale w TEK97 wprowadzono także wymagania dla wentylacji i ogrzewania, obniżając zapotrzebowanie na ciepło do średniej wartości 127 kWh/m^2. Natomiast ustawa TEK10, obowiązująca od 2010 r., była uważana za najostrzejsze przepisy budowlane w Europie, a być może także na świecie (Bronzini 2017) ze względu na dodatkowe wymagania dla wydajności energetycznej: 100 kWh/m^2 dla budynków mieszkalnych i 115 kWh/m^2 dla budynków biurowych. TEK10 ponadto uznała, że wszystkie budynki powyżej 1.000 m^2 muszą posiadać urządzenia dla ogrzewania niskotemperaturowego, przy temperaturach poniżej 60°C tam, gdzie stosowanie energii z paliw kopalnych nie jest dopuszczalne. Stworzyło to lepszy rynek dla ciepłownictwa, ponieważ w zakresie koncesji ciepłowniczej jest to najłatwiejszy a czasami jedyny dopuszczony sposób ogrzewania (Bronzini 2017).

Jeżeli zapytamy, dokąd zmierzają nasze przepisy, to należy rozpatrzyć nowy czynnik: rozwiązania przyjazne dla środowiska, postrzegane jako atrakcyjny i wartościowy argument handlowy. Obecnie właściciele budynków żądają, aby przewyższały one normy zapisane w ustawie TEK (Sweco i Zero 2017). Takie normy, jak światowy system BREEAM, rozwinęły się w wyniku tego rodzaju postępowania i stworzyły lepsze ramy planowania, budowy i eksploatacji budynków w sposób przyjazny dla środowiska. Chociaż BREEAM jest dzisiaj normą komercyjną dotyczącą budowy domów o względnie niskim zapotrzebowaniu na ciepło i małych skutkachg klimatycznych, to Norwegia również odgrywa wiodącą rolę w badaniach nad budynkami o zerowej emisji (ZEB) i osiedlami o zerowej emisji (ZEN). ZEB i ZEN to nazwy inicjatyw wypracowane w ośrodku badawczym SINTEF, których celem jest nie tylko obniżenie zapotrzebowania na ciepło i skutków klimatycznych, lecz także stworzenie domów i osiedli, które w całym okresie żywotności zachowają zerową emisję gazów cieplarnianych (Woods i Samdal 2017). Program badawczy ZEB rozpoczęto w 2009 r., a zakończy się w 2017 r. Jest to salon dla nowych technologii i innowacji w dziedzinie budownictwa. W zakresie dostaw energii badania skupiają się na odchodzeniu od wielkich zakładów energetycznych, jakie budowano w Norwegii w ubiegłym wieku, na rzecz mniejszych jednostek, korzystania z zasobów lokalnych i budowy ograniczonych sieci dystrybucyjnych, pozwalających na zmniejszanie strat (Frydenlund, Djuric i Haase 2010). Kolejny krok polega na wykorzystaniu doświadczeń płynących z technologii ZEB dla zwiększenia liczby osiedli o zerowej emisji. Rys. 5.10.1.1 pokazuje rozwój zapotrzebowania na ciepło w domach norweskich w latach 2010-2030, a także domy o dodatniej energii netto (plus energia), które dostarczają energię w całym okresie ich żywotności.



Rys. 5.10.1.1. Zwiększone zaptrzebowanie na ciepło w budynkach mieszkalnych w Norwegii

Omówienie tutaj norweskich zasobów mieszkaniowych i ich rozwoju służy lepszemu zrozumieniu zmian w zakresie potrzeb ciepłownictwa. 50 lat temu nasze domy ogrzewaliśmy energią elektryczną, a zapotrzebowanie na ciepło wynosiło ponad 200 kWh/m^2, a obecnie budujemy domy o niższym zapotrzebowaniu na ciepło i musimy stosować ostre przepisy, co do rodzaju energii, jaka może być stosowana w ogrzewaniu domów. Ciepłownictwo w tym kontekście stało się łagodniejsze w skutkach, w porównaniu do bezpośredniego ogrzewania elektrycznego, szczególnie w biurowcach i innych wielkich budowlach, a ponadto ciepłownictwo ma możliwość dostarczania chłodu.

Literatura:

Bronzini, Andrea. 2017. “TEK10, TEK15, Husbanken and NS3700 (Passivhaus Standard) - How Norway Is Leading the Energy Efficiency Revolution.” *Qhaus Prefabricated Wooden Element Houses*. Accessed September 12. http://qhaus.eu/articles/151-tek10-tek15-husbanken-ns3700-passivhaus-standard-hownorway-is-leading-the-energy-efficiency-revolution

Frydenlund, Frode, Natasa Djuric, and Matthias Haase. 2010. “Survey of Available Technologies for Renewable Energy Supply to Buildings.” *Technical Report*. SINTEF.
Sweco, and Zero. 2017. “Energisparing i Norske Bygg Mot 2030.”
http://swecomoment.no/wpcontent/uploads/2017/03/Sweco-Energirapport.pdf

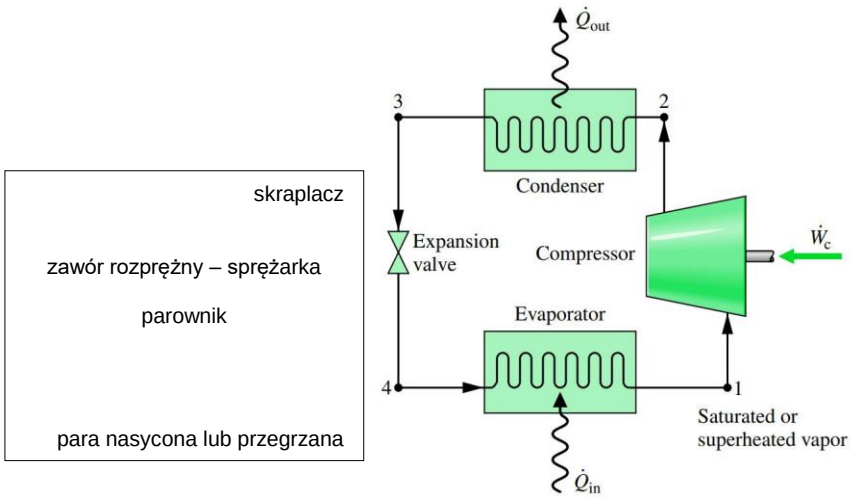
Woods, Ruth, and Morten Samdal. 2017. “ZEB Final Report.”
http://zeb.no/images/ZEB_Mag_20x28cm_Final_Single_WEB.pdf

5.10.1.2. Pompa ciepła

Pompa ciepła to “urządzenie, które umożliwia przepływ ciepła od zimniejszego źródła ciepła do cieplejszego radiatora” (Frydenlund, Djuric, i Haase 2010). Dzięki zastosowaniu pompy ciepła można podwyższyć temperaturę systemu ogrzewania, wykorzystując procesy parowania i sprężania niektórych płynów, zwanych czynnikami chłodniczymi. Dwa główne rodzaje pomp ciepła, stosowane obecnie, to pompy napędzane prądem i ciepłem. Napęd elektryczny obsługuje sprężarkę, natomiast w pompach napędzanych ciepłem nie ma sprężarki, a ich zasada działania opiera się na efektach adsorpcji lub absorpcji, które sterują procesem (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017a). W tym rozdziale omówimy dwa rodzaje pomp ciepła na poziomie technicznym, a także trzecie rozwiązanie: hybrydową pompę ciepła, która wykorzystuje kombinację obydwu wcześniej wspomnianych systemów. Z kolei podamy przegląd gruntowych pomp ciepła, stosowanych w Norwegii, a na koniec możliwości zmniejszania potencjalnych skutków stosowania pomp ciepła w postaci zmian klimatycznych.

Mechaniczne pompy ciepła

Mechanicznie napędzana pompa ciepła ma teoretycznie tylko cztery elementy: ewaporator (parownik), sprężarkę, skraplacz i zawór rozprężny (Rys. 5.10.1.2). Ponadto pompa ciepła wykorzystuje płyn roboczy, zwany czynnikiem chłodniczym, który krąży w systemie. Celem pompy ciepła jest przekazanie ciepła ze źródła ciepła do radiatora, np. z powietrza atmosferycznego lub gruntu (poprzez wywiercony otwór) do grzejników w domu. Parownik jest umieszczany przy źródle ciepła. W pierwszym z czterech etapów procesu (4-1) czynnik chłodniczy paruje (przechodzi z fazy płynu do fazy gazowej), kiedy zostanie wystawiony na działanie źródła ciepła, odbierając ciepło w tym procesie (*Q*in). W kolejnym etapie czynnik chłodniczy jest z kolei sprężany przez sprężarkę (1-2). Proces ten zwiększa zawartość energii i podnosi ciśnienie czynnika chłodniczego. Czynnik chłodniczy przechodzi do skraplacza (2-3), umieszczonego w radiatorze. W skraplaczu czynnik chłodniczy skrapla się (przechodzi z fazy gazu do fazy ciekłej) i uwalnia ciepło (*Q*out), które ogrzewa radiator. Czynnik chłodniczy przepływa przez zawór rozprężny (3-4), który obniża ciśnienie oraz temperaturę czynnika chłodniczego. Czynnik chłodniczy jest teraz dostępny dla wykonania nowego cyklu (Frydenlund, Djuric i Haase 2010).



Rys. 5.10.1.2. Uproszczony schemat mechanicznej pompy ciepła (Moran i Shapiro, 2004)

Aby ocenić sprawność pompy ciepła, porównuje się ilość energii, wprowadzonej do systemu w formie energii elektrycznej, do ilości energii otrzymanej z pompy ciepła w formie ciepła. Wskaźnik ten jest zwany współczynnikiem wydajności (COP).

W przypadku powietrznej pompy ciepła, stosowanej w domu można przyjąć, że COP wynosi 3-5, natomiast w przypadku pomp przemysłowych można osiągnąć COP 10-30 (Frydenlund, Djuric i Haase 2010).

Wartość COP zależy od wielkości pompy ciepła oraz wykorzystuje „ekonomię skali", ale także w dużym stopniu zależy od źródła ciepła. Dzięki użyciu źródła ciepła o wyższej temperaturze, np. geotermii zamiast powietrza atmosferycznego, COP zwiększy się.

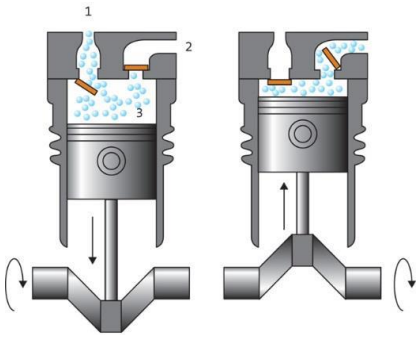
Pompy ciepła mogą pobierać ciepło z kilku źródeł. W zastosowaniach budynkowych zwykle stosuje się powietrzne pompy ciepła, które pobierają energię z powietrza atmosferycznego. Większe systemy, służące do ogrzewania zakładów czy dużych budynków lub stosowane w zakładach ciepłowniczych, wykorzystują ciepło wody gruntowej, wody geotermalnej, wody morskiej, albo ciepło odpadowe, a nie ciepło powietrza atmosferycznego. Tego rodzaju systemy są bardziej stabilne i zapewniają wyższą temperaturę, a więc wyższy COP.

Ważnym parametrem pompy ciepła jest to, że może działać w odwrotną stronę i funkcjonować jako urządzenie do produkcji chłodu. Jest to przydatne w systemach, wymagających zarówno ogrzewania, jak i chłodzenia (klimatyzacji). Zdolność do produkowania zarówno ciepła, jak i chłodu tworzy także możliwość magazynowania energii. Więcej na ten temat napiszemy w kolejnych rozdziałach.

Rodzaje sprężarek

Istnieją dwa główne rodzaje sprężarek: sprężarki śrubowe i tłokowe. Dla potrzeb obecnego Raportu ocenie zostaną poddane tylko sprężarki śrubowe, ponieważ są najczęściej stosowane w pompach ciepła. Spośród różnych typów sprężarek śrubowych przedstawimy typy śrubowe, spiralne oraz tłokowe, ze względu na ich istotne zastosowania w pompach ciepła.

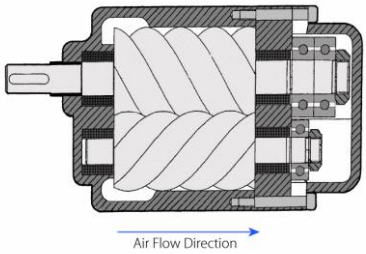
Sprężarki tłokowe przypominają silnik spalinowy, ponieważ posiadają cylinder jako komorę, w której tłok spręża powietrze, zob. Rys. 5.10.1.3. Projektowanie i produkcja sprężarki jest łatwa, a jej główne elementy to tłok i komora cylindryczna, ale skoro konieczne są liczne części ruchome dla funkcjonowania sprężarki, to jej praca jest skomplikowana i konieczny jest właściwy system utrzymania i obsługi dla uniknięcia awarii. Szczególnie podatne na uszkodzenia, np. w wyniku dostania się kropel pary lub oleju, są zawory sterujące przepływem medium przez sprężarkę. Stąd ważne jest utrzymanie gazu w stanie przegrzanym oraz opracowanie programu utrzymania sprężarki. Często pojawia się problem martwej przestrzeni, tzn. braku przepływu gazu w jakiejś części cylindra, kiedy tłok znajduje się w górnej pozycji, a gaz zostaje wyparty pod ciśnieniem. Powietrze podlega rozszerzaniu, kiedy tłok przesuwa się w dół, wykonując pracę, a to zmniejsza efektywność urządzenia. Objętościowy strumień tłoka sprężarki zależy również od współczynnika ciśnienia. Urządzenie jest w stanie ścisnąć duże ilości gazu, jeżeli różnica pomiędzy ciśnieniem odpływu a ciśnieniem wlotowym jest niska, a kiedy ta różnica jest duża, to kompresji ulega tylko niewielka ilość gazu. Z drugiej strony dużą zaletą zastosowania tłoka w sprężarce jest możliwość obsługi zmiennych obciążeń, poprzez włączanie lub wyłączanie jednego lub więcej tłoków. W ten sposób reguluje się ilość sprężanego gazu.



Rys. 5.10.1.3. Sprężarka tłokowa (*Rate Air Compressor* 2017)

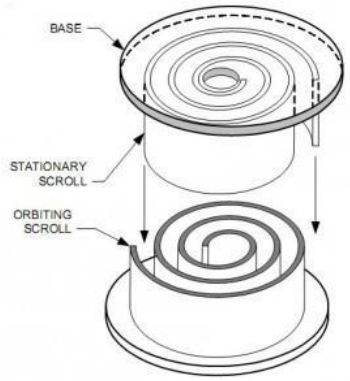
Sprężarki śrubowe zwykle posiadają dwa wirniki (rotory), jeden czynny (męski) i jeden bierny (żeński), zob. Rys. 5.10.1.4. Są to jedyne ruchome części sprężarki, co sprawia, że urządzenie jest trwałe i wymaga niewielu czynności utrzymania. Budowa urządzenia sprawia, że trudne jest dobieranie objętości sprężarki. Aby osiągnąć dobrą wydajność, należy zminimalizować przecieki pomiędzy różnymi komorami gazu. Można to uzyskać przez zastosowanie oleju, jako uszczelniacza, który także działa, jako smar w sprężarce i zapewnia efekt chłodzenia. W innym systemie można zastosować zsynchronizowane przekładnie dla utrzymania dwóch wirników w optymalnej pozycji względem siebie. W takim rozwiązaniu można uniknąć stosowania oleju, ale cena urządzenia jest wyższa. W odróżnieniu od sprężarki tłokowej, sprężarki śrubowe nie zawierają martwej

przestrzeni, ale trudniej jest w nich sterować zmiennym obciążeniem, a urządzenia z właściwym rozwiązaniem są droższe. Sprężarka taka nie jest podatna na współczynnik ciśnienia przepływu objętościowego, w odróżnieniu od sprężarki tłokowej.



Rys. 5.10.1.4. Sprężarka śrubowa (*Engineer student* 2012)

Sprężarka spiralna składa się z dwóch części, spirali wirnikowej oraz spirali orbitującej, zob. Rys. 5.10.1.5. Sprężarka taka jest dosyć cicha, bezwibracyjna i niezawodna. W odróżnieniu od sprężarek tłokowych nie jest podatna na krople płynów przedostające się do środka. Jej wydajność objętościowa jest także wysoka, co oznacza, że objętościowy strumień powietrza pozostaje niemal niezmieniony w wyniku zwiększenia współczynnika ciśnienia (ciśnienie odpływu podzielone przez ciśnienie wlotowe).



Rys. 5.10.1.5. Sprężarka spiralna (van de Beld, 2017)

Rodzaje czynników chłodniczych

Na początku XX w. jako czynniki chłodnicze stosowano amoniak, dwutlenek węgla, dwutlenek siarki i wodę w skali przemysłowej, natomiast nie było rozwiązań alternatywnych dla urządzeń gospodarstwa domowego. W 1928 r. Thomas Midgley opracował R-12, tj. freon (CFC), jako nowych czynnik chłodniczy dla takich urządzeń. Gaz ten jest niepalny i nietoksyczny. Jednak później odkryto, że CFC niszczy warstwę ozonową Ziemi. Postanowiono wycofać CFC i inne tego typu gazy dla ochrony warstwy ozonowej (Protokół Montrealski 1987). Alternatywą dla CFC okazały się gazu typu HFC i HCFC, które nie powodują niszczenia warstwy ozonowej (ODP), natomiast powodują globalne ocieplenie klimatu (GWP). Obecnie trwają prace nad wycofaniem substancji HFC, np. na podstawie Dyrektywy o gazach F, a jednocześnie poszukuje się rozwiązań alternatywnych, wraz z poprawieniem procedur służących zminimalizowaniu wycieków czynników chłodniczych. Skupienie się na wyciekach wynika z faktu, iż czynniki chłodnicze nie są szkodliwe w pompach ciepła czy urządzeniach chłodniczych, ale stają się problemem, jeżeli wyciek nastąpi w trakcie budowy, eksploatacji czy rozbiórki urządzenia (Forsén et al. 2005).

Czynniki chłodnicze najczęściej stosowane w pompach ciepła to R134a, R407c, R410a, R600, R600a, R717, R477 i R718. Stanowią one mieszanki substancji naturalnych i chemicznych, o różnych właściwościach, które są mniej lub bardziej przydatne do różnych pomp ciepła. Poniżej przedstawiamy krótkie opisy poszczególnych gazów.

R134a jest czynnikiem chłodniczym typu HCFC, który jest zwykle stosowany jako medium w dużych pompach ciepła. Wydajność tego gazu jest oceniana na dosyć wysoką, lepszą niż R407c i R410a, ale nie tak dobrą, jak R717. R134a posiada względnie niskie ciśnienie. Powoduje to konieczność sprężania dużej objętości gazu, a więc wyższe koszty inwestycyjne takiej instalacji (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c). R134a jest niepalny, ale jeżeli gaz jest zimny, to może powodować odmrożenia, a ponadto nie wolno go wdychać (*National Refrigerants* 2012). Czynnik chłodniczy nie powoduje zubożenia warstwy ozonowej, ale raczej znaczące, globalne ocieplenie klimatu: 1.300 kg CO_2 eq/kg (UNEP 2006).

R407c i R410a to czynniki typu HFC, stosowane w mniejszych i średnich pompach ciepła, często wybierane, jeżeli pompa ciepła działa także, jako urządzenie chłodzące. Te dwa rodzaje gazów stanowią elementy czynników chłodniczych należących do serii R400. Gazy z tej serii to mieszanki azeotropowe, co znaczy, że są mieszaniną gazów o różnych temperaturach wrzenia. Powoduje to, że istnieje przedział temperatury, a nie określona temperatura, w której gaz osiąga warunki nadkrytyczne. Obydwa gazy nadają się do systemów niskotemperaturowych. Mając względnie niską objętość, w porównaniu do R134a, ulegają łatwemu sprężaniu, a więc koszty inwestycji są niskie, chociaż mają niższą wydajność niż R134a (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c). Gazy te są niepalne i tylko lekko toksyczne. Podobnie, jak R134a, nie powodują zubożenia warstwy ozonowej, mają jednak wysoki wskaźnik globalnego ocieplenia (GWP): 1.600 kg CO_2 eq/kg dla R407c i 1.725 kg CO_2 eq/kg dla R410a (*Emerson Network Power* 2017).

R600, znany, jako butan i R600a, znany jako izobutan, to naturalne czynniki chłodnicze, stosowane zarówno w instalacjach chłodniczych, jak i pompach ciepła, przy temperaturach wyższych niż 80°C. Powyżej 80°C problemem dla czynników chłodniczych staje się wysokie ciśnienie, a nie jest tak w przypadku R600 i R600a. Wielkim problemem natomiast w przypadku tych dwóch czynników chłodniczych jest dosyć wysokie ryzyko zapłonu i wybuchu, zważywszy na to, że substancje te stosuje się także, jako paliwa (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c). Względny wskaźnik ocieplenia klimatu GWP, w porównaniu do innych czynników chłodniczych, jest dosyć niski, przy 3 kg CO_2 eq/kg dla R600a (Linde Industrial Gases 2017) i 4 kg CO_2 eq/kg dla R600 (IPCC 2007).

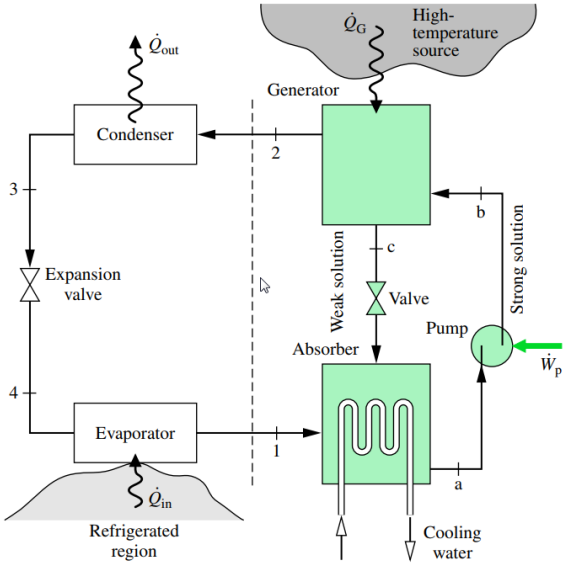
R717 czyli amoniak, jest bardzo dobrym, naturalnym czynnikiem chłodniczym, szczególnie dla pomp ciepła działających w środowiskach przemysłowych. R717 można łatwo stosować do 80°C, a może też działać przy 90°C w najbliższych latach, dzięki wysokiej wydajności. Inną zaletą R717 jest to, że jego wskaźniki globalnego ocieplenia klimatu i zubożenia warstwy ozonowej są zerowe, ale wadą jest to, że jest gazem wybuchowym i toksycznym. Łatwo jest wykrywać wycieki amoniaku ze względu na charakterystyczny i mocny zapach (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c).

R744 jest oznaczeniem CO_2, jako czynnika chłodniczego. Może być stosowany, jako czynnik chłodniczy, często w połączeniu z amoniakiem dla zmniejszenia ilości amoniaku w układzie. CO_2 ma temperaturę transkrytyczną 31°C. Powyżej tej temperatury skroplenie CO_2 nie zachodzi przy stałej temperaturze, a zachodzi w pewnym zakresie temperatur. Oznacza to, że gaz może być stosowany, jako czynnik chłodniczy, jeżeli ogrzewanie zachodzi przy temperaturze niestałej (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c). CO_2 z definicji ma wskaźnik GWP 1 dla globalnego ocieplenia, natomiast zerowy dla zubożenia warstwy ozonowej (ODP). CO_2 nie jest palny i toksyczny, ale jego wysokie stężenie może spowodować uduszenie (Linde Industrial Gases 2017).

R718 czyli woda może w pewnych zastosowaniach być użyta, jako czynnik chłodniczy, przy temperaturach powyżej 100°C. Pozytywną stroną stosowania wody jest jej dostępność i brak szkodliwości dla środowiska i ludzi, natomiast negatywną stroną jest niska gęstość w stanie gazowym i stąd konieczne są sprężarki o wysokiej wydajności (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017c).

Absorpcyjne pompy ciepła

W zasadzie istnieją dwa rodzaje pomp ciepła, które są napędzane energią cieplną: adsorpcyjne i absorpcyjne pompy ciepła. Systemy adsorpcyjne stosują sorbent stały, natomiast absorpcyjne sorbent płynny. W sensie termodynamicznym pompy są podobne i mają analogiczną konfigurację podstawową. Pompa ciepła posiada cztery główne części: reaktor zwany generatorem, skraplacz, parownik i reaktor zwany absorberem lub adsorberem, zob. Rys. 5.10.1.6. Pierwszy stopień (4-1) polega na ogrzaniu czynnika chłodniczego w parowniku za pomocą energii ze środowiska (Qin). Następnie, zamiast przechodzenia przez sprężarkę, czynnik chłodniczy jest absorbowany w absorberze (1-a) w wyniku schłodzenia czynnika chłodniczego i mieszania czynnika chłodniczego i absorbentu. Mieszanka jest z kolei sprężana za pomocą pompy i przesyłana do generatora (a-b). W wyniku dodania ciepła ze źródła wysokiej temperatury (QG) czynnik chłodniczy i absorber podlegają rozdzieleniu, a absorbent przepływa z powrotem do absorbera przez zawór (c-a). Czynnik chłodniczy uwalnia ciepło (Qout) w skraplaczu (2-3), a następnie przepływa do zaworu rozprężnego (3-4), obniżającego zarówno ciśnienie, jak i temperaturę czynnika chłodniczego (Kerr 2017). Ze względu na zakres niniejszego Raportu nie będziemy dalej opisywać adsorpcyjnej pompy ciepła, ponieważ charakteryzuje się wysoką ceną i dużymi rozmiarami. Absorpcyjne pompy ciepła zostaną omówione szerzej tak, aby przedstawić je, jako alternatywę dla mechanicznie napędzanych pomp ciepła. Jednak nie są one stosowane w Norwegii i dlatego przywiązujemy do nich mniejszą wagę niż w przypadku mechanicznych pomp ciepła.



Rys. 5.10.1.6 – Budowa absorpcyjnej pompy ciepła, urządzenia chłodniczego (Moran i Shapiro, 2004)

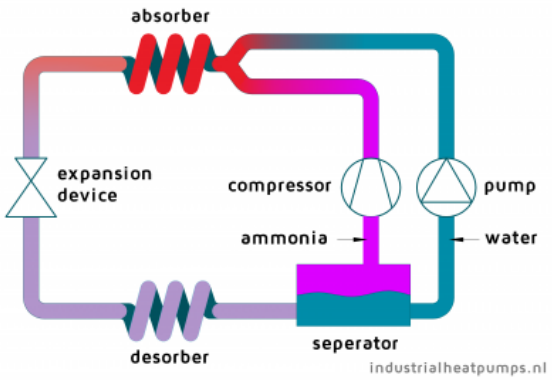
Absorpcyjne chłodziarki (chillers) i pompy ciepła zostały dobrze udokumentowane i zbadane oraz są uznawane za dojrzałą technologię. Wysokiej jakości modele są dostępne ma rynku. Często posiadają napęd na gorącą wodę, ogrzewanie solarne, z ciepłowni, ciepłem zrzutowym elektrociepłowni CHP lub gazem (Global CCS Institute 2017). W porównaniu do mechanicznej pompy ciepła, współczynnik COP jest ogólnie niższy i wynosi ok. 1,7. Mimo to urządzenia te mają swoje zalety, ponieważ korzystają z niskiej jakości źródeł ciepła, chociaż najczęściej stosowanym źródłem jest obecnie gaz kopalny, co nie jest dobre dla ochrony środowiska. Podobnie, jak mechaniczne pompy ciepła, pompy absorpcyjne nadają się do ogrzewania i chłodzenia w danym systemie (Moran i Shapiro 2004) (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017a). Tabela 5.10.1.1 zawiera przegląd absorpcyjnych pomp ciepła, stosujących różne rodzaje czynników chłodniczych i sorbenty, a także ich parametry.

Tabela 5.10.1.1 – Przegląd absorpcyjnych pomp ciepła, wraz z czynnikami chłodniczymi, temperaturą źródła ciepła, mocą i współczynnikiem COP (Global CCS Institute 2017)

Proces	**Absorpcja**		
Czynnik chłodniczy/sorbent	woda/LiBr pojedynczy efekt	woda/LiBr podwójny efekt	amoniak, woda
Temperatura źródła, °C	75-110	135-200	65-180
Moc, kW	10,5-20000	174-6000	14-700
COP pompy ciepła	1,4-1,6	1,8-2,2	1,4-1,6
COP chłodzenia	0,6-0,7	0,9-1,3	0,5-0,7

Hybrydowe pompy ciepła

Hybrydowa pompa ciepła jest kombinacją zwykłej, mechanicznej i absorpcyjnej pompy ciepła. Rys. 5.10.1.7 pokazuje uproszczony model hybrydowej pompy ciepła. Po lewej stronie hybrydowa pompa ciepła działa, jak zwykła amoniakowa pompa ciepła, w której ciepło jest wydzielane w absorberze-skraplaczu i pobierane ze środowiska w desorberze-parowniku. Różnica polega na tym, że po prawej stronie mechaniczna pompa ciepła ma tylko sprężarkę, a absorpcyjna pompa ciepła pompę i zawór powrotny. Zamiast tego, mieszanka wody i amoniaku jest rozdzielana w separatorze; amoniak jest sprężany za pomocą sprężarki, a woda za pomocą pompy. Płyny łączą się ponownie w absorberze, uwalniając ciepło (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017b).



Rys. 5.10.1.7. Hybrydowa pompa ciepła (De Kleijn Energy Consultants & Engineers, 2017b)

Uzasadnieniem stosowania hybrydowej pompy ciepła jest to, że można uzyskać większe podniesienie temperatury niż przy zastosowaniu normalnego, gazowego czynnika chłodniczego. Dzieje się tak, ponieważ temperatura skraplania mieszanki wody i amoniaku jest wyższa niż w zwykłych urządzeniach sprężarkowych. A to wynika z faktu, że niższe jest ciśnienie nasycenia dla mieszanki niż dla zwykłego, gazowego czynnika chłodniczego. Zamiast osiągać wyższe podniesienie temperatury, można osiągnąć wyższy współczynnik COP za pomocą hybrydowej pompy ciepła, niż to jest w przypadku zwykłej, mechanicznej pompy ciepła (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017b).

Wady stosowania hybrydowej pompy ciepła są związane głównie z dostępnością i ceną. Urządzenie jest skomplikowane technicznie, a ze względu na zwiększone obniżenie temperatury, absorber i desorber muszą być większe niż zwykle, a to powoduje wyższe koszty. Poza tym istnieje niewielu producentów hybrydowych pomp ciepła (De Kleijn Energy Consultants & Engineers 2017b).

Przegląd gruntowych pomp ciepła stosowanych w Norwegii

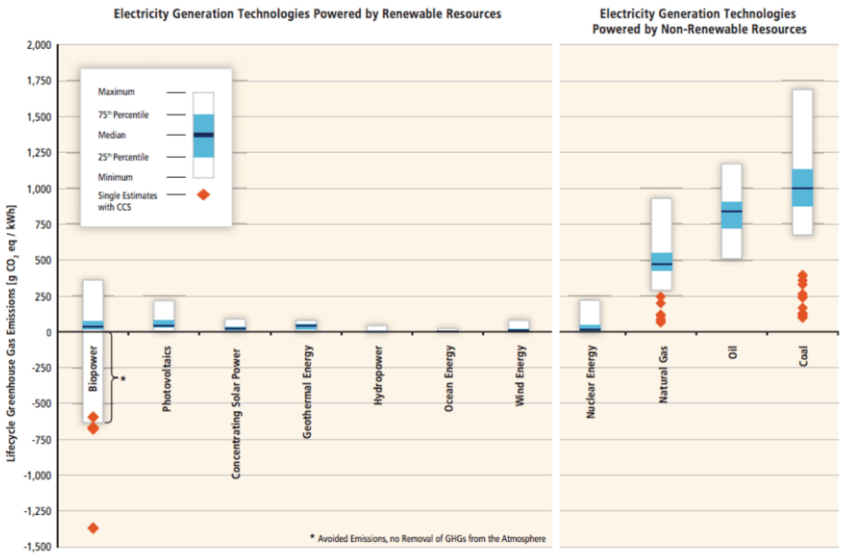
W trakcie projektowania systemu pompy ciepła należy ocenić najważniejszy czynnik, tj. źródło ciepła. Pompy ciepła mogą pobierać ciepło m.in. z powietrza atmosferycznego, miejscowej rzeki, wody morskiej, wody gruntowej, płytkiej lub głębokiej geotermii, albo ciepła rozpraszanego przez urządzenia przemysłowe. Wybór źródła ciepła zależny jest od jego ceny, dostępności, stabilności i trwałości. Dla pomp ciepła na średnią lub dużą skalę dobrą opcją są źródła ciepła gruntowego czy z płytkiej geotermii, ponieważ są stabilne w sezonie, długotrwałe, ciche, ekonomiczne w eksploatacji i dostępne niemal wszędzie. Wadą gruntowych źródeł energii jest koszt inwestycji poświęcony na wiercenia i koszty koniecznej infrastruktury.

Geotermalne i gruntowe pompy ciepła (GSHP) są coraz częściej stosowane w Europie i krajach nordyckich. W 2015 r. ich moc zainstalowana przekroczyła 20 GWth w ponad 1,7 mln instalacji wykonanych w Europie. W Norwegii 90% zainstalowanych mocy ciepłowni geotermalnych opiera się na gruntowych pompach ciepła (GSHP) z odwiertami w obiegu zamkniętym. Jednym z głównych problemów pobierania ciepła z otworów dotyczy oporu cieplnego, który wpływa na wydajność i koszty inwestycji. Niedawne badania wskazały możliwości zmniejszenia oporu cieplnego otworu o 50%, dzięki czemu zmniejszają się koszty i zwiększa wydajność stosowania gruntowego źródła energii dla pomp ciepła (Walnum i Fredriksen 2017).

Zaletą systemu GSPH jest możliwość sezonowego magazynowania energii cieplnej (STES) oraz możliwość stosowania pompy ciepła nie tylko w produkcji ciepła, ale i chłodu. System taki może obsługiwać budynki jednocześnie w zakresie ogrzewania i klimatyzacji, a także zmniejsza ryzyko dostawy energii dzięki niskotemperaturowym źródłom energii i magazynowaniu ciepła (Walnum i Fredriksen 2017).

Skutki klimatyczne stosowania pomp ciepła

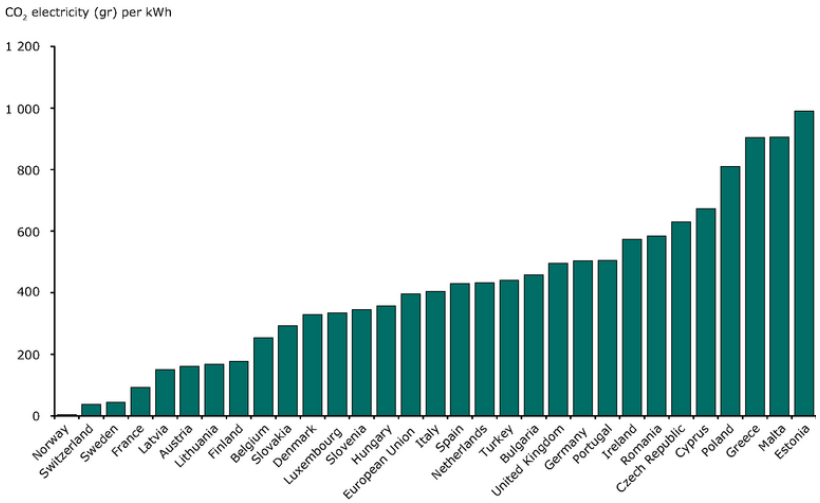
Motywacją do stosowania pomp ciepła w celu ogrzewania domów jest zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, np. CO_2, wydzielanych w czasie spalania paliw kopalnych. Aby ocenić całkowitą emisję pompy ciepła w czasie jej cyklu żywotności, opracowano model, w którym kluczowymi parametrami są bezpośrednia emisja, wynikająca z wycieku czynnika chłodniczego, pośrednia emisja, związana z produkcją prądu i bezpośrednia emisja czynnika chłodniczego w czasie rozbiórki urządzenia. Przykładowe obliczenia pokazują, że 97,8% całkowitej emisji to emisja pośrednia i wynikająca z produkcji prądu (Spath i Mann 2000). Możliwość obniżenia emisji z pomp ciepła jest więc bliska wykresowi linearnemu emisji jednostkowej dla zużytej energii elektrycznej. Rys. 8 pokazuje emisję CO2-eq na kWh w cyklu żywotności różnych technologii produkcji energii elektrycznej. Węgiel powoduje najwyższą emisję, o medianie 1.000 g CO2-eq na kWh, natomiast prąd z elektrowni wodnych ma emisję bliską zeru; prąd ze źródeł biologicznych może mieć negatywną emisję, ze względu na wychwytywanie i wiązanie węgla przez roślinność (CCS).



Rys. 5.10.1.8. Emisje gazów cieplarnianych w cyklu żywotności różnych źródeł energii (IPCC 2011)

Kiedy dane o emisji zostaną zebrane dla całego kraju, to można ustalić intensywność emisji.

Rys. 5.10.1.9 pokazuje emisję CO_2 eq na kWh prądu wytworzonego w krajach europejskich. Z wykresu widać, że stosowanie pomp ciepła dla celów grzewczych w Norwegii dałoby znacznie niższą emisję niż w przypadku stosowania pomp ciepła w Polsce. Z drugiej strony bezwzględne zmniejszenie emisji globalnej byłoby większe, gdyby pompy ciepła zastąpiły ciepłownictwo oparte na węglu w Polsce niż w przypadku ogrzewania elektrycznego w Norwegii. Należy także uwzględnić fakt, iż kombinacja źródeł energii ulega stałym zmianom i przy celach UE zakładających zmniejszania emisji można się spodziewać, że wartość emisji na kWh wytworzonej energii elektrycznej będzie się w najbliższych latach obniżać.



Rys. 5.10.1.9. Emisja gazów cieplarnianych na kWh wytworzonej energii elektrycznej w krajach europejskich (EEA 2013)

Termalne pompy ciepła, będące alternatywą dla mechanicznych pomp ciepła, zużywają mniej prądu na wytworzoną jednostkę ciepła. W kategoriach klimatu źródło ciepła dla termalnej pompy ciepła jest bez znaczenia i dzisiaj pompy takie są napędzane gazem kopalnym. Jako paliwa alternatywne, biomasa i biogaz mogą być lepszą opcją dla środowiska, jako źródła ciepła. Tak więc w kategoriach klimatu absorpcyjne pompy ciepła mogą zapewnić możliwość większego obniżenia emisji niż konwencjonalne, mechaniczne pompy ciepła, szczególnie w krajach o „brudnym" koszyku (kombinacji) źródeł energii, ale tylko w przypadku stosowania czystych źródeł ciepła. Stosowanie biomasy, jako źródła ciepła zostało zbadane we Włoszech z dobrymi wynikami (Bibbiani, Campiotti i Viola 2016).

Literatura:

Beld, Cas van de. 2017. "The Scroll Compressor: Quiet and Easy | Air Compressor Guide." Accessed October 3. http://www.air-compressor-guide.com/learn/compressor-types/scroll-compressor

Bibbiani, Carlo, Carlo Campiotti, and C Viola. 2016. “Environmental Impact Reduction in Greenhouses Heating: Biomass-Fired Absorption Heat Pump Coupled with Wood Biomass Boiler” 17: 551–54.

De Kleijn Energy Consultants & Engineers. 2017a. “Absorption Heat Pump / Industrial Heat Pumps.” http://industrialheatpumps.nl/en/how_it_works/absorption_heat_pump/

De Kleijn Energy Consultants & Engineers. 2017b. “Hybrid Heat Pump / Industrial Heat Pumps.” http://industrialheatpumps.nl/en/how_it_works/hybrid_heat_pump/

De Kleijn Energy Consultants & Engineers. 2017c. “Refrigerants / Industrial Heat Pumps.” http://industrialheatpumps.nl/en/how_it_works/refrigerants/

EEA. 2013. “CO2 (g) per KWh in 2009 (Electricity Only).” Figure. European Environment Agency. July 6. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/co2-electricity-g-per-kwh

Emerson Network Power. 2017. “Technical Note - Comparing R407C and R410A as Alternatives for R22.” Dptechinc.Com. http://www.dptechinc.com/PDFs/Technical%20Note%20-%20Comparing%20R407C%20and%20R410A%20as%20Alternatives%20for%20R22.pdf

Engineer student. 2012. “Pneumatic Compressor Types.” http://www.engineerstudent.co.uk/screw_air_compressors.shtm.

Forsén, Martin, R Boeswarth, X Dubuisson, and B Sandström. 2005. “Heat Pumps: Technology and Environmental Impact.” Swedish Heat Pump Association, SVEPR.

Frydenlund, Frode, Natasa Djuric, and Matthias Haase. 2010. “Survey of Available Technologies for Renewable Energy Supply to Buildings.” Technical Report. SINTEF.

Global CCS Institute. 2017. “Thermally Driven Heat Pumps.” Accessed September 14. https://hub.globalccsinstitute.com/publications/strategic-research-priorities-cross-cutting-technology/43-thermally-driven-heat-pumps

IPCC. 2007. “Climate Change 2007: The Physical Science Basis.” Agenda 6 (07): 333.

IPCC. 2011. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Summary for Policymakers and Technical Summary: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Edited by Ottmar Edenhofer. New York?}: [Cambridge University Press?

Kerr, Claire. 2017. “What Is Gas Absorption?” Robur Heat Pumps. Accessed September 22. http://www.roburheatpumps.co.uk/what-is-gas-absorption/

Linde Industrial Gases. 2017. “R744 (Carbon Dioxide).” Linde Industrial Gases. http://www.lindegas.com/en/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r744_carbon_dioxide/index.html

Linde Industrial Gases. 2017. “R600a (CARE 10) Isobutane.” Linde Industrial Gases. Accessed September 28. http://www.lindegas.com/en/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r600a_isobutane/index.html

Moran, Michael J, and Howard N Shapiro. 2004. Fundamentals of Engineering Thermodynamics. Hoboken, NJ: Wiley.

National Refrigerants. 2012. “Safety Data Sheet Refrigerant R134A.” http://www.nationalref.com/pdf/4%20SDS134a.pdf

Rate Air Compressors. 2017. “Best Air Compressor Reviews: Top 10 in 2017 (Buying Guide).” Rate Air Compressors. http://www.rateaircompressors.com/

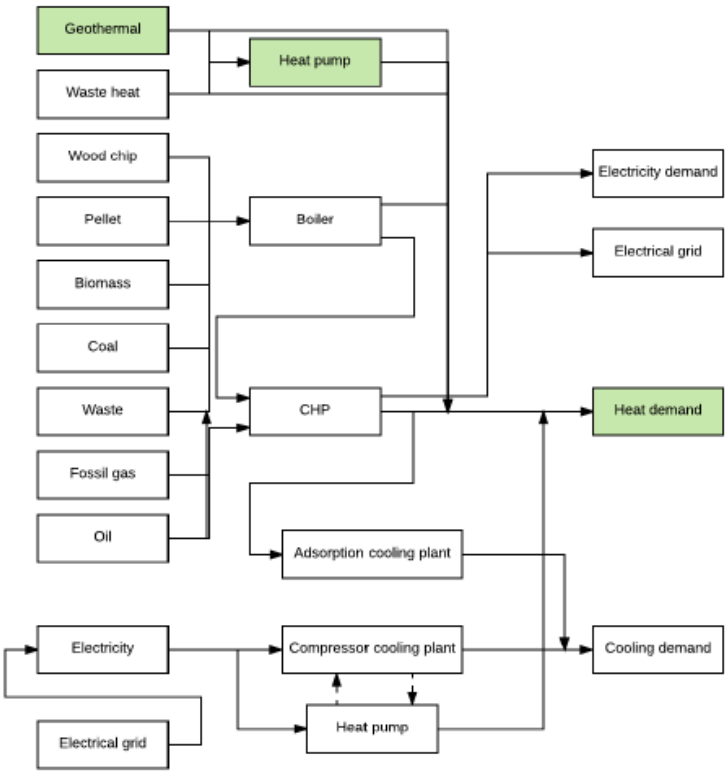
Spath, Pamela L, and Margaret K Mann. 2000. “Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System.” National Renewable Energy Lab., Golden, CO (US).

UNEP. 2006. 2006 Report of the Refrigeration, Air Conditioning and Heat Pumps Technical Options Committee: 2006 Assessment. Nairobi: UNEP.

Walnum, Harald Taxt, and Eyvind Fredriksen. 2017. “Thermal Energy Systems in ZEN Review of Technologies Relevant for ZEN Pilots.” Draft. SINTEF.

5.10.1.3. Ciepłownictwo

Ciepłownictwo (DH) i chłodnictwo (DC) są definiowane, jako „zamiana pierwotnej energii na energię dającą się rozprowadzać w celu ogrzewania lub chłodzenia" (Frydenlund, Djuric, i Haase 2010). System ciepłownictwa składa się z trzech elementów: (1) źródła energii pierwotnej, (2) konwersji energii pierwotnej oraz (3) przesyłu energii. Rys. 5.10.1.10 daje przegląd różnych możliwości dostępnych dla systemów DH i DC.

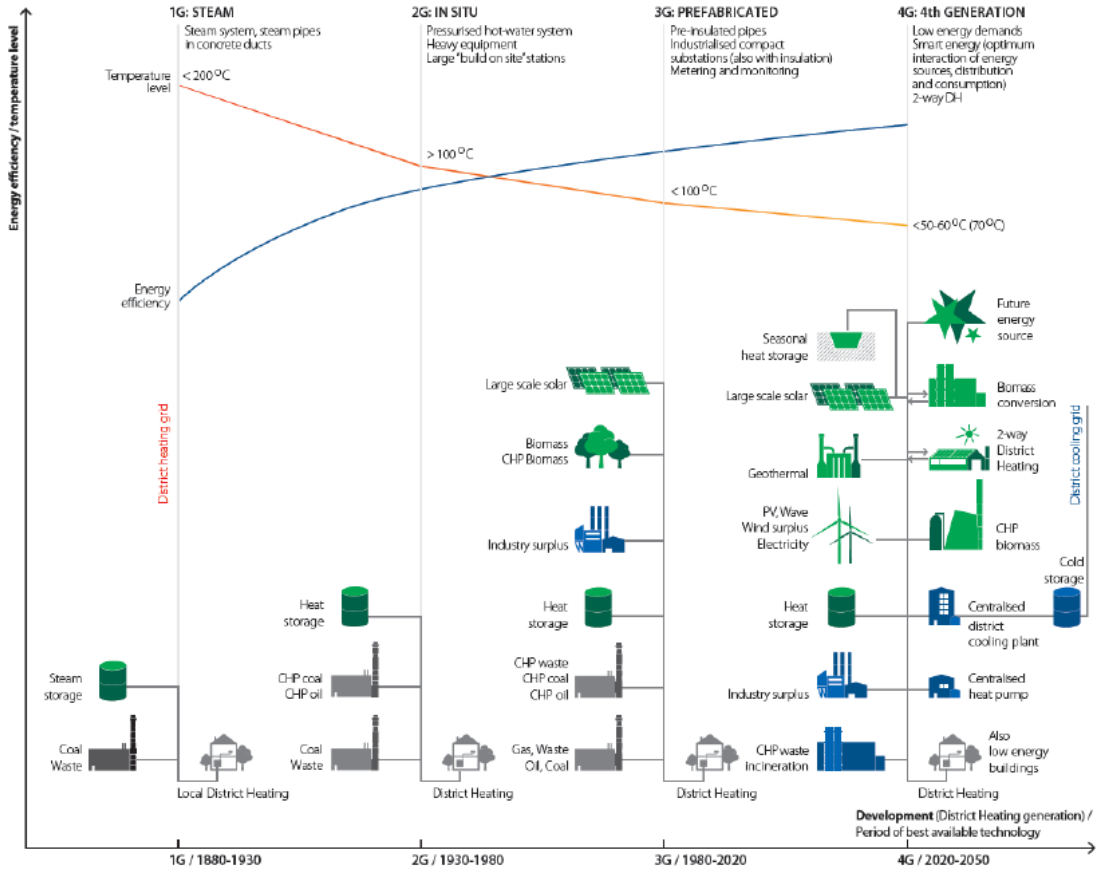


Rys. 5.10.1.10. Przepływ energii w systemach DH i DC (Frydenlund, Djuric i Haase, 2010)

Ciepłownictwo jest technologią dojrzałą, istniejącą od 1877 r., kiedy to w Nowym Jorku powstała pierwsza komercyjna sieć. Pierwsza norweska ciepłownia została zbudowana w Oslo w 1936 r., kiedy to nadmiar ciepła z chłodzenia pary przesłano do ratusza i teatru narodowego (Fornybar 2016). System ciepłownictwa rozwinięty w 1877 r. w Nowym Jorku jest uznawany za system pierwszej generacji. Używano pary wodnej, jako nośnika energii. System ten jednak wiązał się z wysokim ryzykiem. System drugiej generacji, instalowany w latach 1930-1970 opierał się na wodzie pod ciśnieniem, o temperaturze 100°C. System trzeciej generacji, wprowadzony w latach 80. XX w., stosuje wodę pod ciśnieniem i o temperaturze 80°C (Lund et al. 2014).

Systemy ciepłownicze czwartej generacji

Obecnie wprowadza się systemy ciepłownictwa czwartej generacji (4GDH). Głównym celem jest obniżenie temperatury w sieci. Spowoduje to spadek strat ciepła, zwiększenie wydajności produkcji, a nawet stworzy nowe możliwości wykorzystania nadwyżki odzyskanego ciepła (Walnum i Fredriksen 2017). Tego rodzaju systemy są tak optymalizowane, aby je dostosować do domów niskoenergetycznych i inteligentnych sieci grzewczych. Umożliwiają podłączenie źródeł energii o niższej temperaturze dostarczanej. Oprócz nadwyżki ciepła z budynków można podłączyć źródła ciepła z energii solarnej i geotermalnej. Możliwość komunikacji z budynkami będzie miała także pozytywny wpływ na poziom zużycia energii w nowych budynkach, szczególnie tych, które zostaną zbudowane w technologii „domów pasywnych", „zero emisyjnych" lub w standardzie „dom plus". System ciepłownictwa czwartej generacji zwiększy ponadto bezpieczeństwo i elastyczność dostaw ciepła (Lund et al. 2014) (Fornybar 2016), pozwalając na integrowanie źródeł energii odnawialnej (Rys. 5.10.1.11). Główna zmiana w porównaniu do systemu trzeciej generacji polega na tym, że temperatura w nowym systemie jest niższa, na poziomie 40-50°C (Walnum i Fredriksen 2017).



Rys. 5.10.1.11. System ciepłownictwa czwartej generacji (Lund i in, 2014)

Obniżenie temperatury systemu ciepłowniczego stwarza możliwość zastosowania rozproszonych, odnawialnych źródeł energii, jako źródeł ciepła. Które źródła należy podłączyć i w jaki sposób będzie zależało od poziomu temperatury w sieci. Najbardziej obiecująca technika, zwana połączeniem zwrotno-zasilającym (RS) polega na ogrzewaniu wody powrotnej i przekazywaniu jej z powrotem do linii zasilania.

W konwersji systemu ciepłownictwa w kierunku systemu czwartej generacji problemem staje się fakt, że w sieci istnieją budynki nowe i stare. Nowe muszą spełniać normy dostosowania do systemu sieciowego, natomiast starsze budynki mogą nie dysponować właściwą infrastrukturą, albo charakteryzować się wysokim zapotrzebowaniem na energię, które będzie trudno spełnić. Pojawiają się więc dwie opcje: albo obsługiwać dwa niezależne systemy, albo wprowadzić system niskotemperaturowy z możliwością zwiększenia temperatury zasilania w okresach zimniejszych.

Ciepłownictwo w Skandynawii

Zarówno Szwecja, jak i Dania mają ustabilizowane systemy ciepłownictwa. Rynek szwedzki jest na poziomie 100 TWh. Mieszkalnictwo jest objęte siecią ciepłowniczą w 51%, a 80% budynków niemieszkalnych jest ogrzewanych z sieci. 45% zakładów komunalnych generuje ciepło i elektryczność (CHP). 66% zużywa biomasę a 18% odpady, co pokrywa 8,5% zapotrzebowania Szwecji na elektryczność (Euroheat & Power 2017d). W Danii 64% gospodarstw jest ogrzewanych z sieci, a w Kopenhadze 98% wszystkich budynków jest podłączonych do sieci komunalnej. Proporcja odnawialnych źródeł energii zwiększyła się z 35 do 50% w latach 2005-2014, co zmniejszyło ogólne zużycie energii ze źródeł kopalnych w sieciach do 20%. Główne źródła ciepła służą systemom ciepłownictwa i zakładom kogeneracji CHP, które oprócz zasilania sieci ciepłowniczych w 2015 r. wyprodukowały 57% elektryczności (Euroheat & Power 2017a). Wysoki udział sieci ciepłowniczej w Danii wynika z zachęt budżetowych, które powodują rozwój ciepłownictwa na wyższym poziomie niż w krajach sąsiednich o podobnym klimacie i strukturze fizycznej. Układ sieci jest tam dosyć nietypowy, ponieważ istnieje kilka małych systemów w kraju, zamiast kilku wielkich w dużych miastach o dużej gęstości populacji (Frydenlund, Djuric i Haase 2010). W porównaniu do Szwecji i Danii Norwegia posiada niski udział ciepłownictwa komunalnego. Produkcja ciepła w sieciach norweskich wyniosła w 2017 r. 5,2 TWh (SSB 2017), a w samym szwedzkim Goteborgu roczna produkcja sięgnęła 4,6 TWh.

Ciepłownictwo w Norwegii

Ze względów geograficznych większość energii elektrycznej powstaje w Norwegii w elektrowniach wodnych. Historycznie cena elektryczności zawsze była niska, a dostępność do niej wysoka. Ostatnie zimy były cieplejsze i dlatego w Norwegii wystąpiły nadwyżki energii elektrycznej. Z tego względu ciepłownictwo nie jest w Norwegii tak bardzo rozwinięte, jak w pozostałych krajach skandynawskich. Inną przyczyną niskiego nasycenia sieciami ciepłowniczymi jest niska gęstość zaludnienia i dlatego zachęty finansowe dla rozwoju ciepłownictwa stosuje się tylko w dużych miastach, co jest przedmiotem sporów. W 2015 r. udział ciepłownictwa w rynku wynosił 12%, czyli wyprodukowano 5.5 TWh całkowitego ciepła na rynku norweskim szacowanym na 46 TWh. Źródła energii w większości norweskich zakładów ciepłowniczych to w 90% źródła odnawialne, zarówno bezpośrednio odnawialne, jak i recyklingowe (Euroheat & Power 2017b), natomiast paliwa kopalne są stosowane w urządzeniach szczytowych, których udział i tak spada z roku na rok.

Istnieje sześć przyczyn zwiększania rozwoju ciepłownictwa w Norwegii. (1) Dostępność potencjalnego paliwa w przypadku spalania odpadów. (2) Norwegia zwiększa możliwości eksportowania czystej energii elektrycznej do Europy. (3) Bardziej inteligentne korzystanie z energii, co oznacza stosowanie elektrycznych silników i innych urządzeń, a także stosowanie energii niskiej jakości w celu ogrzewania. (4) Doświadczenia Danii pokazują, że także mniejsze zaklady ciepłownicze są ekonomiczne. (5) Jakość sieci energetycznej w Norwegii. (6) Wszystkie systemy ciepłownictwa, posiadające koncesje rządowe, będą automatycznie dostarczać ciepło do nowych budynków, ponieważ muszą być one podłączane do sieci.

Od 2009 r. zakazane jest wyrzucanie odpadów stałych na wysypiskach (Avfall Norge 2017). Spowodowało to budowę spalarni śmieci, które często dostarczają ciepło do sieci ciepłowniczych, jako nadwyżkę energii. W 2015 r. Norwegia zużyła 1 mln ton odpadów stałych w spalarniach (Loop 2017), a jednocześnie wyeksportowała 1,7 mln ton śmieci do Szwecji (The Norwegian Environmental Agency 2017). Są więc w Norwegii dalsze możliwości opalania zakładów ciepłowniczych za pomocą odpadów.

Norwegia posiada długą historię stosowania elektryczności, jako pierwotnego źródła ogrzewania, a ok. 60% zapotrzebowania na ciepło w sektorze mieszkalnictwa jest pokrywane energią elektryczna (2015). Ostatnio w Norwegii położono kilka kabli wysokoenergetycznych prądu stałego, prowadzących do Europy w celu eksportu energii elektrycznej. Planowane są kolejne linie kablowe, ponieważ takie sieci są dochodowe. Przewiduje się, że Europa będzie potrzebować więcej energii elektrycznej z Norwegii, aby zapewnić zwiększenie produkcji z odnawialnych źródeł energii. Skutkiem tego jest wzrost ceny prądu w Norwegii, a to stwarza dla ciepłownictwa szansę rozwoju, jako lepszego systemu ogrzewania.

W związku z działaniami na rzecz osiągnięcia ambitnego celu w postaci wzrostu globalnego ocieplenia klimatu o maksimum 2 stopnie, należy używać energii w sposób jak najbardziej efektywny tak, aby zmniejszać straty i zwiększać wydajność. Miarą oceny energii jest jej jakość czyli ilość pracy wykonanej przez daną ilość energii. Elektryczność jest najbardziej czystą formą dostępnej energii i dlatego zawiera wysoką zawartość energii, natomiast ciepło ma najniższą zawartość energii. Dla zoptymalizowania użytkowania dostępnej energii należałoby więc stosować elektryczność dla wykonywania pracy, co oznacza stosowanie silników i innych urządzeń elektrycznych. Odpady stałe, które jest trudno poddać recyklingowi lub zastosowaniu do innych celów powinny być spalane, a ciepło użyte do ogrzewania.

Jak widać na przykładzie polityki władz duńskich, można opracować małe, ekonomiczne systemy ciepłownicze. Ta opcja ciepłownictwa może być także zastosowana w Norwegii.

W niektórych dużych miastach norweskich sieci elektryczne działają na granicach swoich możliwości, a wraz ze wzrostem zużycia energii elektrycznej we wszelkiego rodzaju urządzeniach, od wyposażenia gospodarstw domowych do samochodów elektrycznych, sieć energetyczna zostanie jeszcze bardziej obciążona. Alternatywnym wyjściem jest zwiększenie zasięgu sieci ciepłowniczych dla odciążenia energetyki. Jest to szczególnie efektywne, ponieważ szczyt w sieci elektrycznej przypada wtedy, kiedy potrzeby ogrzewania są największe czyli w chłodne, zimowe dni (Mellvang-Berg 2017).

Ostatni aspekt możliwości rozwoju ciepłownictwa w Norwegii polega na tym, że wszystkie systemy ciepłownicze powyżej 10 MW muszą uzyskać koncesje rządowe. Jeżeli koncesja zostanie wydana, to wszystkie nowe budynki na danym terenie muszą zostać podłączone do sieci komunalnej.

Literatura:

Avfall Norge. 2017. “Bransjen | Avfall Norge.” Accessed September 11. http://kurs.avfallnorge.no/ombransjen1.cfm

Euroheat & Power. 2017a. “District Energy in Denmark.” Euroheat & Power. May 1. https://www.euroheat.org/knowledge-centre/district-energy-denmark/

———. 2017b. “District Energy in Norway.” Euroheat & Power. May 1. https://www.euroheat.org/knowledgecentre/district-energy-norway/

———. 2017c. “District Energy in Sweden.” Euroheat & Power. May 1. https://www.euroheat.org/knowledgecentre/district-energy-sweden/

Fornybar. 2016. “2. Varmedistribusjon - Fornybar.no.” May. http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-avenergi/varmedistribusjon

Frydenlund, Frode, Natasa Djuric, and Matthias Haase. 2010. “Survey of Available Technologies for Renewable Energy Supply to Buildings.” Technical Report. SINTEF.

Loop. 2017. “Restavfall.” Accessed September 11. http://loop.no/loopedia-avfallstype/restavfall/

Lund, Henrik, Sven Werner, Robin Wiltshire, Svend Svendsen, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, and Brian Vad Mathiesen. 2014. “4th Generation District Heating (4GDH): Integrating Smart Thermal Grids into Future Sustainable Energy Systems.” Energy 68: 1–11.

Mellvang-Berg, Trygve. 2017. “Fremtiden er elektrisk – men ikke bare.” VVS aktuelt, June 9. http://www.vvsaktuelt.no/fremtiden-er-elektrisk-men-ikke-bare-114908/nyhet.html

SSB. 2017. “District Heating in Norway.” Ssb.No. April 5. http://www.ssb.no/en/energi-ogindustri/statistikker/fjernvarme/aar/2017-05-04

The Norwegian Environment Agency. 2017. “Import og eksport av avfall.” May 23. http://www.miljostatus.no/tema/avfall/import-og-eksport-av-avfall/

Walnum, Harald Taxt, and Eyvind Fredriksen. 2017. “Thermal Energy Systems in ZEN Review of Technologies Relevant for ZEN Pilots.” Draft. SINTEF.

5.10.1.4. Geotermalne pompy ciepła w Norwegii

W Norwegii istnieją dwa systemy ciepłownictwa, oparte na energii geotermalnej, wraz z pompami ciepła, jako źródłami energii. Jest to zakład Kalnes Energy Central w Sarpsborg i Nydalen Energy Central w Oslo. W zasadzie energia geotermalna wraz z pompami ciepła nie jest dostarczana do sieci ciepłowniczej, ale jest używana raczej lokalnie. Dla potrzeb obecnego studium dokonamy także oceny podobnych systemów do tych, stosowanych w Kalnes i Nydalen, które nie są podłączone do sieci ciepłowniczych. Są to na przykład zakłady przy uczelni University College w Bergen i Vulcan Energy Central w Oslo. Ocenimy też system ciepłowniczy w Drammen, który wykorzystuje wodę morską, jako źródło ciepła.

Kalnes Energy Central

Zakład Kalnes Energy Central został zbudowany w 2015 r., a jego celem było ogrzewanie szpitala Østfold (85,000 m^2): 8 GWh dla ogrzewania i 4,5 GWh dla klimatyzacji w ciągu roku, przy efektywnym zapotrzebowaniu w wysokości 4,5 MW dla ogrzewania. Energia służy do przygotowania ciepłej wody użytkowej i ogrzewania pomieszczeń oraz chłodzenia urządzeń i lokali. Osiąga się to za pomocą jednej pompy ciepła, jednego dużego mechanizmu chłodzącego (urządzenia chłodniczego), jednego kotła elektrycznego, dwóch kotłów na bioolej, czterech małych mechanizmów chłodzących i dwóch suchych chłodnic, zasilanych ciepłem ze 100 płytkich otworów geotermalnych, sięgających na głębokość 240 m. Ponadto pompa ciepła używa energii chłodzenia ze szpitala, jako źródło ciepła. Pompa ciepła może pokryć 90% zapotrzebowania na ciepło, a zapotrzebowanie szczytowe jest pokrywane za pomocą kotła na bioolej.

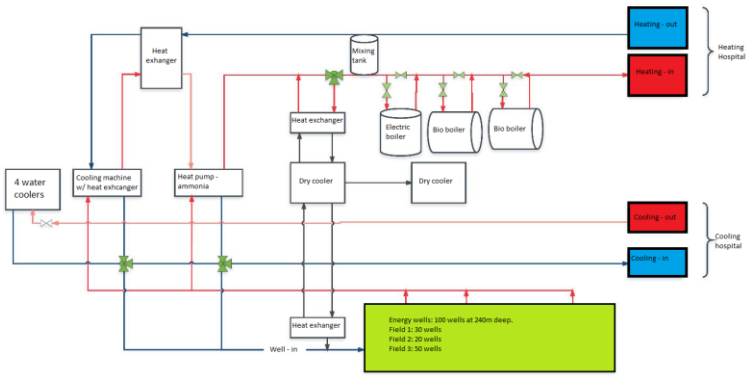
Tabela 5.10.1.2. Dane o urządzeniach grzewczych i chłodniczych w Kalnes Energy Central

Jednostka	Ogrzewanie, moc maks./min., kW	Chłodzenie, moc, kW	Maks. zużycie elektr., kW	Medium robocze
Pompa ciepła 1	1249/125*	844	405	R717
Mechanizm chłodzący 2	1030/258	973	390	R134a
Kocioł elektryczny	3000/100	-	3000	-
Mechanizm chłodzący x4	-	1052	340	R134a
Kocioł olejowy x2	3000/300	-	-	-
Skraplacz x2	1017**	-	12	-

*10-100%, częstotliwość regulowana

**zrzut ciepła na zewnątrz poprzez obwód zrzutowy

Pompa ciepła 1 odpowiada za podstawowe obciążenie i ma zawsze najwyższy priorytet w zakresie dostawy ciepła i chłodu do szpitala. Jako źródło ciepła, wykorzystuje zarówno ciepło ze szpitala, jak i z płytkich otworów geotermalnych. Może dostarczyć wodę o maks. temperaturze 60°C. Czynnikiem chłodniczym jest amoniak. Mechanizm chłodzący (urządzenie chłodnicze) został zmodyfikowany tak, aby nie zrzucać ciepła do środowiska, ale raczej użyć skraplacza wody po stronie skraplania, z wymianą ciepła w pompie ciepła. Mechanizm chłodzący może także dostarczać ciepło, kiedy temperatura zewnętrzna spada do 48°C, a wówczas podaje wodę o temperaturze 50°C ze skraplacza. Mechanizm chłodzący służy także do regulowania temperatury sieci chłodniczej, kiedy pompa ciepła tylko dostarcza ciepło (Rys. 5.10.1.12) (Ebnes i Hagen 2017).



Rys. 5.10.1.12. Uproszczony proces eksploatacji w Kalnes Energy Central (Ebnes i Hagen 2017)

Wydrążono 100 płytkich otworów geotermalnych o głębokości 240 m, z kolektorami w postaci rur U-kształtnych. Podłoże skalne jest granitowe (Futurum Energi AS 2011). Kluczowe parametry podano w Tabeli 5.10.1.3.

Tabela 5.10.1.3. Kluczowe parametry dla otworów geotermalnych zakładu Kalnes Energy Central

Parametry	Wartość	Jednostka	Uwagi
Przewodność termiczna	3.38	W/m*K (k)	(Futurum Energi AS 2011)
Liczba płytkich otworów geotermalnych	100		
Głębokość otworu	240	m	
Średnia temperatura w otworze	8	°C	(Futurum Energi AS 2011)
Maks. temperatura w otworze	25	°C	
Pow. parku geotermalnego	4200	m^2	7 m pomiędzy otworami
Obj. parku geotermalnego	1050000	m^3	
Obj. moc cieplna, granit	666	Wh/ m^3*K	

Płyn kolektora HX35 jest mieszaniną 35% etanolu i 65% wody. Za parownikiem płyn może mieć temperaturę nawet -4°C w pompie ciepła. Kluczowe parametry pokazano w Tabeli 5.10.1.4.

Tabela 5.10.1.4. Kluczowe parametry płynu kolektora, stosowanego w płytkich otworach geotermalnych zakładu Kalnes Energy Central

Charakterystyka	Dane
Płyn kolektora	Woda z 35% obj. etanolu
Gęstość [kg/m^3]	965
Moc właściwa ogrzewania [KJ/kg*K]	4.166
Temperatura marznięcia [°C]	17,5

Doświadczenia z pierwszych lat eksploatacji są całkowicie pozytywne w opinii projektanta zakładu Egila Erstada, nawet kiedy okazało się, że obliczenia zapotrzebowania na energię dla szpitala były o 25% niższe dla ogrzewania i 22% niższe dla chłodzenia niż w rzeczywistości. Energy Central dostarcza dzisiaj po prostu więcej energii.

Nydalen Energy Central

Zakład Nydalen Energy Central i system ogrzewania i chłodzenia zbudowano w 2003 r. w Oslo. Zakład Energy Central dostarczał wówczas ciepło do lokali o powierzchni 170,000 m^2 i chłodu dla powierzchni 135,000 m^2 poprzez lokalny system ciepłowniczy. System opiera się na pompie ciepła, pobieraniu energii geotermalnej z płytkich otworów geotermalnych oraz nadwyżki ciepła z miejscowych systemów chłodzenia. Energia geotermalna jest pobierana ze 180 otworów o głębokości 200 m każdy, rozmieszczonych w skałach o objętości 2.000.000 m^3. w 2014 r. zwiększono moc zakładu przez dodanie kotła spalającego pelet i układu wymiennika ciepła, łączącego układ z rzeką Akerselva, a także kotła gazowego dla pokrycia obciążenie szczytowego. W rezultacie cały zakład był w stanie dostarczyć ciepło dla lokali o powierzchni 322.000 m^2 i chłód dla 312.000 m^2.

System zakładu wykorzystuje możliwość magazynowania ciepła w ziemi w okresie letnim za pomocą obiegu ciepłej wody (25-40°C) chłodniczej, wprowadzanej do płytkich otworów geotermalnych i podgrzewania ich od 7 do 15°C. W jesieni główne źródło energii dla ogrzewania stanowi rzeka, a pobieranie energii geotermalnej rozpoczyna się od listopada, kiedy rzeka zamarza, a następnie energię geotermalną pobiera się przez całą zimę. Płyn kolektora, mieszanina wody i etanolu, jest pompowany do płytkich otworów geotermalnych w temperaturze 0°C i pobierany z temperaturą 10°C. W 2016 r. ok. 60% całkowitej produkcji ciepła w wysokości 21 GWh zostało dostarczonych z systemu pompy ciepła (Jansen 2017).

Z rozmowy z Bjørnem Nygårdem dowiedzieliśmy się o interesujących aspektach różnych faz realizacji inwestycji. Pozostała części opisu opiera się na informacjach uzyskanych od niego. Po pierwsze inwestycja w wysokim stopniu była uzależniona od uzyskania wsparcia finansowego z budżetu państwa. Z całkowitych kosztów inwestycji w wysokości 60 mln NOK, 11 mln NOK uzyskano z budżetu oraz od rady miasta Oslo. Bez takiego dofinansowania inwestycja nie byłaby możliwa. Innym kluczowym czynnikiem zwiększenia opłacalności inwestycji było generowanie chłodu oprócz ciepła. Obecnie biura są coraz bardziej efektywne energetycznie i oszczędne; potrzebują mniej ogrzewania niż dawniej, ale nadal konieczna jest klimatyzacja. Wynika to z komputeryzacji, co znaczy więcej urządzeń elektronicznych, większe zagęszczenie powierzchni biurowej i więcej ludzi na tej powierzchni. Dostosowanie się do potrzeb chłodzenia lokali staje się coraz ważniejsze teraz i w przyszłości, ponieważ budynki wykonane w technologii „dom plus" i o podobnych rozwiązaniach mają niskie zapotrzebowanie na ogrzewanie, ale nadal wymagają klimatyzacji, co stwarza nowy rynek. Dostawa chłodu oznacza także produkowanie ciepła

w lecie. Można je magazynować w ziemi, by skorzystać z niego w zimie. Jednym z problemów, zdaniem Bjørna Nygårda, jest jednak brak wykwalifikowanych pracowników do wykonywania instalacji i ich eksploatacji.

W trakcie planowania systemu ciepłownictwa należy mieć świadomość całkowitego zapotrzebowania na ogrzewanie (i chłodzenie) i starać się przewidzieć przyszły rozwój potrzeb. Rozsądne jest także budowanie systemów pomp ciepła, ułatwiających szybki wzrost i zmniejszanie mocy, dzięki instalacji pomp ciepła o różnych parametrach, zamiast dopasowywania obciążenia każdej pompy ciepła, co ma wpływ na współczynnik efektywności COP. Przed instalacją ważne są badania pomp ciepła i innych urządzeń, zarówno w zakładzie, jak i w miejscu inwestycji. Ma to na celu potwierdzenie, że określone specyfikacje osiągają rzeczywiste wartości. Umowy muszą też zawierać okresy gwarancyjne, pokrywające okres badań urządzeń pod pełnym obciążeniem zarówno w zakresie chłodzenia, jak i ogrzewania. W trakcie lokowania inwestycji należy zwrócić uwagę na sąsiednią zabudowę, by zapewnić ochronę przed hałasem i wibracjami, jakie powstają w trakcie eksploatacji zakładu.

Eksploatacja to kolejny, istotny aspekt, a największe znaczenie ma wysoki poziom czynności utrzymania i ogólnego prowadzenia zakładu pod względem jego czystości. Stare pompy ciepła stosują czynnik chłodniczy R134a, a jego stosowanie podlega w Norwegii bardzo ostrym przepisom ze względu na to, że powoduje duże zubożenie warstwy ozonowej oraz globalne ocieplenie klimatu. W przypadku wycieku R134a władze nałożą na zakład wysokie kary, a ich wartość ciągle wzrasta. W nowszych pompach ciepła stosuje się amoniak, jako czynnik chłodniczy, a ten z kolei jest substancją trującą. Czystość zakładu i wysoki poziom czynności utrzymania pozwolą nie tylko na płynne działanie systemów, lecz także na unikanie kar oraz wycieków substancji toksycznych. W odniesieniu do płytkich otworów geotermalnych płyn kolektora musi wytrzymywać temperatury poniżej 0°C i dlatego często stosuje się mieszankę wody i etanolu. Tego rodzaju płyn musi być ściśle monitorowany, ponieważ przedostanie się powietrza do systemu może z czasem spowodować przemianę czynnika chłodniczego w kwas octowy, niszczący rury od wewnątrz.

Zakład ciepłowniczy w uczelni University College w Bergen

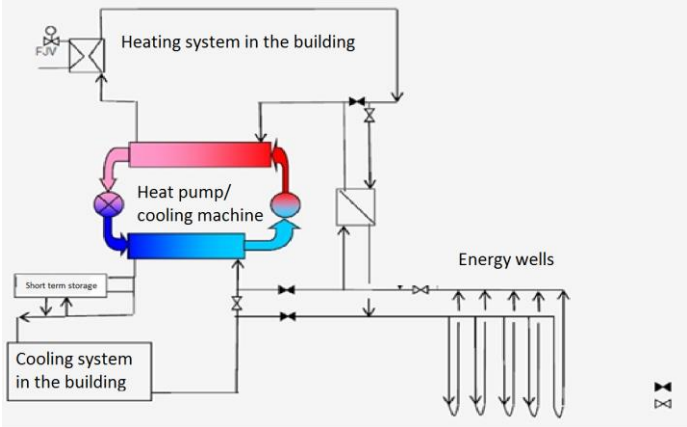
W ramach dużej, zintegrowanej inwestycji dla uczelni University College w Bergen postanowiono wykorzystać geotermalne pompy ciepła w połączeniu z mechanizmami chłodzącymi (urządzeniami chłodniczymi). Budowa zakładu rozpoczęła się w 2010 r. i ukończyła w sierpniu 2014 r. Zakład zapewnia ogrzewanie i chłodzenie dla 6.600 osób pracujących w lokalach o powierzchni 51.000 m^2 (w tym garaży o powierzchni 3.650 m^2). Roczne zapotrzebowanie na chłód wynosi 1.060 MWh, a zapotrzebowania na ciepło 2.600 MWh (Dar 2014). Filozofia inwestycji polegała na zatrzymaniu energii w granicach systemów budynkowych oraz magazynowaniu nadwyżek energii na okres większego zapotrzebowania. Dla celów magazynowania długoterminowego zastosowano otwory, do których zrzuca się ciepło w lecie, a pobiera w zimie. Dla celów magazynowania krótkoterminowego stosuje się magazynowanie chłodu w ramach regulacji godzinnych.

System posiada moc zainstalowaną dla ogrzewania 2.830 kW, a dla chłodzenia 3.000 kW, oraz stosuje amoniak (R717), jako czynnik chłodniczy. Powodem wyższej mocy chłodzenia niż ogrzewania jest to, że nawet jeżeli roczne zapotrzebowanie na ciepło jest wyższe, ze względu na bierne ogrzewanie przez słońce w lecie, to istnieją duże wartości obciążeń wewnętrznych w postaci ludzi i komputerów. Aby pokryć zapotrzebowanie na ogrzewanie i chłód, zainstalowano trzy pompy ciepła o mocy ogrzewczej 343 kW, 511 kW i 788 kW i odpowiednio mocy chłodzenia, kiedy system ten działa jako mechanizm chłodniczy: 292 kW, 438 kW i 671 kW. Całkowita moc sprężarek wynosi 300 kW. Pompy ciepła wykorzystują 81 otworów o głębokości 220 m oraz zbiorniki magazynowe chłodu 4 x 60 m^3 z substancją FlatICETM (największe w Europie) dla obsługi klimatyzacji (Dar 2014). Zastosowanie zbiorników magazynowych chłodu pozwoliło na uniknięcie wiercenia dodatkowych 98 otworów oraz użycia agregatów chłodniczych o mocy 1.600 kW i sprężarek o mocy 400 kW. Zbiorniki chłodu pozwoliły także wykluczyć planowane suche chłodnice, dzięki czemu system lepiej wygląda, jest cichszy i wymaga niższego poziomu czynności utrzymania. Ponieważ zbiorniki chłodu umożliwiają płynniejszą eksploatację, to nastąpiła poprawa warunków eksploatacji urządzeń. Ogólny wyniki obniżył koszty inwestycji i zapewnił bardziej dochodową eksploatację.

Zbiorniki chłodu zawierają FlatICETM, który jest roztworem materiału zmiennofazowego (PCM) (sól uwodniona) o temperaturze marznięcia 10°C. Materiał PCM jest ujęty w szczelnych elementach i złożony wewnątrz zbiorników, z pozostawieniem wystarczającej ilości miejsca na przepływ wody. Zbiorniki zawierają 47,000 elementów PCM, a ogólna moc chłodzenia wynosi 11.200 kWh, przy 7-godzinnym czasie zrzutu (Rys. 5.10.1.13).

Rys. 5.10.1.13. Wnętrze zbiornika magazynowego z elementami PCM (po lewej) i zespół zbiorników magazynowych (po prawej) (Dar 2014)

Rys. 5.10.1.14 pokazuje uproszczony schemat systemu ogrzewania i chłodzenia, zbudowanego w University College w Bergen.



Rys. 5.10.1.14. Uproszczony schemat obiegu energii (Dar 2014)

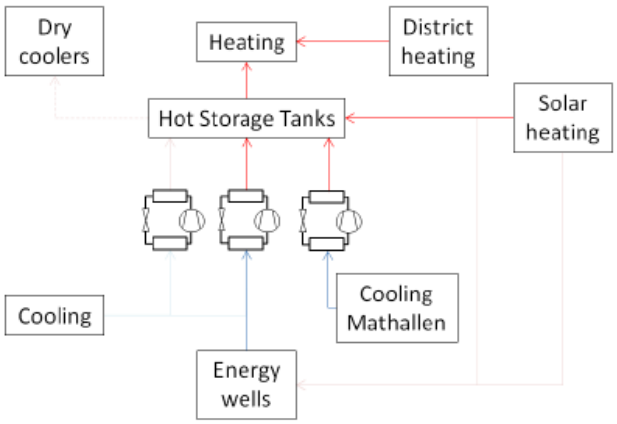
Vulcan Energy Central

Zakład Vulcan Energy Central dostarcza energię do kilku dużych budynków: dwóch hoteli, dwóch biurowców, dwóch domów mieszkalnych zintegrowanych ze sklepami i jednej restauracji. Wszystkie budynki spełniają normy budynków biernych lub niskoenergetycznych (Stavset i Kauko 2015). Zakład Energy Central generuje 1.140 kW mocy ogrzewania i 1.130 kW mocy chłodzenia, pokrywając całkowite, roczne zapotrzebowanie na energię chłodzenia i ogrzewania w wysokości 4,5 GWh (Joelson 2010). Zakład posiada trzy pompy ciepła, 64 otwory o głębokości 300 m i kolektory solarne na fasadzie jednego z budynków. Zbiorniki wody służą jako krótkoterminowe magazyny ciepła i krótkoterminowe banki chłodu. Z 1.130 kW zainstalowanej mocy chłodzenia, 200 kW jest pobierane z banku. W czasie zimy pompy ciepła mogą osiągnąć współczynnik COP 3 natomiast w lecie COP wynosi ok. 1,5. Zakład jest także podłączony do regionalnego systemu ciepłowniczego.

Energy Central posiada strategię eksploatacji, obejmującą trzy tryby pracy: ogrzewanie, aktywne chłodzenie i swobodne chłodzenie. Czwartą opcją jest stosowanie kolektora solarnego w połączeniu z pozostałymi trzema opcjami. Dla optymalizacji eksploatacji te trzy różne opcje mogą działać w kombinacjach. Stosowanie kombinacji trybów pracy może być szczególnie efektywne w okresach o wysokim zróżnicowaniu temperatur zewnętrznych, np. na wiosnę czy jesienią (Storås 2016).

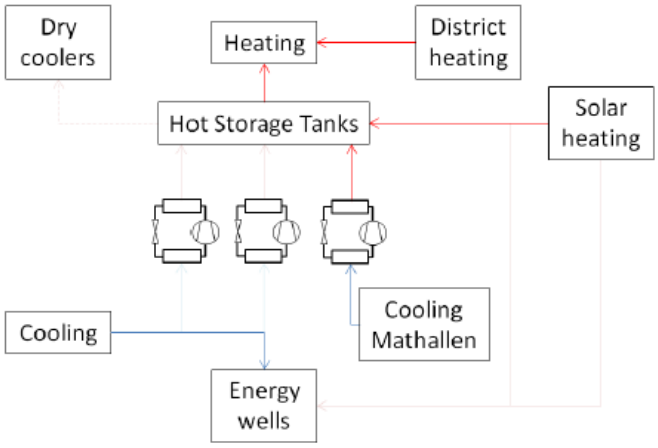
Uproszczony schemat trybu ogrzewania pokazano na Rys. 5.10.1.15. Energia jest dostarczana poprzez pompy ciepła z otworów i z obwodu chłodzenia w Mathallen. Jeżeli również inna część sieci wymaga chłodzenia, to można użyć chłodu od strony parownika pompy ciepła. Ciepło wyprodukowane po stronie skraplacza pompy ciepła zostanie zgromadzone w zbiornikach ciepła i będzie dostępne w miarę potrzeby. Energia z paneli solarnych jest również magazynowana w zbiornikach

ciepła. Ze względu na ograniczenia temperaturowe pomp ciepła energia ze zbiorników magazynowych jest pobierana tylko do wstępnego ogrzewania ciepłej wody użytkowej, natomiast ciepłownia ogrzewa wodę sieciową. W przypadku potrzeb szczytowych działa zakład ciepłowniczy (Stavset i Kauko 2015).



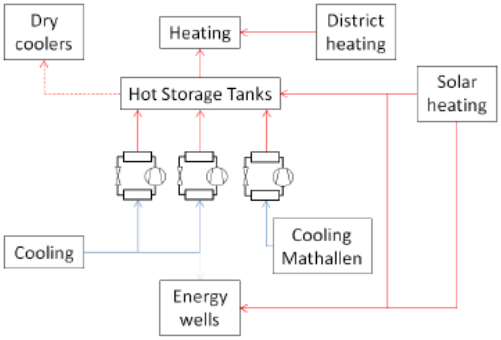
Rys. 5.10.1.15. Diagram eksploatacji zakładu w trybie ogrzewania (Stavset i Kauko 2015)

Kolejny Rys. 5.10.1.16 pokazuje schemat pracy systemu w trybie chłodzenia swobodnego. Jest on stosowany, kiedy zapotrzebowanie na chłodzenie i ogrzewanie jest dosyć niskie, a woda w otworach jest zimna. Taki przypadek zdarza się na wiosnę po pobraniu ciepła z otworów w okresie zimowym. Płyn kolektora płynie wówczas bezpośrednio z otworu do wymiennika sieci chłodzenia, a jedyną działającą pompą ciepła jest ta, która dostarcza chłód dla Mathallen, gdzie energia jest potrzebna w magazynie żywności. Ciepło jest dostarczane jako kombinacja energii cieplnej z pompy ciepła, ogrzewania solarnego, jeżeli jest dostępne oraz z systemu ciepłowniczego. W tym trybie eksploatacji zawsze pojawia się kwestia, czy kupować energię cieplną z sieci ciepłowniczej, czy przejść na tryb aktywnego chłodzenia i w ten sposób wykorzystać nadwyżkę ciepła, która zapewni ogrzewanie.



Rys. 5.10.1.16. Diagram eksploatacji zakładu w trybie swobodnego chłodzenia (Stavset i Kauko 2015)

Rys. 5.10.1.17 pokazuje schemat działania zakładu w trybie aktywnego chłodzenia. Pompy ciepła zapewniają chłodzenie budynków. Energia cieplna ogrzewa budynki i ładuje zbiorniki magazynowe. Jeżeli dostępna jest większa ilość ciepła, to można ją składować w otworach energetycznych. Nadwyżka ciepła może być zrzucana do suchych chłodnic, jeżeli jest to konieczne. Podobnie, jak w trybie ogrzewania, sieć ciepłownicza służy do przygotowania ciepłej wody użytkowej do wymaganej temperatury. Ogrzewanie solarne może dostarczać ciepło albo do zbiorników magazynowych, albo do otworów energetycznych.

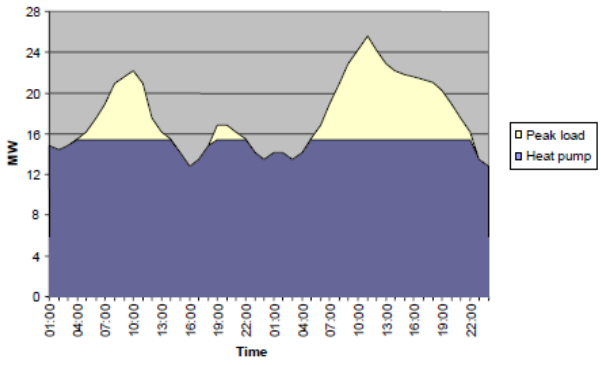


Rys. 5.10.1.17. Diagram eksploatacji zakładu w trybie aktywnego chłodzenia (Stavset i Kauko 2015)

Ciepłownia w Drammen

W 2011 r. w ciepłowni Drammen zbudowano największą na świecie pompę ciepła o zerowej emisji CO_2, produkującą wodę o temperaturze 90°C (Star Refrigeration 2017) i wykorzystującą wodę morską, jako źródło ciepła. Dostarcza pma 14,3 MW energii cieplnej dla 64.000 mieszkańców. System posiada trzy 2-stopniowe, pojedyncze sprężarki śrubowe, zainstalowane szeregowo, z mocą grzewczą po ok. 4,5 MW każda. System posiada także 2 x 30 MW kotły ogrzewane gazem dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania w zimie. Pompa ciepła posiada współczynnik COP 3,0 przy 90°C i stałe źródło ciepła o temperaturze 8°C w postaci wody morskiej. Czynnik chłodniczy to amoniak, który wybrano z myślą o zmianach klimatycznych, ponieważ jego wpływ na globalne ocieplenie klimatu jest zerowy, w odróżnieniu od R134a i innych czynników (Hoffmann i Pearson 2011).

Rys. 5.10.1.18 pokazuje typowe obciążenie energią cieplną w systemie ciepłownictwa w Drammen w okresie zimowym. Jak widać, ciepłownia działa tylko na rzecz obciążenia bazowego w godzinach obciążenia szczytowego, ale może dostarczyć większość ciepła. W zimie temperatura podawana przez zakład Energy Central wynosi 120°C; jest ona obniżana do 75°C w lecie, kiedy zapotrzebowanie na ciepło może spadać nawet do 2 MW. Temperatura wody powrotnej wynosi zawsze ok. 60-65°C. W czasie pokrywania zapotrzebowania szczytowego, kotły gazowe pracują ze stałym przepływem wody, podgrzewając ją o 10°C, a następnie woda ta jest mieszana z wodą z ciepłowni, aby osiągnąć wymagany poziom temperatury. Proces ten jest zoptymalizowany przez zastosowanie systemu o zmiennym przepływie, w którym woda jest pobierana bezpośrednio z linii zwrotnej ogrzewania, zapewniającej maksymalne schłodzenie i możliwie niewielkie przegrzanie (Hoffmann i Pearson 2011).



Rys. 5.10.1.18. Przykład zmienności dziennego obciążenia cieplnego w Drammen (Hoffmann i Pearson 2011)

Wymienniki ciepła

W trakcie wyboru wymienników ciepła dla systemu skupiono się na płaszczu i rurach. Rury dla wody grzewczej są wykonane ze stali nierdzewnej gat. 304, natomiast rury parownika są z tytanu. Wymienniki ciepła dobierano starannie w celu uzyskania optymalnej efektywności. Skraplacze i parowniki dobrano tak, aby miały tylko 2°C różnicy względem temperatury wody wylotowej do skraplacza/parownika. Natomiast chłodnice międzystopniowe, schładzacze i chłodnice olejowe wybrano w systemie jednoprzejściowym, dostosowane do rurowych wymienników ciepła. Wymienniki mają przepływ przeciwprądowy, a temperatura wody wylotowej jest wyższa niż temperatura wylotowa czynnika chłodniczego (Hoffmann i Pearson 2011).

Sprężarki

Kluczowy komponent pompy ciepła w zakładzie w Drammen stanowi pojedyncza sprężarka śrubowa firmy Vilter (Emerson). Sprężarka jest zmodernizowanym modelem zwykłej sprężarki chłodniczej dla gazowych systemów sprężania w systemach wysokociśnieniowych. Pojedyncza śruba wykazuje zbilansowane siły na całym głównym rotorze, zarówno osiowo, jak i promieniowo. Osiągnięto to przez jednoczesne sprężanie obydwu stron wirnika, przez co zostały zrównoważone siły kompresji i zbilansowane obciążenia radialne. Alternatywna sprężarka z dwoma śrubami pozwalałaby na sprężanie tylko po jednej stronie wirnika, tworząc siłę starającą się rozpychać obydwie części wirnika. Wynikiem zastosowania pojedynczej śruby zamiast podwójnej jest zwiększenie żywotności łożyska do 120.000 godzin, w porównaniu do zwykłych sprężarek chłodniczych (Hoffmann i Pearson 2011).

Sprężarki są produkowana dla trzech różnych ciśnień: 76 bar, 52 bar i 36 bar i przeznaczone do ciśnienia różnicowego do 41 bar. Siłownik obsługujący zawory mocy i objętości (zasuwy) działa przy ciśnieniu różnicowym 26 bar. Zbyt kosztowne byłoby sterowanie mocą za pomocą napędu falownikowego (inwertera) na silnikach 11 kW, tak więc ciśnienie różnicowe dla każdej sprężarki wynosi poniżej 26 bar (Hoffmann i Pearson 2011).

Kolejną zaletą, która umożliwia optymalną eksploatację są zawory objętościowe (zasuwy). Skoro w ciągu roku mogą występować zmienne warunki po stronie ssącej i wylotowej, efektywność urządzenia wzrasta, kiedy istnieje możliwość regulowania objętości.

Projekt systemu

Aby opracować optymalny system, ważne jest zaprojektowanie przepływu wody przez pompę ciepła tak, aby odzyskać każdy kW mocy z właściwą temperaturą. W Drammen trzy pompy ciepła działają wspólnie dla ogrzewania wody od 60 do 90°C w trzech różnych etapach; pierwszy etap podgrzewa wodę z 60 do 69°C, drugi z 69 do 78°C, a trzeci z 78 do 87°C. Dla zwiększenia temperatury z 87 do 89°C strumień wody jest dzielony na trzy części, przechodzące przez wysokostopniowy schładzacz dla każdego strumienia. Oprócz głównego strumienia istnieje kilka innych, oddzielnych strumieni, przechodzących przez różne schładzacze, olejowe chodziarki wysokostopniowe i niskostopniowe oraz chłodnice międzystopniowe, absorbujące ciepło po drodze. Chłodnice międzystopniowe stosuje się z trzech powodów: schładzają przegrzany gaz pochodzący z niskostopniowych sprężarek przed jego przekazaniem do sprężarek wysokostopniowych. Zmniejsza to izentropową wydajność sprężania, a niższa temperatura ssania powoduje obniżenie temperatury wylotowej, co chroni uszczelnienia przed gazem wylotowym o wysokiej temperaturze w wysokostopniowych sprężarkach. Ponadto przepuszczanie strumienia wody przez chłodnice międzystopniowe zwiększa odzysk energii w systemie. Strumienie osiągają temperaturę 92-98°C w chłodnicach i są mieszane z głównym strumieniem dla ogrzania wody w ostatnim etapie z 89 do 90°C. Trzy pompy ciepła działają w różnych temperaturach, ale wszystkie mają taką samą specyfikację techniczną, co znaczy, że jeżeli jedna z nich ulegnie awarii, pozostałe dwie mogą nadal dostarczać wodę o temperaturze 90°C. Organizacja pracy pomp, wykorzystująca układ zarówno szeregowy, jak i równoległy, zmniejsza średnią temperaturę sprężania z 90 do 80,5°C, co daje poprawą o 10% pod względem wydajności dla systemu pompy ciepła z amoniakiem, jako czynnikiem (Hoffmann i Pearson 2011). Rys. 5.10.1.19 pokazuje warunki eksploatacyjne każdej z trzech pomp ciepła.

71.9 Condensing Circuit	Suction Pressure		Press Diff	Discharge Pressure		Discharge Temp	R717 Duty	Suction Temp	Discharge Mass Flow	Abs Power	Oil Cooling	System HOR	System Abs	System COP
Machine	bar A	°C	Psi	bar A	°C	°C	kW	°C	kg/s	kW	kW	kW	kW	
1201 Cast Steel	19.4	48.3	225	34.9	72.4	114.5	3888	64.0	3.412	484.9	120			
VSS2101	4.4	1.0	224	19.9	49.3	99.3	327	1.0	3.201	805.8	281	4,616	1,342	3.44
80.7 Condensing Circuit	Suction Pressure		Press Diff	Discharge Pressure		Discharge Temp	R717 Duty	Suction Temp	Discharge Mass Flow	Abs Power	Oil Cooling	System HOR	System Abs	System COP
Machine	bar A	°C	Psi	bar A	°C	°C	kW	°C	kg/s	kW	kW	kW	kW	
1201 Cast Steel	23.5	55.8	274	42.4	81.2	115.1	3754	64.8	3.367	493.8	135			
VSS2101	4.4	1.0	285	24.1	56.8	104.6	415	1.0	3.279	939.5	389	4,693	1,491	3.15
88.5 Condensing Circuit	Suction Pressure		Press Diff	Discharge Pressure		Discharge Temp	R717 Duty	Suction Temp	Discharge Mass Flow	Abs Power	Oil Cooling	System HOR	System Abs	System COP
Machine	bar A	°C		bar A	°C	°C	kW	°C	kg/s	kW	kW	kW	kW	
601 Cast Steel	26.1	60.0	347	50.0	89.0	117.7	3662	65.0	3.343	528.3	155			
VSS2101	4.4	1.0	323	26.7	61.0	107.2	471	1.0	3.328	1016.2	453	4,740	1,606	2.95

Rys. 5.10.1.19. Warunki eksploatacyjne każdej z trzech pomp ciepła w Drammen (Hoffmann i Pearson 2011).

Literatura:

Dar, Usman. 2014. “Høgskolen i Bergen Energisentral.”

Ebnes, Kristian, and Emil Hagen. 2017. “Operational assessment of Kalnes energy central.” Master thesis. NMBU.

Futurum Energi AS. 2011. “Sarpsborg Nye Sykehus - Termisk Responstest Forprosjektering Av Geoenergianlegg.”

Hoffmann, Kenneth, and David Forbes Pearson. 2011. “Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway – a Case Study.” Case study. Institute of Refrigeration.
https://www.ior.org.uk/app/images/papers/2011_Ammonia%20heat%20pumps%20for%20district%20heating%20by%20K%20Hoffman.pdf

Jansen, Terje. 2017. “Nydalen Energisentral.” Avantor. Accessed September 20.
http://avantor.no/nydalenenergi/

Joelson, Av: Trond. 2010. “Vulkan Åpner Energisentral.” Bygg.No - Byggeindustrien. December 7. http://www.bygg.no/article/66163.

Star Refrigeration. 2017. “BBC’s Take on World’s Largest Natural Heatpump - Star Refrigeration News.” Accessed September 26.
http://www.star-ref.co.uk/news/bbcs-take-on-worlds-largest-heatpump.aspx

Stavset, Ole, and Hanne Kauko. 2015. “Energy Use in Non-Residential Buildings-Possibilities for Smart Energy Solutions.”

Storås, Charlotte Storås. 2016. “Assessment of an advanced heating and cooling system with thermal storing.” Project thesis. NTNU.

5.10.1.5. Zalecenia z Norwegii

W poniższych punktach podsumujemy kluczowe ustalenia niniejszego Raportu w następującym zakresie: ustawy i przepisy, planowanie i budowa oraz eksploatacja i utrzymanie.

Ustawy i przepisy

W celu ułatwienia funkcjonowania ciepłownictwa i stosowania geotermalnych pomp ciepła konieczne jest wypracowanie pewnych ustaw i przepisów. W Norwegii przyjęto ustawę o technicznych przepisach budowlanych (TEK), która zawiera minimalne kryteria dla budowy nowych budynków. W wyniku nowelizacji wymagań TEK w Norwegii umożliwiono odchodzenie od ogrzewania za pomocą spalania paliw kopalnych i przejście na ogrzewanie elektryczne, a także inne metody ogrzewania oraz wykorzystanie innych, bardziej lokalnych źródeł energii, np. w oparciu o geotermalne pompy ciepła. Istnieją też przepisy chroniące interesy właścicieli systemów ciepłowniczych (DHS), wprowadzające wymaganie, aby pozwolenia dla nowo budowanych domów miały warunek podłączenia do sieci ciepłowniczej. Również doświadczenia duńskie pokazują, iż stosowanie ścisłych regulacji państwowych może stworzyć rynek dla działania ciepłownictwa, także w miejscach, które wcześniej uznawano za nieekonomiczne dla przedmiotowych inwestycji.

W przypadku Nydalen i Bergen wsparcie finansowe władz miało ważne, a nawet decydujące znaczenie. Zakład ciepłowniczy w Nydalen otrzymał dotacje na budowę, a w zakładzie w Bergen sfinansowano z budżetu fazę studium wykonalności.

Planowanie i budowa

W trakcie planowania nowego, komunalnego lub lokalnego systemu ogrzewania, albo ich rewitalizacji, zasadnicze znaczenie ma dobre zrozumienie potrzeb oraz ustalenie dostępności źródeł energii. Poziom zapotrzebowania należy obliczyć lub zmierzyć, zarówno w zakresie ogrzewania, jak i chłodzenia, oraz umieścić w perspektywie potencjalnego rozwoju danego obszaru. Odnosi się to zarówno do liczby nowych budynków, jak i ich jakości, ponieważ nowoczesność budynków zmienia zapotrzebowanie na ich ogrzewania i klimatyzację. Dla zakładu ciepłowniczego Energy Central w Kalnes wykonano obliczenia potrzeb ogrzewania i klimatyzacji przed jego budową i na tej podstawie powstały plany zakładu. Jednak obliczenia okazały się niewłaściwe, a system ciepłowniczy musi dziś pracować z większą wydajnością niż zakładano.

Należałoby także zbadać potencjalne źródła energii, wykorzystywane w planowanym systemie. Czynniki, które należy rozpatrzyć przy wyborze źródeł energii to temperatura systemu ciepłowniczego oraz dostępność i cena paliwa. W wyniku obniżenia temperatury wody w sieci do poziomu wymaganego w sieci ciepłowniczej czwartej generacji łatwiej będzie korzystać z takich odnawialnych źródeł energii, jak panele solarne czy geotermia, ponieważ dają one zwykle niższą temperaturę niż konwencjonalne systemy spalania paliwa. W przypadku rozpatrywania kotłów opalanych paliwem należy uwzględnić dostępność i cenę paliwa, płaconą obecnie i spodziewaną w przyszłości. Wiadomo, że ceny paliw kopalnych będą prawdopodobnie wzrastać ze względu na ich negatywny wpływ na klimat. Z drugiej strony ceny biomasy także potencjalnie wzrosną w związku ze zwiększeniem zapotrzebowania na nie, także z powodu skutków klimatycznych. Zastosowanie kombinacji różnych źródeł energii zawsze jest rozwiązaniem rozsądnym i prawdopodobnie jedynym, jeżeli dany system ma pokrywać zapotrzebowanie podstawowe i obciążenie szczytowe. Przy wyborze różnych źródeł energii w systemie zapewnia się też zdwojenie (rezerwy), które zwiększają niezawodność dostaw energii.

Opcja, która zawsze będzie istotna dla decyzji o budowie komunalnej lub lokalnej sieci ciepłowniczej opiera się na wykorzystaniu pompy ciepła. W takim przypadku pojawia się kilka aspektów, które należy uwzględnić. Pierwszy krok polega na wyborze typu pompy ciepła. Alternatywę stanowią pompy hybrydowe i absorpcyjne, ale ograniczeniem może być ich zbyt wysoka cena. Absorpcyjna pompa wiąże się też z ustaleniem właściwego wysokotemperaturowego źródła ciepła o niskich kosztach i małej emisji.

W przypadku planowania wykorzystania zwykłej, mechanicznej pompy ciepła najważniejsze aspekty dotyczą wyboru źródeł ciepła, czynnika chłodniczego, sprężarek, częściowej regulacji obciążenia i poziomu temperatury sieci grzewczej. Wybór źródeł ciepła powinien się opierać na ich stabilności, cenie, dostępności i trwałości. Mogą istnieć możliwości łączenia dwóch lub więcej źródeł dla poprawy całkowitej wydajności systemu. W przypadku Nydalen wykorzystano miejscową rzekę, jako źródło ciepła oraz magazynowanie odpadowego ciepła z sąsiednich budynków biurowych w okresie lata, wraz z wykorzystaniem płytkich odwiertów geotermalnych w okresie zimy. Z wyborem źródeł energii wiąże się także możliwość magazynowania energii cieplnej i chłodu. Jedną z opcji jest wykorzystanie otworów geotermalnych. Wówczas magazynuje się ciepło pochodzące z produkcji chłodu w lecie, by wykorzystać je w zimie, jak to się odbywa zakładach w Kalnes, Nydalen, University College i Vulcan. Inną opcją w przypadku magazynów geotermalnych jest korzystanie z krótkoterminowego składowania chłodu. Zakład ciepłowniczy University College w Bergen wykonał tylko 81 otworów dla zbiorników krótkoterminowego magazynowania energii, w porównaniu do 179 koniecznych w przypadku braku takiego magazynu, a otwory geotermalne zostały zwymiarowane na podstawie zapotrzebowania na magazynowanie chłodu.

Kolejnym krokiem jest wybór czynnika chłodniczego. Dla układów wielkoskalowych dobrym czynnikiem pompy ciepła jest amoniak, pod względem zarówno wydajności, jak i wskaźników zubożenia warstwy ozonowej i globalnego ocieplenie klimatu, ale jest substancją wybuchową i toksyczną. Alternatywą jest R134a, zastosowany w Nydalen na początku budowy zakładu, chociaż obecnie żałują tej decyzji ze względu na koszty rosnące w wyniku nowych przepisów państwowych, dotyczących stosowania substancji typu HCFC. Tego rodzaju doświadczenia będą prawdopodobnie wartościowe dla Polski, ponieważ nawet jeżeli takich przepisów jeszcze nie ma, to z pewnością zostaną wprowadzone w celu ograniczenia HCFC, np. poprzez narzucenie opłat środowiskowych.

W przypadku wyboru sprężarek Sweco zwykle zaleca sprężarki tłokowe. Są dobrym rozwiązaniem pod względem ceny i możliwości regulacji. W trakcie obecnych badań stwierdzono, że zarówno w Kalnes, jak i w Drammen zastosowano sprężarki śrubowe, osiągając dobre wyniki. Tego rodzaju sprężarki mają wysoką jakość i są kosztowne, ale posiadają możliwość regulowania częstotliwości tak, aby ją dostosować do zmieniających się obciążeń. Ponadto w zakładzie w Drammen przewidują, że uzyskają 120.000 więcej godzin eksploatacji każdej sprężarki. Zamiast zastosowania jednej sprężarki bardzo wysokiej jakości, z możliwością regulacji dostosowania do obciążeń, można użyć kilku sprężarek. Oprócz obniżenia kosztów uzyskuje się rezerwę kilku urządzeń, a więc zdwojenie w przypadkach awaryjnych. Doświadczenia zakładu Nydalen mówią, aby nie stosować kilku urządzeń o tej samej mocy, ponieważ urządzenia o różnej mocy pozwalają na łatwiejszą regulację i dostosowanie do obciążeń. Dzięki temu zwiększy się także współczynnik wydajności (COP), ponieważ niespecjalistyczne sprężarki działają lepiej pod pełnym obciążeniem.

Kiedy system ciepłowniczy zostanie zaprojektowany, a różne urządzenia i komponenty dobrane, ważne będzie ich przebadanie, zarówno w fabryce, jak i na miejscu budowy ciepłowni. Inspektorzy nadzoru uczestniczący w projektowaniu i budowie powinni wziąć udział w badaniach i testach, by ocenić, czy osiągnięto oczekiwane parametry. Tę kwestię podkreślono w Nydalen, ponieważ mieli przykre doświadczenia po zainstalowaniu urządzeń. Nie zawsze można eksploatować urządzenia ze 100% obciążeniem tuż po ich zainstalowaniu, dlatego należy wybrać okres prowadzenia prób. W ten sposób zapobiegnie się problemom rozruchu, gdyby nie osiągnięto wymaganych parametrów.

Eksploatacja i utrzymanie

Aby można było ocenić rzeczywistą efektywność systemu, układy ogrzewania i (lub) chłodzenia należy monitorować. Najłatwiej to osiągnąć za pomocą dobrego systemu kontroli przemysłowej (ICS), opartego na wystarczającej liczbie punktów kontrolno-pomiarowych. W Nydalen na początku prowadzono jak najwięcej tego rodzaju czynności ręcznie. Chodziło o to, aby pracownicy opanowali funkcjonowanie systemu. Następnie powoli coraz więcej zadań i procesów podlegało automatyzacji i programowaniu. Inną opcję zastosowano w Kalnes i Bergen, gdzie zaproszono studentów, aby wykonali pracę magisterską na temat optymalizacji eksploatacji. Można też w tym celu zatrudnić specjalistów.

Wnioski płynące z eksploatacji i utrzymania zakładu w Nydalen mówią, że cały zakład musi być utrzymywany w czystości i porządku. Wówczas łatwiej jest wykrywać usterki i wycieki. Każdy wyciek może być potencjalnie niebezpieczny dla pracowników i osób postronnych, kosztowny dla właścicieli ciepłowni i niszczący dla warstwy ozonu i klimatu.

W zakresie utrzymania potencjalny problem może stanowić to, że w zakładach w Nydalen i Kalnes zastosowano etanol w otworach geotermalnych, gdzie może się przekształcić w kwas octowy, powodując korozję rur od środka. Można tego uniknąć dzięki regularnym kontrolom i właściwym czynnościom utrzymania.

