



Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej

Podręcznik

Działania szkoleniowe w Polsce

**Budowanie zdolności kluczowych
zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej**

Podręcznik

Zadanie 1. Działania szkoleniowe w Polsce

**Podręcznik został wydany dzięki wsparciu finansowemu udzielanemu przez Islandię,
Liechtenstein oraz Norwegię**

Kraków 2023

AUTORZY

- Ragnar K. Ásmundsson – Krajowa Agencja Energii Islandii (rozdz. 3)
- Marek Balcer – Geotermia Mazowiecka SA (rozdz. 19)
- Bogusław Bielec – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 11, 16, 19)
- Wiesław Bujakowski – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 14, 16, 19, 21)
- Dariusz Dobrowolski – Urząd Miasta Sochaczewa (rozdz. 20)
- Óskar P. Einarsson – Krajowa Agencja Energii Islandii (rozdz. 5, 7.1)
- Jon R. Gudmundsson – Krajowa Agencja Energii Islandii (rozdz. 1.4, 7.2, 7.3, 17)
- Marek Hajto – AGH WGGiOŚ Katedra Surowców Energetycznych (rozdz. 9)
- Magdalena Jerzak – Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych (rozdz. 1.1)
- Dawid Kamionka – Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych (rozdz. 1.1)
- Aleksandra Kasztelewicz – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 16, 19, 21)
- Jonas Ketilsson – Krajowa Agencja Energii Islandii (rozdz. 4)
- Beata Kępińska – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (Przedmowa, rozdz. 1.3, 2, 10, 13, 21)
- Katarzyna A. Kurek – Czeski Uniwersytet Przyrodniczy w Pradze (rozdz. 15)
- Beata Kuś – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (rozdz. 1.2)
- Edyta Kuźmińska – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (rozdz. 1.2)
- Grażyna Meisel – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 19)
- Maciej Miecznik – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 16, 18, 21)
- Magdalena Misiurek – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (rozdz. 1.2)
- Piotr Osiecki – Urząd Miasta Sochaczewa (rozdz. 20)
- Leszek Pająk – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 12, 14, 16, 18, 19, 20, 21)
- Baldur Pétursson – Krajowa Agencja Energii Islandii (Przedmowa, rozdz. 6, 8)
- Karol Pierzchała – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 10)
- Marcin Słówek – Geotermia Mazowiecka SA (rozdz. 19)
- Barbara Tomaszewska – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 11, 13, 18, 18.3)
- Magdalena Tuszyńska – Urząd Miasta Sochaczewa (rozdz. 20)
- Magdalena Tyszer – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (rozdz. 19)
- Monika Żółkowska – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (rozdz. 1.2)

**Budowanie zdolności kluczowych
zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej**

Podręcznik

Zadanie 1. Działania szkoleniowe w Polsce

**Podręcznik został wydany dzięki wsparciu finansowemu udzielanemu przez Islandię,
Liechtenstein oraz Norwegię**

Wydawnictwo IGSMiE PAN

Kraków 2023

Podręcznik opracowano w ramach Zadania 1. „Działania szkoleniowe w Polsce” Projektu „Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej” dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego na lata 2014–2021. Program „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, Obszar Programowy Energia

Numer Umowy: 2023/2020/Wn10/OA-XN-12-pp/D z dnia 21/12/2020 r.

Partnerzy Projektu:

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN



Krajowa Agencja Energii Islandii



Operator Programu:

Ministerstwo Klimatu i Środowiska



Institucja wspierająca Operatora Programu:

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej



Informacja o Projekcie: www.keygeothermal.pl

Materiał zawarty w Podręczniku można powielać pod warunkiem podania jego źródła.

W podręczniku termin „woda geotermalna” jest używany w niektórych rozdziałach i przez niektórych autorów jako synonim terminu „woda termalna” określonego w ustawie Prawo Geologiczne i Górnicze (Dz.U. nr 27, 2004 i późn. wersje).

Zastrzeżenie: Odpowiedzialność za to opracowanie ponoszą autorzy.

MF EOG nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek wykorzystanie zawartych w nim informacji.

Recenzent: Józef Chowaniec

Redakcja naukowa: Beata Kępińska

Redakcja techniczna, edycja: Aleksandra Kasztelewicz

Tłumaczenia: Sonia Darzycka, Piotr Piwoński

Redaktor Wydawnictwa: Emilia Rydzewska-Smaza

Redaktor techniczny Wydawnictwa: Barbara Sudol, Beata Stankiewicz

Projekt okładki: Barbara Sudol

Fotografia na okładce: Instalacja geotermalna w Stargardzie (Arch. G-Term Energy sp. z o.o.)

© Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

© Copyright by National Energy Authority of Iceland

Kraków 2023

Printed in Poland

DOI: 10.33223/2023/iclino/67606

OS-2023-03

ISBN 978-83-67606-29-5 (wersja drukowana)

ISBN 978-83-67606-30-1 (wersja elektroniczna)