Podkreślano także trudności w znalezieniu wykwalifikowanych pracowników w branży ciepłownictwa i klimatyzacji. Zatrudnienie fachowców pozawala uniknąć niewłaściwych metod instalacji i awarii w czasie eksploatacji. Ogólnie mówiąc, należy poszukiwać pracowników kompetentnych dla każdego etapu procesu, od projektowania, poprzez budowę, eksploatację i utrzymanie, aż do likwidacji zakładu.

5.10.2. Sukces w zastosowaniach geotermalnych pomp ciepła w Islandii (rzeczywiste dane dotyczące oszczędności energii elektrycznej)

Wstęp

Pompy ciepła stanowią interesującą opcję, służącą obniżeniu kosztów ogrzewania elektrycznego. Koszty energii można obniżyć o 25-80% w zależności od zastosowanej technologii oraz lokalizacji urządzeń. Pompy ciepła są opcją przyjazną dla środowiska, poprawiającą wydajność energetyczną i znacznie obniżającą koszty ogrzewania elektrycznego po stronie mieszkańców oraz państwa wypłacającego zasiłki na wyrównanie kosztów ogrzewania.

W ostatnim dziesięcioleciu geotermalne pompy ciepła są coraz szerzej oferowane na rynku islandzkim. Technologia pomp ciepła szybko się rozwija i stale wzrasta znajomość ich zastosowań w islandzkich warunkach klimatycznych. Islandia posiada bogactwo energii geotermalnej o różnych temperaturach, występujące w różnych warunkach w całym kraju. Pompy ciepła instalowane w ostatnich latach mają większą wydajność i względnie wysoki wskaźnik ΔT, tj. mogą przyjmować wodę o niskiej temperaturze i dostarczać wodę o wysokie temperaturze. Niektóre rodzaje pomp są w stanie pobierać wodę o temperaturze bliskiej marznięcia i podawać wodę ciepłą np. o temperaturze 40-50°C, co z nadmiarem wystarcza dla potrzeb ogrzewania podłogowego. W pewnych sytuacjach tam, gdzie temperatura wody geotermalnej jest zbyt niska dla bezpośredniego ogrzewania domów, instaluje się pompę ciepła dla podwyższenia temperatury wody geotermalnej. Okazało się, że jest to dobre i proste rozwiązanie problemu.

W poprzednich latach przekonano się, że niektóre ciepłownie korzystające z kotłów elektrycznych dla ogrzewania wody wymagają szerokiej modernizacji. Modernizacja okazała się bardzo kosztowna, a ponadto koszty utrzymania tego rodzaju systemów ciepłowniczych były bardzo wysokie. Aby rozwiązać problem, jedna z firm postanowiła zrezygnować z tego rodzaju technologii i zainstalować pompy ciepła w każdym domu (200 klientów), a w budynkach stosować tylko ogrzewanie elektryczne. Okazało się to znacznie tańszym rozwiązaniem, a oszczędność oszacowano w okresie 20 lat na co najmniej 5 mln euro, zarówno po stronie klientów, jak i ciepłowni. Władze Islandii starają się uczestniczyć w finansowaniu instalacji pomp ciepła, zapewniając subsydia w kwotach ryczałtowych.

W jednej z gmin instaluje się obecnie pompę ciepła, zasilaną wodą morską, dla zastąpienia istniejącego kotła elektrycznego i produkcji wystarczającej ilości słodkiej, ciepłej wody dla potrzeb ogrzewania komunalnego. Obecny kocioł jest zasilany energią elektryczną w czasie niższej taryfy, co nie będzie możliwe w przyszłości. Władze islandzkie wsparły przedsięwzięcie kwotą 2,5 mln euro.

Streszczenie merytoryczne

- Niektóre rodzaje geotermalnych pomp ciepła są w stanie pobierać wodę o temperaturze bliskiej marznięciu i podawać wodę o temperaturze np. 40-50°C, co w zupełności wystarcza dla systemów ogrzewania podłogowego.
- W pewnych sytuacjach, kiedy temperatura wody geotermalnej jest zbyt niska dla bezpośredniego ogrzewania domów, instaluje się geotermalną pompę ciepła dla podwyższenia temperatury wody geotermalnej.
- Stosowanie pomp ciepła w budynkach publicznych stało się powszechne w ostatnich 10 latach, a udział geotermalnych pomp ciepła w systemach stale wzrasta. Również w branży ciepłowniczej wzrasta świadomość, iż geotermalne pompy ciepła są w stanie obniżyć wysokie koszty zużycia energii elektrycznej dla potrzeb ogrzewania.
- Rynek geotermalnych pomp ciepła jest w Islandii w około połowie nastawiony na budynki mieszkalne. Istnieje duży potencjał dla rozwijania geotermalnych pomp ciepła w całym kraju, w regionach, w których dotąd geotermalne systemy grzewcze nie były opłacalne.
- Państwo islandzkie stara się wyrównać koszty utrzymania w całym kraju, udzielając dotacje na rzecz ogrzewania w miejscowościach, w których ogrzewanie geotermalne nie jest dostępne; pozwala to na obniżenie kosztów ogrzewania domów mieszkalnych, ponoszonych przez mieszkańców.
- Zmiana ustawy nr 78/2002 umożliwiła w 2009 r. składanie wniosków o wypłatę zryczałtowanych kwot dla sfinansowania zakupu i instalacji pomp ciepła w zamian za obniżenie dotacji do kosztów ogrzewania, według wartości oszczędności na energii elektrycznej w wyniku wdrożenia pomp. Kwota ryczałtowa nie jest opodatkowana i może być w całości wykorzystana na instalację pompy ciepła. Ponad 400 mieszkańców, którzy dotychczas otrzymywali zasiłki na ogrzewanie elektryczne, skorzystało z tej opcji.
- Całkowita liczba geotermalnych pomp ciepła zainstalowanych w Islandii nie jest znana, ponieważ sprzedawcy nie mają obowiązku rejestrowania liczby sprzedanych pomp ciepła. Jednak Krajowy Urząd Energetyki zbiera dane o poziomie konsumpcji energii elektrycznej dla potrzeb ogrzewania dla wszystkich budynków, na które mieszkańcy otrzymali kwotę zryczałtowaną.

- Średnia oszczędność na użytkowaniu geotermalnej pompy ciepła, według zebranych danych, wynosi blisko 70% kosztów pierwotnego ogrzewania elektrycznego, przy czym wartość maksymalna sięgała 80% a minimalna ponad 40%. Średnia wartość odpowiada 21.9 MWhe oszczędności dla każdego domu. Średni okres monitorowania efektów wynosi 2,1 roku, tj. od pierwszego dnia wdrożenia do ostatniego odczytu licznika.
- Właściciel domu wyposażonego w geotermalną pompę ciepła średnio oszczędza ponad 1,2 tys. euro rocznie z VAT, a państwo oszczędza na zasiłkach ok. 1,1 tys. euro rocznie. W sumie wartość oszczędności wynosi 2,3 tys. euro rocznie, którą to kwotę można przeznaczyć na inne potrzeby w gospodarce islandzkiej.

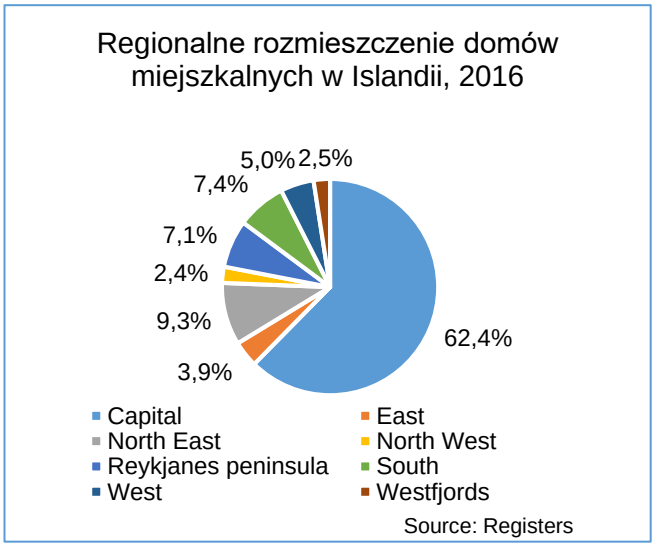
5.10.2.1. Zastosowanie geotermalnych pomp ciepła w Islandii

Budynki publiczne

Wykorzystanie pomp ciepła w budynkach publicznych stale rosło w ostatnich 10 latach, podobnie, jak udział geotermalnych pomp ciepła. Dzięki większej wiedzy, doświadczeniu i lepszej technologii w budynkach o różnorodnym przeznaczeniu zainstalowano geotermalne pompy ciepła dla obniżenia kosztów ogrzewania elektrycznego. Rodzaje budynków stosujących geotermalne pompy ciepła to szkoły i urzędy, pływalnie czy ośrodki sportowe. Również niektóre nowoczesne kościoły w kraju posiadają geotermalne pompy ciepła, jednak nie nadają się do takiej modernizacji budynki starsze i zbudowane z drewna. To samo dotyczy innych rodzajów budowli starych i o podobnej konstrukcji.

Domy mieszkalne

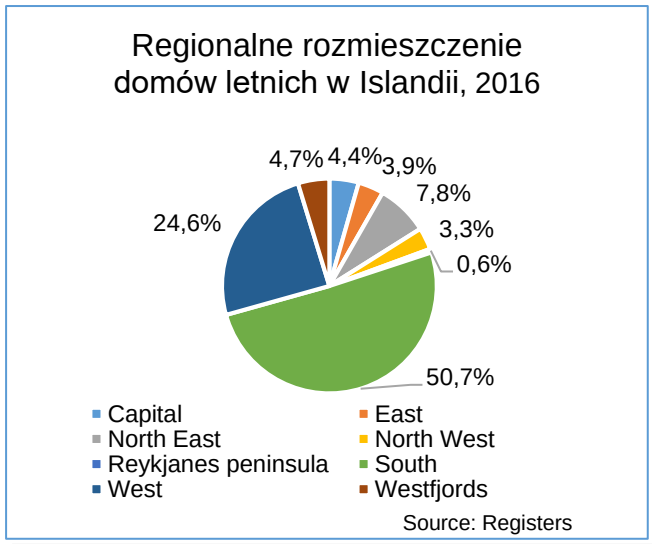
Rynek geotermalnych pomp ciepła w Islandii jest w połowie nastawiony na domy mieszkalne. Właściciele domów, którzy mają dostęp do źródeł wody gruntowej (podziemnej) o temperaturze bliskiej zamarzaniu, są dzisiaj bardziej skłonni do instalowania geotermalnych pomp ciepła w swoich domach niż kiedyś. Udowodniono, że nie muszą sięgać po kosztowne wiercenia czy procedury, a ryzyko nie jest tak wysokie, jak się na początku wydaje. Ok. 8% (10-11,000) domów mieszkalnych w Islandii stosuje ogrzewanie elektryczne, a liczba geotermalnych pomp ciepła sprzedanych osobom prywatnym jest liczona w setkach (Fig. 5.10.2.1). Istnieje duży potencjał dla stosowania geotermalnych pomp ciepła w całym kraju, w regionach, w których systemy ogrzewania geotermalnego nie były dotąd ekonomiczne.



Rys. 5.10.2.1. Rozmieszczenie domów mieszkalnych w Islandii

Inne budynki

W Islandii jest ponad 13.000 domów letniskowych, rozrzuconych po całym kraju, głównie na terenach wiejskich, gdzie głównym źródłem ogrzewania jest elektryczność (Rys. 5.10.2.2). Większość właścicieli domów letnich albo już zainstalowała, albo zmiarza zainstalować pompę ciepła w celu obniżenia kosztów prądu. Średnia wielkość domu letniego w Islandii wynosi 65 m^2; posiadają one zwykle jeden duży pokój i kilka mniejszych. Z tego względu nie ma potrzeby stosowania wysoko wydajnych czy kosztownych pomp ciepła, np. geotermalnych. W większości sytuacji koszt poszukiwania i wiercenia otworów, by uzyskać wodę geotermalną dla celów ogrzewania, jest zbyt wysoki dla właściciela domku. A przynajmniej taki koszt nie zwróci się wcale w większości przypadków. Właściciele letnich domów zwykle stosują pompy ciepła powietrze-



Rys. 5.10.2.2. Rozmieszczenie domów letnich w Islandii

powietrze lub powietrze-woda dla obniżenia zużycia energii elektrycznej w domach letnich.

Według firm sprzedających pompy ciepła w firmach instalacyjnych zwiększyła się wiedza na temat wykorzystania geotermalnych pomp ciepła w celu obniżenia wysokich kosztów ogrzewania elektrycznego. W związku z szybkim rozwojem ruchu turystycznego w Islandii zbudowano wiele hoteli, a inne w ostatiuch latach zmodernizowano. W regionach „zimnych", gdzie ogrzewanie geotermalne nie jest dostępne, powszechne stało się instalowanie geotermalnych pomp ciepła, co daje dobre wyniki w zakresie wydajności energetycznej. Nawet jeżeli początkowy koszt inwestycji jest dosyć wyslki, to inwestorzy traktują tego rodzaju pompy ciepła, jako rozwiązanie ekonomiczne w dłuższym okresie, które szybko się zwraca.

5.10.2.2. Wsparcie publiczne

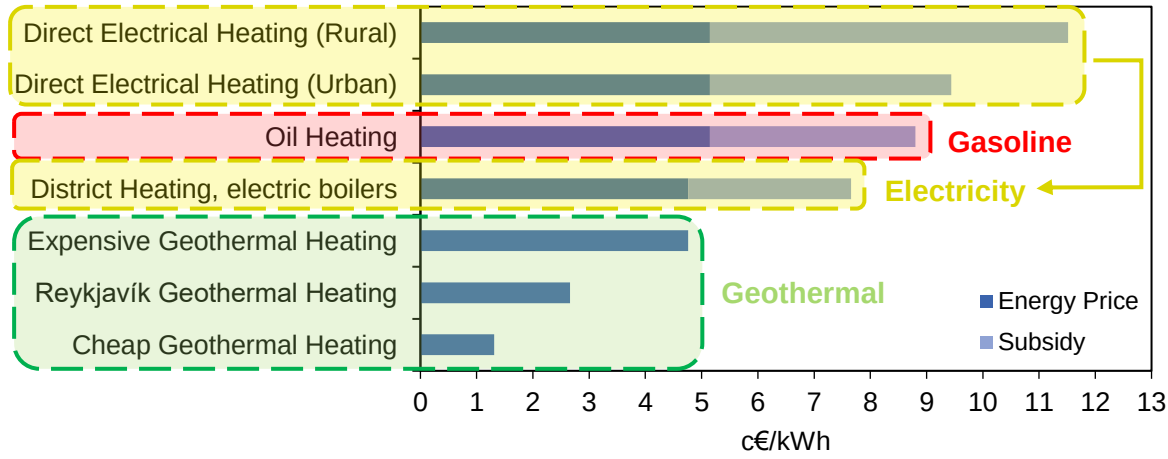
Dotacje

Mieszkańcy, którzy nie mają dostępu do ogrzewania geotermalnego, ogrzewają swoje domy energią elektryczną lub kotłami olejowymi. Elektryczność i olej są znacznie droższe przy ogrzewaniu domów niż ogrzewanie z geotermalnej sieci ciepłowniczej. Aby wyrównać koszty utrzymania w całym kraju, władze islandzkie wypłacają zasiłki na pokrycie części kosztów ogrzewania domów mieszkalnych tam, gdzie nie ma dostępu do energii geotermalnej.

Zasiłki państwowe są wysokie i co roku rząd przeznacza na ten cel ok. 1,7 mld koron islandzkich czyli ok. 14,2 mln euro. Można powiedzieć, że osoby, które dostają zasiłki na ogrzewanie domów są w ten sposób wspomagane przez państwo. We wspólnym interesie wszystkich mieszkańców i państwa leży więc zmniejszenie kosztów ogrzewania elektrycznego. Pompy ciepła stanowią z pewnością właściwą opcję. Moc subsydiowanej energii elektrycznej sięga ok. 300 GWhe/rok, a więc wiele energii można jeszcze zaoszczędzić.

Poniżej przedstawiamy warunki prawne wypłaty dotacji (Ustawa nr 78/2002):

- **Ogrzewanie elektryczne:** Koszty dystrybucji i przesyłu są w pełni subsydiowane do 40.000 kWh/rok dla każdego domu mieszkalnego. W takim domu musi być zameldowana przynajmniej jedna osoba. Inne budynki publiczne, jak kościoły, muzea czy ośrodki kultury, także otrzymują dotacje.
- **Ogrzewanie olejowe:** Subsydia stanowią wyrównanie do wartości najkosztowniejszego systemu dystrybucji i przesyłu elektryczności. Subsydia są ograniczone jednak do wartości 4.500 litrów oleju rocznie i podlegają tym samym ograniczeniom w zakresie meldunku, jak w przypadku ogrzewania elektrycznego.
- **Ogrzewanie sieciowe oparte na kotłach elektrycznych:** Subsydia są ustalane w taki sposób, aby koszty ogrzewania były równe kosztom najdroższego ogrzewania geotermalnego i podlegają tym samym ograniczeniom w zakresie meldunku, jak w przypadku ogrzewania elektrycznego.



Orkustofnun Data Repository: OS-2016-T008-01

Koszty ogrzewania na terenach wiejskich

Firmy dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej w Islandii oferują różne ceny na ternach miejskich i wiejskich. Ceny są znacznie wyższe na wsi. Oprócz subsydiów państwo zapewnia dodatki wiejskie dla wyrównania cen energii elektrycznej pomiędzy wsią a najbardziej kosztownymi terenami miejskimi. Dotacje tego rodzaju są finansowane z podatku o równowartości 2,5 euro/MWh, narzucanego na całkowite zużycie energii elektrycznej, zarówno na ogrzewanie, jak i inne codzienne potrzeby. Dotacja zmienia się przynajmniej raz w roku, w zależności od zużycia krajowego oraz zmian cen.

Odliczenia podatkowe

Osoba, która zainwestuje w jakikolwiek rodzaj pompy ciepła może uzyskać refundację VAT od pompy ciepła. Refundacja jest ograniczona do pompy ciepła, zainstalowanej w domu mieszkalnym lub budynku publicznym, który jest dotowany w zakresie energii. Kwota ryczałtowa (zob. poniżej) jest nieopodatkowana i może być w całości wykorzystana na instalację pompy ciepła lub inną technologię, zapewniającą oszczędzanie energii.

Kwoty zryczałtowane

Nowelizacja Ustawy nr 78/2002 umożliwiła od 2009 r. składanie wniosków o uzyskanie od państwa kwoty zryczałtowanej na sfinansowanie zakupu i instalacji pompy ciepła w zamian za obniżenie zasiłku na koszty ogrzewania, według poziomu oszczędności wynikającego z wdrożenia pompy ciepła. To samo odnosi się do budowania małych, przydomowych elektrowni tam, gdzie to możliwe, oraz prywatnych systemów ogrzewania geotermalnego. Kwota zryczałtowana to rodzaj ekstrapolowanej dotacji, a jej wartość zależy od tego, ile państwo zaoszczędzi na dotacjach (zasiłkach na ogrzewanie) w przyjętym okresie. Osoba, która ma zamiar zainstalować pompę ciepła, a która zmniejszy zużycie energii elektrycznej na ogrzewanie o 50% może otrzymać najwyżej kwotę zryczałtowaną, odpowiadającą okresowi oszczędności przez 8 lat. Osoba, która przechodzi na własną produkcję energii elektrycznej w przydomowej elektrowni, albo podłączy się do prywatnej sieci ogrzewania geotermalnego otrzyma kwotę zryczałtowaną za okres 12 lat.

Ponad 400 mieszkańców otrzymujących dotacje na koszty ogrzewania elektrycznego skorzystało z takich opcji. Wiadomo, że wielu właścicieli domów np. letniskowych i usługowych zainwestowało w pompy ciepła, ale według przepisów nie należą im się dotacje, a więc także kwoty zryczałtowane. Z tego względu trudno jest uzyskać właściwe dane o liczbie pomp ciepła w Islandii, jednak rozwój systemów ogrzewania w ostatnich 10 latach pokazuje, że zużycie prądu znacznie spadło. W 2007 r. zużycie na cele ogrzewania elektrycznego wynosiło 750 GWhe/rok, a obecnie 600-650 GWhe/rok.

Przykład

Właściciel domu zużywa średnio 35.000 kWh/rok energii elektrycznej dla ogrzania domu na wsi. Właściciel decyduje się zainwestować i zainstalować geotermalną pompę ciepła. Składa wniosek do Krajowego Urzędu Energetyki o wypłatę kwoty zryczałtowanej i szacuje zmniejszenie zużycia energii elektrycznej dla celów ogrzewania o 75%. Wg cen z powyższego rysunku kwota zryczałtowana wyniesie 13,4 tys. euro. Kwota ta jest nieopodatkowana i może być w całości przeznaczona na zainstalowanie geotermalnej pompy ciepła. Ponadto VAT za zakup geotermalnej pompy ciepła zostanie zrefundowany.

Krajowy Fundusz Energetyczny

Krajowy Fundusz Energetyczny czasami wypłaca dotacje na badania poszukiwawcze geotermii w pobliżu budynków publicznych na terenach wiejskich, kiedy nie są tam wypłacane zasiłki na ogrzewanie i dostępne jest tylko ogrzewanie elektryczne. Celem tego programu jest poszukiwanie wody geotermalnej o właściwej temperaturze dla pomp ciepła, przeznaczonych do ogrzewania budynków publicznych.

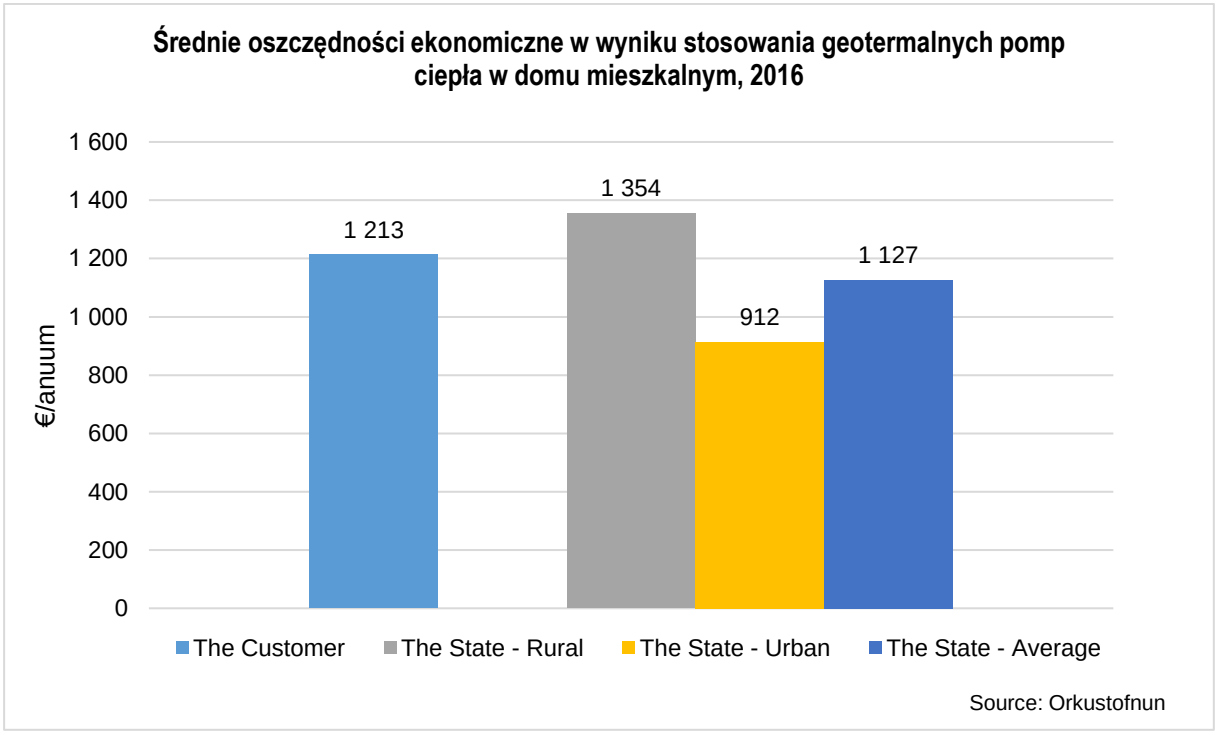
Informacje statystyczne

Ogólna liczba geotermalnych pomp ciepła zainstalowanych w Islandii nie jest znana, ponieważ firmy sprzedające pompy nie muszą ujawniać takich danych. Jednak Krajowy Urząd Energetyki zbiera dane o poziomie konsumpcji energii elektrycznej dla potrzeb ogrzewania dla wszystkich budynków, na które mieszkańcy otrzymali kwotę zryczałtowaną. W ten sposób łatwo jest monitorować i sprawdzać produktywność pomp ciepła. Jeżeli bliżej przyjrzymy się domom wyposażonym w geotermalne pompy ciepła, to można zauważyć, że są one wydajniejsze i przyczyniają się do oszczędności energii w większości na zade-

klarowanym poziomie. Są jednak przypadki, gdzie wystąpiły małe problemy z eksploatacją, technologią czy skalibrowaniem systemu. Do korekty wystarczyły proste procedury.

Średnia proporcja oszczędności wg danych wynosi blisko 70% początkowego zużycia energii na ogrzewanie, przy maks. wskaźniku do 80% i minimum ponad 40%. Średnia proporcja oszczędności odpowiada 21,9 MWhe oszczędności dla każdego domu. Średni czas monitorowania oszczędności wynosi 2,1 roku, tj. od pierwszego dnia użytkowania pompy do ostatniego odczytu licznika. W porównaniu do średniego domu islandzkiego, który zużywa 30 MWhe/rok, wielkość 21,9 MWhe odpowiada 73% spadkowi zużycia energii. Jest to wartość podobna do liczb podawanych przez Krajowy Urząd Energetyki.

Stosowanie geotermalnych pomp ciepła w Islandii jest korzystne nie tylko dla właściciela domu mieszkalnego, lecz także dla budżetu państwa. Przy rosnących oszczędnościach na kosztach elektrycznego ogrzewania domów mieszkalnych spada wartość całkowitej kwoty przeznaczonej na dotacje państwa, wyrównujące ceny. Właściciel domu oszczędza średnio ok. 1,2 tys. euro rocznie z VAT, a państwo oszczędza na obniżeniu dotacji (zasiłków) ok. 1,1 tys. euro rocznie. W sumie na jednym domu można zaoszczędzić 2,3 tys. euro rocznie, a kwotę tę przeznaczyć na inne cele gospodarcze (Rys. 5.10.2.3).



Rys. 5.10.2.3. Średnie oszczędności wynikające z zastosowania geotermalnych pomp ciepła w domu mieszkalnym

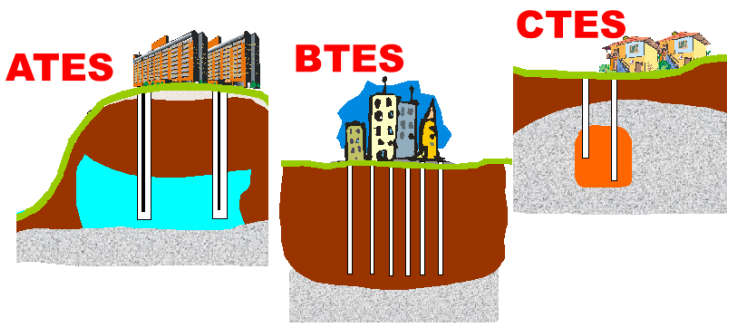
5.11 Technologie podziemnego magazynowania ciepła ATES i UTES w Norwegii i w Europie – rekomendacje dla Polski

Wstęp

W tym rozdziale dokonamy przeglądu technologii podziemnego magazynowania energii cieplnej (UTES) w Norwegii i innych krajach europejskich. Skupimy się tutaj na dużych instalacjach. Można wyróżnić trzy główne rodzaje systemu UTES (zob. Rys. 5.11.1):

- **Magazynowanie energii cieplnej w warstwie wodonośnej (ATES)**. Metoda ATES wykorzystuje warstwy wodonośne (naturalne wody znajdujące się w nasyconych i przepuszczających formacjach podziemnych), jako medium magazynowania energii. Energia jest następnie przenoszona w wyniku pobierania wody gruntowej z warstwy wodonośnej. Wykorzystana woda jest ponownie zatłaczana, już o innej temperaturze i przez inny otwór położony w bliskiej odległości tak, aby utrzymać równowagę hydrogeologiczną. System ATES jest najbardziej ekonomiczną i wydajną opcją spośród metod UTES.
- **Magazynowanie energii cieplnej w otworach (BTES)**. Metoda BTES opiera się na wierceniu pionowych otworów, zwykle o głębokości 50-300 m, chociaż wykonuje się też głębsze. Otwory zapewniają przenoszenie energii cieplnej do ziemi i z powrotem (do warstw gliny, piasku, skał itp.). System BTES jest często stosowany w połączeniu z użyciem pomp ciepła.
- **Magazynowanie energii cieplnej w kawernach (lub zamkniętych kopalniach) (CTES)**. W metodzie CTES wykorzystuje się duże, otwarte, podziemne kawerny do składowania energii cieplnej. W CTES wykorzystuje się także pustki podziemne, wykonane przez człowieka, np. zamknięte kopalnie.

Istnieją też inne metody UTES, rzadziej stosowane, np. strumienie energetyczne (stosy), magazynowanie kanałowe czy zakopane zbiorniki.
Większość systemów UTES, stosowanych w Norwegii, wykorzystuje metodę BTES ze względu na sprzyjające temu warunki geologiczne, a pozostałe systemy magazynowania to głównie ATES. Ponad 90% systemów gruntowych pomp ciepła (GSHP) użytkowanych w Norwegii wykorzystuje energię zmagazynowaną w otworach wykonanych w skałach krystalicznych. W większości Europy systemy UTES to głównie BTES, ale w niektórych krajach dominują ATES, np. w Holandii. Systemy UTES są czasami wspierane innymi metodami magazynowania energii, np. za pomocą materiałów zmiennofazowych. Tę metodę zastosowano w instalacji grzewczej w Western Norway University of Applied Sciences[1] (którą uczestnicy projektu zwiedzili w czasie wizyty studyjnej).
Systemy BTES i ATES opisano szczegółowo w poniższych punktach.



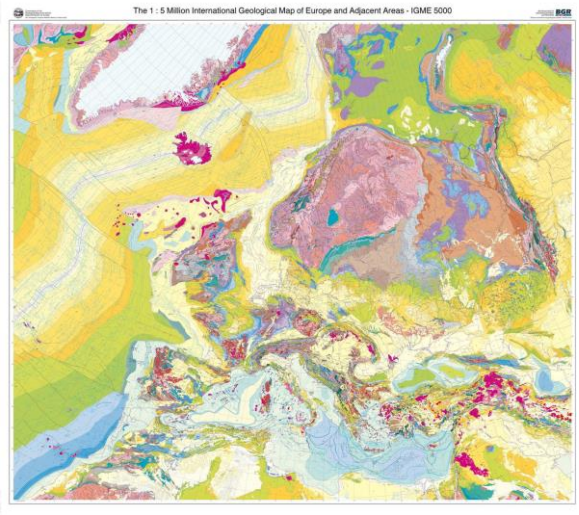
Rys. 5.11.1. Metody UTES: ATES, BTES i CTES (Paksoy 2007)

5.11.1. Warunki geologiczne

Norwegia jest położona na płycie fennoskandyjskiej. Podłoże skalne składa się ze skał prekambryjskich, z pasem skał kaledońskich, sięgających od strony południowo-zachodniej kraju do północnej Norwegii. Skały wulkaniczne i intruzyjne okresu Permu występują w okolicach Oslo. Porowatość krystalicznego podłoża skalnego jest niska. Cienka warstwa osadów polodowcowych lub glin morskich pokrywa całe podłoże skalne, a w niektórych większych dolinach istnieją warstwy wody gruntowej w osadach aluwialnych i polodowcowych (Midttømme 2005). Litosfera jest zimna i gruba; charakteryzuje się niską gęstością strumienia cieplnego, o wartości poniżej średniej dla kontynentu (Kukkonen 2002). Średnia wartość strumienia cieplnego dla Norwegii kontynentalnej wynosi ok. 58 mW/m^2. Opis badań strumienia cieplnego w Norwegii zamieścił Pascal (2015).

[1] Oryginalna Nazwa uczelni: *Høgskolen på Vestlandet*, wcześniej znana jako *Høgskolen i Bergen* (do 2016 r.).

Warunki geologiczne są w Europie zróżnicowane w porównaniu do jednolitej budowy geologicznej Norwegii (zob. Rys.). Szczegółowy opis geologii Europy nie mieści się w zakresie obecnego Raportu, ale należy zauważyć, że Holandia, Dania oraz nizinne tereny Niemiec i Polski wykazują budowę geologiczną zdominowaną przez skały osadowe oraz warstwy wodonośne w piaskowcach Jury i Kredy.



Rys. 5.11.2. Geologiczna mapa Europy. Źródło: IGME 5000

5.11.2. BTES

5.11.2.1. BTES w Norwegii

Magazyny BTES można budować tam, gdzie możliwe jest wiercenie otworów, a zespół otworów może się składać z jednego do setek otworów, zapewniających przenoszenie energii cieplnej do ziemi i skał i z powrotem.

Wszystkie systemy BTES działające w Norwegii są w układzie pionowym,[2] w pętli zamkniętej oraz odzyskują energię cieplną i (lub) chłód ze skał krystalicznych za pomocą otworowych wymienników ciepła (BHE). Niemal wszystkie norweskie BTES posiadają też pompy ciepła. Typowy norweski magazyn BTES posiada kilka otworów o głębokości 150-300 m. W ostatnich 5-10 latach obserwujemy tendencję do wiercenia głębszych otworów, częściowo ze względu na rozwój technologii wierceń i urządzeń wiertniczych oraz niższe koszty wiercenia głębszych otworów. Średnia głębokość otworu na danym polu magazynowym, złożonym z 4 lub więcej otworów po raz pierwszy przekroczyła 200 m w 2009 r., a ponad 230 m w latach 2014 i 2015.

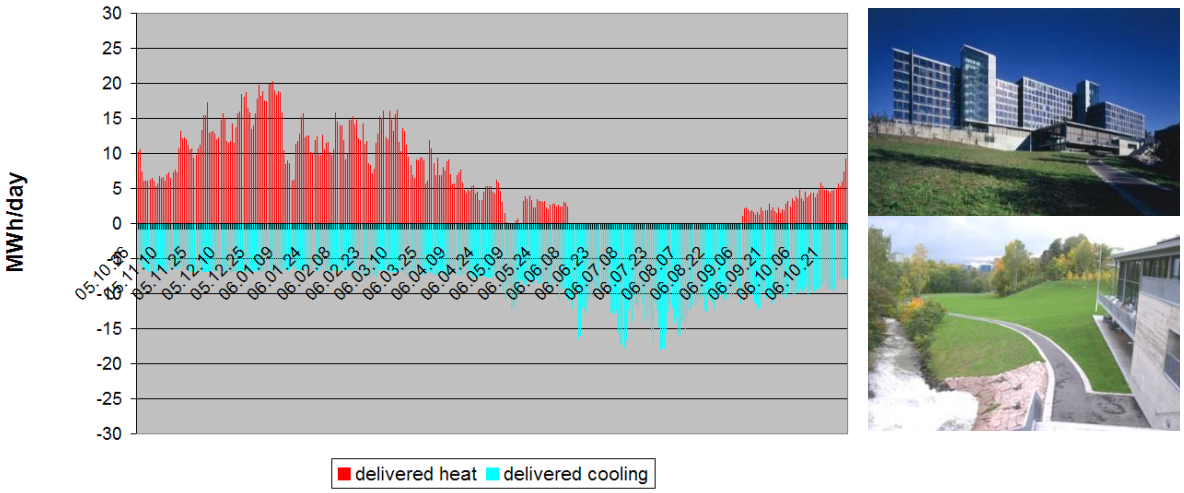
Norweskie systemy BTES, o całkowitej, efektywnej długości otworu ponad 10.000 m, wymieniono w Tabela 1. Dane statystyczne pokazują, że niektóre największe systemy zainstalowane w ostatnich latach posiadają średnią głębokość otworu ok. 300 m: Nygårdsporten Bergen, Røyken Rådhus i Kongsberg Kulturpark. Pierwszy otwór głębokości 500 m z BHE został zbudowany w 2011 r. (Midttømme 2013), a w 2015 r. zbudowano magazyn BTES złożony z 9 otworów BHE o głębokości 500 m Maudbukta, Asker (Hanstad 2017).

Magazyny BTES stały się integralną częścią planowania systemów energetycznych dla ogrzewania budynków, a często wprowadzano je, jako metodę poprawy wydajności energetycznej, zmniejszającą zapotrzebowanie na energię dla celów ogrzewania wody oraz klimatyzacji i ogrzewania budynków. Wynika to częściowo z ostrych wymagań, związanych ze zmniejszaniem zużycia energii w norweskich budynkach, zawartych w ustawie o technicznych wymaganiach dla konstrukcji budynków (TEK17). Budynki o powierzchni większej niż 1.000 m^2 muszą posiadać elastyczne systemy ogrzewania, pokrywające co najmniej 60% zapotrzebowania na energię ogrzewania netto, oraz posiadać niskotemperaturowe grzejniki. Przedmiotowe przepisy, wraz z tendencją do stosowania norm „domu pasywnego" i „zero emisyjnego", także z naciskiem na osiąganie wysokiego udziału energii odnawialnej, spowodowały znaczny wzrost budowy magazynów energii BTES w Norwegii. Odnosi się to głównie do dużych budynków i budowli, z kombinowanym zapotrzebowaniem na ogrzewanie i klimatyzację, typu centra handlowe, ośrodki zdrowia, biurowce, uczelnie, hotele itp.

Większość dużych, norweskich magazynów BTES służy do obsługi klimatyzacji pomimo tego, że potrzeby grzewcze są często większe. Budynki zwykle posiadają dodatkowe źródła ogrzewania, np. z sieci ciepłowniczej (DH), za pomocą kotłów gazowych lub elektrycznych dla pokrycia obciążenia szczytowego. Ze względu na brak równowagi: wyższe zapotrzebowanie na ogrzewanie niż klimatyzację, wykonuje się dodatkowe zasilanie magazynów BTES ciepłem dla zbilansowania eksploatacji. Najczęściej stosowaną metodą dodatkowego ładowania jest wykorzystanie paneli solarnych do podgrzewania

[2] Niektóre otwory "pionowe" wykonano pod kątem 10-20° względem azymutu dla lepszego poboru rezerw ciepła.

wody, np. w kolektorach solarnych, do podgrzewania boisk sportowych czy dużych parkingów, a także wykorzystuje się nadwyżki ciepła z centrów handlowych, komputerowych czy klimatyzacji przemysłowej, albo inne rodzaje ciepła odpadowego.
Klimatyzacja przestrzenna jest w Norwegii obsługiwana głównie przez zakłady ciepłownicze, bez stosowania pomp ciepła. W większości magazynów BTES, temperatura ziemi jest poniżej 17°C, co wystarcza dla bezpośredniej klimatyzacji. Klimatyzacja bezpośrednia jest bardzo efektywna kosztowo, ze względu na bardzo ograniczone zużycie energii dla zapewnienia cyrkulacji płynu (działa tylko pompa cyrkulacyjna), a powszechnie uzyskuje się współczynnik wydajności COP dla bezpośredniej klimatyzacji o wartości od 20 do 50.
System BTES składa się z 52 otworów BHE o głębokości 150 m, zapewniając ogrzewanie i klimatyzację dla biurowca w Alnafossen, Oslo. Rys. 5.**11.*1*** pokazuje biurowiec z fasadą szklaną i trawnikiem, pod którym wywiercono otwory. Wykres pokazuje wartości ogrzewania i klimatyzacji z magazynu BTES w okresie od października 2005 do października 2006 r. Istnieje potrzeba ciągłej, całorocznej klimatyzacji, ze względu na instalacje techniczne. Energia klimatyzacji pokrywa się z energią ogrzewania od jesieni do wiosny.



Rys. 5.11.1. Biurowiec Alnafossen, Oslo. Magazyn BTES: 52 BHE o głębokości 150 m pod trawnikiem. Wykres pokazuje dostarczone ciepło (czerwony) i chłód (niebieski) (X 2005 - X 2006)

Tabela 1. Systemy GSHP w Norwegii o długości efektywnej otworów ponad 10.000 m (Midttømme i in., 2016) z aktualizacją o nowe instalacje po 2015 r.

Nazwa	Typ budowli	Liczba otworów	Średnia gł. [m]	Efektywna gł. [m]	Rok
Szpital Ahus	Szpital	228	200	45 600	2007
Nydalen næringspark	Business park	180	236	42 500	2004
Sartor senter	Centrum handlowe	165	200	33 000	2013
Arcus	Hala przemysłowa	91	300	27 300	2012
Sykehuset Østfold	Szpital	100	250	25 000	2013
Ullevål Stadion	Arena sportowa	120	200	24 000	2009
Coop Åsane	Supermarket	112	212	23 744	2013
Stavanger Forum	Centrum konferenc.	85	250	21 250	2011
Haukeland universitetssjukehus	Szpital	77	250	19 250	2012
Sørlandssenteret	Centrum handlowe	90	200	18 000	2011
Postterminalen	Logistyka	90	200	18 000	2010
Ørlandet kampflyplass	Port lotniczy	72	250	18 000	2016
Western Norway University of AS	Uczelnia	81	220	17 820	2013
IKEA, Oslo	Centrum handlowe	86	200	17 200	2009
Høgskolen i Sørøst-Norge	Uczelnia	70	244	17 110	2009
Sandefjord lufthavn, Torp	Port lotniczy	60	250	15 000	2012
Speilen Mandal	Lokalna ciepłownia	90	160	14 400	2011
Nygårdsporten Bergen	Business park	48	294	14 100	2015
Ericsson-bygget, Grimstad	Business park	56	248	13 872	2002
Ramstad skole	Szkoła podstawowa	45	250	12 650	2012
Røyken Rådhus	Ratusz miejski	41	300	12 300	2014
Kongsberg Kulturpark	Park kultury	38	300	11 369	2014
Smedvig Eiendom	Business park	54	200	10 800	2011

Bjerkvik Tekniske Verksted	Hala przemysłowa	50	201	10 050	2011
Scandic Airport Flesland	Hotel	50	200	10 000	2016

5.11.2.2. Przepisy dotyczące magazynów BTES w Norwegii

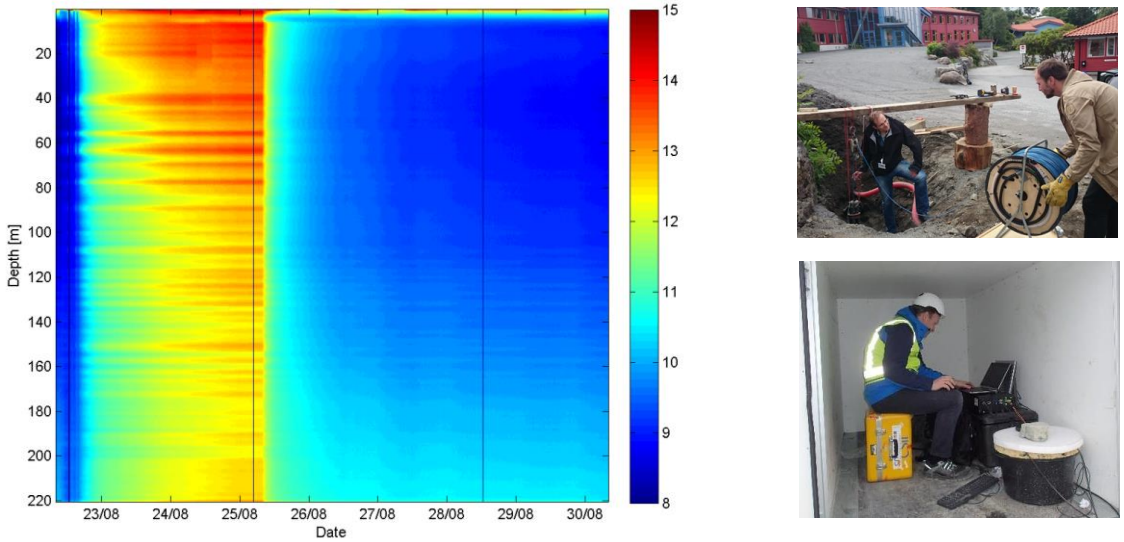
Istnieją umiarkowane regulacje dotyczące magazynów BTES w Norwegii. W ustawie o planowaniu i budownictwie z 2008 r. §20-1 wymaga, aby właściciel ziemi uzyskał pozwolenie jeżeli dojdzie do "znacznej interwencji w strukturę terenu". Jednak zgodnie z obecną praktyką, ogólnie budowa BTES nie wymaga konieczności uzyskania pozwolenia na mocy tej ustawy, ponieważ powierzchnia terenu nie zostaje znacząco naruszona; w większości przypadków na powierzchni gruntu nawet nie widać otworów magazynowych z BHE. Jednak w przypadku dużych magazynów BTES naruszenie powierzchni terenu może być tak znaczne, że konieczne jest uzyskanie pozwolenia, albo dla samych otworów, albo dla infrastruktury naziemnej.

Norweskie ustawodawstwo dotyczące zasobów, a w szczególności wody gruntowej w pewnym zakresie odnosi się także do otworów z BHE. Przepisy o ochronie wód gruntowych są włączone do ustawy o zasobach wody i głównie podlegają Norweskiej Dyrekcji ds. Zasobów Wody i Energii (NVE). Przepisy o ochronie wód gruntowych zawierają obowiązek zgłaszania wszelkich wierceń Służbie Geologicznej Norwegii (NGU). Otwory są zapisywane w krajowej bazie danych wody gruntowej GRANADA, a główne informacje o otworach są udostępnione poprzez aplikację internetową.[3] Nie ma jednak obowiązku starania się o pozwolenie w celu wydrążenia otworu. Ponadto nie ma ograniczeń, co do głębokości otworów.

W gminie stołecznej Oslo wprowadzono niedawno konieczność uzyskania pozwolenia na wiercenie otworów ze względu na rosnącą liczbę różnych instalacji podziemnych, ponieważ każdy otwór może mieć wpływ na inne użytkowanie zasobów czy instalacji podziemnych. Chociaż w innych częściach kraju nie ma formalnie takiego obowiązku, to może się zdarzyć, że pod ziemią znajdują się inne instalacje, albo istnieją plany innego wykorzystania terenu.

5.11.2.3. Aspekty techniczne

Standardowa średnica norweskiego otworu z wymiennikiem BHE wynosi 115 mm (z obudową 139 mm), przy instalacji z pojedynczą, 40 mm rurą U-kształtną. Niektóre norweskie systemy BHE stosują alternatywne kolektory, albo współosiowe, albo z szorstką powierzchnią, która powoduje turbulentny przypływ przy niskiej prędkości przepływu. Ostatnio taką instalację wykonano w szkole średniej Killingrud (2014 r.), z 17 otworami o 280 m głębokości, oraz na lotnisku wojskowym Ørlandet: 72 otwory o głębokości 250 m. W obydwu miejscach zastosowano alternatywne „turbo-kolektory" z pojedynczą rurą U-kształtną. Większość norweskich systemów BHE to układy otwarte, wypełnione wodą, bez cementacji. Norweskie magazyny energii cieplne BTES są zwykle niskotemperaturowe, gdzie temperatura wynosi poniżej 20°C. Niektóre ostatnio zbudowane układy BHE są wyposażone w kable światłowodowe dla pomiaru temperatur rozproszonych (DTS), zob. Rys. 5.11.2, dla ułatwienia rozumienia procesu przenoszenia ciepła i mechanizmu magazynowania (Ramstad et al. 2017).[4]



Rys. 5.11.2. Pomiar temperatury za pomocą światłowodu (Distributed Temperature Sensing, DTS). Po lewej: wykres pokazuje pomiar DTS w BHE o głębokości 220 m w czasie próby i po próbie reakcji termicznej (22-25 sierpnia). Ciepłą wodę wpuszczono do BHE w czasie próby. Po prawej: u góry – instalowanie światłowodu w BHE; u dołu – pomiary DTS. Ok. 10 m światłowodu wkłada się do wody w celu skalibrowania pomiarów.

[3] Zob. stronę: http://geo.ngu.no/kart/granada_mobil/.
[4] Christian Michelsen Research AS zainstalowała DTS w kilku BHE (2016-2017), spodziewane jest opublikowanie wyników.

Jak wspomnieliśmy wcześniej, metodę klimatyzacji bezpośredniej zastosowano w wielu instalacjach BTES ze względu na wydajność energetyczną tej metody. Bezpośrednia klimatyzacja ma dwie zalety: (1) klimatyzacja jest bardzo efektywna kosztowo oraz (2) nadmiar ciepła w budynkach zapewnia wysoką temperaturę początkową w otworze przed sezonem grzewczym, a to poprawia współczynnik COP i również zwiększa opłacalność ogrzewania. W większości zakładów ciecz obiegowa jest wystarczająco zimna i ma znaczny potencjał chłodzenia. Pod koniec lata, kiedy czasami temperatura w BHE podnosi się tak bardzo, że korzysta się z bezpośredniej klimatyzacji, chłód jest produkowany przez odwrócenie pracy pompy ciepła i użycie jej jako urządzenia chłodniczego.

Ostrzejsze przepisy budowlane zawarte w ustawie TEK17, skupione na technologiach „budynków zero emisyjnych" i „domach pasywnych", spowodowały także większe zwracanie uwagi na systemy energetyczne, jako takie, a także zaletach płynących z integracji jednoczesnego ogrzewania i klimatyzacji. Inny temat w programie dotyczącym roli BTES, a szczególnie roli dużych magazynów BTES, odnosi się do pokrywania zapotrzebowania szczytowego i możliwości rezygnacji z konieczności rozbudowy sieci elektrycznej. Koncepcja ta mówi, że długoterminowe i krótkoterminowe magazynowanie ciepła w okresach o niskim zapotrzebowaniu może być wykorzystane do ogrzewania i pokrycia szczytów krytycznych w zimie. Jest to szczególnie istotne w bardzo zimne dni, kiedy jest wysokie zapotrzebowanie na ogrzewanie. Sprawa niwelowania szczytów przyciąga coraz większą uwagę, ponieważ ma duże znaczenie dla obniżania kosztów inwestycyjnych w niektórych częściach kraju i dużych miastach. Wraz z rozwojem różnorodnych źródeł energii odnawialnej w Europie w nadchodzących latach (wiatr, słońce itd.) ceny elektryczności w Europie staną się bardziej płynne, a wówczas niwelowanie potrzeb szczytowych stanie się istotnym czynnikiem dla kosztowo efektywnej eksploatacji magazynów BTES.

5.11.2.4. BTES w Europie

Systemy magazynowania BTES istniejące w innych krajach europejskich w zasadzie stosują podobne rozwiązania techniczne, jak w Norwegii, za wyjątkiem tego, że tam konieczne jest cementowanie otworów. Np. w Angielskiej Normie MCS MIS 3005 dla projektowania BHE zaleca się stosowanie otworu o średnicy 130 mm oraz pojedynczej, 32 mm rury U-kształtnej. Ogólnie jednak stosuje się różne średnice otworów, a wewnętrzna rura może być albo pojedynczą rurą U-kształtną (o różnych średnicach), podwójną rurą U-kształtną lub rurą współosiową. Temperatura magazynowania w BTES jest zwykle względnie niska, ale są też technologie średnio- i wysoko-temperaturowe, np. instalacja Emmaboda w Szwecji, którą omówimy poniżej.

W porównaniu do dużych systemów BTES instalacje norweskie należą do największych w Europie: 3 instalacje znalazły się na liście 20 największych systemów europejskich (zob. Tabela 2). Instalacje większe niż w szpitalu Ahus znajdują się w Rumunii, dwie w Finlandii, trzy w Szwajcarii i jedna w Szwecji.

Tabela 2. 20 największych systemów GSHP w Europie, jako funkcja efektywnej głębokości otworu. EGEC Geothermal market report 2016 (EGEC 2016).

Miasto, nazwa	Kraj	Liczba otworów	Średnia gł. [m]	Efektywna gł. [m]	Rok
Magurele koło Bukaresztu, ELI-NP	RO	1080	125	135000	2015
Sipoo, SOK Logistics Centre	FI	300	300	90000	2012/2016
Zurich, ETH-Campus Hönggerberg	CH	435	200	87000	2014-16
Rotkreuz, Suurstoffi 2	CH	193	280	54040	2015
Espoo, Lippulaiva, Centrum handlowe	FI	148	350	51800	TBD
Wallisellen, Richti-Areal	CH	220	225	49500	2012
Karlstad, Campus Karlstad	SE	204	240	48240	2014
Lørenskog, Ahus, Szpital	NO	228	200	45600	2007
Zurich, Neues Wohnquartier Freilager	CH	205	220	45100	2013/14
Zurich, FGZ Friesenberg, BHE-field Grünmatt	CH	179	250	44750	2015
Lund, IKDC / Zakłady chemiczne	SE	165	230	37950	
Basel, Novartis Campus	CH	170	220	37400	2012
Oslo, Nydalen næringspark	NO	180	200	36000	2004
Cambridge, Astra Zeneca, nowa siedziba	UK	176	200	35200	TBD
Stockholm, Biurowiec Skanska Lustgården	SE	144	230	33120	2014
Rotkreuz, Suurstoffi 1	CH	220	150	33000	2014
Stockholm, NKS, Szpital	SE	150	220	33000	2015
Bergen, Sartor, Supermarket	NO	162	200	32400	2014
Lübeck, IKEA Dänischburg	DE	215	150	32250	2013
Corsico (koło Mediolanu), IKEA	IT	304	106	32224	2008

5.11.2.5. Przykłady instalacji magazynów BTES

Szpital w Ahus

Instalacja BTES wzniesiona w Szpitalu Klinicznym Akershus (Ahus) w Oslo jest największą instalacją BTES w Norwegii (Fig. 5.11.5). Budynek szpitala posiada powierzchnię użytkową 137.000 m^2. Roczne zapotrzebowanie mocy na ogrzewanie wynosi 26 GWh, a na klimatyzację 8 GWh. System BTES posiada 228 otworów BHE o głębokości 200 m, wywierconych zimą 2007 r. System uruchomiono w maju 2007 r. Otwory wywiercono skałach diorytycznych, pokrytych 5-40 m warstwą gliny. Gruba warstwa gliny zwiększyła koszty wiercenia. Zainstalowano kombinowany system chłodnicy z amoniakiem dla pompy ciepła. Całkowite koszty BTES i pompy ciepła wyniosły 19,5 mln dolarów.

Pierwotnie planowano wiercenie otworów w pobliżu szpitala, ale badania sejsmiczno-geofizyczne i otwory badawcze wykazały strefy spękanych skał, wypełnionych gliną o wysokiej gęstości. Obserwacja ta sugerowała, iż wiercenie na pełną skalę byłoby trudne i kosztowne. Zaproponowano przeniesienie układu otworów BTES na pole odległe ok. 300 m od szpitala. Obecnie głowice otworów znajdują się całkowicie pod ziemią, a miejscowy rolnik normalnie uprawia ziemię (Midttømme 2008).

Rys. 5.11.5. (a) Widok z lotu ptaka na szpital Ahus. Otwory zlokalizowane z tyłu. (b) System BTES w Ahus w trakcie budowy w lecie 2007 r. (c) Rurociągi od otworów do włazów. (d) Włazy do 114 otworów. Foto: Bærum fjernvarme.

Western Norway University of Applied Sciences (wizyta studyjna 11 października)

Instalacja BTES na uczelni Western Norway University of Applied Sciences w Bergen składa się z 81 otworów, wydrążonych w litej skale, o średniej głębokości ok. 220 m. Jest to jedna z 15 największych instalacji norweskich. BTES stanowi główne źródło energii dla kampusu uczelni. Odstępy pomiędzy otworami wynoszą 7,2 m, a naturalna temperatura ziemi ok. 8-9°C. Geologia jest zdominowana przez gnejsy mylonitowe i łupki mikowe. Poziom wody gruntowej na placu bodowy sięgał 1,3 m i 2,8 m pod powierzchnią, a prawdopodobieństwo przepływu wody gruntowej do zbiorników w skałach było niskie. 81 otworów zostało połączonych równolegle w konfiguracji 9x9, a każdy otwór posiada cztery węże kolektorowe, wymieniające płyn roboczy (woda/glikol) pomiędzy podłożem skalnym a pompą ciepła, zarówno dla celów ogrzewania, jak i chłodzenia (Henne i Midttømme 2018, w opracowaniu).

Kampus Western Norway University of Applied Sciences w dzielnicy Kronstad w Bergen został zbudowany w 2014 r., a jego powierzchnia zabudowy brutto wyniosła około 51.000 m^2, z czego ok. 47.500 m^2 (BTA) jest objętych instalacjami grzewczymi. Średnie zużycie energii oszacowano na 150 kWh/m^2 czyli poniżej krajowych norm (160 kWh/m^2 dla uczelni), ale 50% ponad ogólne wymagania dla budynków niskoenergetycznych (100 kWh/m^2), wg ustawy TEK 17. Kampus składa się z nowych i starych, zmodernizowanych budynków. Nowe budynki mieszczą sale i audytoria, oraz pracownie specjalistyczne i laboratoria o szczególnych wymaganiach. Tereny zewnętrzne są także częściowo ogrzewane zimą w celu topienia śniegu i lodu na chodnikach oraz w rynnowych kratkach ściekowych.

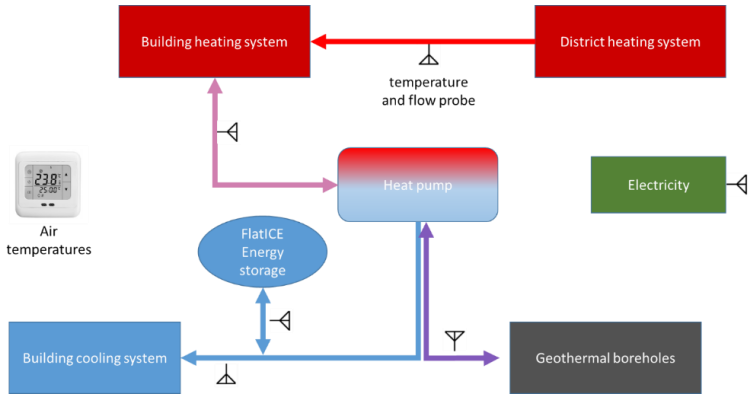
Mieszanina wody i glikolu stanowi medium robocze w otworze. Dokonywano kilku pomiarów dla zmniejszenia wielkości magazynu BTES przez obniżenie szczytowego zapotrzebowania na klimatyzację, zasilaną z BTES; najważniejsze okazało się podłączenie wielkich zbiorników chłodu o mocy 11.000 kWh, w których zastosowano materiały zmiennofazowe (PCM) oraz chłodzenie adiabatyczne. Budynek posiada wiele liczników energii (180) w celu zapewnienia efektywnej eksploatacji.

Wymagania, co do ogrzewania kampusu, można by pokrywać z sieci miejskiej, ale wysokie parametry dla klimatyzacji wymagały zastosowania pompy ciepła. Szczytowe zapotrzebowanie na klimatyzację wymagałoby jednak bardzo dużej i kosztownej instalacji geotermalnej, z której maksymalna moc używana byłaby tylko w krótkim okresie. Wybrane rozwiązanie (zob. Rys. 5.11.) łączy instalację geotermalną, pokrywającą ok. 50% obciążenia szczytowego, z magazynowaniem dodatkowych ilości energii, która pokrywa zmiany szczytowe. Tego rodzaju kombinacja jest bardziej wydajna kosztowo i zabiera mniej miejsca niż system geotermalny na pełną skalę, przy 100% wymaganiach energetycznych. Systemy ogrzewania i klimatyzacji stanowią więc kombinację długoterminowego magazynowania geotermicznego i magazynowania energii utajonej w materiałach zmiennofazowych (PCM; cztery zbiorniki z elementami z substancji Flat-ICE, zob. Rys.5.11.8). Ogrzewanie sieciowe służy do pokrycia obciążenia szczytowego w zimie, ale szacunkowo 80-90% zapotrzebowania na ogrzewanie jest pokrywane z geotermii (Grønnesby 2014).

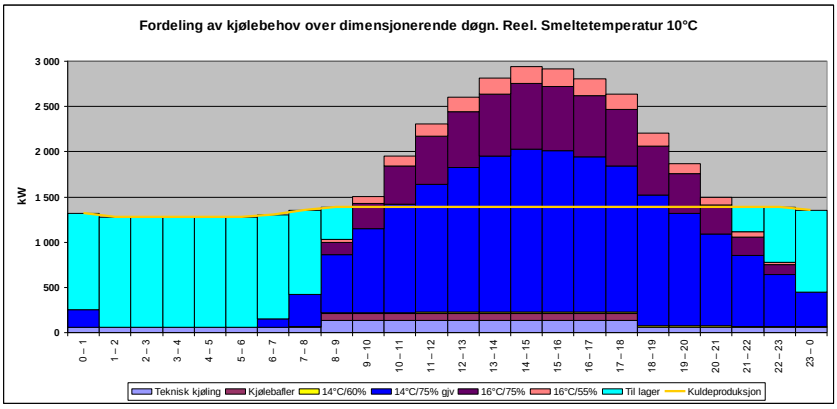
Zbiorniki magazynowe są chłodzone w nocy, kiedy zapotrzebowanie na moc jest niskie, a ok. 50% zapotrzebowania na chłodzenie w ciągu dnia jest pokryte ze zbiorników magazynowych. Koszty ogrzewania zostaną znacznie zmniejszone, jeżeli inwestycja w klimatyzację pozwoli także na obniżenie kosztów ogrzewania. Rdzeń systemu stanowią trzy pompy ciepła, wymieniające energię pomiędzy różnymi częściami systemu. Te same pompy ciepła działają, jako urządzenia chłodnicze, kiedy konieczna jest klimatyzacja. Zastosowanie zbiorników z materiałem PCM dla krótkoterminowego magazynowania energii znacznie zmniejsza moc szczytową dla klimatyzacji, jak pokazano na Rys. 5.11.3. Inną ważną korzyścią jest to, że nie ma potrzeby stosowania tradycyjnych chłodnic czy wież chłodniczych.

Wybrane parametry otworów i systemu energetycznego (Grønnesby 2014):

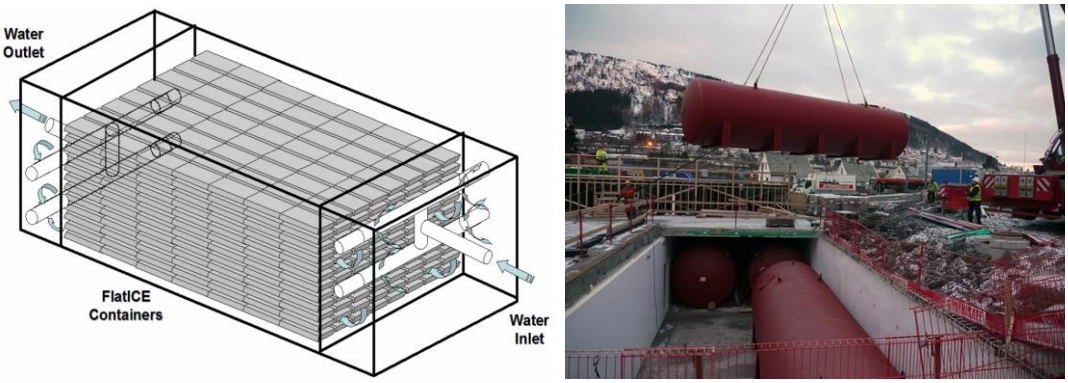
- BTES: 81 otworów BHE o głębokości 220 m
- Przewodność termiczna skały: 3,7 W/mK (mierzona w otworach eksploracyjnych)
- Oporność termiczna w otworze: 0,07 kW/m (mierzona w otworach eksploracyjnych)
- Moc ciepła wybieranego z otworów: 1.700 kW
- Energia odzyskiwana z otworów: ok. 1.200 MWh rocznie
- 3 pompy ciepła, 1.400 kW mocy chłodzenia
- Zbiorniki magazynowe energii na ok. 11.000 kWh
- Temperatury ogrzewania wody: ok. 65/37°C
- Temperatury wody chłodzenia: ok. 7/17°C
- Wstępne chłodzenie adiabatyczne powietrza wentylacyjnego



Rys. 5.11.6. Zasady systemu energetycznego w Western Norway University of Applied Sciences



Rys. 5.11.3. Wymagania dzienne i nocne dla klimatyzacji. Słupki jasnoniebieskie pokazują energię dla chłodzenia zbiorników w nocy, a żółte linie średnie zużycie mocy dla zapotrzebowania na klimatyzację z pomp ciepła (Grønnesby 2014)



Rys.5.11.8. (a) Typowy zbiornik PCM z pojemnikami z substancją Flat-ICE. (b) Montaż zbiorników PCM

Emmaboda (Szwecja)

Zważywszy, że większość instalacji BTES to urządzenia niskotemperaturowe z temperaturą magazynowania poniżej 20°C, instalacja BTES w Emmaboda w Szwecji jest wysokotemperaturowa, a temperatura magazynowania wynosi 30-40°C (Nordell et al. 2015).

BTES w Emmaboda posiada 140 otworów, po 150 m głębokości każdy, ze 140 mm rurami obudowy i 115 mm otworem. Otwory wywiercono na prostokątnym polu, podzielonym na siedem sekcji po 20 otworów. Sekcje magazynowe umożliwiają lepszą stratyfikację temperatury, dzięki czemu można utrzymać wyższą temperaturę w centrum magazynowym. Powierzchnia górna jest zaizolowana termicznie za pomocą 0,4 m warstwy pianki szklanej. Granica pola magazynowego wokół otworów ma wymiary 36 x 52 m. System został zaprojektowany tak, aby można było odwracać kierunek przepływu w zależności od trybu pracy, ładując lub pobierając energię z magazynu. Jednym z czynników opóźniających wiercenia były skały twardsze niż się spodziewano. Czynnikami czasochłonnymi były też frakcje wodne i strefy niestabilne w dużej ilości otworów. Ok. 30% otworów miało parametr podnoszenia powietrznego powyżej 500 l/min. i należało je zacementować, aby uszczelnić pęknięcia. Ok. 5% otworów musiało być cementowanych dwukrotnie, a kolejne 6% ponownie rozwierconych ze względu na trudności przy instalacji BHE.

BTES wysokotemperaturowy służy do składowania ciepła odpadowego z urządzeń przemysłowych. Po ok. pięciu latach eksploatacji temperatura magazynowania podniosła się do ok. +40°C – w tym okresie magazyn BTES był tylko ładowany (szacunkowa moc 10 GWh) i nie pobierano z niego ciepła.

Rys. 5.11.9. Instalacja BTES w Emmaboda. Foto: xylemwodysolutions.com

5.11.2.6. Sukces i wyzwania

Systemy BTES okazały się być wydajną metodą, pozwalającą na oszczędzanie dużych ilości energii w Norwegii. Koszty eksploatacyjne są niskie, a obsługa BTES jest łatwa, ponieważ niewiele jest problemów eksploatacyjnych. Wadą jest względnie wysoki koszt inwestycji, tj. duże wydatki na wiercenia, ale zwykle koszty zwracają się dzięki oszczędności energii w ciągu mniej niż 8 lat eksploatacji.

Pomimo dominacji metody BTES, nie ma pełnego rozumienia jej funkcjonowania, ani wiedzy, w jaki sposób taki system należy zwymiarować. Pomiary pokazują, że wiele norweskich instalacji GSHP nie działa tak, jak należy; rzeczywiste pomiary pokazują współczynnik SPF (sezonowy współczynnik efektywności grzewczej) pomiędzy 1,52 i 3,95 (Haugerud et al. 2015), znacznie mniej niż się spodziewano. Dzięki obecnej technologii GSHP i właściwym projektom można by osiągnąć współczynnik SPF powyżej 4 (Wemhoener 2016). Dane z nowego magazynu BTES w Scandic Flesland (Bergen) pokazują SPF 5,6 (Fondenes 2016). Brakuje też danych na temat wskaźnika wykorzystania BTES (% odzysku składowanego ciepła). Ograniczone dane, jakie są dostępne są bardzo zróżnicowane; od BTES Infracity w Sztokholmie z dobrym wskaźnikiem 89% (Dalenbäck et al. 2000) do BTES w Drake Landing w Kanadzie, którego efektywność magazynowania jest znacznie niższa (36-41%) ze względu na dopływ wody gruntowej (Lanahan 2017). Konieczne są dokładniejsze dane w tej kwestii, szczególnie dla warunków norweskich.

Bezpośrednia klimatyzacja budynków (bez pompy ciepła) to jeden z najbardziej korzystnych sposobów ładowania magazynu BTES, często stosowana w Norwegii, zapewniająca efektywnie niemal bezpośrednie chłodzenie budynków w trakcie ładowania BTES i zabezpieczająca wyższą temperaturę magazynowania, przez co obniżają się koszty ogrzewania w zimie. Inne metody ładowania BTES, z powodzeniem stosowane w Norwegii, to woda podgrzewana energią słoneczną np. na stadionach lub dużych parkingach. Wykorzystanie nadmiaru ciepła z supermarketów i ośrodków komputerowych także okazało się wydajne energetycznie. Niektóre z instalacji BTES zużywają inne rodzaje ciepła odpadowego dla podniesienia temperatury energii magazynowanej w BTES w okresie letnim.

W związku z coraz szerszym stosowaniem budynków zero energetycznych oraz w technologii „dom plus" zapotrzebowanie na klimatyzację będzie często głównym czynnikiem wymiarowania magazynów BTES, także w Norwegii, gdzie panuje względnie zimny klimat. Prowadzi to do konieczności zastosowania innych sposobów zwiększania mocy w okresie szczytowego zaopatrzenia klimatyzacji z BTES w lecie. Dwie metody osiągnięcia tego celu zastosowano z powodzeniem w BTES w uczelni Western Norway University of Applied Sciences (zob. 0), gdzie wzniesiono układ wielkich zbiorników z PCM i adiabatycznym chłodem, co niemal obniżyło o połowę zapotrzebowanie na chłód.

Większość norweskich instalacji BTES uznaje się za skuteczne pod względem znacznych oszczędności energii dla potrzeb ogrzewania i klimatyzacji, w porównaniu do tradycyjnych systemów bez BTES. Jednak w przypadku licznych magazynów BTES eksploatacja nie jest w pełni zoptymalizowana i nie wykorzystuje się całego potencjału energetycznego. Aby zapewnić dalsze oszczędności energii, konieczne jest ścisłe badanie warunków eksploatacji, stosowanie czujników dla pomiaru temperatur i warunków zewnętrznych. Praktyka pokazała, że wyzwaniem jest nakłonienie właścicieli budynków do optymalizowania ich eksploatacji pomimo tego, że właściwa eksploatacja przynosi znaczące oszczędności kosztów i podnosi wydajność energetyczną. Innym wyzwaniem w trakcie projektowania magazynu BTES jest niepewność w odniesieniu do parametrów budowy,

co może prowadzić do uzyskania nieoptymalnego projektu i eksploatacji, jeżeli nie będzie się wykonywać właściwych pomiarów w trakcie projektowania i eksploatacji.

5.11.2.7. Zalecenia dla Polski

Magazynowanie BTES jest dobrą alternatywą dla niektórych rejonów Polski dla osiągnięcia wydajności energetycznej, sądząc po metodach zastosowanych w licznych instalacjach w Norwegii, w celu wykorzystania znacznych ilości zaoszczędzonej energii. W szczególności BTES może być atrakcyjną alternatywą w rejonach dysponujących krystalicznym podłożem skalnym, np. w Sudetach. BTES jest także alternatywą w przypadku skał osadowych, np. w środkowej i północnej Polsce, chociaż część otworów BHE musi tam być obudowana, co podnosi koszty inwestycji.

Ogólnie klimat w Polsce jest cieplejszy niż w Norwegii, co sprawia, że zapotrzebowanie na klimatyzację i ogrzewanie jest bardziej wyrównane niż w Norwegii. Podobnie, jak w Norwegii, wiele budynków w Polsce wymaga klimatyzowania w lecie, w połączeniu z koniecznością ogrzewania w zimie, a to sprawia że magazyn BTES stanowi atrakcyjne rozwiązanie, dzięki niskim kosztom eksploatacji. Temperatura gruntu w Polsce wynosi do 17°C, a jest to maksymalna temperatura dla stosowania bezpośredniej klimatyzacji w Norwegii. Dlatego możliwe jest wykorzystanie w Polsce bardzo energetycznie wydajnej klimatyzacji bezpośredniej, bez pomp ciepła, chociaż należy taką metodę zbadać osobno w każdym przypadku w fazie planowania inwestycji.

Wyzwaniem w Polsce mogą być wysokie koszty instalacji systemu BTES już na samym początku, co jest typowe, przy czym tak duży koszt początkowy zwraca się w okresie 8-10 lat. Ponadto polskie przepisy wymagają uzyskiwania dodatkowych pozwoleń na wiercenia głębsze niż 100 m; prowadzi to do dalszych komplikacji i (lub) wykonywania płytszych otworów, które są mniej efektywne z punktu widzenia energetycznego. Nawet wobec takich problemów istnieje duży potencjał stosowania magazynów BTES w Polsce.

Kluczem do uzyskania znacznych oszczędności energii w przypadku zastosowania magazynów BTES w Norwegii okazało się całościowe podejście do systemu energetycznego i zrozumienie, w jaki sposób BTES może stać się integralną częścią rozwiązania połączonych systemów klimatyzacji i ogrzewania. Jest to istotne dla optymalnego zwymiarowania magazynu BTES: zbyt wiele otworów zwiększy koszty instalacji, a zbyt mało otworów podwyższy koszty eksploatacji ze względu na małą moc. Miejscowe rozwiązania energetyczne oraz metody sezonowego i krótkoterminowego magazynowania energii w instalacjach BTES mogą potencjalnie zmniejszyć szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i konieczność dodatkowych inwestycji, co będzie przedmiotem naszej późniejszej analizy. Należy także zbadać miejscowe warunki gruntowe, w tym przepływy wody gruntowej. Należy podkreślić potrzebę zatrudnienia wykwalifikowanych pracowników na każdym etapie prac przy systemie BTES (badania wstępne, budowa i eksploatacja).

5.11.3. ATES

System magazynowania energii ATES wymaga obecności warstwy wodonośnej. Ponadto eksploatacja systemu ATES jest trudniejsza niż BTES ze względu na możliwe problemy z zatykaniem i korozją rur oraz jakością wody, ponieważ ATES jest systemem otwartym (w odróżnieniu od zamkniętego, pętlowego systemu BTES). Prowadzi to do podwyższenia kosztów eksploatacji, ale z drugiej strony koszty pierwotnej samej instalacji są znacznie niższe, a całkowite koszty za kWh wydobytej energii są zwykle znacznie niższe w przypadku ATES, w porównaniu do BTES, w całym okresie żywotności instalacji.

Moc (kW) uzyskiwana z magazynu ATES i wody gruntowej ma charakter linearny w stosunku do prędkości wydobycia wody gruntowej (Q) i temperatury wydobycia (ΔT), pomnożone przez ciepło właściwe wody (C_{H2O}),

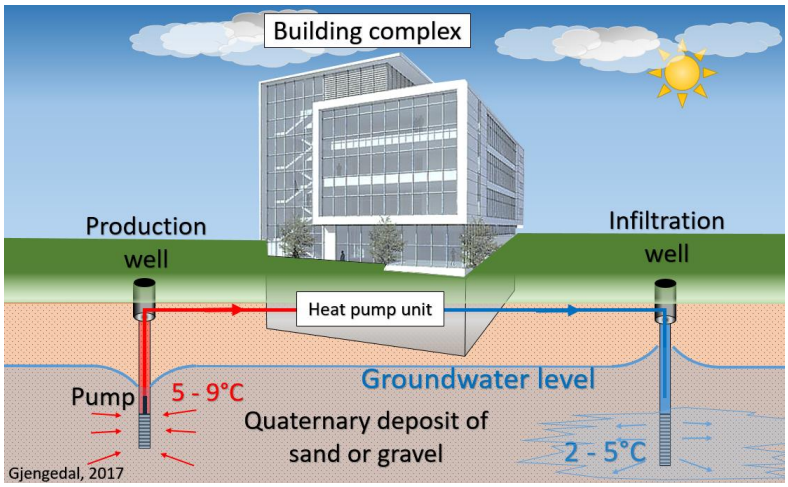
$$Power\ (kW) = Q \times \Delta T \times C_{H2O}. \qquad (1)$$

W tym równaniu ciepło właściwe wody, C_{H2O}, wynosi 4,2 kJ/kg·K ≈ 1,17 kWh/m^3·K przy 5°C. Linearność pokazuje elastyczność i możliwości ATES, w wyniku zmieniania albo prędkości wydobycia Q, albo różnicy temperatury ΔT, albo obydwu parametrów. Np. studnia wody gruntowej dająca 20 l/s (=72 m^3/h) i temperaturę wydobycia 4°C wyprodukuje ok. 340 kW ciepła. Zakładając współczynnik COP 3 oraz 3.000 godzin eksploatacji rocznie, ciepło dostarczone z pompy ciepła sięgnie ok. 500 kW, w odniesieniu do 1,5 GWh/rok. Zwiększenie różnicy temperatury ΔT o czynnik 10, tj. do 40°C, spowoduje podniesienie wyniku odpowiednio do 5 MW i 15 GWh/rok.

5.11.3.1. ATES w Norwegii

Warunki geologiczne w Norwegii pozwalają na instalowanie i eksploatację magazynów ATES w niewielkiej liczbie lokalizacji i dlatego w Norwegii istnieje niewiele tego rodzaju systemów w porównaniu do liczby instalacji BTES. Studnie wody gruntowej

są zwykle wiercone w czwartorzędowych osadach piasku i żwiru pochodzenia fluwialnego lub fluwioglacjalnego, chociaż instaluje się też wysokowydajne studnie wody gruntowej w twardych skałach. Ponadto temperatura gruntu poniżej 5°C w rejonach wysokogórskich i północnych częściach Norwegii stanowi wyzwanie dla instalacji ATES. Rys. pokazuje schemat typowego układu budynku, korzystającego z wody gruntowej w celu ogrzewania. Instalacja zwykle składa się ze studni produkcyjnej i infiltracyjnej dla zapewnienia równowagi hydrogeologicznej, a ciepło pobiera się tylko z warstwy wodonośnej. Studnia infiltracyjna ma istotne znaczenie dla utrzymania równowagi hydraulicznej w warstwie wodonośnej (zbiorniku wody gruntowej), ale istnieją w Norwegii instalacje oparte tylko na studni produkcyjnej, a woda z pompy ciepła jest zwracana albo do cieku wodnego, albo do kanału zrzutowego.



Rys. 5.11.10. Schemat typowego układu budynku, korzystającego z wody gruntowej dla celów ogrzewania w Norwegii. Ze względu na względnie niską temperaturę norweskich wód gruntowych, np. 5-9°C, studnia produkcyjna może być także stosowana dla potrzeb klimatyzacji bezpośredniej. Studnie zwykle sięgają do czwartorzędowych warstw piasków i żwirów pochodzenia fluwialnego lub fluwioglacjalnego.

Ze względu na względnie niskie temperatury norweskich wód gruntowych, zwykle 5-9°C, studnia produkcyjna może służyć do bezpośredniej klimatyzacji, oprócz ogrzewania. W pewnych przypadkach, jak w systemie lotniska Oslo Gardermoen (zob. opis w 5.11.3.5), kierunek przepływu jest odwracany i w ten sposób ze studni zimnej wody zapewnia się chłodzenie sieci klimatyzacji w lecie. Aby uniknąć zamarznięcia, zawsze utrzymuje się temperaturę wody gruntowej powyżej 0°C. Wydajność produkcyjna studni wody gruntowej w pokładach płytkich wynosi zwykle 10-30 l/s, a czasami więcej.

Pierwszy znany, norweski system magazynowania ATES został zbudowany w Seljord lysfabrikk w 1987 r., gdzie wywiercono 10 m studnię dla celów ogrzewania i klimatyzacji. Większy system ATES został zainstalowany na lotnisku Gardermoen w 1998 r. i nadal jest tam eksploatowany (zob. opis w 5.11.3.4). Na terenie Gardermoen znajduje się wielki zbiornik wody gruntowej (warstwa wodonośna w pokładach piasku i żwiru) bez przepływu wody gruntowej lub z małym przepływem, co czyni go idealnym miejscem magazynowania ciepła. W porównaniu do ponad 200 otworów w systemie BTES Ahus, ATES lotniska Gardermoen ma tylko 18 otworów. W ośrodku Melhus na południe od Trondheim (zob. również 5.11.3.5) istnieje 9 instalacji ATES w odległości kilkuset metrów od siebie. Jest to największe skupienie magazynów ciepła ATES na tak niewielkiej powierzchni w Norwegii. Podobnie do Melhus, istnieje również kilka instalacji ATES w rejonie Gardermoen, co wskazuje na „efekt sąsiedztwa", ilustrujący rozpowszechnianie się sprawdzonych i kosztowo efektywnych technologii. W ostatnich latach osiągnięto pewien poziom wiedzy i doświadczenia w instalacji i eksploatacji magazynów ATES zarówno w Melhus, jak i Gardermoen. Potencjał ATES jest teoretycznie szacowany w Norwegii na ok. 6 TWh/rok (Ramstad et al. 2011). Wartość obliczono na podstawie map pokładów fluwialnych i fluwioglacjalnych w rejonie budynków wymagających ogrzewania i klimatyzacji. Realistyczny potencjał, uwzględniający pewne ograniczenia, np. poziom wody gruntowej, grubość gleby czy wielkość zbiornika wody gruntowej itp., będzie niższy. Ogólna liczba instalacji ATES w Norwegii nie jest znana, ale szacuje się ją na ok. 100.

5.11.3.2. Przepisy odnoszące się do magazynów ATES w Norwegii

Podobnie, jak w przypadku BTES, omówionym w 5.11.2, instalacje ATES są w pewnym stopniu podporządkowane przepisom, dotyczącym wódy gruntowych, które włączono do ustawy o zasobach wody. Ze względu na wydobywanie znacznych ilości wody gruntowej dla obsługi ATES, przepisy dotyczące wód gruntowych nakładają ostrzejsze wymagania na magazyny ciepła ATES niż BTES. Zgodnie z tymi przepisami wydobywanie wody gruntowej przekraczające pewną ilość i (lub) wydobywanie wody w rejonach niezasobnych wymaga uzyskania pozwolenia z Dyrekcji NVE. Wniosek o pozwolenie musi posiadać szczegółowy opis warunków hydrogeologicznych, wraz z oceną aspektów hydrologicznych i środowiskowych, np. wpływu inwestycji

na stosunki wodne i podatność biologiczną miejscowych ekosystemów. Procedura polega na przekazaniu pełnego wniosku do odpowiednich władz, które zajmują się kwestiami związanymi z wydobywaniem wód gruntowych. Jeżeli chodzi o instalację BTES, to wiercenie studni musi być zgłoszone do Służby Geologicznej NGU w celu zarchiwizowania otworów w bazie danych GRANADA.

Norweskie przepisy dotyczące zasobów wody, a odnoszące się do wódy gruntowych, zostały ostatnio znowelizowane z ważnością od 1 stycznia 2018 r.:

- § 43a: Istnieje obowiązek ogólnego dbania o wody gruntowe.
- § 45: Należy zgłaszać wydobywanie wódy gruntowych (powyżej 100 m^3/dziennie, ≈4,2 m^3/h, ≈1,16 l/s), aby uzyskać opinię, czy tego rodzaju wydobycie wody gruntowej wymaga składania wniosku o pozwolenie.

Wcześniej nie było pewności w sprawie studni, służących wydobywaniu wody gruntowej dla potrzeb energetycznych. Najczęściej sprawę interpretowano tak, że nie jest potrzebne pozwolenie, ponieważ nie jest to wydobywanie zasobów wody netto, jak to się dzieje w przypadku zakładów dysponujących zestawem studni produkcyjnych i infiltracyjnych. Jednak, chociaż w tej sprawie decyzje nie zapadły, uznaje się, że tego rodzaju studnie należą do kategorii otworów, które powinny być zgłaszane, jako systemy służące do wydobywania wód gruntowych. Zmiana temperatury wody gruntowej w podziemnym zbiorniku podlega przepisom o obowiązku ogólnego dbania o wody gruntowe (§43a).

5.11.3.3. Aspekty techniczne

Pewne aspekty techniczne dotyczące instalacji ATES w Norwegii zostały tutaj opisane w celu przekazania niektórych kwestii, związanych z instalacjami ATES w Norwegii:

- *Osady szkodliwe i zatykanie studni.* Konieczne są specjalne zabezpieczenia w celu uniknięcia osadów i zatykania urządzeń. Studnia produkcyjna i infiltracyjna posiada sita szczelinowe. Prześwit szczelin jest projektowany na podstawie analizy próbek osadów (rozkład wielkości ziaren w badaniach wstępnych) w taki sposób, że wielkość ziaren w formacji geologicznej odpowiadała wielkości szczelin sita. Niewłaściwe zaprojektowanie wielkości może spowodować przedostawanie się drobnego piasku, co z czasem powoduje szkody ze względu na osadzanie się warstwy piasku wokół studnia produkcyjnej i zatykanie studni infiltracyjnej. Aby stworzyć naturalny filtr dla formacji skalnej wokół sita studni tuż po jego zainstalowaniu, studnia jest przepłukiwana dla usunięcia drobnych cząstek. Aby zabezpieczyć proces przed dostaniem się powietrza (tlenu) do sita studni, zaleca się zastosowanie pompy zanurzeniowej powyżej górnego brzegu sita studni. Przedostanie się tlenu do systemu jest niepożądane ze względu na wytrącenie wodorotlenków żelaza i manganu, a czasami pojawienie się bakterii utleniających żelazo, co jest powszechnym problemem. Kiedy jony żelaza i (lub) manganu rozpuszczą się w wodzie gruntowej (warunki anoksyczne, niedobór tlenu), a tlen przedostanie się do wody gruntowej, to następuje wytrącenie osadu i zatkanie jednego lub więcej elementów systemu (sita studni, pompy, rury czy wymiennika ciepła) w instalacji. Z tego samego powodu system otwartej wody gruntowej zawsze posiada dodatkowy wymiennik ciepła przed pompą ciepła.
- *Szczelna, zamknięta pętla pomiędzy wymiennikiem ciepła a parownikiem.* Serwisowanie, naprawa lub wymiana wymiennika ciepła jest tańsza niż rozwiązywanie problemów związanych z parownikiem pompy ciepła. Zamknięta pętla pomiędzy wymiennikiem ciepła a parownikiem w pompie ciepła jest często wypełniana glikolem. Aby uniknąć przedostania się tlenu oraz problemów z żelazem i manganem, system musi działać bez dostępu tlenu. Aby zapewnić szczelność układu, należy zastosować szczególne środki ostrożności tak, aby zawsze była dostępna pompa zanurzeniowa z rurą infiltracyjną kilka metrów poniżej poziomu wody gruntowej, wraz z zaprojektowaniem pozostałych części takiej instalacji (zawory, filtry, armatura, wymiennik ciepła itp.) w taki sposób, aby tlen nie miał dostępu do systemu. Czasem trudno jest pozbyć się wytrącania się żelaza i manganu, kiedy już ten problem się pojawi. Dlatego należy się skupić na zabezpieczeniu i uniknięciu wytrącania się osadów. W pewnym zakresie analiza fizyko-chemiczna wody gruntowej w fazie wstępnej pokaże możliwości wytrącania się żelaza i manganu, jak również pojawienia się korozji oraz osadzania się innych minerałów, np. węglanów.
- *Czujniki z funkcją alarmu*. Studnia produkcyjna i infiltracyjna powinna być wyposażona w czujniki badające poziom wody gruntowej oraz funkcję alarmowania niskiego lub wysokiego stanu wody gruntowej w każdej studni. Celem monitorowania poziomu wody gruntowej jest unikanie problemów przez wykrywanie potencjalnych odstępstw od normalnej eksploatacji po jakimś czasie, np. spadek efektywności wydobycia i infiltracji, spadek poziomu wody gruntowej itp., które z kolei mogą być powodowane zatykaniem się pewnych elementów instalacji. Zaleca się czasem badanie studni wody gruntowej za pomocą kamer w celu dokumentowania stanu i wyszukiwania usterek, kiedy instalacja nie funkcjonuje właściwie. 5.11.11 pokazuje przykład kontroli kamerą, a obraz pokazuje zatkaną instalację w wyniku wytrącania się żelaza i działania bakterii (a), oraz nowe sito studni, wolne od materiału blokującego (b).

(a) *(b)*

Rys. 5.11.11. Kontrola wizualna dwóch filtrów w otworze za pomocą kamery. Prześwit filtra wynosi 1 mm. (a) Filtr jest zakolmatowany tlenkami żelaza i bakteriami utleniającymi żelazo. (b) Nowy filtr, przez który widać piasek i żwir w naturalnej formacji geologicznej. Foto: Gjøvaag AS, ORMEL-project.

5.11.3.4. ATES w Europie

Holandia, Szwecja i Belgia to kraje, w których zbudowano największą liczbę instalacji ATES w Europie, a inne znajdują się także w Norwegii, Niemczech, Danii i Anglii (Lee 2013).

Holandia ma największą liczbę instalacji ATES w Europie: ponad 3.500 systemów zainstalowanych do 2015 r., które w sumie oszczędzają do 3.500 TJ energii (Heekeren i Bakema 2015). Holandia posiada bardo sprzyjające warunki gruntowe dla budowania magazynów ATES, ponieważ piaskowe warstwy wodonośne zwykle dają do 250 m^3/h przy typowym zakresie temperatur składowania energii: 7-17°C. Ogrzewanie zapewnia się w kombinacji z użyciem pomp ciepła. Ok. 70% instalacji ATES w Holandii zbudowano dla budynków handlowych i publicznych, natomiast pozostałe 30% obsługuje osiedla mieszkaniowe oraz przedsiębiorstwa przemysłowe i rolnicze (Cabeza 2015). Największy magazyn energii ATES dostarcza chłodu i niskotemperaturowego ogrzewania do budynków i laboratoriów kampusu Eindhoven University of Technology (zob. 5.11.3.6). W sąsiedniej Belgii liczba magazynów ATES była w 2015 r. szacowana na ok. 1.200 (Loveless et al. 2015).

W Szwecji istnieje ok. 150 magazynów ATES (2015) (Gehlin et al. 2015). Są one uznawane za bardzo wydajne i zwykle charakteryzują się krótkim okresem zwrotu z inwestycji, najczęściej poniżej 3 lat. Studnie są zwykle projektowane z podwójną funkcją: produkcji i zatłaczania. Energia jest magazynowana w wodzie gruntowej i w formacji (górotworze) otaczającej warstwę wodonośną. Typowe temperatury eksploatacyjne w szwedzkich magazynach ATES wynoszą 12-16°C po stronie ciepłej i 4-8°C po stronie zimnej warstwy wodonośnej. Największy system ATES w Szwecji znajduje się w zakładzie ciepłowniczym lotniska Sztokholm Arlanda i służy do swobodnej klimatyzacji i wstępnego ogrzewania układu wentylacji, a także do odladzania bram dla samolotów. System został zaprojektowany na moc 10 MW i nie posiada pomp ciepła. Zauważa się stały wzrost rynku dla większych systemów, obsługujących osiedla mieszkaniowe, oraz na większe instalacje ATES i BTES dla sektora handlowego i instytucji w Szwecji.

Liczba instalacji ATES w innych krajach europejskich jest ograniczona, częściowo z powodu warunków gruntowych, a częściowo ze względu na przepisy. Należy tu wspomnieć o jednej inwestycji ATES w Niemczech: jest to zakład ciepłowniczo-chłodniczy dla odnowionego budynku Reichstagu, obsługujący także sąsiednie biurowce Parlamentu. Wykorzystuje płytkie i głębokie warstwy wodonośne. Jego magazyn chłodu sięga na głębokość ok. 60 m, a magazyn ciepła na głębokość ok. 300 m (Lee 2013). Głęboka warstwa wodonośna jest zasilana w lecie nadwyżką ciepła o temperaturze 70°C z elektrociepłowni. Zakłady te są włączane w zależności od poziomu zapotrzebowania na elektryczność w podłączonych budynkach. Według obliczeń projektowych ok. 60% magazynowanego ciepła można odzyskać w okresie grzewczym z warstwy wodonośnej w zakresie temperatur 55-70°C oraz przesłać do systemu absorpcyjnej pompy ciepła. Wody gruntowe płytkiej warstwy wodonośnej służą klimatyzacji bezpośredniej budynków.

W Danii istnieje kilka magazynów ATES służących do ogrzewania, klimatyzacji i sezonowego magazynowania energii (Røgen et al. 2016). Jednak owe trzy zakłady geotermalne, dysponujące otworami o głębokości (w sumie) od 1,2 km do 2,6 km, produkują ciepło dla sieci komunalnej z warstw wodonośnych o temperaturze 43-74°C (Røgen et al. 2016), co może być ciekawszym rozwiązaniem zważywszy na polskie warunki, chociaż wspomniane instalacje nie są w rzeczywistości typu ATES, ponieważ służą tylko do wypompowywania energii cieplnej, bez jej magazynowania. Trzy instalacje eksploatowane od 1984, 2005 i 2013 r. mają kilka cech wspólnych dla tego rodzaju instalacji geotermalnych, jakie można wybudować w Polsce, w oparciu o warstwy wodonośne o temperaturze ok. 60°C. Zakłady ciepłownicze mają moc 7-12 MHw. Mają jedną studnię produkcyjną i jedną zatłaczającą. Ciepło jest pobierane ze zbiorników w piaskowcu poprzez wymiennik ciepła i (lub) absorpcyjną

pompę ciepła, opartą na LiBr, gdzie ciepło napędowe najpierw pochodzi z kotłów na biomasę dla celów ogrzewania i (lub) kombinacji produkcji energii cieplnej i elektrycznej.

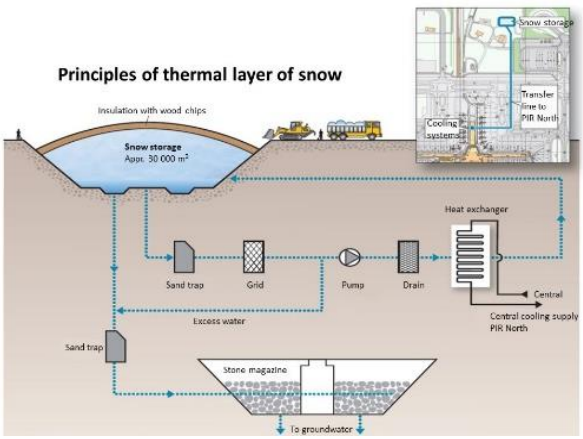
5.11.3.5. Przykłady instalacji ATES

Gardermoen[5]

Gardermoen jest największym zbiornikiem wody gruntowej w Norwegii. Woda znajduje się w delcie fluwioglacjalnej, która powstała 10.000 lat temu, i służy do ogrzewania i klimatyzacji portu lotniczego Oslo. Całkowita powierzchnia budynków wynosi 180.000 m^2. Posiadają one szklane ściany, co zwiększa zapotrzebowanie na klimatyzację w lecie i na ogrzewanie w zimie. Magazyn energii cieplnej (ATES) w warstwie wodonośnej składa się z 18 studzien: 9 ciepłych i 9 zimnych, każda o średnicy 450 mm i głębokości 45 m. Każda studnia posiada własną pompę wody gruntowej i rurę zatłaczania wody. Studnie zimne są położone 150 na wschód od ciepłych. Studnie są podłączone do systemu pompy ciepła i chłodzenia. Port lotniczy Oslo Gardermoen (Rys. 5.11.12) otwarto w 1998 r., a instalacja ATES jest tam eksploatowana od samego początku. Pojawiły się poważne problemy związane z zatykaniem studni z powodu wytrącania się żelaza i działania bakterii utleniających żelazo w dłuższym okresie, a procesy te zainicjowała obecność tlenu w instalacji. Sądzi się, że pojawienie się tlenu jest wynikiem zbyt intensywnego pompowania okresowego i (lub) mieszania się gruntowej wody tlenowej i beztlenowej, znajdującej się odpowiednio w górnej i dolnej części warstwy wodonośnej. Ze względu na problemy z zatykaniem instalacji, zakład przeprowadza regularne czyszczenie studni, wraz z myciem sit i pompowaniem za pomocą pompy dozującej. Tylko 12 spośród 18 studni eksploatowano w ciągu części roku po 5-6 latach od wdrożenia instalacji w Gardermoen, a kilka studni jest obecnie wyłączonych ze względu na wspomniane problemy. Instalacja ATES pokrywa całkowite zapotrzebowanie na klimatyzację portu lotniczego, z czego 25% (2,8 GWh/rok) służy do bezpośredniej klimatyzacji poprzez bezpośrednią wymianę ciepła z zimną wodą gruntową a 75% (8,5 GWh/rok) do aktywnej klimatyzacji poprzez pompę ciepła (Rys. 5.11.13). Roczne zaopatrzenie w ciepło z pompy ciepła sięga zwykle 11 GWh. Dodatkowa energia cieplna jest dostarczana z centralnej ciepłowni, wyposażonej w cztery kotły olejowe (12 GWh) i oraz elektrociepłowni w Gardermoen Fjernvarme, posiadającej kotły na biopaliwa, jako główne źródło energii (17 GWh). Całkowity koszt magazynu ATES wyniósł 2,65 [mln] USD, a okres zwrotu z inwestycji jest porównywalny do okresu dla tradycyjnego zakładu ciepłowniczo-chłodniczego, szacowanego na niecałe cztery lata.

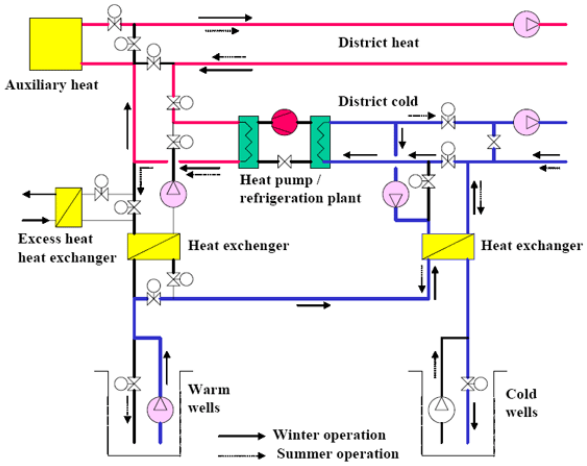
W lecie woda gruntowa jest pompowana z zimnych studni w celu klimatyzowania budynków portu lotniczego. Podgrzana woda jest zatłaczana z powrotem do studni ciepłych. W zimie kierunek pracy pompy ciepła zostaje odwrócony tak, iż ciepło jest odzyskiwane z wody gruntowej i przekazywane do ogrzewania lokali poprzez płyn grzewczy. Chłód z budynków jest kierowany z powrotem do zimnych studni. Ciepło i chłód z ciepłowni centralnej są transportowane poprzez izolowane magistrale komunalne i rury chłodu do budynków lotniska i innych budowli, w tym hotelu i centrum konferencyjnego. Ponadto ciepła używa się do topienia śniegu na płytach postojowych dla samolotów. Ciepło rozprowadza się za pomocą płynu niskotemperaturowego w systemie ogrzewania podłogowego na powierzchni 40.000 m^2. Większość sieci jest także używana dla celów klimatyzacji w lecie.

Jako płyn roboczy pompy ciepła wybrano amoniak. Jest to substancja naturalna, przyjazna dla środowiska, posiadająca doskonałe własności termodynamiczne, ale skoro jest trująca, to ciepłownię wybudowano, jako oddzielny zakład w odległości 1 km od budynków lotniska.

(a) (b) 

Rys. 4.11.12. (a) Port lotniczy Oslo Gardermoen. Foto: Oslo Airport AS. (b) Zmodernizowany system energetyczny w porcie lotniczym Gardermoen, z magazynem śniegu izolowanym wiórami.

[5] Tekst opracowano na podstawie literatury (Eggen i Vangsnes 2005; Vangsnes 2014).



Rys. 5.11.13. Schemat funkcjonowania magazynu energii cieplnej ATES Gardermoen. Ilustracja: COWI

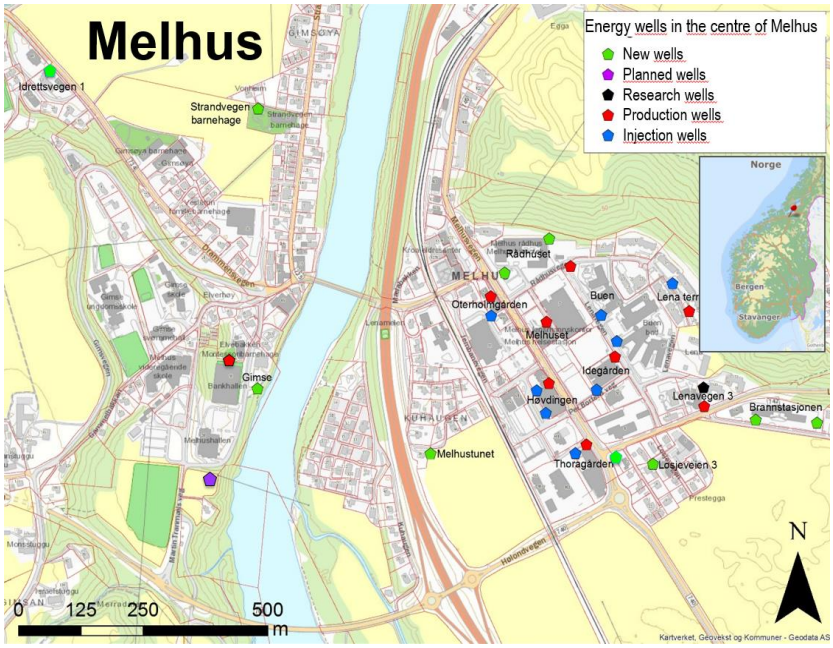
Melhus i Elverum – projekt badawczy ORMEL

Obecnie realizowany projekt badawczy ORMEL (2015-2018) dotyczy instalacji magazynowych ATES w Norwegii. ORMEL jest skrótem angielskiego tytułu *Optymalne wykorzystanie zasobów wody gruntowej do ogrzewania i klimatyzacji w gminach Melhus i Elverum*. Główny cel projektu polega na zapewnieniu trwałej i zrównoważonej bazy dla optymalnego wykorzystania i gospodarowania zasobami wody gruntowej dla celów ogrzewania i klimatyzacji w centrum gmin Melhus i Elverum.

Obydwie gminy znajdują się na dużych pokładach piasku i żwiru i dysponują dużymi zbiornikami wody gruntowej, które nadają się do jej wydobywania. W sumie zbudowano 9 zakładów w odległości kilkuset metrów od centrum Melhus (zob. Rys. 5). Melhus leży ok. 20 km na południe od Trondheim, natomiast Elverum 140 km na północny-wschód od Oslo. Projekt prowadzi gmina Melhus, natomiast liderem projektu jest Wydział Nauk o Ziemi i Nafcie (IGP) Norweskiego Uniwersytetu Naukowo-Technicznego (NTNU). Inni partnerzy to gmina Elverum, Służba Geologiczna Norwegii, Wydział Energii i Inżynierii Technologicznej NTNU oraz firma konsultingowa Asplan Viak AS.

Przy projekcie pracuje jeden doktorant. Główne tematy badawcze to: (1) kartowanie mocy i parametrów zasobów wody gruntowej, (2) problemy związane z żelazem i manganem oraz (3) analiza i monitorowanie pracy zakładów ciepłowniczych. Pary czerwonych i niebieskich kropek na Rys. 5 pokazano magazyny ATES oraz odpowiednio ich studnie produkcyjne i infiltracyjne, natomiast kropki czerwone oznaczają urządzenia tylko ze studniami produkcyjnymi. Zielone i fioletowe kropki znaczą odpowiednio nowe i planowane studnie w ramach projektu ORMEL.

Całkowite wydobycie wody gruntowej w zakładach wynosi 105 l/s, a wydobycie netto z warstwy wodonośnej ok. 50 l/s (Førde 2015, Riise 2015). Pomimo skomplikowanego składu chemicznego wody gruntowej, częściowo słonej, zawierającej rozpuszczone żelazo i mangan, większość zakładów funkcjonuje zaskakująco dobrze. Zapobieganie przedostawaniu się tlenu do instalacji wydaje się być realizowane z powodzeniem. Pojawiły się także pewne inne problemy eksploatacyjne, np. pobieranie drobnych cząsteczek piasku, korozja rur, wytrącanie się żelaza i wzrost bakterii utleniających żelazo na sitach studni (zarówno produkcyjnych, jak i infiltracyjnych), w rurach i w wymiennikach ciepła. Niektóre problemy występują w wyniku braku regularnych przeglądów i monitorowania poziomu wody gruntowej oraz dopuszczenie do spadku poziomu wody gruntowej do poziomu poboru wody przez pompę zanurzeniową, co powoduje przedostawanie się powietrza do instalacji, a następnie wytrącanie się osadów i zatykanie instalacji. Jak widać na Rys. 5, odległości pomiędzy niektórymi sąsiednimi studniami infiltracyjnymi i produkcyjnymi są dosyć krótkie i dlatego zaobserwowano tendencję do mieszania się wody gruntowej i wyrównywania temperatury. Na przyszłość projekt ORMEL zaleca, aby instalacje ciepła i chłodu były organizowane w większych jednostkach tak, aby można było gospodarować warstwą wodonośną, jako całością.



Rys. 5. Ogólny plan Melhus; centrum gminy Melhus na południe od Trondheim w Norwegii. Pary kropek czerwonych i niebieskich oznaczają magazyny ATES wraz z ich odpowiednio studniami produkcyjnymi i infiltracyjnymi. W sumie 9 magazynów zlokalizowano na niewielkim terenie.

Eindhoven University of Technology (Holandia)

Największa instalacja magazynu energii cieplnej ATES w Holandii została zbudowana w uczelni Eindhoven University of Technology, gdzie w 2001 r. uruchomiono system ogrzewania i klimatyzacji oparty na ATES. Instalacja ATES dostarcza bezpośrednio chłód w lecie, a w zimie niskotemperaturowe ciepło do parowników pomp ciepła. Pompy ciepła są zlokalizowane w lokalach technicznych budynków i mogą zapewnić pokrycie szczytowego zapotrzebowania na klimatyzację także w lecie. Aby można było składować wystarczające ilości chłodu w zimie, wieże chłodnicze służą do ładowania dodatkowych ilości chłodu (Cabeza 2015).

System ciepłowniczo-klimatyzacyjny oparty o magazyn ATES umożliwia użytkownikom wymianę chłodu lub ciepła za pomocą sieci dystrybucyjnej. W takim przypadku woda gruntowa funkcjonuje jako medium transportowe energii pomiędzy budynkami. W przypadku klimatyzacji netto lub zapotrzebowania na ogrzewanie po zbilansowaniu energii pomiędzy użytkownikami, woda gruntowa jest pobierana odpowiednio ze studni zimnej lub ciepłej i transportowana do użytkowników poprzez sieć. W wyniku wymiany energii pomiędzy budynkami wydajność energetyczna zostaje jeszcze bardziej poprawiona. Instalacja odczuwa problem nierównowagi sezonowej ze względu na wyższe zapotrzebowanie na klimatyzację niż na ogrzewanie.