Spis treści

Przedmowa	9
1. Wprowadzenie do tematyki działań szkoleniowych	11
1.1. Działania ministra właściwego do spraw środowiska na rzecz rozwoju geotermii w Polsce	11
1.2. Programy wsparcia realizacji otworów oraz inwestycji geotermalnych w Polsce.....	20
1.3. Geotermalne ciepłownictwo sieciowe w Polsce – wyzwania i możliwości	27
1.4. Geotermalne ciepłownictwo sieciowe w Islandii – wyzwania i możliwości	29
2. Wprowadzenie do energii geotermalnej	35
2.1. Energia geotermalna – definicja, podstawowe źródła ciepła Ziemi	35
2.2. Podstawowe elementy systemów i źródeł geotermalnych	36
2.3. Podział systemów, płynów i źródeł geotermalnych ze względu na temperaturę	37
2.4. Klasyfikacja zasobów wód i energii geotermalnej.....	39
2.5. Podstawowe parametry geotermiczne	39
2.6. Sposoby eksploatacji wód i par geotermalnych.....	40
2.7. Podstawowe sposoby wykorzystywania energii geotermalnej	40
2.8. Wykorzystanie energii geotermalnej na świecie	42
2.9. Zalety energii geotermalnej.....	43
2.10. Zrównoważona eksploatacja zasobów geotermalnych	43
3. Transformacja energetyczna na źródła odnawialne – przykłady z Islandii	45
3.1. Wstęp	45
3.2. Orkusjóður (Fundusz Energetyczny).....	46
3.3. Obecny obszar zainteresowania Funduszu Energetycznego	46
3.4. Islandia i Polska	48
3.5. Starania globalne	48
4. Zrównoważona eksploatacja i zagospodarowanie energii geotermalnej na Islandii w świetle przepisów prawnych – wybrane aspekty	49
4.1. Wstęp	49
4.2. Obecne wykorzystanie energii geotermalnej	50
4.3. Regulacje dotyczące sejsmiczności indukowanej.....	51
4.4. Regulacje dotyczące odwiertów	51
4.5. Monitoring urzędowy	52
4.6. Wnioski	54
5. Najlepsze praktyki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w zakresie wybranych technologii oraz inżynierii	55
5.1. Typowe wyzwania w eksploatacji otworów geotermalnych i systemów grzewczych	55
5.2. Dobór pomp ciepła i kotłów szczytowych	60
5.3. Postępowanie z gazem nieskrapającym się zawartym w wodzie geotermalnej.....	63
6. Ciepłownictwo geotermalne – korzyści środowiskowe i klimatyczne w skali lokalnej i globalnej.....	65
6.1. Walka z kryzysem klimatycznym – wyścig z czasem	65
6.2. Kryzys klimatyczny, emisje CO ₂ i ciepłownictwo w Polsce	68
6.3. Od polityki do działania	70
6.4. Konkurencyjność kosztowa źródeł ciepła	72
7. Przykładowe zastosowania energii geotermalnej do zeroemisyjnego ciepłownictwa na Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski	77
7.1. Ciepłownictwo sieciowe w Reykjavíku	77
7.2. Geotermalna sieć ciepłownicza w Húnaþing vestra	88
7.3. Geotermalne ciepłownictwo komunalne w Höfn	92
8. Energia geotermalna w polityce energetycznej Islandii. Wartość ekonomiczna i klimatyczna zasobów geotermalnych. Parki zasobów i klastry geotermalne	99
8.1. Energia geotermalna w polityce energetycznej Islandii.....	99
8.2. Wartość ekonomiczna i klimatyczna zasobów geotermalnych	101
8.3. Klastry geotermalne i parki zasobów	104
8.4. Założyciel Parku Zasobów	107

9. Zasoby geotermalne w Polsce	109
9.1. Wstęp	109
9.2. Budowa geologiczna i ogólne warunki geotermiczne Polski	109
9.3. Udokumentowane zasoby złóż wód geotermalnych w Polsce	110
9.4. Zasoby geotermalne perspektywiczne do zagospodarowania w Polsce.....	112
9.5. Wnioski	122
10. Przegląd wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i perspektywy rozwoju	127
10.1. Wprowadzenie	127
10.2. Ciepłownictwo sieciowe.....	128
10.3. Indywidualne geotermalne instalacje grzewcze	135
10.4. Uzdrowiska, ośrodki rekreacyjne	135
10.6. Inne zastosowania.....	137
10.7. Geotermalne pompy ciepła	137
10.8. Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce na tle innych krajów europejskich	139
10.9. Udział geotermii w grupie odnawialnych źródeł energii w Polsce	140
10.10. Niektóre realizowane projekty geotermalne	140
10.11. Główne dziedziny dalszego rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i wybrane aspekty zrównoważonej eksploatacji	141
10.12. Podsumowanie	141
11. Organizacja i prowadzenie projektów geotermalnych w Polsce – aspekty formalne i prawne	143
11.1. Wykonanie nowego otworu geotermalnego.....	143
11.2. Adaptacja nieużytkowanych lub zlikwidowanych otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii	146
11.3. Podsumowanie	149
12. Charakterystyka geotermalnego źródła energii i wpływ poszczególnych elementów systemu geotermalnego na efektywność jego pracy	151
12.1. Wprowadzenie.....	151
12.2. Mierniki oceny zapotrzebowania na energię.....	152
12.3. System przesyłu energii.....	154
12.4. Charakterystyka energetyczna ujęcia wód geotermalnych.....	156
12.5. Odbiorca energii i jego wymagania.....	159
12.6. Straty energii na przesyśle.....	162
12.7. Ocena efektywności pracy instalacji geotermalnych.....	163
13. Skaling i korozja w instalacjach geotermalnych – przyczyny, skutki, ograniczanie	167
13.1. Wprowadzenie	167
13.2. Wytrącanie substancji mineralnych w systemach i instalacjach geotermalnych	168
13.3. Korozja w instalacjach geotermalnych.....	173
13.4. Podsumowanie	176
14. Przykłady geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Polsce.....	181
14.1. Jakościowa ocena dostępnych polskich zasobów energii geotermalnej.....	181
14.2. Geotermia jako element hybrydowego źródła energii.....	185
15. Rola energii geotermalnej w lokalnym rozwoju gospodarczym – przykłady z Polski.....	189
15.1. Wprowadzenie.....	189
15.2. Wyzwania dla rozwoju geotermii w polskich gminach	189
15.3. Geotermia jako czynnik rozwoju społeczno-gospodarczego w polskich gminach	191
15.4. Podsumowanie	198
16. Rekonstrukcje i adaptacje nieużytkowanych oraz negatywnych otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii w Polsce – doświadczenia i perspektywy	201
16.1. Wstęp	201
16.2. Typy rekonstrukcji	202
16.3. Podsumowanie.....	208
17. Innowacyjne zastosowania wód energii geotermalnej – przykłady z Islandii.....	211
17.1. Pure North Recycling – woda geotermalna do oczyszczania przetwarzanego plastiku	211
17.2. Gospodarstwo VAXA – wertykalne uprawy szklarniowe	211
17.3. Saltverk – odzyskiwanie soli z wody morskiej przy użyciu wody geotermalnej.....	212
17.4. Park Geotermalny	212
17.5. Park Zasobów	215
17.6. Varmaorka – energia elektryczna i ciepło z małych źródeł geotermalnych.....	216

18. Kierunki innowacyjnych zastosowań wody i energii geotermalnej – przykłady z Polski	219
18.1. Zwiększenie znaczenia odbiorcy w geotermalnych systemach ciepłowniczych	219
18.2. Efektywne wykorzystanie schłodzonych wód geotermalnych.....	220
18.3. Retencja wody w płytszych poziomach wodonośnych	222
18.4. Magazynowanie ciepła w górotworze	222
19. Zakład geotermalny w Mszczonowie	227
19.1. Wprowadzenie	227
19.2. Ogólna charakterystyka Zakładu Geotermalnego w Mszczonowie	228
19.3. Rekonstrukcja otworu Mszczonów IG-1	232
19.4. Ciepłownia geotermalna	235
19.5. Zagospodarowanie wód geotermalnych w Mszczonowie.....	236
19.6. Aktualne realizowane inwestycje	238
20. Geotermalny projekt ciepłowniczy w Sochaczewie	241
20.1. Wstęp	241
20.2. Geneza projektu geotermalnego w Sochaczewie.....	241
20.3. Realizacja odwiertu geotermalnego Sochaczew GT-1	243
20.4. Doświadczenia Miasta Sochaczew związane z realizacją inwestycji geotermalnej	244
20.5. Współpraca Miasta Sochaczew w zakresie geotermii z ośrodkami krajowymi i zagranicznymi. Korzystanie z dobrych praktyk dzięki udziałowi w projekcie MF EOG	245
20.6. Perspektywy i planowane kierunki wykorzystania zasobów geotermalnych	246
21. Identyfikacja luk w wiedzy głównych interesariuszy w Polsce na temat geotermii na poziomie krajowym oraz sugestie poprawy	249