Warunki ziemne kampusu uczelni wykazują górną warstwę grubości ok. 28 m, w której znajduje się płytka warstwa woda freatyczna (przypowierzchniowa). Na głębokości pomiędzy 28 a ok. 80 m poniżej powierzchni stwierdzono ‘pierwszą warstwę wodonośną’ z przesiąkliwością w zakresie 1.600-2.000 m^2/dzień. Poniżej tej warstwy wodonośnej znajduje się warstwa słabo przepuszczalna grubości 60 m i oporze hydraulicznym 20.000 dni. Występują też głębsze warstwy wodonośne, ale są one chronione przez władze, jako rezerwy wody pitnej i dlatego nie są one dostępne dla potrzeb ATES. Naturalna temperatura wody gruntowej w pierwszej warstwie wodonośnej wynosi 11,8°C. Woda gruntowa jest słodka, z zawartością chloru na poziomie 10-40 mg/l.

5.11.3.6. Sukces i wyzwania

Najbardziej udana instalacja ATES w Norwegii posiada 18 studni i mieści się w Gardermoen (0). Jej moc ogrzewania i klimatyzacji wynosi ok. 11 GWh/rok. Okres zwrotu z inwestycji w Gardermoen wyniósł niecałe 4 lata. Zakład w Gardermoen jest eksploatowany przez prawie 20 lat, ale w ostatnich latach pojawiły się poważne problemy z zatykaniem instalacji, co stanowi wyzwanie dla służb utrzymania oraz generuje dodatkowe koszty. Ten fakt podkreśla ważkość posiadania od samego początku dobrego planu eksploatacji i utrzymania, w oparciu o kombinację doświadczenia z innych instalacji, wiedzy i znajomości miejscowych warunków.

Instalacje ATES to magazyny UTES o najniższych kosztach inwestycji dla danej mocy zainstalowanej, umożliwiające szybki zwrot nakładów inwestycyjnych w okresie 4 lat, jak w przypadku Gardermoen, który nie jest wyjątkiem. Tak więc, jeżeli warunki gruntowe nadają się na założenie ATES, to instalacja taka stanowi bardzo dobrą inwestycję, nawet przy względnie niskiej

temperaturze, jak to jest w przypadku warunków norweskich (poniżej 10°C). Jednak w Norwegii istnieje niewielka liczba lokalizacji dla instalacji ATES i dlatego nie jest ich tam wiele, a żadna z nich nie należy do takiego rzędu wielkości, jak Gardermoen.

Wyzwaniem dla instalacji ATES jest to, że mogą się pojawić znaczne i nieprzewidywalne koszty związane z fazą eksploatacji w wyniku zatykania instalacji, rozwoju bakterii i korozji. Potencjalne tego rodzaju problemy można przewidzieć i rozwiązać już na etapie planowania i wstępnych badań, np. na podstawie testów jakości wody w trakcie wiercenia otworów. Chociaż instalacje BTES są niemal bezkosztowe, jeżeli chodzi o utrzymanie, to znacznych kosztów należy się spodziewać w przypadku magazynów ATES, a czynności utrzymania mogą czasem powodować wyłączenie studni z eksploatacji na wiele miesięcy, jeżeli zakład nie posiada aktywnego programu utrzymania instalacji. Zakład ATES Gardermoen jest tu dobrym przykładem; tylko 12 z 18 studni było częściowo eksploatowanych w ciągu roku po 5-6 latach od uruchomienia Gardermoen (0). W ramach projektu ORMEL również stwierdzono podobne sutki braku regularnych czynności utrzymania i monitorowania poziomu wody gruntowej: woda gruntowa uzyskała poziom, na którym pobierała wodę pompa zanurzeniowa, co spowodowało podanie powietrza do instalacji, a następnie wytrącanie się osadów i blokowanie instalacji. Jednak, nawet przy typowych kosztach utrzymania, instalacje ATES są często efektywniejsze w porównaniu do BTES.

Kluczem do udanego zaprojektowania i eksploatacji instalacji ATES jest zatrudnienie wykwalifikowanych pracowników na wszystkich etapach od wstępnych badań, poprzez budowę, eksploatację i regularne utrzymywania zakładu. Ważne jest również skorzystanie z doświadczeń zdobytych przy wcześniejszych instalacjach na wszystkich ich etapach, np. w zakładach w Holandii, Szwecji i Norwegii. Należy także podkreślić, że magazyny energii ATES wymagają podejścia wielodyscyplinarnego, opartego o wiedzę z wielu dziedzin, np. hydrogeologii, wiertnictwa, technologii pomp ciepła i automatyzacji. Dokumentowanie instalacji oraz śledzenie krytycznych parametrów eksploatacyjnych, np. ilości wydobywanej wody gruntowej i wody zatłaczanej, poziomu i składu chemicznego wody gruntowej, produkcji energii, temperatury wody, współczynnika COP itp. ma także istotne znaczenie. Zaleca się stosowanie podejścia opartego na programie okresowych czynności utrzymania w celu zmniejszenia ryzyka wystąpienia takich problemów; np. w ATES Gardermoen posiada program czyszczenia studni, wykonywanego w regularnych okresach, aby uniknąć zatykania instalacji w wyniku wytrącanie się żelaza i działania bakterii. Systematyczne monitorowanie oraz stosowanie funkcji alarmowych powinno również sygnalizować, kiedy konieczne jest czyszczenie instalacji, by zapobiegać przedostaniu się do niej tlenu. Nawet jeżeli jakość wody gruntowej stanowi problem w postaci wysokiej zawartości rozpuszczonych jonów żelaza, manganu, a czasem węglanów, to utrzymanie instalacji w warunkach beztlenowych zapewnia skuteczne działanie większości instalacji ATES w Norwegii.

Inne potencjalne wyzwanie dla instalacji ATES to unikanie spięć termicznych pomiędzy studniami produkcyjnymi i infiltracyjnymi. Połączenie termiczne może powstać w wyniku wysokiej przewodności hydraulicznej w warstwie wodonośnej. Przepływy wody gruntowej (prędkość i kierunek) należy dokładnie kartować. Wyniki programu badań próbnego pompowania i zatłaczania, osiągnięte w fazie wstępnej, powinny wystarczyć do zaprojektowania magazynu energii cieplnej ATES o minimalnym ryzyku spięcia termicznego.

5.11.3.7. Zalecenia dla Polski

Polska posiada bardzo wysoki potencjał szerokiego stosowania instalacji ATES, ze względu na doskonałe warunki gruntowe na większej części terytorium kraju. Jednak tylko niewielka część tego potencjału jest wykorzystywana. Ponadto niskotemperaturowe warstwy wodonośne, użytkowane dla potrzeb kombinowanego ogrzewania i klimatyzacji wg technologii stosowanych w Gardermoen czy projekcie ORMEL (5.11.3.5), nie mogą być wykorzystane w Polsce ze względu na wyższą temperaturę warstw wodonośnych: do 60°C. W zależności od prędkości przepływu wody gruntowej w warstwie wodonośnej tego rodzaju potencjał można zastosować dla celów wysokotemperaturowego magazynowania, albo tylko do wydobywania ciepła (zob. przykłady dla Danii, 5.11.3.4). Kombinacja wydobycia wysokotemperaturowej energii cieplnej z głębokiej warstwy wodonośnej oraz energii chłodu z płytkiej warstwy wodonośnej, wg podejścia zastosowanego w instalacji dla Reichstagu w Niemczech (zob. krótki opis w 5.11.3.4), może także stanowić ekonomiczne podejście.

Równanie (1) pokazuje, że moc cieplna w kW ma charakter linearny w stosunku do prędkości wydobycia wody gruntowej i ciepła. Tak więc zaleca się wydobywanie jak największych ilości ciepła na m^3 wody gruntowej. Maksymalny spadek temperatury produkowanego ciepła pozwoli zaoszczędzić duże ilości wody gruntowej, która nie zostanie wydobyta z warstwy wodonośnej. Wydobywanie wody gruntowej jest zwykle czynnikiem ograniczającym w odniesieniu do zrównoważonej eksploatacji warstwy wodonośnej dla utrzymania bilansu wody. Oprócz bezpośredniego zużycia ciepłej wody gruntowej, pozostałe wydobyte ciepło, tj. obniżka temperatury wody gruntowej, powinno być odzyskane przez zastosowanie pompy ciepła. Obecnie produkcja prądu elektrycznego opiera się w Polsce głównie w elektrowniach węglowych. Natomiast w niedalekiej przyszłości i w związku z dekarbonizacją i wprowadzaniem szerszego użytkowania odnawialnych źródeł energii, stosowanie elektrycznie napędzanych pomp ciepła będzie akceptowalne w kontekście redukcji emisji CO_2, powstającej w trakcie produkcji prądu. Dla zmniejszenia emisji CO_2 w jak najwyższym stopniu należy się skupić na podejściu całościowym i systemowym. Należy np.

rozpatrzyć i oszacować możliwość zastosowania pomp ciepła napędzanych prądem z paneli solarnych. Inną ważną perspektywą na poziomie systemowym jest konieczność inwestowania w sieci elektryczne. Miejscowe rozwiązania energetyczne oraz sezonowe i krótkoterminowe magazynowanie energii w instalacjach ATES (oraz BTES) mogą potencjalnie zmienić szczytowe zapotrzebowanie na prąd oraz wykluczyć konieczność inwestowania w rozbudowę sieci energetycznej, co należy zbadać dokładniej. Jednak w pewnych przypadkach adsorpcyjne lub absorpcyjne pompy ciepła mogą stanowić właściwe rozwiązanie.

Należy tu podkreślić potrzebę zatrudnienia wykwalifikowanych pracowników we wszystkich fazach realizacji ATES (wstępne badania, budowa, eksploatacja i regularne utrzymanie instalacji). Budowa i eksploatacja magazynów energii cieplnej ATES wymaga podejścia wielodyscyplinarnego, opartego o wiedzę z wielu dziedzin, o czym wspomniano powyżej. W celu zapewnienia w przyszłości szerszego wykorzystania magazynowania energii w systemach ATES w Polsce, należy się skupić na względnie dużych instalacjach, zapewniających krótki okres zwrotu z inwestycji. Dla pełnego wykorzystania zasobów instalacje ATES powinny służyć zarówno do ogrzewania, jak i klimatyzacji, w tym klimatyzacji bezpośredniej. Instalacje ATES muszą być projektowane zgodnie z przepisami dotyczącymi wód gruntowych.

Literatura

Hanstad N. 2017: Personal communication between Nils Hanstad (Båsum) with K. Midtømme.

Cabeza L.F., 2015: *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*, edited by L.F. Cabeza, Woodhead Publishing Series in Energy Number 66, Elsevier, 2015

Dalenbäck, J.-O., Hellström G. and S. K., 2000: "Evaluation of the Borehole Heat Store at InfraCity, Sweden" TERRASTOCK 2000, 8th International Conference on Thermal Energy Storage, Proceedings, Volume 1

EGEC, 2016: EGEC Geothermal Market Report 2016, published October 2016, accessed at October 5th 2017 from https://www.egec.org/media-publications/egec-geothermal-market-report-2016/

Eggen G., Vangsnes G., 2005: Heat pump for district cooling and heating at Oslo Airport Gardermoen. Proceedings of the 8th IEA Heat Pump Conference, Las Vegas, Nevada, 30 May–2 June 2005

Fondenes B., 2016: Personal communication with Kirsti Midttømme.

Førde, M., 2015: Numerisk 3D-modellering av kvartærgeologi og hydrogeologi i Melhus sentrum – En vurdering av uttakskapasitet, optimal utnyttelse og forvaltning til energiformål. Master thesis at Norwegian University of Science and Technology, department of Geology and Mineral Resources Engineering, 118 pages.

Gehlin S., Andersson O., Bjelm L., Alm P.G., Rosberg J.E., "2015: Sweden Country Update on Geothermal Energy," World Geothermal Congress 2015, Melbourne

Grønnesby, E., 2014: Høgskolen i Bergen. (Egil Grønnesby, Sweco, Performer) Bergen University College, Bergen, Norway

Haugerud, L. P. and Lien I., 2015: Analyse av feltemålinger av varmepumpe i boliger Enova SF.

Heekeren, V.v., Bakema, G., 2015: The Netherlands Country Update on Geothermal Energy, World Geothermal Congress 2015, Melbourne

Henne, I., Midttømme, K. 2018, in preparation: Integrated thermal energy storage combining PCM storage and borehole thermal energy storage - Western Norway University of Applied Sciences, Campus Kronstad, Bergen Norway , proceedings EnergStock, IEA ECES 14th International Conference on Energy Storage, Adana, Turkey 2018

Kukkonen, I., 2002: "Finland" in Atlas of Geothermal Resources in Europe, European Commission

Lanahan, M. and P.C, T.V., 2017: "Seasonal Thermal-Energy Storage: A Critical Review on BTES Systems, Modeling, and System Design for Higher System Efficiency." Energies.

Lee, K.S., 2013: Underground Thermal Energy Storage, Part of Green Energy and Technology Book series, Springer-Verlag, London

Loveless S., Hoes H., Petitclerc E., Licour L., Laenen B., 2015: Belgium Country Update on Geothermal Energy, World Geothermal Congress 2015, Melbourne

Midttømme, K., 2005: Norway's Geothermal Energy Situations. Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya Turkey.

Midttømme, K., Banks, D., Ramstad, R.K., Sæther, O., Skarphagen, H., 2008: Ground-Source Heat Pumps and Underground Thermal Energy Storage— Energy for the future. In Slagstad, T. (ed.) Geology for Society, Geological Survey of Norway Special Publication, 11, pp. 93–98

Midttømme, K., Müller, J., Skarphagen, H., Berre, I., Ramstad, R.K Sørheim, H.R., 2013: Geothermal Energy Use, Country Update for Norway European Geothermal Congress 2013

Midttømme K., Henne I., Kocbach J., Ramstad R.K., 2016: Geothermal Energy Use, Country Update for Norway, in Proceedings of the European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, Sept 2016

Nordell B., Andersson O., Rydell L., Scorpo AL, 2015: Long-term Performance of the HT-BTES in Emmaboda, Sweden, Greenstock 2015, At Beijing, China, Volume: 13

Paksoy, H.Ö., 2007: Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Consumption. Fundamentals, Case Studies and Design, Springer

Pascal, C., 2015: Heat flow of Norway and its continental shelf, Marine and Petroleum Geology, 66, (2015), 956-969.

Ramstad, R., 2011: Grunnvarme i Norge – kartlegging av økonomisk potensial. Report on commission nr 5/2011 by The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE). 88 pages.

Ramstad R.K, Holmberg, H., 2017: The most important results from the Føyka-project so far (Norwegian), presented at seminar. New solutions for explotation of geoenergy, Asker March 24th 2017

Riise, M.H., 2015: Praktisk guide for grunnvarmeanlegg basert på oppumpet grunnvann – Hydrogeologiske forundersøkelser, etablering, drift og oppfølging med utgangspunkt i erfaringer fra etablerte anlegg i Melhus sentrum. Master thesis at Norwegian University of Science and Technology, department of Geology and Mineral Resources Engineering, 104 pages.

Røgen, B., Ditlefsen, C., Vangkilde-Pedersen, T., Nielsen, L.H. and Mahler, A., 2016: Geothermal Energy Use, 2015 Country Update for Denmark, in Proceedings of the European Geothermal Congress 2016, Strasbourg, France, Sept 2016

Vangsnes, G. 2014: Personal communication with R.K.Ramstad.

Wemhoener, W., 2016: "Heat Pump Concepts for Nearly Zero-Energy Buildings: Final Report – Project outline and summary of main results.

5.12. Uwarunkowania prawne i finansowe pomyślnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego

5.12.1. Sposoby wsparcia prawnego i finansowego rozwoju geotermii w Europie. Fundusz Ubezpieczenia Ryzyka Geotermalnego. Rekomendacje dla Polski.

12.2.1.1. Europejska polityka energetyczna i strategie krajowe w zakresie klimatu i energii

„Ramy polityki w zakresie klimatu i energii" są wynikiem szerokiego procesu regulacyjnego i negocjacji pomiędzy instytucjami europejskimi a państwami członkowskimi. Unia Europejska została założona w oparciu o spraw energetyki, nawet jeżeli w 1951 r. chodziło tylko o węgiel.[1] W Traktacie o funkcjonowaniu Unii Europejskiej[2] (2007) podział kompetencji pomiędzy państwami członkowskimi a UE w sprawach energetyki wymieniono w Art. 194, który wprowadza politykę Unii Europejskiej do funkcjonowania rynku energii, zapewniając bezpieczeństwo dostaw, promowanie efektywności energetycznej i rozwój odnawialnych źródeł energii oraz promowanie łączenia krajowych sieci energetycznych. Państwa członkowskie zachowują szerokie kompetencje w zakresie energetyki, a mianowicie „*prawo do ustalania warunków eksploatacji własnych zasobów energii, własnego wyboru pomiędzy różnymi źródłami energii oraz ogólnej struktury dostaw energii*". Tego rodzaju dwutorowa kompetencja pozostaje trwałem źródłem napięć pomiędzy szerokimi celami i polityką UE a prawodawstwem krajowym.

Pierwsze, znaczące ramy zasad klimatyczno-energetycznych UE zawarto w Pakiecie 2020, w którym zaproponowano cele efektywności energetycznej, paliw odnawialnych i emisji dwutlenku węgla; przyczynił się on do stworzenia wizerunku UE, jako pionierskiej grupy państw działających na rzecz ochrony klimatu i rozwoju paliw odnawialnych. Z kolei powstał Pakiet 2030, który obecnie jest przedmiotem debat pomiędzy instytucjami UE.

2020

Cele

Cele „20-20-20" na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, energii odnawialnej i efektywności energetycznej do 2020 r. stały się centralnym narzędziem polityki klimatycznej i energetycznej UE. Cele przyjęte w 2007 r. przez liderów UE i wdrożone do prawodawstwa w 2009 r. obejmują:

- 20% redukcję emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do 1990 r. na poziomie UE, przy czym wiążące cele krajowe mieszczą się w zakresie od -20% do +20%, w zależności od zamożności kraju;
- 20% energii odnawialnej w konsumpcji energii w UE, przy czym wiążące cele krajowe mieszczą się w zakresie od 10% do 49%;
- 20% poprawy efektywności energetycznej w porównaniu do podstawy, z redukcją o 1,5% rocznej sprzedaży energii w kraju.

Według raportu z 2017 r. na temat stanu Unii Energetycznej cel dotyczący gazu cieplarnianego został już osiągnięty w 2015 r., dzięki 22% spadkowi w porównaniu do 1990 r.[3] Oczekuje się, że UE będzie w stanie osiągnąć cel dotyczący efektywności energetycznej do 2020 r.,[4] a to samo dotyczy celu dla energii odnawialnej pod warunkiem, że państwa członkowskie zwiększą swoje wysiłki.

System EU ETS

W celu osiągnięcia celów w zakresie zmniejszenia emisji dwutlenku węgla Unia Europejska wprowadziła Europejski System Handlu Emisjami,[5] w którego ramach wielkie zakłady sektora energetycznego, przemysłowego i transportu lotniczego muszą – jako całość – podporządkować się limitowi emisji. Podmioty sektora otrzymują lub kupują prawa do emisji oraz mogą sprzedać nadwyżkę prawa (albo kupować dodatkowe prawa, jeżeli muszą emitować większe ilości dwutlenku węgla). Limit emisji

[1] Założenie Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali.
[2] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT&from=EN
[3] Komisja Europejska, Drugi Raport o stanie Unii Energetycznej, 2016
https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/2nd-report-state-energy-union_en.pdf
[4] Komisja Europejska, 2016, Raport o postępie w zakresie efektywności energetycznej
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0056&from=EN
[5]Komisja Europejska, UE ETS factsheet, 2016,
https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/factsheet_ets_en.pdf

dostępnych w systemie jest co roku obniżany o 1,74%. System ETS obejmuje 45% emisji w UE. Sektory nim objęte muszą obniżyć emisję o 21% do 2020 r. w porównaniu do 2005 r.

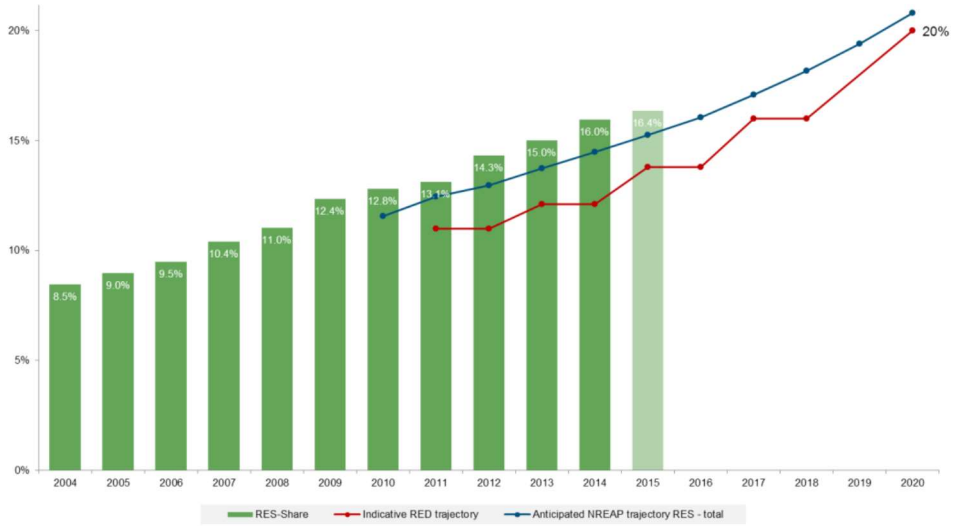
W ramach systemu ETS instrument NER300 ma na celu promowanie innowacyjnych, niskoemisyjnych technologii. Opiera się na podstawie dochodu ze sprzedaży 300 mln praw dla sfinansowania przedmiotowych przedsięwzięć. Sektor geotermalny jest beneficjentem inwestycji we Francji, Chorwacji i na Węgrzech. Instrument zapewnia dotacje, które podlegają zwrotowi, jeżeli inwestycja nie osiągnie swoich celów.

Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,[6] zwana RES-D, jest jedną z głównych ustaw europejskich, dotyczących wprowadzania odnawialnych źródeł energii w systemach energetycznych UE. Dyrektywa ustala 20% cel UE w zakresie energii odnawialnej do 2020 r. i wprowadza kilka zasad, pozwalających na jego osiągnięcie.

W 2017 r. tylko trzy państwa członkowskie wprowadziły paliwa odnawialne na poziomie niższym niż trajektoria dla celu krajowego (Holandia, Francja, Luksemburg). Skoro UE, jako całość, znajduje się powyżej trajektorii celu RES, to wprowadzanie paliw odnawialnych musi przyspieszyć, aby osiągnąć 20% do 2020 r. (rys. 5.12.1.1)

Oprócz owego celu Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych ustala zestaw nowych środków, pozwalających na szybkie przenikanie paliw odnawialnych do gospodarki, a szczególnie do sektora produkcji energii elektrycznej. Obejmują one definicję programów dopuszczalnej pomocy dla promowania odnawialnych źródeł energii i priorytetowy dostęp do nich, a także wprowadzanie paliw odnawialnych do sektora.



Rys. 5.12.1.1. Udział energii odnawialnej w Unii Europejskiej w porównaniu do Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i Trajektorii krajowych planów działania w zakresie energii odnawialnej (Źródło: Komisja Europejska, Drugi Raport o stanie Unii Energetycznej, 2017)

Dla energii geotermalnej RES-D wprowadziła definicję tego źródła energii, jako „*energia zawarta w cieple pod powierzchnią stałego gruntu*", która służy, jako podstawa do regulacji inwestycji geotermalnych na szczeblu krajowym oraz wypracowania jednolitych przepisów dla geotermii w całej UE.

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej i EPBD

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej wprowadza 20% cel, dotyczący efektywności energetycznej oraz wyposaża państwa członkowskie w instrumenty osiągania tego celu, a mianowicie system zobowiązujący do efektywności energetycznej. Kluczowym środkiem EED jest coroczna, obowiązkowa redukcja o 1,5% wartości sprzedaży energii w państwie członkowskim, jaką należy osiągnąć w latach 2014-2020.

W 2016 r. ostateczne zapotrzebowanie na energię w UE wyniosło 2,2% poniżej celu dla 2020 r. i tylko 1,6% powyżej warunku dla energii pierwotnej. Co do postępu na szczeblu sektora, zużycie energii w budynkach spadło o 0,7%/rok w latach 2005-2014.

[6]DIRECTIVE 2009/28/EC

EPBD wprowadziła wymaganie dla wydajności energetycznej budynków, a mianowicie wszystkie nowe budynki muszą być „prawie zeroenergetyczne", a pozostałe zużycie energii muszą pokrywać paliwami odnawialnymi.

Wewnętrzny rynek energii elektrycznej

Reforma europejskich rynków energii elektrycznej ma na celu stworzenie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej. Jest on zdefiniowany przez:[7]

- Wydzielenie prawne sieci: sieć energetyczna jest obecnie obsługiwana przez niezależnego operatora sieci dystrybucyjnej (TSO) i każdy producent energii elektrycznej może uzyskać dostęp do sieci bez dyskryminacji;
- Zwiększenie konkurencji w dziedzinie produkcji i dostaw energii elektrycznej: otwarcie rynku detalicznego dla konkurencji, pozwalające na to, aby podmioty prywatne, międzynarodowe i spółdzielcze mogły się łączyć. Ma to na celu obniżenie cen dla konsumentów;
- Regulowane ceny elektryczności i gazu są wycofywane – stopniowo – w całej UE;
- Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) zarządza otwieraniem europejskiego rynku energii elektrycznej i zapewnieniem jego stabilności.

2030

Wytyczne ustalające „Ramy polityki w zakresie klimatu i energii" na 2030 r. zostały zapisane w Konkluzjach Rady Europejskiej z października 2014 r.[8] W listopadzie 2016 r. Komisja Europejska zaproponowała pakiet „Czystej energii dla całej Europy",[9] dokonując przeglądu obecnego prawodawstwa lub proponując nowe regulacje dla polityki klimatyczno-energetycznej po 2020.

Cele

Cele ustalone w Konkluzjach Rady Europejskiej z października 2014 na rok 2030:

- 40% redukcja emisji gazu cieplarnianego w porównaniu do poziomu z 1990 r. (obowiązuje na szczeblu UE);
- Minimum 27% paliw odnawialnych w ostatecznym zapotrzebowaniu na energię (obowiązuje na szczeblu UE);
- 27% efektywności energetycznej w porównaniu do podstawy, z możliwością uwzględnienia 30% (wskaźnik na szczeblu UE).

Powyższe cele nie są grupowane z wiążącymi celami krajowymi, co tworzy nowy problem, co do ram zarządzania, które zapewnią spełnienie celów na szczeblu UE.

W pakiecie „Czystej energii dla całej Europy" Komisja Europejska wezwała do przestrzegania wiążącego celu 30% efektywności energetycznej.

System EU ETS

System EU ETS został przedłużony w ramach klimatyczno-energetycznych UE na 2030,[10] z kilkoma zmianami służącymi zwiększeniu cen za prawa do emisji, co uczyniło ten system bardziej efektywnym w zwiększaniu inwestycji w intencji redukcji emisji.

- Prędkość, ż jaką limit praw jest obniżany wzrasta z 1,74% do 2,2%.
- Rezerwa Stabilności Rynkowej: wprowadzona dla wycofania praw do emisji z rynku dla lepszego sterowania cenami dwutlenku węgla, unikając nadpodaży praw.
- Wprowadzono Fundusz Innowacji: (dawniej instrument NER300) korzysta on z dochodów z praw o wartości 500 mln dla wspierania innowacyjnych inwestycji redukujących emisję dwutlenku węgla w UE, a szczególnie poprzez instrumenty finansowe.
- Fundusz Modernizacji:[11] ma za zadanie pomaganie sektorowi energetycznemu i innym sektorom w redukcji emisji i osiąganiu efektywności energetycznej w 10 najbiedniejszych państwach członkowskich UE. Po 2020 r. Fundusz może być

[7] http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation
[8] http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf
[9] http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition
[10] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_en#tab-0-0
[11] http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-5352_en.htm

dostępny dla ciepłownictwa w Polsce, jeżeli będą rozwijane inwestycje geotermalne w celu zmniejszenia emisji dwutlenku węgla. Fundusz będzie przyznawał prawa o wartości 310 mln (2% całkowitego limitu ETS).

Dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

Propozycja nowelizacji Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych[12] wprowadza kilka zmian, które mogą wpływać na korzystanie z energii geotermalnej po 2020 r. Główne zmiany wprowadzane przez Komisję:

- Minimalny cel: 27% energii odnawialnej (na szczeblu UE);
- Programy pomocowe w ramach RES dla energii elektrycznej: przyznawane w formie premii na zasadzie konkurencji procesów neutralnych pod względem technologii. Państwa członkowskie będą mogły wstecznie zmieniać swoje programy pomocowe, ale muszą zawiadamiać z góry o rozpatrywanych zmianach.
- Procedury administracyjne: kompleksowy punkt kontaktowy (pojedyncza instytucja), powołany w każdym państwie członkowskim dla scentralizowania składania wniosków i procesu autoryzacji inwestycji w zakresie energii odnawialnej. Inwestycja otrzyma decyzję w ciągu 3 lat;
- Artykuł na temat "*Włączenia paliw odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia*": państwa członkowskie "*podejmą kroki*" na rzecz zwiększenia RES w ciepłownictwie i klimatyzacji o 1 punkt procentowy rocznie w latach 2020-2030;
- Artykuł na temat ciepłownictwa: sektor ciepłownictwa ujawni swój udział w użytkowaniu energii odnawialnej. Konsumenci mają (ograniczone) prawo do odłączenia się od sieci. W sieciach ciepłowniczych stosowana jest zasada "dostępu dla stron trzecich".

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej i EPBD

- Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej:
  - Wiążący cel na szczeblu UE: 30% redukcja zużycia energii w porównaniu do podstawy;
  - Artykuł 7: do 25% energii w ramach RES zużywanej w budynkach może być dyskontowane w obliczaniu oszczędności na mocy Artykułu 7;
  - Czynnik energii pierwotnej:[13] propozycja zmniejszenia ogólnego PEF, podanego w EED do 2,0 (z 2,5), w celu odzwierciedlenia udziału paliw odnawialnych w koszyku produkcji energii elektrycznej.[14]

Wewnętrzny rynek energii elektrycznej

W okresie 2020-2030 polityka skupi się na integracji odnawialnych źródeł energii i małych producentów na rynku energii elektrycznej. Komisja Europejska proponuje Regulację wewnętrznego rynku energii elektrycznej:

- Wszyscy uczestnicy rynku ponoszą zrównoważoną odpowiedzialność, za wyjątkiem małych podmiotów (<500 kW) i inwestycji modelowych. Wszyscy mogą jednak uczestniczyć w rynku zbilansowanym;
- Priorytet przesyłu jest ograniczony za wyjątkiem małych podmiotów (<500 kW) i inwestycji modelowych oraz istniejących inwestycji, które odnoszą z tego korzyści;
- Państwa członkowskie mogą, na podstawie oceny adekwatności zasobów, wprowadzić mechanizmy mocy (albo zdolności produkcyjnej, mające na celu ustalenie wartości elastyczności dla kompensacji ryzyka dostaw, spowodowanych zmiennością paliw odnawialnych).

5.12.1.2. Stan sektora geotermalnego

Raport o rynku

Sektor geotermalny jest nadal mały i niespójny na szczeblu europejskim. Rozwija się dynamicznie w niektórych państwa, a słabo w innych. Dostępność zasobów w warunkach geologicznych danego kraju odgrywa tu zasadniczą rolę podobnie, jak wprowadzenie właściwych ram regulacyjnych i zapewnienie wystarczającego wsparcia politycznego dla tego sektora.

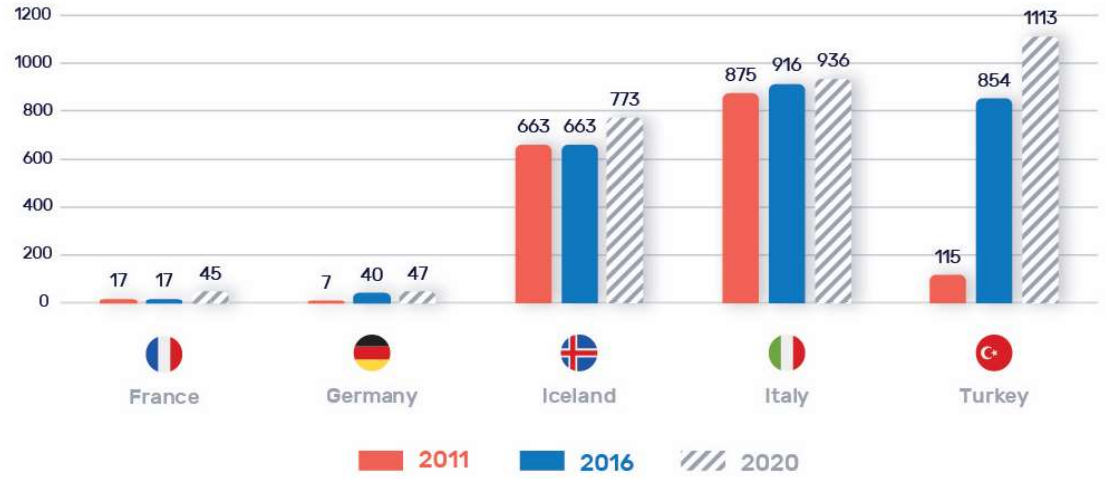
Stan rynku energii elektrycznej

[12] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0767R%2801%29

[13] Czynnik energii pierwotnej (PEF) to wartość służąca do konwersji oszczędności energii z energii elektrycznej (energii ostatecznej) na oszczędność energii pierwotnej. PEF powinien odzwierciedlać wydajność konwersji systemu elektrycznego: bardziej wydajny system wykazuje niższy PEF (ponieważ 1 kWh energii ostatecznej jest bliższy ilości 1 kWh energii pierwotnej).

[14] Uznaje się, że 100% wydajność konwersji służy do RES "niespalanego" dla produkcji energii elektrycznej. Geotermia jest jedynym RES bez spalania, wyłączony z tej konwencji: wydajność konwersji w geotermii wynosi XX%.

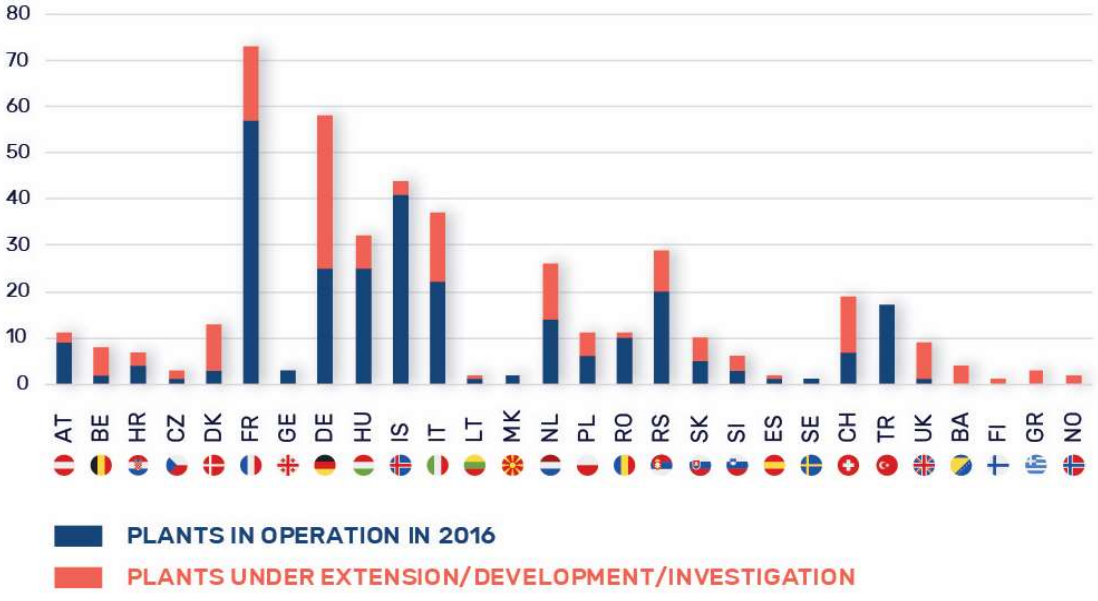
Na runku energii elektrycznej Islandia, Włochy i Turcja należą do największych graczy w sektorze geotermalnym. Włochy dysponują mocą 916 MW i są największym producentem elektryczności z energii geotermalnej w UE (rys. 5.12.1.2). Islandia jest znana zszerokiego wykorzystywania obfitych zasobów geotermalnych, co pomimo niewielkiej liczby mieszkańców pozwoliło jej na osiągnięcie 663 MW. Obydwa te kraje korzystają głównie z „tradycyjnej geotermii", dostępnej na polach wysokotemperaturowych. Jednak Turcja, gdzie rozwój geotermii nastąpił dopiero niedawno, szeroko korzysta z zasobów EGS (zaawansowane systemy geotermiczne, energia geotermalna suchych skał) oraz wytwarzania energii elektrycznej w podwójnym cyklu. Dysponuje ogólną mocą 853 MW.



Rys. 5.12.1.2: Moc urządzeń geotermalnych: moc zainstalowana i przewidywana w wybranych krajach (MWe) (Źródło: EGEC 2016 Raport o rynku geotermalnym)

Stan rynku ciepłownictwa

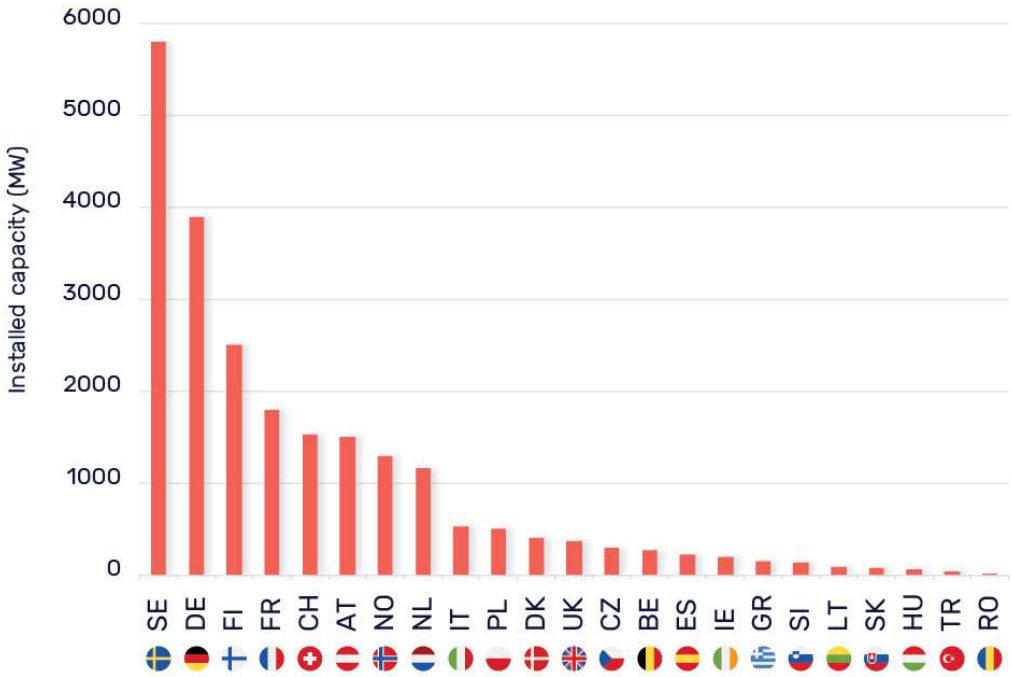
Wykorzystanie energii geotermalnej w ciepłownictwie jest znacznie szersze niż w przypadku produkcji energii elektrycznej. Moc ciepłowni geotermalnych w Europie sięga 4,8 GW, w tym 1,7 GW w UE. Geotermia jest szybko rozwijającym się źródłem energii, na poziomie 10% rocznie w UE (3% w całej Europie) w ciągu ostatnich 5 lat. Produkcja ciepła geotermalnego dla ciepłownictwa wzrosła do 4,2 TWh w 2015 r. w samej UE. Wiodące kraje po względem zainstalowanej mocy w ciepłownictwie geotermalnym to Islandia (2.169 MW), Turcja (872 MW), Francja (493 MW) i Niemcy (301 MW) (rys. 5.12.1.3). W Polsce, kraju o wielkim zapotrzebowaniu na ciepło sieciowe, energia geotermalna sięga tylko 2% całego ciepłownictwa, a w okresie 2012-2016 zrealizowano zaledwie kilka tego rodzaju przedsięwzięć.



Rys. 5.12.1.3: Liczba ciepłowni geotermalnych działających i budowanych w Europie wg krajów (Źródło: EGEC 2016 Raport o rynku geotermalnym).

Stan rynku geotermalnych pomp ciepła

W całej Europie całkowita liczba geotermalnych pomp ciepła (GSHP) wynosi 1,7 mln jednostek, a 1.3 mln w samej UE. Rynek jest zdominowany przez kraje nordyckie, w których w 2015 r. w sumie sprzedano 44% pomp. Szwecja jest największym rynkiem geotermalnych pomp ciepła (550.000 jednostek zainstalowanych, ponad 20.000 nowych jednostek w 2015 r.). Niemcy (ponad 300.000 jednostek zainstalowanych, 15.000 nowych) i Francja (200.000 jednostek zainstalowanych i 4.000 nowych) to również kluczowe rynki, głównie ze względu na wielkość krajów (rys. 5.12.1.4).



Rys. 5.12.1.4: Całkowita moc zainstalowane pomp ciepła GSHP w 2015 r. (Źródło: EGEC 2016 Raport o rynku geotermalnym)

Tendencje

Energia geotermalna dla produkcji energii elektrycznej

Na szczeblu europejskim geotermia na rzecz produkcji energii elektrycznej rosła po 10% rocznie (2% w UE) w ciągu ostatnich 5 lat. Buduje się obecnie wiele inwestycji: 26 zakładów w Europie, w tym 14 w UE, z czego większość w oparciu o EGS (zaawansowane systemy geotermiczne). W UE planuje się obecnie budowę ponad 100 elektrowni.

Inwestycje geotermalne na rzecz produkcji energii elektrycznej są rozwijane w całej EU dzięki sprzyjającemu ustawodawstwu, wsparciu finansowemu ze strony EU oraz rozwojowi technologii EGC. Francja i Niemcy należą do głównych krajów, w których opracowuje się tego rodzaju technologie. W zależności od rodzajów zasobów rozpoznanych w rejonie Sudetów, tego rodzaju produkcja energii może być rozwijana także w Polsce.

Energia geotermalna dla ciepłownictwa

W najbliższym dziesięcioleciu rynek ciepłownictwa geotermalnego zostanie ukształtowany przez inwestycje na skalę dzielnicową,[15] które zostaną zintegrowane z osiedlami i połączone w inteligentne sieci grzewcze. Wysoka liczba planowanych zakładów (136 w UE, 164 w Europie) dowodzi wartości wspomnianej technologii dla zakładów lokalnych. Wszystkie kraje europejskie przewidują realizację ciepłownictwa geotermalnego do 2020 r. Ogromny potencjał energetyczny pozostaje nieokiełzany, skoro ponad 25% populacji UE mieszka na terenach, które się nadają do bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie.[16]

[15]EGEC, *Raport o rynku geotermalnym*, 2016.
[16]Ciepłownie geotermalne.

Geotermalne pompy ciepła

Pod względem dynamiki rozwoju rynku kilka krajów znacznie przyspieszyło wprowadzanie geotermalnych pomp ciepła. Tak jest na Litwie i w Polsce, gdzie w 2015 r. zainstalowano odpowiednio 14% i 11,1% jednostek więcej.

Nowe tendencje wskazują na rozwój coraz większych systemów, obejmujących wymienniki ciepła w otworach o długości ponad 10 km. Duże instalacje szczególnie nadają się do pokrywania potrzeb grzewczych w sektorze usług.

Regulacje prawne

Inwestycje geotermalne charakteryzują się długim okresem budowy, niepewnością, co do dostępności zasobów w początkowym etapie planowania inwestycji oraz różnymi przepisami, które regulują je pod kilkoma względami (zasoby wody, energetyka, kopalnictwo itp.). Konieczne jest przeprowadzenie wielu procedur i uzyskanie wielu pozwoleń, które zabierają zwykle dużo czasu. Zdrowe podstawy ustawowe dla rozwoju geotermii muszą być transparentne, uczciwe i pozbawione uciążliwości.

Rodzaje środków

Środki prawne, które mają zastosowanie do inwestycji w dziedzinie ciepłownictwa geotermalnego, albo mówiąc dokładniej do geotermii głębokootworowej oraz produkcji energii są następujące:

- Przepisy gospodarki wodnej: W zależności od różnych kryteriów, inwestycje geotermalne mogą być objęte ustawą o gospodarce wodnej. Np. na Węgrzech inwestycja geotermalna z otworem głębokości powyżej 2.500 m podlega prawu o pobieraniu zasobów wodnych.

  Stosowanie przepisów o gospodarce wodnej do inwestycji energii geotermalnej różni się w zależności od tego, czy proponowany system obiegu wody jest otwarty, czy zamknięty. Artykuł 11 Ramowej dyrektywy wodnej daje państwom członkowski opcję dopuszczenia zatłaczania wody do tej samej warstwy wodonośnej po zużyciu wody w instalacji geotermalnej, jeżeli nie narusza to celów środowiskowych Dyrektywy. Rządy krajowe mają kompetencję w decydowaniu, czy zatłaczanie płynu geotermalnego jest konieczne.

- Przepisy górnicze: W zależności od zmiennych kryteriów krajowych (głębokość, wielkość itp. otworów) inwestycje geotermalne mogą podlegać przepisom górniczym.

- Proces uzyskiwania pozwoleń (otwór, budowa zakładu, sieci ciepłowniczej itp.): Zwykle wydaje się pozwolenia na badania na 4 lata, a następnie pozwolenia eksploatacyjne na 30 lat.[17] Kluczową rolę w procesie uzyskania pozwolenia odgrywa unikanie podwójnego wykorzystywania zasobów.

- Ocena wpływu inwestycji na środowisko, pozwolenie środowiskowe: Zgodnie z Dyrektywą w sprawie oceny wpływu inwestycji na środowisko, władze krajowe decydują, czy dana inwestycja, obejmująca wiercenie otworów geotermalnych, powinna podlegać ocenie wpływu inwestycji na środowisko. Regulacje krajowe lub miejscowe decydują, czy dalsze procedury środowiskowe są konieczne, w zgodzie z wymaganiami UE. Tak jest w przypadku, kiedy inwestycja jest planowana na terenie objętym ochroną przyrody.

- Opłaty licencyjne: Państwa członkowskie, albo władze regionalne czy lokalne, mogą narzucać opłaty na operatorów inwestycji geotermalnych.

W miastach istnieją różne instalacje podziemne (metro, parkingi, różnego rodzaju sieci), co stwarza nowe problemy w lokowaniu otworów geotermalnych. Miejscowe plany dla sieci ogrzewania i klimatyzacji są bardzo wymagające. Dodanie sieci geotermalnego ogrzewania komunalnego wymaga zdobycia informacji już na wstępnym etapie szacowania zasobów. Tak jest w przypadku Włoch czy Węgier, gdzie władze miejscowe wydają pozwolenia na budowę ciepłowni geotermalnych. Artykuł 13 obowiązującej Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i Artykuł 14 Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej mają pozytywny wpływ na politykę ciepłownictwa geotermalnego, ponieważ nakazują, aby polityka krajowa i regionalna opierała się na ocenie zasobów geotermalnych, albo obejmowała RES-HC (odnawialne źródła energii dla ogrzewania i klimatyzacji) w planowaniu infrastruktury miejskiej.

Geotermalne pompy ciepła zwykle nie podlegają tego rodzaju regulacjom, ale znaczenie będą tu mieć przepisy budowlane, a szczególnie na szczeblu europejskim Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej budynków, Ekoprojekt i Ekoznakowanie.

[17] *Geoelec Final Report, 2015.*

Ocena istniejących środków

Rozpatrując różne rodzaje regulacji, dotyczących inwestycji geotermalnych, dochodzimy do wniosku, że ocena różnych środków prawnych, jako całości jest trudnym zadaniem. Jednak, jak podkreślono w Raporcie końcowym Geoelec: „*Inwestorzy instalacji geotermalnych otwarcie nienawidzą mętnych, skomplikowanych i długotrwałych procedur wydawania pozwoleń. Ułomne zasady licencjonowania inwestycji są w stanie spętać każde przedsięwzięcie sektora geotermalnego w Europie*".

Procedury wydawania pozwoleń i licencji na instalacje geotermalne są ściśle powiązane z definicją energii geotermalnej. Została ona ujęta w Dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, gdzie energia geotermalna jest zdefiniowana, jako „*energia zawarta w formie ciepła pod powierzchnią stałego gruntu*". Ta definicja odgrywa znaczną rolę dla jednolitości prawnej i stabilności, która pozwala na przewidywalność postępowania inwestorów instalacji geotermalnych. Ma to zasadnicze znaczenie dla przedsiębiorców, planujących instalacje płytkie lub w zasobach o niskiej entalpii dla potrzeb ciepłownictwa, które nie muszą spełniać kryteriów odnoszących się wyłącznie do głębokości czy gradientów temperatury.

Skoro sytuacje są różne w poszczególnych krajach europejskich, to ramy przepisów dla instalacji geotermalnych nie są jednorodne. Poza tym nawet w krajowym ustawodawstwie istnieje szeroki zakres przepisów, dotyczących instalacji geotermalnych, co prowadzi do wysokiego prawdopodobieństwa, że mimo, iż w pewnych sprawach stosuje się najlepsze praktyki, to w zakresie pozwoleń i licencjonowania instalacji geotermalnych nadal pozostają bariery wstrzymujące rozwój.

Typowe bariery regulacyjne, stojące przed inwestycjami w ciepłownictwie geotermalnym:

- Zamknięty rynek dla nowych podmiotów;
- Uciążliwe procedury administracyjne;
- Brak odpowiednich regulacji, nadających właściwy status instalacjom geotermalnym.

W odniesieniu do geotermalnych pomp ciepła ramy prawne, zawarte w Dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dotyczące obliczania energii geotermalnej z pomp ciepła (GSHP) dokładnie odzwierciedlają wartość przedmiotowej technologii. Pozwoliło to na polityczne uznanie GSHP oraz przyjęcie istotnych ram wsparcia publicznego w kilku krajach europejskich, w tym w Szwecji czy Niemczech. W Niemczech jednak zmiany ram prawnych w sprawie pomocy publicznej (MAP) spowodowały spadek o połowę liczby nowych pomp ciepła zainstalowanych w latach 2008-2015 (przy udziale także innych czynników). Inna zmiana ram prawnych, wprowadzona w 2015 r., doprowadziła do tego, że liczba nowych GSHP wzrosła z ok. 17.000 w owym roku do ponad 20.000 w 2016 r. Obrazuje to reakcję konsumentów na wsparcie publiczne oraz zmiany zasad prawnych. Dobrze zaprojektowane środki prawne mają więc istotne znaczenie dla tego rodzaju inwestycji.

Kolejne kroki

Aby kontynuować dynamiczny rozwój sektora geotermalnego i popierać jego rozwój na nowych terenach i w nowych krajach, wprowadzono kilka środków, które można wdrożyć w całej Europie. Jak już wspomniano, środki te muszą być jednolite dla uzyskania stabilnego rozwoju, transparentne i dostosowane do ram prawnych, sprzyjających inwestycjom geotermalnym.

Można to rozumieć w ten sposób:

- Regulacje i środki prawne, które są dostosowane do przepisów Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z 2009 r. oraz jej definicji energii geotermalnej;
- Jeden urząd wydający pozwolenia na inwestycje geotermalne (co jest zgodne z propozycją Komisji Europejskiej w sprawie nowelizacji Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych);
- Lepsze informowanie społeczeństwa o energii geotermalnej, lepsze szkolenie urzędników, a szczególnie na szczeblu samorządowym, gdzie wydaje się przepisy w sprawie ogrzewania i klimatyzacji geotermalnej;
- Zasady budowy ciepłowni geotermalnych, jak najbardziej dostosowane do miejscowych warunków;
- Wprowadzenie inwestycji geotermalnych na szczeblu planowania krajowego, regionalnego i miejscowego w zakresie energetyki (tj. w strategiach dla ogrzewania i klimatyzacji);
- Ramy polityki, gwarantujące, iż inwestycje geotermalne nie będą prowadzić do degradacji środowiska oraz nadadzą priorytet geotermii przed innym użytkowaniem obiektów podziemnych (składowanie odpadów promieniotwórczych, wychwytywanie i składowanie CO_2 (CCS)…);

- Dobre informowanie i rozwój, angażujący miejscową społeczność i obywateli (np. poprzez finansowanie społecznościowe (crowdfunding)[18]), dla zwiększenia zaangażowania i społecznego uznawania zasobów i instalacji geotermalnych oraz zmniejszenia ryzyka protestów.

Jeżeli chodzi geotermalne pompy ciepła, to konieczne jest lepsze informowanie o ich zastosowaniu. Klienci nie mają wystarczającej wiedzy o rozwiązaniach z wykorzystaniem odnawialnych źródeł ogrzewania i klimatyzacji w domach rodzinnych, np. geotermalnych pomp ciepła, które nie wymagają wielkiej mocy.[19] Również szkolenia dla instalatorów mogą mieć pozytywny wpływ na poprawę sytuacji. Konieczne są także dobrze opracowane środki, zachęcające do instalacji. Jednak, zważywszy na kompleksowość rynku pomp ciepła, tego rodzaju środki muszą być dobrze zaprojektowane, by nie dopuścić do stosowania nieefektywnych systemów.[20]

Wnioski

Rynek geotermalny w Europie jest teraz w okresie napięć. Nowe inwestycje, rozwój nowych rynków i wpływ innowacyjnych technologii pozwalają na rozwój sektora i zmianę modeli działalności gospodarczej i organizacji pracy, które umożliwiają tego rodzaju inwestycje. Wymaga to jednak właściwych i trwałych ram prawnych. Sektor geotermalny wymaga płynnej polityki, wynikającej z całościowego podejścia do usuwania barier, powodujących niepotrzebne tarcia na drodze rozwoju. Ponadto ze względu na różne zastosowania energii geotermalnej (produkcja energii elektrycznej, ciepłownictwo wysoko- i niskotemperaturowe, kogeneracja (CHP), ogrzewanie budynków, ciepło technologiczne dla farm i zakładów przemysłowych…) oraz ogromne różnice pomiędzy zasobami, które można wykorzystać, rozwiązania prawne w zakresie środków pomocy nie mogą być jednakowe dla wszystkich, ale przepisy muszą być wystarczająco elastyczne, aby umożliwić realizację różnorodnych inwestycji. W tym kontekście definicja energii geotermalnej w Dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych stanowi istotne narzędzie.

W ramach zdrowej polityki programy pomocowe dostosowane do definicji zawartej w Dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z 2009 r., nowoczesne przepisy środowiskowe rozwiązujące specyficzne problemy, jakie stoją przed inwestycjami geotermalnymi, pozwolą na szersze korzystanie z energii geotermalnej na nowych rynkach i w różnych obiektach i technologiach.

Finansowanie

Finansowanie inwestycji geotermalnych stanowi często duże wyzwanie ze względu na strukturę kosztową inwestycji, która wymaga dużych nakładów pierwotnych, chociaż nie wiadomo, czy inwestycja się powiedzie ze względu na niepewność, co do jakości zasobów, zanim zostanie wywiercony otwór geotermalny. Ponadto inwestycje geotermalne dla potrzeb ogrzewania i klimatyzacji są często podejmowane przez małe i średnie przedsiębiorstwa (SME) lub władze samorządowe, które mają ograniczony dostęp do źródeł finansowych i niewielkie możliwości kredytowania.

Koszty

Tam, gdzie dostępne są wysokotemperaturowe zasoby hydrotermalne, często produkcja energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych jest konkurencyjna w nowo budowanych elektrowniach konwencjonalnych.

Systemy podwójne (kogeneracja) mogą także osiągać racjonalne i konkurencyjne koszty w pewnych sytuacjach, ale koszty znacznie się różnią w zależności od wielkości elektrociepłowni, poziomu temperatury zasobów i ich położenia geograficznego.

Kosztów EGS (zaawansowanych systemów geotermicznych) nie można jeszcze oszacować dokładnie ze względu ograniczone doświadczenie zdobyte przy instalacjach pilotażowych.

Energia geotermalna może być konkurencyjna dla ciepłownictwa tam, gdzie zasoby dysponują wystarczająco wysoką temperaturą, a system ogrzewania w domach da się dostosować do nowej technologii. Energia geotermalna może także być konkurencyjna dla zakładów przemysłowych i produkcji rolniczej (szklarnie).

Geotermalne pompy ciepła są uznawane za dojrzałą i konkurencyjną technologię, a równe warunki konkurencyjne z ciepłowniami opartymi na spalaniu paliw kopalnych spowodują wycofanie dotacji dla płytkiej geotermii dla celów ogrzewania.

Chociaż produkcja energii elektrycznej i cieplnej z energii geotermalnej może być konkurencyjna w pewnych warunkach, to konieczne są prace badawczo-rozwojowe dla zmniejszenia uśrednionych kosztów energii (LCo) przy stosowaniu konwencjonalnej technologii geotermalnej (Tab. 5.12.1.1).

[18]CrowdFundRES project, 2016.
[19]FrONT project, Final Report, 2016.
[20]EGEC, *Geothermal, Air & Other Heat Pump Technologies: market and efficiency*, 2017.

Tabela 5.12.1.1. Uśrednione koszty technologii geotermalnych (Aktualizacja priorytetów badań strategicznych nad technologią geotermalną (2012, Europejska Platforma Technologii dla Ogrzewania i Klimatyzacji ze Źródeł Odnawialnych)) – aktualizacja

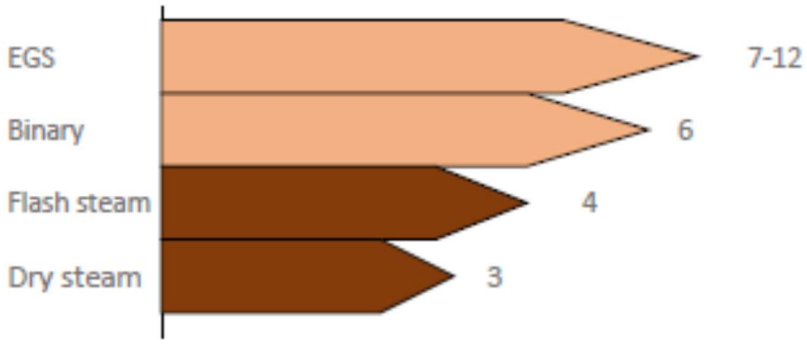
LCo Energia elektryczna z geotermii	**Koszt 2015 Zakres (€/kWh) Średni (€/kWh)**	**Koszt 2030 Średni (€/kWh)**	
Energia elektryczna konwencjonalna – wysokotemperaturowa	0,05 do 0,09	0,07	0,03
Niskotemperaturowe elektrownie	0,10 do 0,20	0,15	0,07
EGS (zaawansowane systemy geotermiczne)	0,20 do 0,30	0,25	0,07
LCo Ciepło geotermalne	**Koszt 2015 Zakres (€/kWh) Średni (€/kWh)**	**Koszt 2030 Średni (€/kWh)**	**LCo Ciepło geotermalne**
Geotermalna instalacja	0,05 do 0,30	0,08	Geotermalna instalacja
Geotermalna ciepłownia	0,02 do 0,20	0,06	Geotermalna ciepłownia
Geotermalne zast. komunalne[21]	0,04 do 0,10	0,05	Geotermalne zast. komunalne[22]

Koszty technologii

Tabela 5.12.1.2. Koszty technologii dla energii geotermalnej

Koszty inwestycji	Koszty produkcji energii elektrycznej z geotermii znacznie się różnią, ponieważ są uzależnione od wielu warunków, w tym temperatury i ciśnienia zasobów, głębokości zbiornika, lokalizacji, rynku wierceń itp. Zob. niżej koszty kapitałowe technologii geotermalnej.
Eksploatacja i utrzymanie	Koszty te w elektrowniach geotermalnych są ograniczone, ponieważ zakłady geotermalne wymagają niewielkiej ilości paliwa, jeżeli w ogóle. 1-2%/rok
Koszty handlowe	Koszty handlowe związane z rozwojem muszą być wliczone do kalkulacji inwestycji geotermalnej. Obejmują koszty finansowania (kredytowania, w tym koszty firmy i odsetki), odsetki w okresie budowy, narzuty firmowe, koszty prawne, ubezpieczenia. Dla zakładów geotermalnych głównym problemem jest ubezpieczenie ryzyka. Zależy od pochodzenia zainwestowanych środków i sposobu ich zabezpieczenia, a także kwoty początkowego kapitału inwestycyjnego.

Koszty kapitałowe, € mln/MWe mocy zainstalowanej

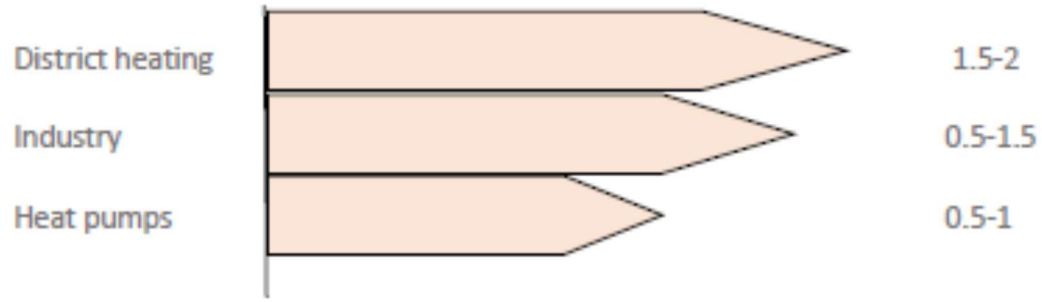


Rys. 5.12.1.5. Koszty kapitałowe technologii produkcji energii elektrycznej z energii geotermalnej (mln EUR/MWe)

[21] Bezpośrednie zastosowania wód geotermalnych w balneologii, szklarniach, procesach agro-przemysłowych itp.
[22] Bezpośrednie zastosowania wód geotermalnych w balneologii, szklarniach, procesach agro-przemysłowych itp.

Technologie ciepła geotermalnego są także kapitałochłonne przy niskich kosztach eksploatacji i utrzymania.

Koszty kapitałowe, € mln/MWth mocy zainstalowanej



Rys. 5.12.1.6. Koszty kapitałowe technologii geotermalnego ogrzewania i klimatyzacji (mln EUR/MWth)

Koszty produkcji

Tabela 5.12.1.3. Koszty produkcji energii geotermalnej

LCoE oraz LCoH	Uśrednione koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowniach geotermalnych (LCoE) znacznie się różnią. Nowe elektrownie w niektórych krajach (np. Toskania) są bardzo konkurencyjne (nawet bez dotacji): ok. € 50/MWh dla znanych zasobów wysokotemperaturowych. Zależą w dużej mierze od głównych pozycji kosztowych: wiercenie, sięgające 30% dla zakładów wysokotemperaturowych i 50% dla niskotemperaturowych oraz 70% dla technologii EGS. Wyskoki czynnik mocy >90% (najwyższy spośród wszystkich technologii energetycznych, w tym produkcji energii jądrowej) obniża kapitałochłonność, co czyni technologie geotermalne konkurencyjnymi. Dla oceny uśrednionych kosztów LC dla ogrzewania i klimatyzacji, należy oszacować kilka parametrów: - warunki klimatyczne: w Europie możemy przyjąć 3 obszary: północny, centralny, południowy dla zbilansowania zużycia ogrzewania i klimatyzacji - poziom temperatury systemu dystrybucji (średnio 50°C) - N° godzin rocznie ogrzewania i klimatyzacji - wielkość budynków, albo zapotrzebowanie przemysłu: m², kWth - w tym ciepła woda użytkowa lub nie
Koszty systemu	Zakłada się, że elektrownia geotermalna jest położona w pobliżu sieci krajowej, a więc koszty sieci są bardzo niskie. Niezawodne połączenie pomiędzy elektrownią a istniejącą siecią krajową przez łącznik ze stacją sieciową. Zakładając koszty szacunkowe 1 MWe dla elektrowni, stacja będzie kosztować 80,000 do 85,000 euro. Natomiast odmiennie koszty rasy i instalacji kablowych są mocno związane z punktem włączenia do sieci energetycznej wyznaczonym przez operatora sieci energetycznej i dlatego są inne dla każdej lokalizacji. W zależności od średnicy kabla najczęściej cena wynosi 100-150 euro za metr. Energia geotermalna jest energia odnawialną, produkowaną przez 24 godziny dziennie w każdym miejscu; tzn. jest lokalnym źródłem energii z ograniczonymi potrzebami sieciowymi. Ponadto pozwala na zbilansowanie sieci energetycznej, jako że daje zasilanie podstawowe i jest elastyczna.
Skutki zewnętrzne	Instalacje geotermalne wymagają niskiego finansowania działalności badawczo-rozwojowej w porównaniu do innych źródeł RES i technologii konwencjonalnych. Ponadto energia geotermalna jest energią odnawialną z niską emisją gazów cieplarnianych (GHG), a więc zewnętrzne koszty kar za zanieczyszczanie środowiska są pomijalne.
Skutki handlowe	Instalacje geotermalne, podobnie jak wszystkie inne źródła energii, podlegają przyszłym zmianom prawa, ale są odporne na zmiany cen paliwa.

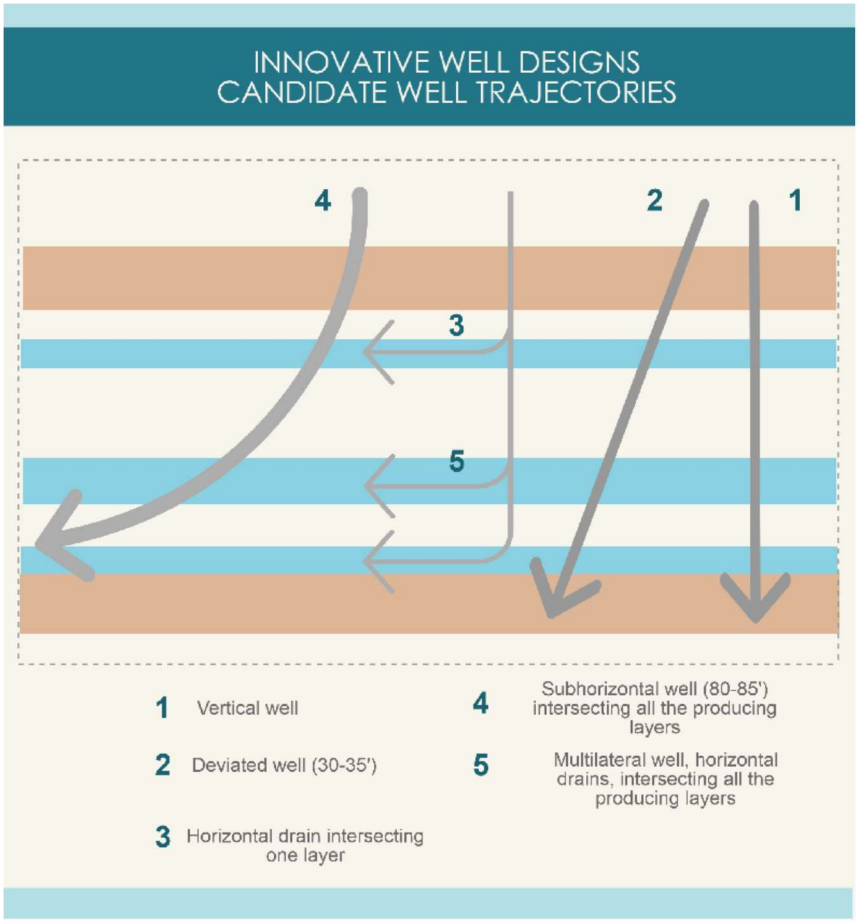
Skupienie się na kosztach wierceń

Wiercenie otworów wymaga poświęcenia od 30% do 50% kosztów inwestycji w produkcję energii elektrycznej czy cieplnej z energii geotermalnej i ponad połowy całkowitych kosztów zaawansowanych systemów geotermicznych (EGS).

Kluczowe znaczenie ma analiza struktury kosztów wierceń, czynników, które na nie wpływają i potencjalnych możliwości obniżenia tych kosztów. Koszty wiercenia obejmują następujące składniki:

- Wiertnica z wyposażeniem, wraz z głowicą przeciwwybuchową (BOP)
- Narzędzia wiertnicze, w tym świdry, wyposażenie itp.
- Materiały, w tym cement, płuczka itp.
- Wiertnicy: załoga, nadzór itp.

Dotychczas rozwinięto pięć generacji technik wiercenia głębokiego (zob. rys. 5.12.1.7) dla potrzeb otworów geotermalnych od czasu powstania pierwszej elektrowni geotermalnej w 1913 r. oraz pierwszej ciepłowni, głównie po 1960 r. Zawsze panowała tendencja do redukcji kosztów i poprawy efektywności i niezawodności. Pierwsza generacja techniki opierała się na wykonaniu dwóch pionowych studni w dwóch odległych rejonach, a druga wprowadziła odchylone otwory kierunkowe i pojedyncze stanowiska wiertnicze. Kolejna generacja skupiła się głównie na poprawie profilu kierunkowych studni aż do rozwinięcia symetrycznych studni kierunkowych. Piąta generacja wprowadziła po raz pierwszy (sub-) horyzontalne studnie dla głębokiej geotermii. Jest to np. technologia obecnie zastosowana w zagłębiu paryskim dla nowej ciepłowni geotermalnej.



Rys. 5.12.1.7. Innowacyjne projekty otworów geotermalnych

Przedstawienie czynników wpływających na koszty wierceń jest raczej skomplikowane, ponieważ są tu liczne aspekty techniczne, technologiczne, ustawowe, finansowe czy ekonomiczne. Porównanie kosztów wierceń zaprezentowano w tabeli 5.12.1.4.

T**abela 5.12.1.4.** Przegląd kosztów – porównanie kosztów wiercenia i rekomendacje (źródło: EGEC)

Kraj	Typ umowy wiertniczej	Cena wiercenia €/m	Czynnik rozważania	Inne czynniki
Islandia	Zintegrowane stawki za metr	• A: 250 m wody słodkiej/ otwór niskotemp., 60 do 100 €/m – małe urządzenie wiertnicze • B: 1000 m otwór geotermalny 350 do 550 €/m – średnie urządzenie wiertnicze • C: 2500 m wyskotemp. Otwór 1100 do 1400 €/m – duża wiertnia	Zapotrzebowanie na wiertnie Koszt surowca	Dojrzałość rynkowa: n° zakładów geotermalnych, n° wierceń otworów geotermalnych N° krajowych przedsiębiorstw wiertniczych Otwarcie rynku wiertniczego dla zagranicznych konkurentów Złożoność dokumentacji przetargowej
Francja	stawka dzienna i ryczałt	Poniżej 1000 m głębokości: 1000 €/m Poniżej 1000 m głębokości: ok. 870 €/m		
Niemcy	Stawka za metr, stawka dzienna i ryczałt	poniżej 2000 m głębokości: 1100–1500 €/m		
Węgry (oraz podobne w basienie panońskim)	Umowa na całkowite wiercenie	• <2 km: 350–500€/m, z "małą" pojemnością, "stara" wiertnia • >2 km: 800–1000€/m, z "dużą" wiertnią		
Holandia	Stawka ryczałtowa, stawka dzienna			
Włochy	Dzienny postęp na wiertni			

Zwykle otwory przemysłowe dla poszukiwań ropy i gazu sięgają 5000 m, a koszt otworu wynosi ok. 2,5-3,0 mln euro za 1000 m. Ze względu na wysoką gęstość energetyczną ropy i gazu w porównaniu do solanki geotermalnej, koszty jednostkowe studni geotermalnej (euro/MWh) są znacznie wyższe, natomiast zakład geotermalny musi często posiadać drugą studnię do zatłaczania wody do tej samej warstwy wodonośnej (IEA-geothermal, czerwiec 2017). W zależności od charakterystyki gruntu i warunków rynkowych koszty wierceń będą się mieścić w zakresie 1000 do 2000 euro za metr otworu, w tym koszty ziemi, wynajmu urządzeń, badań geodezyjnych, rozwoju, załogi i energii. Np. w rejonie Bawarskiego Zagłębia Molasse koszt studni o głębokości 3500 m wynosi 5 250 000 euro, zakładając koszt 1500 euro za metr wiercenia. We Francji szacuje się średnie koszty wierceń z prędkością 5-10 m/godz., na 4 mln euro za otwór o głębokości 1800 m.

Typowe elementy kontraktów wiertniczych dla wiercenia otworów geotermalnych w Europie:

- Francja: dzienna stawka za wiertnicę, kwota ryczałtowa
- Niemcy: stawka za metr, dzienna stawka za wiertnicę i kwota ryczałtowa
- Włochy: dzienna stawka za wiertnicę
- Holandia: kwota ryczałtowa, dzienna stawka za wiertnicę
- Islandia: zintegrowana stawka za metr

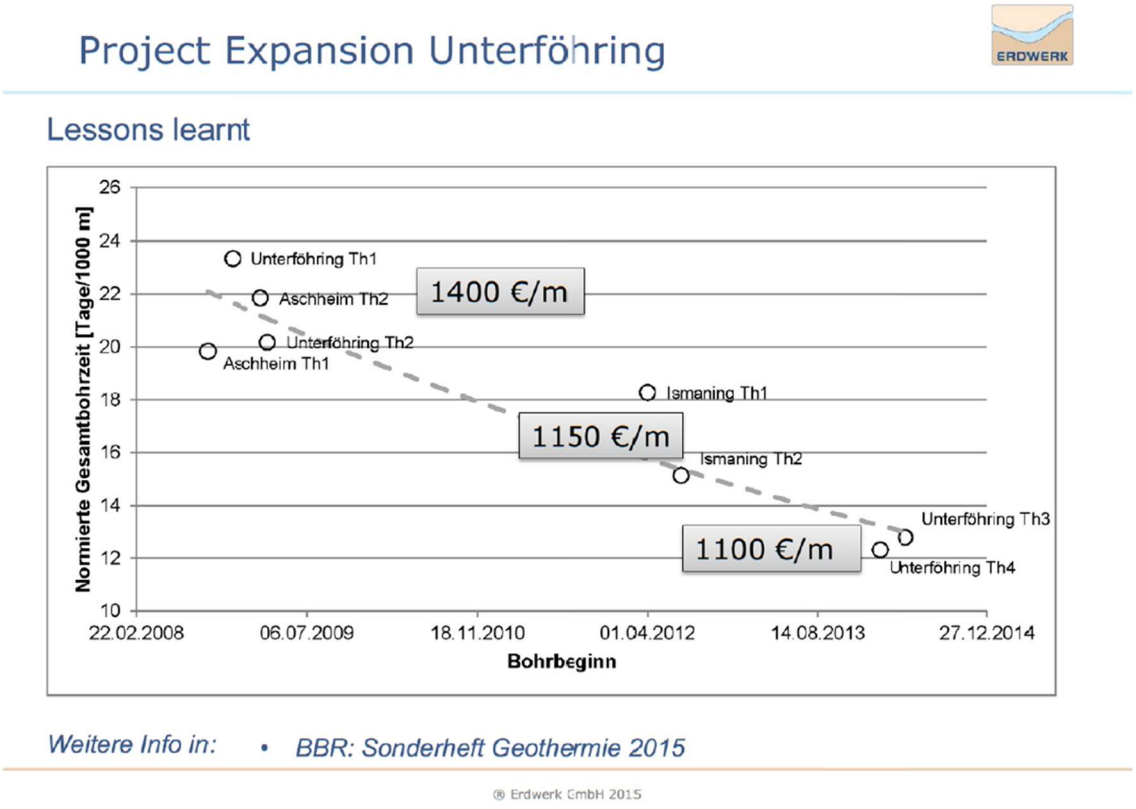
Dzienne stawki są stosowane najczęściej, kiedy dla mniejszych obiektów stosuje się umowę budowy pod klucz z wierceniem studni wodnych. Istnieją też zintegrowane umowy z różnymi stawkami za metr, dzień oraz budowę pod klucz. Zalety tego rodzaju umów są takie, że kiedy wszystko odbywa się normalnie, a studnia zostanie wywiercona zgodnie z projektem, to cena będzie mniej więcej stała. Wykonawca otrzymuje zapłatę za każdy wywiercony metr otworu. Wykonawca i inwestor dzielą się ryzykiem poniesienia strat do pewnej granicy. Tak więc odpowiedzialność jest tu większa po stronie wykonawcy, a współpraca opiera się na zaufaniu pomiędzy stronami. Nieoczekiwane opóźnienia, związane z twardością skał, słabe wykonawstwo czy złe warunki atmosferyczne to ryzyko wykonawcy. Stawka godzinna obowiązuje przy wystąpieniu problemów wiercenia otworu ze względu na trudne warunki geologiczne; jest to ryzyko inwestora. Wykonawca zapewnia wszystkie usługi wiertnicze (bieżąca obudowa otworu, cementowanie, wiercenie kierunkowe, logowanie otworu (pomiary geofizyczne) itp.). Wykonawca dostarcza wszelkie urządzenia wiertnicze: świdry, urządzenia stabilizujące, DC, DP, pompy płuczki, zbiorniki itp. Wykonawca

dostarcza wszystkie materiały wiertnicze: płuczkę wiertniczą, cement, rury obudowy i osprzęt… Tego rodzaju umowy zintegrowane zaleca się dla małych i nowych inwestorów wchodzących na rynek czy też rozpoczynających działalność w odległych miejscach.

Dla ostatnio zawartej umowy na wiercenie otworów dla potrzeb Elektrowni Geotermalnej Þeistareykir w Islandii, firma Landsvirkjun zastosowała kombinowaną, zintegrowaną czy hybrydową umowę na wiercenie 10 studni. Umowa była dostosowana do szczególnych warunków wierceń. Zorganizowano otwarty przetarg w języku angielskim, w oparciu o zasady kontraktowe FIDIC. Oferty odrzucone z miejsca 2., 3. i 4. otrzymały rekompensaty finansowe po 50.000 euro. Umowa hybrydowa oparta została na następujących warunkach:

- Zapłata za metr otworu, rur obudowy i cementowania
- Stawka dzienna za pomiary geofizyczne, zatkanie się otworu
- Stawka ryczałtowa za mobilizację urządzeń, instalację głowicy itp.
- Podział ryzyka za urządzenia utracone w otworze, kierunek otworu itp.

Koszty wierceń spadają, kiedy na danym terenie powstaje kilka inwestycji oraz kiedy inwestycja wymaga wielu otworów. Tego rodzaju obniżka kosztów wystąpiła przy inwestycji w Unterföhring (Niemcy), realizowanej przez firmę Erdwerk GmbH (rys. 5.12.1.8). W 2009 r. dla pierwszych dwóch studni w Unterföhring koszty wierceń wyniosły 1.400 euro/m, a dwa lata później przy kolejnej inwestycji w pobliskim Ismaning koszty sięgnęły 1.150 euro/m; do 2014 r. wywiercono kolejne dwie studnie w celu rozbudowy zakładu w Unterföhring, a koszty wiercenia wyniosły 1.100 euro/m. W ciągu pięciu lat koszty wierceń obniżyły się o ponad 25%, głównie w wyniku uczenia się z praktyki.



Rys. 5.12.1.8. Koszty wiercenia. Projekt w Unterföring (Niemcy).

Notatka na temat obniżania kosztów wierceń głębokich znajduje się w Załączniku.

Analiza kosztów wierceń w UE przyniosła poniższe wyniki:

Tabela 5.12.1.5. Zakresy cen kosztów wierceń otworów geotermalnych

Pozycja kosztowa Usługa	Zakres cen w euro (przed opodatkowaniem)
Roboty podziemne	
Roboty budowlane dla dostępu i platformy wiertniczej	8 - 10 mln euro (szacunek dla dubletu, z dwoma otworami kierunkowymi na głębokości 2.000 m)
Mobilizacja i demobilizacja urządzeń i sprzętu	
Wiercenie	
Obudowa i instalacja	
Wiercenie kierunkowe	
Badania geofizyczne	
Stymulacja, próby i pompowanie	
Urządzenia głowicy	
Utylizacja i transport zwiercin i odpadów	
Inżynieria i nadzór	
Ubezpieczenie	
Koszty nieprzewidziane (5%)	

Analiza typowego przypadku dla ciepłowni geotermalnej w Zachodniej Europie:

Analiza przypadku podająca koszty szacunkowe dla ciepłowni geotermalnej w małej miejscowości w Zachodniej Europie.

Rys. 5.12.1.6. Liczby do analizy przypadku ciepłowni geotermalnej

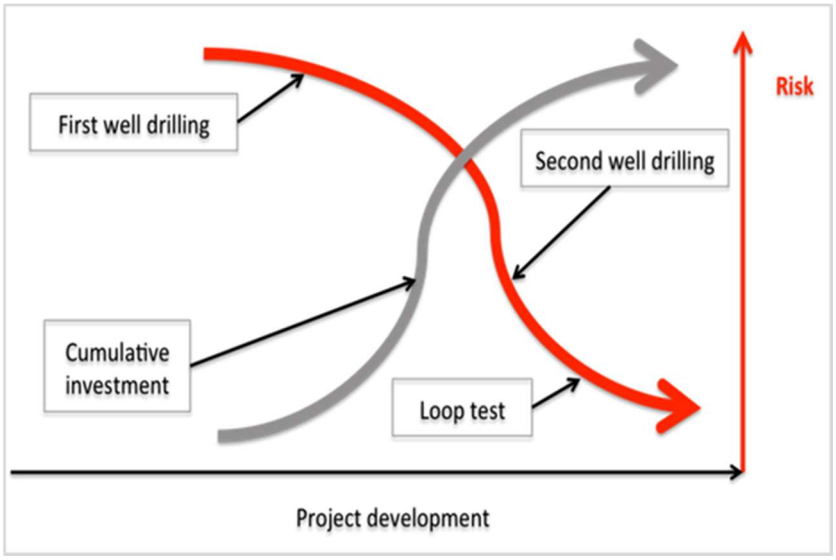
Ogrzewanie, klimatyzacja i ciepła woda dla populacji 5.000 mieszkańców	40.000 MWh/rok
Zamówiona moc zainstalowana	**10 MW_{th}**
Koszty inwestycji	**EUR 22 mln**
• Studnie i systemy podziemne (szacunkowo dla dubletów przy 2 studniach kierunkowych na 2.000 m)	EUR 10 mln
• Ciepłownia (na powierzchni)	EUR 1-2 mln
• Sieć ciepłownicza i podstacja (10 km)	EUR 10-12 mln
• Inne koszty (obsługa, inżynierowie, pozwolenia…)	EUR 1 mln
Średni koszt inwestycji	**EUR 2,2 mln/ MW_{th}**
Szacunkowy koszt wierceń (5-10 m/godz.)	EUR 4 mln/studnia gł. 1.800 m
Eksploatacja i utrzymanie (2-4% kosztów inwestycji)	**EUR 0.5-1 mln/rok**
Cena ciepła	**EUR 60/ MWh**
Efektywność	**90-100%**
Temperatura	**60-80°C**
Żywotność (zrównoważenie w okresie 75 lat)	**25-30 lat**

Według powyższych szacunków, które są typowe dla inwestycji 10 MWth o głębokości otworów 2.000 m dla wody 60-80°C – warunki podobne, jak w polskich miastach partnerskich – można przyjąć koszt ok. 2,2 mln euro/kWth.

Rodzaje środków finansowych

Istnieją różne rodzaje środków, ułatwiające finansowanie inwestycji geotermalnych.
W przypadku elektrowni geotermalnych można zastosować system taryfy gwarantowanej (FIT). Taryfa może być dosyć wysoka w inwestycjach modelowych (pilotażowych), np. we Francji może wynosić do 0,28 euro/kWh.[23] Jednak wsparcie w okresie eksploatacji nie jest często istotne dla inwestycji w zakłady energii geotermalnej, elektrownie czy ciepłownie (ogrzewanie i klimatyzacja), ponieważ nie obniża ryzyka początkowych nakładów na inwestycję. Jak już zauważyliśmy, kluczowym czynnikiem niepewności finansowej inwestycji geotermalnej nie jest cena sprzedaży energii, ale ryzyko nakładów na energię geotermalną, którą można pobrać ze zbiornika, tzn. ryzyka, co do ilości energii, zależnej od temperatury, wydajności i zrównoważenia zbiornika. Dobre pomiary mogą zmniejszyć tego rodzaju niepewność.

Jak pokazano na Rys. 5.12.1.9 poniżej, znaczna część nakładów inwestycyjnych jest ponoszona, zanim nastąpi zmniejszenie poziomu ryzyka, związanego z daną inwestycją. W praktyce nastąpi to dopiero po uzyskaniu zadowalających danych o wydajności studni badawczej – na co są konieczne milionowe nakłady inwestycyjne – i nie ma gwarancji, że daną ilość energii będzie można sprzedać.



Rys. 5.12.1.9. Ryzyko inwestycyjne: kluczowe wyzwanie (pokazano poziom ryzyka inwestycji geotermalnej na tle skumulowanych kosztów inwestycyjnych)

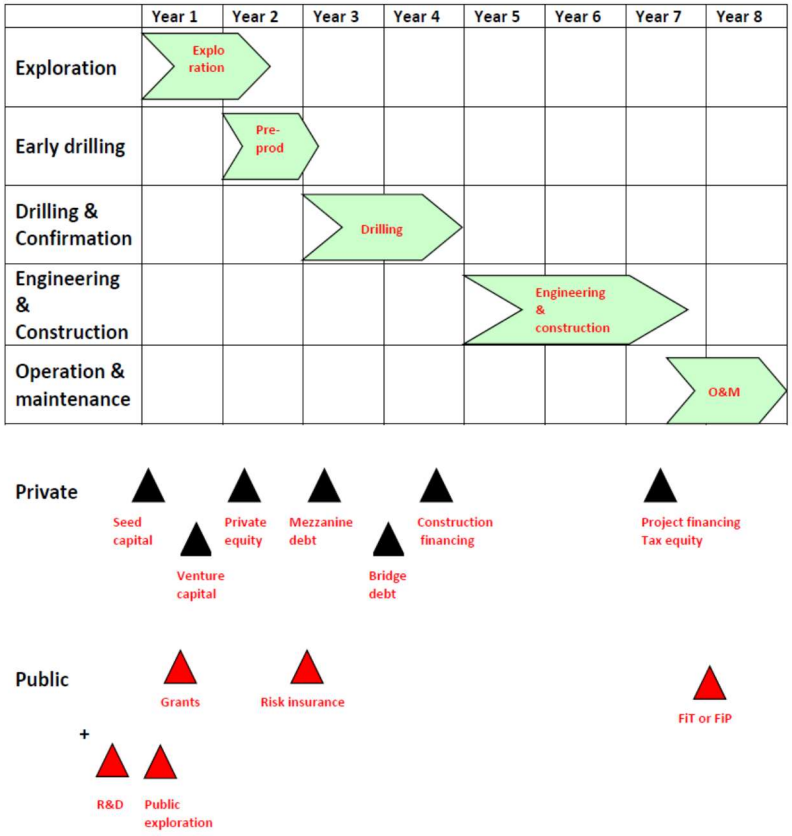
Rys. 5.12.1.10 nie pokazuje, że przy różnych etapach dojrzałości rynku czy inwestycji znaczenie mają różne instrumenty finansowe dla promowania energii geotermalnej. Długi etap badawczo-poszukiwawczy wymaga uprzedniego wsparcia, które z perspektywy sektora prywatnego obejmuje znaczne ryzyko i możliwość niepowodzenia inwestycji. Na tym etapie dobrym rozwiązaniem jest „kapitał zalążkowy" lub „kapitał wysokiego ryzyka". Na rynkach, na których sektor geotermalny jest mały, albo się dopiero rozwija, jest mało prawdopodobne, że prywatny rynek finansowy zechce sfinansować same badania geotermalne i dlatego są konieczne zachęty publiczne. Idealną formą wspierania badań i poszukiwań są dotacje, albo poszukiwania prowadzone przez instytucje publiczne. W przypadku Polski dostępność publicznych danych geologicznych, zdobytych w czasie poszukiwania ropy w poprzednich okresach, jest dobrym punktem wyjścia dla identyfikacji zasobów geotermalnych.

Po etapie poszukiwań i badań, a przed rozpoczęciem eksploatacji obiektu, na który często przyznaje się taryfę gwarantowaną (FIT), albo premię gwarantowaną (FIP), inne szczególne instrumenty finansowe są konieczne na etapie wierceń i budowy zakładu. Z perspektywy prywatnego sektora finansowanie musi być dopasowane do inwestycji podwyższonego ryzyka. Na rynkach dojrzałych prywatni inwestorzy są w stanie stworzyć pulę ryzyka, kumulując różne przedsięwzięcia, co pozwala wykorzystać dane z innych instalacji. Takie instrumenty finansowe, jak „dług mezzaninowy", które dają niższą pewność zwrotu, ale wyższy zwrot, mogą stanowić dobre rozwiązanie, kiedy inwestor dysponuje wystarczającymi informacjami. Prywatne ubezpieczenia dla inwestorów lub samych ubezpieczalni to kolejne rozwiązanie, służące zmniejszeniu kosztów finansowania, albo zwiększeniu dostępności finansowania inwestycji geotermalnej. Jednak pojawienie się tego rodzaju prywatnych programów ubezpieczeniowych wymaga połączenia inwestycji w pewną pulę ryzyka, które będzie można właściwie oszacować.

Kluczowym czynnikiem na dojrzałym rynku geotermalnym stanowi przekształcenie niepewności w ryzyko. Z finansowego punktu widzenia niepewność jest nieuchwytna, niematerialna, a inwestorzy czy budujący zakłady geotermalne nie są w stanie

[23]JRC, 2015 Energii geotermalnej Status Report

ocenić prawdopodobieństwa niepowodzenia, zanim nie zgromadzą wystarczających funduszy na wykonanie wiercenia przynajmniej jednej studni, która pozwoli uzyskać konieczne informacje. Kiedy jednak na wystarczająco dużym rynku realizuje się pewną liczbę instalacji, to sektor prywatny jest w stanie zapewnić narzędzia pozwalające na realizację inwestycji. Do tego czasu konieczne jest wsparcie finansowe sektora publicznego po to, aby mogły się pojawić pierwsze inwestycje geotermalne. Rozwiązaniem celowym jest rozwój ubezpieczeń dla ryzyka podejmowania inwestycji geotermalnych, które można realizować z powodzeniem w kilku krajach.



Rys. 5.12.1.10: Mechanizmy finansowania inwestycji w energię geotermalną na różnych etapach jej rozwoju (EGEC)

Ocena istniejących środków

Istniejące środki oferowane przez sektor publiczny na rzecz promowania energii geotermalnej można podzielić na cztery kategorie: działalność badawczo-rozwojowa i innowacyjna, ubezpieczanie ryzyka, wspieranie budowy elektrowni geotermalnych i wspieranie budowy ciepłowni i sieci ogrzewania termalnego.

- **Badania, rozwój i innowacje**: głównym podmiotem udzielającym dotacji na działalność badawczo-rozwojową i innowacyjną w sektorze geotermalnym jest Unia Europejska. Na okres programowania 2014-2020, instrument Horizon2020, będący głównym instrumentem UE na rzecz wspierania tego rodzaju inwestycji, przeznaczył 3,8 mld euro na inwestycje w programy „bezpiecznej, czystej i efektywnej energetyki", z czego 664,3 mln euro na lata 2016-2017. W przypadku energii geotermalnej chodzi o inwestycje dla poprawy integracji sieci geotermalnych w modernizowanych budynkach, wydajności otworowych wymienników ciepła (BHE), dalsze rozwijanie technologii EGS, a także ogólną poprawę wchodzenia geotermii na rynek i wprowadzanie innych technologii – RES. Komisja Europejska szacuje, że w całości inwestycje w działalność badawczo-rozwojową i innowacyjną w ramach priorytetów Unii Energetycznej (obejmujących energię odnawialną, a więc również geotermalną) sięgną 22,9 mld euro.[24] Komisja Europejska wymieniła wśród swoich priorytetów dla tego rodzaju działalności zmniejszanie emisji dwutlenku węgla w zasobach mieszkaniowych, dla których energia geotermalna jest właściwym rozwiązaniem w przypadku dużej części populacji europejskiej, oraz umocnienie wiodącej roli UE w dziedzinie paliw odnawialnych, dla których istotne znaczenie ma uzyskanie europejskich technologii dla spełnienia potrzeb Europy.

[24] Komisja Europejska, *Accelerating Clean Energy Innovation*, 2016, Com (2016) 763

- **Publiczne ubezpieczanie ryzyka**: kraje, które wprowadziły mechanizmy publicznego ubezpieczania ryzyka inwestycji geotermalnych w Europie to: Francja, Niemcy, Islandia, Holandia i Szwajcaria;

- **Wsparcie budowy elektrowni geotermalnych**: taryfy gwarantowane są obecnie dostępne dla budowy elektrowni geotermalnych w kilku krajach europejskich, czasem z pewnymi ograniczeniami. Jednak ze względu na odchodzenie od tego rodzaju taryf w UE, wsparcie dla budowy elektrowni geotermalnych jest coraz częściej udzielane w formie gwarantowanych premii. Ten instrument raczej zmniejsza pewność operatorów geotermalnych elektrowni co do przepływów gotówkowych – szczególnie w przypadku „premii przesuwanych", które stanowią stałą kwotę wypłacaną producentowi, oprócz ceny hurtowej, obowiązującej na rynku energii elektrycznej.

Tabela 4.12.1.7. Wsparcie operacyjne dla budowy elektrowni geotermalnych w Europie (EGEC)

Kraj	Typ	Okres obowiązywania (lata)
Belgia (Flandria)	System kwotowy	10
Chorwacja*	Taryfa gwarantowana	14
Francja*	Taryfa gwarantowana	15
Niemcy	Premia gwarantowana	20
Węgry*	Taryfa gwarantowana	nie dot.
Włochy	Premia gwarantowana / przetarg	25
Portugalia (Azory)	Taryfa gwarantowana / Premia gwarantowana	12
Rumunia	System kwotowy	
Szwajcaria	Taryfa gwarantowana	20
Turcja	Taryfa gwarantowana	10
Wielka Brytania	Premia gwarantowana („cena wykonania")	-

- **Wsparcie dla geotermalnego ogrzewania i klimatyzacji**: inwestycje tego rodzaju mogą dotyczyć sieci ciepłownictwa komunalnego (a w tym przypadku można ustalić pewne taryfy lub premie gwarantowane) albo bezpośredniej budowy zakładów. Istnieje wiele różnych rozwiązań, od kogeneracji (CHP) do systemów niskotemperaturowych, z użyciem pomp ciepła. Istniejące środki obejmują:[25]

    - Dotacje inwestycyjne (np. francuski fundusz „Chaleur renouvelable", polski Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej)
    - Pomoc operacyjna (np. taryfy gwarantowane, jak włoskie ContoTermico)
    - Zachęty podatkowe: obniżka VAT (Francja), ulgi podatkowe…
    - Pożyczki z zerowymi odsetkami (np. hiszpański program PAREER)
    - Podatek od emisji dwutlenku węgla: Finlandia, Szwecja, Dania, Francja

    Program RE-Shaping podkreśla, że "*powodzenie niektórych przedsięwzięć będzie uzależnione od istniejącej infrastruktury, np. realizacja systemów centralnego ogrzewania w oparciu o energię odnawialną może być w pełni osiągnięta tylko tam, gdzie istnieje sieć ciepłownicza*" a tego rodzaju stabilność systemu ma istotne znaczenie dla wykorzystania paliw odnawialnych w ogrzewaniu i klimatyzacji, w tym energii geotermalnej.

- **Instrumenty finansowe**: czy to na szczeblu Unii Europejskiej, czy na szczeblu krajowym, czy w ofercie prywatnych instytucji, określone instrumenty finansowe mają coraz większe znaczenie w finansowaniu inwestycji w zakresie energii odnawialnej, w tym dla celów ogrzewania i klimatyzacji. Formy finansowania mogą być różne, od gwarantowania ryzyka finansowego (np. Europejski Fundusz Inwestycji Strategicznych), subsydiowania pożyczek (np. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) do budowy potencjału (np. ELENA). Główną cechą tego rodzaju mechanizmów jest to, że niewielkie kwoty środków publicznych służą jako dźwignia finansowa dla prywatnego finansowanie danej inwestycji (typowa proporcja, jaką staramy się osiągnąć to 15 do 20).

- **Zawieranie umów o poprawę efektywności energetycznej (EPC)**: tego rodzaju postępowanie można zastosować do inwestycji geotermalnych, kiedy mieszczą się w szerszym programie, obejmującym poprawę efektywności energetycznej.

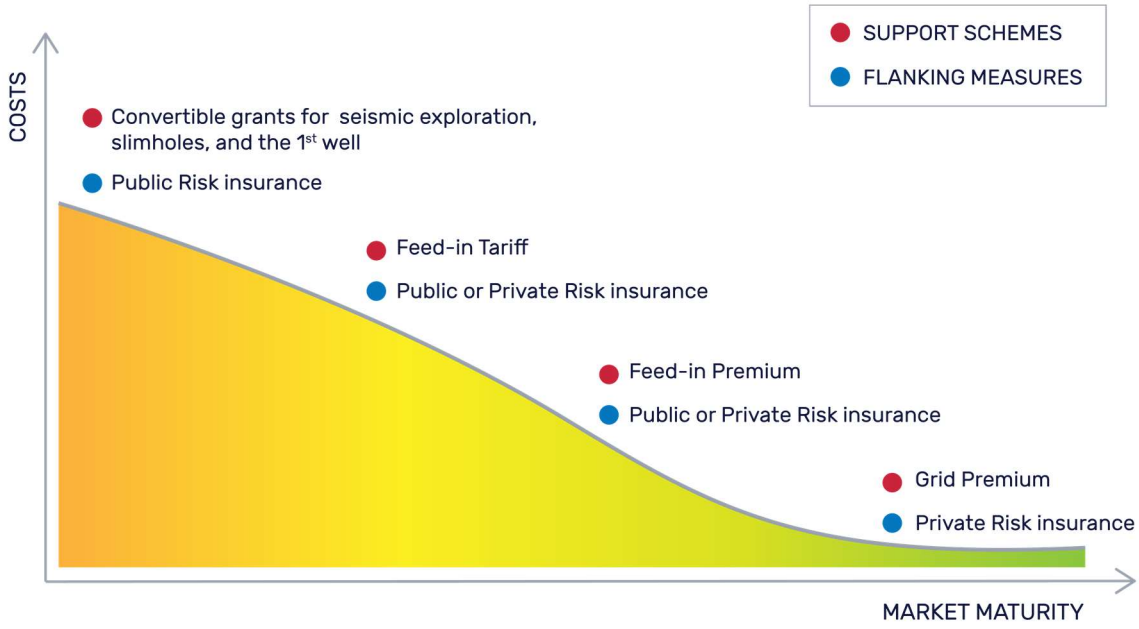
[25]FrONT, *Integrated Support Schemes for RHC, Assessment Report*, 2016.

Umowy takie są szczególnie przydatne np. w inwestycjach na rzecz poprawy efektywności energetycznej i przejściu na ogrzewanie i klimatyzację komunalną w dużych budynkach. Stosując EPC, firma ESCO sfinansowała inwestycję, która była później spłacana okresowo według warunków zawartych w umowie (np. 10% całkowitej kwoty co roku, w ciągu 10 lat). Zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej,[26] wydanymi we wrześniu 2017 r., władze samorządowe mogą obecnie stosować instrumenty EPC dla podejmowania inwestycji w dziedzinie energii odnawialnej i poprawy efektywności energetycznej, bez rozliczania ich, jako instrumentów dłużnych. Ma to istotne znaczenie dla samorządów, które podlegają ograniczeniom w zakresie długu publicznego, ale uzyskują w ten sposób jasną perspektywę zmniejszenia wydatków na energetykę w wyniku inwestowania w rozwój energii geotermalnej.

Kolejne kroki

Dla dalszego rozwijania inwestycji geotermalnych, szczególnie dla potrzeb ogrzewania i klimatyzacji, wymagane są stabilne i zrównoważone ramy polityki energetycznej. Ze względu na zmienne warunki klimatyczne w całej Europie i odmienne czynniki, które wpływają na koszty instalacji (dostępność doświadczonych wykonawców, jakość zasobów, finansowanie kosztów, skala inwestycji…), rynek dla inwestycji ogrzewania i klimatyzacji geotermalnej jest dosyć rozdrobniony. Ponadto inwestycje w tym sektorze często stają wobec ostrej konkurencji z dotowanymi inwestycjami w konwencjonalne, kopalne źródła energii, a mianowicie z tzw. „taryfami społecznymi" dla gazowni i elektrowni, które często emitują znaczne ilości dwutlenku węgla przy produkcji energii w całej Europie. Dotacje operacyjne czy ulgi podatkowe oferowane na różnych etapach łańcucha rozwoju zakładów opartych na kopalnych źródłach energii powinny być wycofane dla zapewnienia zasad równej konkurencji dla paliw odnawialnych. Jednak obecnie takie nowe źródła energii, jak w przypadku Polski geotermia, nie mogą funkcjonować samodzielnie i stąd konieczne są pewne ramy wsparcia publicznego na ich rzecz.

W dłuższym okresie ramy finansowe wsparcia publicznego, np. dotacje do inwestycji, albo pożyczki budżetowe o niskim (lub zerowym) oprocentowaniu mogą być wycofane pod warunkiem, że powstanie wystarczająco duży rynek finansowania inwestycji energii geotermalnej. Kiedy tak się stanie, sektor publiczny będzie się mógł wycofać i ograniczyć do zdobywania informacji na temat zasobów wodnych – publiczna baza zasobów w informacji geologicznej zapewni równą konkurencję i zmniejszy ogólne koszty zasobów energii oraz zapewni ubezpieczanie ryzyka geologicznego poprzez publiczne instrumenty ubezpieczania ryzyka geotermalnego. Jak pokazano na rysunku 5.12.1.11, tego rodzaju instrumenty ubezpieczeniowe mogą być oferowane także przez sektor prywatny w późniejszym etapie dojrzałości rynku.



Rys. 5.12.1.5: Programy pomocowe dla inwestycji geotermalnych, dostosowane do dojrzałości rynku

[26] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-3268_en.htm

Wnioski

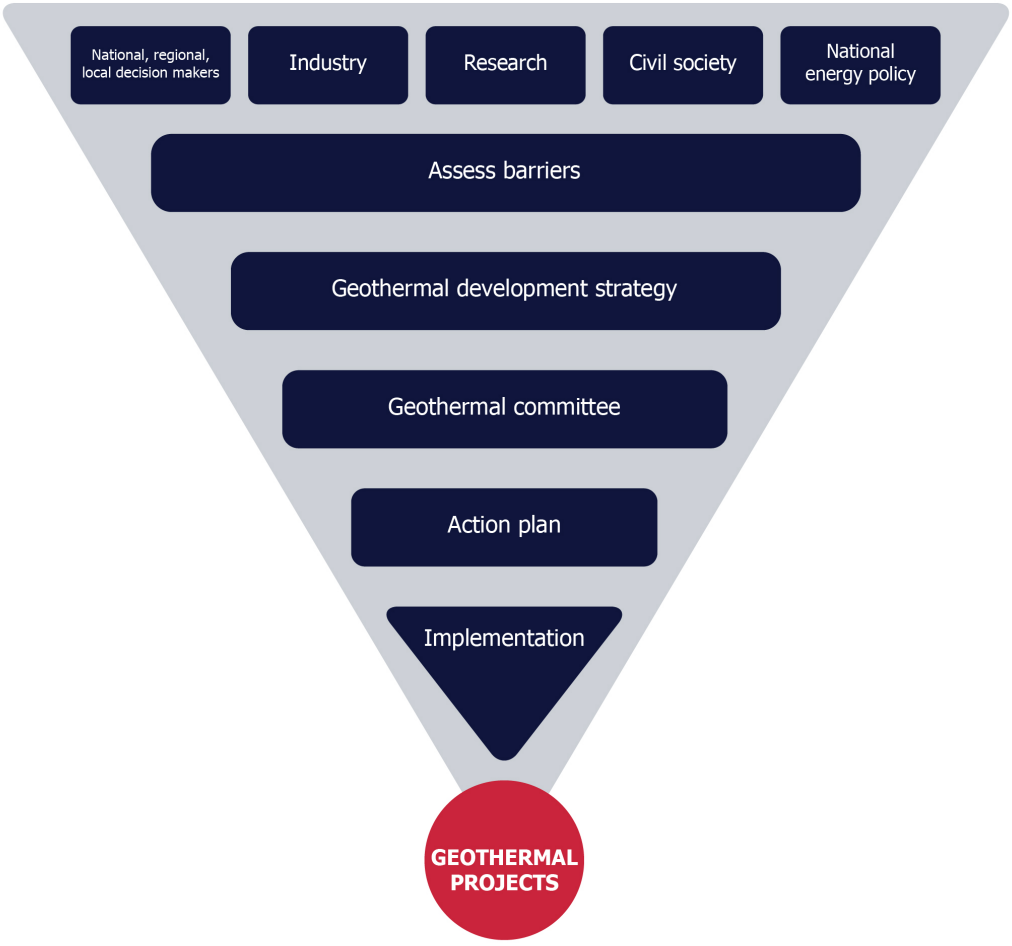
Zważywszy na małą liczbę inwestycji geotermalnych eksploatowanych w Polsce, przy odpowiedniej infrastrukturze i znacznym potencjale geologicznym, programy wsparcia publicznego powinny służyć obniżaniu ryzyka geologicznego i rozwijaniu wiedzy branżowej. Zwiększanie wiedzy po stronie operatorów i konsumentów ciepłownictwa, co do szczególnych problemów i korzyści płynących z energii geotermalnej, jest także konieczne, jak to się okazało w programie Front, gdzie stwierdzono, iż brak wiedzy był główną barierą w rozwijaniu i finansowaniu inwestycji RES dla ogrzewania i klimatyzacji.

Wprowadzenie platform ubezpieczania ryzyka inwestycji geotermalnych jest warunkiem wstępnym dla przyciągnięcia sektora prywatnego do uczestnictwa w finansowaniu inwestycji geotermalnych, przy kosztach, które nie staną się barierą dla wdrażania inwestycji. Tego rodzaju platforma może istnieć na szczeblu krajowym, co pozwoli na wypracowanie podejścia bardziej dostosowanego do szczególnych warunków krajowych. Jednak tego rodzaju instrumenty europejskie, przeznaczone dla większej puli inwestycji pozwolą na zmniejszenie ryzyka na szczeblu portfela inwestycyjnego: inwestycje będą miały większe szanse powodzenia, nawet jeżeli będą realizowane w różnych warunkach geologicznych, politycznych czy ekonomicznych.