Przedmowa

Ciepłownictwo należy do głównych dziedzin zagospodarowania energii geotermalnej. Jest tak zwłaszcza w Europie, gdzie w 2022 r. pracowało w ponad 25 krajach blisko 370 systemów centralnego ogrzewania z udziałem geotermii, a w trakcie realizacji było ponad 300 kolejnych. Wiele krajów, także Polska, posiada potencjał do stosowania tego źródła w ciepłownictwie na większą niż obecnie skalę. Przyniesie to istotne korzyści ekologiczne, gospodarcze, społeczne, przyczyni się do łagodzenia zmian klimatycznych, wzrostu lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, stabilizacji cen.

Aby to osiągnąć, w Polsce uruchomiono w ostatnich latach duże programy finansowego wspierania rozwoju wykorzystania geotermii w ciepłownictwie. Wprowadzane są też odpowiednie zapisy w krajowych politykach energetycznych i dokumentach strategicznych w perspektywie 2030–2050 r.

Jednocześnie, niezbędne jest podejmowanie inicjatyw promocyjnych oraz edukacyjnych przeznaczonych dla przedstawicieli przedsiębiorstw, instytucji oraz innych podmiotów, które są i będą zaangażowane w rozwój ciepłownictwa geotermalnego w Polsce. Pozwolą one na pogłębienie specjalistycznej wiedzy, uzyskanie nowej, a także na niwelowanie istniejących luk w tym zakresie. Istotna jest również możliwość poznania oraz wymiany doświadczeń, poznania przykładów dobrych praktyk, nawiązywania współpracy krajowej i międzynarodowej.

Do takich inicjatyw należą Działania szkoleniowe w Polsce prowadzone w 2022 i 2023 r. w ramach Projektu *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej* dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG). Jest to jeden z trzech projektów predefiniowanych uzgodnionych między stronami MF EOG w ramach Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, Obszar programowy „Energia”. Partnerami Projektu są Krajowa Agencja Energii Islandii oraz Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Polsce. Operatorem Programu jest Ministerstwo Klimatu i Środowiska, a instytucją wspierającą Operatora – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Celem Projektu jest budowanie wiedzy kluczowych interesariuszy w Polsce w zakresie optymalnego wykorzystania energii geotermalnej w niskoemisyjnym ciepłownictwie i zarządzania jej zasobami. Jest to urzeczywistniane poprzez przekazywanie wiedzy i doświadczeń partnera islandzkiego w zakresie optymalnych metod i technologii, wspieranego przez inicjatywy rządowe, mechanizmy finansowe, odpowiednie zarządzanie. Wiedzą i doświadczeniami związanymi z geotermalnymi projektami ciepłowniczymi podzieli się także strona polska.

Projekt jest wspólnym wkładem partnerów z Islandii – Państwa Darczyńcy MF EOG oraz z Polski – Państwa Beneficjenta MF EOG w działania na rzecz zwiększania bezpieczeństwa energetycznego, niskoemisyjnego ciepłownictwa, łagodzenia zmian klimatycznych, dążenia do równości społecznej i gospodarczej poprzez dostarczanie odbiorcom czystej energii na korzystnych warunkach.

Działania szkoleniowe przeznaczono dla przedstawicieli szerokiego grona podmiotów w Polsce, w tym beneficjentów publicznych programów wsparcia projektów geotermalnych; administracji różnych szczebli; samorządów lokalnych; operatorów, inwestorów realizowanych i planowanych ciepłowni geotermalnych; usługodawców; konsultantów; jednostek naukowo-badawczych; służby geologicznej; innych zainteresowanych.

Niniejszy podręcznik jest przeznaczony dla uczestników działań szkoleniowych w Polsce w ramach wymienionego Projektu EOG i dotyczy tematyki ujętej w ich programie. Został opracowany przez specjalistów z Krajowej Agencji Energii Islandii, z IGSMiE PAN w Polsce oraz zaproszonych ekspertów. Posłuży pogłębieniu i utrwaleniu przekazywanej wiedzy, pomoże w dalszej pracy, będzie również przydatny także m.in. dla studentów kierunków związanych z energetyką, odnawialnymi źródłami energii, geotermią, ciepłownictwem, dla innych zainteresowanych osób.

Poszczególne rozdziały podręcznika są ułożone zasadniczo zgodnie z kolejnością przedstawiania tematyki w programie szkoleń. Ich syntezę podano w odrębnych materiałach informacyjnych (streszczeniach i prezentacjach). Jakkolwiek działania szkoleniowe i podręcznik są przeznaczone głównie dla polskich odbiorców, to niektóre zagadnienia w nich ujęte przybliżają także Partnerowi islandzkiemu specyfikę, doświadczenia i perspektywy rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce.

Autorzy mają nadzieję, że podręcznik pomoże w uzyskaniu nowej i pogłębieniu posiadanej wiedzy na temat ciepłownictwa geotermalnego, przekona do szerszego rozwoju tej dziedziny w Polsce oraz wielorakich korzyści z tym związanych. Tym samym – przyczyni się do realizacji różnorodnych inicjatyw podejmowanych dla rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w Polsce oraz do realizacji celów Programu „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, Obszar programowy „Energia” w ramach MF Europejskiego Obszaru Gospodarczego.

W imieniu partnerów Projektu dziękujemy wszystkim osobom oraz instytucjom zaangażowanym w przygotowanie programu działań szkoleniowych, opracowanie podręcznika oraz materiałów informacyjnych; przekazanie informacji o instalacjach geotermalnych; tłumaczenia; prace redakcyjne oraz edytorskie. Słowa wdzięczności kierujemy również do wykonawców innych prac związanych zarówno z podręcznikiem, jak i z organizacją i przebiegiem działań szkoleniowych w 2022 i 2023 roku.

Za współpracę i pomoc dziękujemy również przedstawicielom kierownictw i pracownikom Ministerstwa Klimatu i Środowiska – Operatora Programu MF EOG „Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu”, Obszar programowy „Energia” oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – instytucji wspierającej Operatora tego Programu.

Życzymy interesującej i pożytecznej lektury.

Beata Kępińska

Institut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN

Kierownik Projektu

Baldur Pétursson

Krajowa Agencja Energii Islandii

Koordinator zespołu partnera islandzkiego w Projekcie

1. Wprowadzenie do tematyki działań szkoleniowych

1.1. Działania ministra właściwego do spraw środowiska na rzecz rozwoju geotermii w Polsce

1.1.1. Opiniowanie wniosków o dofinansowanie przedsięwzięć geotermalnych złożonych do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Rezultaty przedsięwzięć geotermalnych dofinansowanych do 2019 r. ze środków NFOŚiGW

W latach 2008–2012 w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW *Energetyczne wykorzystanie zasobów geotermalnych* dofinansowano wykonanie 9 badawczych otworów geotermalnych na łączną kwotę dotacji około 48 mln zł. Program umożliwiał beneficjentom uzyskanie wsparcia finansowego na wykonanie nowych otworów geotermalnych, a także rekonstrukcję odwiertów ujmujących wody termalne. Udokumentowaniem zasobów eksploatacyjnych ujęć wód termalnych zakończyło się 8 dofinansowanych przedsięwzięć m.in. w Karpnikach, Stanisławowie, Kleszczowie, Porębie Wielkiej. Wykonane otwory dostarczają wód termalnych zarówno do celów ciepłowniczych, jak i rekreacyjnych.

W ramach programów *Geologia i górnictwo część 1 – Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopaliny i wód podziemnych* (2016–2018) oraz *Poznanie budowy geologicznej na rzecz kraju* (2019) dofinansowano wykonanie 11 otworów geotermalnych na łączną kwotę około 270 mln zł. Realizowane w latach 2016–2019 programy służyły wsparciu przedsięwzięć geotermalnych, pozwalających na uzyskanie nowych danych na temat budowy geologicznej kraju i umożliwiały uzyskanie dofinansowania na wykonanie badań środowiskowych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych w celu wykorzystania tych wód do produkcji energii. Spośród 11 przedsięwzięć, które otrzymały dofinansowanie, pięć zostało zakończonych z sukcesem, tj. sporządzono dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych – dotyczy to otworów w Kole, Sieradzu, Turku, Tomaszowie Mazowieckim oraz w Sochaczewie. Trzy inne przedsięwzięcia zakończyły się wy-

konaniem dokumentacji geologicznej innej, dostarczając jednak cennej wiedzy na temat warunków geotermalnych panujących w danym rejonie kraju (Sękowa, Łądek-Zdrój i Dębica), zaś kolejne trzy otwory są obecnie na etapie przygotowania lub realizacji (Bańska PGP-4, Wiśniowa GT-1, Pieszycy GT-1). Zakładany wzrost zasobów eksploatacyjnych wód termalnych w Polsce w wyniku realizacji otworów geotermalnych na podstawie pozytywnych opinii ministra właściwego ds. środowiska wydanych dla wniosków złożonych w latach 2016–2020 wynosi 1250 m³/h. Pozwoli to zatem znacząco zwiększyć łączną wielkość zasobów eksploatacyjnych uruchomionych na terenie Polski geotermalnych ciepłowni komunalnych i lokalnych systemów ciepłowniczych, które wynoszą według stanu na grudzień 2021 r. około 2593 m³/h (w 11 lokalizacjach) (ryc. 1.1.1).

Spośród wymienionych otworów na szczególną uwagę zasługuje zwłaszcza otwór Bańska PGP-4, którego planowana głębokość wyniesie 7000 m. Celem, dla którego otwór jest wykonywany, jest dostarczenie nowych informacji na temat budowy geologicznej, w tym ustalenie zasobów wód termalnych w utworach eocenu numulitowego i mezozoicznych podłoża niecki podhalańskiej.

Program priorytetowy NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* uruchomiony w 2020 r.

Program priorytetowy NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* powstał z inicjatywy Głównego Geologa Kraju w ministerstwie właściwym do spraw środowiska i jest ukierunkowany na wsparcie przedsięwzięć obejmujących wykonywanie prac i robót geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych w celu ich udostępnienia dla włączenia energii geotermalnej w istniejące i planowane systemy ciepłownicze w Polsce.

Założeniem programu jest dofinansowanie inwestycji o największym prawdopodobieństwie rozpoznania i udokumentowania złóż wód termalnych. Nabór wniosków w tym programie prowadzony jest w trybie konkursowym,

a ich ocena odbywa się w NFOŚiGW oraz w Ministerstwie Klimatu i Środowiska. Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji wynoszącej do 100% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Aktualnie budżet programu wynosi 480 mln zł, z czego na dofinansowanie przedsięwzięć w pierwszym naborze wniosków przeznaczono 230 mln zł.

Beneficjentami w programie mogą być jednostki samorządu terytorialnego lub ich związki. W celu ułatwienia wnioskodawcom procesu przygotowania dokumentów będących załącznikami do wniosków o dofinansowanie, Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z ekspertami, opracowało *Rekomendacje i zalecenia dotyczące projektowania robót geologicznych w celu udostępnienia wód termalnych w Polsce*, które stanowią załącznik do programu priorytetowego i są dostępne na stronie internetowej NFOŚiGW. Ponadto, dla potrzeb programu priorytetowego opracowano kryteria oceny przedsięwzięć, w których poszczególnym ocenianym zagadnieniom przyporządkowana jest skala punktowa, co zapewnia transparentność i jednolitość sposobu oceny wniosków. Kryteria oceny wniosków podano do publicznej wiadomości a także zamieszczono na stronie internetowej NFOŚiGW.

Szczegóły dotyczące naborów oraz treść i załączniki do programu priorytetowego zostały opublikowane na stronie internetowej NFOŚiGW.