Oprócz tego rodzaju instrumentów ubezpieczeniowych, takie dotacje inwestycyjne, jak proponowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Polsce, pozwalają na rozwijanie tzw. „inwestycji flagowych", które w sposób modelowy pokazują możliwe korzyści, płynące z użytkowania zasobów geotermalnych. Ważne jest, aby tego rodzaju fundusz był przedłużany do czasu powstania wystarczająco głębokiego rynku geotermalnego w Polsce, co pozwoli inwestorom oparcie się na zdobytym doświadczeniu, a władzom samorządowym i operatorom zakładów ciepłowniczych na zaznajomienie się z zasobami tego rodzaju energii.

Na rynkach wschodzących, gdzie nadal dominują "konwencjonalne" i kopalne źródła energii, jest za wcześnie, aby wycofywać dotacje dla inwestycji geotermalnych. Jeżeli tego rodzaju inwestycje mogą przynosić dochody i obniżać koszty energii, to z pewnością nie będzie to możliwe bez zapewnienia pewnego rodzaju pomocy publicznej.

Plan działania



Rys. 5.12.1.2. Diagram kroków ustalania ram, pozwalających na rozwój inwestycji geotermalnych

W Polsce istnieją okoliczności sprzyjające wprowadzaniu energii geotermalnej; istnieją zasoby, rynek i determinacja po stronie środowiska naukowego. Jednak twórcy polityki powinni stworzyć znacząco lepsze warunki dla realizacji inwestycji geotermalnych. Stąd płyną następujące rekomendacje:

1) **Zwiększanie wiedzy społeczeństwa i decydentów w zakresie zasobów energii geotermalnej:** Konieczne jest publiczne i polityczne wspieranie promowania, rozpatrywania i inicjowania systemów ciepłownictwa geotermalnego, wraz z pogłębianiem wiedzy i świadomości decydentów i polityków działających na różnych szczeblach administracji lokalnej i regionalnej, projektantów sieci, zakładów komunalnych i firm ciepłowniczych. Pewna tego rodzaju działalność jest już prowadzona w kraju, ale wymaga to większej regularności i szerszego wprowadzenia.

2) **Opracowanie właściwych ram prawnych** dla zwiększenia użytkowania źródeł geotermalnych i zrównoważonego rozwijania energetyki. Zalecenia proponują scentralizowanie i udrożnienie procesów administracyjnych, różnicujących wymagania dla wydawania pozwoleń dla małych, domowych czy osiedlowych systemów, dzięki uproszczonej procedurze ich rejestracji przez Internet lub na podstawie zgłoszenia. Bardziej skomplikowane systemy zezwoleń, obejmujące ocenę ryzyka, ocenę wpływu inwestycji na środowisko, licencjonowanie, a następnie monitorowanie inwestycji zaleca się dla systemów działających na dużą skalę. Transparentne, stabilne i jednolite ramy prawne dla warunków działania i wdrażania inwestycji zabezpieczą inwestowanie w cały sektor. Redukcję barier prawnych można osiągnąć przez wdrożenie jasnych, standardowych procedur administracyjnych dla uzyskiwania pozwoleń i licencji.

3) Poprawa ram finansowania

a) **Wydzielanie funduszy na zachęty w fazie inwestowania oraz dla etapów produkcji i sprzedaży energii:** różnego rodzaju programy pomocowe i środki fiskalne. Od 2013 r. nie ma osobnych programów pomocowych na szczeblu krajowym na rzecz badania zasobów geotermalnych i wykonywania wierceń otworów czy realizacji obiektów podziemnych na rzecz ciepłownictwa geotermalnego w Polsce.

b) **Powołanie funduszu wierceń i ubezpieczeń**

c) **Wycofanie taryf regulowanych na energię cieplną:** Taryfy energii cieplnej i elektrycznej muszą być uzgadniane z Urzędem Regulacji Energetyki; z tego względu nie jest możliwe czerpanie zysków z energii cieplnej.

d) **Modernizacja istniejących, komunalnych sieci ciepłowniczych i grzewczych:** Instalacje geotermalne w Polsce często dostarczają ciepło do istniejących sieci grzewczych, zamontowanych w budynkach klientów, których nie projektowano dla użytkowania energii geotermalnej.

4) Integrowanie geotermii płytkiej i głębokiej, jako kluczowych technologii dla inteligentnych miast i osiedli

Systemy płytkiej geotermii można stosować we wszystkich częściach miast na dowolną skalę, od domów jednorodzinnych do całych dzielnic, w ramach sieci grzewczej i klimatyzacyjnej.

Małe sieci ogrzewania mogą odgrywać dużą rolę w rozwijaniu przyszłych „inteligentnych miast", ponieważ zapewniają niezawodne i tanie ogrzewanie i klimatyzację różnego rodzaju klientom za pomocą nośników energii odnawialnej, np. energii geotermalnej.

Energia geotermalna jest kluczową technologią dostarczania i bilansowania dostaw energii i zapotrzebowania na energię w inteligentnych miastach.

Ponadto w inteligentnych miastach inteligentne sieci elektryczne muszą być łączone z sieciami grzewczymi: również w tym wypadku energia geotermalna stanowi dobre rozwiązanie, ponieważ zapewnia zarówno ogrzewanie, jak i klimatyzację oraz funkcjonuje, jako technologia magazynowania energii, dzięki podziemnym magazynom energii cieplnej (nisko- i wysokotemperaturowym oraz na małych i dużych głębokościach). Energia geotermalna może dostarczyć ciepła i chłodu w sieci ciepłowniczej w budynkach małych i dużych oraz w innych instalacjach nisko- i średniotemperaturowych.

5) **Propozycja powołania krajowego komitetu i regionalnych komitetów na rzecz energii geotermalnej w Polsce:** Na drodze rozwijania energetyki geotermalnej w sposób zrównoważony istnieją nadal bariery, które powodują opóźnienia i zwiększają koszty inwestycji geotermalnych, które należy usunąć. W tym celu konieczne jest podejmowanie zdecydowanych kroków, np. poprzez rozpowszechnianie informacji na temat inwestycji geotermalnych, kartowania zasobów i usuwania barier prawnych.

Długoterminowy rozwój energetyki geotermalnej wymaga stabilnego środowiska prawnego, a także bezpośredniego zaangażowania wszystkich interesariuszy, np. władz państwowych, wojewódzkich i samorządowych, organizacji pozarządowych (NGO) oraz pracodawców i pracowników zakładów. Aby osiągnąć ten cel, zachęcamy do powoływania stałych komitetów czy forów dyskusyjnych na rzecz energii geotermalnej w Polsce.

Notatka o sytuacji Polsce oraz zalecenia dla wybranych miast projektowych w Polsce

Polski sektor energetyczny jest głównie uzależniony od węgla, z którego powstaje 94% energii elektrycznej i 18,8% całej zużywanej energii w kraju (nie uwzględniając węgla zużywanego w produkcji energii elektrycznej).[27] Oznacza to, że wysoka proporcja zapotrzebowania na ogrzewanie i klimatyzację jest pokrywana ze źródła energii, które cechuje się wysoką emisją dwutlenku węgla, a jej skutkiem są dobrze udokumentowane problemy zdrowotne całej populacji, wystawionej na zatrucie środowiska. Tego rodzaju skutki są widoczne w Polsce, gdzie „niska emisja", powstająca w wyniku spalania węgla w piecach domowych, stanowi poważny problem środowiskowy. Jednak brak adekwatnych przepisów – albo przepisów wykonawczych i egzekucyjnych – prowadzi do utrwalania tej tendencji. Promowanie alternatywnych rozwiązań stanowi klucz do poprawy jakości powietrza w polskich miastach i osiedlach (a więc także stanu zdrowia ludzi).

Należy dokładnie rozpatrywać rozwiązania alternatywne, aby nie spowodować nieprzewidzianych skutków. Np. przejście na bezpośrednie ogrzewanie elektryczne w przypadku Polski o określonym koszyku energetycznym doprowadzi do zwiększenia zużycia węgla, a nie do jego zmniejszenia. Nawet zastosowanie pomp ciepła przy ich niskiej wydajności (np. powietrznych pomp ciepła ze współczynnikiem COP 2,5) nie jest idealnym rozwiązaniem, ponieważ nadal będzie konieczna jakaś ilość energii pierwotnej z węgla, podobnie do zużywania węgla w piecach domowych.[28] Ogólnie mówiąc, faworyzowanie rozwiązań wysoko wydajnych o niskiej zmienności sezonowej w zakresie wydajności jest ważne dla unikania ryzyka systemowego, kiedy staramy się pokryć zapotrzebowanie na ogrzewanie i klimatyzację za pomocą energii elektrycznej – chociaż jest to tylko rezerwowe źródło energii.[29] W tym kontekście geotermalne pompy ciepła i korzystanie z niskotemperaturowych, geotermalnych zasobów daje znaczące korzyści systemowe, których często nie widać w kosztach inwestycji.

Implikacje społeczne i zdrowotne „niskiej emisji" ze spalania węgla są znane w polityce ogrzewania i strategii planowania rad miejskich i operatorów ciepłowni. Jednak w czasie naszej wizyty studyjnej nie widzieliśmy żadnego dokładnego planu, którego skutkiem byłaby konwersja systemów ogrzewania z niskoemisyjnych na komunalne. Szerokie planowanie ma na celu udzielenie pomocy gminom w przechodzeniu na zdrowe systemy, zapobieganie negatywnym reakcji i wspomaganie ich, np. w zakresie programów finansowania, by pomóc biedniejszym gospodarstwom domowym w przypadku Lądku-Zdroju, gdzie problem niskiej emisji jest powszechny.

Inwestycje geotermalne, które są planowana w odwiedzonych przez delegację miastach, w kontekście obecnego Projektu energii geotermalnej dla polskich miast, mogą stać się flagowymi programami, które posłużą, jako modelowe rozwiązania dla władz lokalnych i innych wspólnot, pragnących przejść na inne, czyste systemy ogrzewania. Aby osiągnąć ten cel, inwestycje powinny podlegać najwyższym standardom ochrony środowiska i bezpieczeństwa, ponieważ jedna inwestycja o złych skutkach może mieć dramatyczne konsekwencje dla całego sektora ciepłowniczego. Zrealizowanie przedmiotowych przedsięwzięć jest pierwszym krokiem na drodze do rozwijania inwestycji geotermalnych w Polsce. Zdrowe wsparcie jest jednak konieczne, zważywszy na szerokie korzyści, jakie dają nowe technologie (amortyzacja majątku jest uznawana za wartość strategiczną). Tego rodzaju przedsięwzięcia stanowią klucz do budowania wiedzy i własnych technologii, dotyczących zasobów geotermalnych, ale konieczne są też szerokie ramy prawno-finansowe dla upowszechniania inwestycji geotermalnych na Niżu Polskim i w Sudetach. W tym kontekście pomoc udzielana inwestycjom geotermalnym z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej jest nieoceniona. Kolejny krok powinien polegać na rozwijaniu publicznych instrumentów ubezpieczania ryzyka geotermalnego.

Wysokie zapotrzebowanie na ogrzewanie oraz zróżnicowane zasoby, jakich można się spodziewać w różnych miejscach kraju, pozwalają na przemyślane wykorzystywanie ciepła geotermalnego w celu zmaksymalizowania instalacji i osiągnięcia poprawy modeli gospodarczych dla inwestycji geotermalnych

w Polsce. W rzeczywistości, co także podkreślamy w obecnym raporcie, wyzwaniem dla rozwijania instalacji geotermalnych w Polsce jest znalezienie właściwych modeli gospodarczych, które pozwolą na uzyskanie optymalnych mocy i zmniejszą niepewność finansowania inwestycji. Przykłady tego rodzaju postępowania obserwujemy w Islandii, gdzie obiekty geotermalne stanowią wartość marketingową dla partnerstwa biznesowego, co także można wypróbować w Polsce. Należy brać pod uwagę specyficzne ograniczenia inwestycji geotermalnych, np. analizując niżej opisany przypadek, przedstawiający typową inwestycję w ciepłownię geotermalną w Zachodniej Europie.

[27]Eurostat, 2017 Energy balances.

[28] Dzieje się tak, kiedy wydajność pieca ma 90%, a wydajność zakładu 35%-40% (norma dla instalacji węgla brunatnego), nie biorąc pod uwagę strat na przesyle i dystrybucji.

[29]EGEC briefing paper on heat pump technologies, 2017.

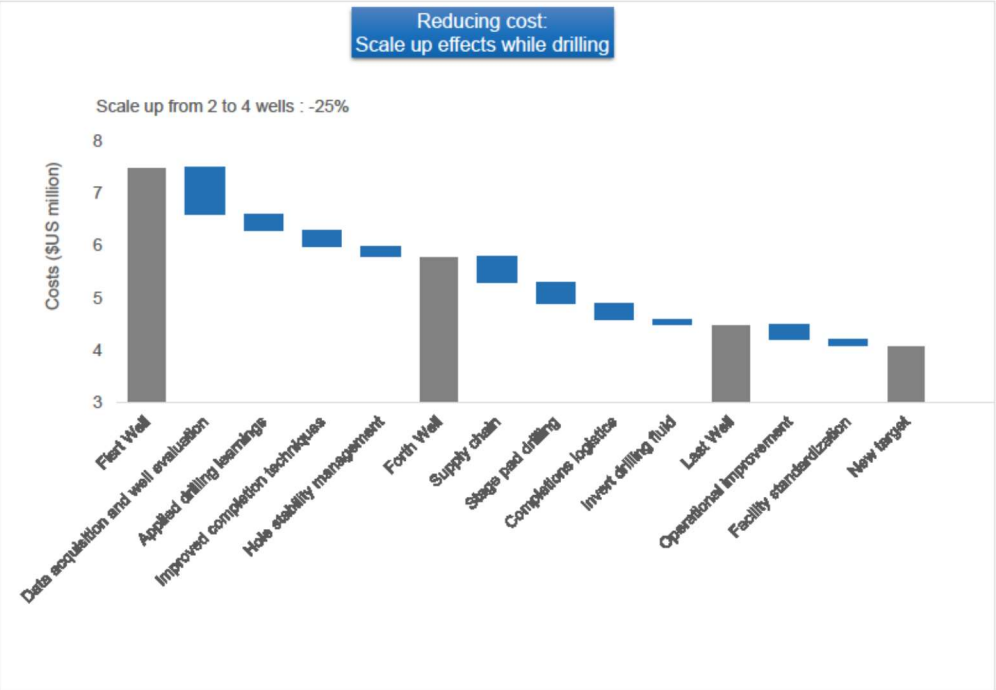
Notatka na temat obniżania kosztów wierceń głębokich

Koszty głębokich wierceń można obniżyć dzięki:

- efektom działalności badawczo-rozwojowej i pilotażowej
- wyciąganiu wniosków z praktycznej realizacji serii wierceń
- lepszemu funkcjonowania runku wiertniczego

Działalność badawczo-rozwojowa (R&D) może poprawić technologie wierceń otworów geotermalnych w celu obniżenia ich kosztów. Działalność taka powinna się skupiać zarówno na nowoczesnych koncepcjach wiertniczych, jak i poprawie istniejących technologii, a także innych sposobach optymalizowania ekonomiki operacji wiertniczych (wiercenie (sub-) horyzontalne, zespoły studni zamiast jednej czy dwóch itp.). Obecnie wiercenie otworów głębokich dla pozyskania energii geotermalnej wykonuje się za pomocą urządzeń, które początkowo zostały zaprojektowane dla potrzeb poszukiwania węglowodorów. Naszym celem jest obniżenie kosztów wierceń i realizacji instalacji podziemnych w latach 2020/2025 o co najmniej 25% w porównaniu do dzisiejszych cen.

W przypadku inwestycji opartych o głębokie otwory geotermalne i zespoły studni można osiągnąć redukcję kosztów wiercenia (rys. 5.12.1.13).



Rys. 5.12.1.13. Redukcja kosztów wiercenia

Innym wyzwaniem jest dzisiaj poprawa rynkowych warunków wiercenia głębokich otworów geotermalnych. Rynek ten można zintegrować w oparciu o lepszy dostęp do parametrów kosztowych wiercenia otworów geotermalnych. Ponadto konieczna jest lepsza interakcja pomiędzy inwestorami a wykonawcami wierceń.

Rynek usług wiertniczych

W 2015 r. inwentaryzacja wiertnic używanych na świecie, dokonana przez Baker Hughes (firma Baker Hughes prowadzi inwentaryzację wiertnic obrotowych na rzecz branży od 1944 r., kiedy to Hughes Tool Company rozpoczęła inwentaryzację działalności wiertniczej w USA i Kanadzie. Hughes podjął comiesięczne inwentaryzowanie wiertnic, działających na świecie w 1975 r.: http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsintl), pokazujące, że spośród 2.337 wiertnic aktywnych na świecie (wartość średnia), 117 działało w Europie. Trzy czwarte wiertnic europejskich pracowało na lądzie, a ponad 70% w poszukiwaniu ropy naftowej i gazu. Należy podkreślić, że ok. 4.000 wiertnic jest w ogóle dostępnych na całym świecie.

1-3 wiertnic jest użytkowanych we Francji, Niemczech, na Węgrzech, w Islandii, Włoszech i Holandii, a ponad 30 używa się do celów wiercenia otworów geotermalnych w Turcji. Mimo to branża geotermalna nadal stosuje te same wiertnice, co zakłady poszukiwania nafty i gazu. Stanowi to kluczowy czynnik wpływający na rynek wiercenia otworów geotermalnych. Koszty wiercenia takich otworów mają tendencje do powielania ogólnych kosztów, jakie występują w branży ropy naftowej i gazu, jak to

pokazano na Rys. 3, obrazującym całkowitą zależność naszej branży od cen obowiązujących w branży poszukiwań ropy naftowej i gazu. Taka sytuacja z pewnością się utrzyma tak długo, jak długo sektor wierceń geotermalnych nie zbuduje własnego, mocnego udziału w rynku.

Baza danych GEOELEC, zawierająca spis firm wykonujących wiercenia głębokich otworów geotermalnych w Europie, wymienia głównych wykonawców tego rodzaju otworów, działających w Europie i poza nią. W Europie działa ok. 20 producentów i dostawców urządzeń i firm realizujących usługi wiertnicze oraz 20 właścicieli wiertnic.

Warunki rynkowe dla wiercenia otworów są zróżnicowane w całej Europie. Po pierwsze przepisy wiertnicze podlegają ustawom krajowym, co tworzy barierę dla stworzenia jednolitego rynku europejskiego w tej branży.

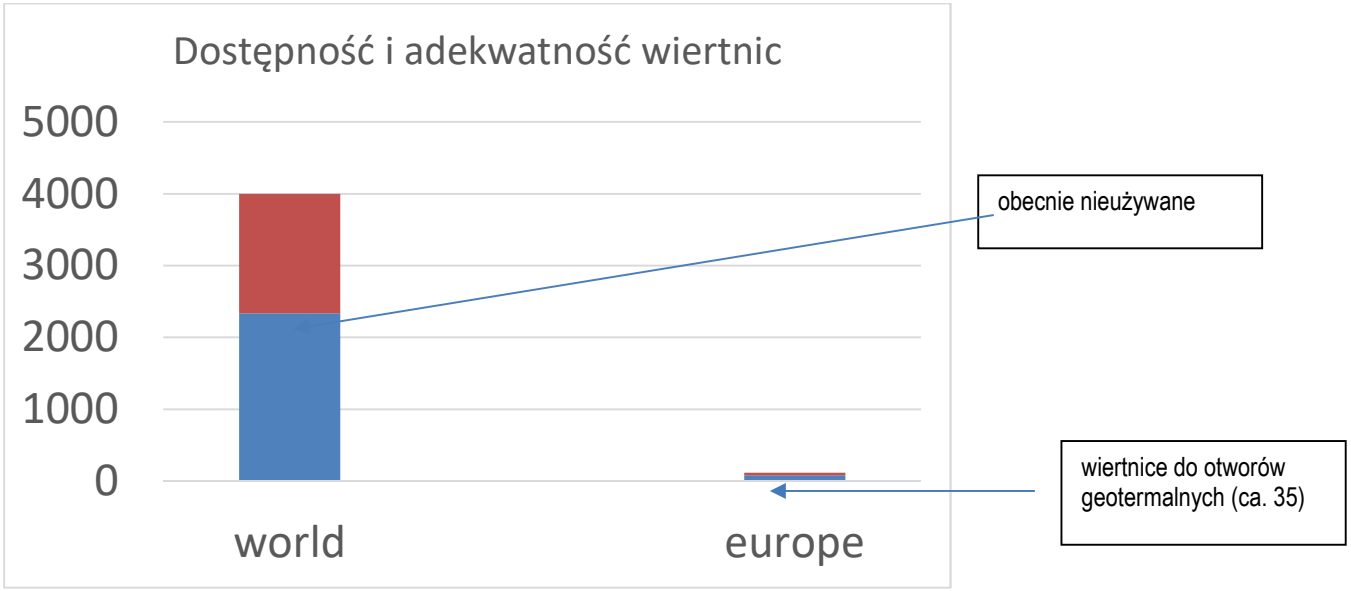
Rys. 5.12.1.14. Wiertnictwo, indeks wiercenia otworów geotermalnych

W niektórych krajach liczba firm wiertniczych nie jest na tyle duża, aby istniała pełna konkurencja i ceny konkurencyjne.

Kolejny, istotny parametr, wpływający na rynek to dostępność wiertnic. Chociaż całkowita liczba wiertnic w Europie jest wystarczająca dla potrzeb budowy obiektów geotermalnych, to może się zdarzyć, że wiertnice potrzebne do wiercenia otworów nie będą dostępne inwestorom na czas. Stosunki kontraktowe pomiędzy inwestorami instalacji geotermalnych a firmami wiertniczymi stanowią kluczowy czynnik przedsięwzięcia i zarządzania kosztami. Niedawno we Francji opracowano innowacyjne podejście rynkowe. Szczególny kontrakt na zarządzanie wierceniem otworów sporządził francuski operator Fonroche Geothermie w spółce joint venture z firmą Herrenknecht Vertical oraz Anger's & Soene w celu zbudowania i eksploatacji innowacyjnych, ciężkich wiertnic lądowych, dostosowanych do ograniczeń środowiska miejskiego oraz wiercenia głębokich otworów (do 6.000 m; rzeczywista głębokość pionowa, TVD). Umowa długoterminowa zapewnia stabilność cen i dostępność urządzeń dla ciągłego wykonywania głębokich otworów badawczych we Francji.

Podsumowując, koszty wierceń zależą od:

- popytu na wiertnice (głównie ze strony branży ropy i gazu, gdzie ceny są uzależnione od cen ropy),
- ceny wiercenia otworów (euro/m),
- kosztów surowców



Rys. 5.12.1.15. Dostępność i adekwatność wiertni

Koszty wierceń

Uznanie, że wiercenie otworów jest najbardziej kosztowną fazą inwestycji, opartych na głębokich otworach geotermalnych, sięgającą 40-75% kosztów ogółem w Europie, stanowi klucz do analizy składników kosztów wierceń, wpływających na czynniki i potencjalną redukcję kosztów wierceń.

Koszty wiercenia obejmują następujące elementy:

- Wiertnice z całym wyposażeniem, wraz z BOP
- Narzędzia wiertnicze, wraz ze świdrami i oprzyrządowaniem
- Materiały, wraz z cementem, płuczką itp.
- Wiertnicy: załoga, nadzór i inne osoby

Realizowane są następujące prace:

- Mobilizacja wiertnicy
- Wiercenie, wraz z wierceniem kierunkowym
- Przygotowanie płuczki
- Obudowa otworu
- Cementowanie obudowy

Przedstawienie czynników wpływających na koszty wierceń jest raczej skomplikowane, ponieważ są tu liczne aspekty techniczne, technologiczne, ustawowe, finansowe czy ekonomiczne.

Z technicznego punktu widzenia, używanie nowych czy starych wiertnic, świdrów i innych materiałów, albo zatrudnienie doświadczonych czy młodych wiertników może mieć wpływ na koszty. Są to czynniki objaśniające np. różnicę pomiędzy Turcją a Niemcami. Musimy tu jednak podkreślić ważkość właściwie wyszkolonych i doświadczonych wiertników.

Pod względem technologicznym jasne jest, że to nie sektor geotermalny ma wpływ na rozwój technologii i koszty, ale sektor nafty i gazu. Jednak stosowanie właściwych wiertnic i świdrów, tradycyjnie używanych w wiertnicach dla poszukiwania ropy i gazu, będzie miało znaczny wpływ na koszty wiercenie otworów w danej inwestycji.

Jeden z kluczowych czynników, niewystarczająco uznawany, dotyczy warunków prawnych. Możemy tu wyróżnić dwa wymiary: charakter regulacji prawnych oraz ich aspekty lokalne i krajowe. Ramy prawne dla robót wiertniczych dotyczą spraw środowiska i kopalnictwa, ochrony i bezpieczeństwa pracowników oraz pozwoleń. Standardy i normy (ISO i API) również regulują ten sektor. Zasady konkurencji mają także ważne znaczenie (zob. akapit na temat ekonomiki poniżej). Ścisłe regulacje prawne mają negatywny wpływ na koszty, a minimalne przepisy są konieczne dla zmniejszenia wpływu inwestycji na środowisko. Ważne jest to, aby szczegółowość przepisów i kryteria zasad krajowych nie stanowiły bariery dla tworzenia europejskiego rynku wiertniczego i zapewniły wolną konkurencję.

Finansowanie wiercenia otworów nie jest czymś szczególnym, ale stanowi część finansowania inwestycji. Oczywiście wiercenie otworów jest kluczowym etapem i najkosztowniejszym elementem inwestycji, do tego obciążonym ryzykiem. Finansowanie nie jest zawsze takim samym kosztem, bo mogą być dostępne instrumenty publiczne czy prywatne, na rynku wschodzącym czy dojrzałym. Stopy procentowe proponowane za kredytowanie kosztów wiercenia otworów wpływają na całość kosztów inwestycji, jak wspomnieliśmy powyżej, a ten etap jest najbardziej kapitałochłonny w całości kosztów, sięgających od 6 do 20 mln euro.

W końcu koszty wierceń wpływają na warunki ekonomiczne i rynkowe. Zależą też od poziomu konkurencji pomiędzy firmami wiertniczymi, cen ropy naftowej i sposobu zarządzania inwestycją. W wielu krajach nie ma firm wiertniczych, a w innych jest zaledwie po kilka. Stosunki kontraktowe pomiędzy inwestorami a firmami wiertniczymi, opisane powyżej, także wpływają na koszty wiercenia. Cena ropy naftowej decyduje o kosztach wierceń otworów geotermalnych, jak pokazaliśmy na wykresie indeksu kosztów wiercenia. Firmy wiertnicze zwiększają dostępność wiertnic na potrzeby geotermalne, kiedy ceny ropy są niskie. I wreszcie koszty wierceń można zmniejszyć przez oszczędności czasowe. Dotyczy to umiejętności zarządzania robotami wiertniczymi, organizacji pracy i dostaw materiałów. Szkolenie, wykształcenie i doświadczenie pomagają w polepszeniu zarządzania robotami wiertniczymi.

Próby zmniejszenia kosztów wierceń powinny się odnosić do powyższych czynników.

Rozwój techniczny i technologiczny może spowodować obniżkę kosztów wierceń, ale i tak w dużym stopniu będą one uzależnione od cen stosowanych w sektorze nafty i gazu. Jeżeli poprawa obecnych technologii i metod wiertniczych będzie miała wpływ na ceny w średnim terminie, to z pewnością innowacyjne technologie powinny się pojawić w dłuższym okresie. W bliskiej perspektywie należy skupić się na rozwoju technologicznym w oparciu o wyciągnie wniosków z obecnie realizowanych robót wiertniczych oraz realizacji inwestycji opartych na kilku studniach. Profesjonalne firmy wiertnicze też przyczyniają się do zmniejszania kosztów.

Powinniśmy kompleksowo rozpatrywać warunki prawne, ekonomiczne i finansowe. Stworzenie europejskiego rynku wierceń geotermalnych i dostosowanie warunków do poziomu dojrzałości danego rynku pozwoli obniżyć koszty wierceń.

Wnioski

W najbliższej przyszłości głównym motorem obniżania kosztów produkcji energii elektrycznej i cieplnej będą koszty wierceń otworów geotermalnych, prowadzące do tzw. parytetu sieci (nowe źródło energii może dostarczać energii po koszcie uśrednionym, mniejszym, albo równym kosztowi nabycia energii w sieci energetycznej). Oczekuje się, że koszty wierceń ulegną zmniejszeniu dzięki wnioskom z praktyki wierceń. Obniżkę kosztów zasadniczo uzyska się poprzez lepsze wykorzystanie wiertnic, skrócenie okresu ich pracy i zwiększenie liczby studni na polu geotermalnym (z 2-4 do 4-8 studni). Podkreśla to ważkości projektowania kosztów operacji wiertniczych.

Obecne doświadczenia w realizacji inwestycji geotermalnych potwierdzają, że nowe technologie i koncepcje wiertnicze pomagają zaoszczędzić pieniądze. Ze względu na niskie ceny rynkowe ropy naftowej w 2016 r. koszty wierceń i usług wiertniczych są niższe niż dwa lata temu. Inwestujący w instalacje geotermalne zaczynają się skupiać na oszczędzaniu czasu w celu dalszego obniżenia kosztów. Np. zwiększenie wydajności i drążenie otworów kierunkowych dla instalacji geotermalnych jest coraz częściej stosowane w Turcji; a studnie (sub-) horyzontalne dla głębokiej geotermii będą rozwijane we Francji w 2017 r. W Turcji oczekuje się, że nastąpi skrócenie czasu wiercenia studni z ok. 300 godz. do mniej niż 130 godz., czyli więcej niż dwukrotnie.

Dalsze badania i rozwój dla poprawy obecnie stosowanych technologii powinny zmniejszyć koszty o ponad 20% w ciągu następnych 10 lat. Długoterminową redukcję kosztów przyniosą nowoczesne technologie wiercenia, kiedy zostaną opanowane w przyszłości.

Warunki rynkowe wierceń geotermalnych nie zmienią się jednak znacząco, dopóki nie nastąpi realizacja dużej liczby inwestycji geotermalnych, opartych o głębokie otwory i stworzenie właściwej branży wierceń geotermalnych. Na rynku wierceń geotermalnych utrzyma się tymczasem niska elastyczność cen.

Trudno jest dziś dokładnie przewidzieć cenę ropy naftowej, popyt na wiertnice i ich podaż oraz liczbę studni, jakie mają powstać w najbliższej przyszłości, a więc wpływ tych parametrów na koszty wierceń geotermalnych jest raczej niepewny.

5.12.1.2. Fundusz Ubezpieczenia Ryzyka Geotermalnego. Rekomendacje dla Polski

W kierunku programu ubezpieczenia od ryzyka w Polsce – Streszczenie merytoryczne

Kluczowe zalecenia dla zaprojektowania nowych i poprawy funkcjonujących i istniejących programów pomocy publicznej na rzecz inwestycji geotermalnych obejmują:

- Programy pomocy są istotnym narzędziem polityki publicznej na rzecz inwestycji geotermalnych w celu zrekompensowania ryzyka niepowodzenia rynkowego i umożliwienia postępu technologicznego na drodze tzw. krzywej uczenia się (tzn. w trakcie wyciągania wniosków z praktycznej realizacji inwestycji). Z definicji są to okresowe programy pomocy, które wygasają, kiedy technologie instalacji geotermalnych stają się całkowicie konkurencyjne.
- Niepowodzenie rynkowe i nieuczciwa konkurencja nie pozwalają na funkcjonowanie wolnej konkurencji na rynkach produkcji energii elektrycznej i cieplnej, natomiast obecny kryzys kapitałowy powstrzymuje konieczną mobilizację prywatnych źródeł finansowania dla realizacji inwestycji geotermalnych o wielkim potencjale.
- Technologie geotermalne dysponują znacznym potencjałem redukcji kosztów energii. Wyspecjalizowane programy pomocy powinny przyczynić się do obniżenia kosztów inwestycji.
- Innowacyjne mechanizmy finansowania należy dostosować do szczególnych warunków technologii geotermalnych oraz poziomu dojrzałości danego rynku krajowego i technologii.
- Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego jest postrzegany, jako środek ubezpieczenia od ryzyka geologicznego, wymagający pomocy publicznej. Wraz z obniżaniem się kosztów i rozwojem rynku sektor prywatny będzie w stanie przyjąć ryzyko inwestycji, np. w ramach prywatnych programów ubezpieczeniowych, oraz przyciągnąć prywatne źródła finansowania.
- W trakcie projektowania programu pomocy, twórcy polityki powinni przyjąć podejście całościowe, sięgające poza wskaźnik uśrednionych kosztów energii elektrycznej (LCoE), obejmujące koszty systemowe oraz wszelkie inne koszty uboczne. Jako alternatywę, można oferować premię instalacjom geotermalnym za korzyści z nich płynące dla całości systemu energetycznego: elastyczność funkcjonowania i zapewnienie pokrycia obciążenia podstawowego.
- Technologie ogrzewania geotermalnego zmierzają do osiągnięcia cen konkurencyjnych, ale nadal jest konieczne wsparcie w pewnych przypadkach, a szczególnie na rynkach wschodzących i tam, gdzie nie ma równego pola konkurencji.
- Zważywszy na poziom dojrzałości innowacyjnych technologii geotermalnych i marginalną pomoc udzielaną im dotychczas, wydaje się być przedwczesne rozmawianie o potrzebie zbudowania mechanizmów bardziej rynkowych, czy nawet o wycofaniu pomocy finansowej dla inwestycji geotermalnych.

Z symbolicznym wyjątkiem kilku europejskich uczestników rynku, działających w dobrze rozwiniętych regionach zakładów geotermalnych, inwestorzy mają bardzo małe możliwości kierowania ryzykiem finansowym, ze względu na małą znajomość struktur geologicznych, brak postępu technologicznego i wysokie koszty inwestycji. W rezultacie prawdopodobieństwo wartości bieżącej netto przepływów gotówkowych inwestycji, ważone perspektywą powodzenia lub porażki inwestycji, jest najczęściej bardzo negatywne, co skutecznie wyklucza udział prywatnego kapitału z inwestowania w zakłady produkcji energii z geotermii.

Jednak wraz z rozwojem technologii (tj. wzrastającym prawdopodobieństwem powodzenia w znajdowaniu i rozwijaniu rezerw energii geotermalnej), połączonym ze wzrostem doświadczenia, a więc obniżaniem kosztów, inwestorzy będą w końcu mogli sami przyjąć, a tam, gdzie to właściwe, przenieść ryzyka inwestycji (techniczne, ekonomiczne, handlowe, organizacyjne i polityczne) w taki sposób, że prywatne źródła finansowania staną się dostępne. Do owej pory Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego (GRIF) jest uznawany za niezbędną formę pomocy publicznej dla inwestycji geotermalnych.

Rynek inwestycji geotermalnych w Polsce jest jeszcze nierozwinięty, chociaż istnieje wiedza specjalistyczna w tym zakresie, zdobyta przy mniej niż 10 eksploatowanych zakładach, a więc polski rynek jest nadal uznawany za młody.

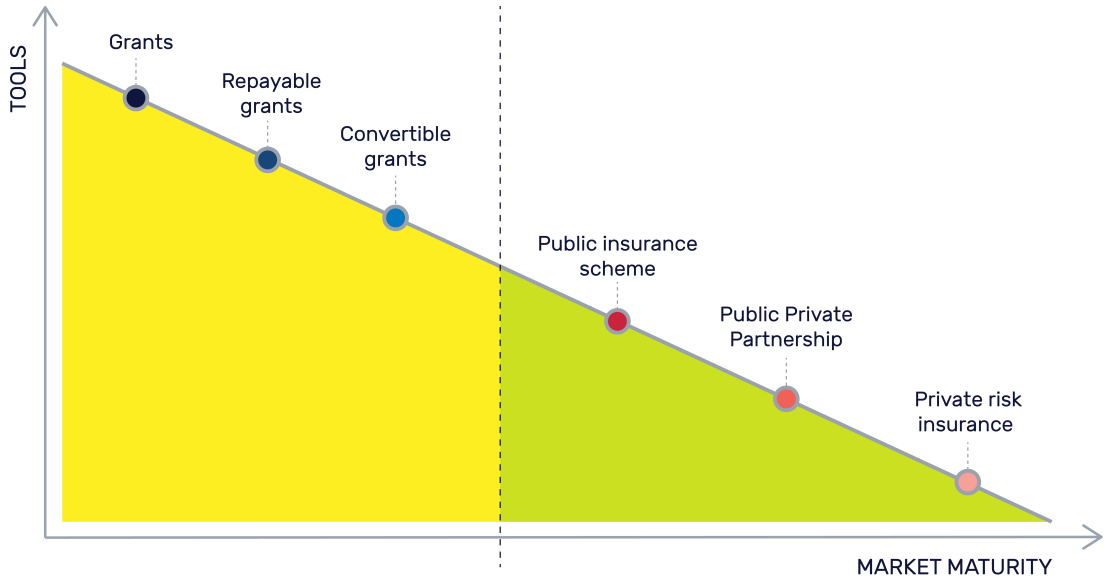
W takim przypadku celem musi być zapewnienie gwarancji pokrycia kosztów wiercenia otworów, gdyby doszło do częściowego lub całkowitego niepowodzenia inwestycji. Najbardziej adekwatne programy pomocy na tak młodym rynku to przyznawanie pożyczek (umarzalnych) na badania sejsmiczne, wiercenie odwiertów małośrednicowych (*slim holes*) oraz pierwszego otworu geotermalnego. Później, kiedy zostanie wywierconych więcej otworów, a eksploatowanych będzie kilkanaście instalacji z głębokimi otworami geotermalnymi, a więc na rynku średnio dojrzałym, publiczne ubezpieczenie od ryzyka może być uznane jako właściwe narzędzie. Taka sytuacja może wystąpić w Polsce do 2020 r., albo niedługo później. Wówczas zostaną lepiej poznane struktury geologiczne, więcej inwestycji zostanie wdrożonych, ryzyko będzie ubezpieczane wspólnie dla wszystkich inwestycji i więcej instytucji finansowych będzie chciało uczestniczyć w inwestycjach. Ryzyko geologiczne będzie można wówczas łatwiej obniżyć i to przy niższych kosztach ubezpieczeń.

Zarządzanie tego rodzaju krajowym, publicznym narzędziem finansowym może być wykonywane wspólnie przez Ministerstwo, Urząd Regulacji Energetyki, Państwową Służbę Geologiczną i komisję ekspertów. Budżet w wysokości 40-60 mln euro, wydzielony z budżetu przez władze, powinien zapoczątkować tego rodzaju fundusz w Polsce. Kwota taka pozwoliłaby na pokrycie kosztów kolejnych 6-10 otworów (3-4 głębokich studni geotermalnych), przy maksymalnej kwocie gwarantowanej 6-7%. Jest to rodzaj ubezpieczenia wzajemnego, pozwalającego na rozwijanie inwestycji w obiecujących regionach oraz wchodzenie na nowe obszary geotermalne. Ostatnim etapem rozwoju inwestycji geotermalnych będzie sytuacja, kiedy rynek zostanie uznany za wystarczająco dojrzały, a wówczas ubezpieczalnie prywatne zaproponują ubezpieczenie od ryzyka po konkurencyjnych cenach.

Jeżeli ubezpieczenie od ryzyka zostanie uznane, jako warunek wstępny dla rozwoju inwestycji geotermalnych, opartych o głębokie wiercenia, to istotne znaczenie będą mieć dotacje i pożyczki finansowe na rzecz samej inwestycji oraz wspierania zakładów na etapie eksploatacji.

Ubezpieczenie od ryzyka powinno pokrywać etap poszukiwań i wiercenia pierwszego otworu (próbnego). Chodzi o sfinansowanie operacji wstępnych, zanim instytucje finansowe i Międzynarodowy Program Partnerski (IPP) będą mogły sfinansować wiercenia potwierdzające oraz budowę zakładów na powierzchni. Wydaje się zrozumiałe, że programy ubezpieczeniowe dla obniżania ryzyka muszą być zaprojektowane w odniesieniu do poziomu dojrzałości danego rynku i sektora (Rysunek):

- Pomoc dla inwestycji w formie pożyczek (dotacji) jest uznawana za właściwą na młodych rynkach. Zaczyna się od dotacji bezpośrednich, następnie pożyczek spłacalnych w przypadku powodzenia inwestycji, a następnie pożyczek umarzalnych czy zamiennych, które służą do sfinansowania drugiego otworu geotermalnego.
- Publiczne programy ubezpieczenia od ryzyka stosowane są na rynku o średnim poziomie rozwoju.
- Partnerstwo publiczno-prywatne w zakresie ubezpieczenia od ryzyka rozwija się na rynkach prawie dojrzałych na rzecz realizacji technologii bliskich zastosowaniom komercyjnym.
- Kiedy rynek jest dojrzały i panuje uczciwa konkurencja, sam rynek doceni inwestycje geotermalne za ich wartość i powstaną całkowicie prywatne programy ubezpieczenia od ryzyka.



Rys. 5.12.1.16. Istotne wsparcie inwestycyjne dla projektów geotermalnych według dojrzałości rynku

Polska: stan obecny

Koszyk energetyczny (źródła produkcji energii) w Polsce znacznie się różni od koszyka 28 państw UE (EU28), ze względu na znacznie wyższy udział paliw stałych (ok. 54%). W ostatnich 20 latach udział odnawialnych źródeł energii wzrastał szybciej niż średnia UE, od 4% w 1995 r. do 12% wartości brutto skonsumowanej energii w 2015 r. Jednak w tym samym okresie wzrósł także udział gazu o 5 punktów procentowych. Spadek natomiast dotyczy udziału paliw stałych (17 punktów procentowych).

Polska posiada ogólnie niską zależność od importu, chociaż ma on tendencję wzrostową, głównie ze względu na posiadanie własnych paliw stałych. Jednak zależność od importu jest wysoka w przypadku ropy naftowej, a także gazu, jeżeli chodzi o średnią dla UE. Polska importuje znaczne ilości ropy naftowej i gazu z Rosji.

Polski sektor energetyczny jest oparty historycznie na paliwach kopalnych, które występują w dużych ilościach w Polsce (9. co do wielkości pokłady węgla na świecie). W produkcji energii elektrycznej kluczową rolę odgrywają dwa główne czynniki: węgiel kamienny i węgiel brunatny, z których w Polsce powstaje prawie 90% energii elektrycznej.

W sektorze ciepłownictwa i klimatyzacji udział odnawialnych źródeł energii w Polsce wynosi ok. 14%. Kotły i piece węglowe mają znaczącą pozycję w Polsce: ponad 2 mln jednostek zainstalowanych (2013 r.). Ponadto Polska jest jednym z krajów o największej mocy cieplnej, zainstalowanej w ciepłowniach miejskich (DH): 57 GWth. Kogeneracja (CHP) także odgrywa dużą rolę w Polsce. Moc zainstalowana wynosi 21 GWth. Jednak udział odnawialnych źródeł energii (biomasa, geotermia i ogrzewanie solarne) w obydwu sektorach DH i CHP jest minimalny.

Dla celów ogrzewania i klimatyzacji budynków, technologie oparte na spalaniu węgla nadal mają wysoki, 36% idział w całkowitej, zainstalowanej mocy cieplnej w Polsce. Gaz, importowany głównie z Rosji (74% gazu zużywanego w Polsce pochodzi z importu), także stanowi dużą część paliwa spalanego dla celów ogrzewania i klimatyzacji budynków.

Tabela. 5.12.1.8. Zużycie energii elektrycznej i cieplenj w Polsce (źródło: IEA)

Źródło	Energia elektryczna (GWh)	Energia cieplna (TJ)
Węgiel	132.962	242.947
Olej	2.118	3.406
Gaz	6.387	20.167
Odpady	75	711
Hydroelektrownie	2.435	0
Zakłady geotermalne	0	0,1
Elektrownie słoneczne	57	0
Wiatr	10.858	0
inne	115	1.290

Potencjał zmiany paliw i źródeł energii jest znaczny zarówno w sektorze ogrzewania i klimatyzacji, jak i produkcji energii elektrycznej, a energia geotermalna może odegrać rolę w redukcji emisji dwutlenku węgla przez te sektory.

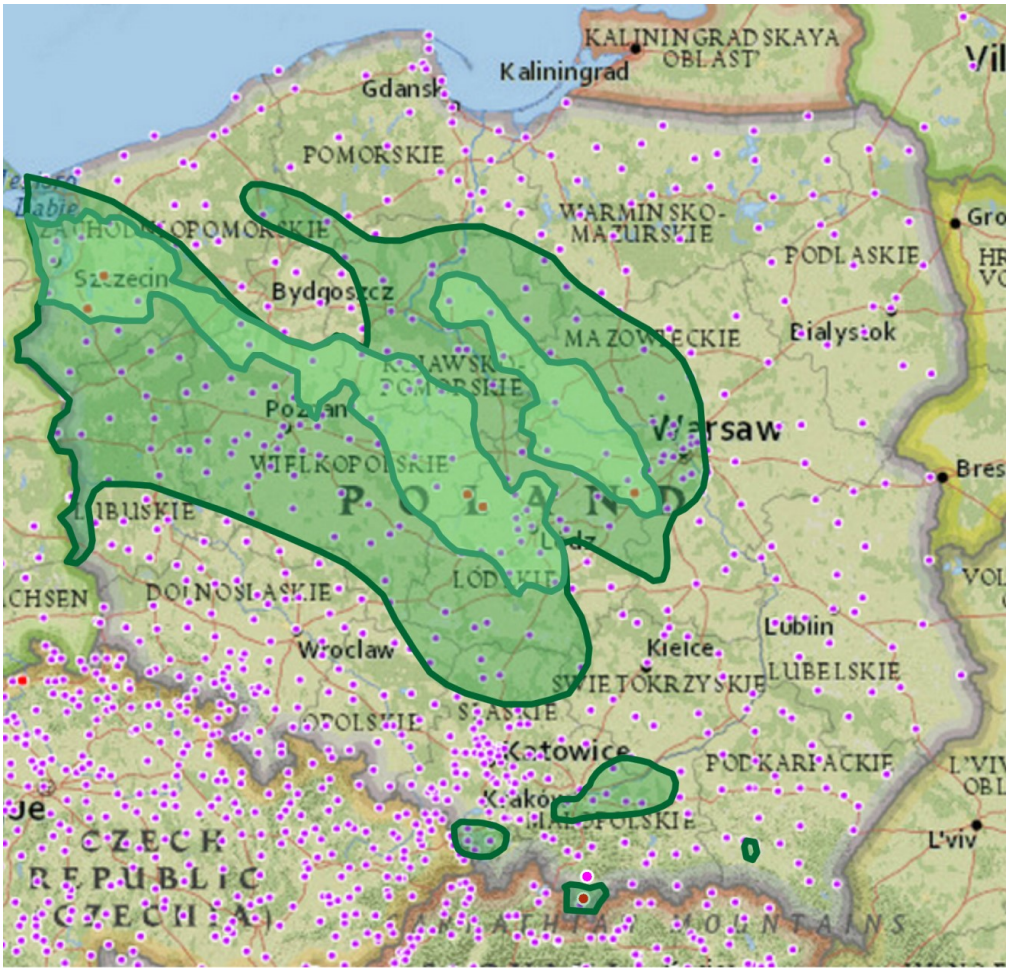
- **Węgiel jest głównym paliwem dla celów ogrzewania w Polsce**: w 2013 r. 36% zapotrzebowania na ciepło w budynkach było pokrywane przez spalanie węgla w kotłach.
- **Ogrzewanie budynków i przygotowanie ciepłej wody jest realizowane przez 443 ciepłownie miejskie, pokrywające 41% zapotrzebowania na ciepło**.
- Niecałe 5% ciepła dostarczanego przez ciepłownie miejskie produkuje się z odnawialnych źródeł, a mniej niż 1% ze źródeł geotermalnych.
- **Inwestycje grzewcze starzeją się**: większość instalacji ciepłowni miejskich została zbudowana w latach 1960. i 1970. w dużych osiedlach miejskich (budynki z wielkiej płyty).
- **Konwencjonalne kotły na węgiel i gaz używane w Polsce są również stare.**

Zasoby geotermalne w Polsce są bardzo interesujące dla potrzeb produkcji energii elektrycznej i cieplnej, ale jak dotąd dokonał się niewielki postęp w tym sektorze, w porównaniu do innych krajów europejskich. Rozwój instalacji geotermalnych w Polsce jest skromny, szczególnie w sektorze ciepłowniczym. Oznacza to, że należy usunąć pewne bariery i uwolnić wielki potencjał.

Większość terytorium Polski nadaje się do budowy ciepłowni geotermalnych, szczególnie dlatego, że na obszarach geotermalnych mieszka ok. 60% populacji kraju (zob. mapę).

Rynek ciepłowni geotermalnych jest młody, ale trwa jego rozwój (zapoczątkowany przed kilkoma laty). Można szacować, że w 2015 r. osiągnięto moc co najmniej 500 MWth i wielkość produkcji 714 GWh (2.500 TJ).

Należałoby zrealizować pilotażowe projekty elektrowni geotermalnych dla pokazania potencjału opartego na niskotemperaturowych zasobach energii.



Miasta z ciepłowniami geotermalnymi Miasta z ciepłowniami Potencjalne zbiorniki

Rys. 5.12.1.17. Mapa potencjału geotermalnego dla zakładów geotermalnych w Polsce (GEODH)

Polska leży na czterech dużych strukturach tektonicznych: Platformie Wschodnioeuropejskiej (północny wschód), Platformie Środkowoeuropejskiej (południowy zachód), pas orogenezy hercyńskiej (zachód) i fragment pasa alpejskiego, tj. Karpaty i Zapadlisko Przedkarpackie (południe). Najważniejsze zbiorniki zasobów geotermalnych, nadające się dla celów ogrzewania, leżą w środkowej i północnej Polsce (Niż Polski). Są one związane z formacjami mezozoicznymi tzw. Niecki Polskiej (wypełnione osadami permsko-mezozoicznymi, tworzącymi pokrywę nad starszymi formacjami).

Ogólnie mówiąc, warstwy wodonośne zawarte w formacjach Wczesnej Kredy, Wczesnej Jury i częściowo Wczesnego Triasu mają największy potencjał geotermalny w pokrywie permsko-mezozoicznej Niżu Polskiego. Dobre warunki występują także na Podhalu (część Karpat wewnętrznych, również na Słowacji) i miejscowo na niektórych terenach zewnętrznych Karpat i Zapadliska Przedkarpackiego. W ostatnich latach (2006-2013) potencjał geotermalny większości terytorium kraju został z prezentowany w serii atlasów regionalnych (Górecki, Hajto et al., 2006, 2011, 2013: Górecki, Sowizdzal et al., 2012; Barbacki et al., 2006; Solik-Heliasz, 2009). Przedmiotowe prace poszerzyły i zaktualizowały wiedzę, zawartą wcześniej w Geotermalnym Atlasie Europy (Hurter, S. i Haenel, R., 2002).

Euroheat and Power (2013) pokazuje, że w Polsce nastąpił znaczny wzrost zużycia gazu w poprzednim dziesięcioleciu. Jednak w przypadku nowych instalacji DH i CHP oczekuje się wzrostu zużycia paliw odnawialnych, a szczególnie biomasy.

Węgiel jest głównym paliwem w Polsce. Ok. 76% ciepła dostarczonego wyprodukowano ze spalania węgla i jego produktów, natomiast gazu zużyto 6,77% a oleju i paliw ropopochodnych 6,18%. Głęboka geotermia ma najniższy udział (0,09%), a po niej geotermalne pompy ciepła (0,02%) (EHP, 2013).

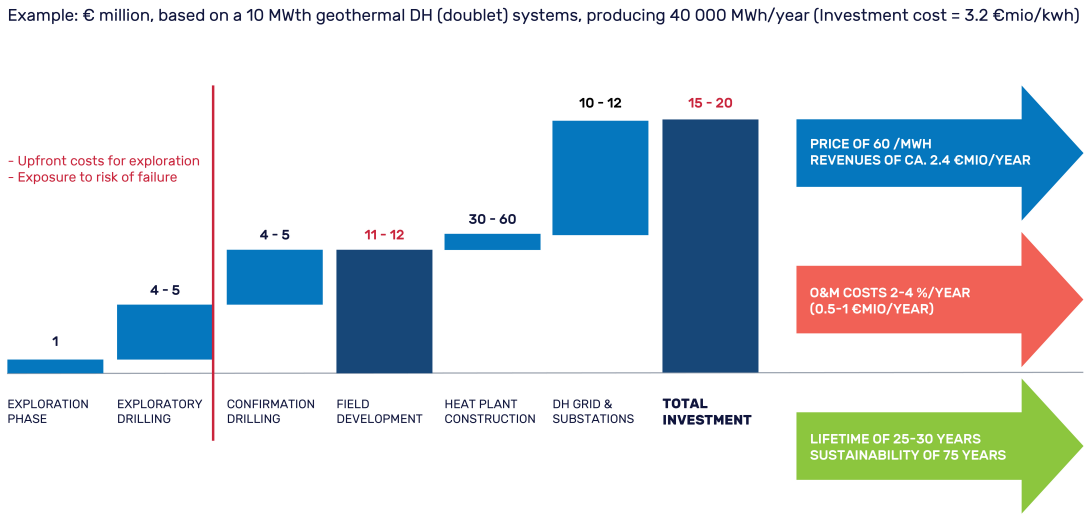
W 2011 r. w Polsce było eksploatowanych ok. 500 ciepłowni miejskich. Obecnie (2017) istnieje 6 geotermalnych ciepłowni, głównie na Podhalu, o najwyższej zainstalowanej mocy cieplnej 40,7 MWth (w sumie ok. 81 MWth) i Pyrzycach, gdzie moc zainstalowana wynosi 35,2 MWth (w sumie ok. 48 MWth).

Tabela 5.12.1.9. Miasta z geotermalnym system grzewczym

Lokalizacja	Moc (MWth)
Podhale	40.7
Pyrzyce	35.2
StargardSzczeciński	12.6
Mszczonów	6.4
Poddębice	3.8
Uniejów	3.5

Ryzyko inwestycji geotermalnych: ryzyko zasobów

Rozwijanie inwestycji geotermalnych obciążone jest kilkoma czynnikami ryzyka, a najważniejsze z nich to ryzyko zasobów. Dotyczy ono głównie głębokootworowych inwestycji geotermalnych oraz niektórych płytkootworowych instalacji.



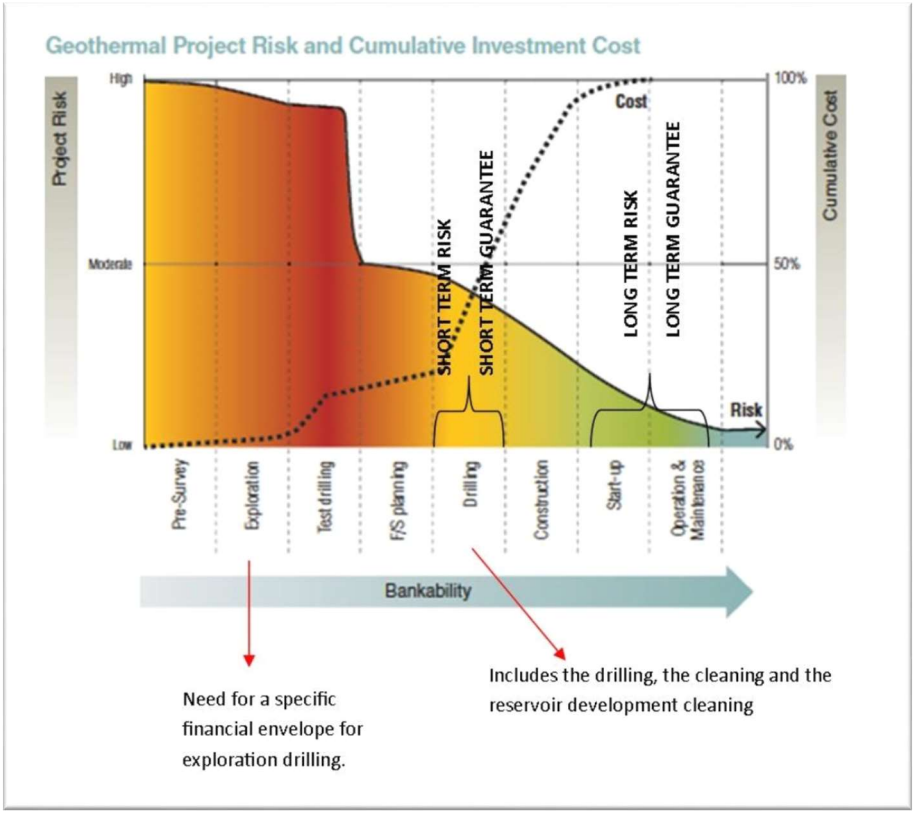
Rys. 5.12.1.18. Struktura kosztów typowego geotermalnego projektu ciepłownictwa w Europie

Oprócz braku finansowania poszukiwań zasobów geotermalnych kredytowanie inwestycji geotermalnych jest zagrożone ryzykiem geologicznym. Ryzyko geologiczne obejmuje:

- Ryzyko krótkoterminowe, związane z tym, że niekoniecznie znajdzie się ekonomicznie zrównoważone zasoby geotermalne po wykonaniu wierceń;
- Ryzyko długoterminowe, związane z tym, że zasoby geotermalne mogą ulec naturalnemu wyczerpaniu, co uczyni eksploatację ekonomicznie nieopłacalną.

Dostępne dane geologiczne pomagają ustalić zasoby geotermalne i dać wskazówki, co do ich opłacalności, ale jedynym sposobem usunięcia ryzyka geologicznego i potwierdzenia zasobów geotermalnych jest rzeczywiste rozpoczęcie robót poszukiwawczych i wiertniczych. Wymaga to od wykonawców i inwestorów wyłożenia z góry znacznych kwot pieniężnych, bez pewności, iż zasoby geotermalne będą dostępne i opłacalne, a te aspekty mogą zapewnić kredytowanie inwestycji.

Jak dotąd, niewielka liczba inwestycji z wykorzystaniem głębokich otworów geotermalnych nie pozwala na uzyskanie w Polsce wystarczającej bazy danych statystycznych dla oceny prawdopodobieństwa powodzenia inwestycji. Z tego względu inwestorzy starają się znaleźć publiczne lub prywatne środki, pozwalające na zmniejszenie ryzyka zasobów, na dogodnych warunkach finansowych w tego rodzaju okolicznościach. Polski program finansowania miałby na celu zastąpienie niedostępnych polis ubezpieczeniowych od ryzyka zasobów i ułatwienie inwestowania w przedsięwzięcia geotermalne dla produkcji energii elektrycznej i cieplnej.



Rys.5.12.1.19. Ryzyko inwestycji geotermalnych oraz skumulowane koszty inwestycji (zmieniony wykres ESMAP, kwiecień 2012, GEOELEC)

Dopóki pierwszy otwór nie dotrze do zbiornika geotermalnego, inwestor nie może być pewny dokładnych parametrów (temperatury i wydajności wody) planowanej instalacji dla potrzeb produkcji energii elektrycznej lub cieplnej z geotermii. Po wykonaniu wierceń prowadzi się próby pomp, by dokonać pomiarów temperatury i warunków hydrologicznych oraz ustalić ryzyko zasobów, a dobre wyniki i perspektywy mogą przyciągnąć kapitał zewnętrzny.

Fundusze ubezpieczenia od ryzyka geologicznego już w niektórych krajach europejskich istnieją (Francja, Niemcy, Islandia, Holandia i Szwajcaria). Ryzyko geologiczne jest powszechnym problemem w całej Europie, w krajach, w których inwestorzy przedsięwzięć geotermalnych nie są w stanie przyjąć ryzyka zasobów w ramach własnych kosztów inwestycji. Wówczas mogą sięgnąć po prywatne polisy ubezpieczeniowe. Np. w Niemczech zakłady ubezpieczeń i brokerzy są szkoleni, by zdobyć doświadczenie w zakresie szacowania ryzyka zasobów. Są w stanie opracować właściwe polisy ubezpieczeniowe na rzecz inwestorów w obiekty geotermalne. W innych krajach europejskich prywatny sektor ubezpieczeniowy powstrzymuje się od tego rodzaju działalności.

W tym kontekście niektóre rządy podjęły działania na rzecz zorganizowania krajowego funduszu ubezpieczeniowego w celu dalszego rozwijania przedsięwzięć geotermalnych (Francja, Holandia, Niemcy, Islandia i Szwajcaria). Tam, gdzie utworzono tego rodzaju fundusze, wyróżnia się dwie formy ubezpieczenia:

- gwarancja pokrycia szkód w przypadku ich wystąpienia;
- pożyczki gwarantowane.

Techniczne szczegóły dotyczące ryzyka geologicznego

Potwierdzenie zasobów geotermalnych w wyniku wykonania wiercenia próbnego jest kapitałochłonne i trudno jest na nie znaleźć źródła finansowania, ze względu na poziom ryzyka handlowego przy finansowaniu rynkowym.

Jak objaśniliśmy w pierwszej części, dotyczącej braku wiedzy o zasobach geotermalnych, poszukiwania dają istotne informacje dla zbudowania bazy danych, zanim przystąpimy do wiercenia otworów. Oprócz poszukiwań dwa inne rodzaje ryzyka zagrażają finansowaniu inwestycji geotermalnych: ryzyko nieznalezienia właściwych zasobów (ryzyko krótkoterminowe) i ryzyko wyczerpania się z czasem zasobów naturalnych (ryzyko długoterminowe).

Ze względu na istnienie ryzyko zasobów stosuje się znacznie wyższe taryfy ubezpieczeniowe, konieczne głównie dlatego, że stopa zwrotu z kapitału jest wyższa ze względu na premię od ryzyka w przypadku wczesnego zgłoszenia roszczenia.

Jeżeli chodzi o wiercenia głębokich otworów geotermalnych dla produkcji energii elektrycznej i cieplnej w Polsce, to programy redukcji ryzyka będą dotyczyć etapu poszukiwań, a więc ryzyka krótkoterminowego i długoterminowego.

a) ETAP POSZUKIWAŃ

Celem poszukiwań zasobów geotermalnych jest uzyskanie pewnych danych na temat zasobów. Można je zdobyć na podstawie badania powierzchni ziemi i (lub) wierceń poszukiwawczych.

Otwory poszukiwawcze niekoniecznie będą się nadawać na otwory produkcyjne. Skupiają się na zbieraniu danych geofizycznych. Jednak jeżeli wynik poszukiwania okaże się korzystny, to wykonany otwór może być przydatny jako studnia do produkcji lub zatłaczania płynu geotermalnego.

Nie ma określonych kryteriów, świadczących o powodzeniu lub niepowodzeniu poszukiwań. Stopień powodzenia ustala się empirycznie. Stąd ubezpieczenie jest uznawane za niewłaściwe dla poszukiwań. Poszukiwania wymagają raczej pomocy w formie finansowania ze środków publicznych.

b) RYZYKO KRÓTKOTERMINOWE

W odniesieniu do ryzyka krótkoterminowego ubezpieczenie ma na celu pokrycie kosztów jednego lub kilku otworów w przypadku, kiedy zasoby geotermalne okażą się nieopłacalne ekonomicznie (zob. opis terminów ‘koszty kwalifikowalne i ‘wskaźnik pokrycia ryzyka’).

Mogą tu mieć zastosowanie dwa rodzaje ubezpieczenia: gwarancja pokrycia szkód po ich wystąpieniu lub gwarantowana pożyczka.

Gwarantowana pożyczka ma tę zaletę, że służy, jako źródło finansowania, a jednocześnie zapewnia pewnego rodzaju ubezpieczenie, ponieważ pożyczka zostanie anulowana, jeżeli zmaterializuje się ryzyko zasobów. Jednak pożyczka taka wymaga niezwłocznej wypłaty środków. To właśnie poważnie ogranicza finansową elastyczność funduszu ubezpieczeniowego.

Gwarancja pokrycia szkód po ich wystąpieniu nie stanowi źródła finansowania inwestycji geotermalnych. Niemniej jednak okazała się skuteczną formą ubezpieczenia w krajach członkowskich UE, w których istnieje, ponieważ pozwala inwestorom w przedsięwzięcia geotermalne na pozyskanie kapitału zewnętrznego. Z punku widzenia rozliczeń środki zostają zamrożone po przyznaniu gwarancji, ale zostaną uruchomione po wystąpieniu ryzyka. Jako taka, gwarancja pozwala na pewną ulgę finansową wobec funduszu, a jej elastyczność zapewnia, iż wiele inwestycji można objąć taką gwarancją jednocześnie.

W odniesieniu do wyżej wspomnianych warunków można uznać, że gwarancja pokrycia szkód po ich wystąpieniu będzie preferowana w Funduszu Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego.

c) RYZYKO DŁUGOTERMINOWE

Co do ryzyka długoterminowego, ubezpieczenie ma na celu pokrycie pozostałej, niezamortyzowanej wartości otworów i pętli geotermalnej, jak również strat zasobów geotermalnych (zob. ‘koszty kwalifikowalne’ i ‘wskaźnik pokrycia ryzyka’).

Pokrycie ryzyka “długoterminowego” powinno uwzględniać pewne specyficzne elementy. Naturalne pogorszenie się parametrów zasobów stanowi standardowe ryzyko techniczne, jakie operator ciepłowni musi uwzględniać przy właściwej eksploatacji zbiornika. Oferowanie opcji z ubezpieczeniem ryzyka “długoterminowego” nie powinno prowadzić do sytuacji klasycznego ryzyka moralnego, w której niezamierzonym skutkiem jest “niezrównoważona eksploatacja zbiornika”.

Jak objaśniliśmy wcześniej, Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego zapewnia gwarancję pokrycia szkód po ich wystąpieniu dla pokrycia ryzyka długoterminowego, zważywszy na zalety rozliczeniowe tej opcji względem gwarantowanej pożyczki.

Miary techniczne i inne obniżania ryzyka

Należy dokładnie ocenić kilka czynników ryzyka (np. techniczne, finansowe czy środowiskowe) na etapie poszukiwań czyli w okresie, kiedy model zasobów podziemnych nie jest znany, zasoby nie są dokładnie udokumentowane, a scenariusze rozwoju sytuacji niejednoznacznie określone.

Niektóre tego rodzaju ryzyka można zmniejszyć, dzięki rozwojowi technologicznemu w zakresie badań, budowy czy innowacji technicznej. Ryzyka związane z inwestycjami EGS (zaawansowane systemy geotermiczne) i wystąpienia deformacji powierzchni ziemi w trakcie eksploatacji płytkich zbiorników należy także uwzględnić i dlatego konieczne są działania technologiczne dla obniżenia takiego ryzyka, podejmowane właściwie w ramach planowania.

Zakłada się, że na wczesnych etapach poszukiwania przyjmuje się ramy polisy ubezpieczeniowej dla obniżenia ryzyka efektu poszukiwań. Ubezpieczenie powinno to działać, jako zachęta do dalszych prac, dopóki nie zostanie poznany poziom ryzyka,

a wówczas inwestor i wykonawca będą kontynuować poszukiwania i budowę na własną odpowiedzialność i z własnych środków.

- Potencjał rozwoju technologicznego

Celem inwestora jest zdobycie lepszych danych i opracowań, np. korzystając z wysokiej jakości, publicznych baz danych, przydatnych na etapie poszukiwań.

Obejmuje to rozwijanie zaawansowanego podejścia, wytycznych i narzędzi oceny ryzyka poszukiwań i jego obniżania, co ułatwi proces podejmowania decyzji. Inne kwestie to działalność badawczo-rozwojowa i innowacyjna mająca na celu optymalizację ekonomiczną poszukiwań: wiercenia odwiertów małośrednicowych, standardowych studni poszukiwawczych, metody wczesnej oceny zbiornika i jego wydajności, wytycznych dla oceny i obniżania ryzyka, metodologii ustalania perspektyw ekonomicznych i przewidywanych możliwości obniżenia kosztów.

Roboty wiertnicze mogą również pozwolić na dalsze obniżenie ryzyka w wyniku uzyskania nowych danych geologicznych, co pomoże w podejmowaniu inicjatyw handlowych, a następnie sfinansowanie kolejnych poszukiwań dzięki udokumentowaniu otworów w danym regionie, w oparciu o inicjatywy handlowe.

Na końcu rozwoju technologicznego oczekujemy poprawy operacji technicznych, dzięki wyciąganiu wniosków z praktyki („nauka z doświadczenia wiertniczego"). Średni poziom powodzenia wierceń wzrasta wraz z liczbą wywierconych otworów. W sumie koszty wiercenia będą spadać, kiedy coraz więcej inwestycji będzie realizowanych w danym regionie oraz kiedy inwestycje takie będą korzystać z wielu studni geotermalnych. Tego rodzaju redukcja kosztów została praktycznie osiągnięta w Unterföhring (Niemcy) przez firmę Erdwerk GmbH. W 2009 r. pierwszy z dwóch otworów kosztował 1.400 euro/m, dwa lata później przy inwestycji w Ismaning koszty wiercenia wyniosły 1.150 euro/m, a w 2014 r. dwa nowe otwory wywiercono dla celów rozbudowy instalacji w Unterföhring po koszcie 1.100 euro/m. Oznacza to, że w ciągu pięciu lat koszty wiercenia zostały zmniejszone o ponad 25%, zasadniczo w wyniku wyciągania wniosków z praktyki wiertniczej.

- Potencjał środków prawnych i finansowych

Niektóre środki prawne są uznawane za warunek wstępny dla stworzenia korzystnych ram rozwijania głębokich technologii geotermalnych. Tak się dzieje, jeżeli:

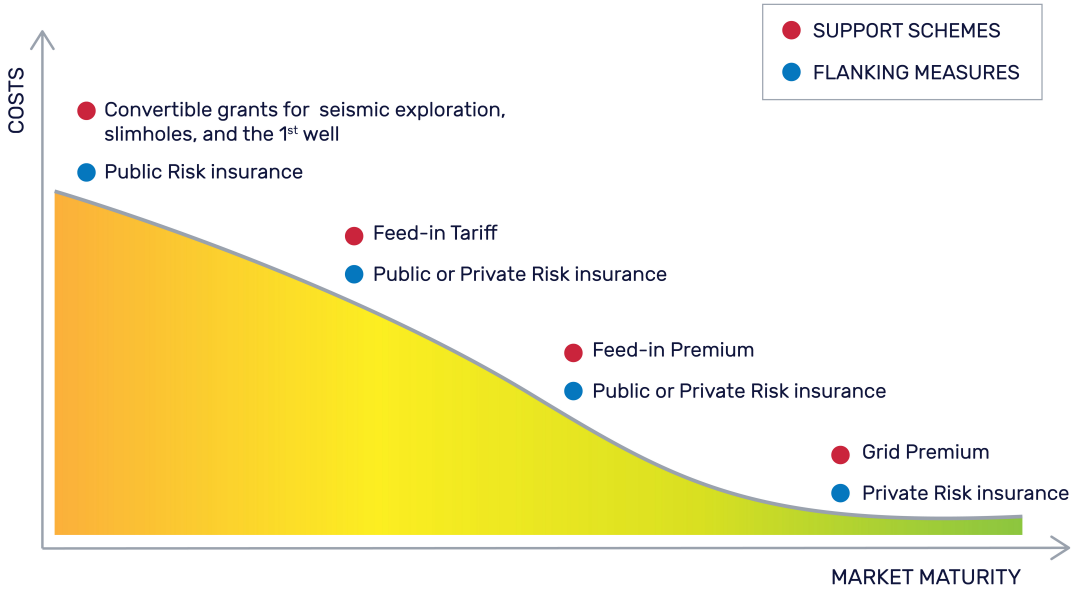
- Istnieją łatwo osiągalne informacje o zasobach geotermalnych, przydatne dla głębokich instalacji geotermalnych. W niektórych krajach dane geologiczne są udostępniane inwestorom (np. w Holandii po pięciu latach).
- Istnieje potrzeba jasnego zdefiniowania procedur i instytucji wydających pozwolenia (np. Francja, Polska i Dania). Należy powołać jedną instytucję dla takich celów.
- Zasady dotyczące procedur dopuszczania i licencjonowania inwestycji muszą być uczciwe i uproszczone, a także łatwo przenaszalne na szczebel administracji regionalnej (wojewódzkiej) czy lokalnej (powiatowej, gminnej, jeżeli to możliwe).
- Procedury administracyjne dla licencjonowania instalacji geotermalnych muszą być dostosowane do ich celów. Muszą być proste, a obowiązki nakładane na wnioskodawców muszą być takie, jak wymaga tego poziom kompleksowości inwestycji geotermalnych, jej koszty i potencjalne skutki.
- Należy zagwarantować prawa własności.
- Prawodawstwo powinno mieć na celu ochronę środowiska i ustalanie priorytetów dla użytkowania zasobów podziemnych: energia geotermalna powinna uzyskać pierwszeństwo przed innymi rodzajami użytkowania warstw podziemnych, np. dla pozyskiwania niekonwencjonalnych paliw kopalnych, wychwytywania i składowania CO_2 (CCS) i składowania odpadów promieniotwórczych.

Za wyjątkiem kilku europejskich uczestników rynku, działających w dobrze rozwiniętych regionach geotermalnych, inwestorzy mają niewielkie możliwości zarządzania swoim ryzykiem finansowym, czego przyczyną jest słaba znajomość struktur geologicznych, brak postępu technologicznego i wysokie koszty. W rezultacie prawdopodobieństwo wartości bieżącej netto przepływów gotówkowych inwestycji, ważone perspektywą jej powodzenia lub porażki, jest najczęściej bardzo negatywne, co skutecznie wyklucza udział prywatnego kapitału z inwestowania w zakłady produkcji energii geotermalnej.

Jednak wraz z rozwojem technologii (wzrastającym prawdopodobieństwem powodzenia w znajdowaniu i rozwijaniu rezerw energii geotermalnej), połączonym ze wzrostem doświadczenia, a więc obniżeniem kosztów, inwestorzy będą w końcu mogli sami przyjąć, a tam, gdzie to właściwe, przenieść ryzyka inwestycji (techniczne, ekonomiczne, handlowe, organizacyjne i polityczne) w taki sposób, że prywatne źródła finansowania staną się dostępne. Do owej pory Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego jest uznawany za niezbędną formę pomocy publicznej dla inwestycji geotermalnych.

Finansowanie ze środków publicznych może mieć formę jednego kilku innowacyjnych instrumentów finansowych takich, jak dotacje i pożyczki: dotacje bezpośrednie, pożyczki spłacalne w przypadku powodzenia inwestycji lub zamienne, ubezpieczenia i gwarancje. Ich celem jest sfinansowanie otworów próbnych i w ten sposób poprawienie ekonomiki inwestycji. Publiczny Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego może pomóc w zredukowaniu koniecznych, uśrednionych taryf opłat za energię, co szczególnie opóźnia wejście prywatnych inwestorów o 2-4 lata przy danej inwestycji. Przy niższym ryzyku stopa zwrotu, żądana przez prywatnych kredytodawców i ubezpieczycieli, będzie także niższa.

Programy pomocy dla inwestycji geotermalnych, dostosowane do poziomu dojrzałości technologii



Rys. 5.12.1.20. Systemy wsparcia dla geotermii dostosowane do dojrzałości technologicznej

Ukierunkowanie dla programu ubezpieczeń ryzyka w Polsce

Obecnie oferowane w Polsce fundusze publiczne nie pozwalają na pokrycie ryzyka zasobów. Konieczne są nowe programy finansowania. Na chwilę obecną istnieje niewiele głębokich instalacji geotermalnych dla produkcji energii elektrycznej i cieplnej w Polsce, co sprawia, że baza informacji statystycznych nie jest wystarczająca dla oceny prawdopodobieństwa powodzenia inwestycji. Z tego względu inwestorzy zakładów geotermalnych starają się znaleźć instrumenty ubezpieczeniowe (publiczne lub prywatne), na znośnych warunkach, dla pokrycia ryzyka zasobów. W takich okolicznościach fundusze publiczna mają na celu wypełnienie luki w prywatnych ubezpieczeniach od ryzyka zasobów i ułatwienie inwestowania w geotermalną produkcję energii elektrycznej i cieplnej.

Fundusz ubezpieczeniowy powinien funkcjonować na zasadzie tworzenia puli ryzyka zasobów, łącząc wszystkie inwestycje w zakłady geotermalne: elektrownie i ciepłownie, planowane i realizowane w Polsce. Pieniądze publiczne powinny w pierwszym rzędzie spowodować obniżenie ryzyka, a kiedy rynek rozwinie się i stanie się dojrzały, to Fundusz zastąpią prywatne polisy ubezpieczeniowe.

Biorąc pod uwagę ważkość poszukiwań dla potrzeb nowej generacji głębokich otworów geotermalnych, fundusz ograniczenia ryzyka powinien dać jakiś poziom finansowania badań poszukiwawczych. Tego rodzaju finanse mogą mieć formą zaliczki zwrotnej. Pozwoliłoby to na pokrycie części kosztów poszukiwań, bez obniżania zasobów funduszu, ponieważ zaliczka byłaby w przyszłości zwracana.

Tego rodzaju ubezpieczenia pokryją ryzyko krótko- i długoterminowe. Głównym kryterium obniżenia ryzyka będzie połączony wskaźnik wydajności wody i temperatury wody. Gwarancja powinna pokrywać koszty wiercenia otworu w przypadku częściowego lub całkowitego niepowodzenia inwestycji (częściowe z pokryciem do 90%). Ubezpieczenie mogłoby być gwarantowane funduszami publicznymi i prywatnymi oraz subskrypcjami, wykupowanymi przez inwestorów.

Można przyznawać zaliczki zwrotne lub zamieniane. Musiałyby być albo spłacane, albo zamieniane (na inne instrumenty finansowe), jeżeli zostanie rozpoczęta produkcja w zakładzie geotermalnym. W przypadku spłaty kwota spłacana funduszowi może być podwyższona. Można stosować klasyczne lub obniżone stopy procentowe. Należy je ustalać w umowie i zmieniać

w zależności od oszacowania ryzyka poszukiwań energii geotermalnej. Powinny pokrywać koszty wiercenia otworów poszukiwawczych i badań geofizycznych. Koszty poszukiwań dotyczące technologii EGS powinny być także objęte tego rodzaju instrumentami.

Opcje kryteriów kwalifikacji

Kryteria kwalifikowalności (uznawania) kosztów pozwolą ekspertom z Komisji Funduszu ocenić wnioski i wartości wnioskowane do wypłacenia z ubezpieczenia, w stosunku do każdego etapu ubezpieczania inwestycji geotermalnej. Ustala się kryteria kwalifikowalności zarówno, co do zakresu wniosku, jak i poziomu roszczenia ubezpieczeniowego.

a) KRYTERIA KWALIFIKOWALNOŚCI DLA WNIOSKÓW SKŁADANYCH FUNDUSZOWI

Wnioski finansowe dla potrzeb obniżenia ryzyka inwestycji mogą się różnic, w zależności od rodzaju wymaganego ubezpieczenia (zaliczka zwrotna, krótkoterminowa gwarancja lub długoterminowa gwarancja). Bez względu na etap inwestycji podany we wniosku pewne wymagania będą wspólne dla każdego wniosku.

Obowiązek ujawnienia zebranych danych

Każdy inwestor pragnący odnieść korzyści z gwarancji, wydawanej przez Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego będzie musiał ujawnić Funduszowi wszystkie dane, zebrane w okresie realizacji inwestycji geotermalnej. Przedmiotowe dane to na przykład, ale nie tylko:

- Temperatura;
- Głębokość i grubość (miąższość) zbiornika;
- Wydajność wody;
- Budowa geologiczna;
- Porowatość skał;
- Przenikalność skał;
- Analiza geochemiczna płynu geotermalnego;
- Wyniki pomiarów sejsmicznych;

Umowa referencyjna powinna ustalać zakres danych, jakie należy ujawnić, a także okres karencji do chwili publicznego udostępnienia danych. Umowa powinna także przewidywać, że każde naruszenie obowiązku ujawnienia danych spowoduje albo rozwiązanie umowy ubezpieczeniowej, albo rewizję polisy ubezpieczeniowej, a szczególnie zmianę wysokości ubezpieczenia. Dane będą składane w postaci indywidualnego i wyczerpującego raportu, zgodnie z postanowieniami umowy referencyjnej. Zebrane dane posłużą do budowania Publicznej Bazy Danych Geotermalnych.

Informacje publiczne i poufne w ramach procedury wnioskowania

W zakresie informacji składanych Funduszowi, umowa referencyjna ustali, jakie dane mogą być ujawnione publicznie od razu, a jakie po pewnym, ustalonym czasie.

Ponadto jeżeli wnioskodawca będzie chciał utajnić pewne informacje (np. jaką technologię będzie stosował), tego rodzaju zastrzeżenia złoży w osobnym dokumencie. Umowa referencyjna ustali, czy tego rodzaju informacje zostaną ujawnione, a jeżeli tak, to kiedy.

Kryteria korzystania z zaliczek zwrotnych i zamiennych

We wniosku o zaliczkę zwrotną lub zamienną, inwestor zawrze następujące informacje:

- Szczegółowa prezentacja inwestycji (nazwa, forma prawna, informacje o wykonawcach i kluczowy personel);
- Miejsce poszukiwań źródeł geotermalnych;
- Szczegółowe badania powierzchni gruntu oraz wszelkie istotne dokumenty i informacje, dowodzące istnienia zasobów geotermalnych o wartości handlowej;
- Szczegółowy program robót poszukiwawczych;
- Dostępne formy finansowania i dowód kondycji finansowej dla potrzeb wykonania całego programu poszukiwań;
- Pozwolenia prawne i licencje (koncesje);

Szczególny przypadek technologii EGS: w przypadku rozpatrywania wniosku dotyczącego EGS inwestor dodatkowo przedłoży:

- Koncepcję zagospodarowania zbiornika geotermalnego;
- Wyniki badań sejsmicznych;
- Modelowanie stymulacyjne, tj. spodziewane skutki stymulacji chemicznej, hydraulicznej i termalnej.

Kryteria korzystania z krótkoterminowej gwarancji ubezpieczenia od ryzyka

Inwestor będzie miał prawo do wnioskowania o gwarancję krótkoterminową, bez względu na to, czy otrzymał zaliczkę zwrotną, czy nie. W przypadku starania się o krótkoterminową gwarancję inwestor przedłoży następujące informacje:

- Szczegółowa prezentacja inwestycji (nazwa, forma prawna, informacje o wykonawcach i kluczowy personel);
- Czy przyznano zaliczkę zwrotną;
- Miejsce poszukiwań źródeł geotermalnych;
- Studium wykonalności w wyniku poszukiwań, jeżeli wyniki udowodnią prawdopodobieństwo przyszłej produkcji energii elektrycznej i cieplnej w danej inwestycji geotermalnej;
- Studium wykonalności, które powinno szczególnie podkreślić spodziewany poziom wydajności wody i jej temperaturę;
- Szczegółowy program otworów i badań geofizycznych;
- Koncepcja zakładu (produkcja energii elektrycznej i (lub) cieplnej) oraz zamierzony sposób wykorzystania energii. W szczególności inwestor opracuje krzywą, obrazującą możliwą do odzyskania energię (produkcja energii cieplnej), na podstawie osiągniętej wydajności wody i jej temperatury;
- Wyniki i analiza badań sejsmicznych;
- Pozwolenia prawne i licencje (koncesje) wymagane dla eksploatacji, dowody zgodności z wymaganiami prawnymi (np. ocena wpływu na środowisko, informacje publiczne).

W przypadku technologii EGS inwestor dodatkowo przedłoży:

- Stopień, w jakim inwestycja zawiera innowacje techniczne;
- Program zagospodarowania zbiornika geotermalnego;
- Planowane formy stymulacji;
- Planowany monitoring sejsmiczny.

Kryteria korzystania z długoterminowej gwarancji ubezpieczenia od ryzyka

Inwestor będzie miał prawo do wnioskowania o gwarancję długoterminową, jeżeli otrzymał gwarancję krótkoterminową, albo jeżeli jest w stanie przedłożyć Funduszowi wszelkie istotne wyniki etapu wierceń. Jeżeli inwestor wcześniej nie korzystał z krótkoterminowej gwarancji, to Fundusz w każdym przypadku osobno zadecyduje, czy inwestor może wystąpić o gwarancję długoterminową. W przypadku starania się o długoterminową gwarancję inwestor przedłoży następujące informacje:

- Szczegółowa prezentacja inwestycji (nazwa, forma prawna, informacje o wykonawcach i kluczowy personel);
- Czy przyznano krótkoterminową gwarancję ubezpieczenia od ryzyka;
- Miejsce poszukiwań źródeł geotermalnych;
- Wyniki etapu wierceń poszukiwawczych, a w szczególności osiągniętą wydajność i temperaturę wody;
- Plan finansowy etapu eksploatacyjnego (np. zwrot z inwestycji, finansowanie inwestycji, wstępna wartość otworu (otworów) i pętli;
- Koncepcja zakładu produkcji energii elektrycznej, zamierzony sposób wykorzystania energii w przypadku zubożenia zasobów oraz krzywa, obrazująca możliwą do odzyskanie energię (produkcja energii cieplnej), na podstawie osiągniętej wydajności wody i jej temperatury;
- Pozwolenia prawne i licencje (koncesje), wymagane dla eksploatacji, dowody zgodności z wymaganiami prawnymi;
- Program eksploatacji i utrzymania zakładu, w tym częstotliwość i metody sterowania oraz sprawdzane lub kontrolowane parametry;

Bez względu na etap inwestycji, dla której inwestor stara się o ubezpieczenie, pewne wymagania będą wspólne dla każdego wniosku.

Obowiązek stosowania środków stymulacji przed złożeniem wniosek ubezpieczeniowy

Bez względu na to, czy inwestycja będzie produkować energię elektryczną czy cieplną, za pomocą technologii konwencjonalnej czy EGS, inwestor będzie mógł złożyć wniosek ubezpieczeniowy tylko wtedy, kiedy zastosował wszystkie istotne środki stymulacji albo dla stwierdzenia opłacalności zasobów, albo dla uniknięcia ich pogorszenia (wyczerpania).

Środki stymulacji zostaną ustalone przez zarząd Funduszu i będą nadzorowane przez eksperta-sprawozdawcę.

Informacje publiczne i poufne w ramach procedury składania wniosków

Umowa referencyjna ustali, jakie informacje podane przez inwestora we wniosku ubezpieczeniowym zostaną w przyszłości ujawnione publicznie, a jeżeli tak, to kiedy.

W tym zakresie zarząd Funduszu i eksperci, powołani przez zarząd, będą przestrzegać obowiązku zachowania poufności i nie będą ujawniać przedmiotowych informacji do ustalonego terminu.

Powołanie Funduszu

Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego będzie udostępniał środki dla podmiotów prywatnych i publicznych, rozwijających produkcję energii elektrycznej i cieplnej ze źródeł geotermalnych w Polsce. Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego będzie finansował etap poszukiwań oraz pokrywał ryzyko krótkoterminowe i długoterminowe. W odniesieniu do każdego etapu inwestycji Fundusz pokryje część kosztów, ponoszonych przez inwestora: tych kosztów, które zostaną uznane za kwalifikowalne, oraz do pewnego poziomu kosztów, zapisanego w umowie.

a) ETAP POSZUKIWAŃ

Koszty uznane za kwalifikowane, a dotyczące etapu poszukiwań, to głównie koszty wiercenia otworów poszukiwawczych. Będą one w szczególności obejmować na przykład takie koszty, ale nie tylko:

- Instalacja i mobilizacja wiertnicy;
- Sam proces wiercenia otworu;
- Zabezpieczenie otworu;
- Czyszczenie;
- Testowanie otworu i jego ulepszanie;
- Zarządzanie robotami wiertniczymi.

Szczególny przypadek technologii EGS: W przypadku EGS, poszukiwania mogą obejmować szczególne koszty, odnoszące się do koncepcji zagospodarowania zbiornika geotermalnego. Są to koszty kwalifikowalne dla objęcia ubezpieczeniem.

Koszty kwalifikowalne zostaną opisane w referencyjnej umowie ubezpieczeniowej, podpisanej przez inwestora i Fundusz.

W odniesieniu do etapu poszukiwań, pomoc finansowa może mieć formę zaliczki zwrotnej.

W zależności od oceny ryzyka przez niezależnych ekspertów i wartości kosztów kwalifikowalnych pewna kwota zostanie zwolniona na pokrycie przedmiotowych kosztów. Kwota ta zostanie ustalona w umowie, osobno dla każdego wniosku. Jeżeli inwestor odniesie korzyści z krajowych dotacji na wiercenia poszukiwawcze, to wartość dotacji zostanie odjęta od kwoty zaliczki zwrotnej.

Ponieważ kryteriów powodzenia lub porażki inwestycji nie można ustalić dokładnie dla etapu poszukiwań, zaliczka zostanie zwrócona po rozpoczęciu produkcji. Umowa referencyjna określi termin początkowy inwestycji i terminy wypłat.

Jeżeli chodzi o zwrot zaliczki, to kwota zwracana zostanie podwyższona. Stopa procentowa oraz współczynnik podwyższenia zaliczki zwracanej należy zapisać w umowie.

b) RYZYKO KRÓTKOTERMINOWE

Koszty uznane za kwalifikowalne w odniesieniu do ubezpieczenia ryzyka krótkoterminowego mogą się różnić w zależności od rodzaju technolog, zastosowanej do produkcji energii elektrycznej lub cieplnej ze źródeł geotermalnych.

Produkcji energii cieplnej i elektrycznej ze źródeł geotermalnych w technologiach konwencjonalnych

Koszty uznane za kwalifikowalne będą to koszty wiercenia pierwszego otworu produkcyjnego i (lub) zatłaczającego. Będą one w szczególności obejmować na przykład takie koszty, ale nie tylko:

- Instalacja i mobilizacja wiertnicy;
- Sam proces wiercenia otworu;
- Zabezpieczenie otworu;
- Czyszczenie;
- Testowanie otworu;
- Zarządzanie robotami wiertniczymi.

Produkcja energii ze źródeł geotermalnych w technologii EGS

Oprócz wyżej wspomnianych kosztów kwalifikowalnych w przypadku produkcji energii elektrycznej ze źródeł geotermalnych przy użyciu technologii niekonwencjonalnych, koszty kwalifikowalne będą obejmować na przykład, ale nie tylko:

- Wyposażenie zbiornika podziemnego (np. czujniki sejsmiczne i modelowanie);
- Stymulację zbiornika (np. pompy hydrauliczne, koszty pompowania, chemikaliów, czy monitoring sejsmiczny).

Koszty kwalifikowalne zostaną podane w umowie referencyjna podpisanej przez inwestora i Fundusz. Koszty dotacji zostaną wyłączone z wydatków kwalifikowanych.

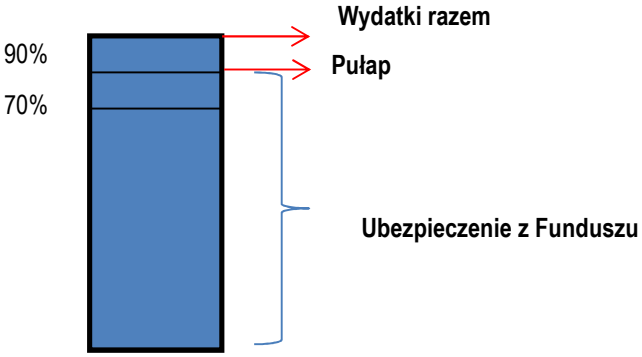
Ubezpieczenia udzielone dla obniżenia ryzyka krótkoterminowego będą działać w mechanizmie rewolwingowym: wiercenie pierwszego otworu zostanie ubezpieczone. W przypadku powodzenia ubezpieczenie będzie można zastosować ponownie dla pokrycia wiercenia kolejnych otworów. Ubezpieczenie może być kolejno, ponownie stosowane w ten sposób dla zabezpieczenia kilku wierceń aż do pierwszego niepowodzenia, kiedy to ubezpieczenie zostanie skonsumowane.

Jeżeli chodzi o wskaźnik pokrycia ryzyka w odniesieniu do ryzyka krótkoterminowego, to wydatki kwalifikowalne można będzie pokryć do 70-90% wartości. Pułap będzie miał zastosowanie do wiercenia każdego otworu. W tym zakresie ubezpieczone koszty będą ustalane osobno dla każdego przypadku.

Zastosowana proporcja wartości ubezpieczenia będzie zależała od tego, czy wiercenie zakończy się częściowym powodzeniem czy niepowodzeniem. Proporcja będzie także zależała od odzyskanej energii tam, gdzie np. zamiast energii elektrycznej będzie można wytwarzać energię cieplną (zob. 'kryteria kwalifikowalności').

W każdym razie proporcja wartości ubezpieczenia zostanie ustalona w umowie na podstawie wyżej wymienionego zakresu wartości. Koncesję w wysokości 100.000-150.000 euro wykupi inwestor.

Kwalifikowalne wydatki na wiercenia



Powyższa opcja posiada zalety i wady:

+ Zapewnia jednolitą proporcję wartości ubezpieczenia dla wszystkich inwestorów;
+ Zapewnia wysoką proporcję pokrycia kosztów, zachęcającą do inwestowania w geotermalne zakłady produkcji energii elektrycznej i cieplnej;
– Wysoka proporcja może prowadzić do konkurowania z istniejącymi już w kraju ubezpieczeniami.

c) RYZYKO DŁUGOTERMINOWE

Koszty uznane za kwalifikowalne dla potrzeb pokrycia ryzyka długoterminowego:

- Pozostała wartość amortyzowalna otworu (otworów) i pętli geotermalnych;
- Środki stymulacji;
- Utrata zasobów geotermalnych, jako procent entalpii, pomnożony przez wydajność wody.

Tego rodzaju koszty kwalifikowalne zostaną jasno opisane w umowie referencyjnej. Jeżeli krajowe dotacje zostały udostępnione dla podniesienia opłacalności geotermalnych zasobów, to zostaną odliczone od kwalifikowanych wydatków.

Proporcja wartości ubezpieczenia ryzyka długoterminowego będzie zależała od wyników poprzedniego wiercenia lub wierceń, tzn. czy wiercenie zakończyło się częściowym czy całkowitym powodzeniem. Proporcja będzie także zależała od odzyskanej energii, pomimo pogorszenia się zasobów (zob. 'kryteria kwalifikowalności'). Zostanie zapisana w umowie. Gwarancja ryzyka

długoterminowego zostanie wystawiona na okres 10-20 lat, zgodnie z zapisem w umowie zawartej przez inwestora i Fundusz, w każdym przypadku osobo. Koncesję w wysokości 100.000-150.000 euro wykupi inwestor.

Fundusze

Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego zostanie oparty na mocnym kapitale i strukturze finansowej. Ta główna zasada wymaga reasekuracji w związku z prawdopodobną koniecznością zbilansowania Funduszu.

a) KAPITAŁ ZALĄŻKOWY

Kapitał zalążkowy powinien mieć jak najwięcej zróżnicowanych źródeł finansowania. W rzeczywistości im większe zróżnicowanie kapitału zalążkowego, tym bardziej niezawodny jest system ubezpieczeniowy. Minimalny kapitał zalążkowy wyniesie 40-60 mln euro.

Kapitał zalążkowy może pochodzić ze wszelkich możliwych źródeł, np.:

- Fundusze UE; Europejski Bank Inwestycyjny (EIB), Funduszu Modernizacji, Fundusz Innowacji, Fundusze Strukturalne, Program Horyzont 2020 z Funduszem InnovFin.
- Budżet krajowy;
- Budżet regionalny krajów członkowskich;
- Zakłady ubezpieczeń i brokerzy;
- Prywatne i publiczne instytucje finansowe;
- Inni stabilni interesariusze.

W każdych okolicznościach wydatkowanie kapitału zalążkowego będzie publiczne i transparentne.

b) PRZYCHODY OPERACYJNE

Spośród wszystkich możliwych przychodów na rzecz systemu ubezpieczeniowego, następujące są uznawane za przydatne; mogą się one kumulować lub nie.

Opłaty

Opłaty ubezpieczeniowe są pobierane za każdy wniosek składany w Funduszu (o zaliczkę zwrotną, gwarancję krótkoterminową i długoterminową).

W odniesieniu do każdego etapu inwestycji opłaty będą pobierane zgodnie z poniższymi widełkami wartości. Widełki opierają się na istniejących koncepcjach ubezpieczeniowych dla zabezpieczenia przed ryzykiem zasobów w Polsce:

- Etap poszukiwań: 6-8% stopa procentowa pobierana od zaliczki zwrotnej;
- Gwarancja krótkoterminowa: potencjalna premia 3,5-5% od kosztów kwalifikowanych;
- Gwarancja długoterminowa: potencjalna kwota 12.000-13.000 euro rocznie.

Tego rodzaju opłaty ubezpieczeniowe można kształtować w zależności od oszacowanego ryzyka zasobów. Zostaną zapisane w umowie referencyjnej, zawieranej przez inwestora i Fundusz.

c) BILANS FUNDUSZU

Wspomniane przychody mogą nie wystarczyć na zbilansowanie Funduszu. Ponadto, kiedy Fundusz będzie uzależniony od tego rodzaju przychodów, to bilans będzie głównie zależał od powodzenia ubezpieczonych inwestycji geotermalnych.

W takiej sytuacji Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego może ulec wyczerpaniu i będzie musiał być uzupełniony przez dostępne publiczne i prywatne źródła finansowania. To zapewniłoby Funduszowi większą elastyczność z punktu widzenia rozliczeniowego.

d) REASEKURACJA

Zważywszy na finansowe ryzyko samego Funduszu i konieczność zapewnienia mu elastyczności dla finansowania jak największej liczby skutecznych inwestycji geotermalnych, można zastosować reasekurację, aby Fundusz Ubezpieczenia od Ryzyka Geotermalnego miał lepszą podstawę finansową. W tym celu można zawrzeć umowę pomiędzy Funduszem a reasekuratorem.

Karta kraju: streszczenie

Kraj:	Polska
Rynek głębokich instalacji geotermalnych	– 2 geotermalne elektrownie poddane analizie – 6 działających ciepłowni geotermalnych – 5 projektowanych ciepłowni geotermalnych (rozbudowa sieci) – Inne bezpośrednie zastosowania głębokiej geotermii **Liczba otworów wywierconych: 12-20** **Liczba otworów do wywiercenia do 2020: 15-20**
Tło	Czynniki techniczne decydujące o powodzeniu lub niepowodzeniu inwestycji zależą od eksploatacji zbiornika podziemnego (wydajność wody i temperatura zasobów). Po wywierceniu otworu ryzyko, iż zasoby geotermalne będą mieć niewystarczającą charakterystykę produkcyjną i (lub) temperaturę, co uczyni inwestycję nieopłacalną jest zwykle zwane „ryzykiem geologicznym". **Koszt otworu o głębokości 3 km: 6-8 mln euro**
Cel	Celem jest zagwarantowanie pokrycia kosztów otworu w przypadku częściowego lub całkowitego niepowodzenia inwestycji.
Typ ubezpieczenia (zob. Tabelę)	Na młodym rynku: pożyczka (zwrotna, zamienna lub bezpośrednia) na badania sejsmiczne, wiercenie otworu małośrednicowych oraz pierwszego otworu. Na średnio dojrzałym rynku: publiczne ubezpieczenia od ryzyka.
Zarząd	Ministerstwo, Urząd Regulacji Energetyki, Państwowa Służba Geologiczna i komisja ekspertów
Kapitał i struktura finansowa	Budżet państwowy: 40-60 mln euro. **Aby objąć kolejne 6-10 otworów (3-4 głębokich instalacji geotermalnych):** Pożyczki zwrotne i zamienne albo Premie ubezpieczeniowe: 6-7% maksymalnej kwoty gwarantowanej. Jest to ubezpieczenie wzajemne w celu budowy inwestycji w regionach geotermalnych oraz dla wejścia w nowe rejony.
Beneficjenci	Inwestorzy publiczni i prywatni z siedzibą w Polsce.
Zakres ubezpieczenia	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej. Wiercenie dwóch otworów (produkcyjnego i zatłaczającego, poniżej 500 m).
Ubezpieczone ryzyka	Ryzyko krótkoterminowe (wiercenia) Ryzyko długoterminowe (parametry zbiornika)
Koszty kwalifikowalne	Koszty wiercenia i badań. Definicja powodzenia inwestycji: stałe parametry lub wzór.
Wskaźnik pokrycia ryzyka	100% w przypadku pożyczek oraz Kryteria ubezpieczenia od ryzyka dla danego poziomu ryzyka: wydajność wody i temperatura . Całkowite niepowodzenie: rekompensata do 70-90% kosztów ogólnych. . Częściowe niepowodzenie: częściowa rekompensata.
Kryteria kwalifikowalności	Inwestor musi przedstawić techniczne, prawne i finansowe studium wykonalności. Musi przestrzegać harmonogramów: wiercenia muszą się rozpocząć w ciągu 6 miesięcy od akceptacji gwarancji, a ukończyć w ciągu roku od akceptacji gwarancji i spowodować użytkowanie energii geotermalnej w ciągu 2 lat. Inwestor musi przestrzegać terminów sprawozdań i obowiązku ujawniania informacji.
Proces ubezpieczania	Kompletne wnioski są oceniane w porządku ich wpływu. Państwowa Służba Geologiczna przyjmuje funkcję doradczą, zarówno na etapie rozpatrywania wniosków, jak i oceny wyników inwestycji.
Krótki opis dodatkowy	Fundusze ubezpieczenia od ryzyka inwestycji geotermalnych już istnieją we Francji, Szwajcarii i Holandii, a wcześniej także w Islandii).

5.12.2. Islandzki Fundusz Energii Geotermalnej – ponad 50 lat pomyślnego funkcjonowania. Rekomendacje dla Polski

Wstęp

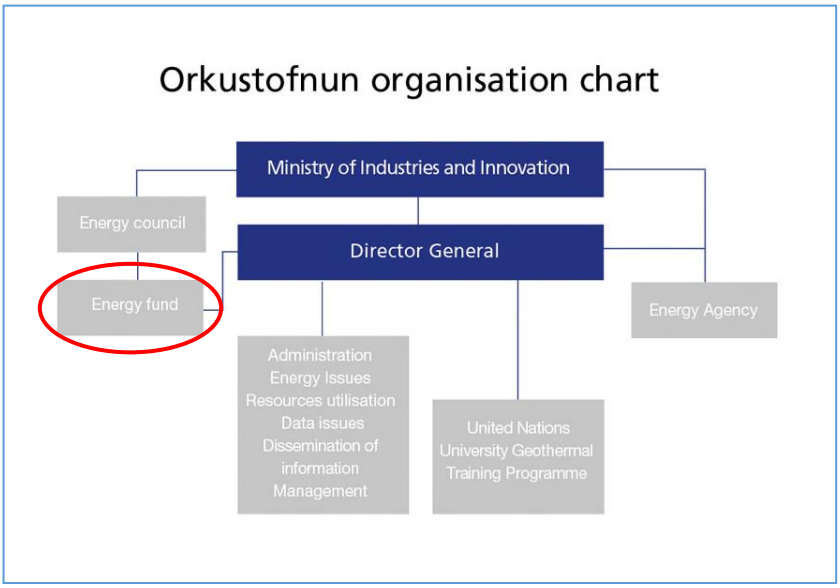
Streszczenie merytoryczne

- Ustawą z 1953 r. w Islandii stworzono mechanizm finansowy, pozwalający na sfinansowanie do 80% kosztów wierceń i budowy instalacji na rzecz ciepłownictwa poza obszarem stolicy państwa. Decyzja ta opierała się na udanej realizacji sieci ciepłowniczej w stolicy, w oparciu o geotermię. Władze zachowały ogólną koncepcję owego mechanizmu finansowego, pomimo zmian.
- Fundusz Energetyki Geotermalnej został powołany w 1961 r. Proponował pokrycie 60% kosztów wierceń poszukiwawczych i badawczych. Fundusz został połączony z Krajowym Funduszem Energetycznym po jego powołaniu w 1967 r.
- W latach 1964-1998 Krajowy Fundusz Energetyczny (NEF) zapewnił ok. 350 pożyczek na cele poszukiwań źródeł geotermalnych, przyznawanych inwestorom, osobom fizycznym, samorządom i innym podmiotom prowadzącym poszukiwania takich źródeł. Całkowita kwota pożyczek sięgnęła 59 mln euro (wartość ekstrapolowana).
- Kryzys naftowy z początku lat 1970. spowodował, że Islandia zwiększyła finansowanie badań i rozwoju krajowych zasobów w ramach krajowej polityki energetycznej, przyjętej już w 1953 r.
- W latach 1975-1983, NEF wypłacił 66% wszystkich pożyczek, jakie oferował w latach 1964-1998 na ogólną kwotę 49 mln euro, czyli pokrył ok. 82% kwoty, jaką oferował w całym okresie. Wówczas, w 1983 r., udział ogrzewania geotermalnego wzrósł z 40% w 1971 r. do 80%, tj. wystarczyło tylko 12 lat, aby podwoić tę proporcję w odniesieniu do całości ciepłownictwa.
- W ciągu ok. 50 lat przed 1971 r. istniało w Islandii 15 przedsiębiorstw-ciepłowni geotermalnych, ale w kolejnych 12 latach, założono kolejnych 22 firm komunalnych. Nastąpił wzrost o prawie 150%. Jednak z czasem wiele z tych zakładów połączyło się i obecnie działają 22 komunalne ciepłownie geotermalne.
- Średnie, roczne oszczędności, wynikające ze stosowania ciepła geotermalnego, zamiast kotłów spalających olej wyniosły 2,6% PKB (GDP) w ostatnich 50 latach i sięgnęły 7% w okresie 1973-1985 oraz 5,4% w ostatnich latach kryzysu finansowego, który rozpoczął się w 2008 r. W 2016 r. każdy percentyl oszczędności PKB odpowiadał wartości 551 euro na mieszkańca, co przy średniej 2,6% dało w sumie 1.433 euro na mieszkańca.
- Sumaryczne oszczędności na ciepłownictwie geotermalnym w latach 1914-2016, oparte o realne ceny (stałe ceny z 2016 r.) i 2% roczną stopę procentową, oszacowano na 21,8 mld euro.
    - Według informacji urzędu statystycznego Registers Iceland, 21,8 mld euro odpowiada 68% całkowitej wartości wszystkich domów mieszkalnych i mieszkań w Islandii, którą oszacowano na 32,1 mld euro w 2016 r.
- W latach 1982-2016 większość oszczędności wynikała z wdrożenia komunalnych ciepłowni geotermalnych, a skumulowane oszczędności szacuje się na ok. 17.6 mld euro. Odpowiada to kwocie 502,5 mln euro rocznie, albo 6.290 euro na rodzinę, albo 520 euro miesięcznie na rodzinę, przed opodatkowaniem.
- Ważnym elementem inwestycji geotermalnych jest posiadanie opcji i możliwości uzyskania wsparcia przez władze publiczne na etapie poszukiwań i wiercenia. Bez wsparcia ze strony NEF sektor energetyki geotermalnej w Islandii nie mógłby się rozwijać tak bardzo, jak to jest obecnie, a przynajmniej tak szybko.