Wyniki oceny wniosków złożonych w pierwszym naborze w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*

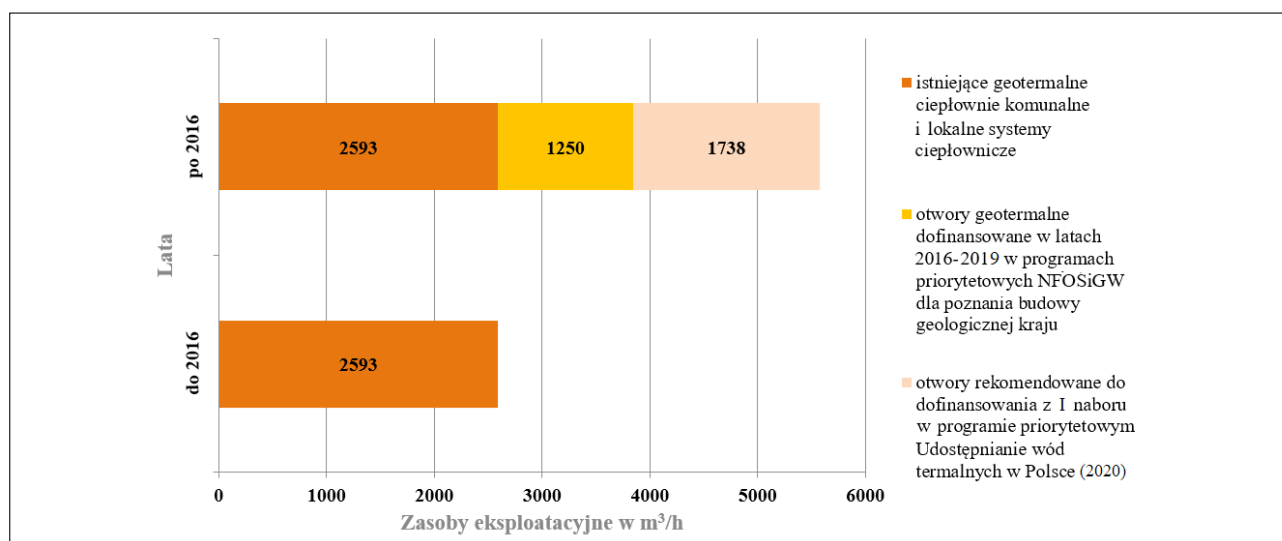
Pierwszy nabór wniosków w programie priorytetowym *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* trwał od 15 kwietnia do 30 września 2020 r. W ramach tego naboru do NFOŚiGW złożono 35 wniosków o dofinansowanie, które dotyczyły realizacji nowych otworów geotermalnych na łączną kwotę 623,2 mln zł. Pod względem kryteriów

dostępu NFOŚiGW pozytywnie ocenił 30 wniosków, które następnie przesłano do Ministra Klimatu i Środowiska w celu ich zaopiniowania (łączna wnioskowana kwota dotacji wynosiła 550,4 mln zł).

W wyniku wykonanej analizy merytorycznej wniosków na podstawie przyjętych kryteriów oceny przedsięwzięć, Minister Klimatu i Środowiska pozytywnie zaopiniował i zakwalifikował do dofinansowania przez NFOŚiGW 15 przedsięwzięć. Wynik oceny merytorycznej miał charakter listy rankingowej, na której wnioski zostały uszeregowane według otrzymanej punktacji. Wnioskowana kwota dotacji dla tych przedsięwzięć wyniosła łącznie 229,2 mln zł.

Wśród 15 inwestycji rekomendowanych do dofinansowania znalazły się przedsięwzięcia planowane do realizacji przez: Miasto Otwock (otwór Otwock GT-1), Miasto Piastów (otwór Piastów GT-1), Gminę Wołomin otwór (Wołomin GT-1), Miasto Żyrdów (otwór Żyrdów GT-1), Gminę Miasto Łowicz (otwór Łowicz GT-1), Miasto Gniezno (otwór Gniezno GT-1), Gminę Miejską Wągrowiec (otwór Wągrowiec GT-1), Gminę Gąsawa (otwór Gąsawa GT-1), Gminę Miasto Inowrocław (otwór Inowrocław GT-1), Gminę Głuszycza (otwór Głuszycza GT-1), Gminę Miasto Oława (otwór Oława GT-1), Gminę Trzebnica (otwór Jadwiga T-1), Gminę Dębno (otwór Dębno GT-1), Gminę Jasienica (otwór Jasienica GT-1) oraz Gminę Smyków (otwór Smyków GT-1).

Rekomendowane do dofinansowania przedsięwzięcia charakteryzują się zarówno bardzo interesującym zakresem, jak i obiecującymi parametrami planowanych do ujęcia wód termalnych. Głębokość dofinansowanych otworów sięga od 1130 do 3600 m. Większość wnioskodawców zakłada ujęcie wód termalnych z utworów mezozoicznych (dolna kreda, dolna jura lub trias), pozostałe przewidują ujęcie wód termalnych ze skał proterozoicznych, starszego paleozoiku, dewonu, permu lub miocenu. Maksymalne temperatury prze-

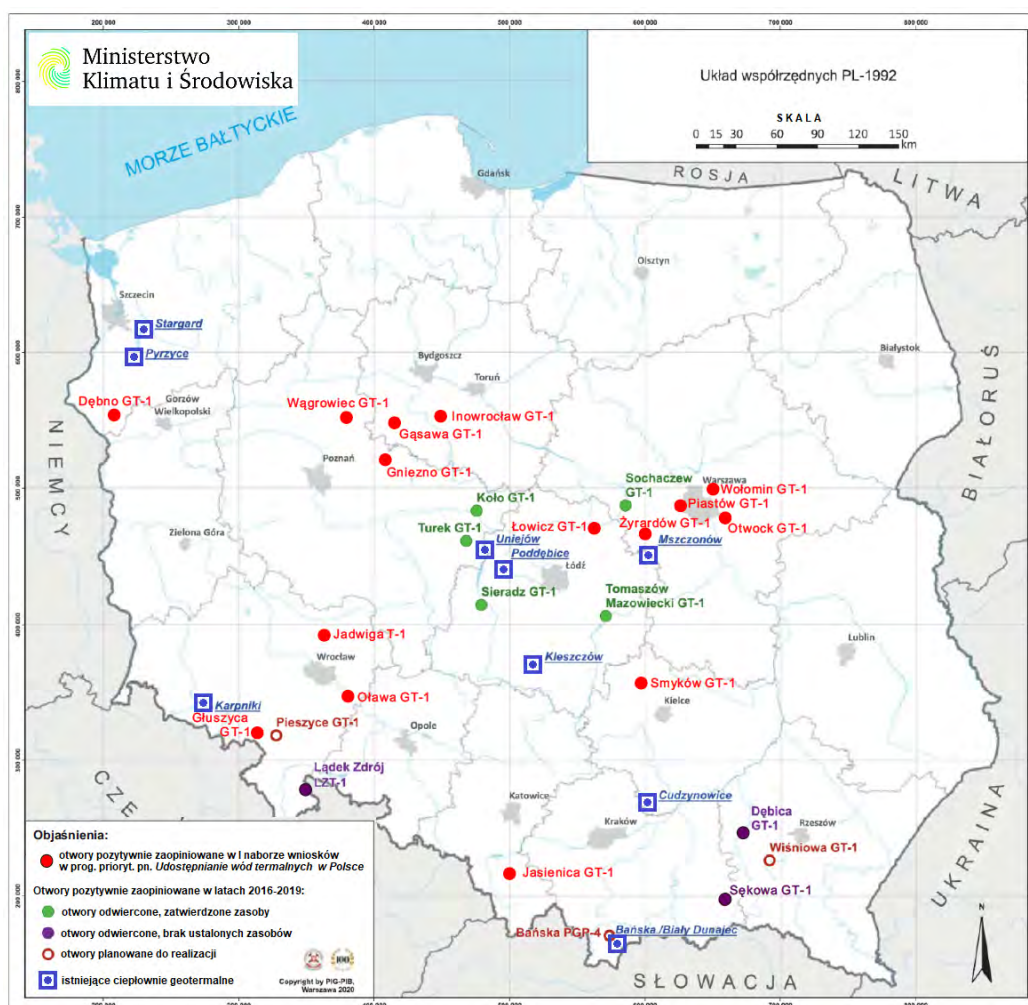


Ryc. 1.1.1. Zakładany wzrost wielkości zasobów eksploatacyjnych wód termalnych w wyniku realizacji otworów geotermalnych na podstawie pozytywnych opinii ministra właściwego ds. środowiska wydanych dla wniosków złożonych w latach 2016–2020

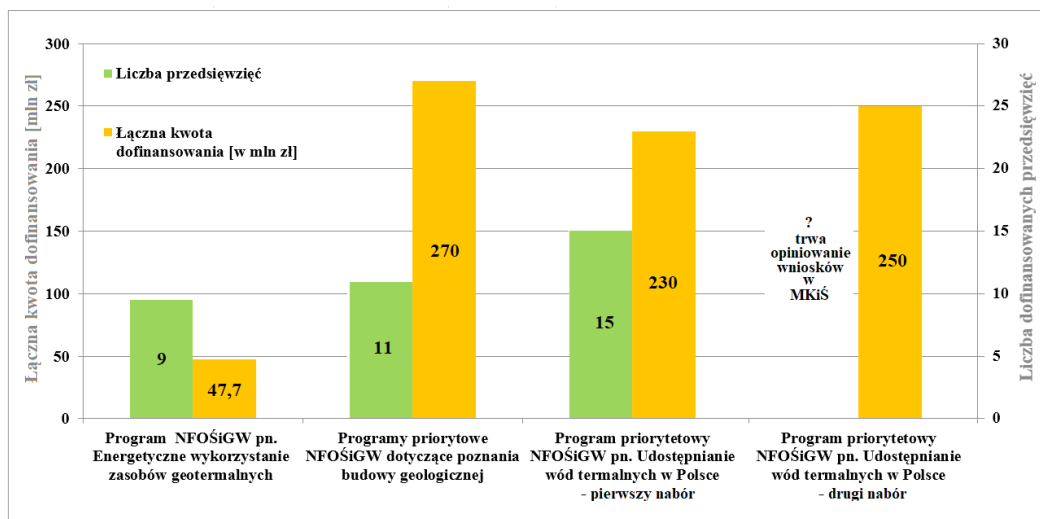
widywanych do ujęcia wód termalnych sięgają 120°C. Spodziewana wydajność większości planowanych otworów wynosi ponad 100 m³/h, a w niektórych przypadkach może osiągnąć 200 m³/h. Najwyższa przewidywana mineralizacja wód termalnych wynosi 170 g/dm³. Zakładany wzrost wielkości zasobów eksploatacyjnych wód termalnych w Polsce w wyniku realizacji otworów geotermalnych na podstawie pozytywnych opinii ministra właściwego ds. środowiska wydanych dla wniosków złożonych w pierwszym ich naborze w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* wynosi 1738 m³/h. Łącznie z wielkością planowanej do uzyskania wydajności otworów dofinansowanych w latach 2016–2019 (1250 m³/h) pozwoli to podwoić wielkość zasobów eksploatacyjnych uruchomionych na terenie Polski geotermalnych ciepłowni komunalnych i lokalnych systemach ciepłowniczych, które wynoszą według stanu na grudzień 2021 r. około 2593 m³/h (w 11 lokalizacjach) – rycina 1.1.1. Jest to znaczący postęp w rozwoju wykorzystania geotermii na obszarze kraju.

Lokalizację przedsięwzięć geotermalnych dofinansowanych w latach 2016–2019 w ramach programów priorytetowych NFOŚiGW dotyczących poznania budowy geologicznej kraju oraz w 2020 r. w ramach pierwszego naboru wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* przedstawia rycina 1.1.2.

Łącznie w latach 2008–2022 minister właściwy do spraw środowiska wydał pozytywne opinie dotyczące celowości udzielenia dofinansowania dla 25 inwestycji geotermalnych na łączną kwotę 547,7 mln zł. Należy wspomnieć, że dotyczy to przedsięwzięć zrealizowanych, ponieważ notowano w przeszłości sytuacje, w których pomimo pozytywnej rekomendacji ministerstwa, umowa z NFOŚiGW nie została zawarta lub beneficjent zrezygnował z wykonania otworu. Łącznie z kwotą 250 mln zł przeznaczoną na drugi nabór wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*, nakłady finansowe na wykonanie nowych otworów geotermalnych w Polsce sięgną blisko 800 mln zł na przestrzeni piętnastu lat (ryc. 1.1.3).



Ryc. 1.1.2. Lokalizacja przedsięwzięć geotermalnych dofinansowanych w latach 2016–2019 w ramach programów priorytetowych NFOŚiGW dotyczących poznania budowy geologicznej kraju oraz w 2020 r. w ramach pierwszego naboru wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*



Ryc. 1.1.3. Liczba dofinansowanych przedsięwzięć związanych z wykonaniem otworów geotermalnych na tle środków wydatkowanych na ten cel w latach 2008–2023

1.1.2. Drugi nabór wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*

W okresie od 3 stycznia do 3 października 2022 r. NFOŚiGW przeprowadził drugi nabór wniosków w programie priorytetowym *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*. Podobnie jak w pierwszej edycji tego programu, dofinansowanie udzielane będzie w formie dotacji wynoszącej do 100% kosztów kwalifikowanych. Nabór wniosków odbywał się w trybie konkursowym. O dotacje mogły ubiegać się jednostki samorządu terytorialnego lub ich związki. Planowana alokacja środków w tym naborze wynosi 250 mln zł.

W celu ułatwienia wnioskodawcom procesu przygotowania wniosków oraz załączanych do nich projektów robót geologicznych, Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało i przekazało do NFOŚiGW zaktualizowany katalog rekomendacji i zaleceń dotyczących projektowania robót geologicznych na potrzeby programu priorytetowego oraz uaktualnione kryteria oceny wniosków. Są one w dalszym ciągu dostępne dla wnioskodawców jako część dokumentów programowych zamieszczonych na stronie internetowej NFOŚiGW.