5.12.2.1. Krajowy Fundusz Energetyczny

Wstęp

Krajowy Fundusz Energetyczny (NEF) należy do państwa i odpowiada za zobowiązania rządu. Nadzór nad Funduszem sprawuje Minister, a Krajowy Urząd Energetyki (OS) odpowiada za codzienne zarządzanie Funduszem, Minister powołuje trzech członków Komitetu Doradczego Krajowego Funduszu Energetycznego (NEFAC), a kadencja Rady trwa cztery lata. Rada przedstawia propozycje i zalecenia Ministrowi w zakresie przyznawania pożyczek i wydatków z NEF, zgodnie z budżetem i planem finansowym.



NEFAC ustala własne procedury operacyjne w zakresie zarządzania obsługą pożyczek NEF i rozpatrywania wniosków. Procedury m.in. zawierają ogólne zalecenia stosowane przez NEFAC dla podejmowania decyzji w odniesieniu do proponowanych grantów (dotacji) lub pożyczek. Ponadto inne warunki są ustalane w miarę potrzeb NEFAC. Procedury operacyjne NEFAC w zakresie wypłat z Funduszu NEF muszą być zaakceptowane przez Ministra i oficjalnie opublikowane.

Zanim zostanie wydana decyzja w sprawie dotacji lub pożyczki NEF, NEFAC musi się zwrócić o opinię NEA. W przypadku opinii dotyczącej pożyczek na badania w zakresie geotermii Urząd OS musi wystawić ocenę parametrów geologicznych i opłacalności możliwości produkcyjnych, a także zalet finansowych płynących z wydobywania ciepła geotermalnego.

Rolą NEF jest promowanie wydajnego korzystania z naturalnych zasobów, ze szczególnym skupieniem się na zmniejszeniu konsumpcji paliw kopalnych, poprzez przyznawanie dotacji i pożyczek. Zgodnie z rozporządzeniem NEF nr 185/2016 istnieją trzy różne drogi realizacji obowiązków Funduszu.

1. Oferowanie pożyczek na badania zasobów geotermalnych w tych przypadkach, które pozwolą na zmniejszanie kosztów społecznych ogrzewania domów.
2. Oferowanie dotacji na szczególne przedsięwzięcia w dziedzinie oszczędnego korzystania z energii, w tym dla celów edukacji i rozwoju społecznego. Poszczególne przedsięwzięcia są kategoryzowane w następujący sposób:
   a. Przedsięwzięcia przyczyniające się do obniżenia zużycia oleju opałowego dla celów ogrzewania domów lub produkcji elektryczności, bez angażowania ciepłowni.
   b. Przedsięwzięcia pozwalające na obniżenie kosztów elektrycznego ogrzewania domów niedotowanych lub budynków należących do samorządów (gmin).
   c. Przedsięwzięcia pozwalające na oszczędzanie energii.
3. Oferowanie dotacji na przedsięwzięcia promujące eksploatację krajowych źródeł energii zamiast paliw kopalnych i umocnienie współpracy międzynarodowej w ramach takich przedsięwzięć.

Źródła środków NEF:

1. Odsetki od swoich funduszy
2. Doroczne dotacje z budżetu państwa

Bez akceptacji Ministra OS może zawierać umowy ze stronami, które są ustawowo upoważnione do posiadania i zarządzania powierzonymi funduszami. NEF pokrywa własne koszty operacyjne.

OS nadzoruje przedsięwzięcia finansowane przez NEFAC. Istnieje obowiązek przekazywania z góry właściwych informacji w zakresie planowanych przedsięwzięć i przekazywania OS raportów na temat postępu przedsięwzięć. OS może narzucić

takie warunki w zakresie realizacji inwestycji, jakie uzna za stosowne dla zapewnienia optymalnych wyników. OS zawiadamia Ministra, jeżeli warunki ustalone przez OS nie są spełniane. Minister może zawiesić wypłaty z NEF na rzecz danej inwestycji, jeżeli jest realizowana niezgodnie z zasadami.

5.12.2.2. Dotacje

Inwestycje mogą uzyskać do 50% dotacji z Funduszu NEF, ale Rada NEFAC może ustalić maksymalną kwotę dotacji. Maksymalna kwota musi być określona w ogłoszeniu o dostępnych dotacjach. W celu umożliwienia wypłaty dotacji beneficjentom należy wyjaśnić następujące kwestie:

1. Uzyskanie ministerialnej decyzji o przyznaniu dotacji.
2. Zawarcie pisemnej umowy pomiędzy NEF a beneficjentami inwestycji.
3. Uzyskanie pisemnego potwierdzenia, że przyznano finansowanie zgodnie z wnioskiem.
4. Uzyskanie pisemnego potwierdzenia o rozpoczęciu robót.

Dotacje są wypłacane w trzech równych ratach po przedstawieniu pisemnego potwierdzenia o rozpoczęciu inwestycji.

- **Pierwsza wypłata (1/3):** na początku prac przy inwestycji.
- **Druga wypłata (1/3):** kiedy beneficjent uzna, że prace przy inwestycji są w połowie ukończone i prześle do NEF takie oświadczenie lub Raport o postępie robót.
- **Trzecia wypłata (1/3):** Kiedy beneficjent przedłoży ostateczny Raport z realizacji inwestycji, a informacje w nim zawarte zostaną zaakceptowane przez NEF.

5.12.2.3. Pożyczki na badania geotermalne

NEF jest upoważniony do udzielania pożyczek na poszukiwania geotermalnych zasobów tam, gdzie zostanie udowodnione, że będzie to społecznie ekonomiczne dla obniżenia kosztów ogrzewania domów. Są to tzw. „miękkie pożyczki", mające na celu obniżenie ryzyka finansowego pierwotnych kosztów inwestycji, związanych z poszukiwaniem i (lub) wierceniami, a tego rodzaju pożyczki mogą być przekształcone w dotacje, tzn. że wszystkie zobowiązania finansowe odnoszące się do spłaty będą anulowane w części lub w całości, jeżeli inwestycja zakończy się niepowodzeniem. Przyznanie pożyczek na cele geotermalne realizuje się w następujący sposób:

1. Pożyczka NEF jest indeksowana i powiązana z islandzkim wskaźnikiem cen konsumenckich (CPI).
2. Pożyczka NEF musi być zabezpieczona całym majątkiem planowanego dostawcy ciepłej wody, w tym jego farmami i (lub) innymi aktywami, jakie NEFAC uzna za wystarczające.
3. Kwot pożyczki wyniesie maksimum 60% kosztów budżetu, zaakceptowanego przez Fundusz.
4. Pożyczka jest oferowana na okres do 10 lat.
5. Stopy procentowe pożyczki uwzględniają ogłoszenia Banku Centralnego o ogólnych stopach dla pożyczek indeksowanych, zgodnie z Ustawą nr 38/2001, przy obciążeniu 1,5%.
6. NEFAC ocenia szacunkowe koszty pożyczki, jakie są dopuszczone w finansowaniu, zanim wyda akceptację. Dopuszczone koszty pożyczki to:
    a. Prawdopodobne koszty ziemi dla przygotowania poszukiwań, jeżeli koszty nie są wspomagane z funduszy publicznych.
    b. Koszty konsultacji geologicznych, jeżeli nie są wspomagane z funduszy publicznych.
    c. Szacunkowe koszty budowy urządzeń na polu wierceń.
    d. Szacunkowe koszty samych wierceń.

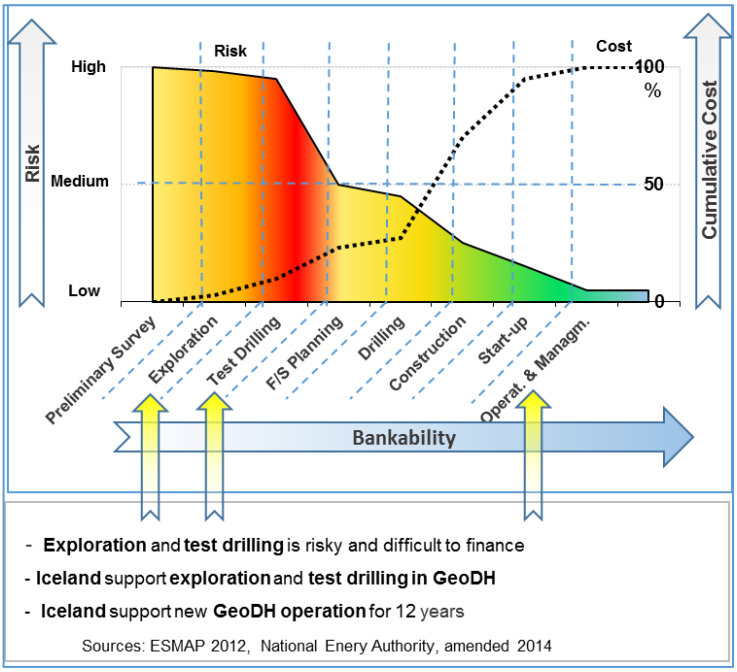
Obecnie, stopa procentowa od pożyczki NEF wynosi 5,3%.

Jeżeli dane przedsięwzięcie wiertnicze, które otrzymało pożyczkę, okaże się nieudane, albo jeżeli procent powodzenia inwestycji jest znacznie niższy niż się spodziewano w momencie przyznawania pożyczki, albo jeżeli koszty są nieracjonalnie wysokie i z tego względu wykorzystanie wywierconego otworu dla produkcji ciepła geotermalnego jest mniej korzystne niż się początkowo spodziewano, a sytuacja finansowa pożyczkobiorcy jest narażona na ryzyko właśnie z powyższych przyczyn, to Minister może, na wniosek NEFAC, anulować w części lub w całości obowiązek spłacenia pożyczki przez pożyczkobiorcę. Zanim NEFAC oceni, czy powyższe warunki zostały spełnione, poprosi o opinię Urzędu.

5.12.2.4. Ryzyko i finansowanie przedsięwzięć geotermalnych

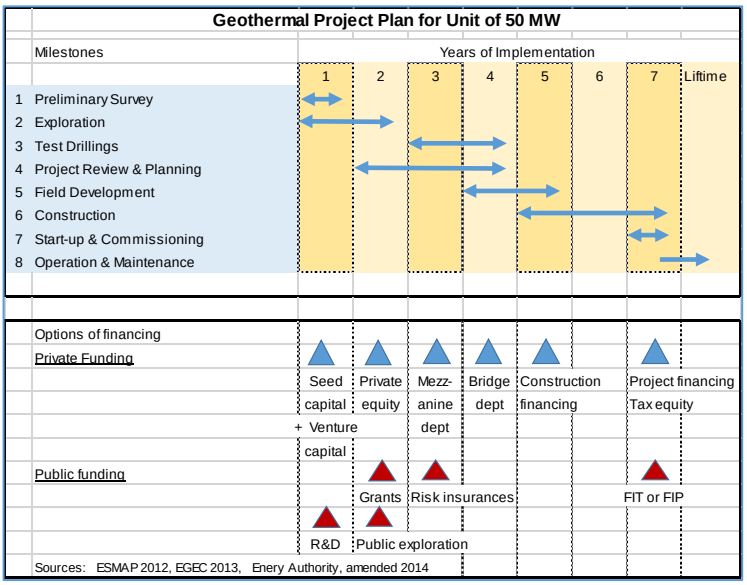
Ogólnie uznaje się, że poszukiwania geotermalne i rozwój tego rodzaju inwestycji są obciążone wysokim ryzykiem, ze względu na niepewność związaną z naturalnym zasobem, którego nie można ani ustalić bezpośrednio, ani opisać bez poniesienia znacznych nakładów na wiercenia.

Konieczny jest zwykle długi okres przygotowań dla przejścia od wstępnych poszukiwań do zbudowania obiektów, co także stanowi dodatkowy czynnik ryzyka; wiele dużych inwestycji geotermalnych (50 MW_e) trwało 10 lat lub więcej. Jest to długi okres planowania i budowy dla inwestycji, przy czym we wstępnej fazie występuje dodatkowe ryzyko w tego rodzaju inwestycjach. Rys. 5.12.1 pokazuje, że profil ryzyka jest największy w czasie wstępnych badań i poszukiwań, chociaż w tym okresie koszty inwestycji są względnie niskie.



Rys. 5.12.1. Ryzyko, finansowanie I koszty inwestycji geotermalnej

Faza wierceń próbnych wymaga większego poziomu wydatków, chociaż nadal istnieje wysoki poziom niepewności i ryzyka, co stanowi wówczas największą barierę dla dalszego rozwoju inwestycji. Z tego względu liczne, międzynarodowe i rządowe instytucje pomocowe na świecie uznały, że tu leży przeszkoda w rozwoju inwestycji geotermalnych. W niektórych krajach powołano fundusze redukowania ryzyka (prywatne i publiczne) dla ułatwienia inwestowania w fazie poszukiwań. Ponadto w ostatnich latach większe kwoty wydaje się także na działalność badawczo-rozwojową w zakresie geotermii. Ogólnie mówiąc, finanse przyznaje się tylko na wiercenia próbne inwestycji, jeżeli inwestor jest przekonany, że uzyska wystarczający zwrot z inwestycji (wskaźnik ROI, tzn. procentowy, roczny zwrot z wydanego kapitału). Ponadto fundusze redukowania ryzyka (instrumenty dotacji) poprawiają przewidywany wskaźnik ROI, ponieważ zmniejszają kwotę inwestycji kapitałowej po stronie inwestora. Zwykle maksymalny wskaźnik ROI osiąga się wtedy, kiedy studnia produkuje ciepło na przewidywanym lub wyższym poziomie wydajności, a tego rodzaju wynik jest uzależniony od wysokiej jakości metod poszukiwania źródeł i interpretacji wyników. Zarówno w instytucjach międzynarodowych, jak i krajowych przyjęto kilka mechanizmów wspierania inwestycji w energię geotermalną. Tego rodzaju mechanizmy finansowe (publiczne i prywatne) mogą dotyczyć różnych stadiów rozwoju inwestycji i pochodzić z różnych źródeł. W Islandii Krajowy Fundusz Energetyczny zapewnia dotacje i (lub) pożyczki na wczesnym etapie inwestycji, aby pomóc w rozwijaniu przedsięwzięć, a proces ten przynosi dobre skutki od prawie 60 lat.



Rys. 5.12.2. Plan inwestycji geotermalnej i opcje finansowania

5.12.2.5. Pomoc publiczna dla komunalnych ciepłowni geotermalnych

(http://os.is/gogn/Skyrslur/OS-2016/OS-2016-01.pdf)

Już w latach 1940. Państwowy Urząd Elektryfikacji promował rozwój instalacji geotermalnych i prowadził regionalne badania na terenach geotermalnych, nadających się do ogrzewania oraz badał obiecujące pola pod kątem wierceń badawczych i poszukiwawczych. Stolica Islandii Reykjavik otrzymała z mocy prawa monopol na eksploatację ciepłowni geotermalnych w mieście i podjęła inicjatywę w zakresie wierceń oraz powołania pierwszej, dużej ciepłowni geotermalnej. Państwo zagwarantowało pożyczki na budowę sieci. W 1950 r. ok. 25% rodzin w kraju korzystało z usług ogrzewania geotermalnego, 40% z ogrzewania z kotłowni węglowych, a 20% z ogrzewania z kotłowni olejowych. Tańsze ogrzewanie geotermalne stało się atrakcyjne, co zwiększyło napływ ludności wiejskiej do stolicy.

Dla uzyskania równowagi parlament krajowy przyjął w 1953 r. Ustawę o usługach ogrzewania geotermalnego w miejscowościach poza Reykjavikiem, co pozwoliło państwu na gwarantowanie pożyczek do 80% całości kosztów wierceń i budowy sieci ciepłowniczych. Oprócz zachęty do rozwijania sieci w 1961 r. państwo powołało Fundusz Geotermalny. Fundusz przekazywał dotacje na wiercenia badawcze i poszukiwawcze, realizowane przez Departament Energii Geotermalnej Państwowego Urzędu Elektryfikacji, oraz oferował samorządom i farmerom pożyczki na koszty poszukiwań i szacowania wyników wierceń, pokrywające do 60% kosztów wierceń. Jeżeli wiercenie kończyło się powodzeniem, to pożyczka była zwracana przy najwyższej, dopuszczalnej stopie procentowej w ciągu pięciu lat od wdrożenia i eksploatacji ciepłowni.

Jeżeli wiercenia poszukiwawcze nie powiodły się i nie dały ciepłej wody nadającej się do eksploatacji, to pożyczka była zamieniana na bezzwrotną dotację. W ten sposób fundusz zachęcał do prowadzenia poszukiwań i dzielił ryzyko inwestora. W ciągu kolejnych 10 lat wiele samorządów skorzystało z tego rodzaju wsparcia i uzyskało dostęp do wód geotermalnych. W 1967 r. Fundusz połączył się z Funduszem Rozwoju Elektryfikacji i przybrał nazwę Krajowego Funduszu Energetycznego. Od lat 1940. Fundusz Rozwoju Elektryfikacji wspierał produkcję i dystrybucję energii elektrycznej na terenach wiejskich. Do 1970 r. ok. 43% mieszkańców posiadało już systemy ogrzewania geotermalnego, natomiast kotłownie olejowe obsługiwały 53% populacji, a pozostała część korzystała z ogrzewania elektrycznego. Centralne ogrzewanie budynków mieszkalnych jest subsydiowane przez państwo, co pokazano na Rysunku, na tych terenach, na których nie można stosować ciepłownictwa geotermalnego. Kwota ryczałtowa dotacji państwowych na zmianę systemu ogrzewania jest dostępna na okres 8-12 lat dla wspierania właścicieli domów, którzy chcą przejść na ogrzewanie ze źródeł odnawialnych (Ustawa nr 78/2002). Kwota ta została niedawno zwiększona tak, by odpowiadała okresowi 16-letniemu w szczególnych warunkach. Ponadto jeżeli inwestycja otrzymuje inne dotacje, to nie ma to wpływu na otrzymanie kwoty ryczałtowej. Instrument ten stymuluje budowę nowych sieci komunalnego ogrzewania geotermalnego, np. w Skagaströnd, firma RARIK (2013), czy w Kjósarhreppur (2016).

5.12.2.6. Rola rządu w rozwijaniu energii geotermalnej

Rząd zachęca do prowadzenia poszukiwań zasobów geotermalnych, a także prowadzenia badań nad różnymi sposobami pozyskiwania energii geotermalnej. Jak wspomnieliśmy wcześniej, prace zaczęły się jeszcze w latach 1940. pod kierownictwem Państwowego Urzędu Elektryfikacji i są kontynuowane przez jego następcę, Krajowy Urząd Energetyki, od jego powołania w 1967 r. Celem tych prac jest zdobycie ogólnej wiedzy na temat zasobów geotermalnych i doprowadzenie do zyskownego wykorzystywania zasobów w gospodarce narodowej.

Przedmiotowe prace przyniosły wielkie osiągnięcia, szczególnie w znajdowaniu alternatywnych zasobów dla ogrzewania domów. Postęp był możliwy dzięki umiejętności badaczy i naukowców z Krajowego Urzędu Energetyki (OS). Po zliberalizowaniu rynku elektryczności na podstawie Dyrektywy WE w 2003 r., Urząd OS kontraktuje tylko badania w dziedzinie energetyki, a nowy instytut państwowy, Iceland GeoSurvey, w sposób konkurencyjny uczestniczy w przedsięwzięciach firm energetycznych i ciepłowni, we współpracy z OS. Według nowej Ustawy o energetyce z 2003 r. Krajowy Fundusz Energetyczny podlega obecnie OS.

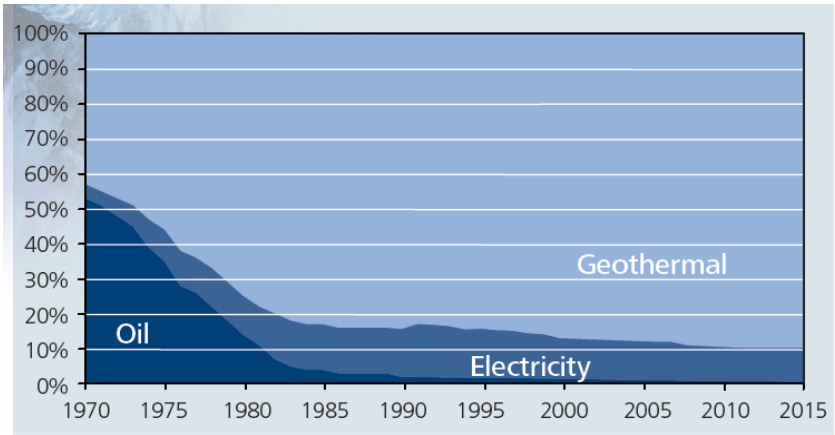
5.12.2.7. Pożyczki na wiercenia

Informacje statystyczne

W latach 1964-1998 NEF wypłacił inwestorom, osobom fizycznym, samorządom i innym stronom ok. 350 pożyczek na poszukiwania źródeł geotermalnych. Całkowita wartość pożyczek wyniosła 58,5 mln euro (kwota ekstrapolowana). W pierwszych trzech latach funkcjonowania poprzednika NEF wypłacono 36 pożyczek, w sumie na względnie niską sumę 1,5 mln

euro. Następnie w 1968 r. cztery pożyczki na sumę 0,86 mln euro przekazano państwowej firmie wiertniczej dla wsparcia poszukiwań i budowy ciepłowni geotermalnych w północnej Islandii. Niewiele się działo w kolejnych latach, aż do czasu kryzysu naftowego na początku lat 1970., w wyniku wojny arabsko-izraelskiej, kiedy to ceny ropy wzrosły na świecie o 70%. Wówczas Islandia musiała zmienić swoją politykę energetyczną, zmniejszając zużycie ropy i poszukując krajowych zasobów energii, np. z wody i geotermii.

Polityka ta opierała się na badaniu nowych zasobów geotermalnych i budowaniu nowych ciepłowni w całym kraju. Konieczna była budowa magistrali ciepłowniczych (zwykle o długości 10-20 km) od pól geotermalnych do miast, wsi czy poszczególnych farm. Tego rodzaju zmiana polityki spowodowała szybki wzrost udzielania pożyczek na poszukiwania geotermalne przez NEF w latach 1975-1983, co pokazuje Rysunek. W owym okresie przyznano 66% wszystkich pożyczek oferowanych w latach 1964-1998, na całkowitą sumę 48,8 mln euro, czyli ok. 82% kwoty oferowanej w całym okresie. Wówczas w 1983 r. udział ogrzewania geotermalnego wzrósł z 40% w 1971 r. do 80%, a więc zaledwie w ciągu 12 lat podwoił się udział tej formy ogrzewania w ciepłownictwie. Można ten rozwój ująć także inaczej. Otóż w ciągu ok. 50 lat, do 1971 r., istniało 15 komunalnych ciepłowni geotermalnych w Islandii, ale w kolejnych 12 latach powstały 22 nowe zakłady komunalne. Nastąpił więc wzrost o prawie 150%. Jednak z czasem wiele z tych komunalnych ciepłowni geotermalnych połączyło się i obecnie działają 22 komunalne ciepłownie geotermalne.

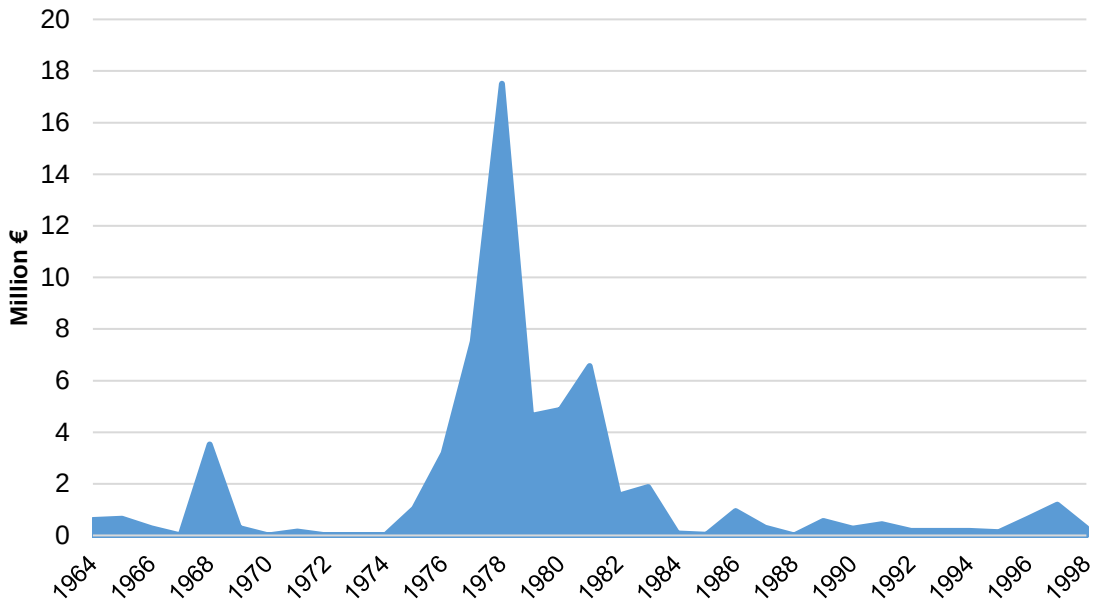


Source: Orkustofnun

W okresie do 1998 r., Fundusz NEF przekazał 78 pożyczek na całkowita sumę 5,4 mln euro. Rynek został nasycony w pewien sposób, ponieważ komunalne ciepłownie geotermalne zostały zbudowane w miastach o największej liczbie mieszkańców oraz w miejscowościach o wysokim potencjale energii geotermalnej w całej Islandii. Innym powodem, widocznym szczególnie w ostatnich latach jest to, że komunalne ciepłownie geotermalne umocniły się finansowo i są w stanie same finansować poszukiwania oraz koszty wierceń, bez pomocy państwa.

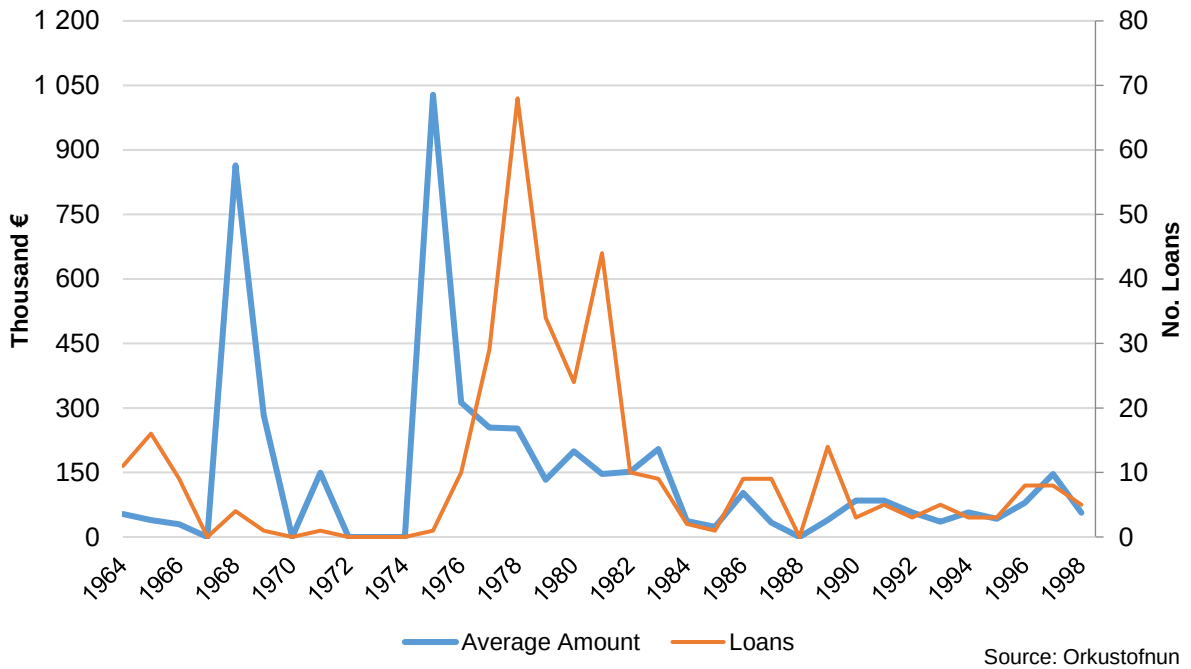
Zestawienie pożyczek z NEF jest obecnie opracowywane. Wszystkie pożyczki od 1998 r. muszą być dopiero zebrane i w tej chwili nie jest znana ich liczba. Jednak sama ich liczba nie jest istotna w kontekście już zebranych informacji. Stopa zwrotu z pożyczek jest nieznana, a powodzenie inwestycji finansowanych z pożyczek też czeka na ocenę. Pożyczki można również podzielić pod względem kwot oferowanych na poszukiwania, budowę komunalnych ciepłowni geotermalnych i inne przedsięwzięcia. Kolejny aspekt do analizy to fakt, iż niektóre pożyczki miały charakter uzupełniający dla inwestycji, które wcześniej już były wspomagane pożyczkami z NEF i wymagały dalszego finansowania w celu pokrycia wzrastających kosztów na drodze do osiągnięcia pozytywnych wyników.

Całkowita suma pożyczek na badania geotermalne, wypłaconych przez Krajowy Fundusz Energetyczny, 1964-1998

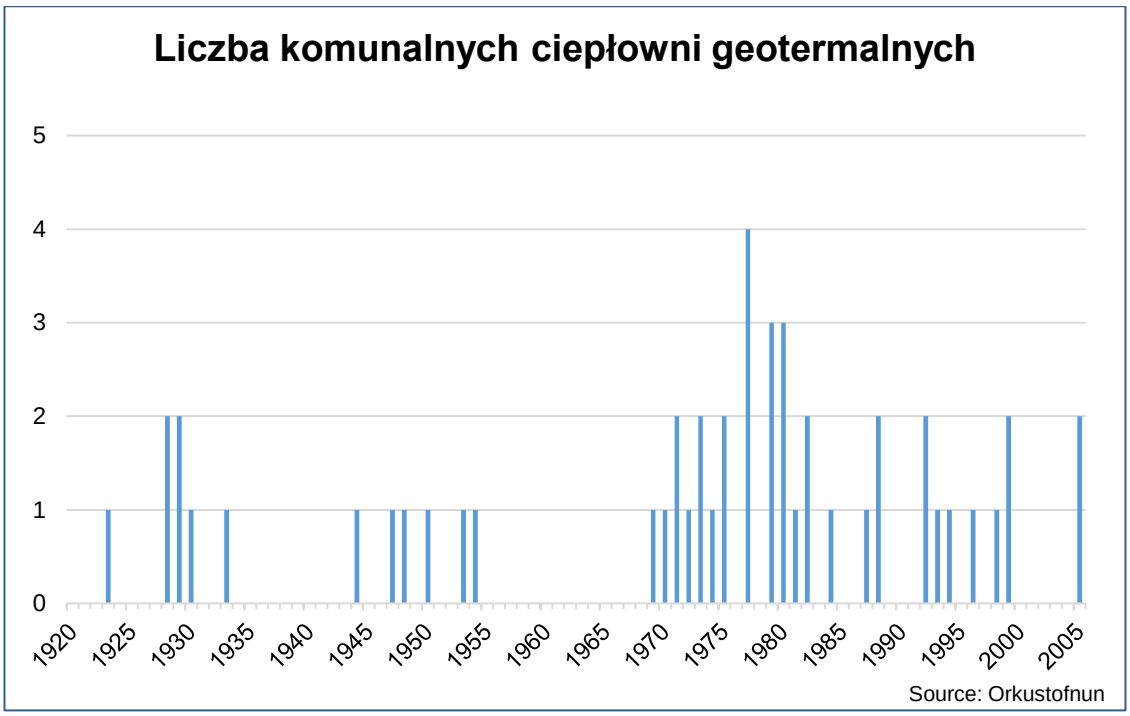


Source: Orkustofnun

Średnia kwota pożyczek na badania geotermalne, wypłaconych przez Krajowy Fundusz Energetyczny, 1964-1998

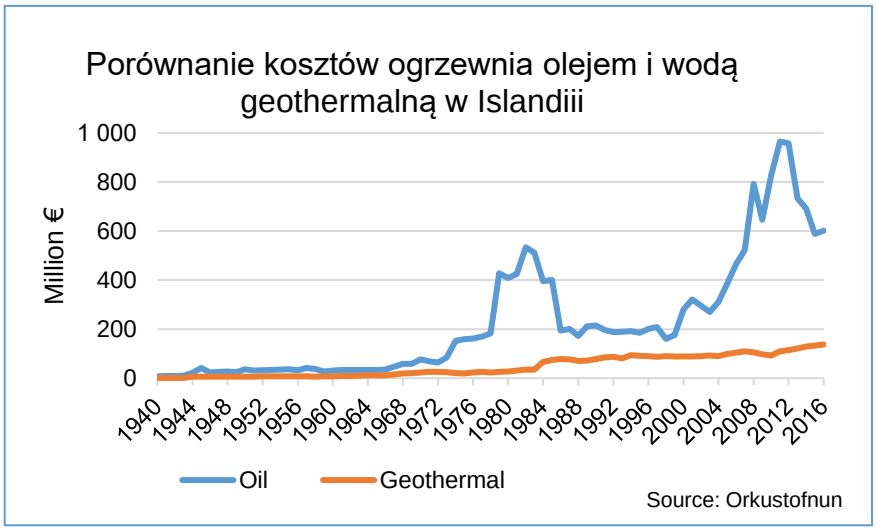


Source: Orkustofnun



5.12.2.8. Skutki ekonomiczne

Korzyści gospodarcze płynące z polityki rządowej na rzecz zwiększenia wykorzystania energii geotermalnej można zauważyć, kiedy ogólne koszty ciepłej wody używanej do centralnego ogrzewania zostaną porównane do kosztów zużycie oleju opałowego, gdyby do ogrzewania stosowano olej, co pokazano na Rysunku. Należy także zauważyć stabilność kosztów ciepłej wody w okresie dużego zróżnicowania kosztów oleju opałowego.



Na kolejnym Rysunku linia czerwona pokazuje ceny ogrzewania geotermalnego, a niebieska wyliczone ceny ogrzewania olejowego.

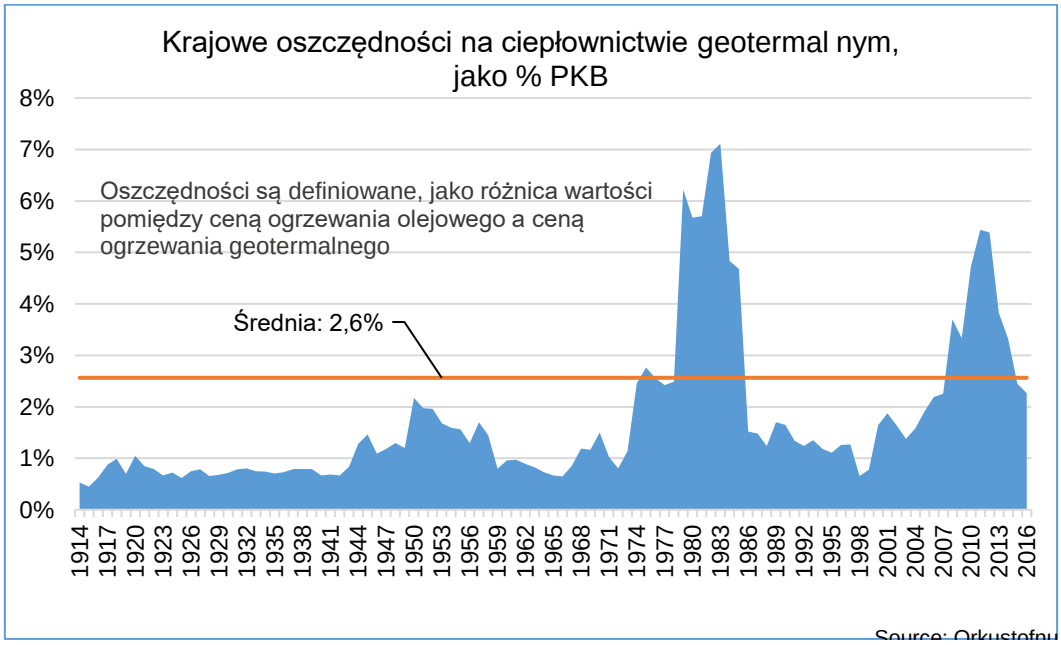
Ogrzewanie olejowe jest 2-6 razy bardziej kosztowne niż ogrzewanie geotermalny w prawie całym okresie, a jego szczyt przypada na punkt 17 razy kosztowniejszy w okresie 1973-1985, z ponownym wzrostem do wielkości 9 razy droższej w okresie kryzysu finansowego.

W 2012 r. różnica kosztów sięgała 61% kosztów ponoszonych przez budżet państwa na opiekę zdrowotną w tym samym roku.

Oceny szacowanych oszczędności mogą się trochę różnić, ponieważ ktoś może dojść do wniosku, że do ogrzewania można używać innych źródeł niż oleju opałowego. Energię cieplną można pozyskać dzięki zwiększonej produkcji elektryczności w elektrowniach wodnych, jak to się czyni w Norwegii.

Niemniej jednak jest bezsporne, że oszczędności ekonomiczne płynące ze stosowania energii geotermalnej są znaczne i mają pozytywny wpływ na rachunek bieżący w gospodarce oraz znacznie wpłynęły na dobrobyt Islandii, szczególnie w okresie największych potrzeb. Średnie, roczne oszczędności w ostatnich 50 latach sięgały 2,6% PKB, z maks. proporcją 7% w okresie 1973-1985, oraz wzrosły ponownie do 5,4% w ostatnich latach kryzysu finansowego, który rozpoczął się

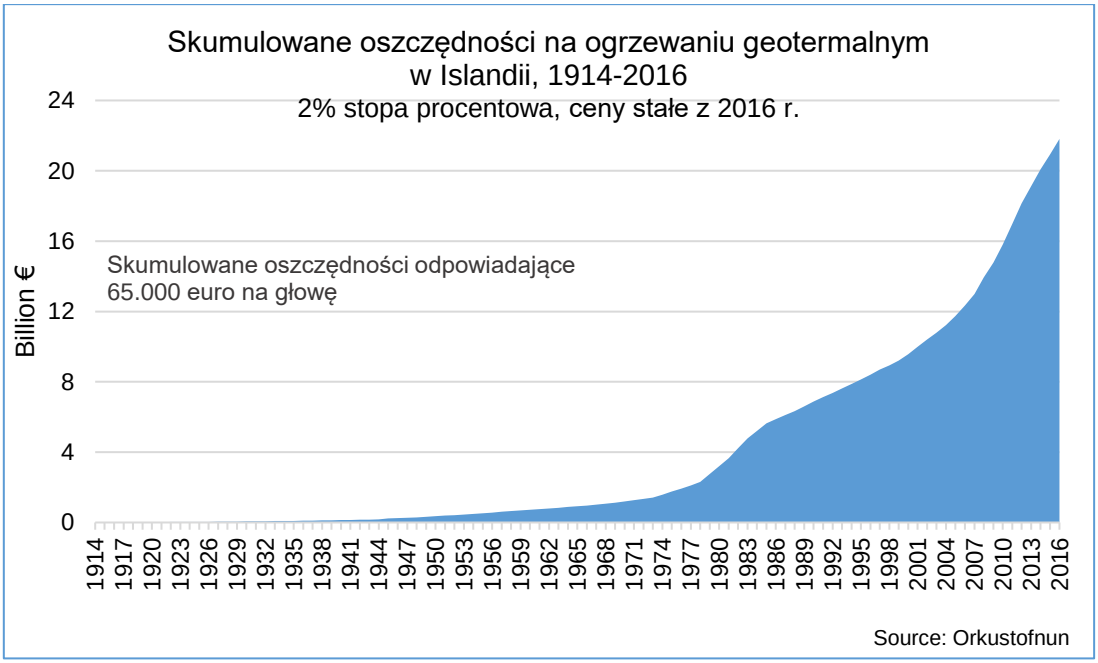
w 2008 r. W 2016 r. każdy percentyl oszczędności PKB odpowiadał kwocie 551 euro na głowę mieszkańca, a średnio wyniósł 1.433 euro na osobę.



W ostatnich latach wykorzystanie energii geotermalnej do centralnego ogrzewania zwiększyło się głównie w wyniku wzrostu liczby ludności w rejonie stolicy kraju, ponieważ ludzie przeprowadzili się z terenów wiejskich do stolicy. Ze względu na zmiany wzorców osadnictwa oraz odkrycie źródeł geotermalnych na tzw. „zimnych" obszarach Islandii, udział energii geotermalnej w centralnym ogrzewaniu nadal wzrasta. Można także oszacować skumulowane oszczędności komunalnych ciepłowni geotermalnych w latach 1914-2016, w oparciu o rzeczywistą cenę (cena stała z 2016 r.) i 2% roczną stopę procentową. Szacowane skumulowane oszczędności za okres 1914-2016 wyniosły 21,8 mld euro.

W latach 1982-2016 większość oszczędności wynikała z budowy komunalnych ciepłowni geotermalnych i sięgały one 17,6 mld euro. Kwota ta odpowiada 502,5 mln euro rocznie, albo 6.290 euro na rodzinę, albo ok. 520 euro miesięcznie na rodzinę, przed opodatkowaniem.

Według informacji z urzędu statystycznego Registers Iceland suma 21.8 mld euro odpowiada 68% całkowitej wartości wszystkich domów mieszkalnych i mieszkań w Islandii, których wartość została oszacowana na ok. 32,1 mld euro w 2016 r.



5.12.2.9. Wnioski z wykorzystania energii geotermalnej

- Uznanie ważkości komunalnych ciepłowni geotermalnych dla:
  a. gospodarki (oszczędności)
  b. bezpieczeństwa energetycznego
  c. redukcji zmian klimatycznych
- Obniżenie ryzyka inwestycji na początku, np. przez pokrywanie kosztów poszukiwań i wierceń.
- Instytucje finansowe muszą rozpoznać szanse, jakie dają komunalne ciepłownie geotermalne.
- Udane poszukiwania, prowadzące do budowy komunalnych ciepłowni geotermalnych, szybko zwracają koszty inwestycji.
- Wiercenia kończące się niepowodzeniem nie istnieją. Tego rodzaju wiercenia często przynoszą więcej cennych informacji o tym, gdzie należy wiercić, albo nie należy wiercić kolejnej studni.

Podsumowanie

Ważnym elementem inwestycji w ogrzewanie geotermalne jest posiadanie opcji i możliwości uzyskania wsparcia ze środków publicznych na pokrycie kosztów na etapach poszukiwania i wiercenia. Bez wsparcia z Funduszu NEF, sektor energii geotermalnej w Islandii nie rozwinąłby się do obecnego poziomu, a przynajmniej nie tak szybko. Opracowano nowe i efektywne techniki poszukiwań dla ustalania miejsca występowania zasobów geotermalnych. Doprowadziło to do rozwoju sieci ciepłownictwa geotermalnego w regionach, o których sądzono, że nie posiadają wystarczających zasobów geotermalnych. Islandzka branża geotermalna jest obecnie wystarczająco rozwinięta i rząd już odgrywa mniejszą rolę niż dawniej. Zakłady ciepłownicze działające z powodzeniem na rynku przyjęły główną rolę w dziedzinie poszukiwania zasobów geotermalny, czy to na polach geotermalnych już eksploatowanych, czy też odkrywania nowych pól.

Oprócz korzyści gospodarczych i środowiskowych rozwój zasobów geotermalnych ma pożądany wpływ na życie społeczne w Islandii. Ludzie wolą mieszkać w miejscowościach, które mają dostęp do ciepła geotermalnego, np. w stolicy i na terenach wiejskich, gdzie można wykorzystać źródła ciepłej wody do ogrzewania domów, cieplarni, szkół, pływalni i innych ośrodków sportowych, obiektów turystycznych czy drobnych przedsiębiorstw. Dane statystyczne pokazują poprawę stanu zdrowia mieszkańców na tego rodzaju terenach.

Całkowita wartość pożyczek, przeznaczonych na poszukiwania geotermalne, oferowanych przez NEF w latach 1964-1998 jest szacowana na blisko 60 mln euro. Nawet gdyby nie było spłat tych pożyczek, to oszczędności gospodarcze spłaciłyby ich wartość wielokrotnie (21,8 mld euro skumulowanych oszczędności). Ponadto ogrzewanie geotermalne ma wielki i pozytywny wpływ na zdrowie publiczne obywateli Islandii. Można powiedzieć, że jest to wartość bezcenna, ponieważ zdrowia nie można kupić za pieniądze. Ogólne korzyści płynące z budowy zakładów ogrzewania geotermalnego są widoczne z różnych perspektyw, z punktu widzenia gospodarki, środowiska, niezależności energetycznej czy zdrowia.

Literatura:

Sveinbjörnsson, B. M. (2014). Success of High Temperature Geothermal Wells in Iceland

5.13. Generalne uwarunkowania rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i proponowane działania

5.13.1. Wprowadzenie – energia geotermalna: stan

W ocenie uwarunkowań rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce należy uwzględniać stan rozwoju geotermii na świecie, efekty finansowe i środowiskowe, zagrożenia, bariery i szanse rozwojowe, doświadczenia międzynarodowe i własne. Biorąc pod uwagę stan rozwoju polskiej geotermii istotny jest wybór drogi rozwoju uwzględniający potrzeby i możliwości ich realizacji oraz m. in. zasoby, istniejące sieci ciepłownicze w miastach, potrzeby samorządów i inwestorów. Dlatego wybór optymalnego sposobu rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce powinien zostać zdefiniowany w Strategii Rozwoju Geotermii jako efektu pracy międzyresortowego zespołu współpracującego ze środowiskiem uczestniczącym m. in. w Ogólnopolskich Kongresach Geotermalnych.

Aby racjonalnie skorzystać z zasobów energii geotermalnej muszą być spełnione określone warunki: m. in. dobre rozeznanie zasobów, właściwe parametry złoża, zainteresowany odbiorca i inwestor, obowiązywanie właściwe prawa lokalnego i państwowego. Wykorzystanie energii geotermalnej na świecie jest uzależnione od m. in. spełnienia wymienionych warunków a dla prawidłowej oceny wykorzystania zasobów warto porównać efekty na świecie i w Polsce.

5.13.1.1. Wykorzystanie na świecie

Dla poniższych rozważań dotyczących stanu rozwoju geotermii w kraju niezbędne jest porównanie ze stanem geotermii w Europie i na świecie. Jednym z najistotniejszych ocenianych parametrów jest produkcja energii geotermalnej.

Na poniższym wykresie przedstawiono moc zainstalowaną w geotermalnych systemach grzewczych i do innych zastosowań bezpośrednich w krajach europejskich (Rys. 5.13.1).

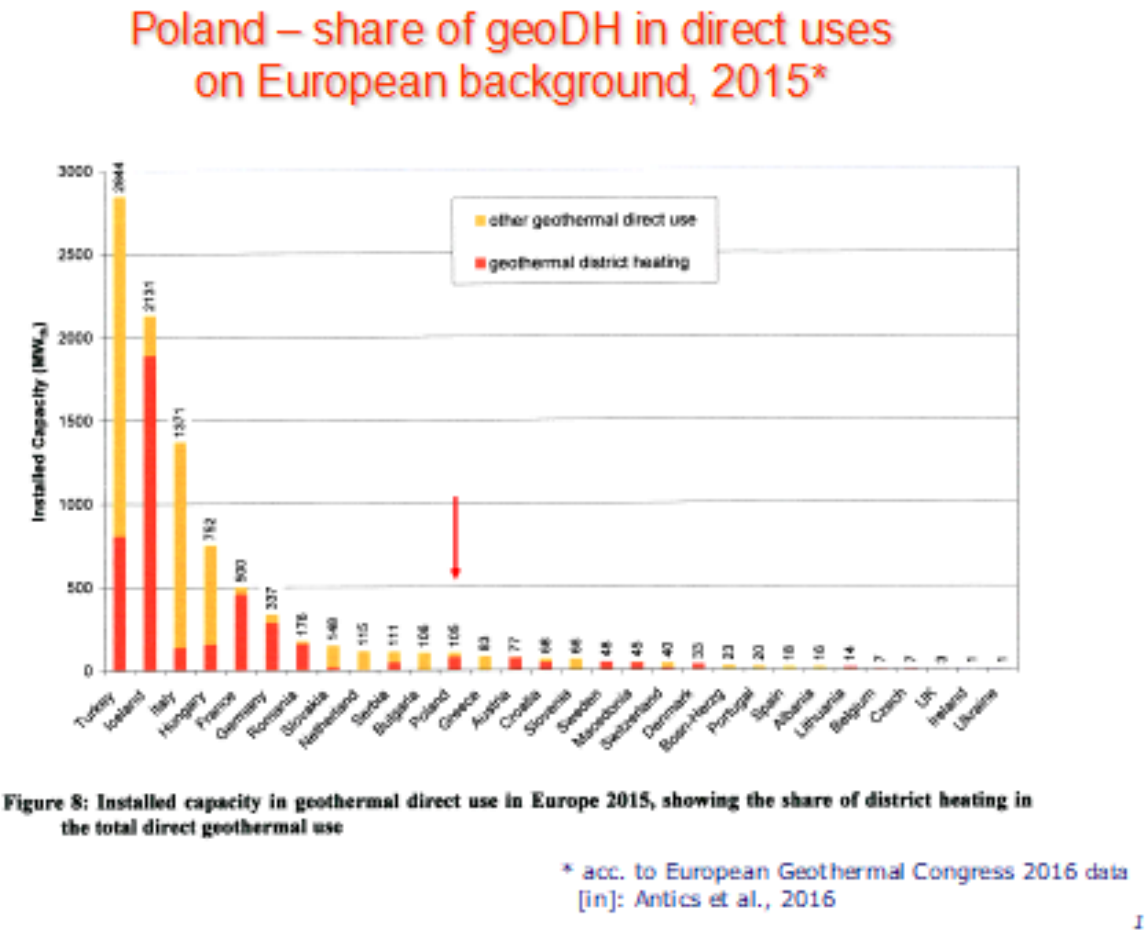


Figure 8: Installed capacity in geothermal direct use in Europe 2015, showing the share of district heating in the total direct geothermal use

* acc. to European Geothermal Congress 2016 data
[in]: Antics et al., 2016

Rys. 5.13.1. Moc geotermalna w Polsce na tle mocy zainstalowanych w krajach europejskich

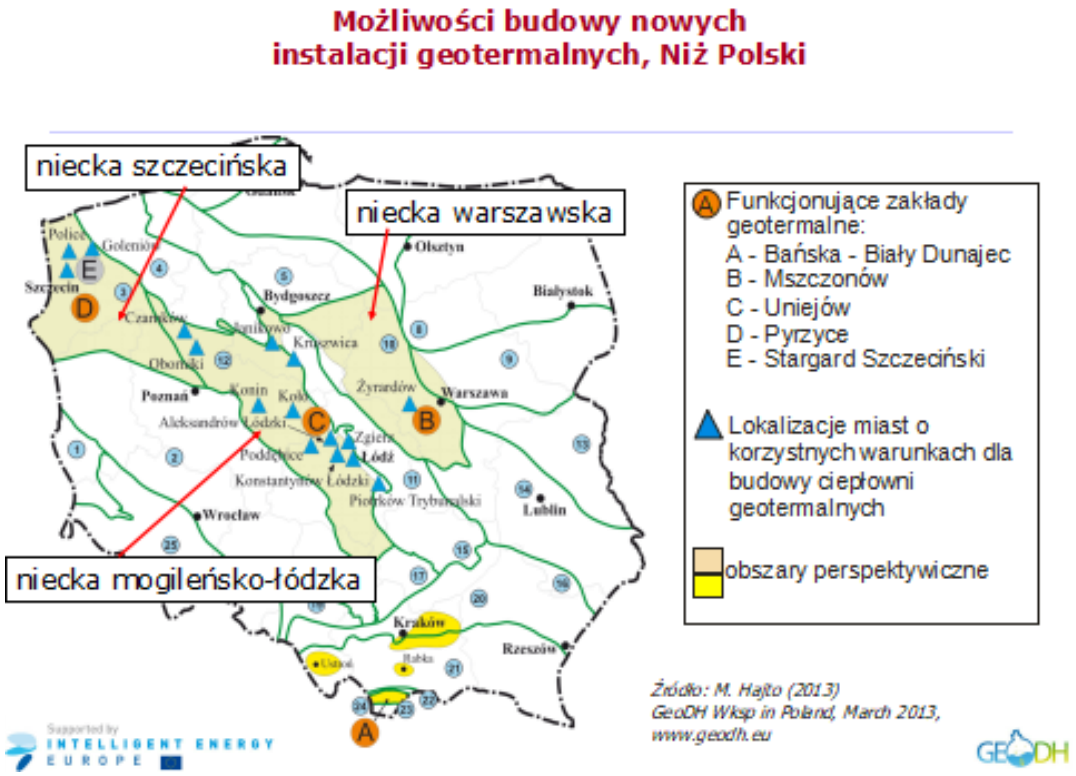
Oceniając powyższy wykres można stwierdzić, że wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce jest bardzo niskie w porównaniu z jej zasobami oraz oczekiwaniami w zakresie produkcji ciepła.

5.13.1.2. Wykorzystanie w Polsce

W polskich zakładach geotermalnych w roku 2013 produkcja ciepła dla celów grzewczych wyniosła 745 TJ. Tymczasem wg danych na 2015 r. produkcja ciepła w Polsce dla celów grzewczych wg Urzędu Regulacji Energetyki wyniosła 560 PJ. Porównując te dane z powyższą tabelą można stwierdzić, że procent w krajowej energii cieplnej wynosił zaledwie ok. 0.1 %. Pomimo wzrostu produkcji ciepła geotermalnego w ostatnich latach, jego udział jest nadal znikomy.

Biorąc pod uwagę zasoby energii geotermalnej w Polsce oraz możliwość ich wykorzystanie jest oczywiste, że czeka nas ogromny zharmonizowany wysiłek wielu środowisk odpowiedzialnych za ochronę środowiska, bezpieczeństwo energetyczne i produkcję energii.

Poniższy Rys. 5.1.3.2 ilustruje wybrane lokalizacje niektórych ciepłowni geotermalnych oraz wskazuje obszary dostępności energii geotermalnej dla wskazanych miast.



Rys. 5.13.2. Lokalizacje niektórych ciepłowni geotermalnych i obszary dostępności energii geotermalnej (www.geodh.eu)

W Polsce w ostatnich kilkudziesięciu latach odwiercono tysiące otworów poszukiwawczych, w których wykonano m. in. profilowania temperatury, pomiary temperatury spodu otworu oraz przetwarzanie i dokumentowanie tych profilowań. Wymienione prace były finansowane ze środków publicznych tak samo jak szereg specjalistycznych opracowań z zakresu geologii, hydrogeologii i geotermiki w skali regionalnej czy budowa instalacji geotermalnych. W efekcie mamy dobre rozpoznanie parametrów hydro geotermicznych w Polsce. Łączne nakłady poniesione na wymienione prace są szacowane na kilkaset mln zł.

Zgromadzono znaczny kapitał w postaci informacji o zasobach geotermalnych a jeszcze większy kapitał jest zamrożony w nie eksploatowanych źródłach energii geotermalnej czy możliwości ograniczenia generacji zanieczyszczeń. Państwo może i powinno to wykorzystać, dla korzyści ekonomicznych, ekologicznych i społecznych, finalizując dzieło kilku pokoleń.

5.13.1.3. Stan środowiska – wpływ wykorzystania na środowisko

Poniżej można zapoznać się z cytatami z wypowiedzi p. ministra Jana Szyszko oraz p. Mateusza Kokoszkiewicza. Świadomość opisanych zagrożeń dla mieszkańców naszego kraju powinna być istotnym argumentem na rzecz budowy ciepłowni geotermalnych w miastach, w których istnieją sieci ciepłownicze oraz istnieje potencjalny dostęp do zasobów geotermalnych. Pełne wykorzystanie potencjału geotermalnego w miastach znacząco ograniczy poziom zanieczyszczeń szczególnie w obszarach wspomnianych miast.

W 2015 r. na dużym obszarze Polski występowały przekroczenia norm stężeń dla pyłów zawieszonych i rakotwórczego benzo(a)pirenu - wynika z informacji przedstawionej przez szefa resortu środowiska (Jana Szyszko). Zgodnie z kontrolą przeprowadzoną przez inspektorat ochrony środowiska w 2015 r., na 46 stref w Polsce w 39 zanotowano przekroczenia norm stężeń dla pyłu PM10. Dla pyłu PM2,5 normy były przekroczone w 23 strefach. W przypadku benzo(a)pirenu normy były przekroczone aż w 44 strefach. Na 27 państw w UE, normy były przekroczone w 23. W stosunku do 16 państw, w tym wobec Polski, Komisja Europejska rozpoczęła procedury, które mogą zakończyć się przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości. Szef MŚ zauważył, że za problem zapylenia, smogu w naszym kraju odpowiada m.in. zła jakość węgla, jakim pali się w domowych piecach.

Przyczyną smogu, oprócz problemu paliw, emisji samochodowej czy przemysłowej, są też warunki atmosferyczne, które mogą sprzyjać utrzymywaniu się zanieczyszczeń w powietrzu. Dodał, że powstawaniu smogu sprzyja fakt, że niektóre miasta znajdują się np. w kotlinach.

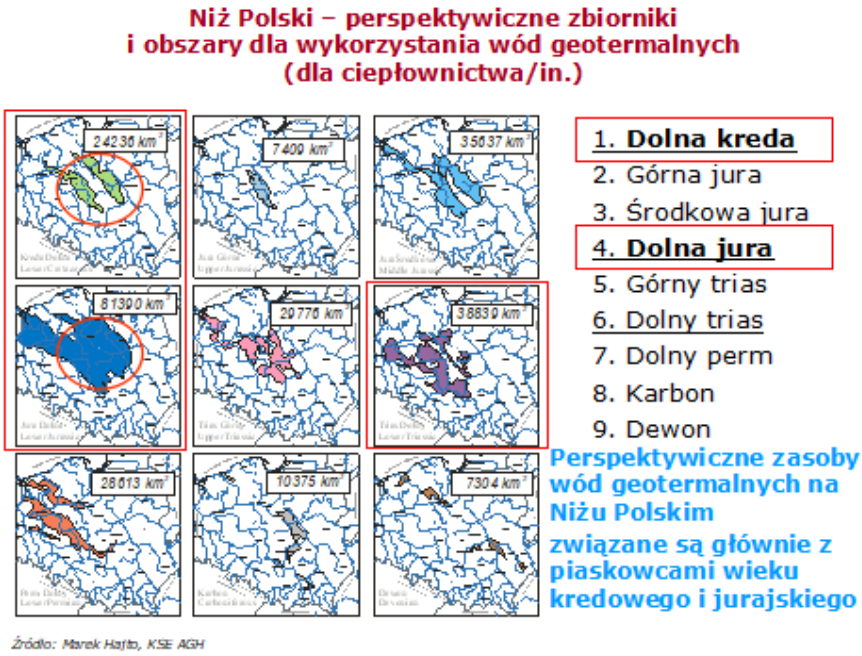
W pyle zawieszonym, który spowija polskie miasta, znajdują się setki szkodliwych substancji, od ołowiu po rakotwórcze benzopireny. Sam pył przynosi poważne skutki zdrowotne. Przede wszystkim wdychanie cząsteczek bezpośrednio może powodować problemy z oddychaniem. To z kolei przekłada się na niewydolność płuc, co sprzyja zawałom serca i udarowi mózgu. Pył ten wnika też dalej, do układu krwionośnego, gdzie przyczynia się np. do zatkania naczynek krwionośnych i miażdżycy. Potem przenika również do układu nerwowego. Nawet zwykłe przeziębienia mogą być współpowodowane przez pył, który podrażnia układ oddechowy. Poza tym, że sam w sobie jest szkodliwy, PM jest także swoistym nośnikiem wszystkich innych niebezpiecznych substancji.

Naukowcy nie do końca ustalili wszystkie składniki pyłu. Wiadomo, że cząstki sadzy "oczyszczają" atmosferę ze szkodliwych substancji. Wdychając ją, wdychamy też metale ciężkie, rtęć, ołów, węglowodory aromatyczne czy siarczany - mówi Łukasz Adamkiewicz z organizacji Health and Environmental Alliance (HEAL), która zajmuje się badaniem wpływu zanieczyszczenia na zdrowie. Benzo(a)piren (czyt. benzoalfapiren) to tylko jeden z całej grupy tzw. (Mateusz Kokoszkiewicz) wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych, które powstają np. w wyniku spalania węgla. Jeśli gdzieś jest notowane bardzo wysokie stężenie benzo(a)pirenu, to może to oznaczać, że ktoś pali szczególnie niebezpiecznymi odpadami, np. plastikowymi butelkami typu PET. Benzo(a)piren, gdy dostanie się do komórek, powoduje nowotwory. Wskaźnik benzopirenów w Polsce jest o wiele wyższy niż w innych państwach.

Inną ważną trującą substancją jest dwutlenek azotu (NO_2). Ta substancja pochodzi głównie z samochodów oraz energetyki, a jej poziom już jest przekroczony w największych polskich miastach. W Warszawie czy Krakowie nie spełniamy norm średniorocznych (40 mikrogramów na metr sześcienny). NO_2 powoduje podrażnia płuc i zmniejsza odporność na infekcje dróg oddechowych. Częste narażenie na wysokie stężenie dwutlenku azotu może doprowadzić nawet do ostrej choroby układu oddechowego u dzieci czy zaostrzenia objawów o charakterze astmatycznym. Polskie miasta mają najbardziej zanieczyszczone powietrze w Unii Europejskiej. Ta sytuacja przyczynia się do częstych chorób - astmy, raka i infekcji górnych dróg oddechowych. (Mateusz Kokoszkiewicz)

5.13.1.4 Zasoby geotermalne w Polsce

Wieloletnie badania m.in. temperatury na stopień geotermalny wykonywane w większości odwiertów na terenie Polski stworzyło możliwość opracowanie Atlasów Geotermalnych. Dane zgromadzone w Atlasach obejmują zdecydowana większość obszaru Polski i umożliwiają wskazanie perspektywicznych zbiorników i obszarów dla wykorzystania wód geotermalnych (Rys. 5.13.3).

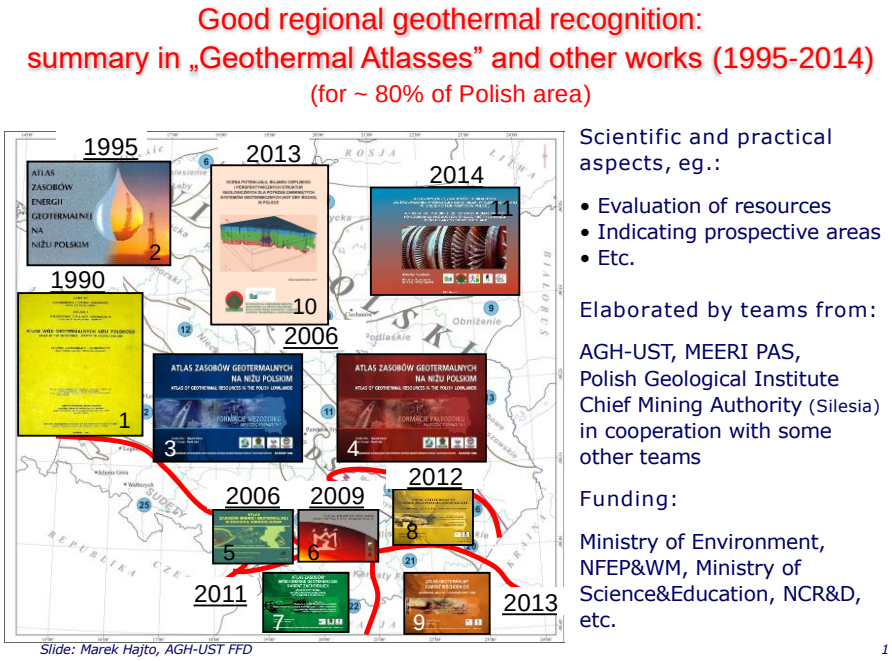


Rys. 5.13.3. Obszary dla wykorzystania wód geotermalnych na Niżu Polskim

Dotychczas określone zasoby na terenie naszego kraju pozwalają zakładać możliwość budowy, do stu instalacji zasilających sieci ciepłownicze we wskazanych miastach.

5.13.1.5. Atlasy geotermalne i stan zasobów

Polska ma bardzo dobre warunki geotermalne, gdyż 80% powierzchni kraju jest pokryte przez 3 prowincje geotermalne: centralnoeuropejską, przedkarpacką i karpacką. W części ich obszarów znajdują się zasoby geotermalne ponadto m.in. w Sudetach). Naturalne wypływy zdarzają się bardzo rzadko (Sudety – Cieplice, Lądek Zdrój). Możliwości wykorzystania wód geotermalnych dotyczą znacznego obszaru kraju. Opracowano kilkanaście atlasów wód geotermalnych (Rys. 5.13.4) występujących na terenie Polski pod redakcją naukową prof. Wojciecha Góreckiego z Akademii Górniczo-Hutniczej, wskazujące obszary występowania wód geotermalnych na terenie Polski. Pierwszy w Polsce Zakład Geotermalny PAN w Bańskiej-Białym Dunajcu powstał w latach 1989-1993. Od 2001 z odwiertów i instalacji korzysta PEC Geotermia Podhalańska SA.

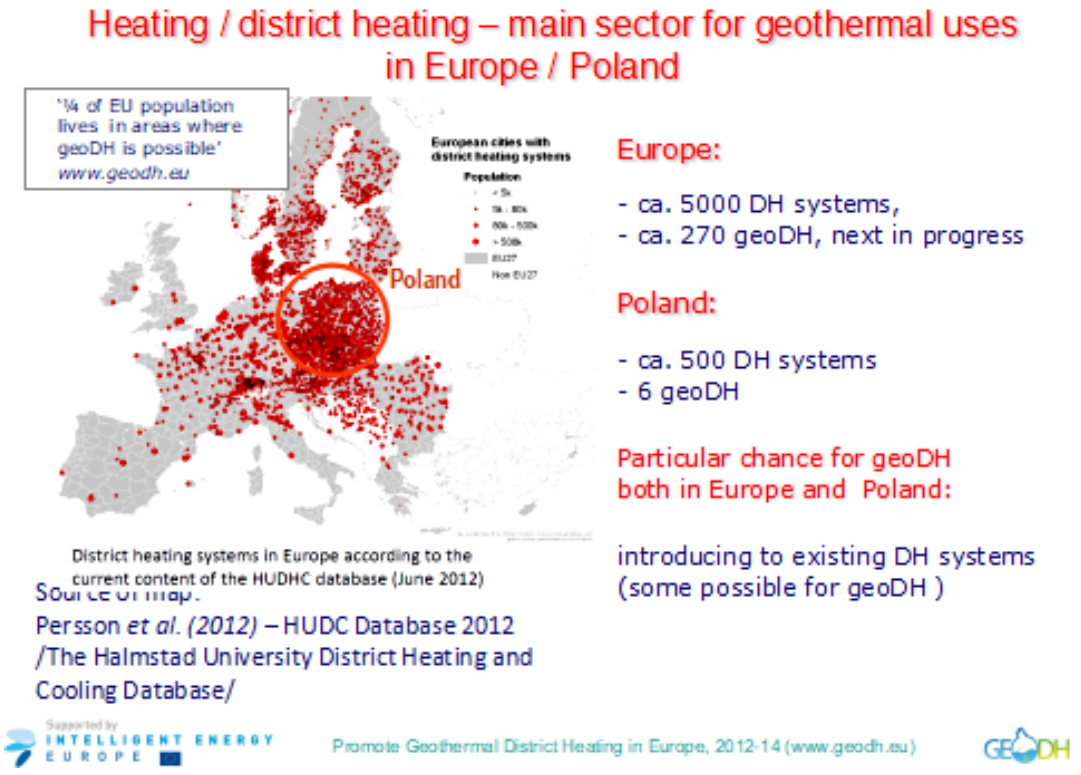


Rys. 5.13.4. Atlasy geotermalne Polski

Na obszarze Polski udokumentowano ok. 30 złóż wód geotermalnych. Występowanie oraz odnawialność energii geotermalnej, a także – co jest istotnym problemem energetyki słonecznej czy wiatrowej – brak zależności od zmieniających się warunków klimatycznych, dają możliwość wykorzystania potencjału geotermalnego w szeregu instalacjach m.in. do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej, zastosowania w rolnictwie, balneoterapii i rekreacji. Aktualnie działa kilka ciepłowni geotermalnych, które wykorzystują ujętą wodę geotermalną do celów ciepłowniczych, m.in. Podhale, Pyrzyce, Mszczonów, Poddębice, Uniejów, Stargard. Wody takie na obszarze kraju są ponadto wykorzystywane do celów rekreacyjnych (m.in. Szaflary, Bukowina Tatrzańska, Białka Tatrzańska, Uniejów, Mszczonów) i balneoterapeutycznych (Uniejów).

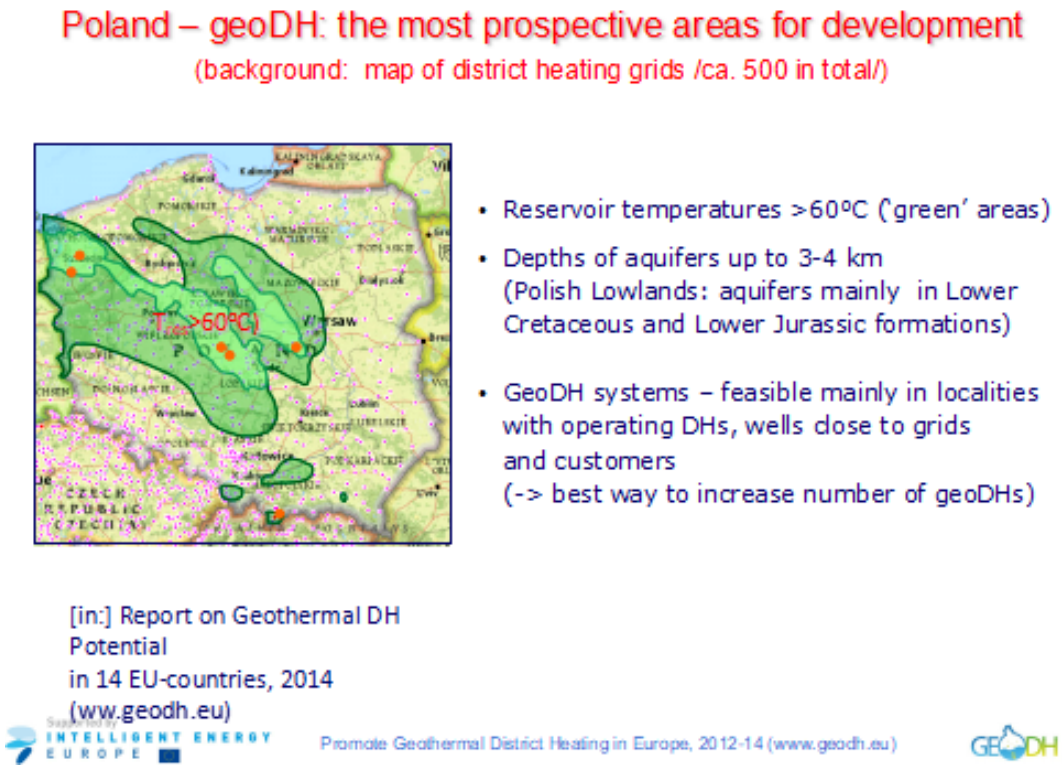
5.13.1.6. Możliwości wykorzystania

PSG biorąc pod uwagę stan rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych w ostatnich kilkunastu latach w Polsce proponuję w sferze produkcji ciepła rozwiązanie stwarzające możliwość zdecydowanie lepszego wykorzystania zasobów. Dotychczasowe tempo budowy zakładów geotermalnych w Polsce jest bardzo niekorzystne dla rozwoju geotermii. Dlatego zarządy PSG podejmowały opisane poniżej działania, które uwzględniają oczekiwania środowisk reprezentowanych podczas Ogólnopolskich Kongresów Geotermalnych.



Rys. 5.13.5. Nasycenie sieciami ciepłowniczymi w Europie.

Biorąc pod uwagę ilość sieci ciepłowniczych w Polsce (Rys. 5.13.5) oraz obszary o generalnie najlepszych warunkach dla ciepłowniczego wykorzystania zasobów geotermalnych (Rys. 5.13.6) można stwierdzić, że w Polsce są dobre warunki do takiego zastosowania.



Rys. 5.13.6. Mapa obszarów o generalnie najlepszych warunkach dla ciepłownictwa geotermalnego (w: www.geodh.eu)

5.13.1.7. Potencjał wykonawczy

W okresie kilkunastu ostatnich lat projektanci i wykonawcy instalacji geotermalnych oraz ich użytkownicy zdobyli duże doświadczenie w udostępnianiu zasobów geotermalnych głównie dla celów grzewczych i rekreacyjnych w miastach. Firmy prowadzące wiercenia i poszukiwania sejsmiczne, układające ciepłociągi czy też firmy budowlane i instalacyjne budujące zakłady geotermalne zdobywały doświadczenie na rynku krajowym oraz europejskim.

Eksploatatorzy zakładów geotermalnych i samorządowcy mogą służyć doświadczeniem w zakresie prawa, organizacji prac czy też formułowaniu wymagań eksploatacyjnych, technicznych także technologicznych.

Ten ogromy, krajowy potencjał powinien być uwzględniony przy opracowaniu Strategii Rozwoju Geotermii w Polsce.

5.13.1.8. Potencjalne korzyści

Zdumiewające jest zapóźnienie rozwoju geotermii w Polsce w porównaniu do Europy, szczególnie ze względu na bardzo wysoki poziom akceptacji społecznej dla wykorzystania energii geotermalnej. Dobre warunki, o których informuje rozdział 5.13.1 powinny sprzyjać budowie ciepłowni geotermalnych w wielu miastach a także instalacji rekreacyjnych i leczniczych. Istotny wpływ na decyzje, o wykorzystaniu możliwości jakie dają krajowe zasoby, powinny mieć wielorakie korzyści jakie wynikają z:

- poprawy warunków środowiskowych,
- pozytywnych wyników finansowe polskich zakładów geotermalnych,
- możliwości wzrostu zatrudnienia w związku z ich budową i eksploatacją,
- wzrostu bezpieczeństwa energetycznego,

Zdecydowanie pozytywny wpływ na podjęcie powyższych decyzji powinna mieć świadomość potrzeby wykorzystania ogromnego, zamrożonego kapitału zawartego:

- w atlasach geotermalnych,
- w międzynarodowym doświadczeniu środowiska naukowego,
- w międzynarodowym doświadczeniu firm wykonawczych.

5.13.2. Bariery i szanse rozwoju geotermii w Polsce

5.13.2.1. Bariery

Poniżej przedstawiono kilka istotnych powodów, dla których rozwój geotermii w Polsce nie osiągnął poziomu wynikającego z możliwości jakie istnieją w kraju oraz przewidywalnych, wielorakich korzyści. Głównie cztery bariery stanęły na drodze rozwoju geotermii.

Brak obiektywnych metod oceny efektywności i bezpieczeństwa w energetyce

W Polsce są potrzebne zmiany sposobu podejmowania kierunkowych, strategicznych decyzji w obszarze energii, polegające na odejście od dotychczas obowiązującego od 27 lat modelu, na rzecz modelu opierającego się na zobiektywizowanych kryteriach oceny efektywności energetycznej i bezpieczeństwa. Wspomniany brak powoduje, że dominujący wpływ na decyzje parlamentów i rządów RP w ostatnich 27 latach miały kryteria niekoniecznie merytoryczne. Brak czytelnych kryteriów umożliwiających przeprowadzenie analizy porównawczej w obszarze energii powodował częste zmiany decyzji o blokadzie lub rozwoju energetyki węglowej, jądrowej, poszukiwaniach nafty i gazu, energii wiatrowej i geotermalnej. W okresie sprawowania władzy przez AWS, SLD, PSL, PO decyzje rządów i parlamentów RP w obszarze energetyki, były podejmowane często w oparciu o propozycje krajowych i międzynarodowych lobbystów. Obecnie decyzje w tym obszarze są podejmowane głównie w oparciu o propozycje krajowych lobbystów. W rezultacie straty ponoszone przez Polskę w obszarach energii (konsumpcja, przesył i produkcja) sięgają wielu miliardów złotych rocznie natomiast w sferze bezpieczeństwa brak optymalizacji. Sposobem zmiany tej szkodliwej dla Naszego Państwa sytuacji jest doprowadzenie do **zobiektywizowania procedur podejmowania wszystkich decyzji w obszarze energetyki.**

Istnieje konieczność kompleksowego, długookresowego spojrzenia na Obszar Energii w Polsce uwzględniający jego m. in. obecny stan, uwarunkowania krajowe i międzynarodowe, trendy, zagrożenia, potrzeby i możliwości. Oczywiście dotyczy to również geotermii.

5.13.2.2. Urzędowy pesymizm

Od wielu lat kształtowano publiczne przekonanie o wysokich kosztach geotermii. W tym czasie reprezentanci Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego podczas oficjalnych i nieoficjalnych spotkań dotyczących rozwoju geotermii w naszym kraju spotykali się z "urzędowym pesymizmem". Wszelkie propozycje PSG spotykały się z odmową ich podjęcia. Głównym argumentem uzasadniającym takie stanowisko było upowszechnione przekonanie o wysokich kosztach i nieopłacalności budowy nowych zakładów geotermalnych. To przekonanie mieli zarówno przedstawiciele ministerstw jak i parlamentarzyści RP. Nie trafiały do naszych rozmówców argumenty uzasadniające nieprawdziwość "urzędowego pesymizmu". Nie znając przyczyn takiego przekonania prezentowaliśmy fakty, których istotę przedstawiamy poniżej.

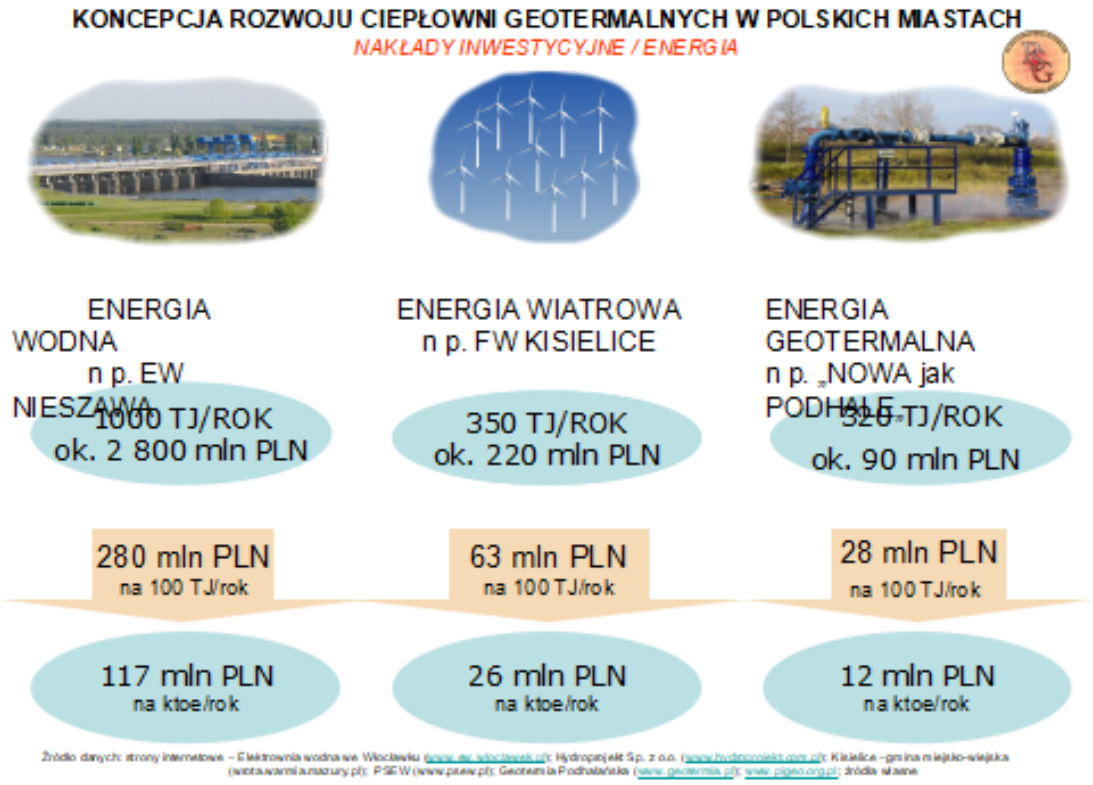
Fakt I.

PEC Geotermię Podhalańską SA prezentowano przez ubiegłe lata jako przykład o b. wysokich nakładach na inwestycję, sumując dla potrzeb tej tezy koszty udostępnienia złoża, budowy ciepłociągu z Bańskiej do Zakopanego, budowy zakładu i budowy sieci ciepłowniczej w Zakopanem (wcześniej nie istniejącej).

Tymczasem nakłady inwestycyjne na budowę zakładu geotermalnego (ciepłownia geotermalna, budynek, odwierty i kotłownia szczytowa stanowiły 34,7 % kosztów. Pozostałe koszty to m. in. budowa sieci (52,2 %). Przekonanie o wysokich kosztach geotermii kształtowano wg zasady "jeżeli fakty przeczą tezie tym gorzej dla faktów".

Fakt II.

Na potrzeby prezentacji Koncepcji Rozwoju Geotermii w Miastach przygotowano wykres ilustrujący nakłady inwestycyjne jakie trzeba ponieść w przypadku instalacji wodnych, wiatrowych i geotermalnych (Rys. 5.13.7). Niestety również ten argument o znaczącej przewadze inwestycji w geotermię był odrzucany.



Rys. 5.13.7. Porównanie nakładów inwestycyjnych do uzysku energii wybranych źródeł odnawialnych (opr. własne)

5.13.2.3. Radykalny optymizm

Poniżej cytaty z niezależnych, publicznych wystąpień dwóch naukowców:

cytat I - “Ogromne zasoby energii przekraczają kilkaset razy roczne potrzeby Polski, jeżeli chodzi o warunki techniczne”.
cytat II - “Do 2050 roku w Polsce można, a nawet powinno się zbudować ok. 300 zakładów geoenergetycznych, a do 2050 r. ok. 3 tysięcy zakładów geoenergetycznych o dużej mocy, produkujących energię elektryczną na poziomie 100-300 megawatów."

Lansowanie tak radykalnie optymistycznych, ale nieprawdziwych informacji w sferach parlamentarno-rządowych, szkodzi rozwojowi geotermii w Polsce.

5.13.2.4. Brak strategii rozwoju geotermii w Polsce

Przez lata geotermia rozwijała się w Polsce głównie dzięki entuzjazmowi i konsekwencji samorządowców i inwestorów. Brakuje systemowego rozwiązania ułatwiającego podejmowanie decyzji o inwestowaniu w budowę zakładów geotermalnych zresztą podobnie jak w całym obszarze produkcji energii w Polsce. Postawa inwestorów i osób odpowiedzialnych za możliwość wsparcia takich inwestycji była uzasadniana albo przez urzędowy pesymizm albo przez radykalny optymizm. Czas na zmianę. Aby rozwój geotermii był kształtowany wg najlepszych wzorców krajowych i międzynarodowych gwarantujących wybór optymalnych rozwiązań, istnieje konieczność opracowania Strategii Rozwoju Geotermii w Polskich Miastach.

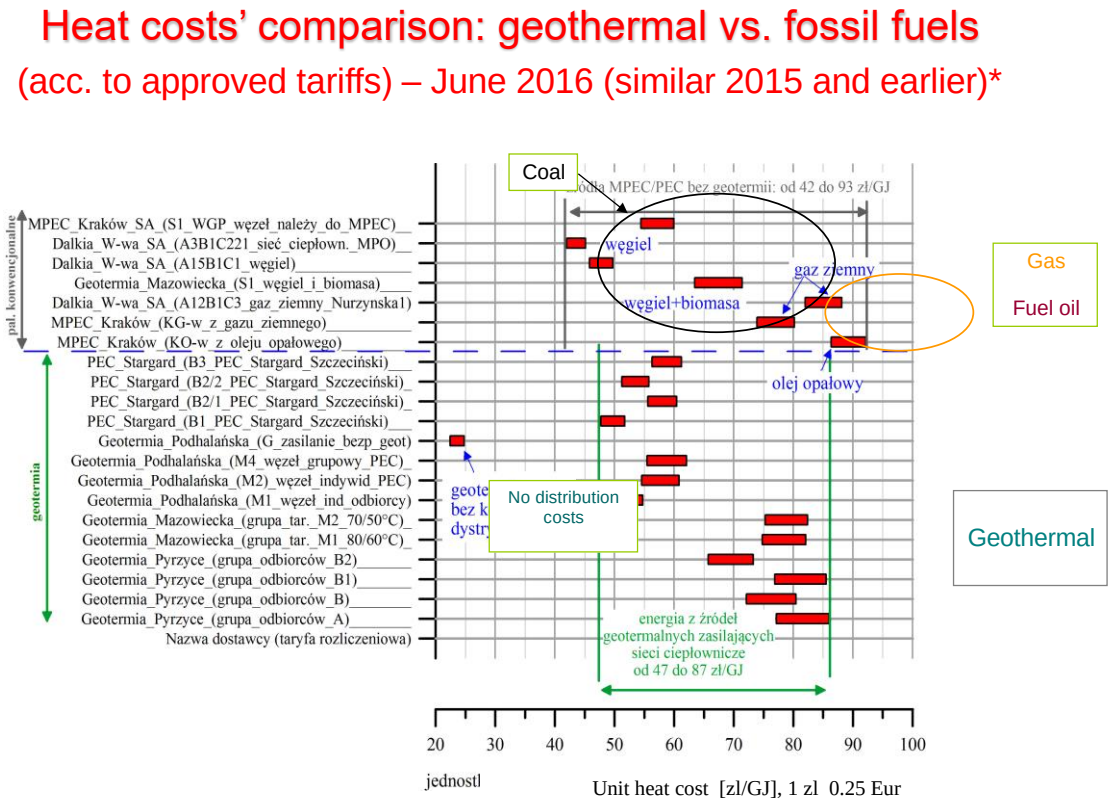
5.13.2.5. Niewykorzystane możliwości – szanse

Jest wiele powodów, które łącznie tworzą szansę właściwego, efektywnego wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce. Poniżej przedstawiono niektóre z nich. Nasz kraj charakteryzuje wysoki poziom akceptacji dla produkcji energii zasobów geotermalnych. Głównymi przyczynami akceptacji są dobre doświadczenia lokalnych społeczności wynikające z efektów pracy istniejących zakładów geotermalnych.

Mieszkańcy miast, w których pracują ciepłownie geotermalne odczuwają znaczącą poprawę jakości powietrza. Samorząd lokalny podejmujący decyzję o budowie zakładu geotermalnego słusznie argumentuje potrzebę budowy również wzrostem bezpieczeństwa dostaw energii cieplnej. Z podobnie dobrym przyjęciem spotykają się decyzje o budowie parków wodnych zasilanych wodami termalnymi. Bardzo ważny jest również argument ekonomiczny wynikający z doświadczeń pracujących

w kraju zakładów geotermalnych. Ich pozytywne wyniki oraz ceny sprzedaży GJ (Rys. 5.13.8), porównywalne z cenami ciepłowni węglowych są kolejnym argumentem na rzecz intensywnego, systemowego rozwoju geotermii w miastach.

Niewykorzystaną możliwością, ale również szansą rozwojową są: - m. in. wiedza o zasobach energii geotermalnej, doświadczenie międzynarodowe środowiska naukowego i firm wykonawczych czy deklarowane przez rząd RP, wsparcie rozwoju geotermii w Polsce. Fundamentalnym i pierwszym warunkiem wykorzystania wspomnianej szansy jest konieczność opracowania Strategii Rozwoju Geotermii w Miastach.



Rys. 5.13.8. Porównanie kosztów produkcji ciepła (Pająk. L, Bujakowski. W, 2016)

5.13.2.6. Powołanie ZMCE – inspiracja dla niektórych działań

W 2006 roku został powołany Związek Miast Czystej Energii z siedzibą we Włocławku. Za zgodą ówczesnych Rad tych Miast ich prezydenci i burmistrzowie zdefiniowali misję stowarzyszenia, formułując ją następująco: "Celem związku jest (zgodne z warunkami akcesji do UE) optymalne wykorzystanie zasobów energii geotermicznej znajdujących się w obszarze Naszych miast do zasilania istniejących sieci miejskich ciepłowniczych lub innego wykorzystania zgodnie z interesem społeczności lokalnej.

Komitet założycielski Związku tworzyły: miasto i gmina Krotoszyn, miasto i gmina Kępno, gmina miasto Ostrów Wielkopolski, miasto i gmina Pyrzyce, gmina miejska Włocławek. Niestety, to przedsięwzięcie nie spotkało się z poparciem i pomocą ani Ministerstwa Środowiska ani ówczesnych wojewodów czy marszałków z województw, do których należały wspomniane gminy. W rezultacie Związek Miast Czystej Energii jest nieaktywny.

5.13.2.7. Działania Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego

Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne ma charakter interdyscyplinarny. Gromadzi przedstawicieli nauki, istniejących zakładów geotermalnych, firm poszukiwawczych i wiertniczych a także samorządowców. PSG było organizatorem pięciu Ogólnopolskich Kongresów Geotermalnych a jego zarząd podejmował współpracę m. in. z Ministerstwami Środowiska i Gospodarki, Komisją Energetyki Sejmu RP, Związkiem Miast Polskich, Polskim Górnictwem Nafty i Gazu SA, a także z zainteresowanymi samorządami lokalnymi.

Zarząd PSG działa w duchu uchwały z 2007 roku – I Ogólnopolskiego Kongresu, z jej głównym przesłaniem:

„….....za szczególnie istotne podjęcie współpracy m. in. ze Związkiem Miast Polskich, oraz z Rządem RP i Parlamentem RP. Uczestnicy Kongresu wyrażają przekonanie, że dobra, długotrwała i oparta na rzetelnych podstawach współpraca wielu środowisk, w tym Rządu i Parlamentu RP jest fundamentalnym warunkiem rozwoju geotermii w Polsce oraz warunkiem wykorzystania funduszy krajowych i UE dla rozwoju tej dziedziny w Polsce ".

Nazwijmy historią krótki, kilkunastoletni okres działań PSG przybliżając wspomniane wyżej działania, ich rezultaty oraz płynące z nich wnioski.

5.13.3. Historia działań PSG

5.13.3.1. Ogólnopolskie Kongresy Geotermalne – uchwały

Jak wspomniano, PSG było organizatorem pięciu Ogólnopolskich Kongresów Geotermalnych. Kolejne Kongresy: w Radziejowicach, Bukowinie Tatrzańskiej, Lądku Zdroju, Zakopanem oraz Mszczonowie gromadziły przedstawicieli środowisk związanych bezpośrednio i pośrednio z geotermią, wiodące ośrodki naukowe, badawcze, firmy geologiczne, geofizyczne, wiertnicze i inne związane z sektorem geotermalnym oraz zaproszonych przedstawicieli administracji rządowej i samorządowej.
Każdy z Kongresów był forum debaty i prezentacji doświadczeń i rozwiązań, sprzyjających rozwojowi geotermii w kraju i na świecie. Wszystkie kończyły się uchwałami lub wnioskami, będącymi zbiorem uzgodnionych propozycji adresowanych do różnych środowisk m. in. do zarządu PSG.

Poniżej podano wybrane fragmenty uchwał lub wniosków przyjmowanych na zakończenie Kongresów. Cytowane fragmenty ilustrują oczekiwania uczestników:

* I Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Radziejowice 2007 r.:

Uchwała - „.....za szczególnie istotne podjęcie współpracy m. in. ze Związkiem Miast Polskich, oraz z Rządem RP i Parlamentem RP. Uczestnicy Kongresu wyrażają przekonanie, że dobra, długotrwała i oparta na rzetelnych podstawach współpraca wielu środowisk, w tym Rządu i Parlamentu RP jest fundamentalnym warunkiem rozwoju geotermii w Polsce oraz warunkiem wykorzystania funduszy krajowych i UE dla rozwoju tej dziedziny w Polsce".

* IV Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Zakopane 2013 r.:

Wnioski ogólne:

- Uczestnicy Kongresu zostali poinformowani o powołaniu, z inicjatywy rządu i parlamentu RP, specjalnego zespołu ds. energii, do którego gremium zaproszeni zostali przedstawiciele sektora geotermii. Środowisko wyraża nadzieję, że spotka się to z pozytywnym skutkiem dla rozwoju geotermii w Polsce.
- Środowiska reprezentowane podczas Kongresu oczekują, że Ministerstwo Środowiska, Ministerstwo Gospodarki oraz Zarządy NFOŚiGW i WFOŚiGW podejmą działania ukierunkowane na ograniczenie barier rozwoju geotermii w Polsce poprzez stworzenie odpowiednich procedur prawnych i źródeł finansowania wspierających rozwój tego sektora OZE.

Wnioski szczegółowe:

- Uczestnicy Kongresu popierają kontynuowanie przez Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne działań zmierzających do rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w polskich miastach. Kierunek ten powinien stać się częścią krajowej strategii rozwoju energetyki do 2030 r. i zostać uwzględniony w Krajowym Planie Działania w zakresie wspierania rozwoju wykorzystania OZE do 2020 r.
- Poważną barierą dla rozwoju geotermii, zwłaszcza głębokiej, jest brak systemu ubezpieczenia ryzyka geologicznego, zarówno na etapie poszukiwawczym jak i eksploatacyjnym.

- Środowisko przedsiębiorców branży geotermalnej podkreśliło konieczność nawiązania bliższych kontaktów z władzami lokalnymi, w szczególności Marszałkami Województw, w zakresie uwzględnienia inwestycji geotermalnych w planach zagospodarowania przestrzennego oraz strategiach rozwoju województw, jak również zacieśnienia współpracy na etapie procedowania nowych prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych.
- Wniosek dotyczący przepływu informacji do PSG – propozycja przekazywania do PSG informacji o aktualnie prowadzonych pracach w dziedzinie geotermii.
  W szczególności dotyczy to prac wiertniczych i badań hydrogeologicznych w otworach.

* V Ogólnopolski Kongres Geotermalny, Mszczonów 2016 r.:

Wnioski ogólne:

- V OKG wnosi do Zarządu PSG o wystąpienie do Prezes Rady Ministrów w sprawie uwzględnienia wniosków dotyczących rozwoju geotermii w pracach właściwych ministerstw i agend rządowych (co przedstawiono odrębnie w załączonym projekcie Apelu).

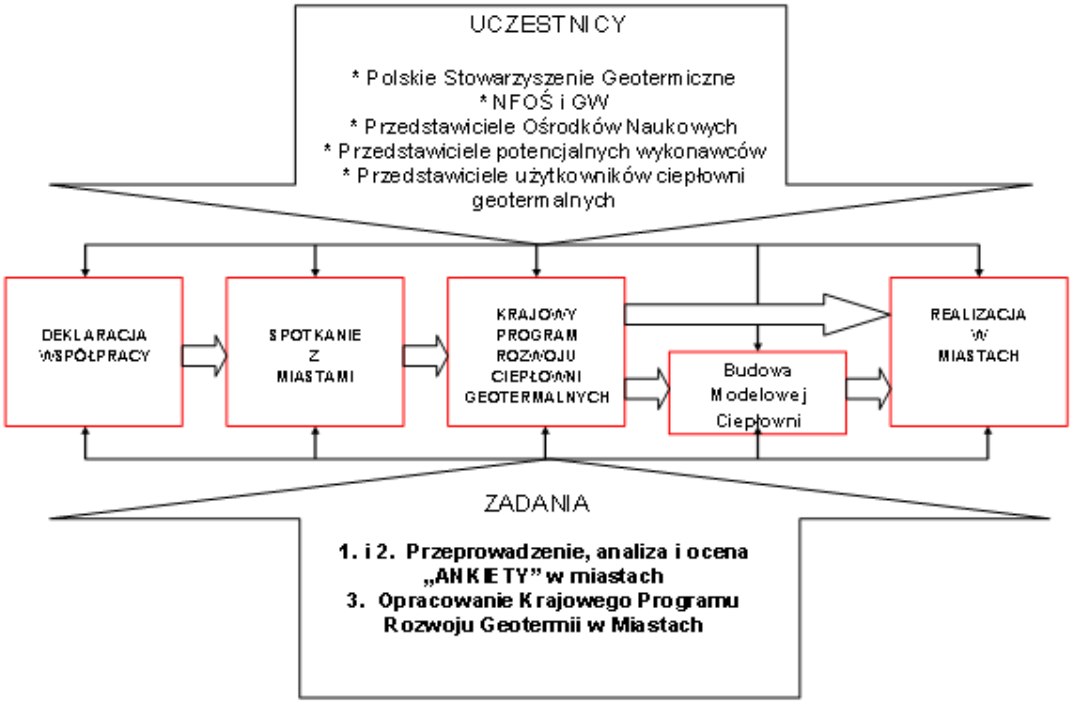
Wnioski szczegółowe:

- Uczestnicy Kongresu popierają kontynuowanie przez Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne działań zmierzających do rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w miastach, w tym w istniejących sieciach c.o. Posiadane przez Polskę zasoby geotermalne wręcz narzucają konieczność, aby kierunek ten stał się elementem ogólnokrajowej strategii rozwoju energetyki, w tym m. in. opracowywanej Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju.
- Uczestnicy Kongresu postulują, aby Zarząd PSG wystosował pismo adresowane do ministerstw właściwych ds. energii i środowiska oraz do prezesa NFOŚiGW z propozycją uruchomienia programu / wprowadzenia wymogu mającego na celu pozyskiwanie dodatkowych informacji hydrogeologicznych i geotermicznych, w tym poprzez opróbowywanie głębokich poziomów wodonośnych i pomiary termiczne w nowych otworach wiertniczych realizowanych przez spółki ze znaczącym udziałem kapitałowym Skarbu Państwa (w tym PGNiG S.A, KGHM S.A. i innych).

  Dane to mogą stanowić istotne źródło informacji o występowaniu i parametrach potencjalnych ujęć wód geotermalnych w miejscach słabo dotychczas rozpoznanych.

5.13.3.2. Koncepcja Rozwoju Geotermii w Miastach

Aprobatę kolejnych Kongresów zyskała Koncepcja Rozwoju Geotermii w miastach (rys. 5.13.9).



Rys. 5.13.9. Koncepcja rozwoju geotermii w miastach (Z. Bociek)

Poniżej opisano propozycję sposobu realizacji trzech zasadniczych etapów Koncepcji Rozwoju Geotermii w Miastach.

Etap I - Przygotowanie i przeprowadzenie Ankiety

Zespół powołany przez zarząd PSG przygotował wstępny zestaw pytań dotyczących zagadnień technicznych, organizacyjnych i prawnych, które należy adresować do władz miast i właścicieli istniejących w miastach ciepłowni i sieci c.o. Będą one zrealizowane w formie ankiety / ekspertyzy, zawierającej pytania odnośnie ww. zagadnień, która będzie rozesłana do miast ze zweryfikowanej listy. Warunkiem koniecznym pomyślnego przebiegu tego etapu będzie uzyskanie zgody adresatów na ich udział w Ankiecie/Ekspertyzie. Mamy nadzieję, że będzie to efekt wspólnego zaproszenia do współpracy burmistrzów i prezydentów tych miast przez Ministra Środowiska oraz prezesów PSG i ZMP.

Etap II - Analiza i ocena Ankiety

Szczegółowej analizie zostaną poddane uzyskane informacje określające m.in. lokalizację, warunki hydrogeologiczne, geotermiczne, techniczne (np. możliwości i sposobu współpracy z istniejącą siecią ciepłowniczą). W jej wyniku zostaną wyłonione miasta (zestawione w formie listy), które spełnią kryteria wskazujące na możliwość budowy ciepłowni geotermalnej współpracującej z istniejącą w mieście ciepłownią i siecią c.o.

Etap III - Opracowanie Krajowego Programu Rozwoju Geotermii w Miastach

Program opracowany będzie dla miast, które uzyskają pozytywną ocenę w II. Etapie „Koncepcji" i będzie zbiorem rozwiązań w zakresie budowy ciepłowni geotermalnych, obejmującym m.in. następujące informacje dotyczące:

- dostępu do zasobów geotermalnych i ich parametrów,
- lokalizacji otworów,
- schematów instalacji geotermalnych dostosowanych do systemów ciepłowni w poszczególnych miastach

oraz

- wstępnego studium wykonalności dla poszczególnych instalacji,
- modeli ciepłowni dostosowanych m.in. do ilości odbiorców, typów sieci c.o. oraz instalacji geotermalnych,

- wstępnego studium wykonalności dla modeli,
- realizacji inwestycji,
- określenia sposobów finansowania, realizacji i dostępu do środków krajowych i UE,
- przedsięwzięć legislacyjnych sprzyjających rozwojowi geotermii w miastach.

KPRGwM ułatwi inwestorom podejmowanie decyzji, a instytucjom państwowym wybór inwestycji, które mogą być objęte wsparciem finansowym ze środków publicznych.

5.13.3.3. Wystąpienia m. in. do Sejmu RP oraz ministerstw

W 2010 roku członkowie zarządu PSG prezentowali Koncepcję zarówno Podkomisji Energetycznej sejmu RP jak też przedstawicielom Ministerstw Środowiska i Gospodarki.

W rezultacie rozmów uzgodniono treść Deklaracji Współpracy (kopia poniżej), która została podpisana 8 marca 2010 roku. Niestety przez kilka kolejnych lat pomimo wielokrotnych wystąpień do ministerstw, spotkań z ministrami, prezesami NFOŚiGW i URE, Deklaracja pozostała deklaracją.

PODKOMISJA STAŁA DS. ENERGETYKI KOMISJI GOSPODARKI SEJMU RP

MINISTER GOSPODARKI

MINISTER ŚRODOWISKA

POLSKIE STOWARZYSZENIE GEOTERMICZNE

Deklaracja współpracy na rzecz rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce

Biorąc pod uwagę:

- pozytywny wpływ rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii zarówno na środowisko, jak również na stabilność gospodarki, poprzez zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii (w tym zmniejszenie uzależnienia od zagranicznych surowców energetycznych), poprawę krajowego bilansu towarowego i płatniczego (ograniczenie importu surowców energetycznych) oraz rozwój przemysłu związanego z energetyką odnawialną, co przekłada się bezpośrednio na zwiększenie ilości miejsc pracy oraz stwarza możliwość eksportu nowoczesnych technologii;
- ideę zrównoważonego rozwoju, która niesie ze sobą szczytne założenie postępu gospodarczego i społecznego – w pełni zharmonizowanego ze środowiskiem i bez ryzyka zmniejszenia możliwości zaspokajania potrzeb przyszłych pokoleń, w praktyce oznaczającą gospodarcze wykorzystywanie dóbr przyrody przy jednoczesnym ich poszanowaniu;
- potrzebę realizacji zobowiązań międzynarodowych w dziedzinie odnawialnych źródeł energii oraz ochrony klimatu;

deklarujemy partnerską współpracę w zakresie skutecznych działań zmierzających do rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce.

Andrzej Czerwiński	Joanna Strzelec-Łobodzińska	Henryk Jacek Jezierski	Beata Kępińska
Przewodniczący Podkomisji Stałej ds. Energetyki Komisji Gospodarki Sejmu RP	Podsekretarz Stanu Ministerstwo Gospodarki	Podsekretarz Stanu Ministerstwo Środowiska	Prezes Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego

Warszawa dn. 08 marca 2010 r.

5.13.3.4. Spotkania i konferencje, współpraca krajowa i międzynarodowa

W okresie ostatnich kilku lat przedstawiciele zarządu PSG uczestniczyli w wielu krajowych i międzynarodowych konferencjach i spotkaniach, dotyczących geotermii. Pani prezes PSG jest członkiem władz EGEC. PSG ma dostęp do najnowszych informacji o rozwoju geotermii w Europie i na świecie.

5.13.4. Propozycje działań

5.13.4.1. Wnioski

Przez lata rozwój geotermii w Polsce był efektem działań opartych na entuzjazmie i zaangażowaniu, niezbyt licznej grupy naukowców, samorządowców i inwestorów. Działające obecnie zakłady geotermalne powstały głównie dzięki wytrwałości i determinacji przedstawicieli wymienionych środowisk. Rząd i parlament RP nie dopracował się w ostatnich 25 latach systemowego rozwiązania sprzyjającego wykorzystaniu zasobów geotermalnych, którymi w Polsce dysponujemy. Nie przeprowadzono kompleksowej oceny efektywności i bezpieczeństwa co najmniej w obszarze OZE.

Takie postępowanie sprzyjało tworzeniu barier w rozwoju geotermii w Polsce. Nie wykorzystywano możliwości wynikających zarówno z naszych zasobów geotermalnych, krajowych i międzynarodowych doświadczeń polskich naukowców oraz firm jak również dobrych przykładów w Europie. Wobec powyższego rozwój obszaru OZE w Polsce dokonywał się na podstawie niejasnych kryteriów z dużym wpływem lobbystów.

Jeżeli sytuacja ma ulec zmianie, a rozwój geotermii ma cechować optymalizacja w rezultacie przeprowadzenia analizy, oceny i wyboru właściwych rozwiązań, należy niezwłocznie przystąpić do opracowania Strategii Rozwoju Geotermii w Polsce. Poniżej przedstawiono postulaty informujące m. in. o celach, zakresie prac międzyresortowego zespołu którego zadaniem będzie opracowanie Strategii.

5.13.4.2. Postulaty

Apel ws. opracowania Strategii Rozwoju Geotermii w Polsce

Fundamentalnych postulatem warunkującym spójny rozwój geotermii w Polsce jest konieczność opracowania strategii jej rozwoju w energetyce, rekreacji i balneoterapii. Zarząd reprezentowany przez prezesa Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego wystosował w tym względzie w 2017 r. Apel do Prezes Rady Ministrów RP. Zawarto w nim m.in. następujące stwierdzenia:

Szanowna Pani Premier,

w imieniu uczestników V. Ogólnopolskiego Kongresu Geotermalnego, który odbył się w dniach 11–13.10 2016 r. w Mszczonowie, Zarząd PSG apeluje do Pani Premier o wsparcie wieloletnich działań środowisk obecnych na tym Kongresie, a ukierunkowanych na szersze wykorzystanie energii geotermalnej.

Uważamy, że rozwój geotermii w Polsce jest zdecydowanie niewystarczający, biorąc pod uwagę zasoby, możliwości ich wykorzystania, a nade wszystko wielorakie korzyści. Już w 2007 r. I Ogólnopolski Kongres Geotermalny zobowiązał Zarząd PSG do współpracy z Rządem i Parlamentem RP na rzecz rozwoju geotermii w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania jej w miastach uprzywilejowanych dostępem do zasobów geotermalnych oraz z istniejącą infrastrukturą (sieciami grzewczymi).

Z zadowoleniem przyjmujemy deklarację Pana Ministra Jana Szyszko, w/s rozwoju geotermii w Polsce, wyrażoną podczas Konferencji Klimatycznej w Paryżu w grudniu 2015 r.

Apelujemy o wsparcie ponieważ pomimo podpisanej z przedstawicielami Rządu i Parlamentu RP w 2010 r. Deklaracji współpracy na rzecz rozwoju geotermii, naszych wieloletnich kontaktów z ministrami i parlamentarzystami, udziału w ubiegłych latach w konsultacjach projektów ustaw i innych działaniach, większości istotnych postulatów środowisk związanych z Polskim Stowarzyszeniem Geotermicznym nie udało się zrealizować, pomimo wielorakich korzyści jakie niesie ze sobą rozwój geotermii. Dowodzą tego b. pozytywne dotychczasowe doświadczenia krajowe i międzynarodowe

Wnioskujemy do Pani Premier o pomoc w urzeczywistnieniu naszych postulatów adresowanych do:

- Ministerstwa Środowiska, Ministerstwa Energii i Ministerstwa Zdrowia – o uwzględnienie w projektach ustaw wykorzystania zasobów geotermalnych ze względu na w. w. korzyści;

- Prezesa NFOŚiGW o sfinansowanie realizacji systemowego rozwiązania dla Polski, czyli Koncepcji Rozwoju Geotermii w Miastach. Wspomniana Koncepcja jest propozycją całościowego rozwiązania, adresowanego do około stu polskich miast, uprzywilejowanych dostępem do zasobów geotermalnych a pozwalających na ich wykorzystanie do celów grzewczych, rekreacyjnych czy balneologicznych. W wyniku jej realizacji ma powstać opracowanie służące podejmowaniu decyzji przez inwestorów, samorządy miejskie oraz przez instytucje państwowe odpowiedzialne za wsparcie finansowe. Wnosimy o uzgodnienia dotyczące sfinansowania realizacji Koncepcji przez NFOŚiGW.

- Ministerstwa Rozwoju – o uwzględnienie w Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju wykorzystania zasobów geotermalnych Polski dla celów energetycznych, rekreacyjnych i balneoterapeutycznych ze względu na ewidentne wielorakie korzyści ekonomiczne, środowiskowe, zdrowotne, poprawę efektywności i bezpieczeństwa energetycznego. W projekcie SOR odnotowujemy jedynie zapis „geotermia" na str. 34, w obszarze „Środowisko Naturalne". Tymczasem geotermia winna być wprowadzona również m. in. w części „VI. Obszary wpływające na osiągnięcie celów Strategii" czy „Energia oraz Bezpieczeństwo Narodowe".

- Prezesa PGNIG – o uwzględnienie w Strategii Spółki możliwości wykorzystania jej potencjału w udostępnianiu zasobów geotermalnych w Polsce.

Prosimy o rekomendację naszych propozycji. Deklarujemy gotowość współpracy z przedstawicielami Rządu RP, NFOŚiGW oraz PGNIG. Prosimy o odpowiedź.

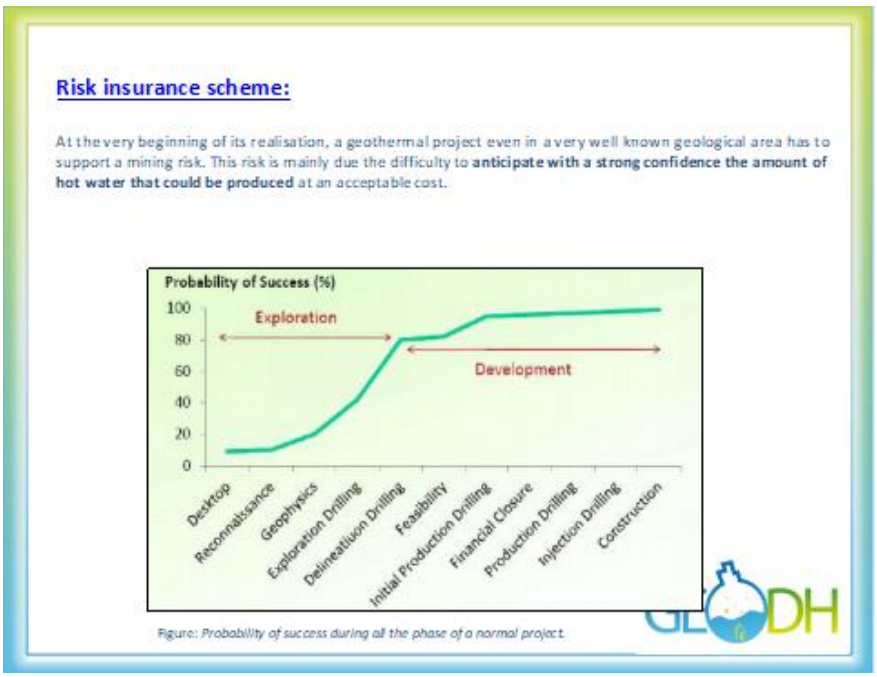
Zarząd PSG otrzymał odpowiedź z Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, która wskazuje na możliwość współpracy dla dobra rozwoju geotermii w Polsce (takie działania są już podejmowane).

Fundusz ubezpieczenia ryzyka

Potencjalni inwestorzy zainteresowani udostepnieniem zasobu energii geotermalnej np. dla celów energetycznych, mają świadomość, że podstawowym zagrożeniem dla inwestycji jest duże ryzyko finansowe związane z trafnością wykonywania odwiertów. Ten fakt jest jedna z istotnych przyczyn ograniczonego zainteresowania inwestowaniem w wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce. W wielu krajach posiadających zasoby geotermalne ich udostępnieniu służą rozwiązania obniżające finansowe ryzyko inwestora wynikające z wyżej wspomnianej trafności wierceń udostepniających zasób energii geotermalnej. W takim przypadku inwestor może liczyć na wsparcie finansowe

Jest wystarczająco dużo wzorców tego funduszu stosowanego w innych krajach, aby przyjąć optymalne rozwiązanie dla polskich inwestycji. Są przykłady powiązania funduszu z koniecznością wykonania m. in. badań sejsmicznych poprzedzających wiercenia.

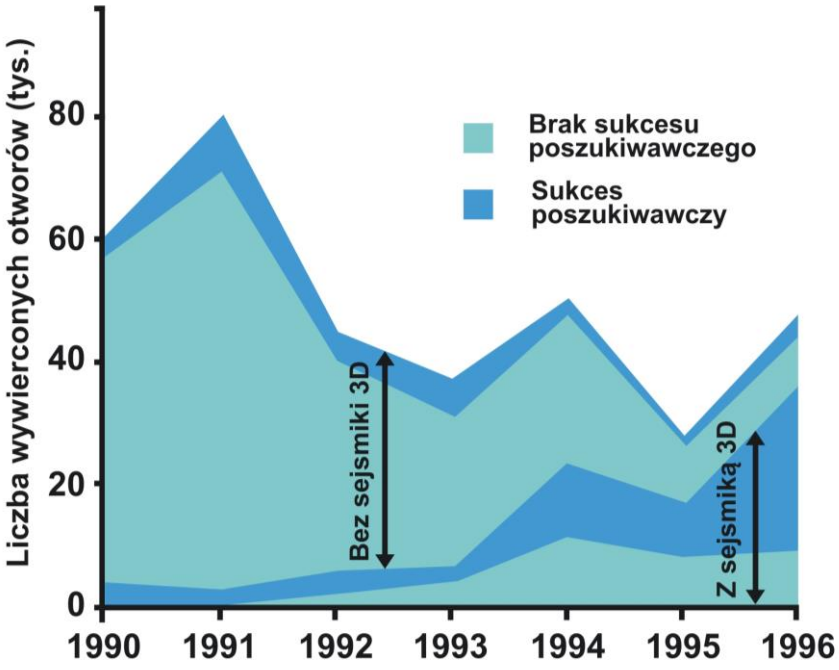
Poniższy wykres (Rys. 5.13.10) ilustruje zależność trafności udostępnienia złoża od kolejnych działań.



Rys. 5.13.10. Schemat ubezpieczenia ryzyka (w: www.geodh.eu)

Sejsmika 3D

W wielu krajach zastosowano badania sejsmiczne 3D poprzedzające wiercenia udostępniające zasoby geotermalne. Rozwój badań geofizycznych wpływa na zwiększenie trafności otworów poszukiwawczych. Wprowadzenie metody sejsmicznej 3D w miejsce metody 2D zaowocowało zwiększeniem ilości sukcesów poszukiwawczych. Rys. 5.13.11 ilustruje wspomnianą zależność. Tym bardziej staje się oczywiste, że warto powiązać fundusz ryzyka z koniecznością wykonania badań sejsmicznych 3D poprzedzających wiercenia.



Rys. 5.13.11. Zależność rodzaju badań geofizycznych i sukcesów poszukiwawczych (Dane z „Geofizyka Toruń")

5.13.5. Postulaty końcowe

Biorąc pod uwagę zarówno wnioski i postulaty opisane powyżej, a w szczególności Apel do Pani Premier z 2017 r. i otrzymaną odpowiedź proponuję:

- Opracowania Strategii i Programu Rozwoju Geotermii w Polsce przez powołany międzyresortowy zespół. W pracach zespołu powinni uczestniczyć przedstawiciele m. in. Polskiego Stowarzyszenia Geotermicznego, wiodących zespołów z uczelni i ośrodków naukowych prowadzących badania z zakresu geotermii, Konwentu Geotermii Polskich, samorządów z doświadczeniem w zakresie geotermii, doświadczonych w tym zakresie firm wykonawczych, parlamentarzyści zainteresowani rozwojem geotermii.

Zespół powinien uwzględnić w swoich pracach m. in.:

- Koncepcję Rozwoju Geotermii w Polsce,
- wybór optymalnego rozwiązania Funduszu Ubezpieczenia Ryzyka,
- Zakres opracowania m. in. dotyczący produkcji ciepła, prądu, rekreacji, lecznictwa,
- oczekiwania samorządów i inwestorów,
- wiedzę o zasobach geotermalnych w Polsce,
- doświadczenia krajowe i międzynarodowe firm wykonawczych,
- uchwały i wnioski Ogólnopolskich Kongresów Geotermalnych,
- wnioski i postulaty z Projektu EOG „Energia geotermalna – podstaw niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce".

Strategia i Program winny objąć zagadnienia prawne, finansowe, organizacyjne, techniczne, technologiczne, m.in.
w zakresie: kogeneracji, produkcji ciepła dla potrzeb grzewczych i innych komunalnych, rekreacji, lecznictwa, produkcji rolnej, modelowej ciepłowni geotermalnej, a także zaleceń realizacyjnych.

Opracowanie Strategii Rozwoju Geotermii w Polsce jest fundamentalnym warunkiem optymalnego wykorzystanie zasobów geotermalnych w Polsce, w tym w ciepłownictwie.

5.14. Propozycje projektów pilotowych w Polsce na podstawie wyników Projektu

Podrozdział zawiera propozycje geotermalnych projektów pilotażowych dla miast, które były objęte raportowanym Projektem, kilku innych miejscowości I obszarów w Polsce, a także propozycje niektórych geotermalnych projektów badawczych. Propozycje te przedstawiono w ujęciu przez poszczególne zespoły partnerów i współpracujących ekspertów i realizatorów, natomiast są one generalnie wzajemnie spójne i uzupełniają się jako wynik wspólnych działań, prac, dyskusji i wymiany poglądów w trakcie Projektu.

Propozycje geotermalnych projektów pilotażowych są przedstawione w następującym porządku:

- Propozycje dla wybranych miast objętych Projektem: Poddębic, Konstantynowa Łódzkiego, Sochaczewa, Lądka-Zdroju,
- Propozycje dla miast Projektu oraz innych miejscowości i rejonów Polski
- Propozycje nowych lokalizacji na Niżu Polskim perspektywicznych dla rozwoju ciepłownictwa sieciowego
- Propozycje projektów badawczych dla obszaru Lądka-Zdroju i regionu Sudetów – dla wsparcia optymalnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego – AGH WGGiOŚ, PWr
- Ogólne propozycje i rekomendacje dla zwiększenia efektywności i lepszej pracy działających i planowanych geotermalnych sieci c.o. w Polsce

5.14.1. Propozycje geotermalnych projektów pilotażowych dla wybranych miast: Poddębic, Konstantynowa Łódzkiego, Sochaczewa, Lądka-Zdroju

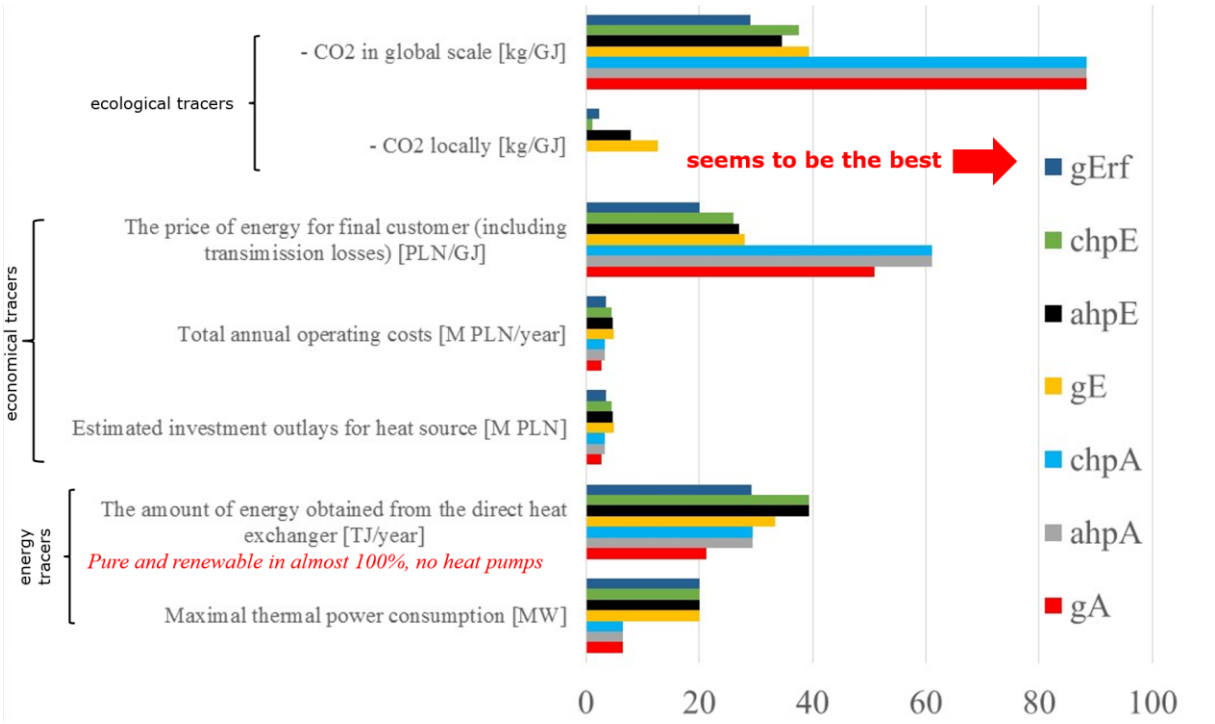
5.14.1.1. Propozycje zespołyu IGSMiE PAN oraz ekspertów

Bazując na wykonanych wstępnych studiach celowości dla Poddębic (rozdziały 5.4.3 i 5.4.4), Sochaczewa (rozdziały 5.5.2 i 5.5.3), Konstantynowa Łódzkiego (rozdziały 5.6.2 i 5.6.3) oraz Lądka Zdroju (rozdziały 5.7.4 i 5.7.5) Dokonano wyboru najlepszych, zdaniem autorów, rozwiązań. Hierarchizacji, w obrębie poszczególnych lokalizacji, dokonano w oparciu o trzy grupy kryteriów: kryterium energetyczne, ekonomiczne i ekologiczne.
Miarą kryterium energetycznego była produkcja geotermalnej energii w pełni odnawialnej – czyli wytwarzanej bezpośrednio z geotermii, bez pomp ciepła. Jeżeli w lokalizacji, ze względu na brak koherencji temperaturowej pomiędzy źródłem a odbiorcą, nie było możliwości bezpośredniego wytwarzania energii cieplnej – taka sytuacja dotyczyła np. Sochaczewa – to kierowano się kryterium ilości pozyskanej energii z geotermii, przy wykorzystaniu pomp ciepła. Im była większa ilość energii pochodzącej z geotermii tym lepszy był analizowany wariant
Miernikiem kryterium ekonomicznego były: poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych, poziom kosztów zmiennych oraz całkowity koszt wytworzenia energii cieplnej netto. Im niższe nakłady inwestycyjne, koszty zmienne i całkowite koszty jednostkowe, tym lepszy był analizowany wariant.
Miernikiem efektów ekologicznych była lokalna i globalna emisja CO_2. Mimo, że CO_2 jako taki, nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla życia: ludzi i zwierząt, założono że emisja pozostałych substancji zanieczyszczających jest w pewien sposób związana z emisją CO_2 – im większa emisja CO_2, tym większa emisja innych polutantów dla analizowanego wariantu. Jak wspomniano analizowano emisję zanieczyszczeń w skali globalnej i lokalnej. Emisja lokalna związana była z bezpośrednim sąsiedztwem źródła energii, natomiast emisja globalna uwzględniała dodatkowo emisję związaną ze zużywaną w wariancie energią elektryczną. Było to szczególnie istotne w przypadku sprężarkowych pomp ciepła – napędzanych sieciową energią elektryczną. Energia elektryczna jest obecnie w Polsce wytwarzana w oparciu o węgiel, kamienny i brunatny – jego udział w strukturze konsumpcji nośników zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej oszacować można na ok. 90%.
Na rysunkach od 5.14.1 do 5.14.5 przedstawiono w formie wykresów słupkowych, dla analizowanych lokalizacji zakres zmienności parametrów, wybranych dla klasyfikacji i wyboru wariantów optymalnych. Na wykresach zaznaczono najlepsze warianty, mając na uwadze wielokryterialne oceny. Zawarty na rysunkach schemat oznaczeń wariantów jest analogiczny ze schematem używanych w rozdziałach, gdzie warianty dokładnie opisano.
Najlepsze – rekomendowane, propozycje instalacji pilotowych opisano poniżej.

Poddębice

W przypadku Poddębic wariant sugerujący obniżenie temperatury powrotu z instalacji grzewczych odbiorców, można tego dokonać: kontrolując temperaturę powrotu, stosując elementy systemu kaskadowego – tam gdzie to tylko możliwe i modernizując instalacje grzewcze u odbiorców (np. poprzez zwiększenie powierzchni wymiany ciepła). Dla realizacji

instalacji pilotowej należałoby wykonać projekty koncepcyjne i technologiczne poszczególnych elementów proponowanego systemu kaskadowego zagospodarowania energii. Jednym z najważniejszych składników tego systemu są obiekty (odbiorcy energii) ZOO Parku. Obiekty te winne być poddane szczegółowej ocenie energetycznej (potrzeby i parametry) w kierunku maksymalnego obniżenia temperatury powrotu oraz w aspekcie technologicznych możliwości ich włączenia w system. Należy rozpatrzyć dostarczenie energii do pomieszczeń zwierząt w układzie kaskadowym (szeregowym). W przypadku tego obiektu sensowne wydaje się również podgrzewanie dróg i ścieżek pieszych dla uzyskania maksymalnego efektu energetycznego. Całość analizy poddana będzie ocenie optymalizacyjnej – kosztowej. Projekt technologiczny opracowany na tych danych winien uwzględniać etapowanie realizacji całego systemu. Przewidywana wstępnie, na obecnym etapie, moc odbiorców po poszerzeniu ich grona o nowe obiekty oszacowana została na ponad 20 MW, przy konsumpcji energii 177 TJ/rok (ilość energii wytwarzanej przez źródło jest większa o straty ciepła na przesyle i wynosić będzie ok. 207 TJ/rok). Jeżeli udałoby się osiągnąć zakładany efekt, w postaci obniżenia projektowych parametrów instalacji grzewczych u odbiorców do parametrów 65/50/20/-20°C dla centralnego ogrzewania i 65/45°C dla ciepłej wody użytkowej, to bezpośrednio z energii geotermalnej (bez użycia pomp ciepła) można będzie pozyskać ok. 97% potrzebnej w Poddębicach energii (tj. ok. 200 TJ/rok). Całkowite koszty eksploatacji źródła energii w tych warunkach oszacowano na 3.5 mln. zł/rok (1.9 mln. zł/rok to koszty stałe – głównie amortyzacja i 1.6 mln. zł/rok to koszty zmienne – zakup nośników energii). Sumarycznie cenę jednostkową zakupu energii netto przez odbiorcę końcowego oszacowano na 20 zł/GJ. Jest to cena nieosiągalna nawet dla węgla (zakładając cenę netto zakupu węgla o wartości opałowej 26 GJ/Mg na poziomie 650 zł/Mg i sprawność kotła 75%, energia z węgla kosztuje ok. 33 zł/GJ – bez kosztów stałych). Inwestycja w dostosowanie instalacji grzewczej odbiorców do możliwości źródła w przypadku Poddębic przyniesie pozytywne efekty na wszystkich analizowanych płaszczyznach: ekonomicznej, energetycznej i ekologicznej. Nie bez znaczenia jest również aspekt możliwości redukcji strumienia eksploatowanej wody geotermalnej – co wpłynie na bezpieczeństwo pracy złoża.



Rys. 5.14.1. Zakres zmienności wybranych grup parametrów dla wariantów analizowanych w Poddębicach (oznaczenia wariantów i ich opis zgodny z rozdziałami 5.4.3 i 5.4.4)

Rekomendacje dla Poddębic wykonane w ramach niniejszego Projektu są spójne z urealnionymi propozycjami rozwiązań pilotażowych w Poddębicach, wskazanych przez partnerów Projektu z Poddębic, tj. Geotermię Poddębice Sp. z o.o. oraz Burmistrza Poddębic w działaniach określonych poniżej.

Podłączenie Zoo Safari w zakresie odbioru ciepła z wody termalnej, po przejściu przez wymiennik w ciepłowni geotermalnej, do celów grzewczych i napełniania zbiorników wodnych dla zwierząt (temp. około 50ºC). W chwili obecnej trwają uzgodnienia z projektantem sieci cieplnej i wodociągu z wodą termalną w zakresie ustalenia przebiegu trasy rurociągów (w tym przejścia pod rzeką), doboru ich średnicy i określenia przez Zoo Safari zapotrzebowania ilości i temperatury wody.

Podłączenie kompleksu całorocznych basenów termalnych w zakresie odbioru ciepła z wody termalnej po przejściu przez wymiennik do celów grzewczych, podanie wody do niecek basenowych i zabiegów SPA (temp. około 50ºC). Gmina Poddębice podpisała umowę z Marszałkiem Województwa Łódzkiego w październiku 2017 r. na finansowanie budowy kompleksu basenów termalnych. Zakładany okres realizacji projektu 2018-2020 r. W związku z powyższym w tym czasie konieczne będzie wykonanie przyłącza do zasilania obiektów objętych projektem.

Wymiana lub zwiększenie powierzchni grzewczej grzejników w wybranym budynku w celu obniżenia parametrów grzewczych. W wyniku przeglądu obiektów użyteczności publicznej wspólnie z Burmistrzem wytypowano obiekt gimnazjum, który zużywa dużo ciepła do ogrzewania, a mimo to komfort cieplny nie jest zachowany. Dotyczy to w szczególności hali sportowej w tym obiekcie. Kolejnymi obiektami mogłyby być dwa budynki przedszkola, ewentualnie siedziba Urzędu Miejskiego.

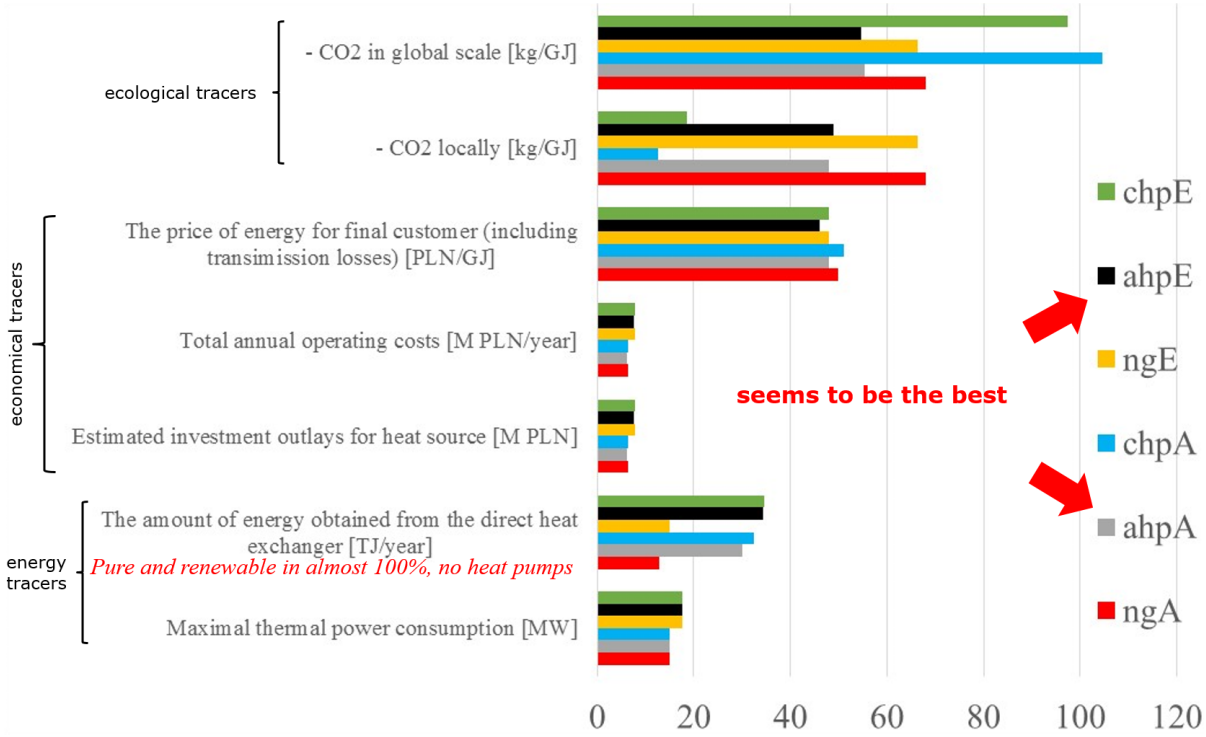
Budowa szklarni edukacyjnej zlokalizowanej w pobliżu odwiertu z wykorzystaniem wody jak również ciepła do ogrzewania.

Generalnie dla pracy systemu grzewczego w Geotermii Poddębice poszukujemy rozwiązania pozwalającego na obniżenie temperatury wody na powrocie, a tym samym na uzyskanie większej wartości Δt.

Sochaczew

W przypadku tego miasta, również zasadna jest opcja która zakłada zastosowanie pomp ciepła, obniżenie wymaganej temperatury zasilania i temperatury powrotnej.

W przypadku Sochaczewa wariantem optymalnym rozwoju systemu wydaje się być wariant zakładający równoczesne: wykorzystanie pomp ciepła, obniżenie wymaganej temperatury zasilania i osiąganej temperatury powrotu. Niska temperatura wód złożowych (~40°C) wymagać będzie zastosowania pomp ciepła podnoszących temperaturę wód do wymaganych przez odbiorców wartości. Temperatura wód na powrocie stanowi także duży potencjał dlatego pilotowa instalacja winna obejmować wykonanie geotermalnego źródła ciepła (wymienniki, pompy ciepła, kotły szczytowe, osprzęt itd.) oraz odbiorców ciepła z wydzieleniem kilku sieci, o możliwie niskich potrzebach jeżeli chodzi o temperatury robocze instalacji grzewczych. Swoje miejsce może to znaleźć idea wykorzystania systemów kaskadowych – połączonych szeregowo, np. odbiorcy istniejący (najwyższy parametr), następnie wydzielona sieć odbiorców o niższych wymaganiach temperaturowych (dostosowanych do niskich parametrów zasilania), dalej obiekty basenów (kąpieliska) i ewentualnie podgrzewanie podłoża dróg i ciągów pieszych. Całkowita moc odbiorców, przewidzianych obecnie do włączenia do źródła geotermalnego, szacowana jest na 15 MW. Realne wydaje się poszerzenie grona odbiorców o obiekt typu basenowo-rekreacyjnego co zwiększy zapotrzebowanie na moc zamówioną do ok. 17.6 MW. Sprzedaż energii wynosić będzie ok. 126 – 162 TJ/rok. Z przeprowadzonych analiz wynika, że lepszych efektów można się spodziewać wykorzystując absorpcyjne pompy ciepła – jednakże na etapie studium wykonalności (zwłaszcza na etapie zapytań ofertowych dotyczących dostawy pomp ciepła) sensowne wydaje się również przeanalizowanie pomp sprężarkowych o dużej mocy i podwyższonej temperaturze roboczej po stronie źródła dolnego i górnego. Nieco niższa temperatura złożowa częściowo kompensowana jest obniżoną, w stosunku do standardowych wartości, temperaturą roboczą odbiorców. Obecnie wynosi ona 80/60/20/-20°C zimą (C.O. + C.W.U.) i 65/45°C latem (C.W.U.). Wykonanie źródła energii wymagać będzie poniesienia nakładów inwestycyjnych, które szacuje się na ok. 30-35 mln zł (w tym otwór geotermalny, pompy ciepła i budynek ciepłowni). Koszty całkowite eksploatacji źródła energii oszacowano na 6 – 7.5 mln. zł/rok (w tym ok. 1/3 to koszty stałe – głównie amortyzacja, a 2/3 to koszty zmienne – głównie zakup nośników energii napędowej). Ostateczna cena sprzedaży energii cieplnej dla odbiorcy końcowego będzie podobna lub nieznacznie niższa od ceny energii pochodzącej z gazu ziemnego sieciowego (wartość szacowana do osiągnięcia z instalacji geotermalnej 46-48 zł/GJ, przy cenie zakupu z ciepłowni gazowej ~50 zł/GJ). Wzrost udziału obiektów korzystających z ogrzewania niskotemperaturowego może obniżyć koszty wytwarzania energii z geotermii.
Wyróżnikiem tej lokalizacji jest prawdopodobna bardzo niska mineralizacji wód geotermalnych kwalifikująca wykorzystanie ich w celach pitnych. Ten walor powinien zostać uwzględniony w instalacji pilotowej. W tym przypadku należy rozpatrzyć wykorzystanie wód w istniejącej sieci wodociągowej miasta oraz, bazując na doświadczeniach zakładu geotermalnego w Mszczonowie, zaprojektować aktywny system retencji – magazynowania wód geotermalnych po ich schłodzeniu w naturalnych zbiornikach wód podziemnych trzecio i czwartorzędowych.

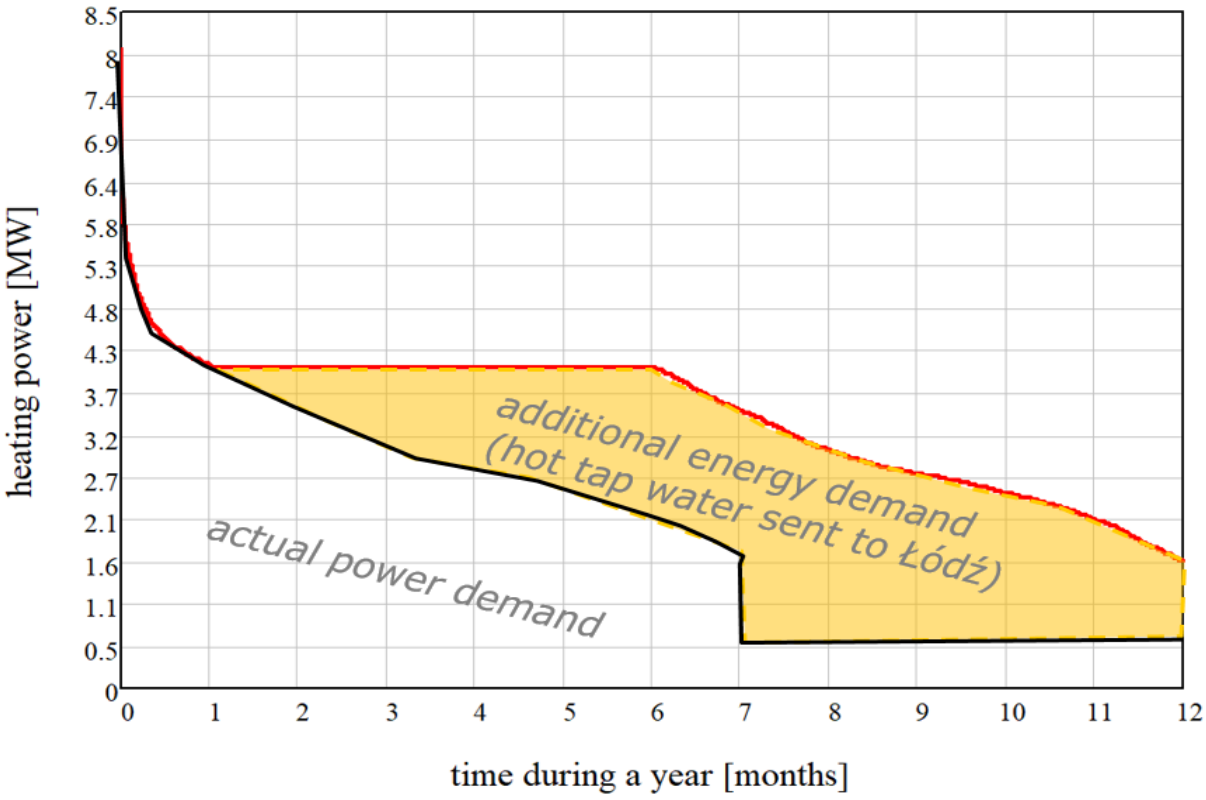


Rys. 5.14.2. Zakres zmienności wybranych grup parametrów dla wariantów analizowanych w Sochaczewie (oznaczenia wariantów i ich opis zgodny z rozdziałami 5.5.2 i 5.5.3)

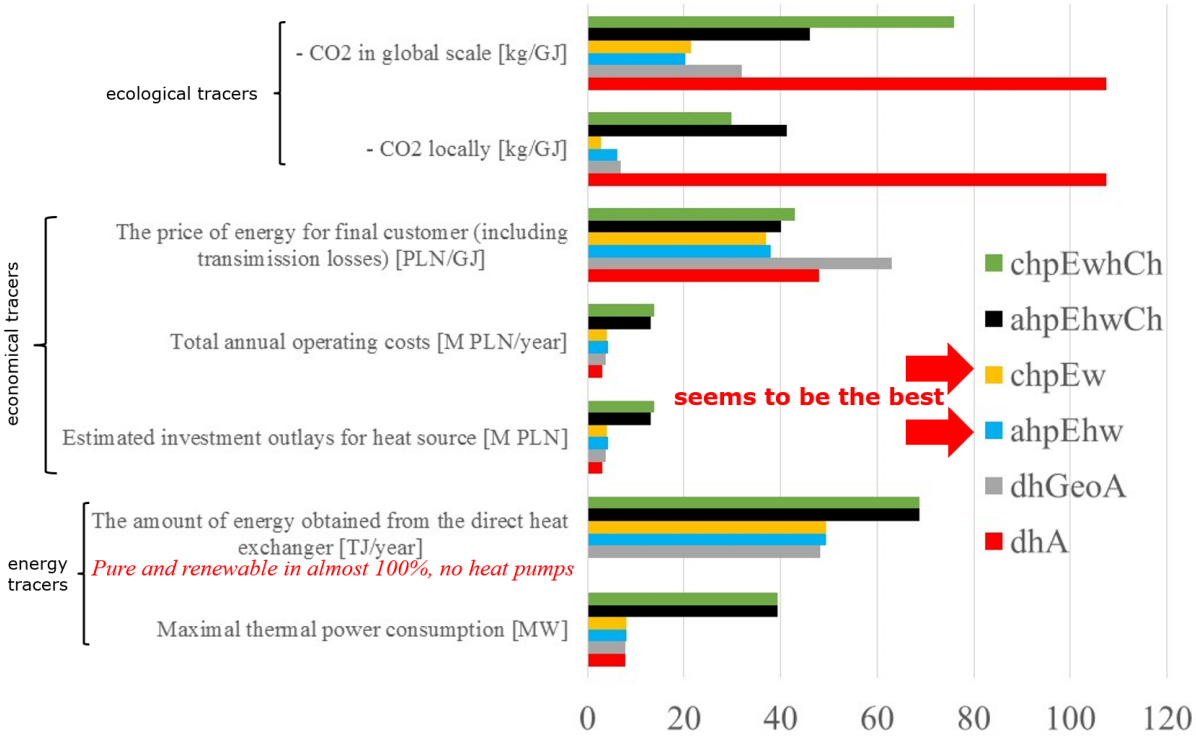
Konstantynów Łódzki

W przypadku Konstantynowa Łódzkiego wariant optymalny (na podstawie wyżej opisanych kryteriów) zakłada współpracę źródła geotermalnego w okresie lata z siecią ciepłowniczą miasta Łodzi (eksploatowaną przez Veolia Energia Łódź S.A.). Współpraca optymalna obejmuje okres lata, a źródło geotermalne zaspokaja wówczas potrzeby znaczącej ilości odbiorców – w sąsiedztwie Konstantynowa. Szacowane zapotrzebowanie na moc odbiorców w Konstantynowie wynosi ok. 7.8 MW, przy sprzedaży energii na poziomie 60.5 TJ/rok. Przy tej samej mocy zainstalowanej, dzięki współpracy z systemem Veolia Energia Łódź, sprzedaż energii może wzrosnąć do 108.6 TJ/rok (przy tej samej mocy zainstalowanej) – rys. 5.14.3. Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii oszacowano na ok. 50 mln zł (z czego ok. 42 mln zł przypada na otwory geotermalne). Roczne koszty eksploatacji źródła szacowane są na ok. 4.2 mln. zł/rok (z czego ¾ to koszty stałe – głównie amortyzacja). Koszt całkowity netto zakupu energii przez odbiorcę finalnego oszacowany został na ok. 35-36 zł/GJ. Co można uznać, za koszt odpowiadający kosztowi pozyskania energii z węgla kamiennego. Udział energii geotermalnej w bilansie konsumpcji nośników energii jest tak duży, że przedmiotowa instalacja pozwala osiągnąć pozytywne efekty ekologiczne zarówno w skali lokalnej jak i globalnej.

Obniżenie wymaganych temperatur roboczych jest zdecydowanie pożądane. Instalacja pilotowa obejmować będzie głównie wykonanie: dubletu odwiertów geotermalnych ujmujących poziom dolnojurajski wód geotermalnych, wymienniki geotermalne oraz osprzęt węzła grzewczego. Taka instalacja, dzięki włączeniu w sieć bardzo dużego miasta – odbiorcy, będzie pracować w długim okresie czasu w ciągu roku z mocą zbliżoną do mocy maksymalnej, co winno umożliwić osiągnięcie bardzo niskich kosztów wytwarzania jednostki energii. Celem możliwie maksymalnego obniżenia temperatury powrotu należałoby rozpatrzyć włączenie w instalację pilotową niskotemperaturowych odbiorców istniejących lub nowo projektowanych (np. baseny, podgrzewanie podłoża – drogi, parkingi itp.). Dodatkowa ilość energii efektywnie możliwej do zagospodarowania w przypadku Konstantynowa została przedstawiona na rys. 5.14.3.



5.14.3. Uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc i energię dla Konstantynowa, pole powierzchni wypełnione żółtym kolorem oznacza energię sprzedawaną dodatkowo do Łódzkiego systemu ciepłowniczego



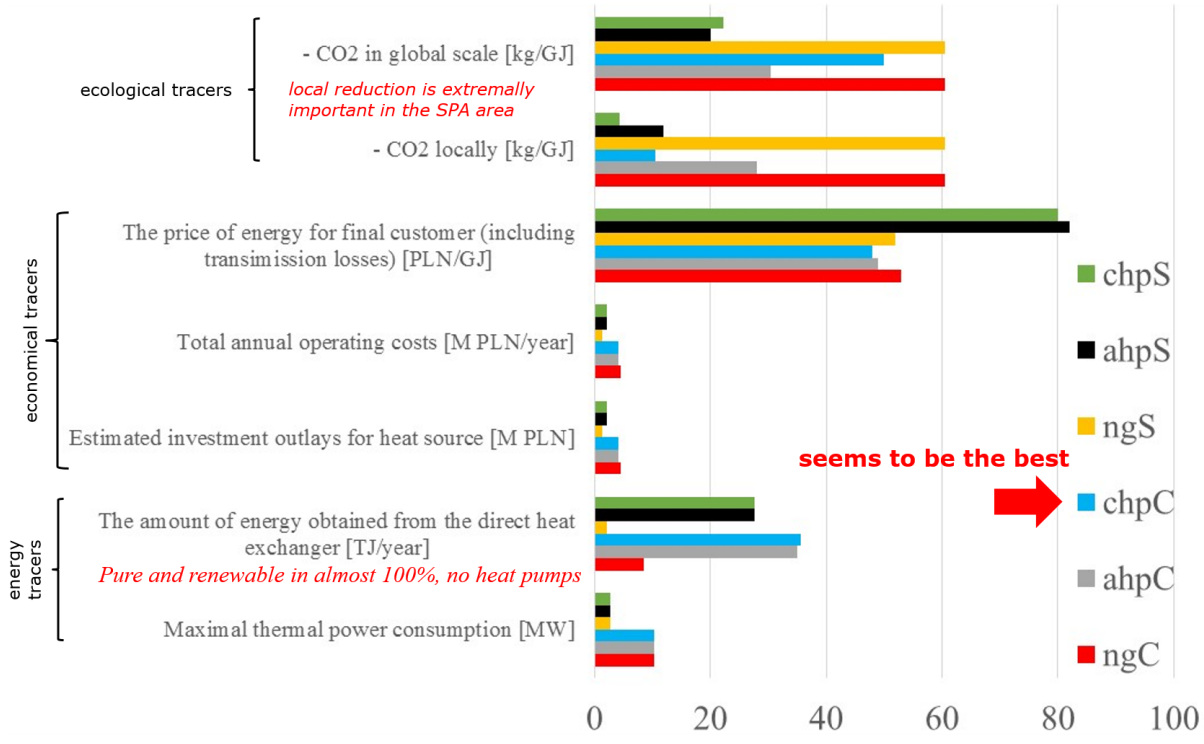
Rys. 5.14.4. Zakres zmienności wybranych grup parametrów dla wariantów analizowanych w Konstantynowie Łódzkim (oznaczenia wariantów i ich opis zgodny z rozdziałami 5.6.2 i 5.6.3)

W przypadku Lądka Zdroju wariant optymalny zakłada podłączenie do źródła geotermalnego odbiorców w części miejskiej (tzw. obszar „CITY" – wg rys. 5.7.4.1). Jest to efektem dość dużej ilości możliwej do wytworzenia i zagospodarowania energii cieplnej, pochodzącej z geotermii (ok. 31 TJ/rok na ogólną konsumpcję energii w tym obszarze na poziomie 85.5 TJ/rok). Konieczne będzie raczej wykorzystanie pomp ciepła, których moc zainstalowaną grzewczą szacuje się na ok. 2.5 MW. Sugeruje się by były to pompy sprężarkowe wysokotemperaturowe. Spowodują one spadek lokalnej emisji zanieczyszczeń i poprawę stanu środowiska w skali lokalnej. Pilotowa instalacja winna być wykonana w oparciu o koncepcje i projekty technologiczne podłączenia odwiertu geotermalnego (obecnie planowany do wykonania) do istniejących obiektów budynków i powierzchni dróg jezdnych i pieszych. Koncepcja winna być zoptymalizowana w aspekcie energetycznym (z uwzględnieniem systemu kaskadowego zagospodarowania energii) i ekonomicznym uwzględniając uwarunkowania przestrzenne i infrastrukturalne. Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii szacowane są na ok. 36 mln zł (w tym otwór geotermalne ok. 18.3 mln zł i pompy ciepła ok. 4.2 mln zł). Źródło geotermalne pozwoli produkować energię przy kosztach całkowitych rocznych netto ok. 4.2 mln zł/rok (z tego ponad połowa to koszty stałe, głównie amortyzacja środków trwałych). Ostateczna cena zakupu energii cieplnej netto, jakiej podziewać się może odbiorca końcowy, to poziom nieco niższy niż energii pochodzącej z gazu ziemnego sieciowego – czyli ok. 48-49 zł/GJ (przy cenie z gazu ziemnego wysokometanowego ~53 zł/GJ).

W ramach projektów pilotowych dotyczących możliwości wykorzystania energii geotermalnej w Lądku-Zdroju zespół Politechniki Wrocławskiej proponuje:

- wykonanie bardziej szczegółowego rozpoznania całego złoża LZ poprzez opracowanie numerycznego modelu złoża i jego otoczenia geologicznego na podstawie wyników wcześniejszych i proponowanych badań,
- wykonanie symulacji hydrodynamicznej, hydrochemicznej i geotermalnej. W modelowaniu tym należy uwzględnić wyniki testów hydrodynamicznych w otworze LZT-1 oraz konieczne obserwacje zmian wydajności, temperatury i składu chemicznego wód ze wszystkich eksploatowanych ujęć leczniczych wód termalnych, oraz wód zwykłych z otworu L-1 (wykonywane równocześnie z badaniami w otworze LZT-1),
- oszacowanie zasobów dyspozycyjnych obszaru zasobowego złoża leczniczych wód termalnych Lądka-Zdroju na podstawie proponowanych badań modelowych.

Dysponując uzyskanymi wynikami możliwym będzie opracowanie projektu kompleksowego wykorzystania energii geotermalnej rejonu Lądka-Zdroju. Pozyskiwać ją można zarówno z już dostępnego źródła jakim są niewykorzystane w całości lecznicze wody termalne eksploatowane przez uzdrowisko Lądek-Długopole wraz z odzyskiem ciepła z wód pozabiegowych oraz zagospodarowanie nowego ujęcia tj. projektowanego otworu LZT-1.



Rys. 5.14.5. Zakres zmienności wybranych grup parametrów dla wariantów analizowanych w Lądku Zdroju (oznaczenia wariantów i ich opis zgodny z rozdziałami 5.7.4 i 5.7.5)

5.14.1.2. Propozycje projektów pilotażowych – zespół Krajowej Agencji Energii

Poddębice – instalacja pilotażowa dużych grzejników

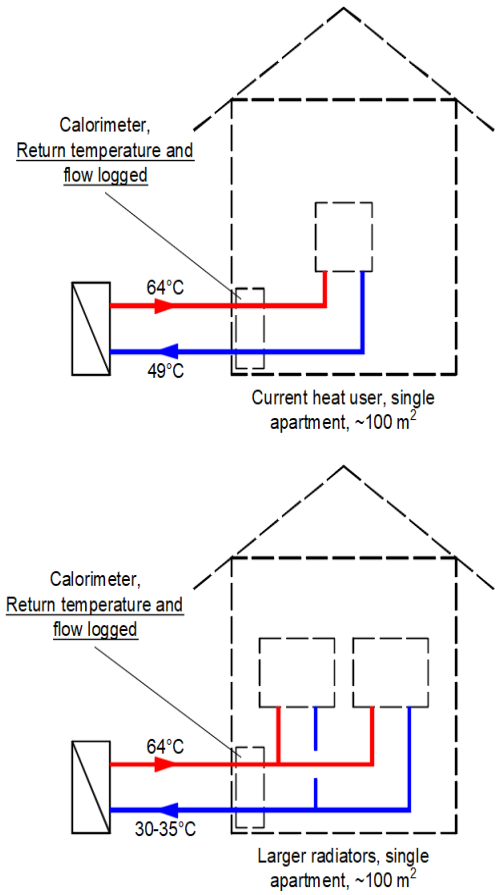
Jednym z proponowanych działań w ramach sieci c.o. jest zwiększenie powierzchni grzewczej kaloryferów w wybranych budynkach, aby obniżyć temperaturę powrotną oraz przepływ wody przez grzejniki w budynku.

Wcześniej w tym roku, przedstawiono propozycję wykorzystania wody powrotnej w systemie dystrybucji w Poddębicach, o temperaturze ok. 45-50°C dla celów ogrzewania podłogowego. Byłby to przykład kaskadowego wykorzystania wody o wysokiej i niskiej temperaturze dla celów grzewczych.

Jednakże, ponieważ obecny plan zakłada zmniejszenie temperatury powrotnej zarówno płynu geotermalnego jak i z systemu dystrybucyjnego, takie rozwiązanie z ogrzewaniem podłogowym może okazać się niewykonalne. Należy podkreślić jeden ważny punkt: Nawet jeśli zastosowanie pompy ciepła obniży temperaturę powrotnej wody geotermalnej dla zwiększenia temperatury podawanej w sieci c.o., temperatura powrotna w sieci c.o. nadal będzie wysoka, ponieważ grzejniki w mieszkaniach są zbyt małe, przez co woda chłodzi się jedynie o 15-20°C.

Tym samym, sugeruje się, aby jedno lub więcej mieszkań wyposażyć w większą powierzchnię grzejników, aby wykazać, jak taka zmiana obniży temperaturę wody powrotnej w budynkach. W ten sposób, spadek temperatury można zwiększyć do ponad 30°C, a tym samym zapotrzebowanie na przepływ wody w każdym budynku spadnie o 50%. Temperatura wejściowa w sieci jest odpowiednio wysoka dla normalnych grzejników, dlatego nie ma potrzeby ogrzewania podłogowego.

Diagram schematyczny procesu został przedstawiony na rys. 5.14.x Wskazana temperatura wejściowa wynosi 64°C i jest to temperatura w sieci c.o. bez dodanego wspomagania szczytowego. W najzimniejsze dni, temperatura zasilania jest zwiększana do 75°C.



Rys, 5.14.6. Obecny system grzejników i dużych grzejników w Poddębicach, temperatura zasilania podana bez źródła szczytowego

Calorimeter, return temperature and flow logged	Kalorymetr, rejestracja temperatury powrotu i przepływu
Current heat user, single apartment, ~100m²	Obecny użytkownik, jedno mieszkanie, ~ 100m²
Calorimeter, return temperature and flow logged	Kalorymetr, rejestracja temperatury powrotu i przepływu
Larger radiators, single apartment, ~100m²	Większe grzejniki, jedno mieszkanie, ~ 100m²

Proponowane działanie zakłada instalację dużych grzejników w mieszkaniu o powierzchni ok. 100 m², co dopowiada około 5,0 kWth szczytowego obciążenia grzewczego. Grzejniki należy dobrać do temperatury 75/30°C zasilanie/powrót podczas obciążenia szczytowego, a liczba/rozmiar grzejników powinny odpowiadać szacowanemu zapotrzebowaniu mieszkania na ciepło.

Takie większe grzejniki powinny być około 60% większe, niż powszechnie stosowane grzejniki 80/60°C do 90/70°C, które są najpopularniejsze w Polsce. Oznacza to, że będą zajmować więcej miejsca na ścianie niż normalne grzejniki i będą wymagały nieco więcej rur przyłączeniowych.

W węźle budynku, na rurze zasilającej/powrotnej należy zainstalować kalorymetr, który będzie mierzył temperaturę zasilania/powrotu oraz przepływ. Powinien być to kalorymetr z systemem rejestracji, który będzie zapisywał średni przepływ/temperaturę co godzinę. W ten sposób, profil grzewczy może być monitorowany przez cały rok.

Podobny kalorymetr z zapisem danych należy zainstalować w pobliskim mieszkaniu o takim samym rozmiarze, w którym wykorzystywane są konwencjonalne grzejniki wysokotemperaturowe, gdzie dane również byłyby zbierane przez 1 pełny rok. Krzywa przepływ i temperatury zasilania/powrotu dla mieszkania z ogrzewaniem konwencjonalnym będzie wtedy mogła być porównana z takimi samym danymi dla mieszkania z większymi grzejnikami niskotemperaturowymi w tym samym okresie. Wynik końcowy wykaże niższy przepływ i niższą temperaturę powrotną w budynku z dużymi grzejnikami, wykazując jak dużo energii można wydobyć z systemu dystrybucji, a tym samym z płynu geotermalnego.

Wymagane będą następujące 3 komponenty:

- Zestaw dużych, niskotemperaturowych grzejników dla 1 mieszkania, być może rozszerzenie istniejących grzejników będzie rozwiązaniem wystarczającym.

- Kalorymetr z zapisem danych przepływu i temperatur zbieranych przez okres 1 roku, z częstotliwością minimum 1 raz na godzinę.

- Taki sam kalorymetr jak powyżej, ale zainstalowany w domu z ogrzewaniem konwencjonalnym.

Koszt instalacji tych komponentów to rząd 10.000-12.000 PLN dla dużego grzejnika + kalorymetr z rejestratorem w jednym mieszkaniu + około 5.000 PLN kalorymetr z rejestratorem w drugim mieszkaniu z ogrzewaniem konwencjonalnym.

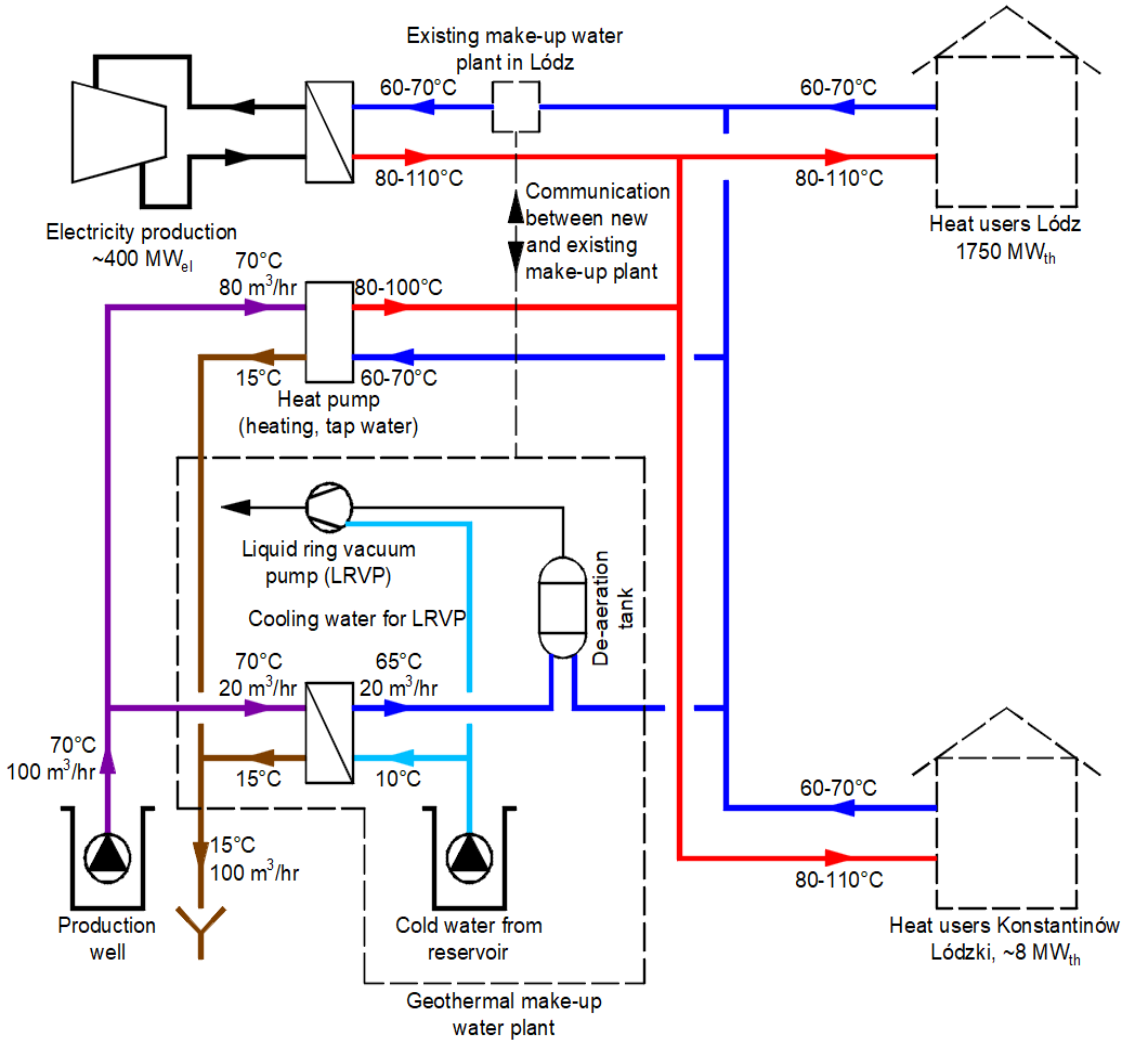
Stosowanie dużych grzejników jest więc prostym rozwiązaniem dla projektu pilotażowego w Poddębicach, które pozwoli wykazać, że możliwe jest obniżenie temperatury powrotnej w sieci c.o. Koszty takiej instalacji byłyby minimalne.

Konstantynów Łódzki – odpowietrzanie geotermalnej wody uzupełniającej

Jeden z pomysłów zgłoszonych do tego projektu zakłada wykorzystanie płynu geotermalnego w celu odpowietrzania zimnej wody wykorzystywanej jako woda uzupełniająca w systemach dystrybucji w Łodzi i Konstantynowie Łódzkim. Szacowany wyciek wody wynosi ok. 20 m³/godz., tak więc wydajność odwiertu geotermalnego jest więcej niż wystarczająca.

Płyn geotermalny o temperaturze 70°C byłby wykorzystywany do ogrzania zimnej wody o ok. 10°C poprzez wymiennik ciepła do 65°C. Temperatura płynu geotermalnego na powrocie wynosiłaby ok. 15°C. Ogrzewana zimna woda wymagałaby odpowietrzenia w temperaturze 65°C, w zbiorniku próżniowym przy podciśnieniu 0,25 bar_{abs} (-0,75 barg).

Schematyczny diagram procesu został przedstawiony na rys. 5.14.7.



Rys. 5.14.7. Schemat odpowietrzania wody geotermalnej w Konstantynowie Łódzkim

Existing make-up water plant in Łódź	Istniejąca stacja wody uzupełniającej w Łodzi
Electricity production	Produkcja elektryczności
Communication between new and existing make-up plant	Połączenie pomiędzy nową i istniejącą stacją uzupełniającą
Heat users Łódź	Użytkownicy ciepła Łódź
Heat pump (heating, tap water)	Pompa ciepła (ogrzewanie, CWU)
Liquid ring vacuum pump (LRVP)	Pompa próżniowa z pierścieniem wodnym
Cooling water for LRVP	Woda chłodząca dla LRVP
De-aeration tank	Zbiornik odpowietrzający
Cold water from reservoir	Zimna woda ze zbiornika
Heat users Konstantynów Łódzki	Użytkownicy ciepła Konstantynów Łódzki
Geothermal make-up water plant	Stacja uzupełniania wody geotermalnej
Production well	Odwiert produkcyjny

System ogrzewania geotermalnego został przedstawiony linią przerywaną w dolnej części schematu. Wymiennik ciepła z płynem geotermalnym jest stosowany do ogrzewania zimnej wody ze zbiornika do temperatury 65°C. Jest ona przesyłana do pionowego zbiornika próżniowego, gdzie podciśnienie jest utrzymywane przy pomocy pompy próżniowej z pierścieniem wodnym (LRVP). Pompa taka utrzymuje ciśnienie prężność pary wodnej przy 65ºC na ok. 0,25 bar_{abs}. LRVP wykorzystuje niewielką ilość wody ze zbiornika do utrzymania pierścienia wodnego i chłodzenia pompy. Przy tym ciśnieniu, woda o temperaturze 65°C wrze, a tlen jest wygotowywany z wody, zanim woda zostanie wpompowana do rurociągu wody powrotnej do Łodzi.

W Łodzi istnieje już stacja wody uzupełniającej, w jednej z centrali grzewczych Veoli. Wysoka temperatura w sieci umożliwia odpowietrzenie przy ciśnieniu atmosferycznym. Istniejąca stacja pozostanie w stanie roboczym (w gotowości) i musi mieć zapewnioną komunikację ze stacją odpowietrzania w Konstantynowie Łódzkim do zgłaszania zapotrzebowania na dodanie wody uzupełniającej do systemu rurociągiem wody powrotnej z Konstantynowa do Łodzi.

Moc grzewcza wymagana do ogrzania 20 m³/h wody z 10ºC do 65ºC wynosi niemal 1,3 MWth. Należy założyć, że wyciek wody jest mniej więcej stały w ciągu roku, ponieważ stopień wycieku zależy jedynie od stanu systemu dystrybucji i ciśnienia wody, które są mniej więcej stałe. Energia wymagana do ogrzania wody wynosi około 11.200 MWh,th/rok W przypadku wykorzystywania gazu do ogrzania wody uzupełniającej (cena około 110 PLN/MWh,th), suma wynosi ok. 1,2 miliona PLN/rok.

Tym samym, ekonomicznie zasadnym jest zainstalowanie systemu odpowietrzania wykorzystującego energię geotermalną. Rurociąg główny systemu to zaledwie 65-80 mm. Potrzebne są następujące komponenty:

- pompa próżniowa z pierścieniem wodnym, moc ok. 1 kW,

- wymiennik ciepła pomiędzy płynem geotermalny, powierzchnia 60-80 m²,

- Zbiornik próżniowy, zawory sterujące, itp. wymagane do regulacji przepływu w instalacji odpowietrzającej,

- Linia komunikacyjna pomiędzy istniejącą stacją wody uzupełniającej w Łodzi i proponowanym systemem w Konstantynowie Łódzkim (gdzie ma powstać proponowany odwiert geotermalny),.

- Podłączenie zasilania w zimną wodę, wydajność 20 m³/h,

- Inne, lokalne układy sterowania, wykorzystujące sygnał zapotrzebowania z Łodzi na większą objętość wody uzupełniające.j

Koszt takiej instalacji wyniósłby prawdopodobnie kilkaset tysięcy złotych, ale prawdopodobnie nie przekroczyłby 1 miliona złotych. Tym samym, same oszczędności wynikające z niewykorzystania 11,2 GWh z gazu byłyby dość znaczące. Ogrzana woda uzupełniająca byłaby przesyłana przez rurociąg wody powrotnej z Konstantynowa Łódzkiego do podstacji pomp w zachodniej części Łodzi. Dla takiej instalacji niepotrzebne byłyby dodatkowe rurociągi przesyłowe. Taka instalacja wody uzupełniającej jest uznawana za uzupełnienie geotermalnej sieci grzewczej w Konstantynowie Łódzkim, która nadal wykorzystywałaby około 80% energii z płynu geotermalnego dla celów sieci centralnego ogrzewania.

Emisja z ogrzewania gazowego wynosi niemal 180 ton CO_2/GWh,th, tak więc pozwoliłoby to na uniknięcie emisji około 2000 ton CO_2/rok.

Kluczowe uzasadnienie dla wdrożenia tego projektu pilotażowego to bezpośrednie oszczędności ekonomiczne płynące z niewykorzystania gazu do ogrzewania (co spłaciłoby inwestycję w odpowietrzanie geotermalne w krótkim czasie) oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. W przypadku awarii proponowanego systemu, zaopatrzenie w wodę uzupełniającą byłoby dostępne w istniejącej stacji w Łodzi, która byłaby utrzymywana jako system awaryjny.

Sochaczew – propozycja programu pilotażowego niskotemperaturowych grzejników spiralnych

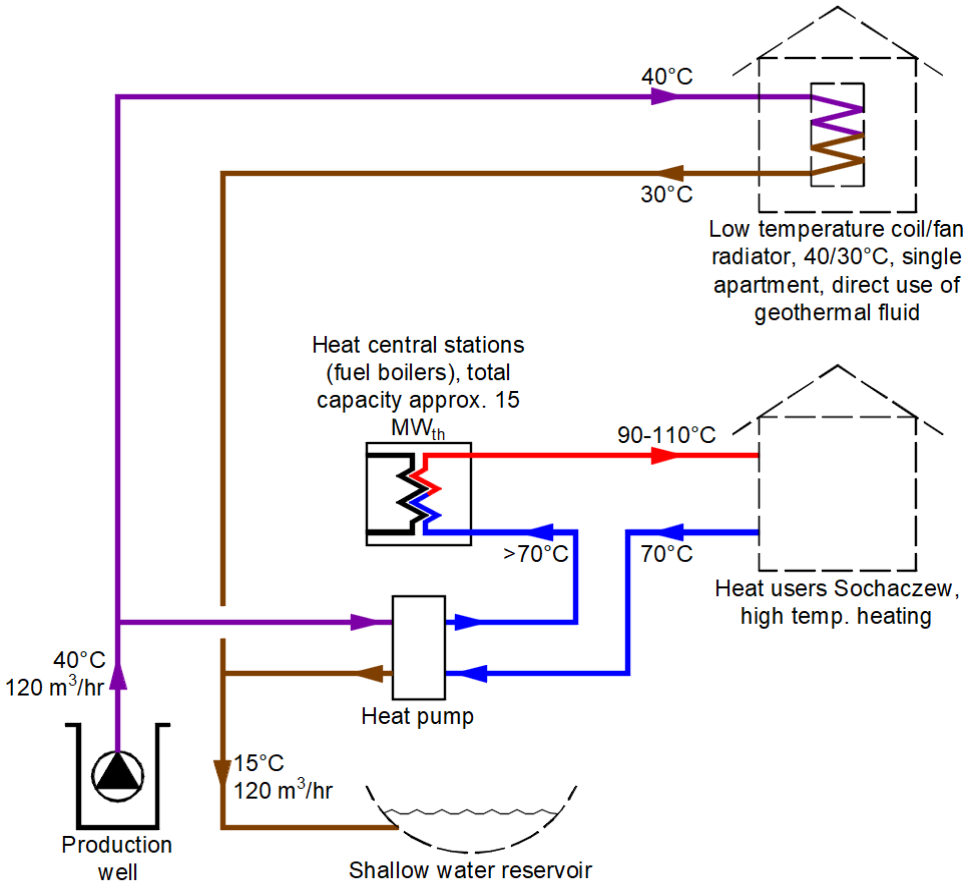
Istnieje kilku producentów grzejników, którzy oferują tak zwane "grzejniki z wymuszoną konwekcją". Takie grzejniki są wyposażone w żeberkowe spirale i wentylator, który zwiększa przepływ powietrza, a tym samym konwekcję w urządzeniu. Producenci ci to np. Licon (www.liconheat.com), Veneto (www.kinnan.se) i wielu innych.

Takie grzejniki konwekcyjne są trochę grubsze niż normalne kaloryfery montowane na ścianach, ale ogólny rozmiar, poziom hałasu generowanego jest bardzo niski (20-30 dBA) i są one w stanie ogrzewać domy przy zasilaniu wodą o temperaturze zaledwie 35-40°C.

Ponieważ zaproponowany system ogrzewania geotermalnego w Sochaczewie ma wykorzystywać płyn geotermalny o niskiej mineralizacji z pokładów górnej kredy, o temperaturze 40°C (nadający się jako woda pitna), idealnym rozwiązaniem byłoby zainstalowanie takich grzejników konwekcyjnych w kilku budynkach w pobliżu proponowanego odwiertu geotermalnego. Czystość wody oznacza, że nie ma potrzeby stosowania wymienników ciepła. Chłodzenie wody geotermalnej mieściłoby się w granicach 10°C, tak więc istniałoby znikome ryzyko odkładania się kamienia ze względu na zmianę temperatury. Zainstalowanie filtra na wlocie grzejnika niskotemperaturowego byłoby wystarczającym rozwiązaniem.

Typowe obciążenie szczytowe w jednym mieszkaniu o powierzchni 100 m² wynosi ok. 5 kW, tak więc przepływ wody dla takiego grzejnika wynosiłby ok. 0,1 l/s dla jednego mieszkania, przy obniżeniu temperatury płynu geotermalnego z 40 do 30ºC. Wymagałoby więc to standardowej rury przyłączeniowej do/z domu 2x DN 20 mm (3/4").

Schemat procesu został przedstawiony na rys. 5.14.8, gdzie pokazane jest podłączenie do niskotemperaturowego grzejnika spiralnego. Wykorzystanie niewielkiej ilości wody o temperaturze 40°C z odwiertu geotermalnego i zatłaczanej wody powrotnej o temperaturze 30°C nie powinno wpłynąć na temperaturę w płytkim zbiorniku wody, jest to zaledwie niewielki ułamek przepływu całkowitego.



Rys. 5.14.8. Projekt pilotażowy niskotemperaturowych grzejników spiralnych w Sochaczewie

Low temperature coil/fan radiator, 40/30ºC, single apartment, direct use of geothermal fluid	Niskotemperaturowy grzejnik spiralny/konwekcyjny, 40/30ºC, jedno mieszkanie, bezpośrednie użycie płynu geotermalnego
Heat central stations (fuel boilers), total capacity approx. 15 MW_{th}	Centrala cieplna (kotły), całkowita wydajność ok. 15 MW_{Th}
Heat users Sochaczew, high temp. heating	Użytkownicy ciepła, ogrzewanie wysokotemperaturowe
Production well	Odwiert produkcyjny
Shallow water reservoir	Zbiornik wody płytkiej

Pozostała część systemu ogrzewania wodą geotermalną nadal byłaby realizowana poprzez pompę ciepła, gdzie płyn powrotny z systemu grzewczego 90/70°C jest ogrzewany pompą ciepła ze źródła geotermalnego o temperaturze 40ºC.

Proponowany projekt pilotażowy zakłada zainstalowanie jednego takiego grzejnika w mieszkaniu w pobliżu odwiertu geotermalnego. Płyn powrotny o temperaturze 30°C byłby odbierany i mieszany z płynem o temperaturze 40°C z odwiertu, z minimalnym schłodzeniem płynu geotermalnego podawanego do pompy ciepła.

Projekt pilotażowy wymaga następujących komponentów:

- Rurociąg zasilający/zwrotny do/z jednego mieszkania w pobliżu proponowanego odwiertu geotermalnego, kilkadziesiąt m,
- Grzejnik(o) konwekcyjny/spiralny, podłączony przez przyłącze domowe 2xDN20,
- Zasilanie elektryczne dla wentylatora grzejnika, 24 lub 240 V, typowe zużycie mocy kilkaset watów.

Zazwyczaj wystarcza instalacja jednej jednostki, ale zależeć to będzie od zaproponowanego mieszkania, a także od jakości izolacji w tym terenie. Koszty instalacji grzejnika byłyby minimalne, na poziomie kilkunastu tysięcy złotych za grzejnik i przyłączenie.

Program pilotażowy zademonstrowałby, że płyn o niskiej temperaturze może być stosowany w grzejnikach, jak jest to z powodzeniem realizowane w Norwegii. Model grzejnika powinien zostać wybrany w oparciu o zalecenia producenta, po określeniu temperatury wewnętrznej i obciążenia cieplnego, które stanowią podstawę do wyboru grzejnika o odpowiednich rozmiarach.

Lądek-Zdrój – projekt pilotażowy topienia śniegu (odladzania)

Chociaż wykorzystywanie wody geotermalnej w celu topienia śniegu (odladzania) jest raczej standardowym rozwiązaniem w islandzkich systemach centralnego ogrzewania, byłoby to niewątpliwie pionierskie rozwiązanie w polskich sieciach ogrzewania geotermalnego.

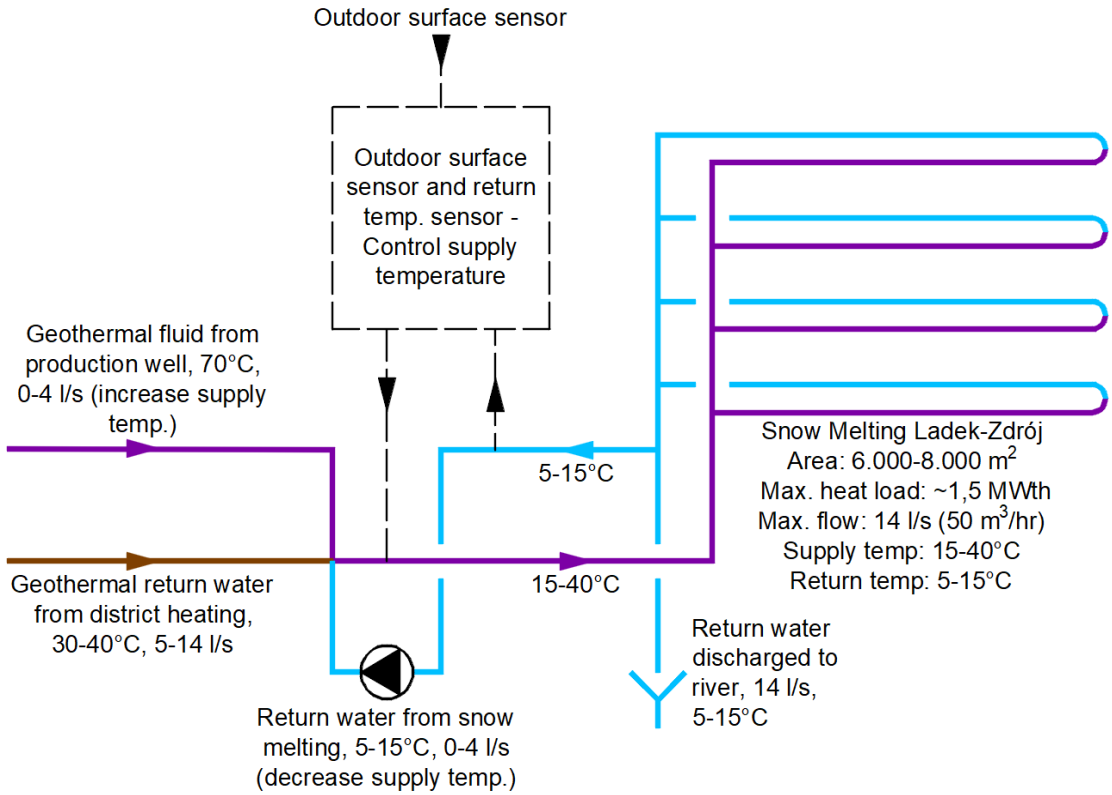
Mineralizacja wody geotermalnej jest na chwilę obecną nieznana, ale bazując na zawartości minerałów w termalnej wodzie leczniczej w mieście, nie oczekuje się wysokiego poziomu. Przykładowo, zawartość chlorków w uzdrowisku w Lądku Zdroju wynosi jedynie około 5 ppm (mg/l), co jest wartością nieznaczną.

Powstaje pytanie, czy schłodzenie wody z 70°C do 30-35°C w ogrzewaniu i następnie do 10°C w topieniu śniegu spowoduje wytrącanie minerałów. Doświadczenia z Islandii pokazują, że osadzanie kamienia w sieci centralnego ogrzewania występuje, jeśli dwie ciecze o różnym składzie chemicznym (np. jedna ze zbiornika geotermalnego, druga z ogrzewanej zimnej wody z kogeneracji) zostają zmieszane. Chłodzenie płynu geotermalnego, które zaczyna się od 90-120°C do 10°C w topieniu śniegu nie przedstawiało dotychczas żadnych problemów z osadzaniem kamienia, gdy stosowany płyn geotermalny jest stosowany bezpośrednio. Ponadto, rury stosowane przy topieniu śniegu są wykonane z tworzywa sztucznego, na którym kamień nie odkłada się tak łatwo, jak na powierzchniach metalowych. Ponadto, rury plastikowe są odporne na korozję i mogą pracować przy wysokim ciśnieniu (do 10 bar) przy temperaturze płynu geotermalnego przekraczającej 35°C.

Dlatego też proponuje się, aby projekt pilotażowy dla miasta objął instalację topienia śniegu, która będzie wykorzystywała bezpośrednio powrotny płyn geotermalny o temperaturze do 35°C. W zależności od lokalizacji odwiertu geotermalnego, centrala cieplna (gdzie może zostać zainstalowana pompa ciepła/obciążenie szczytowe) oraz strome części ulic, gdzie istnieje potrzeba topienia śniegu, wystąpi potrzeba instalacji rurociągu łączącego centralę cieplną ze stacją topienia śniegu.

Projekt pilotażowy topienia śniegu mógłby zostać wdrożony tak, aby wykorzystywał całość zwrotnej wody geotermalnej z proponowanego odwiertu w Lądku Zdroju. Wypływ z odwiertu jest szacowany na dość niskim poziomie, około 14 l/s (50 m³/h). System topienia śniegu pełniłby funkcję dwojakiego rodzaju. Służyłby do topienia śniegu w okresie zimowym, gdy drogi są śliskie, a także chłodziłby płyn geotermalny do temperatury 30°C lub niższej. Pełniłby podobną funkcję do typowego systemu topienia śniegu z bezpośrednim wykorzystaniem płynu, jaki jest stosowany w rejonie Reykjaviku, a także, gdzie będzie to możliwe, kontrolowałby temperaturę obwodu topienia śniegu poprzez mieszanie wody gorącej (z odwiertu geotermalnego) z chłodną wodą powrotną z obwodu topienia śniegu.

Schemat proponowanego systemu został przedstawiony na rys. 5.14.9.



Rys. 5.14.9. Schemat proponowanego systemu topienia śniegu w Lądku Zdroju

Outdoor surface sensor	Zewnętrzny czujnik powierzchniowy
Outdoor surface sensor and return temp. sensor – Control supply temperature	Zewnętrzny czujnik powierzchniowy i czujnik temperatury – kontrola temperatury zasilania
Geothermal fluid from production well, 70ºC, 0-4 l/s (increase supply temp.)	Płyn geotermalny z odwiertu produkcyjnego well, 70ºC, 0-4 l/s (zwiększenie temperatury podawanej)
Snow melting Lądek -Zdrój, area 6000-8000 m², max. heat load: ~ 1,5 MWth, max. flow: 14 l/s (50m³/hr), supply temp.: 15-40ºC, return temperature: 5-15ºC	Topienie śniegu Lądek Zdrój, powierzchnia 6000-8000 m², max. obciążenie cieplne: ~ 1,5 MWth, max. przepływ: 14 l/s (50m³/h, temperatura zasilania: 15-40ºC, temperatura powrotu: 5-15ºC
Geothermal return water from district heating, 30-40ºC, 5-15 l/s	Powrotny płyn geotermalny z centralnego ogrzewania, 30-40ºC, 5-15 l/s
Return water discharged to river, 14 l/s, 5-15ºC	Zrzut wody powrotnej do rzeki, 14 l/s, 5-15ºC
Return water from snow melting, 5-15ºC, 0-4 l/s (decrease supply temp.)	Woda powrotna z topienia śniegu 5-15ºC, 0-4 l/s (zmniejszenie temperatury podawanej)

Schemat przedstawia połączenie głównego rurociągu w stacji kontroli temperatury systemu topienia śniegu, która jest zazwyczaj bardzo małym budynkiem, o powierzchni kilku m². Powyższa propozycja ma zastosowanie dla systemu, gdzie wykorzystywana jest całość geotermalnej wody powrotnej, z możliwością dodania gorącej wody. Rurociąg zasilający dla topienia śniegu to zazwyczaj rura DN 125 (lub rura plastikowa ø140), podczas gdy rura doprowadzająca wodę gorącą musi być rurą DN 50-65 mm (rurą plastikową ø63) W schemacie nie przedstawiono czujników przepływu, zaworów sterujących, zaworów bezpieczeństwa oraz innego osprzętu.

Pompa wody powrotnej z topienia śniegu (dół schematu) ponownie zatłacza wodę powrotną, jeśli temperatura płynu podawanego do topienia śniegu musi zostać obniżona. Ciśnienie zasilania stacji topienia śniegu jest zazwyczaj niskie, na poziomie 2-3 bar. Rurociąg wody powrotnej do rzeki musi być wykonany z rur DN 125-150 mm (rura plastikowa ø140-ø160). Ta stacja ma podobną moc grzewczą, jak stacja topienia śniegu w Traðarkot, Reykjavik, którą polska delegacja odwiedziła w październiku 2017.

Kontrola temperatury podawanej jest oparta na sygnale z czujnika powierzchniowego z ulicy, na której jest zainstalowany system topienia śniegu, temperatury zewnętrznej oraz temperatury wody powrotnej z topienia śniegu. Sterownik monitoruje połączenie tych trzech temperatur i odpowiednio dostosowuje temperaturę podawaną, mieszając geotermalną wodę gorącą o temperaturze 70°C (zwiększenie temperatury podawanej) lub mieszając zimną wodę powrotną z topienia śniegu (zmniejszenie temperatury podawanej) Wychodzimy z założenia, że miejski system ogrzewania został wdrożony, tak że woda powrotna ma odpowiednią temperaturę. Osiąga się to przez zastosowanie pomp ciepła, które odbierają więcej energii z geotermalnego płynu powrotnego i/lub przez instalację odpowiednio dużych grzejników w budynkach.

W chwili obecnej powierzchnia do topienia śniegu nie jest jeszcze znana, ale potencjalnie może sięgnąć do 8.000 m², w oparciu o dostępną powrotną wodę geotermalną w najzimniejsze dni w roku. Taka powierzchnia wymagałaby 3-4 obwodów topienia śniegu, ułożonych w spiralną siatkę pod ulicami z kostki oraz pod chodnikami. Jeśli zostanie podjęta decyzja o ogrzewaniu mniejszej powierzchni lub alternatywnie o zbudowaniu dwóch lub więcej mniejszych stacji topienia śniegu, powyższe wartości powinny zostać przeskalowane w dół.

Ten projekt pilotażowy jest jednym z największych w czterech miastach i tym samym jednym z najdroższych. Dla instalacji zakładającej 100% wykorzystanie geotermalnej wody powrotnej, potrzebne są następujące komponenty główne:

- Rurociąg zasilający, powrotna woda geotermalna z centrali cieplnej do stacji topienia śniegu, DN 125 lub rura ø140 PE, długość 300-500 m,
- Rurociąg zasilający, woda geotermalna do zwiększania temperatury podawanej, z centrali cieplnej do stacji topienia śniegu, DN 50-65 lub rura ø63 PE, długość 300-500 m,
- Stacja topienia śniegu z rurami, pompą, zaworami sterującymi i systemem kontroli temperatury (wraz z czujnikiem śniegu na powierzchni),
- Rurociąg powrotny ze stacji topienia śniegu do rzeki, DN 125-150 (ø140-160 PE), długość 300-500 m,
- Instalacja topienia śniegu w ulicach/pod chodnikami, rozmiar do 8.000 m²

Koszt instalacji topienia śniegu w ulicach może wynieść 2,5 mln PLN. Koszt stacji topienia śniegu i wyposażenia może się mieścić pomiędzy 0,8 a 1 mln PLN, a koszt rurociągów (gorąca i zimna woda geotermalna do stacji topienia śniegu) oraz rurociąg wody powrotnej do rzeki może wynieść około 1,0 mln PLN. Łączny koszt pełnego systemu topienia śniegu, z wykorzystaniem całości powrotnej wody geotermalnej jest więc szacowany pomiędzy 4 a 5 milionów PLN.

Jest to więc ambitny projekt pilotażowy, który wykazałby zarówno niskotemperaturowe kaskadowe wykorzystanie energii geotermalnej oraz inteligentny sposób schładzania wody geotermalnej, aby nie była zbyt gorąca do zrzucenia do środowiska.

Należy jednak zauważyć, że projekt ten nie może zostać zrealizowany, jeśli w Lądku Zdroju nie zostanie zbudowany system geotermalnego centralnego ogrzewania (z działającym odwiertem geotermalnym, rurociągami transmisyjnymi/ dystrybucyjnymi, centralą cieplną i systemem grzejników) . Możliwa jest też budowa systemu topienia śniegu na mniejszą skalę, z mniejszym obszarem ogrzewania, mniejszymi rurami i niższymi kosztami wstępnymi, ale wtedy zrzut/chłodzenie nadmiaru powrotnego płynu geotermalnego (którego temperatura może przekraczać 30-40°C) musi zostać wdrożony poprzez zbiorniki chłodzące, zatłaczanie lub inne metody.

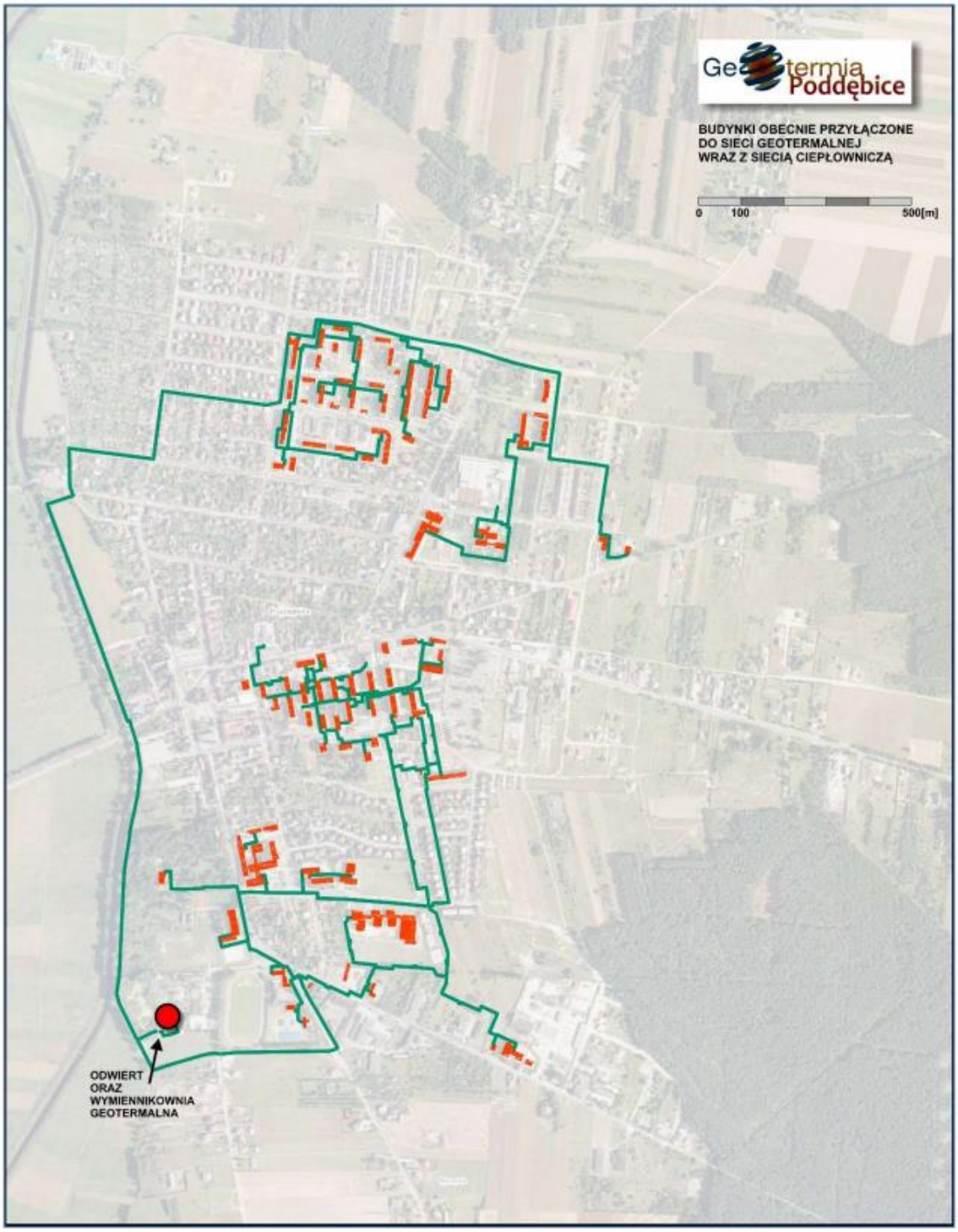
Inna opcja systemu topienia śniegu to wykorzystanie schłodzonej wody geotermalnej po zabiegach leczniczych w części uzdrowiskowej.

5.14.1.3. Propozycje zespołu Christian Michelsen Research

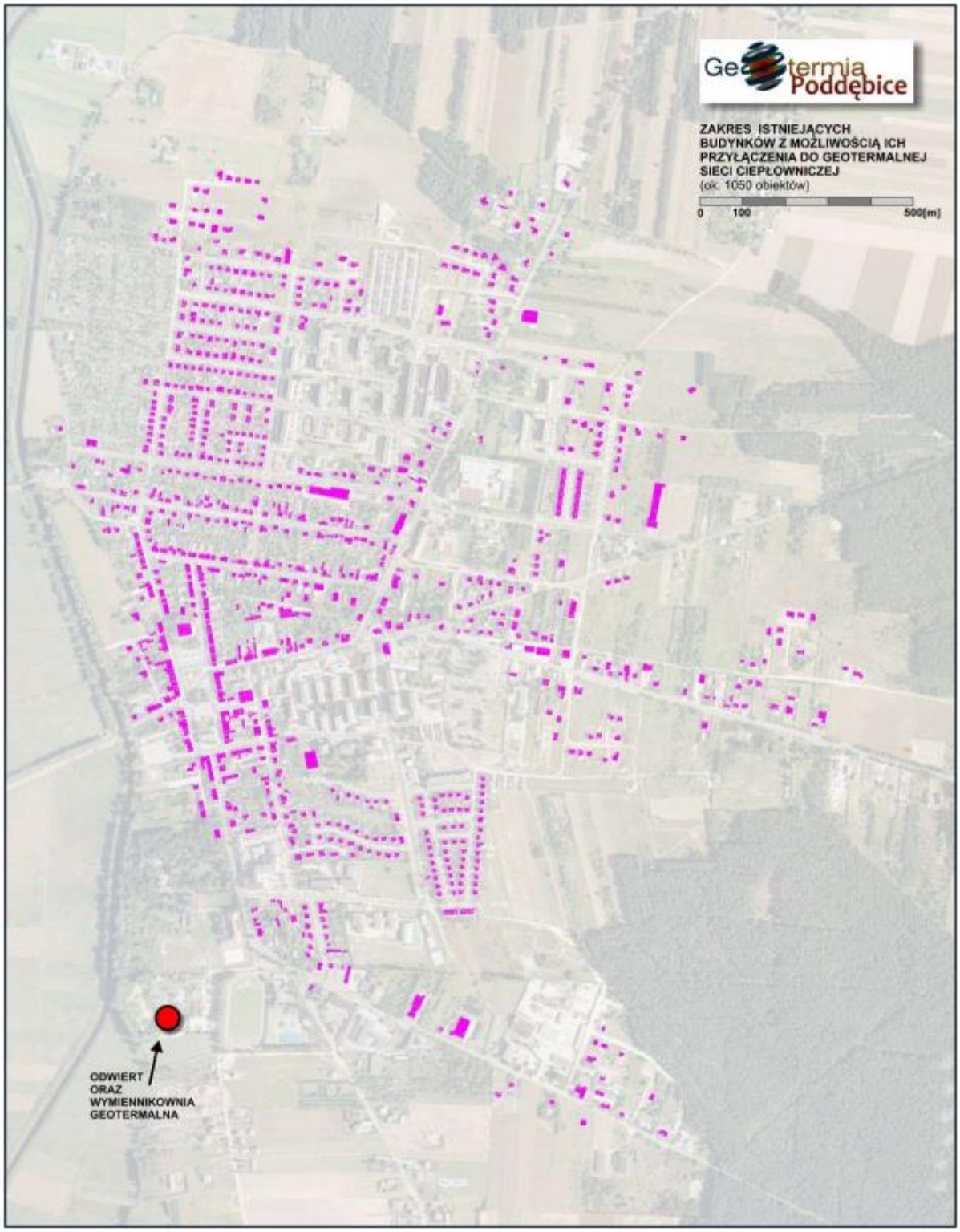
Poddębice – analiza i propozycja zastosowania pompy ciepła w geotermalnej sieci ciepłowniczej

Ciepłownia geotermalna w Poddębicach dostarcza ciepła do około 100 budynków (6000 osób) i została zaprojektowana na ok. 10 MW wydajności cieplnej. Łączna długość sieci ciepłowniczej wynosi ok. 12 km. Planowane są kolejne podłączenia do geotermalnej sieci c.o. (Rys. 5.14.10 – 5.14.12). Realna wydajność odwiertu wynosi ok. 190 m³/godz. przy temperaturze na wylocie ok. 70°C. Ciepło z wody gruntowej jest wykorzystywane w sieci ciepłowniczej przy użyciu wymiennika ciepła, a w zależności od temperatury powrotnej z wymiennika woda jest zrzucana do rzeki. Zgodnie z polskimi przepisami, temperatura wody zrzucanej do rzeki nie powinna przekraczać 35°C. Jednakże, istnieją problemy z osiągnięciem tak niskich temperatur w instalacji i w celu odprowadzenia nadmiaru ciepła do atmosfery przed zrzuceniem wody do rzeki wykorzystuje się staw chłodzący. Niestety, staw nie jest wystarczająco duży, przez co dopuszczalna wartości graniczne temperatury

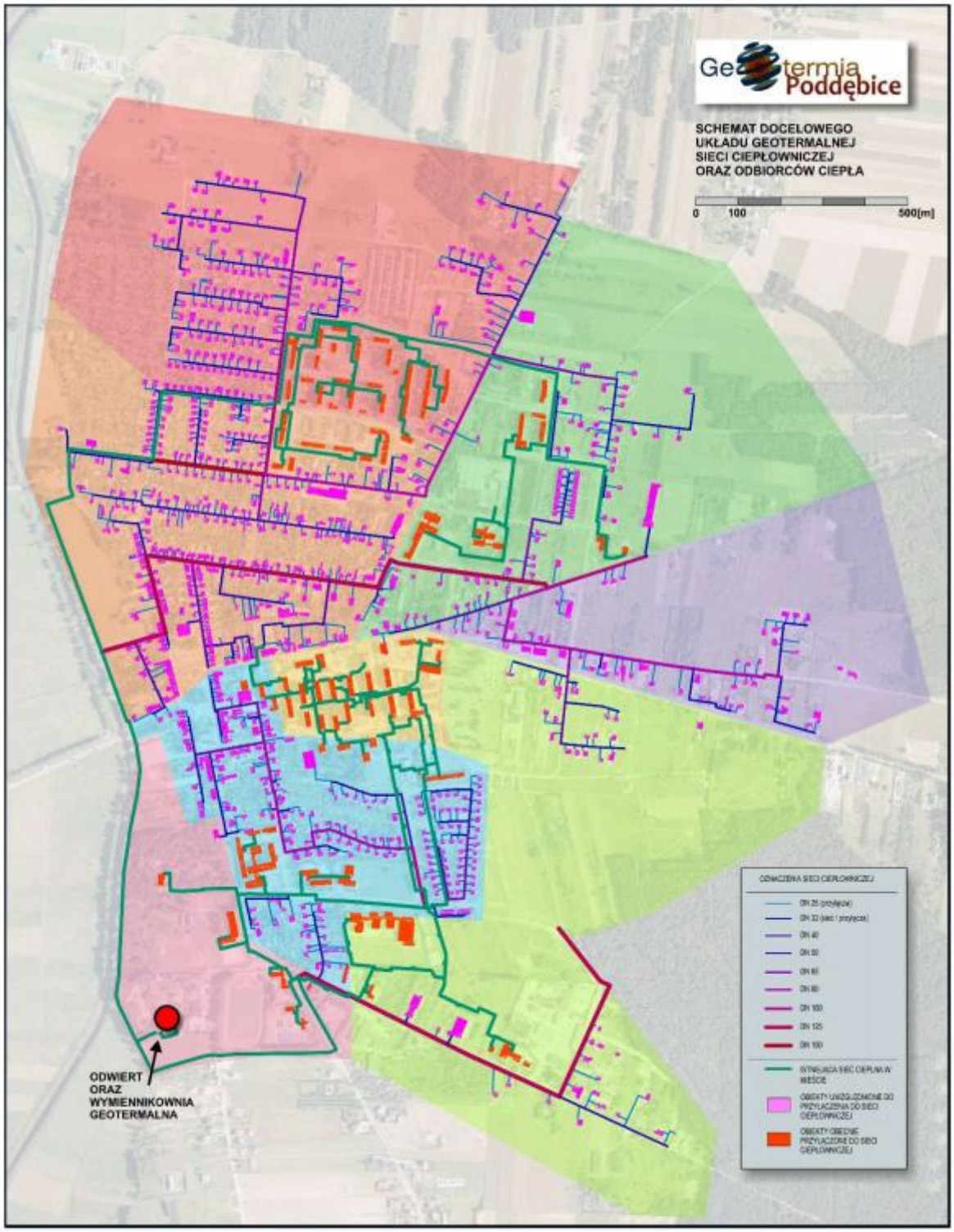
zostają czasami przekroczone. Ponadto, rozwiązanie w formie stawu nie jest ani optymalne ani pożądane z punktu widzenia ochrony środowiska. Zakład ciepłowniczy chciałby zatem przeprowadzić ocenę możliwych do wykonania opcji alternatywnych, zgodnych z wymaganiami władz oraz zapewniających optymalne wykorzystanie ciepła z odwiertu.



Rys. 5.14.10. Geotermalna sieć ciepłownicza w Poddębicach, 2016 r. Obsługuje ok. 100 budynków (6000 mieszkańców)



Rys. 5.14.11. Budynki planowane do podłączenie do geotermalnej sieci c.o. w Poddębicach



Rys. 5.14.12. Docelowa geotermalna sieć c.o. w Poddębicach

Ogólne rekomendacje dla Poddębic

Rys. 5.14.13 przedstawia temperaturę zasilania i powrotu wody podziemnej. Pomiar pokazuje, że temperatura powrotu wody gruntowej zwykle wynosi ok. 45°C, a często przekracza 55°C. Jest to znak, że temperatury dostarczane do sieci ciepłowniczej są niewystarczające, aby spełnić wymagania temperaturowe instalacji grzewczych w budynkach mieszkalnych. Dlatego też instalacje grzewcze w budynkach mieszkalnych często działają przy wysokich masowych natężeniach przepływu, co powoduje wysokie temperatury powrotu do sieci c.o.

Problem ten można rozwiązać na dwa sposoby:

1) Zwiększając temperaturę zasilania z 70°C do np. 85°C w sieci ciepłowniczej, co spowodowałoby zmniejszenie temperatury powrotu do ok. 40 - 35°C.

2) Usprawniając instalację grzewczą w podłączonych budynkach, aby zwiększyć/poprawić powierzchnię grzewczą, dzięki czemu temperatura powrotu będzie niższa.

Na podstawie tej oceny, podzielono rozwiązania na trzy kategorie A, B, C podane poniżej.

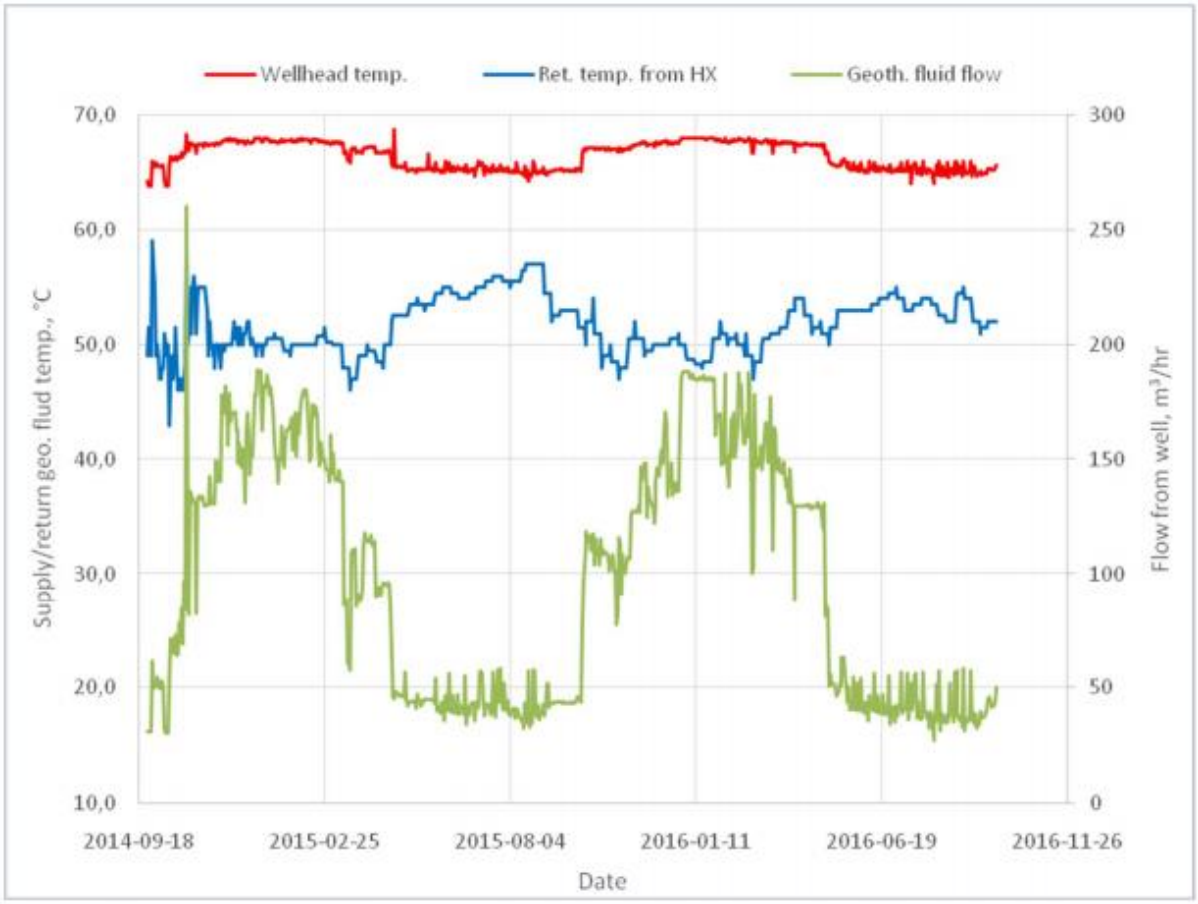


Fig. 5.14.13. Temperature wody geotermalnej na wejściu i wyjściu ze stacji wymienników ciepła (w: Geothermal energy utilization potential in Poland. Town Poddębice. Study Visit Report /www.eeagrants.agh.edu.p/)

Wellhead temperature	Temperatura w otworze
Return temperature from HX	Temperatura powrotu z HX
Geothermal fluid flow	Przepływ fluidu geotermalnego
Supply/return geo. Flud temp.	Temperatura zasilającego/powrotnego fluidu geotermalnego
Flow from well	Przepływ z otworu
Date	Data

A. Rozwiązanie krótkoterminowe wykorzystujące staw chłodzący lub dostępnych odbiorców ciepła niskotemperaturowego

Rozwiązanie umożliwiające obniżenie temperatury zrzucanej wody: zwiększenie wydajności chłodzenia poprzez powiększenie stawów chłodzących. Najprostszym i prawdopodobnie najtańszym sposobem obniżenia temperatury na zrzucie jest powiększenie stawów chłodzących. Podobnym rozwiązaniem może być znalezienie odbiorców, u których zrzucane będzie ciepło niskotemperaturowe. Jak już określono, takimi odbiorcami są odkryte baseny albo podłączenie ZOO Safari Borysew. Jednakże decydującym dla projektu czynnikiem może być czas.

B. Rozwiązania długoterminowe polegające na poprawie temperatury działania sieci ciepłowniczej

Pierwsza alternatywa jest prostsza, ponieważ można ją zrealizować lokalnie, zamiast w 100 budynkach. Rozwiązanie można zastosować zwiększając temperaturę zasilania sieci ciepłowniczej. Zasadniczo, obniżyłoby to natężenie przepływu wody w sieci ciepłowniczej, aby dostarczać taką samą ilość ciepła do domów. Podobnie, instalacje grzewcze wykorzystujące grzejniki dostarczą niższe temperatury powrotu, a tym samym niższą temperaturę powrotu przy wymienniku ciepła wód gruntowych. Zwiększenie rozkładu temperatury umożliwi podawanie ciepła do większej ilości budynków. W przypadku bieżącego zapotrzebowania na ogrzewanie, które kształtuje się na poziomie ok. 4 MW, wymagane natężenie przepływu w sieci ciepłowniczej spadnie z 190 m³/h do ok. 80 m³/h. Wymagane obciążenie szczytowe w istniejącej instalacji szacuje się na ok. 1.4 MW. Pozostałe 2.6 MW będzie podane z odwiertu przy ograniczonym przepływie ok. 80 m³/h. Rozwiązanie zwiększy zapas wydajności istniejącego odwiertu tak, że wzrost liczby odbiorców sieci ciepłowniczej nie będzie wymagać kolejnego odwiertu, a jedynie zwiększenia wydajności przy obciążeniu szczytowym.

W rozwiązaniu obciążenia szczytowego można wykorzystać kocioł gazowy lub węglowy w celu zwiększenia temperatury zasilania. Jak wyraźnie wynika z Rys. xx, temperatura powrotu wynosi ok. 45°C niemal przez cały rok, w związku z czym taki kocioł powinien działać przez cały rok, aby wyeliminować potrzebę wykorzystania stawów chłodzących i problemu z temperaturami powrotnymi powyżej 35°C. Jednak takie rozwiązanie drastycznie zwiększy wykorzystanie kotłów gazowych lub węglowych i nie jest zalecane ze względu na skutki klimatyczne i zanieczyszczenie lokalne. Inną alternatywą jest zastosowanie kotła na biomasę, dzięki któremu zredukuje się niekorzystny wpływ na środowisko, ale nie rozwiąże całkowicie problemu z zanieczyszczeniem miejscowym. Trzecim rozwiązaniem jest ograniczenie stosowania kotła gazowego/węglowego w połączeniu ze stawem chłodzącym. Staw chłodzący wykorzystuje się nadal jako główne rozwiązanie chłodzące dla temperatury powrotu, a kocioł uruchamia się tylko w ograniczonych okresach czasu, gdy staw chłodzący nie wystarcza. Takie rozwiązanie wyeliminuje jedynie problem z temperaturą powrotu, ale wciąż powoduje marnowanie dużych ilości energii.

Dla instalacji można także zaprojektować obciążenie szczytowe korzystając ze sprężarkowej pompy ciepła lub pompy absorpcyjnej napędzanej energią cieplną. Pompy absorpcyjne wymagają zasilania gazem i dlatego nie są zalecane z podobnych powodów, jak wcześniej wymienione. Sprężarkowe pompy ciepła uważa się za potencjalną alternatywę dla takich instalacji. W takim przypadku, pompa ciepła odbierze ciepło po stronie powrotu wody geotermalnej, podniesie jakość tego ciepła i dostarczy je na stronę zasilania sieci c.o. Pompa ciepła schłodzi powracającą wodę geotermalną i jednocześnie podniesie temperatury podawania do sieci ciepłowniczej. Jak już podkreślano, instalacja będzie musiała zapewnić wysokie temperatury zasilania przez większą część roku oraz poprawę wydajności zasilania sieci ciepłowniczej. Projektowaną wydajność cieplną takiej pompy ciepła dla istniejącego systemu szacuje się na ok. 1,4 MW.

Zakładając koszt pompy ciepła wraz z osprzętem na poziomie ok. 2500 zł/kW, taka instalacja kosztowałaby ok. 3,5 mln zł. Przyjmując wymagany czas zwrotu w okresie 10 lat, oraz rozłożenie kosztu na całą instalację zasilania ciepłem w Poddębicach (tzn. 15 TJ), należy dodatkowo doliczyć około 80-90 zł/MWh. Dodatkowy koszt związany z użyciem energii elektrycznej wyniesie ok. 50 zł/MWh (również w tym przypadku będzie to rozłożony koszt energii elektrycznej na całą instalację zasilającą). Całkowity wzrost kosztu ciepła wyniesie ok. 130-140 zł/MWh albo ok. 35-40 zł/GJ. Według Buńczyka (2016) średnie ceny netto ciepła na tym obszarze Polski wynoszą ok. 52 zł/GJ. Potrzeba dalszych badań w celu określenia wykonalności instalacji pompy ciepła. Powinno się również uwzględnić programy wsparcia dla instalacji efektywnych energetycznie, takich jak np. pompy ciepła.