Według danych NFOŚiGW w drugim naborze złożono 50 wniosków, które poddano szczegółowej analizie formalnej. Część z nich została już przekazana do zaopiniowania przez Ministra Klimatu i Środowiska według przyjętych i upubliczniczonych kryteriów. Czas opiniowania wniosków wyniesie 120 dni, licząc od dnia wpływu ostatniego wniosku do zaopiniowania do Ministerstwa Klimatu i Środowiska. O wynikach opiniowania wniosków MKiŚ będzie informował na swojej stronie internetowej.

Warto dodać, że po rozpoznaniu złóż wód termalnych i udokumentowaniu ich zasobów eksploatacyjnych możliwe jest uzyskanie dofinansowania na kontynuację

przedsięwzięć poprzez realizację ciepłowni geotermalnej lub otworu chłonnego. Dofinansowanie na ten cel można uzyskać np. w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW *Polska Geotermia Plus* cz. 1 Geotermia głęboka.

1.1.3. Wstępne opinie Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego o potencjale geotermalnym

W sierpniu 2021 r. z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska uruchomiono mechanizm wsparcia samorządów w postaci możliwości uzyskania wstępnych opinii o potencjale geotermalnym. Opinie te były wykonywane są przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) a dofinansowanie na ten cel pochodziło z NFOŚiGW. W ramach tej inicjatywy zainteresowane wykorzystaniem potencjału geotermalnego jednostki samorządu terytorialnego mogły zwrócić się do PIG-PIB z prośbą o przygotowanie bezpłatnej, wstępnej opinii na temat występowania i możliwości zagospodarowania wód termalnych we wskazanej lokalizacji.

W opinii zawarta była charakterystyka istniejącego stanu rozpoznania geotermalnego, informacje na temat możliwości ujęcia wód termalnych (m.in. stratygrafia warstwy wodonośnej, przewidywana szacunkowa głębokość otworu, potencjalna wydajność, temperatura i mineralizacja wód termalnych), odniesienie do ewentualnych konfliktów mogących uniemożliwić realizację inwestycji oraz ocena potencjału geotermalnego, w szczególności dla wykorzystania w ciepłownictwie. Oceny występowania i możliwości zagospodarowania wód termalnych sporządzano m.in. z wykorzystaniem danych geologicznych i hydrogeologicznych będących w posiadaniu PIG-PIB, map geologicznych i hydrogeologicznych, atlasów geotermalnych wykonanych przez inne podmioty, bilansów zasobów kopalin oraz prowadzonych przez Instytut baz

danych, w tym przede wszystkim Centralnej Bazy Danych Geologicznych.

Zgodnie z posiadanymi informacjami, od uruchomienia inicjatywy w sierpniu 2021 r. do sierpnia 2022 r. PIG-PIB opracował 218 takich opinii (ryc. 1.1.4). Najwięcej wniosków o opinie złożyły gminy położone w województwie mazowieckim (38), wielkopolskim (27), zachodniopomorskim (22) i dolnośląskim (20), nieco mniej wniosków pochodziło z województw: małopolskiego (19), świętokrzyskiego (17) i śląskiego (15). Spośród 218 wydanych przez PIG-PIB opinii na temat występowania i możliwości zagospodarowania wód termalnych, w przypadku 54 gmin (tj. 24,8% wszystkich opinii) stwierdzono bardzo wysoki i wysoki potencjał geotermalny. Szersze omówienie wyników tej inicjatywy przedstawiono na stronie internetowej MKiŚ (<https://www.gov.pl/web/klimat/wstepne-opinie-pig-pib-na-temat-potencjalu-geotermalnego-w-gminach-podsumowanie-inicjatywy>).

Należy wskazać, że możliwość uzyskania wstępnej opinii PIG-PIB na temat warunków geotermalnych w danej lokalizacji została uruchomiona jeszcze przed rozpoczęciem drugiego naboru wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*, aby wesprzeć przyszłych beneficjentów (tj. jednostki samorządów terytorialnych lub ich związki) w podjęciu decyzji na temat zasadności aplikowania w omawianym programie, a także podjęciu decyzji finansowych m.in. związanych z zamówieniem wykonania projektu robót geologicznych.

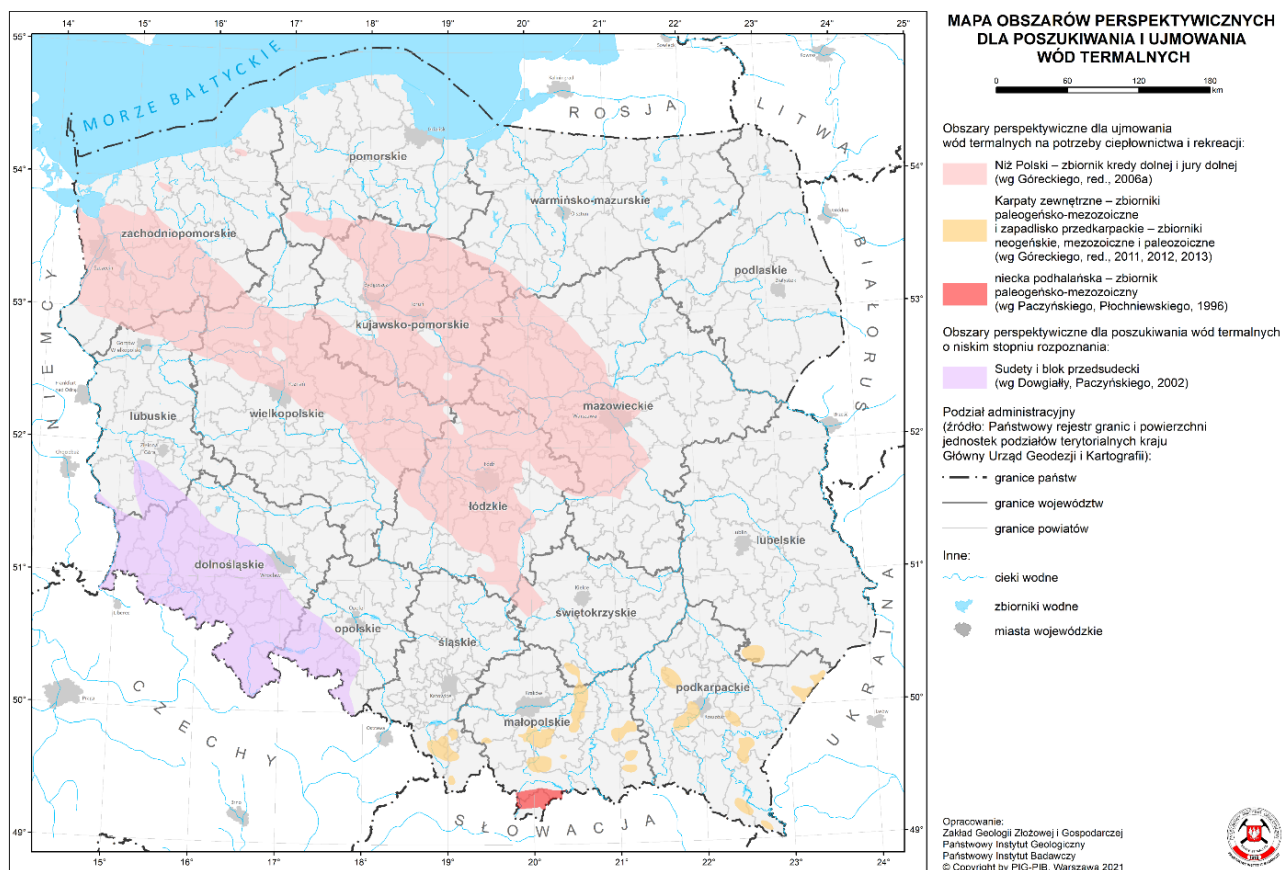
Z danych porównawczych wynika, że 32 na 50 wnioskodawców (czyli 64%), aplikujących w drugim naborze wniosków w programie priorytetowym NFOŚiGW *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*, zwróciło się do PIG-PIB o przygotowanie wstępnej opinii na temat występowania i możliwości zagospodarowania wód termalnych.