C. Strategiczny rozwój geotermalnej sieci grzewczej

Sieć ciepłownicza w Poddębicach rozrasta się i ocenia się, że jej całkowita wydajność będzie wynosić ok. 18 MW w porównaniu do aktualnych 4 MW. Instalacja grzewcza na poziomie budynku ma duży wpływ na specyfikację sieci ciepłowniczej. Miasto ma wyjątkową możliwość przejścia na sieć ciepłowniczą czwartej generacji o niższych temperaturach zasilania i powrotu. W raporcie opracowanym w ramach tego projektu dla Konstantynowa pokazano kilka możliwych rozwiązań w celu integracji na poziomie budynków. Szczególnie zaleca się, aby Poddębice zapoznały się z tymi rozwiązaniami i znalazły sposoby współpracy z właścicielem budynku, tak aby można było przekształcić albo zaprojektować instalacje grzewcze w budynkach do działania przy niskich temperaturach.

Konstantynów Łódzki

Niskotemperaturowe instalacje grzewcze

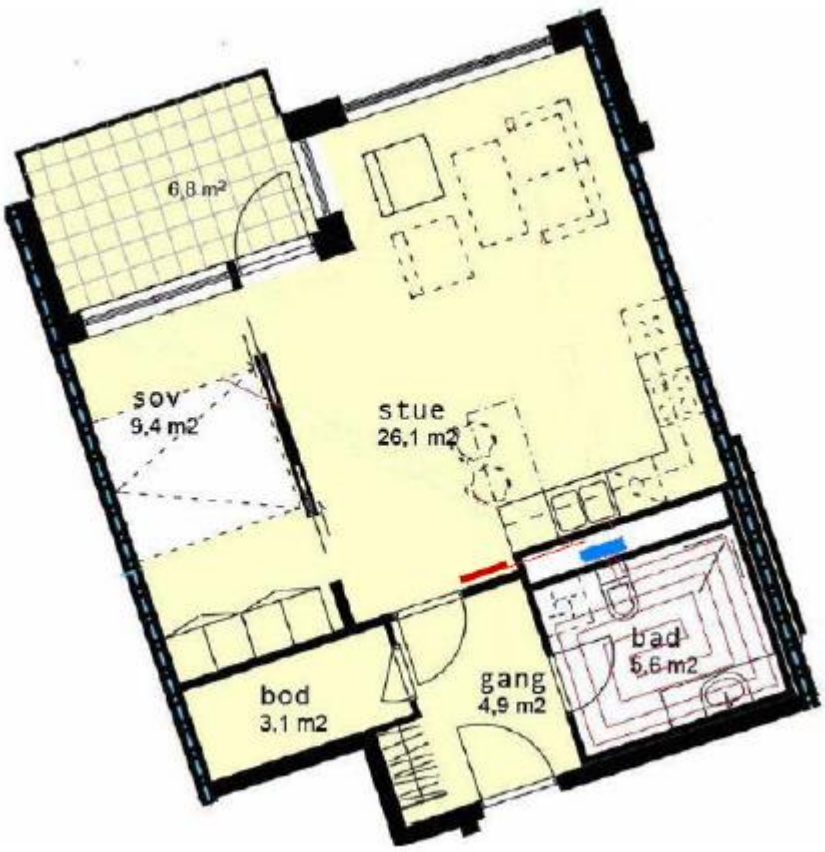
Zarówno instalacja c.o. jak i instalacje grzewcze w budynkach zaprojektowano z myślą o względnie wysokich temperaturach zasilania/powrotu. W przyszłości sieci ciepłownicze będą działać w oparciu o niższe temperatury projektowe, tak aby można było z powodzeniem włączać je w zasilanie energią odnawialną. To samo dotyczy ogrzewania geotermalnego w sieciach ciepłowniczych.
Jednak istnieją wyzwania w postaci wyższych kosztów inwestycji oraz niższego zwrotu z inwestycji w przypadku instalacji grzewczych, zarówno po stronie budynku jak i dostawcy ciepła. Z jednej strony koszt montażu niskotemperaturowej instalacji grzewczej w budynku jest wysoki i może niemal bezpośrednio zależeć od zwiększenia powierzchni grzewczej ze względu na obniżenie średniej temperatury powierzchni. Właściciele budynków chcą ograniczyć wzrost inwestycji kapitałowej po swojej stronie. Z drugiej strony, koszt odwiertów geotermalnych jest wysoki. Mniejsze wykorzystanie energii z tych odwiertów ze względu na ograniczenia temperaturowe powoduje, że takie inwestycje stają się nieatrakcyjne dla firm energetycznych. Firmy energetyczne chcą maksymalizować zwrot z inwestycji. Taka sytuacja często prowadzi do ograniczonej integracji energii odnawialnej dostarczanej do istniejącej infrastruktury.

Aczkolwiek powyższe problemy wydają się na początku bardzo trudne, wspólne podejście w tym zakresie może być kluczem do rozwiązania takiego problemu na mniejszą skalę. Sieci ciepłownicze w obu miastach co roku się rozrastają, a zakład ciepłowniczy w Konstantynowie Łódzkim już określił kilka projektów renowacji istniejących budynków oraz programy nowych osiedli mieszkalnych, jako potencjalnych, przyszłych klientów. Zakład ciepłowniczy powinien uczestniczyć w realizacji takich projektów mieszkaniowych i znaleźć wspólne rozwiązania inwestycyjne, w połączeniu z państwowymi programami wsparcia i dotacjami. Rozwiązania inwestycyjne muszą uwzględniać całkowity koszt instalacji grzewczej w domach wraz z kosztami dostawy ciepła geotermalnego, aby przygotować oferty dla właścicieli budynków zainteresowanych wyborem niskotemperaturowych instalacji grzewczych wraz z podłączeniem do sieci ciepłowniczej.

Pokrycie całkowitego zapotrzebowania budynku na ciepło

Zdaniem zakładu ciepłowniczego Veolia, obecna sieć ciepłownicza zasila głównie instalacje grzewcze i wentylacyjne, a ciepła woda użytkowa jest najczęściej dostarczana z lokalnych zbiorników podgrzewanych elektrycznie. Takie podejście uważa się za wysoce nieoptymalne, zarówno technicznie jak i ekonomicznie. Należy znaleźć sposoby promowania centralnego ogrzewania jako rozwiązania dla celów ogrzewania, wentylacji i dostarczania ciepłej wody użytkowej.

Można to uzasadnić zarówno motywami technicznymi jak i ekonomicznymi. W starszych budynkach, udział ogrzewania i wentylacji jest znacząco przeważający w porównaniu do ciepłej wody użytkowej. Jednakże, tendencje do poprawiania izolacji i szczelności doprowadziły do znaczącego spadku zapotrzebowania na ogrzewanie i wentylację, dlatego udział ciepłej wody użytkowej wzrasta w świetle zapotrzebowania grzewczego dla nowych budynków. I chociaż zjawisko to przebadano dokładnie w Norwegii, a w Polsce nie było ono analizowane, można założyć, że będzie również sprawdzać się w Polsce. Jednocześnie zmiany w potrzebach ciepłowniczych stawiają pytania dotyczące stosowania w budynkach drogich instalacji grzewczych opartych na grzejnikach. Podjęto znaczne wysiłki w celu znalezienia optymalnej z kosztowego punktu widzenia instalacji grzewczej dla budynku i przedstawiono kilkanaście nowych propozycji kosztowo efektywnych instalacji grzewczych dla wydajnych energetycznie systemów. Rysunek 5.1.4 przedstawia przykład takiego pomyślnego zastosowania w norweskich budynkach o dużej efektywności energetycznej. Takie rozwiązanie zakłada, że dzięki zmniejszeniu strat ciepła z przegród zewnętrznych budynku, nie ma już konieczności montażu grzejnika w każdym pomieszczeniu. Taka typologia instalacji grzewczej umożliwia zmniejszenie instalacji pięciorurowej (rura zasilająca i powrotna do ogrzewania, rura CWU, rura recyrkulacyjna i rura z zimną wodą) na trzyrurową (rura zasilająca i powrotna do ogrzewania i rura zimnej wody). Inne rozwiązanie optymalne z punktu widzenia kosztów wykorzystuje rurę ciepłej wody użytkowej i rurę recyrkulacyjną do dostarczania zarówno ciepłej wody użytkowej jak i ciepła do mieszkań, przy użyciu miejscowego wymiennika ciepła i małej pompy recyrkulacyjnej. Rozwiązanie takie przetestowano z wynikiem pozytywnym w Norwegii, przy względnie zimnym klimacie i temperaturach projektowych na poziomie -20°C.



Rys. 5.14.14. Przykład dwupokojowego mieszkania z jednym grzejnikiem w norweskim domu pasywnym (Wigenstad, 2009)

Sochaczew

Niskotemperaturowe instalacje grzewcze

Otwór geotermalny jest planowany w miejscu obecnie niezurbanizowanym, ale miasto ma plany rozwoju. Jest to bardzo dobry przypadek dla niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej, która może wykorzystać ciepło geotermalne o zakresie temperatur od 40°C (źródło dla planowanego odwiertu próbnego na głębokości 1400 m) do 70°C (źródło głębsze, na głębokości 2500 m, mogłoby stanowić opcję do przyszłego wykorzystania) w sposób bardziej efektywny niż istniejące sieci ciepłownicze w Sochaczewie, których temperatura projektowa to 80/60°C. Niskotemperaturowa sieć ciepłownicza umożliwi także bardziej efektywne wykorzystanie innych, niskotemperaturowych, odnawialnych źródeł ciepła, takich jak kolektory słoneczne, biomasa oraz procesowe ciepło odpadowe.

Wykorzystanie niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej jest zgodne ze scenariuszami rozwoju w kierunku niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej zaproponowanej przez (Walnum & Fredriksen 2017), Thermal Energy Systems in ZEN, 2017). Podstację klienta należy zaprojektować skupiając się na obniżeniu temperatury powrotu, aby zapewnić w sieci ciepłowniczej większą różnicę temperatury podawania i powrotu. (Walnum & Fredriksen, 2017) przedstawiają kilka przykładów o różnym stopniu złożoności, które pomogą wytworzyć niską temperaturę powrotu, która jest potrzebna w niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej (Rys. 5.14.15).

Tak więc, w przypadku Sochaczewa należy wziąć pod uwagę niskotemperaturową sieć ciepłowniczą. Takie podejście należy jednak zrównoważyć w stosunku do liczby budynków, jakie mają zostać objęte niskotemperaturową instalacją grzewczą. Nawet w przypadku niskotemperaturowych instalacji grzewczych, występować będzie zapotrzebowanie na pompy ciepła, przynajmniej dla źródła 40°C (zob. dyskusję w części 0), ale możliwe jest osiągnięcie wyższego COP oraz mniejsze wykorzystanie innych źródeł energii w przypadku zastosowania odnawialnych źródeł energii w niskotemperaturowej sieci ciepłowniczej.

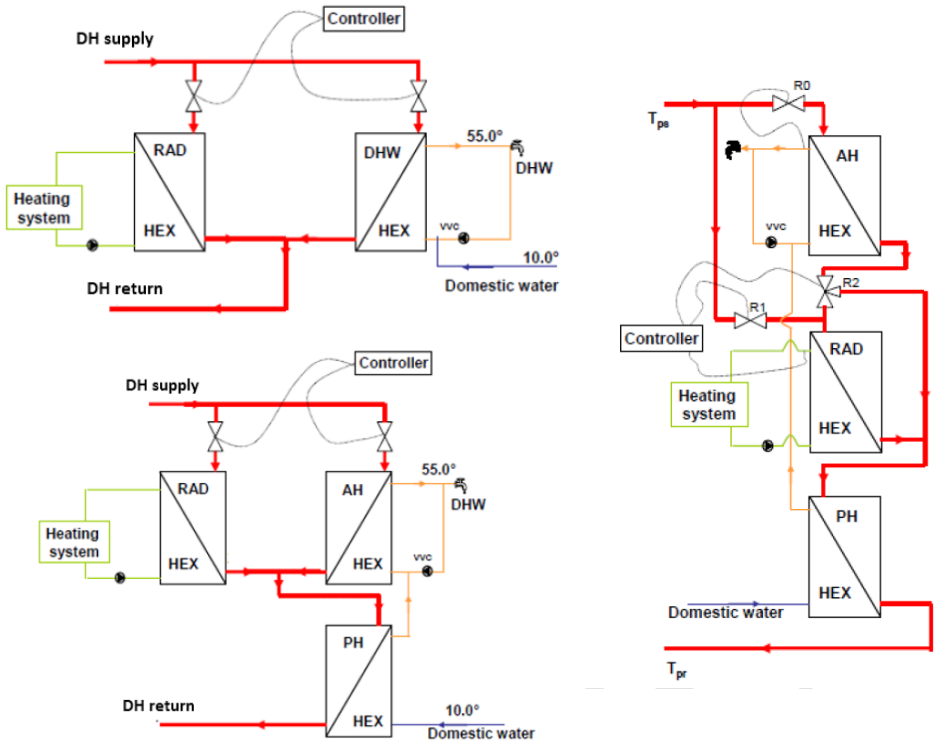


Fig. 5.14.15. Trzy różne schematy dla niskiej temperatury powrotu w sieci ciepłowniczej (Walnum & Fredriksen, 2017)

DH return	Sieć c.o. powrót
DH supply	Sieć c.o. zasilanie
Heating system	Instalacja grzewcza
Controller	Sterownik
Domestic water	Woda pitna

Potencjalne wykorzystanie ATES w systemie energetycznym

Istnieją dwa scenariusze w których akumulatory ciepła warstwy wodonośnej (ATES) byłyby preferowanym dla Sochaczewa rozwiązaniem.

- Jeśli zajdzie potrzeba chłodzenia, czy to klimatyzacyjnego czy też przemysłowego (np. w centrach handlowych i centrach danych oraz procesach suszenia). W takim przypadku, należy górną warstwę wodonośną wykorzystać jako zbiornik
- Jeśli występuje nadmiar ciepła odpadowego o temperaturze powyżej 40°C W takim przypadku można podnieść temperaturę w warstwie wodonośnej o temp. 40°C, umożliwiając wydajniejszą pracę pomp ciepła, a tym samym zwiększenie wydajność instalacji.

Żaden z tych scenariuszy nie został na tym etapie określony jako wymóg. Zalecenie to należy dalej rozwinąć i ponownie ocenić podczas przyszłego rozwoju systemu energetycznego. Jeśli jeden z tych scenariuszy miałby zostać zrealizowany, koniecznym będzie przeprowadzenie symulacji i badań zbiornika w zakresie temperatury i jakości wody. Ponadto, istotne jest także monitorowanie i dalsze działania związane z temperaturą zbiornika i jakością wody.

Pomyślne wdrożenie ogrzewania geotermalnego

Temperatura ze źródeł geotermalnych w Sochaczewie jest zbyt niska do zastosowania bezpośredniego w wysokotemperaturowej (80/60°C lub 90/70°C) sieci ciepłowniczej. Dzięki zastosowaniu pompy ciepła, temperatura może

zostać podniesiona do odpowiedniego poziomu - 80-90°C. Należy pamiętać, że przed ostatecznym zaplanowaniem instalacji energetycznej, należy szczegółowo przeanalizować jakość wody.

Scenariusz 1

Urzędnicy z miejscowego zakładu ciepłowniczego zaproponowali zastosowanie gazowej absorpcyjnej pompy ciepła na pierwszym etapie (szacunkowy COP 1,4) oraz sprężarkowej pompy ciepła (VCCHP) na drugim etapie. W zależności od wydajności i rozwiązania, w pierwszym etapie zostanie wytworzona temperatura po stronie ciepłej w zakresie 45-60°C, a w razie potrzeby na drugim etapie temperatura zostanie podwyższona do ok. 80°C. Przewidywany, łączny COP wyniesie ok. 1,0 - 1,1.

Alternatywą byłoby wykorzystanie VCCHP na obu etapach. Pobieżne obliczenia wskazują, że VCCHP musiałaby dostarczać ciepło przy COP 3,75 lub wyższym przy takich samych warunkach[1]. Sprężarkowa pompa ciepła pracująca w temperaturach 40/20°C i 45/50°C może utrzymać COP powyżej 4,5. Jeśli temperatura po stronie ciepłej wzrośnie o 5°C, COP spadnie znacząco do ok. 4,0 0 – 4,5, w zależności od wybranego modelu pompy ciepła. Łączne COP sprężarkowych pomp ciepła z obydwu etapów dla temperatury ok. 80°C wyniesie ok. 3 - 3,5. Wartości te zależą od wybranego projektu, ale można je łatwo osiągnąć korzystając z ogólnodostępnych rozwiązań komercyjnych.

Ponieważ sprężarkowa pompa ciepła osiąga wydajność niż gazowa absorpcyjna pompa ciepła, zaleca się również zastosowanie sprężarkowej pompy ciepła na pierwszym etapie. Wstępne wyliczenia wskazują, że dwuetapowe rozwiązanie wykorzystujące sprężarkową pompę ciepła może zapewnić osiągnięcie wymaganej temperatury dla sieci c.o. Dalsza ocena powinna uwzględnić ekonomiczną optymalizację instalacji pompy ciepła. Prawdopodobnym scenariuszem możliwym do realizacji będzie rozwiązanie z kotłem dla zapotrzebowania szczytowego i pompą ciepła porywającą zapotrzebowanie na energię w 80-90%.

Scenariusz 2

Dla źródła o temperaturze 40°C, jedną z opcji dla istniejącej wysokotemperaturowej sieci ciepłowniczej może być skoncentrowanie się na ogrzewaniu wody powrotnej z instalacji rozdzielczej, która zwykle ma temperaturę ok. 70°C. Ponieważ w instalacji nie jest wytwarzana elektryczność, nie należy martwić się temperaturą zimnego końca, a więc podgrzanie wody powrotnej z 70°C do być może 75-80°C obniżyłoby obciążenie cieplne kotłów paliwowych. Kotły paliwowe działają w temperaturach kilkuset stopni, tak więc to, czy temperatura wody w kotłach wynosi 70 czy 80°C nie stanowi istotnej różnicy. Rys. 5.14.16 przedstawia uproszczony schemat takiej instalacji, w której cała woda geotermalna przepływa przez pompę ciepła, która ogrzewa wodę powrotną w instalacji rozdzielczej i obniża obciążenie cieplne kotłów.

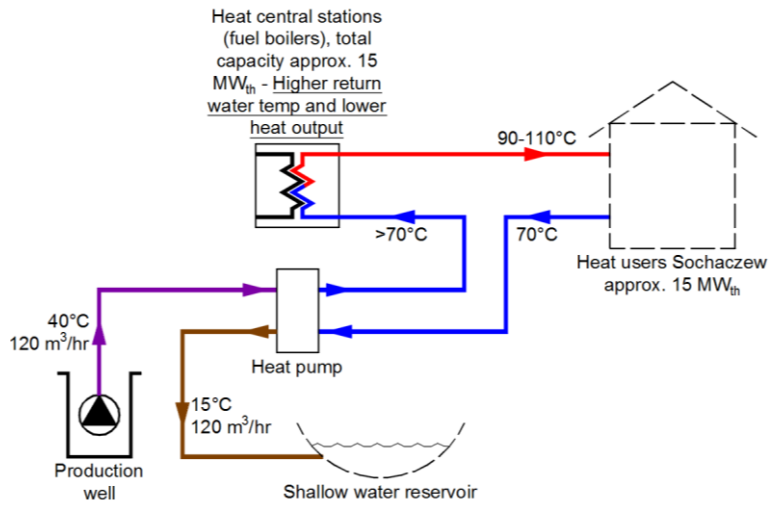


Fig. 5.14.16. Planowany odwiert geotermalny (pozyskanie wody niskotemperaturowej) i pompa ciepła w Sochaczewie, wykres poglądowy

[1] Stosując cenę ciepła 100 PLN/MWh wytworzonego z gazu i 300 PLN/MWh z energii elektrycznej

Heat Central stations (fuel boilers) total capacity approx. 15 MWth - Higher return water temp and lower heat output	Elektrociepłownia (kotły paliwowe) o całkowitej wydajności ok. 15 MWth Wyższa temperatura wody powrotnej i niższy uzysk ciepła
Production well	Otwór produkcyjny
Heat pump	Pompa ciepła
Shallow water reservoir	Płytki zbiornik wody
Heat users Sochaczew approx, 15 MWth	Odbiorcy ciepła w Sochaczewie ok. 15 MWth

Literatura:

Walnum & Fredriksen 2017: Thermal Energy Systems in ZEN, ZEN Report

Lądek-Zdrój

Niskotemperaturowe systemy ogrzewamia

Systemy ogrzewania budynków są zwykle projektowane na względnie wysokie temperatury wody zasilającej i powrotnej. Natomiast w przyszłości będą projektowane sieci grzewcze o niższych temperaturach w taki sposób, aby można je było z powodzeniem integrować z dostawami energii ze źródeł odnawialnych. Nowe temperatury robocze będą wymagały odpowiedniego zaprojektowania instalacji budynkowych.

Wybór niskotemperaturowego systemu ogrzewania wymaga wyższych wydatków inwestycyjnych i zapewnia niższy zwrot z inwestycji. Jednak ułatwia on integrację z siecią i zwiększa możliwość korzystania z energii geotermalnej w miejskich sieciach ciepłowniczych.

Lądek-Zdrój należy do starych miast. Kilku nowych klientów, którzy zostaną przyłączeni do przyszłej sieci ciepłowniczej, dysponuje starymi budynkami, które będą wymagać renowacji wewnętrznego systemu ogrzewania. Zaleca się, aby zarząd sieci ciepłowniczej oparł swoje projekty na temperaturze około 60°C. Tego rodzaju wybór otworzy w przyszłości możliwość przyłączenia zasilania ze źródeł energii odnawialnej. Miejska sieć ciepłownicza będzie wówczas z przyczyn praktycznych eksploatowana przy wyższych temperaturach zasilania, koniecznych dla starszych budynków z urządzeniami wysokotemperaturowymi, które z czasem będą modernizowane, by przejść na ogrzewanie niskotemperaturowe.

Miejska sieć ciepłownicza powinna więc dysponować wymaganiami dla klientów, albo zobowiązujące ich do wyboru, albo dające im preferencje w przypadku wyboru urządzeń niskotemperaturowych dla swoich budynków. Jednym z rozwiązań będzie współpraca zakładu ciepłowniczego z właścicielami budynków w celu poszukiwania wspólnych możliwości sfinansowania inwestycji, z wykorzystaniem rządowych programów kredytowych i dofinansowań. Tego rodzaju rozwiązania inwestycyjne muszą się opierać na całkowitym koszcie zarówno systemów grzewczych w domach, jak i systemów produkcji energii geotermalnej, by opracować ofertę dla właścicieli budynków, którzy są zainteresowani wybraniem niskotemperaturowego systemu ogrzewania i przyłączeniem do miejskiej sieci ciepłowniczej.

Budowa miejskiej sieci ciepłowniczej

Jednym z kluczowych parametrów ekonomicznej sieci ciepłowniczej jest osiągnięcie dużego zagęszczenia klientów kupujących energię na jednostkę długości magistrali. Osiedla o rzadkiej zabudowie są wolniej przyłączane do sieci, a zwrot z inwestycji jest niski. Poprawa wydajności energetycznej konstrukcji budynków stanowi również istotny aspekt. Chociaż sprzedaż dużych ilości energii dla niewielu budynków może się wydawać atrakcyjna pod względem gospodarczym, to termomodernizacja budynków może zmienić założenia ekonomiczne. Miejska sieć ciepłownicza wymaga inwestowania na co najmniej kolejnych 60 lat. Z tego względu istotne znaczenie ma ocena, czy sieć w Lądku-Zdroju będzie w stanie osiągnąć właściwą gęstość i poziom sprzedaży. Innym rozwiązaniem będzie ocena możliwości lokalnej dostawy energii cieplnej, ograniczonej do budynków położonych w bliskim sąsiedztwie zakładu, co pozwoli ograniczyć skalę inwestycji w budowę sieci.

Udane wdrożenie systemu ogrzewania geotermalnego

Wody geotermalne są wielką atrakcją i cennym zasobem Lądka-Zdroju. Z tego względu ważne jest zapewnienie, aby pobieranie wody z głębokiej geotermii nie prowadziło do zakłócenia zasobów, użytkowanych przez zakłady

przyrodolecznicze. W przypadku osiągnięcia pozytywnych wyników pod tym względem otwór może dawać ok. 2-4 MW ciepła przy temperaturze wody 70°C. Skoro sieć dotrze do istniejących budynków, których instalacje zostaną zaprojektowane na temperatury (najprawdopodobniej) 90/70°C lub 80/60°C, to pewna ilość energii cieplnej nadal będzie dostarczana z kotłów obsługujących zapotrzebowanie szczytowe. Topologia systemu w takim przypadku może polegać na tym, że ogrzewanie z sieci miejskiej (komunalnej) pokryje tylko obciążenie bazowe, natomiast istniejące kotły będą działać dla pokrycia obciążenia szczytowego. Inne rozwiązanie polega na tym, że obciążenie szczytowe może być zaspokojone z centralnie położonego kotła, spalającego gaz lub biomasę. Dla uniknięcia długiej pracy kotła szczytowego zaleca się wybór temperatur projektowych dla zakładu ciepłowniczego, bliskich lub nieco wyższych od temperatury projektowej dla budynków.

Kolejnym rozwiązaniem dla miasta, mniej ryzykownym, jeżeli chodzi o wpływ na istniejące źródła, będzie wykorzystanie płytkich otworów geotermalnych, z wymiennikami ciepła działającymi w pętli zamkniętej. W takim przypadku ciepło będzie pobierane z płytkich otworów, z temperaturą wody 10-20°C, podnoszoną do wymaganego poziomu dzięki zastosowaniu technologii pomp ciepła. Płytki otwór z wymiennikiem ciepła działającym w pętli zamkniętej jest już obecnie stosowany z powodzeniem przynajmniej w jednym przedszkolu w Lądku-Zdroju, a takie rozwiązanie w znacznym stopniu zmniejsza ryzyko, jakie niesie ze sobą inwestycja geotermalna. Rozwiązanie to można stosować z powodzeniem w budynkach indywidualnych i osiedlach. Ponadto duża ilość wody zrzutowej z urządzeń o niskiej temperaturze ok. 30°C może zasilać pompę ciepła dla podniesienia temperatury tej wody do wymaganego poziomu.

Temperatura źródła wynosząca ok. 20°C jest właściwa do zastosowania sprężarkowej pompy ciepła (VCCHP), by podnieść temperaturę wody do 80-95°C. Całkowity wskaźnik efektywności energetycznej cieplnej (COP) w zakresie 3,0-4,0 można osiągnąć dzięki zastosowaniu urządzeń dostępnych w handlu. Może być konieczna trzystopniowa instalacja VCCHP, w zależności od projektu. Jeżeli wówczas osiągnie się temperaturę projektową w pobliżu tej, jaka będzie w ogrzewaniu niskotemperaturowym, tj. 60-70°C, to dostępne urządzenia powinny zapewnić wskaźnik COP w zakresie 3,5-4,5. Wskaźniki zależą od wyboru komponentów pomp ciepła, np. płynu chłodzącego, sprężarki czy samego projektu systemu.

Topienie śniegu na drogach i chodnikach jest bardzo energochłonne. Obciążenie sieci grzewczej dla tych potrzeb jest zmienne i zależy od temperatury zewnętrznej i prędkości powietrza oraz ilości i temperatury opadów. Typowe obciążenie projektowe dla odladzania wynosi ok. 200-300 W/m^2. Z tego względu zaleca się ograniczenie stosowania topienia śniegu tylko do ulic o wysokim natężeniu ruchu (i stromych). Topienie śniegu można zastosować tylko dla chodnika po jednej stronie ulicy i oznaczyć go malowaniem lub w inny sposób. Energię można dostarczać na potrzeby topienia śniegu przez podawanie do instalacji wody powrotnej z miejskiej sieci ogrzewania. Ciepło zrzutowe wody stosowanej w uzdrowiskach można także wykorzystać do tego celu, w zależności od położenia uzdrowiska oraz ilości i jakości ciepła. Doświadczenia norweskie pokazują, że konieczność topienia śniegu często pojawia się przy temperaturach od 0 do -6°C, natomiast prawdopodobieństwo opadów przy niższych temperaturach jest bardzo małe. Typowe zużycie energii przy optymalnej strategii sterowania systemem wynosi 100-150 kWh/m², ale może wzrosnąć do 400 kWh/m² przy niewłaściwym projekcie systemu oraz jego urządzeniach sterujących. Z tego względu zaleca się uwzględnianie podanych tu warunków na etapie projektowania tak, aby odladzanie w mieście nie stało się sprzeczne z pierwotną ambicją znalezienia rozwiązania energetycznego, przyjaznego dla klimatu.

5.14.2. Propozycje projektów pilotowych w miastach Projektu oraz w innych miejscowościach i rejonach Polski – zespól AGH, WWNiG

Propozycje projektów geotermalnych przedstawiane przez AGH Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu zostały podzielone na dwie grupy:

A. Projekty dotyczące wód geotermalnych i podziemnych, wykorzystywanych także za pośrednictwem pomp ciepła (absorpcyjnych i sprężarkowych) – nazwane niżej „*Wody geotermalne*”,

B. Projekty dotyczące pozyskiwania ciepła ze skorupy ziemskiej bez eksploatacji masy, możliwe do wykorzystania głównie za pośrednictwem sprężarkowych (geotermalnych) pomp ciepła – nazwane niżej „*Geotermalne pompy ciepła*”.
Pod pojęciem projekty zaproponowano zarówno tzw. *projekty miękkie* (analizy, opracowania, opinie, prace badawcze, prace rozwojowe, zmiany przepisów itp.) jak również *projekty twarde* (działania inwestycyjne, realizacje wierceń, rekonstrukcje otworów, pompowania próbne, budowę/rozbudowę sieci ciepłowniczych, przyłączy, wymiennikowni itp.).

Propozycje projektów pilotażowych dotyczą zarówno miast, które były przedmiotem raportowanego Projektu, jak I innych lokalizacji w Polsce.

A. Wody geotermalne

1. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników wierceń w Lądku Zdroju, Sochaczewie i Konstantynowie Łódzkim należy kontynuować prace zmierzające do wykorzystania wód geotermalnych i energii. Po wykonaniu wierceń muszą być wykonane prace badawczo-pomiarowe, które dadzą odpowiedź o ilości wody geotermalnej oraz o jej temperaturze (ciśnieniu złożowym/głowicowym). Razem te dwa parametry umożliwiają określenie ilości możliwej do pozyskania energii (mocy grzewczej). Kolejnym z podstawowych parametrów, który będzie uzyskany w przypadku uzyskania wód geotermalnych jest ich mineralizacja. Dlasze prace zmierzające do uruchomienia ogólnie pojętej eksploatacji powinny uwzględniać uzyskane wyniki i wykorzystać najnowszą dostępną wiedzę (zagraniczną [w tym z Islandii i Norwegii] oraz krajową – z 25 lat działalności najstarszych instalacji tego typu w Polsce), aby docelowe instalacje miały w tych gminach charakter wzorcowy.
2. Należy rekomendować realizację następnych wierceń geotermalnych w miejscowościach, które mają najlepiej rozpoznane i najlepsze warunki geologiczno-złożowe oraz (!) rozbudowaną powierzchniową sieć grzewczą (szczególnie niskie parametry). Istotny jest oczywiście czynnik ludzki, tzn. zaangażowanie władz lokalnych oraz przychylność mieszkańców. Należy więc w miejscowościach, gdzie występują dobre warunki geologiczne i infrastruktura powierzchniowa, aktywizować społeczność lokalną. Takie działanie powinno mieć priorytet nad wykonywaniem pierwszych prac geotermalnych w lokalizacjach o gorszej geologii czy infrastrukturze, ale sprzyjającym czynniku ludzkim. Czynnik ludzki jest zmienny, a geologia nie!
3. Prace geotermalne (na bazie wód geotermalnych i podziemnych o różnych temperaturach) powinny zostać rozpoczęte w Łodzi i Szczecinie (głównie utwory Mezozoiku) oraz w Warszawie (np. wody oligoceńskie).
4. Należy wykorzystać istniejące otwory wiertnicze. Jeżeli są udokumentowane wody geotermalne w istniejących lub zlikwidowanych otworach, korzystniej jest taki otwór zaadoptować i zrekonstruować niż wykonać nowy. Zazwyczaj tańsze w realizacji będzie zakupienie gruntów umożliwiających dostęp do otworu i jego rekonstrukcja, niż wiercenie nowego.
5. Lokalizacje pozamiejskie geotermii, zwłaszcza na bazie otworów istniejących (lub możliwych do przywrócenia po likwidacji/częściowej likwidacji) przeanalizować w wybranych miejscach na potrzeby rekreacji i rolnictwa (ogrzewanie szklarni, podgrzewanie gleby, suszarnictwo).
6. Po pozytywnych wynikach pompowań próbnych w otworze w Sochaczewie należy podjąć działania zmierzające do pozyskania istniejących otworów po ich wstępnej analizie na podstawie dokumentacji z wierceń, prób oraz protokołów likwidacji.
7. Celowe wydaje się modelowanie ciśnieniowo-temperaturowe oraz hydrogeochemiczne obszaru z otworem geotermalnym w Poddębicach (mineralizacja 490 mg/dm^3) oraz trzema otworami używanych przez spółkę Geotermia Uniejów (mineralizacja 8845, 7400 i 6790 mg/dm^3) na tle regionalnej filtracji. Będzie to miało na celu określenie możliwych zmian w ciśnieniu, temperaturze oraz mineralizacji wody zarówno dla Poddębic jak też Uniejowa i podjęcia przeciwdziałania ewentualnym negatywnym zjawiskom.
8. W przypadku negatywnych wyników wiercenia otworu geotermalnego w Lądku Zdroju należy przeprowadzić analizę możliwości wykonania „ciepłowniczego" układu typu HDR (hot dry rocks = gorące suche skały). Instalacje takie są realizowane na świecie w skałach nieprzepuszczalnych po wykonaniu szczelinowania skał do eksploatacji ciepła z górotworu dla wytwarzania energii elektrycznej. W Lądku Zdroju mógłby funkcjonować taki system służący celom grzewczym. Należy po uzyskaniu wyników wiercenia taką możliwość brać pod uwagę po wykonaniu prac badawczo-wdrożeniowych. Metody szczelinowania hydraulicznego zostały bardzo rozwinięte dzięki „boomowi łupkowemu" w Ameryce Północnej. Geologia Sudetów jest pod tym kątem najbardziej odpowiednia w Polsce (poza podłożem krystalicznym pod utworami Mezozoiku i Paleozoiku).
9. Wnioskowane jest wykonanie prac studialnych dotyczących projektu instalacji magazynowania ciepła (zwłaszcza odpadowego) w górotworze. Istnieje wiele możliwości realizacji takich działań.
10. Zgierz – proponuje się wykonanie otworu poszukiwawczego ujmującego wody geotermalne z rejonu wysadu solnego Rogóźno. Odległy kilka kilometrów na północ od Zgierza wysad solny umożliwia przepływ ciepła o zwiększonym natężeniu. Objawia się to zwiększeniem temperatury lokalnie występujących utworów w stosunku do regionalnej wartości gradientu geotermalnego.

B. Geotermalne pompy ciepła

11. Realizacja zamiany źródła ciepła z węglowego na geotermalne w kilku wybranych kamienicach Starego Miasta. W tym celu umożliwić dokończenie działań zmierzających do wykonania prototypu modułowego urządzenia wiertniczego

(wiertnicy antysmogowej). Urządzenie takie będzie miało możliwość przetransportowania na podwórza, do piwnic kamienic i zmontowania na miejscu. Dzięki temu będzie możliwe wykonywanie otworowych wymienników ciepła do głębokości 100 m z miejsc o małej przestrzeni. W przypadku udostępnienia źródła ciepła niskotemperaturowego w postaci górotworu, konieczne będzie jeszcze dopasowanie systemu grzewczego do zasilania pompą ciepła. Pompa ciepła bazująca na otworowych wymiennikach ciepła będzie poza ogrzewaniem mieć możliwość klimatyzowania wnętrz latem. Dla Krakowa może to być jedno z rozwiązań alternatywnych w działaniach zmierzających do ograniczenia smogu.

12. Nowy Sącz (Kotlina Sądecka) – posiada największą w Polsce liczbę dni bezwietrznych. W zimie wywołuje to koncentrację spalin, szczególnie w rejonie starego miasta. Smog powstający w ten sposób należy do największych w Polsce. W tym mieście i miejscowościach okolicznych (np. w Starym Sączu) należy rozpocząć pilotażowe instalacje oparte o „antysmogową wiertnicę" i sprężarkowe geotermalne pompy ciepła. W ramach instalacji pilotażowych należy wykonać otwory wiertnicze z wnętrza kilku kamienic (z piwnic) lub z podwórzy, wyposażyć je w układy wymiany ciepła z górotworem i dostosować wewnętrzną instalację grzewczą do współpracy z pompami ciepła.
13. Uzdrowiska polskie – zastosowanie geotermalnych pomp ciepła w miejscowościach, w których szczególnie należy dbać o jakość powietrza. Wśród nich Lądek Zdrój – gdzie spaleniu uległy trzy kamienice (poza częścią uzdrowiskową). Należy tam w ramach odbudowy zastosować innowacyjne rozwiązanie z wykorzystaniem wymienników otworowych i geotermalnych pomp ciepła (wiercenia antysmogowe).
14. W uzdrowiskach i nie tylko występują znaczące strumienie ciepła odpadowego (np. z wód pozabiegowych, z wentylacji, z lodowisk itp.). Należy wykorzystanie takiego ciepła brać pod uwagę przy okazji projektowania układów ujęcia ciepła geotermalnego.
15. Kopalnia Soli „Wieliczka" produkuje znaczne ilości ciepła geotermalnego, które jest marnowane poprzez wprowadzanie do atmosfery. Z szybu „Kościuszko", pełniącego rolę kanału wylotowego dla wentylacji kopalni wydobywa się powietrze o stałej temperaturze w ciągu roku (14-16 °C). Strumień tego powietrza jest stabilny w czasie. Moc grzewcza, niskotemperaturowa wynosi ponad 1 MW! W niewielkiej odległości od tego szybu zlokalizowany jest duży odbiorca ciepła w postaci Centrum Edukacyjno-Rekreacyjnego „Solne Miasto". W centrum istnieją odbiory ciepła o stosunkowo niskich parametrach, jak np. kompleks basenów (utrzymanie temperatury wody), ogrzewanie podłogowe, ogrzewanie powietrza wentylacyjnego. Stosunkowo bardzo niskim kosztem możliwe jest znaczące zredukowanie emisji CO_2 do atmosfery, ale również pewne zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych w „Solnym Mieście".
16. W Kopalni Soli „Wieliczka" trwają prace mające na celu likwidację dużej ilości wyrobisk podziemnych, celem ochrony zabytkowej części kopalni. Likwidacje w pewnym uogólnieniu polegają na wypełnianiu pustek piaskiem podsadzkowym. Należy dofinansować projekt wyposażania wyrobisk w rurki pełniące rolę wymiennika ciepła przed ich zasypaniem. Ciepło pobierane ze zlikwidowanych obszarów kopalni będzie wykorzystywane do ogrzewania podziemnego sanatorium (poprzez pompy ciepła). Aktualnie w tym celu wykorzystuje się prąd elektryczny. Kopalnia, którą odwiedza rocznie znacznie ponad milion turystów poza atrakcjami historycznymi będzie mogła wykazać się innowacyjnością na skalę światową. Przed projektowaniem należy wykonać prace badawczo-wdrożeniowe mające na celu m.in. określenie strumienia ciepła możliwego do uzyskania w opisany sposób.
17. Do ustawy Prawo Budowlane (lub odpowiednich rozporządzeń) należy wprowadzić zapis o konieczności wprowadzenia instalacji wymiany ciepła z górotworem, jeżeli dla celów wzmocnienia górotworu projektuje się pale nośne. Pale nośne z rurkami wymienników ciepła, zwane termopalami, palami energetycznymi lub filarami energii mogą stanowić dodatkowe źródło ciepła do ogrzewania i chłodu do klimatyzacji. Warunki stosowalności takiego sposobu pozyskiwania energii powinny być wcześniej określone na podstawie prac studialnych. Podobne przepisy obowiązują już na zachodzie.
18. Głębokie otworowe wymienniki ciepła, których realizacja jest możliwa w wielu miejscach Polski, na bazie istniejących otworów wiertniczych (istniejących, przeznaczonych do likwidacji, zlikwidowanych lub częściowo zlikwidowanych – np. wyeksploatowanych otworów naftowych lub negatywnych otworów poszukiwawczych) powinny być analizowane pod kątem geotermii po wykonaniu instalacji pilotażowej. Na Podkarpaciu i w Małopolsce otwory takie często znajdują się w obszarach zurbanizowanych. Są różne możliwości przywrócenia zlikwidowanych otworów, zależne od sposobu likwidacji.
19. Nowe otwory wiertnicze, poszukiwawcze lub produkcyjne powinny być projektowane i wykonywane z uwzględnieniem możliwości ich wykorzystania w przyszłości do udostępniania ciepła Ziemi. W tym celu należy opracować wytyczne projektowe oraz wesprzeć prace badawcze nad zaczynami uszczelniającymi do otworów wiertniczych, które będą miały podwyższoną lub obniżoną przewodność cieplną (w zależności od potencjalnego wykorzystania otworu w przyszłości).
20. Wykonanie pilotażowych instalacji z otworowymi wymiennikami ciepła w kilku szkołach, gdzie zamontowano kolektory słoneczne. Największa produkcja ciepła z takich kolektorów przypada na okres wakacji, kiedy nie jest ono potrzebne. Brak odbioru ciepła z kolektorów słonecznych latem jest często przyczyną rozszczelniania takich instalacji.

Zastosowanie magazynowania ciepła w górotworze umożliwi jego wykorzystanie w okresie zwiększonego zapotrzebowania i/lub wpłynie na poprawę efektywności pomp ciepła.

5.14.3. Propozycje nowych lokalizacji na Niżu Polskim perspektywicznych dla rozwoju ciepłownictwa sieciowego – zespół AGH WGGiOŚ

Rejon niecki mogileńsko-łódzkiej jest, obok Podhala, jednym z najbardziej perspektywicznych rejonów w Polsce dla efektywnego zagospodarowania zasobów geotermalnych. Wykorzystanie energii geotermalnej w tym regionie powinno w pierwszej kolejności być związane ze zbiornikami dolnojurajskim i dolnokredowym. Obecnie – w Poddębicach i Uniejowie- z powodzeniem eksploatowane są wody zbiornika dolnokredowego. W różnych stadiach rozwoju są projekty wykorzystania potencjału energetycznego wód zbiornika dolnojurajskiego (Konin, Konstantynów Łódzki, Sieradz, Koło i in.).
W celu określenia możliwości budowy nowych instalacji geotermalnych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej wykonano analizę parametrów geologicznych i hydrogeotermalnych dolnokredowego i dolnojurajskiego zbiornika geotermalnego na podstawie analizy materiałów archiwalnych, prac badawczych, projektów geologicznych oraz inwentaryzacji parametrów eksploatacyjnych funkcjonujących instalacji geotermalnych. Dokonano oceny parametrów hydrogeologicznych oraz geotermicznych, w tym oszacowania temperatur i mineralizacji wód oraz wydajności ujęć w obrębie analizowanych zbiorników geotermalnych.
Budowa trójwymiarowego modelu geologiczno-parametrycznego obszaru badań, wykonanego w programie Petrel, umożliwiała przestrzenny rozkład analizowanych parametrów, a następnie ocenę zasobów geotermalnych zbiornika dolnokredowego i dolnojurajskiego.
W efekcie tych działań dokonano obliczenia mocy cieplnej instalacji geotermalnych i wskazania miejsc perspektywicznych dla dalszego zagospodarowania zasobów geotermalnych.
Większy potencjał energetyczny związany jest z wodami zbiornika dolnojurajskiego, jednak w przypadku ich wykorzystania należy mieć na uwadze wysoką mineralizacje wód. Konieczne będzie zastosowanie dwuotworowych systemów eksploatacji wód.
Lokalizacje perspektywiczne dla wykorzystania wód geotermalnych poziomu dolnokredowego występują na znacznie mniejszym obszarze niż w przypadku zbiornika dolnokredowego. Wody tego zbiornika charakteryzują się niższą mineralizacją, ale także niższą temperaturą.
Celem eksploatacji geotermalnej jest uzyskanie wód o największej temperaturze złożowej i eksploatacyjnej, maksymalnej wydajności w warunkach artezyjskich i jak o najniższej mineralizacji. Oprócz warunków hydrogeotermalnych dla powodzenia inwestycji znaczenie ma także właściwy projekt instalacji, zapewniający maksymalizację wykorzystania potencjału geotermalnego. Doświadczenia Partnerów zagranicznych w tym zakresie są niezwykle istotne.

Analiza wyników modelowania geologiczno-parametrycznego
Poniżej przedstawiono analizę wyników modelowania geologiczno-parametrycznego dla zbiornika dolnokredowego oraz dolnojurajskiego, mapy przedstawiające obszary perspektywiczne dla zagospodarowania wód geotermalnych (Rys. 5.14.17, 5.14.18) oraz zestawienie parametrów hydrogeotermalnych w lokalizacjach perspektywicznych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej w obrębie analizowanych zbiorników (Tab. 5.14.1. oraz 5.14.2). Zestawione w tabelkach parametry hydrogeotermalne odnoszą się do środków geometrycznych gmin. Należy mieć na uwadze zmienność tych parametrów na całym obszarze poszczególnych gmin, co szczegółowo przedstawiono na mapach w rozdziale 5.3.
Analiza wyników przeprowadzonych prac umożliwiła wskazanie propozycji projektów pilotowych.
Zbiornik dolnokredowy
Strop utworów kredy dolnej zalega na głębokościach zmiennych w granicach od kilkudziesięciu m n.p.m. w strefach brzeżnych niecki, do ponad 2500 m ppm w rejonie na północny-wschód od Konina.
Całkowita miąższość utworów dolnokredowych zmienia się w granicach od kilku do około 600 m w centralnej i wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej, lokalnie przekraczając nawet wartość 600 m. W części południowo-zachodniej miąższości utworów dolnej kredy nie przekraczają 300 m.
Ogólny **rozkład sumarycznej miąższości warstw wodonośnych** występujących w utworach dolnej kredy jest zbliżony do rozkładu całkowitej miąższości utworów tego wieku. Miąższość warstw wodonośnych stwierdzonych w profilu utworów dolnokredowych jest zmienna w granicach od kilku m w brzeżnej strefie niecki do ok. 400 m w strefie północno-wschodniej. Lokalnie we wschodniej części niecki można spodziewać się maksymalnych miąższości warstw wodonośnych nawet do ponad 600 m.
Temperatura wód podziemnych w stropie analizowanego zbiornika pozostaje funkcją głębokości występowania warstw wodonośnych. W strefach brzeżnych temperatura rzadko przekracza 40°C rosnąc w ku centralnym przegłębieniom struktury

nieckowej do ok. 75°C, osiągając maksymalne wartości w rejonie na północny-wschód od Konina oraz na południowy zachód od Poddębic.

Mineralizacja wód zbiornika dolnokredowego jest zmienna w zakresie od ponad 0 do ok.100 g/L. Wody o niskich mineralizacjach poniżej 2 g/L występują na bardzo dużym obszarze niecki, zwłaszcza w jej południowej części. Największe mineralizacje (kilkadziesiąt g/L, lokalnie >100 g/L) obserwuje się we wschodniej części niecki. Jet to strefach dużych głębokości zalegania utworów kredy dolnej. Wody tego zbiornika wykazują obecność składników istotnych z punktu widzenia zastosowania balneoterapeutycznego takich jak Fe, I oraz Br. Są to wody typu Na-Ca-HCO_3, Na-Cl, Na-Cl-HCO3 oraz Ca-Na-HCO3.

Mapa potencjalnych **wydajnośc**i ujęć w zbiorniku kredy dolnej wskazuje jednoznacznie, że wydajności powyżej 50 m^3/h należy się spodziewać jedynie w południowej i południowo-wschodniej części niecki. W obszarze centralnym oraz północnym wydajność spada poniżej tej wartości. Najwyższe wartości wydajności, nawet ponad 400 m^3/h są spodziewane w rejonie Koła.

Silny wpływ tego parametru na przewidywane parametry instalacji geotermalnych widać na mapie **potencjalnej mocy cieplnej instalacji geotermalnych** w obrębie zbiornika dolnokredowego w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej. Na większości obszaru analiz potencjalne instalacje geotermalne nie będą przekraczać mocy 5 MW. Na uwagę zasługuje jednak rejon wschodni niecki, gdzie w strefie ciągnącej się od Poddębic na północ przewiduje się możliwość budowy instalacji geotermalnych o mocach cieplnych powyżej 5 MW, a maksymalnie nawet powyżej 20 MW.

Zbiornik dolnojurajski

Strop utworów dolnojurajskich zalega najgłębiej w osiowej części niecki (max ok. 3750 m ppm) i wznosi się ku peryferyjnym częściom struktury nieckowej. Najpłytsze zaleganie utworów dolnojurajskich, rzędu 750 m ppm widoczne jest wzdłuż południowo-zachodniego obrzeżenia niecki. Lokalnie - w południowej i wschodniej -części niecki mogileńsko-łódzkiej- brak jest utworów dolnojurajskich.

Całkowita miąższość utworów dolnojurajskich na większości analizowanego obszaru zmienia się w granicach od kilku do ok. 200-250 m. W granicach wału kujawskiego, stwierdzono miąższości tych utworów dochodząca nawet do 900 m. Najniższe miąższości, poniżej 100 m występują w centralnej i południowej części niecki.

Rozkład **miąższości utworów wodonośnych** dla zbiornika dolnej jury jest bardzo zbliżony do rozkładu miąższości całkowitej. Analogicznie - najmniejsze miąższości tych utworów (poniżej 100 m) występują w centralnej i południowej części niecki mogileńsko-łódzkiej, natomiast największe wartości miąższości efektywnych (max. do ok.850 m) obserwowane są w granicach wału kujawskiego

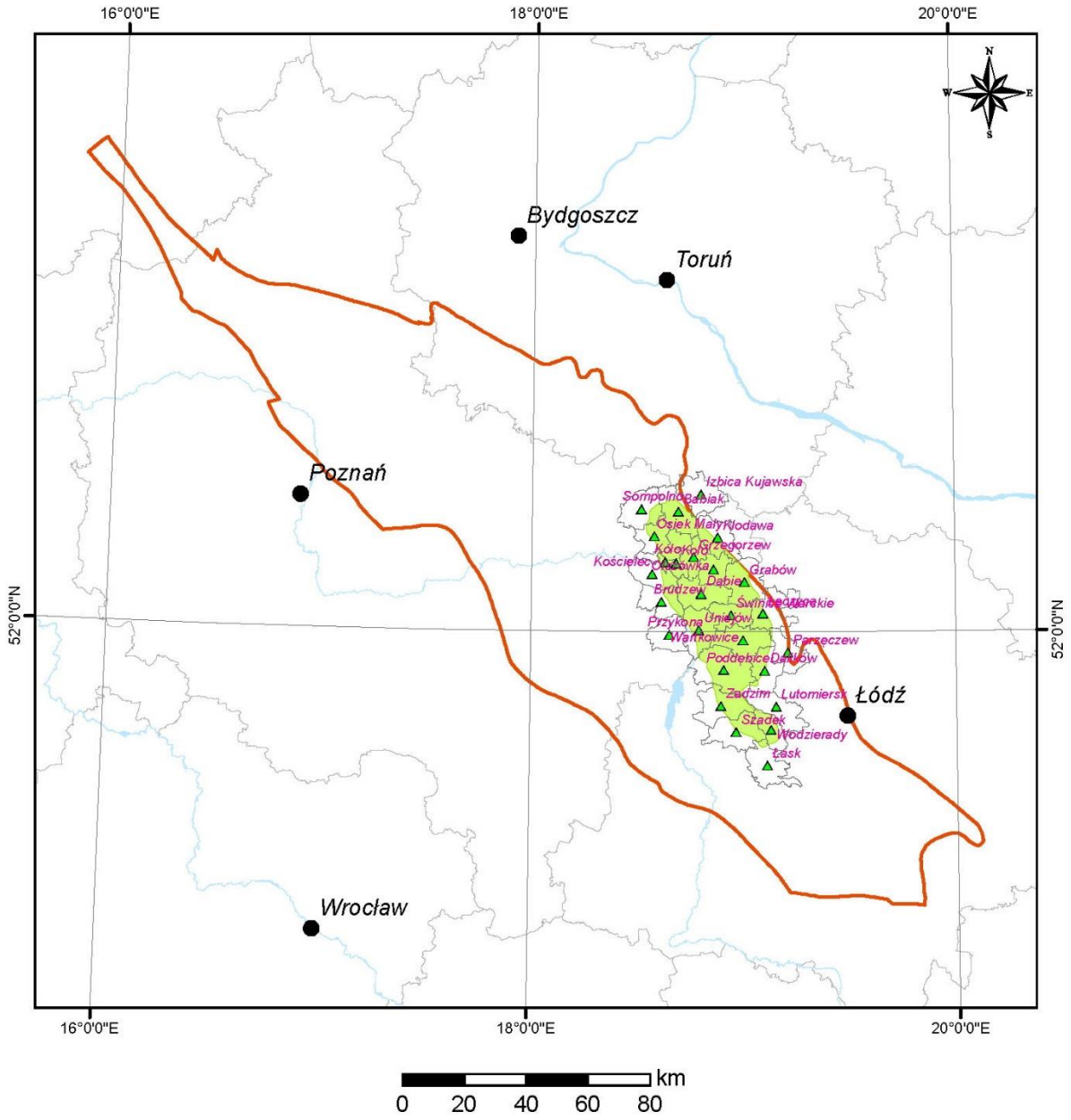
Rozkład **temperatur** w stropie utworów dolnojurajskich jest ściśle uzależniony od głębokości zalegania tych utworów. Najwyższe temperatury są rejestrowane w osiowej części niecki, gdzie lokalnie przekraczają 100°C. Z kolei w strefach brzeżnych niecki temperatury wód są rzędu 30-40°C.

Wartości **mineralizacji wód** zbiornika doolnojurajskiego sązdecydowanie większe niż dla wód zbiornika dolnej kredy. Maksymalne wartości mineralizacji występują w północnej i wschodniej części niecki, gdzie lokalnie przekraczaja 250 g/L. W kierunku południowym wartości mineralizacji maleją, dochodząc do kilkunastu g/L. W południowej, krańcowej części wartość mineralizacji jest najmniejsza i nie przekracza kilku g/L. W zdecydowanej większości to wody typu Na-Cl, sporadycznie spotykane są inne typy wód (Na-Mg-Cl, Ca-Na-Mg-Cl i in.). Wody te zawierają Fe, I oraz Br.

Potencjalna **wydajność** otworów wiertniczych dla zbiornika dolnojurajskiego jest zmienna do kilkudziesięciu do nawet 500 m^3/h. Widoczny jest znaczny wzrost wydajności w kierunku wschodnim, gdzie zaznacza się strefa wydajności powyżej 150 m^3/h. Lokalnie takich wysokich wartości wydajności można się spodziewać także w części północnej obszaru, jakkolwiek największych wartości wydajności można oczekiwać we wschodniej części obszaru badań, zwłaszcza w okolicach Koła (nawet powyżej 400-500 m^3/h).

Przytoczony powyżej rozkład parametrów hydrogeotermalnych zbiornika dolnojurajskiego znajduje odzwierciedlenie w wartościach zasobów geotermalnych oraz rozkładzie przewidywanych mocy cieplnych dla instalacji geotermalnych w regionie analiz.

Na uwagę zasługuje zwłaszcza wschodnia część niecki mogileńsko-łódzkiej, gdzie podobnie jak dla zbiornika dolnokredowego, przewiduje się możliwość budowy instalacji geotermalnych o mocach powyżej 5 MW. Lokalnie takie strefy zaznaczają się także w północnej oraz południowej części niecki jakkolwiek ich zasięg jest zdecydowanie mniejszy niż w części wschodniej, a przewidywane moce nie przekraczają 15 MW. W najbardziej perspektywicznym regionie wschodnim można spodziewać się instalacji geotermalnych o mocach rzędu 10-30 MW, a lokalnie nawet ponad 40 MW.



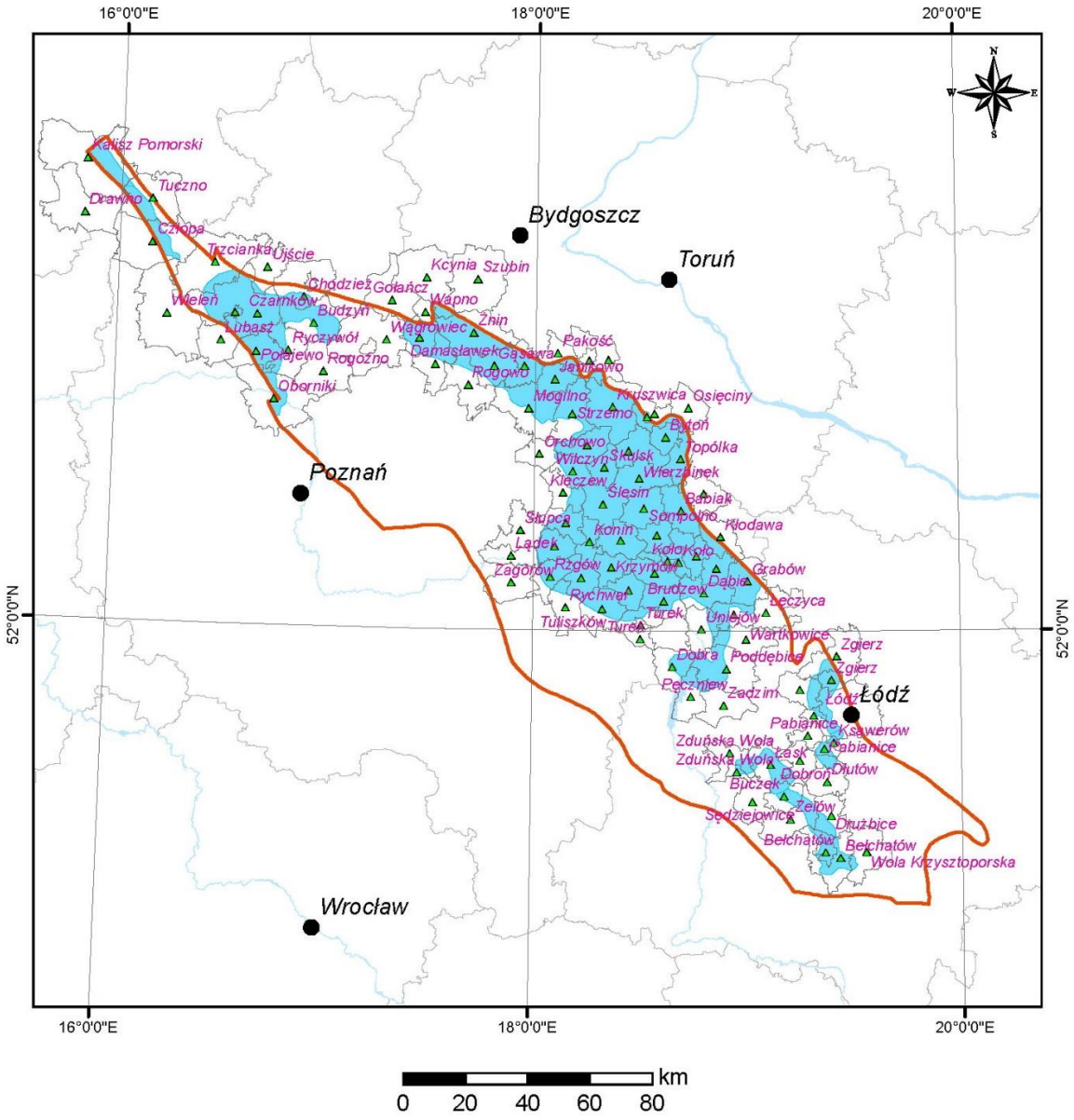
Rys. 5.14.17. Obszary perspektywiczne (zaznaczone na zielono) dla zagospodarowania wód geotermalnych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej w obrębie zbiornika dolnokredowego.

Tabela 5.14.1. Parametry hydrogeotermalne zbiornika dolnokredowego w lokalizacjach perspektywicznych (wartości parametrów odniesione do środków geometrycznych miejscowości)

Lp	Nazwa gminy	Głębokość zalegania stropu [m n.p.m.]	Miąższość warstw wodonośnych [m]	Mineralizacja wód [g/dm^3]	Temperatura w stropie zbiornika [°C]	Wydajność [m^3/h]	Moc cieplna ujęcia [MW]
1	Grzegorzew	-2173,87	367,47	38,04	66,32	422,17	21,44
2	Olszówka	-2099,86	273,69	18,29	62,27	446,47	20,9
3	Poddębice	-1934,97	101,27	1,96*	72,81	181,18**	9,63
4	Koło	-2030,1	281,78	60,6	66,48	296,85	14,1
5	Dąbie	-1669,06	207,66	12,7	57,35	361,67	12,47
6	Świnice Warckie	-1532,88	174,22	10,29	53,97	345,17	10,45

7	Koło-miasto	-2390,81	333,07	71,8	72,65	147,93	8,97
8	Grabów	-1439,1	231,92	19,2	50,12	331,63	8,54
9	Wartkowice	-1352,64	136,76	7,73	51,62	448,15	12,47
10	Babiak	-2015,56	112,91	68,58	64,42	165,58	7,51
11	Osiek Mały	-2287,2	272,71	77,85	73,38	116,05	6,51
12	Uniejów	-1986,51	122,66	6,41	70,86	159,56	8,51
13	Łęczyca	-1324,21	275,57	13,87	42,96	249,72	6,01
14	Zadzim	-2162,99	122,47	0	76,55	89,82	5,26
15	Dalików	-1377,05	377,54	0	51,14	167,68	5,04
16	Wodzierady	-1946,51	143,3	0	59,64	105,47	5,42

* Mineralizacja wody wydobywanej otworem Poddębice GT-2 wynosi 0,4 g/L ** Zatwierdzona wydajność eksploatacyjna 252 m^3/h



Rys. 5.14.18. Obszary perspektywiczne (zaznaczone na niebiesko) dla zagospodarowania wód geotermalnych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej w obrębie zbiornika dolnojurajskiego

Tabela 5.14.2 Parametry hydrogeotermalne zbiornika dolnojurajskiego w lokalizacjach perspektywicznych (wartości parametrów odniesione do środków geometrycznych miejscowości)

Lp	Nazwa gminy	Głębokość zalegania stropu [m n.p.m.]	Miąższość warstw wodonośnych [m]	Mineralizacja wód [g/dm3]	Temperatura w stropie zbiornika [°C]	Wydajność [m³/h]	Moc cieplna ujęcia [MW]
1	Grzegorzew	-3271,16	230,7	237,64	94,47	540,11	49,56
2	Babiak	-2741,86	443,29	178,71	82,07	550	38,34
3	Olszówka	-3110,27	248,3	214,89	90,22	330,74	27,47
4	Skulsk	-3157	176,98	189,86	92,26	278,32	25,05
5	Osiek Mały	-2912,68	298,91	172,01	88,14	306,98	22,9
6	Koło	-3268,52	269,26	220,35	98,52	245,35	21,93
7	Sompolno	-3493,33	273,6	172,43	101,31	230,46	21,49
8	Topólka	-1716,92	758,4	133,03	59,01	508,08	20,86
9	Wierzbinek	-2517,49	536,48	183,38	77,51	307,73	20,82
10	Ślesin	-2928,48	292,87	185,54	97,43	220,25	19,08
11	Bytoń	-1637,68	771,75	136,54	57,62	493,6	19,01
12	Kościelec	-2974,82	176,52	197,5	98,23	202,83	18,24
13	Piotrków Kujawski	-2228,85	502,75	192,68	70,28	264,08	17,21
14	Kramsk	-2863,11	100,78	148,35	97,44	162,51	13,73
15	Konin	-2703,74	85,64	156,99	98,96	141,99	12,47
16	Grabów	-2894,45	716,62	123,27	84,73	153,04	11,11
17	Czarnków	-2102,65	308,76	227,17	73,35	189,01	11,09
18	Kruszwica	-1688,97	633,59	191,42	55,8	242,45	10,46
19	Połajewo	-1924,35	220,45	184,84	70,8	185,2	10,02
20	Władysławów	-2515,07	85,28	159,33	93,56	117,73	9,57
21	Golina	-2042,11	120,86	150,71	83,36	131,9	9,08
22	Czarnków	-1814,65	476,61	235,37	66,72	166,9	8,56
23	Kazimierz Biskupi	-2059,41	78,92	170,39	83,52	113,17	7,92
24	Dąbie	-2735,74	169,36	245,65	83,3	104,74	7,61
25	Wilczyn	-2398,47	246,32	224,16	86,68	95,86	7,27
26	Brudzew	-2524,03	126,3	215,11	89,09	87,08	7
27	Damasławek	-2230,64	506,01	238,17	74,77	113,1	6,96
28	Bełchatów	-1702,42	118	0	63,97	154,54	6,87
29	Rzgów	-2148,85	56,49	140,95	85,37	95,02	6,85
30	Stare Miasto	-2535,66	52,87	145,59	95,24	110,59	6,73
31	Strzelno	-2372,99	84,86	257,96	71,64	118,08	6,65
32	Krzymów	-2688,26	32,95	146,29	98,47	72,91	6,31
33	Zgierz	-2027,46	327,29	49,32	68,77	113,05	5,81
34	Tuliszków	-2278,72	216,13	148,54	88,83	74,52	5,6
35	Chodzież	-1542,83	361,78	181,62	58,45	138,89	5,5
36	Gąsawa	-2979,13	89,34	224,62	89,61	66,23	5,32
37	Pabianice	-2151,48	305,07	40,98	70,06	100,14	5,21
38	Budzyń	-2142,72	319,38	221,49	73,62	86,09	5,15
39	Zduńska Wola	-1618,12	101,55	127,92	64,45	108,35	5,14
40	Dobra	-2696,8	104,73	164,68	91,9	63,15	5,12

Podsumowując – przedstawiane są następujące wnioski z przeprowadzonych badań wskazujące na propozycje projektów pilotażowych w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej:

1. W rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej istnieje nadal niewykorzystany potencjał geotermalny.
2. Perspektywy budowy nowych instalacji ciepłowniczych związane są ze zbiornikiem dolnej kredy i dolnej jury.
3. Analiza parametrów hydrogeotermalnych zbiornika dolnokredowego wskazała, że istnieją perspektywy budowy nowych instalacji geotermalnych o mocy powyżej 5 MW bazujących na wodach tego zbiornika na obszarze **16** gmin.
4. Analiza parametrów hydrogeotermalnych zbiornika dolnojurajskiego wskazała, że istnieją perspektywy budowy nowych instalacji geotermalnych o mocy powyżej 5 MW bazujących na wodach tego zbiornika na obszarze **40** gmin.
5. Najbardziej korzystne warunki dla zagospodarowania wód geotermalnych **zbiornika kredy dolnej** w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej występują w obrębie gmin: Grzegorzew, Olszówka, Poddębice, Koło, Dąbie, Świnice Warckie, Koło-miasto, Grabów, Wartkowice, Babiak, Osiek Mały, Uniejów, Łęczyca, Zadzim, Dalików, Wodzierady. Dla pierwszych 6 gmin przewiduje się możliwość budowy instalacji geotermalnych o mocach przekraczających 10 MW (w tej grupie znajduje się także gmina Poddębice, gdzie obecnie funkcjonuje ciepłownia geotermalna o mocy 10MW), dalsze 10 gmin posiada zasoby geotermalne dla budowy instalacji o mocach rzędu 5-10 MW.
6. Najbardziej korzystne warunki dla zagospodarowania wód geotermalnych **zbiornika jury dolnej** w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej występują w obrębie gmin: Grzegorzew, Babiak, Olszówka, Skulsk, Osiek Mały, Koło, Sompolno, Topólka, Wierzbinek, Ślesin, Bytoń, Kościelec, Piotrków Kujawski, Kramsk, Konin, Grabów, Czarnków, Kruszwica, Połajewo. Dla wymienionych 19 gmin istnieje możliwość budowy instalacji geotermalnych o mocach powyżej 10 MW. Kolejne 21 gmin dysponuje potencjałem do budowy instalacji geotermalnych rzędu 5-10 MW.
7. Większy potencjał energetyczny związany jest z wodami zbiornika dolnojurajskiego, jednak w przypadku ich wykorzystania należy mieć na uwadze wysoką mineralizacje wód, przekładającą się na konieczność zastosowanie dwuotworowych systemów eksploatacji wód.

5.14.4. Propozycje projektów badawczych dla obszaru Lądka-Zdroju i rejonu Sudetów – dla wsparcia optymalnego rozwoju ciepłownictwa geotermalnego – AGH WGGiOŚ, PWr

A. Ocena aktualnego stanu rozpoznania warunków zalegania złoża.

Złoże wód geotermalnych w rejonie Lądka-Zdroju występuje w specyficznych warunkach geologicznych, zasadniczo różnych od pozostałych obszarów Polski natomiast można uznać je za reprezentatywne dla obszaru sudeckiego. Ma ono charakter szczelinowy i wypełnia utwory krystaliczne metamorfiku Lądka-Śnieżnika. Ww. wody występują głównie w utworach mezometamorficznej i polimetamorficznej formacji strońskiej, zbudowanej głównie z łupków łyszczykowych z wkładkami marmurów i paragnejsów. Po części złoże obejmuje również infrakrustalną (prawdopodobnie katametamorficzną i częściowo ultrametamorficzną) formację gierałtowską, zbudowaną w tym rejonie głównie z gnejsów. Ujęte i eksploatowane horyzonty wodonośne mają charakter naporowy co powoduje, że dotychczasowa eksploatacja zarówno źródeł powierzchniowych, jak też jednego otworu wiertniczego (o głębokości ok. 700 m p.p.t.) ma charakter samowypływów.

Szczelinowy charakter skał zbiornikowych jest przyczyną pewnego zaniepokojenia przedstawicieli Zarządu Uzdrowiska w Lądku, eksploatującego dotychczas niepodzielnie ww. złoże. Łączność hydrauliczna poszczególnych części złoża poprzez systemy szczelin powoduje bardzo szybką reakcję istniejących ujęć na pracę ujęć dodatkowych, co zostało w historii eksploatacji sprawdzone empirycznie. Sumaryczna wydajność ujęć (działających na zasadach samowypływów) pozostaje na stabilnym (stałym) poziomie. Pojawiły się obawy, że odwiercenie nowego otworu i jego ewentualna eksploatacja zakłóci pracę istniejących ujęć użytkowanych przez Uzdrowisko. Zasadność powyższych uwag trudno ocenić na podstawie aktualnie dostępnych danych. Istniejące ujęcia zarówno powierzchniowe (źródła, studnie) jak i otworowe, sięgają do poziomu maksymalnie ok. 700 m p.p.t., natomiast cel projektowanego odwiertu znajduje się na głębokości rzędu 2500 m p.p.t. Dane geofizyczne (sondowania magnetotelluryczne) wskazują na obecność dwu poziomów (raczej stref) zeszczelinowanych i wypełnionych wodami mineralnymi (geotermalnymi). Nie można niestety przesądzić czy rozdzielająca te poziomy warstwa o podwyższonej oporności nie jest przecięta szczelinami zapewniającymi łączność hydrauliczną pomiędzy nimi, ani też nie można dokonać oceny ilościowej takiego połączenia. Skromny zakres danych magnetotellurycznych nie pozwala na ocenę przestrzennego rozkładu poziomów wodonośnych i potencjalnej warstwy izolującej.

W rejonie złoża wód geotermalnych w Lądku Zdroju wykonany został zestaw prac geofizycznych zorientowany na rozpoznanie ogólnych warunków geologicznych złoża i jego otoczenia, poczynając od badań magnetycznych i geotermicznych, poprzez emanacje radonowe, profile VLF oraz sondowania i profilowania elektrooporowe, po trzy krótkie profile magnetotelluryczne. Badania powyższe pozwoliły na wyinterpretowanie stref uskokowych, wykrycie anomalii temperaturowych i w bardzo ograniczonym stopniu rozpoznanie przestrzenne szczelinowych poziomów wodonośnych. Skomplikowane warunki geologiczne i ograniczona ilość informacji wgłębnych nie pozwoliły na budowę cyfrowego modelu hydrogeotermalnego złoża lądeckiego i jego otoczenia, a także na przeprowadzenie symulacji wpływu nowego ujęcia na aktualnie funkcjonujące, a tym samym ocenę łączności hydraulicznej pomiędzy poziomami hydrogeologicznymi.

Pierwsze badania magnetometryczne ΔT o charakterze półszczegółowym i częściowo szczegółowym, wykonane zostały pod koniec lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. Wyniki badań magnetycznych posłużyły do rozpoznawania tektoniki obszaru. Potwierdziły występowanie i przebieg znanych wcześniej uskoków oraz pozwoliły na wykartowanie dyslokacji wcześniej nieznanych. Badania powyższe zostały uzupełnione i ponownie przetworzone w latach 2005-2007 w ramach półszczegółowych badań magnetometrycznych obszaru sudeckiego. Badania grawimetryczne wykonane w rejonie sudeckim miały charakter regionalny lub półszczegółowy. Pierwsze tego typu prace, pomijając badania o znaczeniu historycznym, wykonane zostały w roku 1966, kolejne w latach 1971 i 1973. Niewielkie zagęszczenie prac pomiarowych nie pozwala na wykorzystanie tych danych do szczegółowych analiz złożowych. W ramach realizacji niniejszego projektu wykonany został przegląd danych pomiarowych i obliczone transformacje pozwalające na rozdzielenie pól na anomalie regionalne i zestaw anomalii rezydualnych odniesionych do wybranych poziomów głębokościowych. W sensie ogólnym dostrzegalna jest zbieżność rozkładu anomalii pola siły ciężkości z mapami wychodni jednostek geologicznych, różniących się wykształceniem litologicznym, a tym samym gęstościami skał.

Szczególną rolę w geofizycznym rozpoznaniu obszaru, w kontekście występowania wód geotermalnych, odgrywają powierzchniowe badania geotermiczne. Zaprojektowane zostały one w dwóch uzupełniających się wariantach metodycznych:

I. jako płytkie sondy badawcze w otworach o głębokości do 2,5 m,

II. jako badania w otworach wiertniczych o głębokości rzędu 25 m.

Badania wariantu I przeprowadzone zostały w 853 otworach wykonanych techniką wibromłotową w dwóch okresach czasowych: listopad 1970 r. (około 150 sond) i maj-sierpień 1971 r. (około 700 sond). Zróżnicowane warunki geologiczne nie pozwoliły na osiągnięcie założonej głębokości odwiertów (osiągnięto ją tylko dla około 10% sond). W rezultacie pomiary wykonane zostały w zróżnicowanych warunkach głębokościowych, w zakresie głębokości podlegających ewidentnym wpływom zmian dobowych temperatury i wahań klimatycznych. W rezultacie przydatność wyników badań do celów geotermalnych została zakwestionowana.

Badania termiczne II etapu wykonane zostały w 53 otworach o głębokościach 25-30 m, w kompleksie pomiarów zawartości radonu oraz badań hydrogeologicznych i polegały na wyznaczeniu stopnia geotermicznego (gradientu temperaturowego). Wynikiem tych badań było opracowanie mapy anomalii termicznych pozwalających na wskazanie stref o podwyższonej temperaturze, a tym samym potencjalnych lokalizacji otworów geotermalnych. Anomalie geotermalne powiązane zostały ze strefami uskokowymi, co potwierdza wcześniejsze założenia o migracji wód geotermalnych strefami spękań w strefie uskokowej. Rozkład parametrów geotermicznych uzyskanych w wyniku badań II etapu, wykonanych we względnie regularnie rozłożonych punktach pomiarowych, wydaje się być w pełni wiarygodnym. Pomiary wykonano z zachowaniem odpowiedniego reżimu stabilizacji warunków termicznych w otoczeniu odwiertu.

Pierwsze badania geoelektryczne w postaci ciągów sondowań elektrooporowych (SGE – sondowania geoelektryczne elektrooporowe), stanowiące uzupełnienie półszczegółowych badań magnetycznych, wykonane zostały pod koniec lat sześćdziesiątych i miały na celu rozpoznanie elementów tektoniki. Kolejna seria sondowań elektrooporowych uzupełniona profilowaniem elektromagnetycznym VLF (ang. Very Low Frequency) wykonana została dopiero w 2005 r. po około 30 latach. Uzupełnieniem i konsekwencją wcześniejszych badań geoelektrycznych były badania z wykorzystaniem metody ciągłych profilowań magnetotellurycznych, wykonane w 2008 roku. Profilowania metodą VLF (radiofalową) wykorzystano do weryfikacji przebiegu i określenia charakteru stref tektonicznych rozważanych jako potencjalne drogi prowadzenia wód geotermalnych. Na podstawie tych prac zweryfikowano przebiegi i określono charakter głównych uskoków przedstawianych na szkicach tektonicznych z tego rejonu. Stwierdzono, że wszystkie przebadane uskoki o kierunkach NW – SE, znalazły potwierdzenie w wynikach pomiarów, przez zwiększenie intensywności rejestrowanych anomalii. Wykartowano ponadto anomalię, którą można wiązać z nieznanym wcześniej uskokiem. Z punktu widzenia poszukiwania wód termalnych za najbardziej obiecujące uznane zostały uskoki Lądka – Gierałtowa i Rasztowca – Karpna, które prezentują się jako strefy tektoniczne utworzone z równoległych, rozgałęziających się uskoków. Badania z zastosowaniem metody sondowań

elektrooporowych (SGE) wykorzystano dla rozpoznania sposobu zapadania perspektywicznych stref uskokowych do głębokości rzędu 250-300 m p.p.t.

Wykonanie badań z wykorzystaniem metody ciągłego profilowania magnetotellurycznego (CPMT) w roku 2008 było uzupełnieniem wcześniejszych prac geoelektrycznych o badania geofizyczne o większym zasięgu głębokościowym (do głębokości 2-3 km). Wykonano prace wzdłuż trzech profili o sumarycznej długości 1.9 km zlokalizowanych poprzecznie do wybranych odcinków stref tektonicznych, w miejscach o dobrych warunkach pomiarowych. Wyniki badań przedstawione zostały w postaci pseudo 2D przekrojów głębokościowych oporności opracowanych na podstawie inwersji 1D. Kontrasty opornościowe w warunkach geologicznych rejonu Lądka Zdroju powiązane zostały ze zróżnicowaniem litologicznym serii skalnych, wysokooporowych gnejsów i niżej oporowych łupków metamorficznych oraz zjawiskami tektonicznymi. Typowym objawem zjawisk tektonicznych jest obniżenie wartości oporności elektrycznej związane z procesami spękania i wietrzenia skał, krążenia wód podziemnych (w tym geotermalnych) i często występowaniem mineralizacji rudnych. Na przekrojach przedstawione zostały najważniejsze elementy interpretacji geologicznej: wyznaczone osie stref tektonicznych o zapadaniu wertykalnym, uskoki poprzeczne oraz przypuszczalną płaszczyznę nasunięcia związanego z uskokiem (nasunięciem ?) Lądka Zdroju. Wyeksponowane zostały odcinki o intensywnym zeszczelinowaniu stref uskokowych powiązane z anomalnie obniżonymi wartościami oporności o wysokim prawdopodobieństwie występowania wód geotermalnych, szczególnie na większych głębokościach. Wyniki tych badań posłużyły do wyznaczenia dwóch lokalizacji głębokich wierceń dla potrzeb ujęcia wód geotermalnych.

W ramach niniejszego Projektu wykonano reinterpretację danych magnetotellurycznych z włączeniem interpretacji danych grawimetrycznych. W ramach prac reinterpretacyjnych wykonany został przegląd prac pomiarowych, weryfikacja procedur i wyników przetwarzania danych pomiarowych oraz została zweryfikowana i rozszerzona interpretacja krzywych sondowań. Wcześniejszą jednowymiarową inwersję selektywnie dobranych pod względem orientacji układu pomiarowego krzywych sondowań rozszerzono o analizę zależności wyników inwersji 1D danych magnetotellurycznych od orientacji układu pomiarowego względem rozciągłości struktur geologicznych. Wykonano ponadto wielowariantowe inwersyjne modelowania dwuwymiarowe. Analizy te miały na celu poszerzenie wiedzy na temat wgłębnej budowy geologicznej rejonu Lądka-Zdroju oraz weryfikację wcześniejszych wyników badań i koncepcji tektonicznych. Z przekrojów geoelektrycznych 2D wynika, że wzdłuż profilu 3 występują zupełnie inne skały niż wzdłuż profili 1 i 2. Przekroje 1 i 2 charakteryzują się wysokimi wartościami oporności w obrębie których występują niżej oporowe anomalie. Z punktu widzenia badań geotermalnych interesujące wydają się być anomalie na profilach 1 i 2, oraz rejon profilu 3, gdzie dominują skały o obniżonej oporności. Nie jest jednak wykluczone, że anomalie opisane na profilu 1 i 2 są rezultatem bocznych odbić od skał stosunkowo niżej oporowych występujących na północ od profili 1 i 2, a zaznaczających się na profilu 3.

Uzyskane w trakcie wizyty studyjnej i prac reinterpretacyjnych informacje pozwalają (w naszej opinii) na sformułowanie poniższych wniosków:

1. Rozpoznanie strefy przypowierzchniowej lądeckiego złoża hydrogeotermalnego jest dobre, natomiast informacje o jego części wgłębnej są fragmentaryczne i niepewne.
2. Brak modelu numerycznego złoża i jego otoczenia nie pozwala na przeprowadzenie symulacji wyjaśniających wzajemne oddziaływanie eksploatacji w jego poszczególnych częściach, a tym samym określenie charakteru połączeń hydraulicznych, aktywności stref zasilania, roli konwekcji termicznej (ascensyjnej i descensyjnej) itp.

B. Propozycje projektów pilotażowych

I. Poprawa stanu rozpoznania warunków występowania złoża hydrogeotermalnego i w rejonie Lądka Zdroju i jego otoczenia geologicznego z wykorzystaniem badań geofizycznych

Z analizy warunków geologicznych i aktualnego stanu rozpoznania i zagospodarowania złoża wynika potrzeba wykonania uzupełniających prac prospekcyjnych w tym poprawa rozpoznania wgłębnej budowy geologicznej z wykorzystaniem metod geofizycznych. Zaprojektowanie badań geofizycznych poprzedzone zostanie przez podsumowanie i krytyczną analizę istniejących aktualnie badań geofizycznych częściowo wykonane w ramach realizacji niniejszego projektu. Przewidywane badania geofizyczne polegać będą na:

- wykonaniu płytkiego zdjęcia geotermicznego zgodnie ze współczesnymi wymaganiami metodycznymi i technicznymi, w celu wiarygodnego rozpoznania anomalii pola geotermicznego w strefie przypowierzchniowej;
- wykonaniu szerszego zakresu badań elektromagnetycznych (głównie magnetotellurycznych) w celu określenia przestrzennego rozkładu poziomów wodonośnych i potencjalnych kompleks izolujących;

- wykonaniu półszczegółowego, lub szczegółowego zdjęcia grawimetrycznego i (ewentualnie) uzupełnienie szczegółowego zdjęcia magnetycznego;
- wykonaniu interpretacji kompleksowej danych geofizycznych z wykorzystaniem procedur interpretacji zintegrowanej (joint inversion) oraz interpretacji geologicznej (głównie tektonicznej) i złożowej wyników badań.

Badania magnetyczne pozwalają na rozpoznanie rozkładu własności magnetycznych ośrodka skalnego. W przypadku otoczenia Lądka Zdroju przydatne będą do wykartowania wychodni różnych rodzajów skał pogrzebanych pod zwietrzeliną, a także określenia przebiegu uskoków które wiążą się zwykle ze strefami zeszczelinowania i migracji wód mineralnych i geotermalnych. Interesującym zagadnieniem zarówno dla pogłębienia wiedzy podstawowej, jak też zastosowań utylitarnych (np. w geotermii) będzie szczegółowe rozpoznanie anomalii magnetycznych w rejonie wychodni bazaltoidowych (bazanitowych) znanych w przynajmniej trzech miejscach położonych w pobliżu Lądka Zdroju, będących przejawami stosunkowo młodego, mioceńsko-plioceńskiego wulkanizmu w tym rejonie. Rozkład tych anomalii, związanych z podwyższoną zawartością magnetytu w bazaltoidach, będzie można powiązać z geometrią ciał intruzywnych w podłożu, co zostanie wykorzystane do rozstrzygnięcia problemu roli młodych intruzji i wylewów magmowych w kształtowaniu lokalnego pola geotermalnego.

Wykonanie nowego szczegółowego zdjęcia grawimetrycznego pozwoli na uaktualnienie danych pomiarowych pochodzących sprzed około 50 lat. Anomalie grawimetryczne odzwierciedlają zróżnicowanie gęstościowe ośrodka geologicznego. Rozkłady anomalii oraz gradientu poziomego anomalii siły ciężkości wskazują przebiegi stref tektonicznych pozwalając na uszczegółowienie rozpoznania struktury geologicznej. Rozpoznanie wgłębnego zróżnicowania gęstościowego było ograniczone przez niedostateczną ilość danych archiwalnych z otoczenia rejonu prac tzn. z terytorium blisko położonej Republiki Czeskiej. Konieczność wykorzystania danych z otoczenia rejonu rozpoznania budowy strukturalnej wynika z wymagań najnowszych pakietów programów do interpretacji i analizy pól potencjałowych. Przy planowaniu strukturalnych badań grawimetrycznych i magnetometrycznych planowane jest pozyskanie danych geofizycznych i wiertniczych ze strefy przygranicznej po stronie Republiki Czeskiej oraz uzupełnienie wyników badań laboratoryjnych parametrów fizycznych skał z rejonu prac.

Wcześniejsze poprawne metodycznie zdjęcie geotermiczne pokrywa tylko część interesującego obszaru, a jego zagęszczenie może okazać się niewystarczające w kontekście założenia powiązania anomalii temperaturowych z ascensyjną migracją podgrzanych wód strefami uskokowymi. Wydaje się istotne z punktu widzenia zarówno naukowego jak i utylitarnego rozszerzenie zakresu terytorialnego powierzchniowego zdjęcia geotermicznego oraz jego zagęszczenie. Wykonanie tego przedsięwzięcia z wykorzystaniem 25-30 metrowych wierceń będzie stosunkowo kosztowne, wskazane jest więc wykorzystanie kombinacji pomiarów kontrolnych w reperowych otworach o większej głębokości i zagęszczonych pomiarów w otworach płytkich (3-4 m) z zastosowaniem nowoczesnych technik i metodologii pomiarowych uwzględniających redukcję wpływu dobowych, pogodowych i sezonowych wahań temperatury. Wyniki takiego zdjęcia pozwolą na doprecyzowanie rozkładu anomalii w obrębie Lądka-Zdroju oraz ocenę ich rozprzestrzenienia w otoczeniu miejscowości. Możliwe będzie też prawdopodobne powiązanie lub wykluczenie związku anomalii termicznej z wychodniami neogeńskich wulkanitów występujących w sąsiedztwie. Nowe badania geotermiczne będą miały kapitalne znaczenie dla planowania dalszego rozwoju Uzdrowiska i szerszego wykorzystania energii geotermalnej. Ważnym aspektem tych prac będzie ponadto odtworzenie (wdrożenie) nowoczesnych, powierzchniowych badań geotermicznych, praktycznie nieobecnych w Polsce od trzech dziesięcioleci.

Badania magnetotelluryczne dają szansę rozpoznania geologicznej budowy wgłębnej nawet do głębokości kilku kilometrów, w tym rozpoznania położenia potencjalnych stref zeszczelinowania będących drogami migracji wód mineralnych i geotermalnych. Wyjaśnienie wątpliwości odnośnie budowy przestrzennej strefy złożowej wymagać będzie wykonania profili magnetotellurycznych o azymucie zbliżonym do profilu 3, ale zdecydowanie dłuższych - obejmujących swoim zasięgiem zarówno obszar skał o obniżonej oporności leżących na północ od miejscowości jak i obszar skał wysokooporowych występujący na południe od niej. Jeszcze lepszym rozwiązaniem będzie wykonanie magnetotellurycznego zdjęcia 3D.

II. Opracowanie numerycznego modelu złoża i jego otoczenia geologicznego oraz wykonanie symulacji hydrodynamicznych oddziaływania jego eksploatacji

Zestaw aktualnie dostępnych danych geologicznych jest niedostateczny dla opracowania wiarygodnego modelu numerycznego złoża i jego otoczenia. Odwiercenie zaprojektowanego głębokiego otworu oraz wykonanie zestawu badań geofizycznych powinno znacząco poprawić stan rozpoznania ośrodka geologicznego. W pierwszym etapie opracowany zostanie trójwymiarowy model statyczny za pomocą oprogramowania „Petrel" firmy Schlumberger. W dalszym etapie

wykonane zostaną modelowania hydrodynamiczne i geotermalne w tym przeprowadzone zostaną symulacje wyjaśniające wzajemne oddziaływanie eksploatacji w jego poszczególnych częściach, a tym samym określenie charakteru połączeń hydraulicznych, aktywności stref zasilania, roli konwekcji termicznej (ascensyjnej i descensyjnej) itp. Model złoża, doskonalony i unowocześniony w miarę dopływu informacji, będzie podstawą nie tylko dla badań hydrogeotermalnych, ale posłuży również do weryfikacji wgłębnych interpretacji geofizycznych z wykorzystaniem modelowań prostych. Z racji podobieństwa budowy geologicznej i warunków hydrogeotermalnych badania w rejonie Lądka-Zdroju można traktować jako pilotowe dla obszaru sudeckiego.

5.14.5. Ogólne propozycje dla zwiększenia efektywności i lepszej pracy działających i planowanych geotermalnych sieci c.o. w Polsce – zespół Krajowej Agencji energii

1. Ogólnie mówiąc, należy niezwłocznie rozpocząć projektowanie nowych budynków z systemami ogrzewania niskotemperaturowego oraz z uwzględnieniem urządzeń chłodzących. Należy również zacząć przekształcanie istniejących systemów grzewczych na systemy ogrzewania niskotemperaturowego. Można to osiągnąć, przy wykorzystaniu:

   A) ogrzewania podłogowego
   B) większych grzejników
   C) grzejników konwekcyjnych. Są to kluczowe elementy niskotemperaturowych systemów grzewczych i chłodzących budynków. Jedna sztuka na dom lub mieszkanie jest w normalnych warunkach wystarczająca. Dalsze informacje można znaleźć na www.sabiana.it lub www.aermec.com
   D) Możliwe jest dowolne łączenie powyższych.

Wyżej wymienione działania są bezwzględnie najważniejsze i powinny zostać rozpatrzone jako specjalny temat w ramach całego projektu . Oto przyczyny:

Wyższe temperatury w sieciach centralnego ogrzewania i poszczególnych budynkach skutkują zwiększonymi stratami cieplnymi, a tym samym:

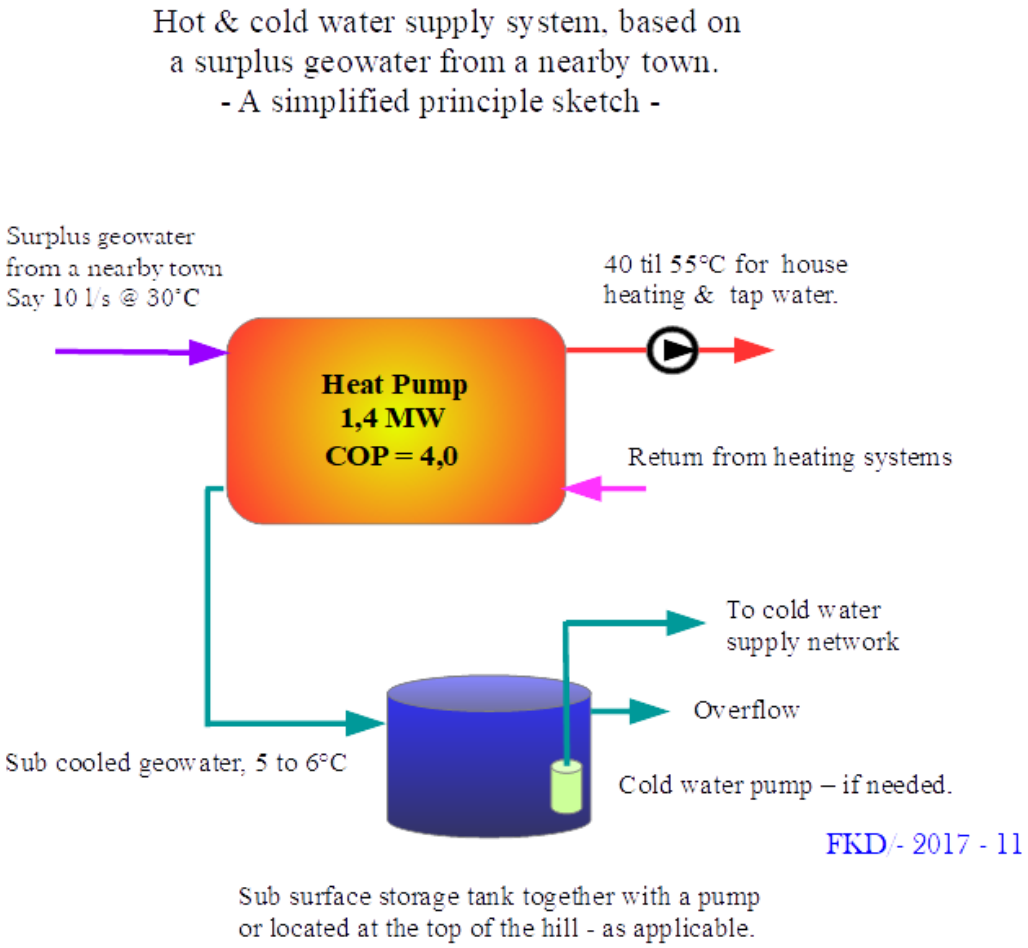
Niższe temperatury
=> mniejsze straty
=> mniejsze zużycie paliwa
=> niższe koszty operacyjne
=> niższa emisja CO_2!

Tak więc, niższe temperatury w systemie, w sposób nieunikniony implikują:

- Znacznie poprawioną wydajność cieplną wód geotermalnych.
- Poprawione wyniki operacji odwiertowych oraz prawdopodobnie niższe koszty odwiertów.
- Zmniejszone zapotrzebowanie na pompy ciepła oraz grzejniki szczytowe
- Lepszy klimat w pomieszczeniach mieszkalnych i innych budynkach.
- Znaczącą ilość pracy dla polskich pracowników przy przerabianiu systemów ciepłowniczych w starszych domach.
- Niższe koszty ogrzewania dla polskich firm energetycznych.
- Zmniejszenie emisji CO_2, proporcjonalnie do zmniejszonego zużycia energii.

2. Należy poważnie przemyśleć kwestię magazynowania energii w pokładach wodonośnych lub skałach.
3. Należy rozważyć rozwiązania hybrydowe, takie jak geotermia + energia słoneczna + magazynowanie energii.
4. Należy określić wytyczne dotyczące utylizacji wody geotermalnej. W przypadku konieczności zatłaczania, należy unikać zrzutu do środowiska, chyba że entalpia została zmniejszona do rozsądnych wartości. Wskaźnik powinien zostać ustalony na 5 do 10°C.

5. Woda jest jednym z najcenniejszych i najważniejszych zasobów. Należy pamiętać o odwiertach podwójnego celu, tj. produkcja gorącej wody plus inteligentne wykorzystanie zimnej wody oddawanej z pompy ciepła. Innymi słowy, chodzi o użycie kaskadowe. Jedna z wielu możliwości została przedstawiona poniżej (Rys. 5.14.19).
6. Na zakończenie myśl wybiegająca nieco w przyszłość – stojąc przed wyczerpywaniem się zasobów węgla brunatnego w Bełchatowie (ten obiekt zwiedzany był podczas wizyty studyjnej w Polsce), wydaje się zasadne wykorzystanie w przyszłości istniejącej infrastruktury do budowy elektrociepłowni szczytowo-pompowej. Znaczenie elektrowni szczytowo-pompowej jest takie, że napełnia zbiornik w okresie niskiego zapotrzebowania na prąd elektryczny, ale wytwarza go w godzinach szczytu.



Rys. 5.14.19. Jedna z wielu możliwości kaskadowego wykorzystania wody geotermalnej

Hot & cold water supply system based on surplus geowater from a nearby town – a simplified principle sketch	System zasilania w ciepłą i zimną wodę w oparciu o nadmiarową wodę geotermalną z pobliskiego miasta – uproszczony schemat działania
Surplus geowater from a nearby town, say 10 l/s @30ºC	Nadmiarowa woda geotermalną z pobliskiego miasta, powiedzmy 10 l/s i 30ºC
40 do 55ºC for house heating and tap water	40 do 55ºC dla ogrzewania mieszkań i CWU
Return from heating systems	Powrót z sieci c.o.
To cold water supply network	Do sieci zasilania w zimną wodę
Overflow	Przelew
Cold water pump – if needed	Pompa zimnej wody – jeśli jest potrzebna
Sub cooled geowater 5 to 6ºC	Schłodzona woda geotermalna 5 do 6ºC
Sub surface storage tank together with a pump or located at the top of the hill – as applicable	Zbiornik podpowierzchniowy wraz z pompą lub umieszczony na szczycie wzgórza – stosownie do wymogów

Streszczenie merytoryczne

Opcje geotermalne, szanse i korzyści dla Polski

Produkcja ciepła ze źródła geotermalnego posiada kilka zalet, np.:

Zasoby i systemy

- Zasoby geotermalne są dostępne w wielu miejscowościach w Polsce.
- W Polsce istnieją już liczne i duże sieci ciepłownicze.
- Polska może zostać liderem w korzystaniu z geotermii w Europie.

Inteligentniejsze i bardziej wydajne ciepłownie

- Zwiększenie dostawy energii ze źródeł odnawialnych do istniejącej infrastruktury energetycznej.
- Poprawa wydajności energetycznej budynków.
- Rozwijanie systemów geotermalnych i z użyciem pomp ciepła – małe i duże sieci – rozwój w kierunku Inteligentnych Sieci Ciepłowniczych.

Systemy czyste i bezpieczne

- Energia odnawialna: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i złagodzenie zmian klimatycznych.
- Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- Zmniejszenie zależności od paliw kopalnych w produkcji energii.

Rozwój gospodarczy, finansowanie inwestycji i jakość życia

- Szerzenie wiedzy i budowanie potencjału akceptacji inwestycji w każdej miejscowości i w całym kraju.
- Promocja form wsparcia finansowego dla wstępnych etapów inwestycji i badań w oparciu o miejscowe możliwości zwrotu kredytów.
- Promocja działalności w ramach klastrów.
- Parki zasobów – kilka szans na rozwój zakładów i usług – farmy hodowli ryb, szklarnie, balneoterapia itp.
- Rozwój branż i technologii niskoemisyjnych i geotermalnych oraz tworzenie nowych miejsc pracy.
- Poprawa jakości życia dzięki korzyściom gospodarczym i środowiskowym oraz klimatycznym.

Dodatkowe zalecenia międzynarodowe

Międzynarodowe ramy zaleceń

Podkreśla się następujące zalecenia:

1. **Uroszczenie procedur administracyjnych dla stworzenia warunków rynkowych i ułatwienia rozwoju**.
   a. Oddzielne ustawy i przepisy dla zasobów geotermalnych oraz oddzielne dla innych paliw kopalnych.
   b. Poprawa dostępu do danych geotermalnych dla rozwoju szerokiego korzystania z geotermii.
2. **Opracowanie innowacyjnych modeli finansowania ciepłownictwa geotermalnego**, w tym ubezpieczeń od ryzyka niepowodzenia inwestycji, oraz szersze wykorzystanie funduszy strukturalnych.
3. **Ustalenie pola równej konkurencji** dzięki uwolnieniu cen gazu i właściwemu opodatkowaniu emisji gazów cieplarnianych w sektorze ciepłownictwa.
4. **Przeszkolenie techników i decydentów z władz regionalnych (wojewódzkich) i lokalnych** w celu zapewnienia wiedzy technicznej, koniecznej do rozpatrywania, akceptowania i wspierania inwestycji geotermalnych.
5. **Szerzenie wiedzy wśród regionalnych (wojewódzkich) i lokalnych decydentów w zakresie potencjału energii geotermalnej i jej zalet.**
1. Modernizacja systemów ciepłowniczych oraz harmonizacja prawa krajowego i EU w tym sektorze.
2. Podniesienie roli zakładów ciepłowniczych, jako niezależnych regulatorów branży.
3. Uwzględnianie dodatkowych elementów przez władze publiczne, np. wydajności energetycznej itp.
4. Orientowanie się, jakie międzynarodowe instytucje finansowe mogą zaoferować pomoc.
5. **Wspieranie inwestycji – w ramach regionów i klasterów energetycznych – dla przyspieszenia rozwoju i procesów.**
6. **Energia geotermalna jest ekonomiczna, bezpieczna i mocna, jako narzędzie zwalczania globalnego ocieplenia.**

Rozwój zakładów geotermalnych w Islandii i wnioski praktyczne

Następujące elementy priorytetów polityki energetycznej okazały się istotne dla rozwoju ciepłownictwa i energetyki geotermalnej:

1. Szerzenie wiedzy pośród twórców polityki energetycznej, interesariuszy i samorządowców.
2. Edukacja społeczna i budowanie potencjału poparcia dla inwestycji.
3. Ocena zasobów geotermalnych.
4. Promowanie inwestycji w zakłady energetyki i ciepłownictwa geotermalnego.
5. Doskonalenie ram prawnych i regulacyjnych.
6. Oferowanie wsparcia finansowego na wstępnych etapach realizacji inwestycji i badań zasobów.
7. Współpraca międzynarodowa, wymiana doświadczeń i wiedzy w zakresie geotermii i instrumentów finansowych.

Ogrzewanie domów w Norwegii – wnioski praktyczne

Następujące elementy priorytetów polityki energetycznej okazały się istotne dla rozwoju ciepłownictwa i energetyki geotermalnej:

1. Szerzenie wiedzy pośród twórców polityki energetycznej, interesariuszy i samorządowców.
2. Edukacja społeczna i budowanie potencjału poparcia dla inwestycji.
3. Ciepłownictwo stanowi klucz dla osiągnięcia celów klimatycznych.
4. Energia geotermalna będzie miała w przyszłości istotny udział w ciepłownictwie.
5. Wzrasta stosowanie pomp ciepła w ciepłownictwie.
6. Stosowanie geotermalnych pomp ciepła zależy od temperatury źródła.
7. Tendencja wzrostowa w stosowaniu pomp ciepła w Norwegii.
8. Prace nieustannie trwają.

Wnioski formułowane przez Europejską Radę Energii Geotermalnej EGEC

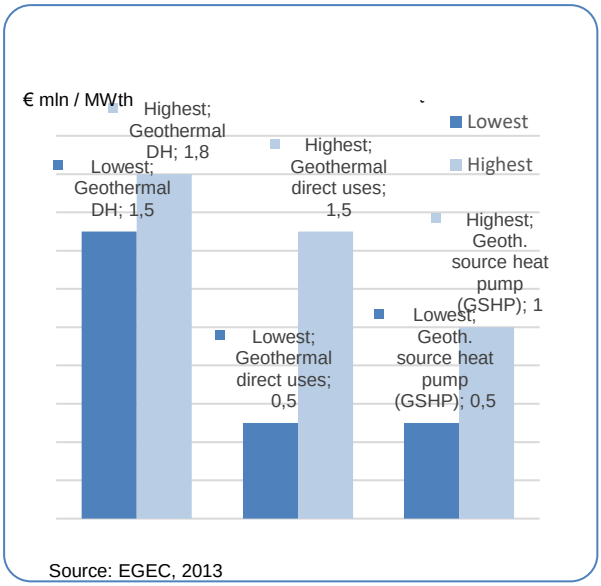
Następujące elementy priorytetów polityki energetycznej okazały się istotne dla rozwoju ciepłownictwa i energetyki geotermalnej:

1. Popyt na komfort, energię cieplną i elektryczną w Europie będzie stale wzrastał.
2. Koszty energii produkowanej z paliw kopalnych będą rosnąć.
3. Należy wszystkim zapewnić dostęp do energii po przystępnej cenie.
4. Pracujemy na rzecz Europejskiego Funduszu Ochrony przed Ryzykiem Inwestycji Geotermalnych (EGRIF).
5. Opracowujemy dobrze zaprojektowane programy wsparcia (kredyty i dotacje).
6. Zapobiegamy zmianom klimatycznym.

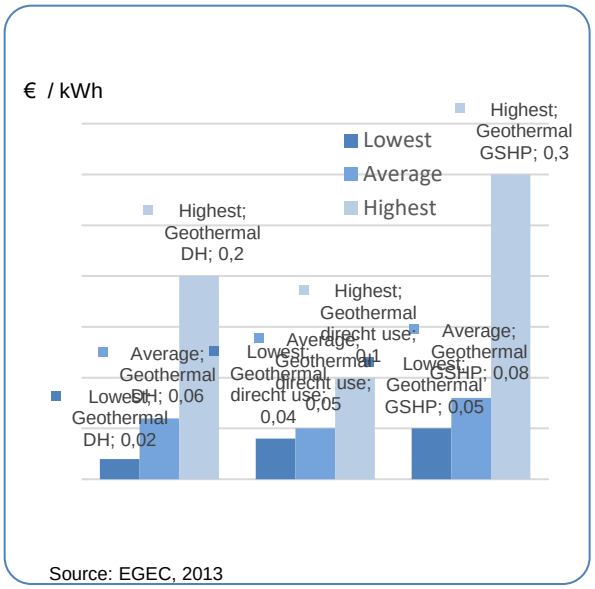
CZĘŚĆ III
GEOTERMALNE CIEPŁOWNICTWO SIECIOWE W EUROPIE
MIĘDZYNARODOWE DOŚWIADCZENIA

1. Ciepłownictwo geotermalne – struktura kosztów

W większości przypadków inwestycje w zakłady ciepłownictwa geotermalnego stają przed tymi samymi wyzwaniami, co elektrownie geotermalne. Ponadto geotermalne pompy ciepła można również uważać za kapitałochłonną technologię w porównaniu do innych ich zastosowań na mniejszą skalę (EGEC, 2013) Rys. 1.1, Rys. 1.2).



Rys. 1.1. Koszty inwestycyjne ogrzewania geotermalnego



Rys. 1.2. Koszty uśrednione ogrzewania geotermalnego

Energia geotermalna jest także ważna i konkurencyjna dla ciepłownictwa tam, gdzie są dostępne zasoby, a szczególnie tam, gdzie już istnieje sieć ciepłownicza. Energia geotermalna może być także konkurencyjna w przemyśle i rolnictwie. Geotermalne pompy ciepła mogą być rentowne w porównaniu do ogrzewania z użyciem paliw kopalnych.

Energia geotermalna może być konkurencyjna w ciepłownictwie tam, gdzie źródło ma wystarczająco wysoką temperaturę, a istniejąca sieć ciepłownicza da się łatwo dostosować do nowej technologii. Energia geotermalna jest konkurencyjna w przemyśle i rolnictwie (szklarnie). Skoro geotermalne pompy ciepła są uznawane za technologię dojrzałą i konkurencyjną, to zasady równej konkurencji z systemami ogrzewania z użyciem paliw kopalnych pozwolą na wykluczenie konieczności udzielania dotacji do płytkiej geotermii w sektorze ciepłowniczym.

W wielu przypadkach inwestycje w zakłady ciepłownictwa geotermalnego stają przed tymi samymi problemami, co elektrownie geotermalne i z tego względu dla tego rodzaju technologii istnieją potrzeby kapitałowe oraz konieczność ubezpieczenia od ryzyka, szczególnie ze względu na koszty wierceń, geotermalnych pomp ciepła, które są uznawane za technologie kapitałochłonne w porównaniu do innych tego rodzaju obiektów, działających na mniejszą skalę. Technologie ogrzewania i chłodzenia geotermalnego są uznawane za konkurencyjne pod względem kosztów, za wyjątkiem zastosowania technologii typu wspomaganego systemu geotermalnego (EGS) do ogrzewania.

Ponadto ważną barierą zarówno w sektorze energetyki, jak i ogrzewania i chłodzenia jest nieuczciwa konkurencja z zakładami opartymi na spalaniu gazu, węgla, oleju opałowego czy paliwa jądrowego, a to jest głównym powodem uzasadniającym konieczność powołania programów wsparcia finansowego dla inwestycji geotermalnych.

Jeżeli przyjrzymy się proporcji rocznych dochodów mieszkańców, wydawanej na ogrzewanie i elektryczność na 100 m^2 powierzchni mieszkania w Europie, to zobaczymy, że w Islandii płaci się najniższy odsetek zarówno na ogrzewanie, jak i na elektryczność, a w Rumunii najwyższy (Rys. 1.3).

Charakterystyka ryzyka inwestycji w zakłady geotermalne jest różna w trzech etapach realizacji inwestycji: 1. Badaniach, 2. Wierceniach otworów i 3. Budowie zakładu, które jest obciążone najniższym ryzykiem.

Rys. 1.3. Proporcja rocznych dochodów wydawanych na ogrzewania i elektryczność na mieszkanie 100 m² w Europie

W obliczeniach przedstawionych w referacie na konferencji GeoDH 2014 (ciepłownictwo geotermalne) oceniono, że *"prywatny inwestor, który miałby okazję do zainwestowania 20 mln euro w budowę zakładu i otrzyma taryfę gwarantowaną 90-96 euro/MWh, zarobi ok. 9-10% rocznie od zainwestowanych 20 mln €. Jeżeli ten inwestor sfinansuje 2/3 budowy z kredytu, co jest powszechną praktyką przy tego rodzaju inwestycjach, to rentowność kapitału może wzrosnąć do 20%. Ta obserwacja prowadzi do wniosku, że taryfa gwarantowana, jaka jest obecnie dostępna w bogatszych krajach członkowskich Unii Europejskiej, jest wystarczająco atrakcyjna dla przyciągnięcia inwestorów na etapie budowy i eksploatacji elektrowni/ciepłowni geotermalnej, kiedy tylko zostaną zakończone poszukiwania (badania) i wiercenie otworów."* (Christian Boissavy, 2014).

Dlatego ważnym elementem inwestycji w zakład geotermalny jest posiadanie opcji i możliwości uzyskania wsparcia (kredytów i dotacji) od władz rządowych i samorządowych na etapie poszukiwań i wiercenia otworów dla danej inwestycji. W wyżej wspomnianym artykule zaleca się, aby wsparcie pokryło 75%-80% kosztów poszukiwań i wierceń, tylko w przypadku niepowodzenia inwestycji. Jest to szczególnie ważne ze względu na ryzyko wierceń próbnych.
Na przykład w Islandii koszty wiercenia próbnego mogą być zrefundowane z Funduszu Energetycznego, jeżeli wiercenie próbne zakończy się niepowodzeniem.
W odniesieniu do geotermalnych ciepłowni, korzyści są większe, kiedy zostanie wykryte źródło o wysokiej temperaturze i użyte do produkcji energii cieplnej i elektrycznej, niż tylko dla energii cieplnej.

Produkcja energii geotermalnej posiada kilka zalet, np.:

1. Umożliwia działalność gospodarczą i daje oszczędności.
2. Poprawia bezpieczeństwo energetyczne kraju.
3. Zmniejsza emisje gazów cieplarnianych.
4. Pozwala na wydobywanie miejscowych zasobów.
5. Zmniejsza zależność od paliw kopalnych dla produkcji energii.
6. Zapewnia zwrot kapitału na miejscu w zamian za miejscowe wsparcie kosztów głębokich wierceń.
7. Zaopatruje istniejące sieci ciepłownicze oferując alternatywną energię wobec innych paliw.
8. Można ją integrować w mniejszych, podwójnych cyklach (jeżeli pozwala na to zbiornik geotermalny i ekonomika) z elektrowniami dla uzyskania maksymalnej eksploatacji zbiornika geotermalnego.
9. Może być przydatna dla uzupełnienia regionalnego i lokalnego rozwoju gospodarczego, dając pozytywne efekty w postaci miejsc pracy i rozwijania infrastruktury publicznej.
10. Poszerzanie wiedzy w społeczeństwie na temat energii geotermalnej, by zwiększyć poparcie społeczne.
11. Poprawia jakość życia, w oparciu o korzyści ekonomiczne oraz środowiskowe i klimatyczne.

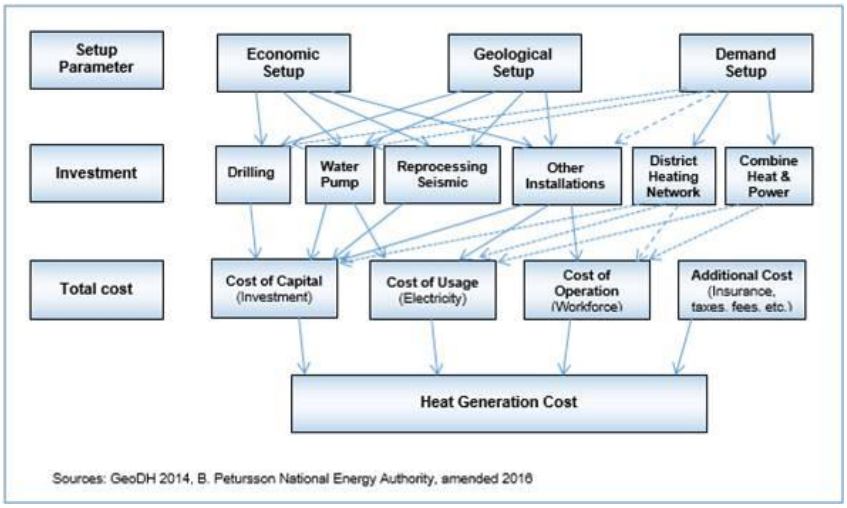
Jest trudne, wręcz niemożliwe przedstawienie standardowych kosztów inwestycji w zakłady ciepłownictwa geotermalnego, ponieważ koszty takie są różne w każdym regionie i odmiennych warunkach. Niemniej jednak koszty inwestycji można oszacować w oparciu o najważniejsze parametry dla zrozumienia każdej inwestycji poprzez:

- 1. zdefiniowanie podstawowych warunków mających wpływ na koszty produkcji energii cieplnej,
- 2. opracowanie teoretycznego modelu inwestycji w celu zbadania opłacalności ekonomicznej.

Kluczowe czynniki dla inwestycji w zakłady ciepłownictwa geotermalnego:

- ramy geologiczne
- warunki ekonomiczne oraz
- popyt

Chociaż trudno jest oszacować rentowność tego rodzaju inwestycji, to koszt każdej z nich można obliczyć w oparciu o strukturę popytu, warunki geologiczne, koszt kapitału i istniejące dane geologiczne data, jak pokazano na Rys. 1.4.
Aspekt popytowy odgrywa ważną rolę w definiowaniu inwestycji oraz kosztów np. wierceń, wielkości pomp wodnych, budynków, sieci ciepłowniczej i urządzeń ciepłowni. Ponadto ocena kosztów produkcji ciepła zależy od zasobów energii geotermalnej. Należy zauważyć, że wiele z tych składników kosztów jest takich samych, jak w przypadku standardowych instalacji ciepłowniczych.

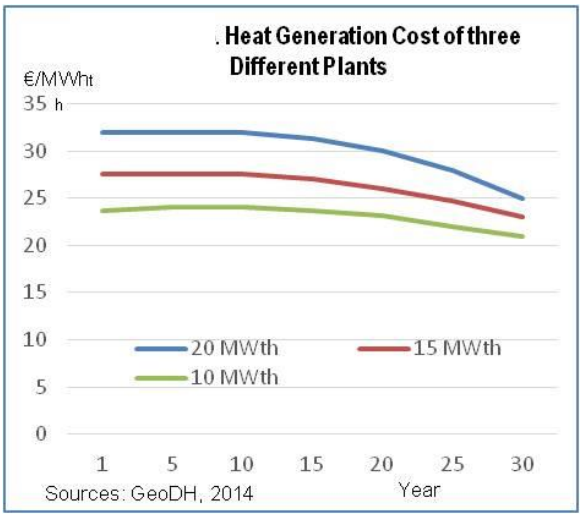


Rys. 1.4. Struktura kosztów inwestycji w zakład geotermalny

Jednak ze względu na fakt, iż każda lokalizacja ma inne warunki popytu, nie jest możliwe włącznie tych czynników do ogólnej kalkulacji kosztów produkcji ciepła. Ponadto wiele pozycji kosztowych jest takich samych, jak w przypadku konwencjonalnej produkcji energii cieplnej. W referacie na konferencji GeoDH 2014 przedstawiono obliczenie kosztów zakładu produkcyjnego energii geotermalnej. Obliczenie wykonano w oparciu o następujące pozycje kosztowe:

- koszty inwestycyjne (wiercenia, pompa wodna, podstacja, amortyzacja),
- koszty eksploatacji (energia elektryczna dla pomp i urządzeń, konserwacja i utrzymanie).

Jednak oprócz tych kosztów ciepłownia geotermalna musi być podłączona do sieci zakładów korzystających ze źródeł energii, np. kotłowni gazowych lub węglowych, aby mogła obsłużyć obciążenia szczytowe. Tego rodzaju koszty nie są ujęte w tym przykładzie, opisanym na Rys. 1.5.[1]



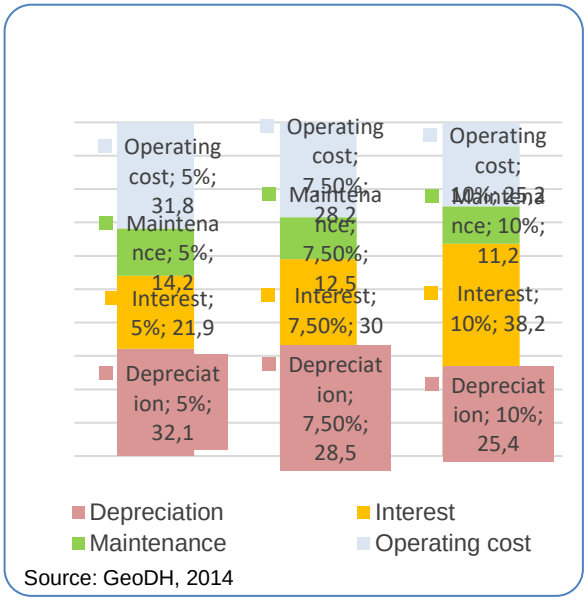
Rys. 1.5. Koszty produkcji ciepla w trzech różnych ciepłowniach

[1] Inwestycja w ciepłownię geotermalną zapewnia obsłużenie obciążenia podstawowego, a energia jest dostarczana do sieci ciepłowniczej. W sumie zakład pracuje 8.000 godzin w roku. Należy się skupić na kosztach produkcji, a więc nie będą tu obliczane przychody. Żywotność inwestycji szacuje się na 30 lat eksploatacji; zwrot kredytów w ciągu 30 lat, odpisy amortyzacyjne od wiercenia otworów w ciągu 50 lat, amortyzacja podstacji 30 lat, a amortyzacja pomp 3 lata i stopa procentowa 7,5%. Koszty sieci ciepłowniczej i specjalistycznych instalacji, a także podatki i opłaty nie zostały wliczone.

Obliczenia kosztów produkcji energii geotermalnej, przeprowadzone na konferencji GeoDH 2014, dotyczyły trzech inwestycji: 10, 15 i 20 MWth, jako pokazano na Rys. 1.5. Ciekawe jest to, że rysunek ten pokazuje, że koszty produkcji są stałe w okresie 30 lat (ze względu na niższe koszty kapitału (inwestycyjne) z biegiem czasu), co jest przeciwne tendencji cen prognozowanych dla paliw kopalnych. Wyższe koszty ciepłowni 15 i 20 MWth niż 10 MWth wynikają z wyższych kosztów inwestycyjnych w postaci odsetek od wysokich kosztów wierceń.

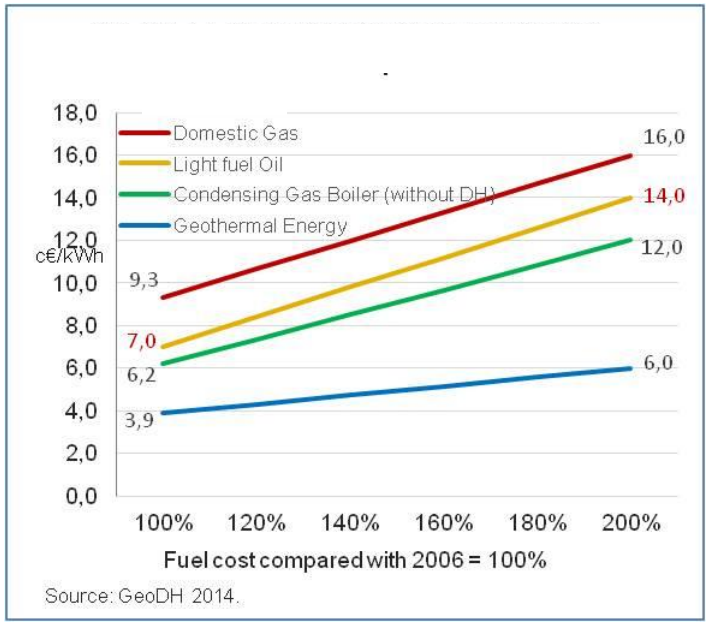
Jak można wywnioskować z Rys. 1.6 struktura kosztów jest różna w zależności od wielkości inwestycji, ale dla wszystkich inwestycji koszty inwestycyjne (amortyzacja i odsetki) stanowią największą część całości kosztów, ponieważ jest to sektor kapitałochłonny. Dla przypadku 10 MWth, największy, pojedynczy składnik kosztów to koszt prądu dla pompy wodnej.

Rys.1.6. Struktura koszów w zależności od wielkości ciepłowni



Rys. 1.7. Struktura kosztów inwestycji15 MWth i analiza wrażliwości na odsetki

Przy największej inwestycji największym składnikiem kosztów inwestycyjnych są odsetki. Skoro tego rodzaju inwestycje są kapitałochłonne, odsetki grają znaczną rolę dla rentowności, co widać w analizie wrażliwości na Rys. 1.7, gdzie przy 5% stopie odsetki wzrastają z 21,9% do 38,2%, kiedy stopa wynosi 10%. Stopy procentowe stanowią więc najwyższy czynnik ryzyka.



Rys. 1.8. Koszty produkcji ciepla w ciepłowni w zależności od paliwa

Fraunhofer Institute for Environment, Safety and Energy Technology przeprowadził w Niemczech badania porównując koszty produkcji energii cieplnej z paliw kopalnych i w ciepłowniach geotermalnych, dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczej (ceny z 2006 r.). Badania pokazały, że struktura kosztów produkcji ciepła z paliw kopalnych ma wyższe koszty operacyjne niż w przypadku zakładu geotermalnego, w którym wyższe są koszty stałe. Ogólne koszty produkcji energii cieplnej z geotermii

są niższe w kategoriach bezwzględnych, ze względu na wysoki wskaźnik zużycia i niskie koszty zmienne. W okresie wzrostu pierwotnych cen energii, ogólne koszty produkcji ciepła z paliw kopalnych wzrastają gwałtowniej, ze względu na wysokie koszty zmienne, niż w przypadku zakładu geotermalnego, co widać na Rys. 1.8.

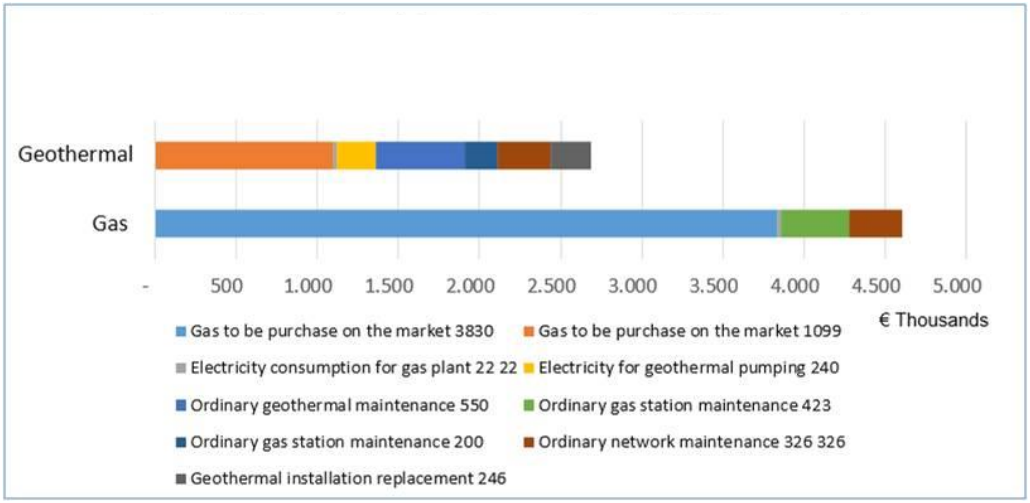
Model działalności gospodarczej ciepłowni geotermalnej i gazowej

Porównanie kosztów – kWh wyprodukowane z gazu ziemnego i energii geotermalnej

Poniższy model biznesowy, oparty na porównaniu sieci ciepłowniczej spalającej gaz ziemny i geotermalnej sieci ciepłowniczej w rejonie Paryża, przekazano w referacie na konferencji GeoDH 2014. Przedsiębiorstwo (z dwoma otworami geotermalnymi) działa od 31 lat. Jednak wydajność wody geotermalnej spada (GeoDH, 2014).

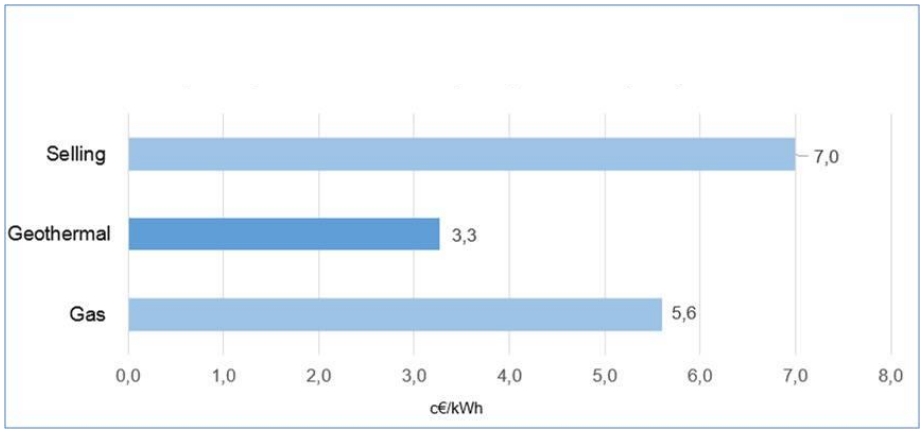
Kluczowe ustalenie tego ilustracyjnego przykładu z Francji polega na tym, że rzeczywiste koszty produkcji ciepła przy zużyciu 100% gazu wynoszą ok. 5,6 c€/kWh przy cenie sprzedaży dla klienta 70 c€/kWh (z wszystkimi składnikami).

Jednak ten sam kWh wyprodukowany z kombinacji paliw: gaz ziemny (24,82%) i geotermia (75,18%) daje cenę 3,27 c€/kWh Rys. 1.9). Korzyści i różnica w wysokości 2,33 c€/MWh pozwalają na sfinansowanie budowy dubletu. Roczna produkcja tego zakładu wynosi 81.980 kWh/rok przy obrotach 5.739 k€. Roczny zysk z zastosowania geotermii sięga 1.918 k€.



Rys. 1.9. Porównanie rocznych kosztów operacyjnych ciepłowni opalanej gazem (100%) oraz z użyciem energii geotermalnej (75%) i gazu (25%) we Francji

Zysk pokryje koszty inwestycyjne w ciągu 7,45 lat, co oznacza, że po 8 latach miejscowa społeczność zacznie uzyskiwać ok. 2 mln euro rocznie, albo będzie możliwe obniżenie ceny o 2,33 c€/kWh i utrzymanie zysku na poprzednim poziomie (GeoDH, 2014). Ten obrazowy przykład pokazuje szanse i korzyści ekonomiczne, jakie można uzyskać ze źródeł geotermalnych w połączeniu z innymi zasobami energii w ciepłownictwie (Rys. 1.10).



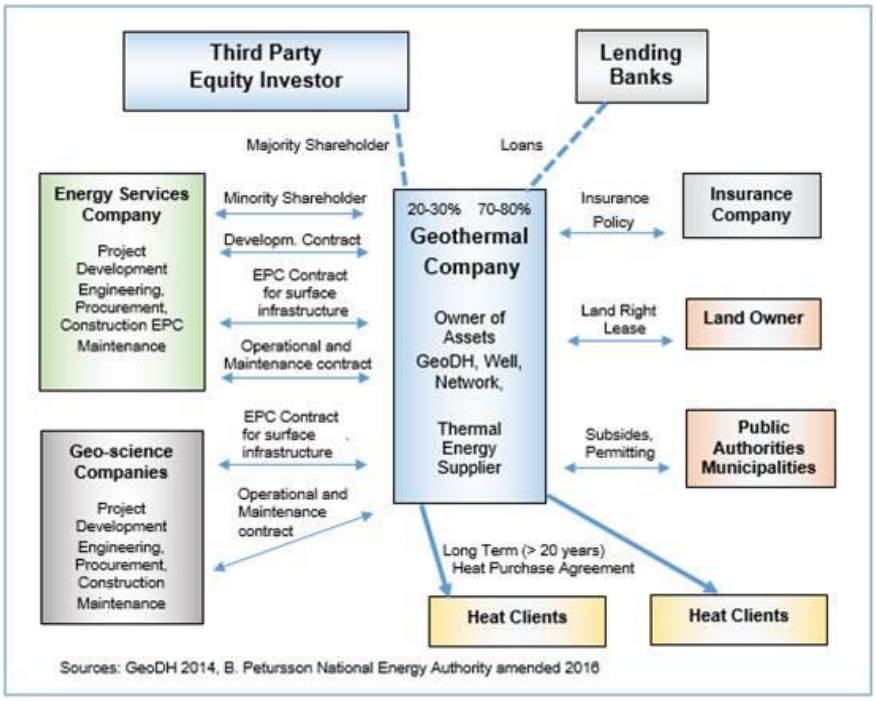
Rys. 1.10. Przykład korzyści ekonomicznych które można uzyskać dzięki stosowaniu geotermii w ciepłownictwie c.o. w połączeniu z innymi źródłami energii

Jak można zauważyć na przykładzie francuskim, rzeczywiste roczne koszty operacyjne i produkcyjne ciepłowni stosującej w 100% gaz wynoszą ok. 4,6 mln € (5,6 c€/kWh), ale tylko 2,7 mln € (3,27 c€/kWh) w połączeniu geotermii (75%) i gazu (25%).

Korzyści i różnica, wynosząca 2,33 c€/MWh, pozwolą na sfinansowanie budowy dubletu, natomiast zysk pokryje koszty inwestycyjne w ciągu 7,45 lat, że po 8 latach miejscowa społeczność zacznie uzyskiwać ok. 2 mln euro rocznie, albo będzie możliwe obniżenie ceny o 2,33 c€/kWh i utrzymanie zysku na poprzednim poziomie.

2 Ciepłownictwo geotermalne – struktura prawna

Struktura prawna i finansowa oraz planowanie to główne elementy rozważania ciepłownictwa geotermalnego i oceny ryzyka. Jednak ocena ryzyka zależy od rodzaju inwestycji, a są one różne, lokalizacji, przepisów, technologii, zarządzania, finansowania itd. Niemniej jednak istnieją ogólne podobieństwa tego rodzaju inwestycji w zakresie ram prawnych i finansowych ciepłownictwa geotermalnego, jak można zauważyć na Rys. 2.1.



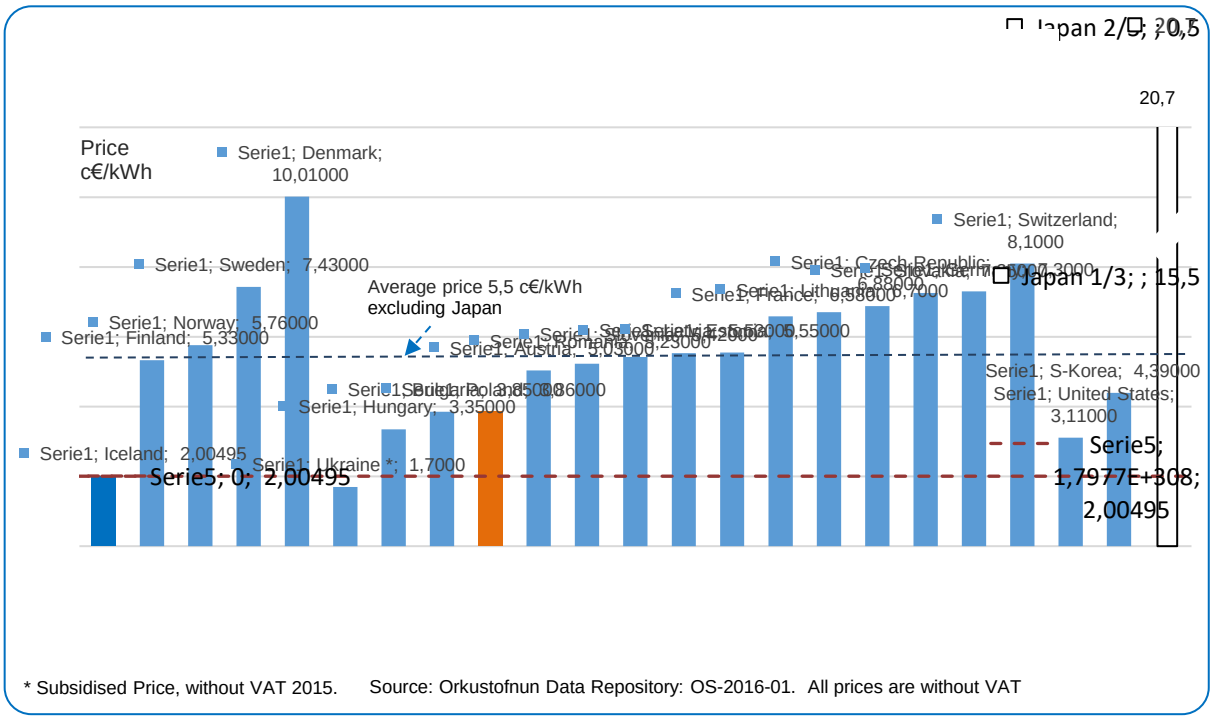
Rys. 2.1. Ramy prawne i finansowe ciepłownictwa geotermalnego

Ciepłownia geotermalna (GC) sfinansowana przez inwestora kapitałowego (20-30%) i z kredytów bankowych (70-80%), jest budowana dla scentralizowania urządzeń, praw i umów eksploatacyjnych. Zakład podpisuje długoterminowe umowy (>20 lat) na sprzedaż energii cieplnej użytkownikom końcowym ze stałą ceną (stawka opłaty za moc), powiązaną z kW zamówionej mocy, oraz zmienną ceną („ceną za zużycie"), proporcjonalną do ilości dostarczonych kWh.

Zakład powinien także podpisać kluczowe kontrakty na zaprojektowanie technologii, zaopatrzenie, budowę i eksploatację oraz konserwację i utrzymanie, zarówno dla ciepłowni geotermalnej, jak i sieci ciepłowniczej. Zakład także musi wykupić polisy ubezpieczeniowe (od odpowiedzialności cywilnej, szkód, ryzyka źródła geotermalnego, jeżeli możliwe itd.). W końcu zakład musi wykupić tytuł do gruntu, pozwolenia oraz załatwić dotacje od władz rządowych i samorządowych (GeoDH, 2014).

3. Porównanie globalnych cen sieciowych ciepłowni geotermalnych

Ze względu na ulotny charakter ciepła istnieją ekonomiczne granice transportu ciepła. Z tego względu korzystanie ze źródeł geotermalnych w zastosowaniach bezpośrednich jest dosyć lokalne, o czym świadczy fakt, że najdłuższa magistrala energii geotermalnej na świecie, zbudowana w Islandii, ma w sumie 64 km (Georgsson et al., 2010). W przeciwieństwie do tego linie energetyczne mają tysiące kilometrów, a ropa jest transportowana przez cały świat. W Europie gaz jest powszechnym źródłem ciepła i można go przesyłać w gazociągach na tysiące kilometrów.



Rys. 3.1. Średnie ceny ciepła sieciowego w Europie, USA, Japonii i Korei Południowej

Niemniej jednak zasoby lokalne są wykorzystywane wszędzie tam, gdzie występują, co zapewnia znaczne zróżnicowanie „koszyka energetycznego" w poszczególnych krajach. Rys. 3.1. pokazuje to zróżnicowanie w zakresie ogrzewania w krajach nordyckich. Systemy ciepłownicze zbudowano w wielu regionach, za wyjątkiem Norwegii, gdzie energia elektryczna pokrywa 70-80% popytu na ogrzewanie, a pozostała część pochodzi z bioenergii (7%), oleju opałowego (7%) i ciepłownictwa (4%) (NVE, 2013).

Spośród krajów badanych przez *Euroheat & Power* Islandia ma najniższą, niedotowaną cenę ciepła 2,0 ¢€/kWh w porównaniu do średniej wartości 5,5 ¢€/kWh, i maksymalnej wartości 20,7 ¢€/kWh. Wielki rozrzut cen w krajach nordyckich, w których panuje zimny klimat i stąd istnieje znaczny popyt na ogrzewanie, wzbudza szczególne zainteresowanie.

Spośród 20 badanych krajów, najwyższa cena istniała w Danii (za wyjątkiem Japonii), a kolejna co do wysokości w Szwecji. Jest całkiem prawdopodobne, że nie wynika to tylko z przyczyn ekonomicznych, lecz również politycznych. Ogólnie mówiąc, podatki są raczej wysokie w krajach nordyckich i krajach z ograniczoną możliwością wyboru własnej energii, np. w Danii, gdzie wspiera się i dotuje energię odnawialną, np. wiatru, co spowodowało podwyższenie cen płaconych przez klientów.

Szczęściem islandzkich klientów jest więc obfitość taniej, przyjaznej dla środowiska energii geotermalnej, co przekłada się na rekordowo niską, średnią cenę ciepła w Europie i być może na świecie. W Wielkiej Brytanii, jednym z krajów sąsiedzkich Islandii, głównym źródłem energii cieplnej jest gaz (Association for the Conservation of Energy, 2013). W 2009 r. średnia cena gazu wyniosła tam 11,84 EUR/GJ, wraz z opodatkowaniem i opłatami (Eurostat, 2014). Zakładając 80% wydajność (Association for the Conservation of Energy, 2013), uzyskujemy cenę do 14,80 EUR/GJ ciepła użytkowego.

Przekłada się to na 5,33 EUR¢/kWh, lub 7,12 USD¢/kWh, co wynosi trochę więcej niż średnia cena za ciepło w Europie, i znacznie więcej niż w Islandii. Z tych porównań widać, że islandzkie ceny za ciepło geotermalne są bardzo konkurencyjne.

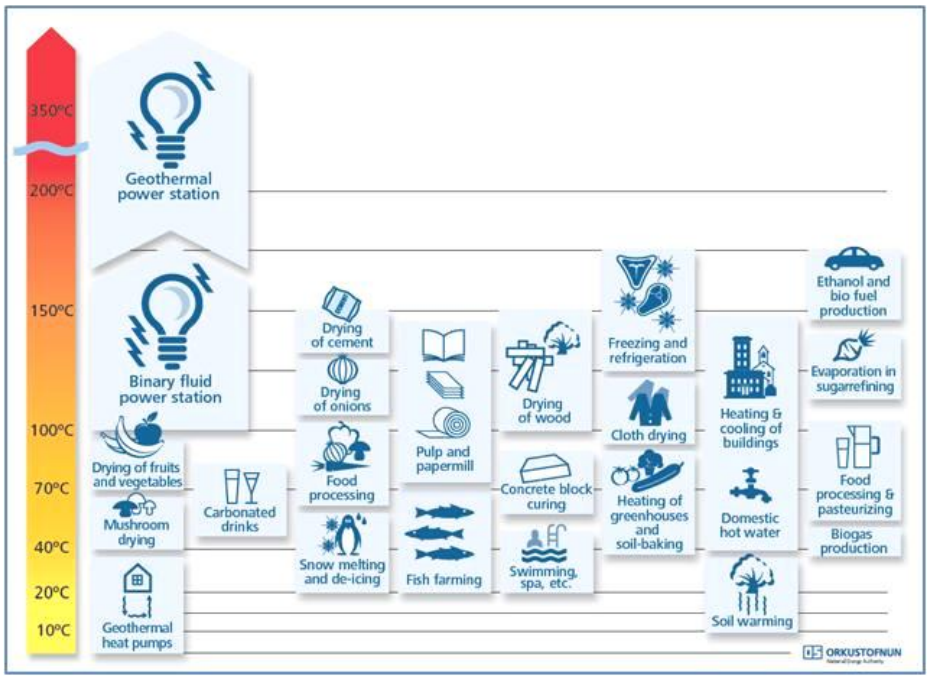
Jednak ważne jest rozumienie różnic pod względem warunków klimatycznych w tych krajach, co prowadzi do zróżnicowania długości sezonu grzewczego. Krótki sezon może być przyczyną wysokich cen jednostkowych, ponieważ zakłady ciepłownicze

muszą pokryć ponoszone koszty ze sprzedaży w ograniczonym czasie w ciągu roku. Inne czynniki, które wpływają na popyt i w ten sposób na portfele klientów, to:

- ***Temperatura zewnętrzna**:* przenikanie ciepła przez ściany budynku jest związane bezpośrednio z różnicą temperatur po obydwu stronach ściany, co wskazuje na coroczne zmiany wpływu temperatury zewnętrznej na popyt i co wyraźnie zaobserwowano w Norwegii w 2010 r. (NVE, 2013).
- ***Temperatura wewnętrzna***, na którą ma wpływ komfort osobisty, zwyczaje, ceny i inne czynniki i dlatego jest ona różna w populacji danego kraju.
- ***Izolacja i szczelność budynków***, która może być zmienna w różnych krajach.
- ***Wentylacja***, zależna od preferencji mieszkańców.
- ***System pomiaru i wyceny ciepła (HMPS)***. HMPS jest kluczowym elementem, jeżeli chodzi o ceny zużycia ciepła. W niektórych mniej rozwiniętych krajach nie ma indywidualnego systemu HMPS, a niejasne zarządzanie i własność zakładów GeoDH zakłóca ceny, popyt i wydajność.

4. Energia geotermalna w przemyśle

Zasoby geotermalne można wykorzystać do różnej działalności przemysłowej, jak to pokazuje rysunek 4.1. W Islandii geotermia jest wykorzystywana np. w szklarniach, hodowli ryb, kąpieliskach itd.



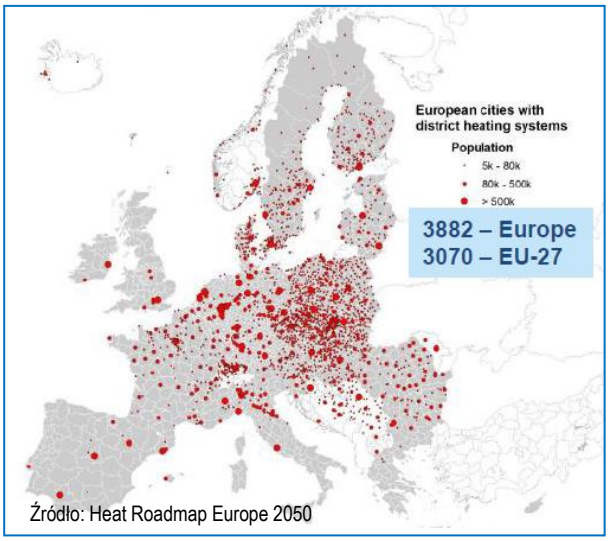
Rys. 4.1. Sposoby i możliwości zastosowań zasobów geotermalnych

5. Polityka wobec ciepłownictwa geotermalnego w Europie i w Polsce

5.1. Polityka geotermalna w Europie

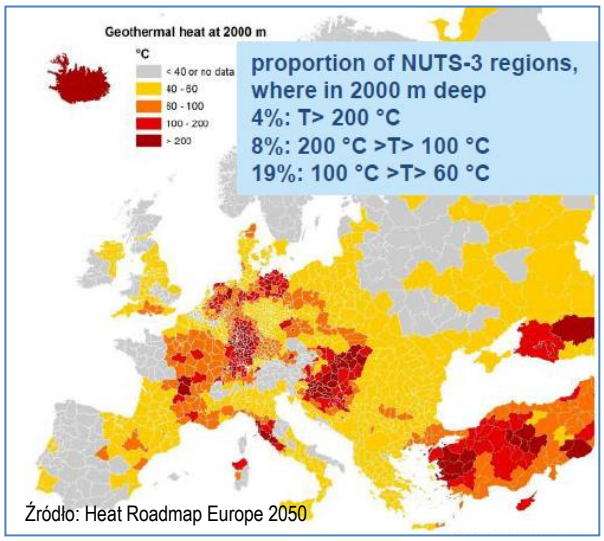
AEBIOM, EGEC i ESTIF, organizacje reprezentujące odpowiednio sektory energii z biomasy, geotermii i słońca, wystosowały otwarty list do głów państw i rządów UE 19 marca 2014 r. Napisano w nim, że „...Inwestowanie w źródła odnawialne dla celów ogrzewania i chłodzenia zapewni bezpieczeństwo dostaw i większą konkurencyjność oraz może dać oszczędność 11,5 mld EUR rocznie. W ostatnich latach brak wiedzy i wsparcia politycznego dla źródeł odnawialnych dla celów ogrzewania i chłodzenia spowodował skromny wzrost rynku w tym sektorze. Jednak w związku z nadchodzącą dyskusją w Radzie Unii Europejskiej w sprawie klimatu i polityki energetycznej po 2020 r. pojawiła się wielka szansa na zmianę tej tendencji." Dr Guðni A. Jóhannesson, Dyrektor Generalny Krajowego Urzędu Energetyki w Islandii, także napisał w Biuletynie ERA NET w maju 2014 r., że „Dla twórców polityki i innych stron ważne jest uznanie wielkich szans, jakie tworzy ciepłownictwo geotermalne, dające oszczędności w różnych krajach, ponieważ szacuje się, że w Islandii dała oszczędność na poziomie 7% PKB czyli 3.000 US$ na głowę mieszkańca lub blisko 1 mld US$ w gospodarce w samym 2012 r.

Rys. 5.1. Miasta z sieciami c.o.



Źródło: Heat Roadmap Europe 2050

Rys. 5.2. Ciepło geotermalna na 2 000 m



Źródło: Heat Roadmap Europe 2050

Niewykorzystane zasoby geotermalne mogą się znacznie przyczynić do ograniczenia emisji dwutlenku węgla

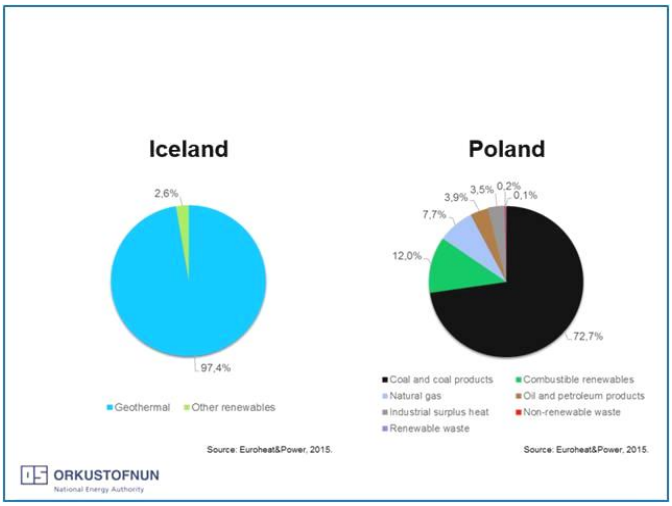
Według *Heat Road Map Europe 2050*, niewykorzystane dotąd zasoby geotermalne w Europie mogą znacznie ograniczyć emisję dwutlenku węgla, dzięki rynkowi ciepłowniczemu, ponieważ szacuje się, że ciepłownictwo geotermalne może być dostępne dla 25% populacji 27 krajów UE. Oszacowano, że 12% popytu na ciepło zapewnia ciepłownictwo, a dostawa ciepła do systemów grzewczych pochodzi w 17% z elektrowni, 7% ze spalania odpadów, 3% z zakładów przemysłowych, 1% z biomasy i tylko 0,001% z zasobów geotermalnych.

Według Eurostatu w UE ok. 1/3 ropy naftowej (34,5%) i gazu ziemnego (31,5%) była importowana w 2010 r., a 75% gazu zużyto do ogrzewania (2/3 w domach i 1/3 w przemyśle). Dlatego też ciepłownictwo geotermalne ma wielkie możliwości zastąpienia znacznej części importowanej ropy i gazu w zakresie ogrzewania domów i zakładów przemysłowych. Konsorcjum GeoDH zaproponowało priorytety polityki energetycznej dla osiągnięcia tego celu (GeoDH, 2014)"

1. **Uproszczenie procedur administracyjnych** dla stworzenia warunków rynkowych ułatwiających rozwój
2. **Opracowanie innowacyjnych modeli finansowych dla ciepłownictwa geotermalnego**, w tym ubezpieczeń od ryzyka, oraz szersze wykorzystanie funduszy strukturalnych
3. **Wprowadzenie zasady równej konkurencji** przez uwolnienie cen gazu i właściwe opodatkowanie emisji gazów cieplarnianych w sektorze ciepłownictwa
4. **Przeszkolenie specjalistów i decydentów** we władzach regionalnych (wojewódzkich) i lokalnych w celu ustalenia wiedzy technicznej dla rozpatrywania, akceptacji i wspierania inwestycji geotermalnych
5. **Szerzenie wiedzy** pośród regionalnych i lokalnych decydentów dla zwiększenia potencjału i zalet geotermii

5.2. Możliwości energii geotermalnej w Polsce

Według *Heat Road Map Europe 2050*, niewykorzystane dotąd zasoby geotermalne w Europie mogą znacznie ograniczyć emisję dwutlenku węgla dzięki rynkowi ciepłowniczemu, ponieważ szacuje się, że ciepłownictwo geotermalne może być dostępne dla 25% populacji 27 krajów UE

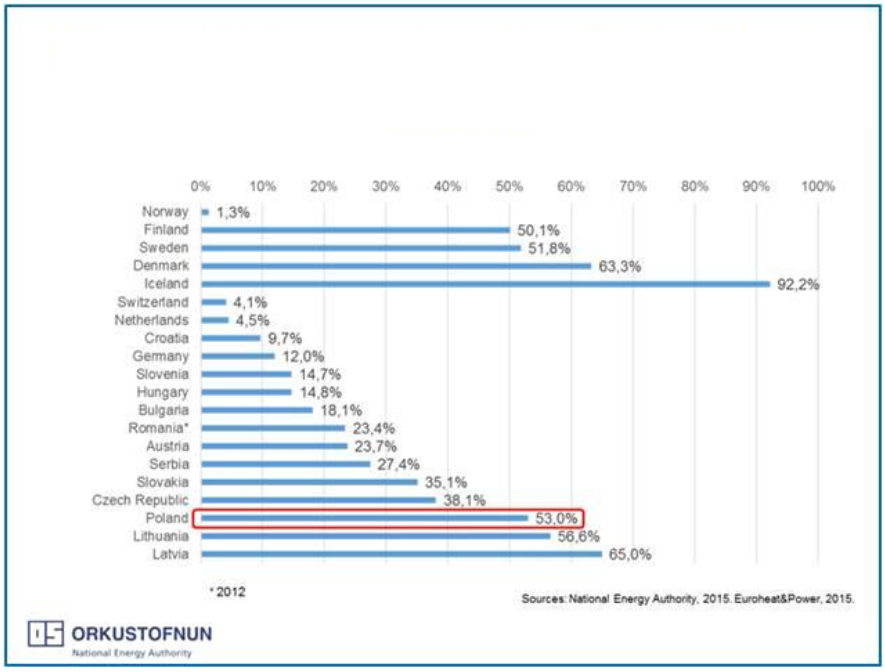


Rys. 5.3. Rodzaj paliw i źródeł zużywanych w ciepłownictwie w 2013 r. – Islandia i Polska

Prawie 5 000 miast europejskich posiada sieci ciepłownicze, a ok. 500 z nich jest w Polsce (Rys. 5.1 – 5.4). Ponadto w wielu regionach i miastach istnieją zasoby geotermalne, które można wykorzystać w ciepłownictwie. W Polsce istnieje względnie wysoka liczba ludności obsługiwanej przez sieci komunalne: ok. 53%. Ponadto Polska posiada jedne z największych ciepłowni opalanych węglem.

- Stąd Polska ma duże możliwości zwiększenia wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie, ponieważ jest ona dostępna.
- Polska może także zastąpić węgiel energią geotermalną w ciepłownictwie i tym samym znacząco zmniejszyć emisję CO_2 przez ciepłownie.

Z tego względu Polska może odegrać kluczową rolę w rozwoju ciepłownictwa geotermalnego Europie Środkowej i przyczynić się do ograniczenia zmian klimatycznych oraz zmniejszenia stałego wzrostu temperatury na świecie w wyniku tych zmian.



Rys. 5.4. Odsetek populacji obsługiwanej przez ciepłownictwo sieciowe w 2013 r.

5.3. Wykorzystanie zasobów geotermalnych – zalecenia ram międzynarodowych

W wielu krajach europejskich ciepłownictwo geotermalne ma potencjalną możliwość zastąpienia znacznej części importowanej ropy naftowej i gazu dla celów ogrzewania domów i zakładów przemysłowych. Podkreśla się tu następujące, ogólne zalecenia:

1. Uproszczenie procedur administracyjnych dla stworzenia warunków rynkowych ułatwiających rozwój
   a. Oddzielne ustawy i przepisy dla zasobów geotermalnych oraz oddzielne dla innych paliw kopalnych
   b. Poprawa dostępu do danych geotermalnych dla rozwoju szerokiego korzystania z geotermii
2. Opracowanie innowacyjnych modeli finansowania dla ciepłownictwa geotermalnego, w tym ubezpieczeń od ryzyka niepowodzenia inwestycji, oraz szersze wykorzystanie funduszy strukturalnych
3. Szerzenie wiedzy wśród regionalnych (wojewódzkich) i lokalnych decydentów w zakresie potencjału energii geotermalnej i jej zalet
4. Modernizacja systemu ciepłownictwa:
   a. lepsza jakość obsługi
   b. niższe koszty
   c. większa przejrzystość
   d. poprawa opłacalności finansowej zakładów ciepłowniczych
   e. zmniejszanie kosztów przesyłu
   f. zwiększanie przychodów
   g. dostępna jakość usług
5. Zwiększenie roli niezależnych regulatorów rynku
6. Zwiększenie roli zakładów ciepłowniczych
7. Dodatkowe elementy dotyczące władz rządowych i samorządowych
   a. Finansowanie programów poprawy wydajności energetycznej
   b. Wspieranie kampanii poprawy wiedzy społeczeństwa korzyści płynących z opomiarowania
   c. Zapewnienie zachęt do zarządzania stroną popytową
   d. Zapewnienie docelowej pomocy dla biednych mieszkańców.
8. Harmonizacja przepisów z prawem europejskim
9. Przeszkolenie specjalistów i decydentów z władz regionalnych (wojewódzkich) i lokalnych w celu zapewnienia wiedzy technicznej, koniecznej do rozpatrywania, akceptowania i wspierania inwestycji geotermalnych
10. Opracowanie innowacyjnych modeli finansowania ciepłownictwa geotermalnego, w tym ubezpieczeń od ryzyka niepowodzenia inwestycji, oraz szersze wykorzystanie funduszy strukturalnych
    a. Dotacje i pożyczki zabezpieczające przed ryzykiem poszukiwań i wierceń próbnych dla potrzeb ciepłownictwa geotermalnego
    b. Dotacje dla mieszkańców (mieszkań) przy przejściu na ogrzewanie geotermalne
    c. Dotacje dla zakładów ciepłowniczych pragnących wprowadzić ogrzewanie geotermalne
    d. Pożyczki la zakładów ciepłowniczych pragnących wprowadzić ogrzewanie geotermalne
11. Jaką pomoc mogą zapewnić międzynarodowe instytucje finansowe?
    a. Finansowanie i wspieranie przejścia na ogrzewanie geotermalne
    b. Finansowanie i wdrażanie opomiarowania ciepła i rozliczania według zużycia ciepła
    c. Finansowanie metod zapewnienia wydajności energetycznej wzdłuż magistrali
    d. Pomoc techniczna dla nowych regulatorów
    e. Pomoc techniczna dla zaprojektowania docelowych sieci bezpieczeństwa społecznego
12. Dostęp do międzynarodowej wiedzy, rynków i usług geotermalnych.

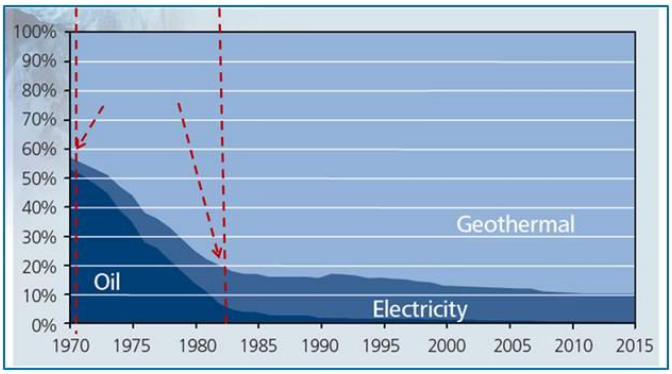
Geotermalne opcje, szanse i korzyści

Produkcja energii geotermalnej posiada kilka zalet, np.:

1. Umożliwia działalność gospodarczą i daje oszczędności.
2. Poprawia bezpieczeństwo energetyczne kraju.
3. Zmniejsza emisje gazów cieplarnianych.
4. Pozwala na wydobywanie miejscowych zasobów.
5. Zmniejsza zależność od paliw kopalnych dla produkcji energii.
6. Poprawia działalność przemysłową i gospodarczą.
7. Rozwija niskoemisyjną branżę technologii geotermalnej i tworzy nowe miejsca pracy.
8. Zapewnia zwrot kapitału na miejscu w zamian za miejscowe wsparcie kosztów wierceń geotermalnych.
9. Poprawia jakość życia, w oparciu o korzyści ekonomiczne oraz środowiskowe i klimatyczne

6. Wykorzystanie zasobów geotermalnych – wnioski – Islandia

6.1. Rozwój ciepłownictwa geotermalnego w latach 1970–2015



Rys. 6.1. Rozwój ciepłownictwa geotermalnego, ogrzewanie budynków według źródeł, 1970–2015

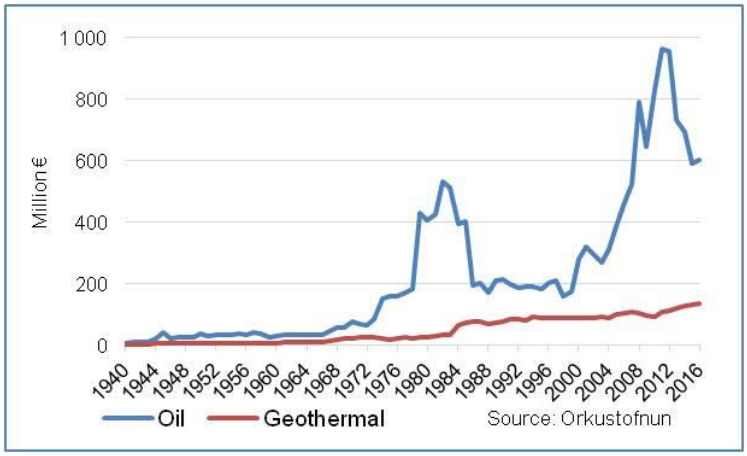
- Największe kroki poczyniono w okresie kryzysu naftowego i wojennego w latach 1970-1982
- Zewnętrzne warunki spowodowały konieczność oceny planowania zakładów geotermalnych
- Przyjęto politykę krajową i regionalną na rzecz budowy ciepłowni geotermalnych
- W ciągu zaledwie **12** lat zwiększono udział dostaw ciepła z ciepłowni geotermalnych do budynków z 40 do 80%

Rozwój ciepłownictwa geotermalnego

Kiedy na początku lat 70. wybuchł kryzys naftowy, zainicjowany wojną arabsko-izraelską, światowe ceny ropy naftowej wzrosły o 70%. W tym samym czasie niemal 90.000 ludzi (43% mieszkańców kraju) w Islandii korzystało normalnie z ogrzewania geotermalnego. Ciepło produkowane z oleju opałowego płynęło do ponad 50% populacji, a pozostała jej część korzystała z ogrzewania elektrycznego. W celu zmniejszenia skutków rosnących cen ropy Islandia rozpoczęła dotowanie osób korzystających z ogrzewania domów olejem. Z kolei kryzys naftowy lat 1973 i 1979 (rewolucja irańska) spowodował, że Islandia zmieniła swoją politykę energetyczną i zmniejszyła zużycie oleju, zwracając się ku krajowym zasobom energii wodnej i geotermalnej (Rys. 6.1).

Polityka ta wymagała badania nowych zasobów geotermalnych i budowania nowych urządzeń grzewczych w całym kraju. Konieczna była także budowa rurociągów przesyłowych (zwykle długości 10-20 km) od pól geotermalnych do miast, wsi i poszczególnych farm. W tym czasie modernizowano domowe instalacje grzewcze, wymieniając systemy elektryczne i olejowe na grzejniki centralnego ogrzewania. Pomimo zmniejszenia zużycia oleju opałowego w ogrzewaniu domów z 53% do 7% w latach 1970-1982, udział tego rodzaju ogrzewania nadal wynosi ok. 50-60% w całkowitych kosztach ogrzewania, ze względu na rosnące ceny oleju.

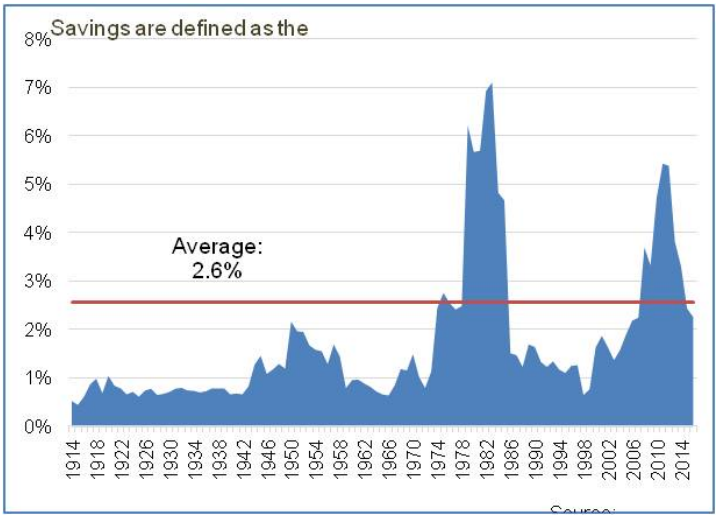
6.2. Korzyści ekonomiczne stosowania energii geotermalnej



Rys. 6.2. Ekonomiczne korzyści użytkowania źródeł geotermalnych w ciepłownictwie
Ceny ogrzewania domów za pomocą ciepła geotermalnego i oleju opałowego w latach 1914-2016

Korzyści ekonomiczne płynące z polityki rządu w postaci zwiększenia korzystania z energii geotermalnej można obserwować, kiedy porównamy ogólne koszty gorącej wody służącej do ogrzewania budynków z kosztami płaconymi przez użytkowników ogrzewanych olejem, co pokazuje Rys. 6.2. Stabilność kosztów ciepłej wody w okresie mocnych fluktuacji cen oleju opałowego jest również godna zauważenia.

Na Rys. 6.2 linia niebieska pokazuje cenę ogrzewania geotermalnego, a czerwona wyliczoną cenę dla ogrzewania olejowego (skorygowaną wskaźnikiem cen konsumenckich, 1 USD = 120 ISK).



Rys. 6.3. Skumulowane oszczędności ciepłownictwa geotermalnego w Islandii, 1914-2013
2% stopa procentowa, ceny stałe 2013

Ogrzewanie olejowe jest 2-6 razy bardziej kosztowne niż ogrzewanie geotermalne w niemal całym okresie, ale wzrosło do 16-krotności w okresie 1973-1985 i także wzrosło ponownie od 2007 r. sięgając 10-krotności w 2012 r., natomiast różnica w kosztach wyniosła 80% kosztów budżetu krajowego, przeznaczonego na opiekę zdrowotną w tym samym roku.

Ocena szacunkowych oszczędności może być zmienna, ponieważ niektórzy mogą twierdzić, że do ogrzewania można też używać innych źródeł niż olej opałowy. Energia cieplna może pochodzić ze zwiększonej produkcji elektryczności w elektrowniach wodnych, jak to czynią w Norwegii.

Niemniej jednak jest bezsporne, iż oszczędności ekonomiczne wynikające z użytkowania energii geotermalnej są znaczne, mają pozytywny wpływ na rachunki i w znacznym stopniu przyczyniły się do dobrobytu Islandii, szczególnie w okresie potrzeby. Roczne oszczędności wynoszą ok. 2,6% PKB niemal w każdym roku, ale wzrosły do 7% w okresie 1973-1985, a w ostatnich latach znów biją rekordy. 7% PKB jest równe 3.000 USD na głowę mieszkańca a 2,6% to 1.115 USD.
Oprócz korzyści ekonomicznych i środowiskowych, rozwój korzystania z zasobów geotermalnych miał pożądane skutki dla życia społecznego w Islandii. Ludzie wolą mieszkać na terenach, gdzie jest dostępna energia geotermalna, w stolicy kraju (Rys. 6.4) i na terenach wiejskich, gdzie istnieją zasoby geotermalne i można je wykorzystać do ogrzewania domów, szklarni, szkół, basenów i innych ośrodków sportowych, turystycznych i drobnych zakładów przemysłowych. Dane statystyczne pokazują poprawę stanu zdrowia mieszkańców tych terenów.
W ostatnich latach użytkowanie energii geotermalnej dla ogrzewania budynków wzrastało głównie w wyniku wzrostu populacji w rejonie stolicy, ponieważ ludzie przeprowadzali się tam z terenów wiejskich. W wyniku zmian wzorów osadnictwa i odkrywania źródeł geotermalnych w tzw. „zimnych" rejonach Islandii udział energii geotermalnej w ogrzewaniu budynków nadal wzrasta. Można także ocenić skumulowane oszczędności na ogrzewaniu geotermalnym, głównie w latach 1995-2013, w oparciu o rzeczywiste ceny (ceny stałe 2013) i 2% roczną stopę procentową.
W oparciu o tego rodzaju obliczenia ogólne, skumulowane oszczędności wyniosły 31 mln ISK na rodzinę (€200.000), która to wartość odpowiada cenie mieszkania rodzinnego (dla 4 osób) w Islandii.
Od lat 1982-2013 większość oszczędności było wynikiem budowy zakładów ciepłownictwa geotermalnego i wyniosły one ok. 2.000 mld ISK, tj. 64 mld ISK (€412.000.000) rocznie, lub 800.000 ISK (€5.160) na rodzinę, lub ok. 70.000 ISK (€450) miesięcznie na rodzinę, po opodatkowaniu.

Według informacji Urzędu Statystycznego Islandii 2.500 mld ISK odpowiada 80% całkowitej wartości wszystkich domów mieszkalnych i mieszkań w Islandii, którą oszacowano na ok. 3.200 mld ISK w 2013 r.

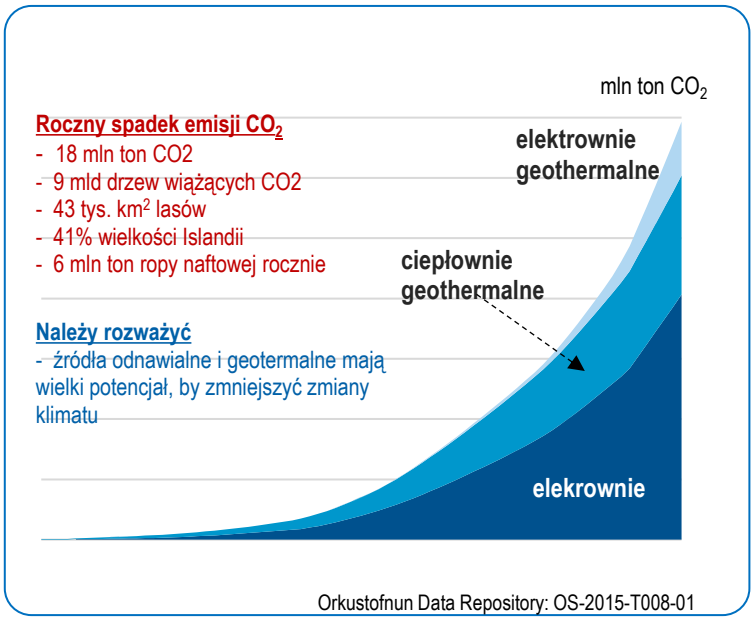
Rys. 6.4. Reykjavik

6.3. Obniżenie emisji CO_2 dzięki odnawialnym źródłom energii w Islandii

Stosowanie energii geotermalnej do ogrzewania budynków i produkcji prądu służy także środowisku, ponieważ energia geotermalna i wodna należą do źródeł odnawialnych, w odróżnieniu od paliw kopalnych, tj. węgla, ropy naftowej i gazu.

Korzyść leży głównie w relatywnie niskiej emisji CO_2 w porównaniu do spalania paliw kopalnych. W latach 1940-2014 obniżka CO_2 w wyniku ogrzewania geotermalnego wyniosła ok. 100 mln ton, równe emisji przy zużyciu 33 mln ton oleju opałowego (Rys. 6.5, Rys. 6.6).

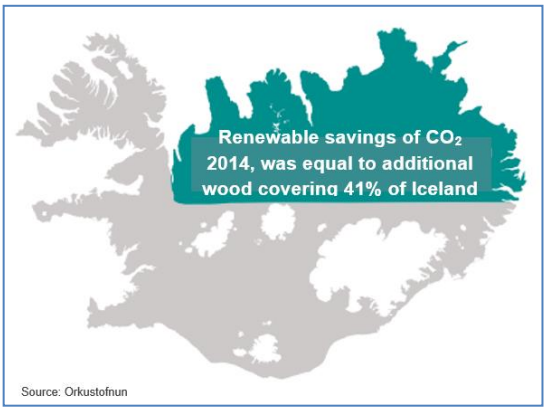
W 2014 r. ciepłownictwo geotermalne obniżyło emisję CO_2 w Islandii o ok. 3 mln ton CO_2, równe 1 mln ton użycia oleju, wiązaniu CO_2 przez 1,5 mln drzew lub 7.150 km² lasów.



Rys. 6.5. Skumulowana obniżka emisji CO_2 dzięki stosowaniu OZE zamiast paliw kopalnych w Islandii, 1994-2014

Rys. 6.6. Roczna obniżka emisji CO_2 w 2014 r. dzięki OZE w Islandii równa wiązaniu CO_2 przez 9 mln drzew, 43.000 km² lasów (41% powierzchni kraju)

Jeżeli przyjrzymy się skumulowanej obniżce emisji CO_2 przez wszystkie źródła odnawialne w Islandii w latach 1914-2014, to spadek wyniesie ok. 350 mln ton, głównie od 1944 r. Odpowiada to wiązaniu CO_2 przez 175 mld drzew lub 850 km² lasów i 120 mln tonom zużycia oleju.

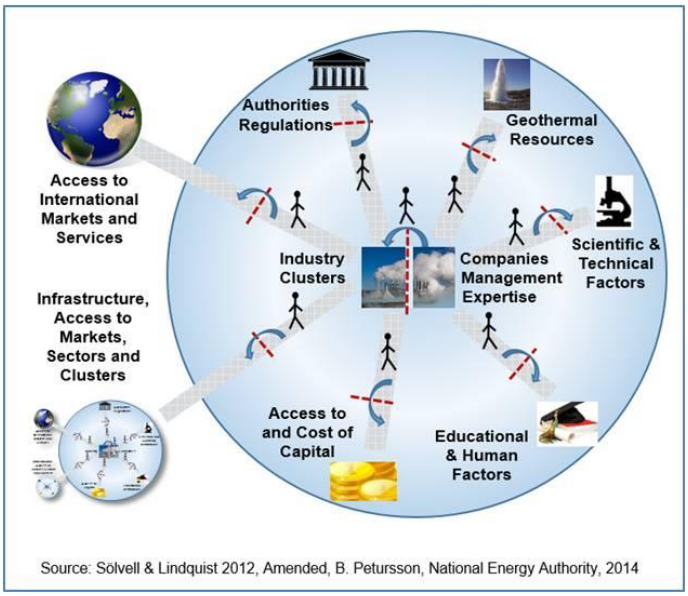


W 2014 r. roczna obniżka emisji CO_2 dzięki źródłom odnawialnym w Islandii wyniosła 18 mln ton, co jest równie wiązaniu CO_2 przez 9 mld drzew lub 43.000 km² lasu. Również odpowiada to spaleniu 6 mln ton oleju. Obniżenie emisji CO_2 stanowi ważny wkład do redukowania zmian klimatycznych, nie tylko w Islandii, lecz także na całym świecie, ponieważ zmiana klimatu nie zatrzymuje się na granicach krajów czy regionów. Ciepłownictwo geotermalne w Islandii oraz korzystanie z innych źródeł energii odnawialnej przyczynia się do oszczędności ekonomicznych, poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

7. Międzynarodowa konkurencyjność sektora geotermalnego

7.1. Konkurencyjność klastrów

W trakcie formułowania zaleceń na rzecz tworzenia polityki rozwoju sektora geotermalnego (Rys. 7.1) pokazywany jest poniższy model 8 czynników konkurencyjności geotermii oraz wyzwań i szans dla podkreślenia kluczowych elementów zaleceń i opcji na rzecz polityki w poszczególnych krajach (Petursson, 2014, 2012).



Rys. 7.1. Konkurencyjność sektora geotermalnego

Sukces sektora geotermalnego w odnośnych krajach nie opiera się tylko na zasobach geotermalnych, lecz także na czynnikach konkurencyjności. Model konkurencyjności klastera można zastosować na wiele różnych sposobów dla zwiększenia konkurencyjności i wzrostu firm.
Jedną z możliwości jest wykorzystanie tego modelu do analizy 8 głównych warunków ramowych sektora geotermalnego:

1. Władze i regulacje
2. Zasoby geotermalne
3. Czynniki naukowe i techniczne
4. Firmy, zarządzanie, specjaliści i branże, ocena klastrów
5. Edukacja czynnik ludzki
6. Dostęp do kapitału
7. Infrastruktura i dostęp do rynków, sektorów i innych klastrów
8. Dostęp do rynków i usług międzynarodowych

Przez ocenę tych 8 czynników konkurencyjności geotermalnej danego kraju można podkreślić kluczowe wady i zalety warunków ramowych, jako podstawę sformułowania lepszej polityki zapewnienia konkurencyjności dla sektora geotermalnego, by zwiększyć konkurencyjność, wzrost, liczbę miejsc pracy, produktywność i jakość życia.

7.2. Szanse i opcje dla polityki energetycznej

Istnieje kilka opcji w odniesieniu do możliwości wykorzystania energii geotermalnej i formułowania polityki energetyczne, w oparciu o szanse oraz odpowiednie kroki służące usuwaniu barier i problemów rozpoznanych dotychczas.

1. **Władze i czynniki regulacyjne**
   - Uproszczenie procedur administracyjnych dla stworzenia warunków rynkowych ułatwiających rozwój
   - Oddzielne ustawy i przepisy dla zasobów geotermalnych oraz oddzielne dla innych paliw kopalnych
   - Poprawa dostępu do danych geotermalnych dla rozwoju szerokiego korzystania z geotermii
   - Publikowanie efektów i korzyści dla rozwoju regionalnego płynących z użytkowania energii geotermalnej
   - Opracowanie przepisów na rzecz promowania bezpośredniego korzystania z energii geotermalnej
   - Promowanie współpracy z organizacjami międzynarodowymi.

2. **Zasoby geotermalne**
   - Nowelizacja przepisów dotyczących geotermii
   - Oddzielne ustawy i przepisy dla zasobów geotermalnych oraz oddzielne dla innych paliw kopalnych dla ułatwienia dostępu do danych geotermalnych i unikania barier na drodze rozwoju inwestycji geotermalnych oraz problemów związanych z poufnością informacji w zakresie zasobów ropy naftowej i gazu
   - Poprawa analizy danych dotyczących zbiorników geotermalnych w regionach.

3. **Czynniki naukowe i techniczne**
   - Promowanie dobrych relacji z zakładami przemysłowymi
   - Promowanie sojuszy z ośrodkami badawczymi i instytucjami edukacyjnymi dla kształcenia specjalistów

4. **Firmy, zarządzanie, specjaliści – klastry przemysłowe**
   - Promowanie sojuszy z ośrodkami badawczymi i instytucjami edukacyjnymi dla kształcenia specjalistów
   - Promowanie współpracy z międzynarodowymi instytucjami finansowymi w sprawie finansowania, kredytowania i konsultacji
   - Organizowanie warsztatów i konferencji dla poszerzenia wiedzy o energii geotermalnej
   - Ustalenie skutecznych łańcuchów proceduralnych w sprawach dotyczących energii geotermalnej

5. **Czynniki edukacyjne i personalne**
   - Wsparcie dla generowania zasobów ludzkich koniecznych w branży geotermalnej
   - Opracowanie seminariów i specjalistycznych kursów o różnych etapach rozwoju inwestycji geotermalnych i wprowadzenie ich do uczelni technicznych
   - Organizowanie szkolenia technicznego dla pracowników, by mogło uczestniczyć w różnych etapach rozwoju inwestycji geotermalnych
   - Wdrażanie programów rozwoju naukowego i technicznego.

6. **Dostęp do kapitału i koszt kapitału**
   - Promowanie dostępu do dodatkowego finansowania inwestycji geotermalnych – krajowego i międzynarodowego
   - Zwiększenie dostępu do kapitału przez tworzenie funduszy na rzecz poszukiwań i wierceń badawczych oraz budowy sieci ciepłowniczych, np. „miękkich” pożyczek lub dotacji, dla obniżenia ryzyka na początki inwestycji
   - Zob. dodatkowe elementy w innych rozdziałach

7. **Infrastruktura, dostęp do rynków, sektory i klastry**
   - Promowanie szkolenia w systemach bankowych na rzecz rozwijania mechanizmów finansowa dostosowanych do inwestycji z geotermalnych
   - Wiedza; organizowanie warsztatów i konferencji dla poszerzenia wiedzy o energii geotermalnej
   - Zwiększenie dostępności wiedzy na temat szans i korzyści z użytkowania zasobów geotermalnych

8. **Dostęp do międzynarodowych rynków i usług**
   - Wsparcie międzynarodowej współpracy w dziedzinie wiedzy geotermalnej, szkoleń i usług
   - Promowanie współpracy z międzynarodowymi instytucjami finansowymi i donatorami w sprawie finansowania, kredytowania i dotacji
   - Wsparcie międzynarodowej współpracy konsultacyjnej w różnych dziedzinach wiedzy i praktyki geotermalnej

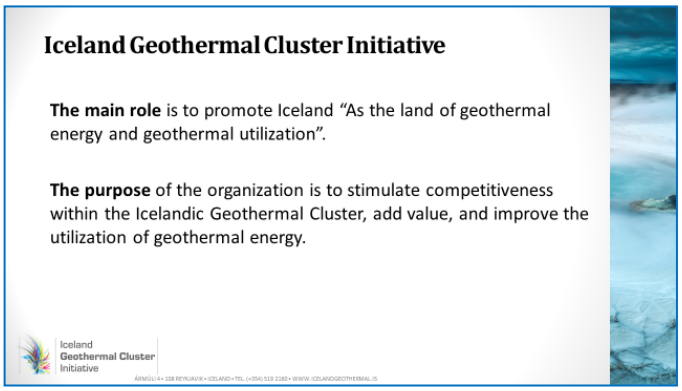
8. Islandzki klaster geotermalny

Islandzki Klaster Geotermalny uczestniczy w organizowaniu krajowej branży geotermalnej od prawie 10 lat. Organizacja ta posiada dostęp do całej branży geotermalnej, ułatwiając firmom opanowanie źródeł geotermalnych o wysokiej i niskiej entalpii. Islandia jest liderem w projektowaniu, budowie i eksploatacji geotermalnych zakładów kogeneracji, produkujących energię elektryczną (MWe) i cieplną (MWt) dla celów ogrzewania i technologii przemysłowych.

W tym kontekście ok. 50% popytu na energię w UE jest przeznaczanych na ogrzewanie i chłodzenie budynków, przy czym ciepłownictwo (MWt) obsługuje największą część obciążenia. Przejście z paliw kopalnych na zasoby odnawialne, np. geotermalne, pozwala na znaczne zmniejszenie emisji gazów i CO_2.

Inne korzyści płynące z użytkowania zasobów geotermalnych to poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju, obniżenie emisji gazów cieplarnianych, poprawa jakości życia i obniżenie kosztów ogrzewania. Islandia jest znana z czystych i odnawialnych zasobów energii, a praktyka islandzka w tej dziedzinie jest prezentowana, jako wzór dla podobnych transformacji energetycznych w Europie.

Wstęp

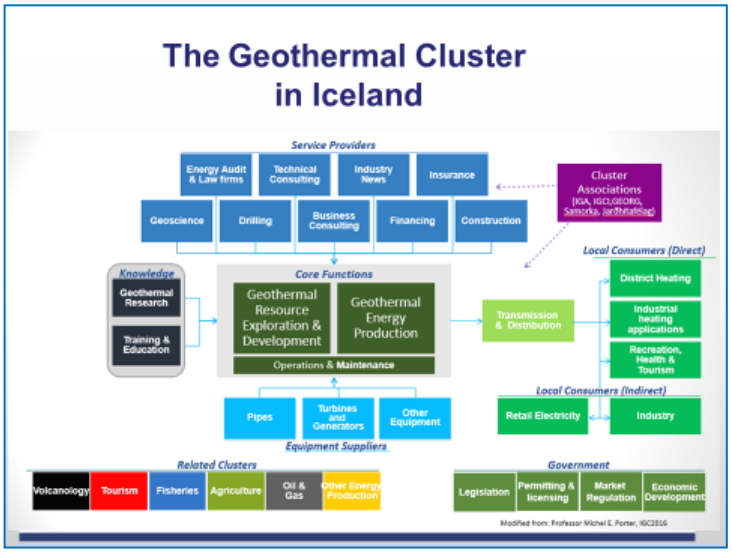


Termin „klaster" odnosi się do grupy firm i instytucji istniejących w jednym regionie geograficznym i w danej dziedzinie, powiązanych przez wspólną i uzupełniającą się działalność. Klaster to system powiązanych ze sobą firm, których wartość, jako całości jest większa niż suma części. Polityka tworzenia klastrów to część struktury gospodarki islandzkiej od 20 lat. Jak dotąd klastry tworzą się głównie w lokalnych warunkach i są inicjowane przez władze.

W 2010 r. dr Michael Porter i dr Christian Ketels wykonali analizę Islandzkiego Klastra Geotermalnego we współpracy z islandzką firmą konsultingową. W przedsięwzięciu tym uczestniczyło prawie 60 różnych interesariuszy należących do klastra. Wyniki analizy pokazały, że Islandia posiada unikatowe warunki naturalne w zakresie dostępu do wysokiej jakości zasobów energii. W ogólnej konsumpcji energii wysoki procent stanowi energia geotermalna, co wyróżnia Islandię na świecie.

Największy rozwój inwestycji geotermalnych w Islandii nastąpił w ciągu ostatnich 100 lat, szczególnie w drugiej połowie XX w. Islandia jest mocnym graczem na globalnym rynku geotermalnym, odnosząc korzyści z działania klastra geotermalnego. Jego siła polega na stosowaniu rozwiniętych systemów wykorzystania energii geotermalnej w różnorodnych zastosowaniach, posiadaniu doświadczonych specjalistów oraz mocnej reputacji międzynarodowej i współpracy w sieciach podmiotów. Słabości klastra to dostęp do kapitałów, brak masy krytycznej w zakresie liczby firm, skomplikowany krajowy rynek energetyczny i fragmentacja przedsięwzięć edukacyjnych.

Islandzki Klaster Geotermalny skupia się na zasobach a geotermia jest zasobem, którego nie da się eksportować bezpośrednio. Główne możliwości wzrostu branży, w której działa klaster to włączanie energochłonnych zakładów krajowych (dla bezpośredniego i pośredniego korzystania z geotermii), kładzenie kabli podmorskich do Europy i eksport wiedzy islandzkich specjalistów.

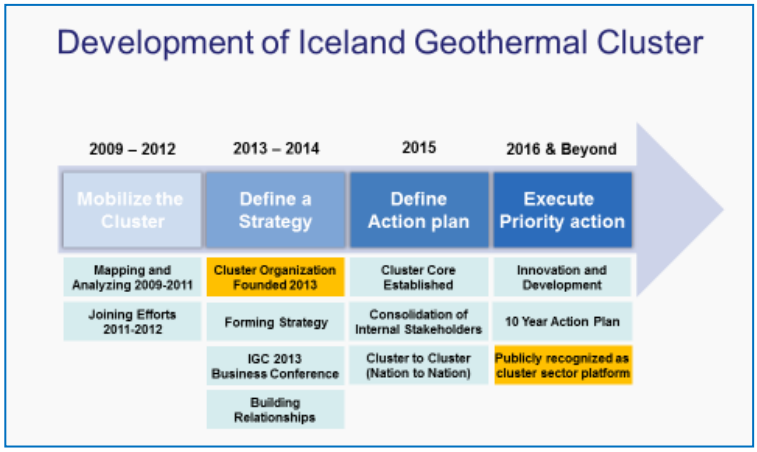


Interesariusze islandzkiego klastra geotermalnego muszą rozwijać strategię i plany działania, jeżeli mają możliwości i wolę wykorzystania unikatowych szans w globalnym sektorze energii geotermalnej.

Po wykonaniu wspomnianej analizy podjęto prace nad stworzeniem platformy współpracy w ramach Islandzkiego Klastra Geotermalnego. Były one prowadzone przez komitet sterujący złożony z wiodących ekspertów klastra. Kładziono nacisk na wartość dodaną płynącą ze współpracy całej branży. Jednocześnie istotne było, aby władze udzieliły organizacji dobrego wsparcia przez angażowanie się w dialog i tworzenie dobrego, przejrzystego prawa i efektywnych procedur administracyjnych.

Historia

Sektor geotermalny w Islandii rozwija się od XVIII w., kiedy to w rejonie Reykjavíku wyznaczono i zabudowano gorące źródła dla potrzeb terenowej pralni. W tym czasie prowadzono też wiercenia na polach geotermalnych w celu wydobywania siarki. W 1900 r. prowadzono próbne wiercenia płytkich studni geotermalnych i rozprowadzania gorącej wody rurociągami dla celów ogrzewaniu budynków, a w 1908 r. zbudowano niewielką sieć ciepłowniczą. Z kolei pojawiły się inne sposoby bezpośredniego korzystania ze źródeł. W 1924 r. zbudowano w Islandii pierwszą instalację do ogrzewania szklarni za pomocą energii geotermalnej. Pierwsze kroki w kierunku wyeliminowania zależności Islandii od węgla i oleju opałowego do ogrzewania budynków podjęto w 1928 r., kiedy Reykjavik zainicjował program wierceń w celu uzyskania dostępu do gorącej wody.



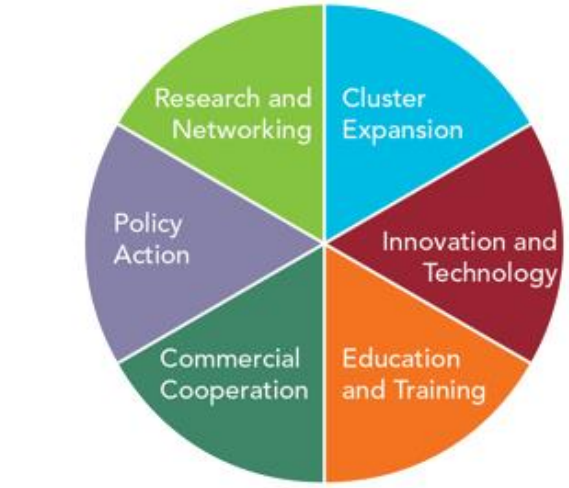
W 1930 r. zbudowany sieć ciepłowniczą w Laugardalur koło Reykjavíku. Sieć ciepłą wodę geotermalną do szpitala, basenów, szkoły i 60 domów, co stało się początkiem rewolucji ciepłowniczej w Islandii. Kolejnym wielkim krokiem było opanowanie pary geotermalnej w celu produkcji prądu, a pierwszą turbinę, napędzaną parą geotermalną w Islandii oddano do użytku w 1944 r. Obecnie ponad 90% wszystkich zakładów przemysłowych i budynków w kraju jest ogrzewanych wodą geotermalną i około 30% całej energii elektrycznej jest produkowane w elektrowniach geotermalnych. Pozostała część zapotrzebowania na energię elektryczną jest zaspokajana przez hydroelektrownię, co czyni Islandię krajem, korzystającym w 100% z energii odnawialnej.

Inicjatywa Islandzkiego Klastra Geotermalnego

W październiku 2009 r. podjęto kroki na rzecz powołania klastra geotermalnego w Islandii. Organizacja została poparta przez różnorodne zakłady, a na jej czele stanął Prof. Michael Porter wraz z zespołem z amerykańskiej uczelni Harvard Business School. Prace były koordynowane przez firmę konsultingową Gekon. Wynikiem procesu organizowania się było zalecenie przyjęcia optymalnej procedury dla umocnienia infrastruktury sektora geotermalnego w Islandii przez sformalizowania struktury klastra.

Inicjatywa Islandzkiego Klastra Geotermalnego (IGCI) to organizacja nienastawiona na zysk, mająca na celu promowanie energii geotermalnej, jako konkurencyjnej energii odnawialnej dla przemysłu i społeczeństwa. Wykorzystanie wysoko- i niskotemperaturowych zasobów geotermalnych tworzy wartościowe miejsca pracy, poprawia jakość życia i dobrobyt społeczny. Inwestowanie w wykorzystanie zasobów geotermalnych ma charakter długoterminowy i zapewnia pokrycie podstawowego zapotrzebowania na energię elektryczną i różnorodne inne strumienie przychodów. Okazało się, że opanowanie zasobów geotermalnych stwarza różnorodne możliwości ich wykorzystania. Zasoby geotermalne to zasoby odnawialne, które idealnie nadają się do pokrycia podstawowego popytu na energię, podnoszą bezpieczeństwo energetyczne kraju i zwiększają wzrost gospodarczy.

Główne czynności realizowane klasterach geotermalnych



1. Diverse Usage
2. Project Management
3. Drillings
4. Equipment: Develpment and Maintenancce
5. Recruitment/Education
6. Iceland Geothermal Conference
7. Operational Environment
8. Data Collection
9. Cluster Networking
10. Financing

IGCI i jej członkowie uczestniczą w organizowanych spotkaniach i warsztatach, przyjmują delegacje, dzielą się wiedzą i doświadczeniem oraz pomagają w promowaniu energii geotermalnej. Klaster aktywnie uczestniczy w określaniu zasad najlepszej praktyki branżowej dla całego sektora i budowania współpracy międzynarodowej, aby ustalić metody najlepszej praktyki istniejące na świecie oraz prowadzi analizy energetyczne i publikuje branżowe raporty i artykuły. IGCI jest zaangażowana we współpracę międzynarodową i jest członkiem Międzynarodowego Stowarzyszenia Geotermalnego (IGA) i Globalnego Sojuszu Geotermalnego (GGA).

Już na początkowym etapie organizowania się branży analizowano dojrzały sektor energetyczny Islandii i jego wiekowe doświadczenia w wykorzystaniu zasobów energii wodnej i geotermalnej. W ramach sektora zgromadzono unikatowych specjalistów i znawców, szczególnie w zakresie wykorzystanie zasobów geotermalnych. Islandzcy eksperci są także aktywni na polu dzielenia się wiedzą z producentami sprzętu, specjalistami od geotermii w innych krajach dzięki wizytom delegacji branżowych. Jednak brakowało dotychczas skupienia się na jednolitej platformie przeznaczonej do rozwijania działalności i tworzenia innowacji. Islandzki Klaster Geotermalny opiera się na współpracy z przemysłem i gospodarką oraz utrzymaniu przewagi konkurencyjnej branży geotermalnej.

Islandzka Konferencja Geotermalna (IGC)

Celem IGC jest szerzenie wiedzy o energii geotermalnej, jako głównej energii odnawialnej. Co ważniejsze, służy jako platforma dla światowych liderów i profesjonalistów, którzy mogą się spotkać dla omawiania i rozwiązywania palących spraw branżowych. Pomimo przekształceń energetycznych dzięki energii geotermalnej i umożliwianiu społeczności międzynarodowej realizacji zadań dla spowolnienia zmian klimatu, wzrost sektora jest powolny. Ogólnie IGC stara się propagować efektywne metody i badać najlepsze praktyki stosowane obecnie w inwestycjach geotermalnych, informując interesariuszy o optymalnym korzystaniu z geotermii i badanie sposobów zwiększenia wartości inwestycji.

Obecnie IGC jest spotkaniem uznanym na arenie światowej, skupiającym liderów przemysłu i decydentów. Jakość konferencji i zwiedzanie Islandii są dobrze zaplanowane i monitorowane przez Komitet IGC. Wykłady, wystawy, wyjazdy terenowe i inne wycieczki są dostosowane do tematyki konferencji i stanowią część oferty IGC. Niewiele miejsc na świecie jest w stanie zapewnić dostęp do sześciu elektrowni geotermalnych z różnymi instalacjami i układami turbin, pól geotermalnych, ciekawych i nowych technologii, różnych możliwości bezpośredniego stosowania wód geotermalnych, a także interakcji pomiędzy branżą geotermalną i innymi branżami, np. z dziedziny ogniw paliwowych.

Konferencja IGC w kwietniu 2018 r. będzie czwartą organizowaną w Islandii. Zapewni dogłębne dyskusje o barierach stojących przed rozwojem sektora geotermalnego i sposobach ich pokonywania. Skupi się na środowisku biznesowym w takich tematach, jak: wizja, rozwój i eksploatacja.

Wizja

Nietechniczny przegląd, jak interesariusze i twórcy polityki energetycznej mogą przecierać drogę dla rozwoju geotermalnego. Temat jest przeznaczony dla decydentów i polityków z sektora publicznego i prywatnego.

Rozwój

Ogólny przegląd efektywnych rozwiązań dla inwestorów. W fazie rozwijania inwestycji pojawiają się liczne problemy, w zależności od kraju, samej inwestycji i doświadczenia zespołu inwestora. Temat bada metody rozwiązywania problemów i skupia się na strategiach finansowania inwestycji geotermalnych dla różnych podmiotów, np. firm budowlanych, banków i instytucji finansowych.

Działania

Przegląd zorientowany na działalność gospodarczą właścicieli zakładów, inwestorów, firm budowlanych i finansistów w zakresie planowania i utrzymania długoterminowej rentowności i zrównoważenia pól geotermalnych. Temat bada rzeczywiste przypadki biznesowe związane z zakładami geotermalnymi. Operatorzy dzielą się swą wiedzą i doświadczeniem, dzięki czemu uczestnicy konferencji mogą usłyszeć wnikliwe analizy rozwoju działalności np. w zakresie wykorzystania ciepła zrzutowego i zasobów geotermalnych.

O konferencji

IGC 2018 obejmuje wyjazdy na pola geotermalne i łatwy dostęp do islandzkich ekspertów. IGC jest znana z wysokiej jakości prezentacji wygłaszanych przed ściśle wybranych autorów z całego świata. Jak dotąd jest to spotkanie sieci specjalistów, na którym sprzedający i nabywcy inwestycyjni mogą się spotkać, aby nawiązać nowe stosunki, tworzące nowe szanse gospodarcze na przyszłość.

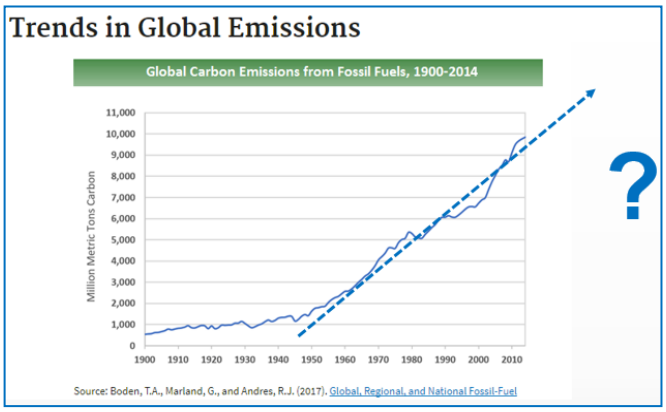
IGC uznaje, że współpraca sieci zainteresowanych osób stanowi integralną część dobrej konferencji. Dlatego oferuje uczestnikom interaktywną aplikacją dla lepszego eksponowania swojej obecności. Konferencja stwarza wielką szansę na zdobycie wiedzy i pracę w sieci społeczności geotermalnej.

Poprzednie konferencje IGC odniosły sukces dzięki uczestnictwu średnio 700 osób. IGC nie jest nastawiona na zysk i jest sponsorowana przez IGCI. Konferencji stanowi międzynarodową platformę branży geotermalnej i inwestorów dla zbierania i wymiany poglądów w zakresie poprawy środowiska biznesowego dla inwestycji geotermalnych. Więcej informacji na stronie: http://www.igc.is/.[2]

[2] Vidar Helgason, Iceland Geothermal; +354 519 2160, vidar@islandiageotermaln.is http://www.islandiageotermaln.is/

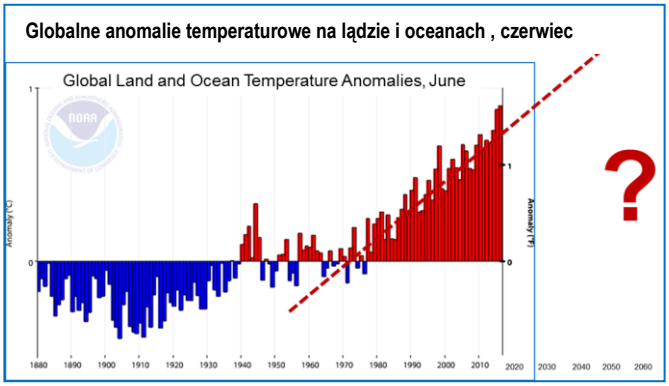
8. Energia geotermalna jako mocne narzędzie zmniejszania zmian klimatycznych

Międzyrządowy panel w sprawie zmian klimatycznych wydał następujące oświadczenie:

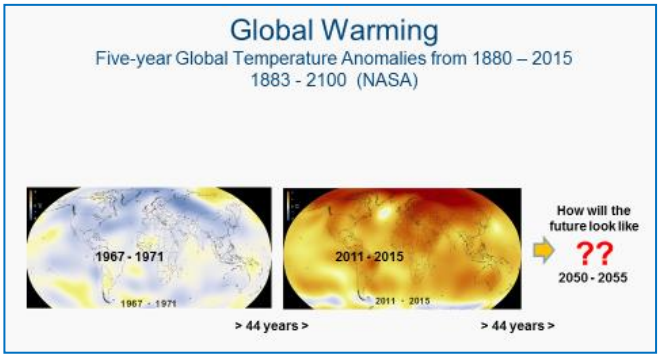


„W latach 1880-2012 średnia globalna temperatura wzrosła o 0.85°C. Oznacza to, że na każdy 1 stopień wzrostu temperatury produkcja zbóż spada o ok. 5%. Kukurydza, pszenica i inne uprawy dały na świecie niższe plony o ok. 40 megaton rocznie w latach 1981-2002 ze względu na ocieplenie klimatu.

Cieplejsze są oceany, zmniejsza się ilość śniegu i lodu, a podnosi poziom wód. W latach 1901-2010 średni globalny poziom mórz wzrósł o 19 cm w wyniku rozszerzenia się oceanów pod wpływem ocieplenia i topienia lodowców. Morze Arktyczne kurczyło się w każdym dziesięcioleciu od 1979 r. o 1,07 mln km² lodu.



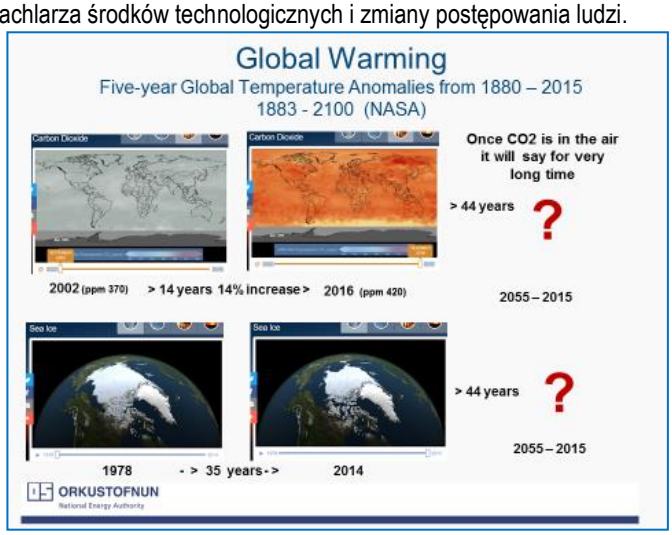
Uwzględniając obecne zagęszczenie zanieczyszczeń i stałe emisje gazów cieplarnianych, jest prawdopodobne, że do końca obecnego wieku wzrost temperatury globalnej przekroczy 1,5°C w porównaniu do lat 1850-1900, w każdym scenariuszu rozwoju wypadków, z wyjątkiem jednego. Oceany ocieplą się i nadal będzie trwać topienie lodów. Średni poziom morza podniesie się o 24-30 cm do 2065 r. i 40-63 cm do 2100 r. Większość skutków zmian klimatycznych będzie istniało przez wieki po zatrzymaniu emisji gazów.



Globalna emisja dwutlenku węgla (CO_2) zwiększyła się o prawe 50% od 1990 r.

Emisje wzrastały szybciej w latach 2000-2010 niż w poprzednich dziesięcioleciach.

Nadal jest możliwe ograniczenie wzrostu średniej temperatury globalnej do dwóch stopni powyżej poziomu przedprzemysłowego, dzięki zastosowaniu szerokiego wachlarza środków technologicznych i zmiany postępowania ludzi.



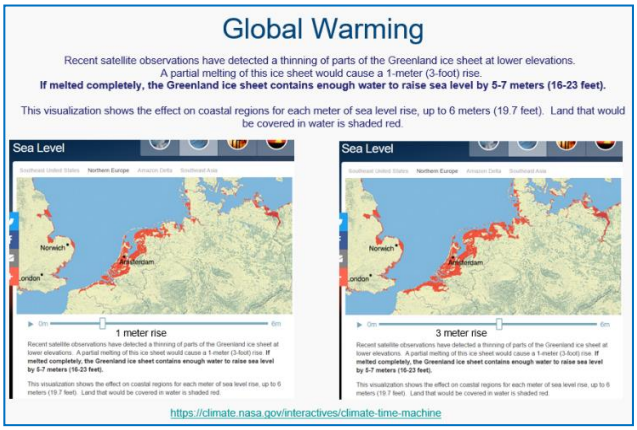
Znaczące zmiany instytucjonalne i techniczne mogą spowodować, iż ocieplenie globalne nie przekroczy wyznaczonego progu".[3]

"Zmiany klimatyczne mają obecnie wpływ na każdy kraj na każdym kontynencie. Zakłócają gospodarkę krajową i zmieniają nasze życie, podnoszą koszty utrzymania, życia społecznego i narodowego już dzisiaj i zapewne w przyszłości.

Ludzie odczuwają znaczny wpływ zmian klimatycznych, np. w postaci zmian wzorców pogodowych, podnoszenia się poziomu mórz oraz i ekstremalnych zjawisk atmosferycznych. Emisje gazów cieplarnianych z

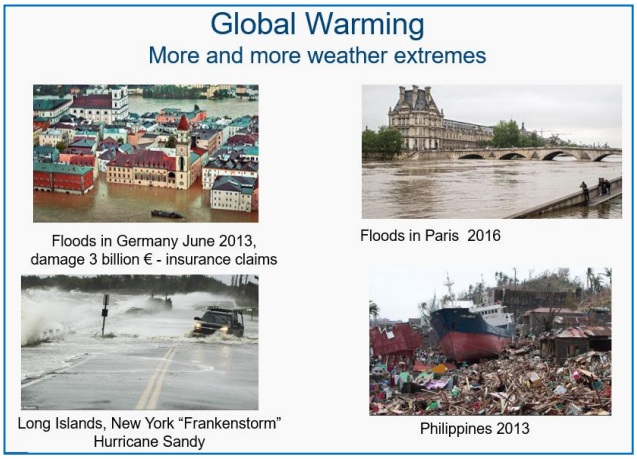
[3] http://www.un.org/sustainabledevelopment/klimat e-change-2/, The UNU sustainable goals, regarding climate change.

działalności człowieka wpływają na zmiany klimatyczne, a ich ilość nadal wzrasta. Są obecnie na najwyższym poziomie w historii. Bez podjęcia działań średnia temperatura powierzchni ziemi wzrośnie w XXI w. i prawdopodobnie przekroczy 3°C, a niektóre regiony staną się jeszcze cieplejsze. Najbardziej dotknięte tymi zjawiskami będą tereny zamieszkałe przez ludność najbiedniejszą i najsłabszą ekonomicznie.



Rozwiązania ekonomiczne i na różną skalę są już dostępne. Pozwalają one państwom na przeskoczenie do gospodarki czystej i bardziej odpornej. Tempo zmian przyspiesza wraz z sięganiem po energię odnawialną i wiele innych środków, które zmniejszą emisję i zwiększą wysiłki adaptacyjne.

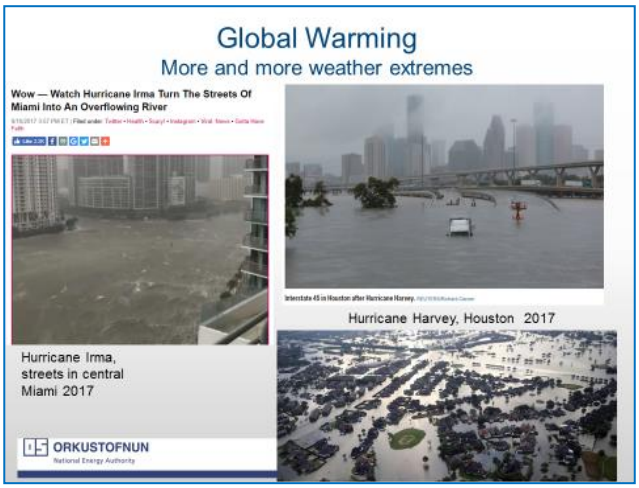
Jednak zmiany klimatyczne to wyzwanie dla całego świata, ponad granicami państw. Emisja z dowolnego miejsca dociera do ludzi w każdym innym miejscu na ziemi. Problem ten wymaga rozwiązań, koordynowanych na skalę międzynarodową i międzynarodowej współpracy dla udzielenia pomocy krajom rozwijającym się, aby przeszły na produkcję niskoemisyjną.



Aby rozwiązywać problemy zmian klimatycznych, państwa przyjęły Porozumienie Paryskie na Konferencji COP21 w Paryżu 12 grudnia 2015 r." [4]

Wdrożenie Porozumienia Paryskiego stanowi zasadnicze osiągnięcie dla zrealizowania celów zrównoważonego rozwoju i zapewnia „mapę drogową" dla działań na rzecz klimatu, które pozwolą na zmniejszenie emisji i wzmocnienie odporności klimatu.

Odnawialne źródła energii i ciepłownictwo geotermalne to rozwiązania stanowiące mocne narzędzia zwalczania ocieplenia globalnego.



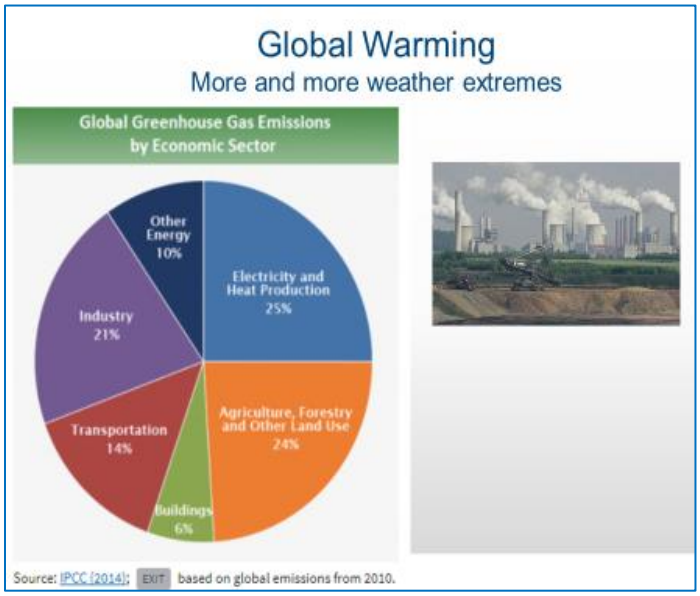
[4] http://www.un.org/sustainabledevelopment/klimat e-change-2/, The UNU sustainable goals, regarding cli mate change.

Wydaje się, że jreakcja na zmiany klimatyczne od czasu spotkania w Kioto 21 lat temu (1994) i paryskiej konferencji klimatycznej w 2015 r. jest powolna.

Koniecznej jest szerzenie wiedzy i powiązanie konieczności wprowadzania takich technologii, jak instalacje geotermalne dla zmniejszenia zmian klimatycznych. Ważne jest podkreślanie ryzyka i przybliżanie geotermii ludziom w miejscu i czasie.

W ostatnich 24 miesiącach w każdym miesiący padał rekord ocieplenia na całym świecie. W lutym 2016 r. średnia temperatura była o 1,35°C wyższa niż w latach 1951-1980.

W niektórych rejonach Północnej Ameryki, Północnej Europy i Azji Środkowej średnia miesięczna temperatura wzrosła nawet o 4-11,5 °C, znacznie powyżej średniej 1,5-2°C.



Ze względu na tę tendencją przewiduje się wiecej skutków regionalnych i stąd konieczne są szersze działania, także w branży geotermalnej.

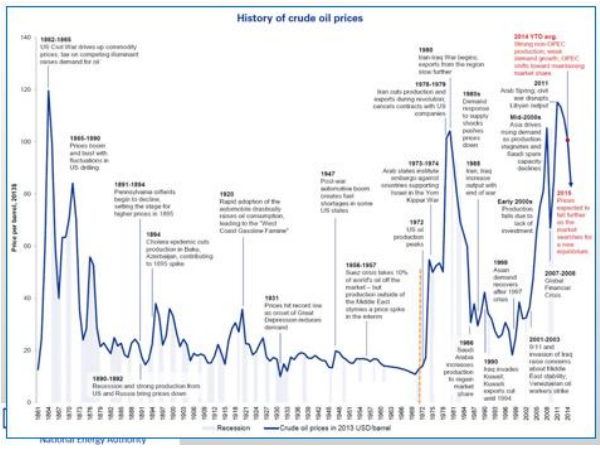
- Tendencje zmian klimatycznych rozwijają się szybciej niż oczekiwano; występują wyższe temperatury powietrza i morza oraz wzrost zakwaszenia oceanów.
- Wzrost korzystania ze źródeł odnawialnych jest powolny, podobnie jak korzystanie z ogrzewania geotermalnego.
- W Europie istnieją wielkie możliwości dla ciepłownictwa geotermalnego, ale branża rozwija się zbyt wolno.
- Jednak inwestycje geotermaln są w stanie zrobić najwięcej dla zwalczania globalnych emisji CO_2 i zmiany klimatu.

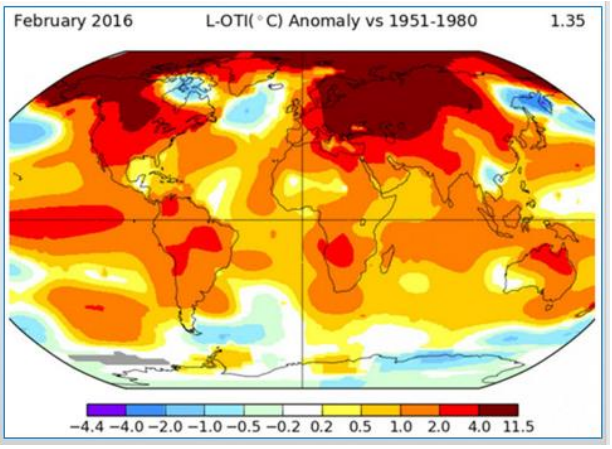
Kryzys naftowy

–> Bardzo spektakularny –> wzrost świadomości społecznej –> szybka reakcja –> skupienie na sprawach gospodarczych –> szybkie zrównoważenie ekonomiczne –> brak globalnego ryzyka dla środowiska –> energia geotermalna pomogła w wielu krajach, np. w Islandii, uniknąć problemów ekonomicznych w kryzysie naftowym.

Kryzys klimatyczny

–> słabo dostrzegalne zmiany klimatyczne –> stąd bardzo powolna reakcja (22 lata w Kioto)
–> zaprzeczanie istnienia problemów –> bardzo problematyczne i słabo kierowane szerzenie wiedzy
–> wielkie ryzyko globalne i pilne potrzeby reakcji na szczeblu społeczeństwa (problemy ekonomiczne, społeczne, środowiskowe itd.)
–> zwiększenie ryzyka powolnego działania oraz większe szkody i klęski żywiołowe niż się spodziewano
–> energia geotermalna: wnosi wartościowy wkład do zmniejszania zmian klimatycznych w wielu krajach.





Ocieplenie globalne

Sekretarz Generalny ONZ Ban Ki-moon: Nie mamy planu B, bo nie mamy planety B

Energia ze źródeł odnawialnych odnawialna może spowolnić globalne ocieplenie

Energia ze źródeł odnawialnych i ciepłownie geotermalne stanowią mocne narzędzia do walki przeciwko ociepleniu globalnemu