Inicjatywa dotycząca możliwości uzyskania wstępnej opinii PIG-PIB na temat potencjału geotermalnego spotkała się z dużym zainteresowaniem samorządów, co skłania MKiŚ do rozważenia możliwości kontynuowania jej w przyszłości.

Obszary perspektywiczne dla poszukiwania wód termalnych przedstawiono na rycinie 1.1.5, sporządzonej przez PIG-PIB. Wody termalne w Polsce występują na znacznej części Niżu Polskiego w rozległych zbiornikach o regionalnym znaczeniu, a także w Karpatach i na ich przedgórzu, gdzie złoża mają charakter niewielkich basenów, oraz w Sudetach, gdzie występowanie wód termalnych jest ograniczone do stref tektonicznych. W obrębie Niżu Polskiego najkorzystniejsze warunki do wykorzystania wód termalnych panują w utworach kredy dolnej i jury dolnej, występujących w obrębie rozległych zbiorników hydrogeologicznych. W Karpatach wody termalne występują przede wszystkim w utworach triasowych niecki podhalańskiej – śródgórskiego basenu, charakteryzującego się niewielką powierzchnią i dużym zaangażowaniem tektonicznym. Wody o podwyższonej temperaturze mogą także występować lokalnie w utworach



Ryc. 1.1.4. Lokalizacja gmin, dla których PIG-PIB wykonał wstępne opinie geotermalne



Ryc. 1.1.5. Mapa obszarów perspektywicznych dla poszukiwania i ujmowania wód termalnych (zestawiona przez PIG-PIB 2021)

kredy, paleogenu i neogenu oraz w podłożu płaszczowin karpaccich w utworach dewonu. Na Przedgórzu Karpat wody o temperaturze przekraczającej 20°C na wypływie z ujęcia stwierdzono w utworach kambryjskich, dewońsko-karbońskich, jurajskich, kredowych i mioceńskich. Na obszarze sudeckim najbardziej perspektywicznym obszarem do ujęcia wód termalnych jest rejon Jeleniej Góry. Kolektorem wód termalnych są tu silnie zaangażowane tektonicznie magmowe i metamorficzne twory masywu Karkonoszy i jego osłony. Poniższa mapa może stanowić pomoc dla podmiotów zainteresowanych inwestowaniem w geotermię w dokonaniu wstępnej oceny potencjału geotermalnego na swoim obszarze.

1.1.4. Działania prawne i administracyjne wspierające rozwój geotermii w Polsce

Prace legislacyjne

Ustawa *Prawo geologiczne i górnicze*, która weszła w życie z dniem 1 stycznia 2012 r., regulująca kwestie dotyczące m.in. prowadzenia robót geologicznych związanych z wykonywaniem otworów geotermalnych oraz uzyskiwaniem koncesji na wydobywanie wód termalnych ze złoża, na przestrzeni kolejnych lat była kilkakrotnie nowelizowana. Sukcesywnie wdrażane są postulaty zgłaszane przez branżę geologiczną i górnictwem, podejmowane są także działania mające na celu ochronę złóż kopa-

lin, ochronę środowiska, a także działania mające na celu dostosowanie przepisów prawa krajowego do wymogów prawa unijnego. Dla przyspieszenia rozwoju geotermii w Polsce niezbędne jest dalsze dostosowywanie przepisów prawa do potrzeb branży geologicznej, a także biorąc pod uwagę pojawiające się na rynku nowe technologie i rozwiązania.

W 2021 r. rozpoczęto prace legislacyjne dotyczące projektu ustawy o zmianie ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* (numer projektu: UD280). Projekt ustawy przewiduje w szczególności wprowadzenie przepisów umożliwiających wykorzystanie istniejących otworów wiertniczych (np. otwory suche, ponafkowe), m.in. na potrzeby geotermii. Może mieć to miejsce poprzez montaż w nich otworowych wymienników ciepła. Zakłada się, że rekonstrukcja zlikwidowanych lub częściowo zlikwidowanych otworów i przystosowanie ich w celu wykorzystania ciepła Ziemi pozwoli uzyskać pozytywny efekt ekologiczny. Będzie to oczywiście zależne od stanu technicznego otworu, zakresu koniecznych badań i niezbędnych prac mających na celu przystosowanie otworu do nowych celów. Dotychczasowe przepisy ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* nie zawierają regulacji w tym zakresie, co wymaga zmiany, m.in. z uwagi na coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem geotermii np. na potrzeby realizacji zadań komunalnych związanych z ciepłownictwem. Zgodnie z projektem UD280, jeżeli roboty geologiczne

obejmują rekonstrukcję zlikwidowanego otworu wiertniczego w celu wykorzystania ciepła Ziemi, projekt robót geologicznych wymaga zatwierdzenia przez marszałka województwa. Aktualnie projekt ustawy o zmianie ustawy *Prawo geologiczne i górnictwo* (UD280) jest na etapie prac Komisji Prawniczej w Rządowym Centrum Legislacji¹, która analizuje projekt przed jego wniesieniem do rozpatrzenia przez Radę Ministrów.

Dostrzegając potrzebę dokładnej weryfikacji przepisów prawa w zakresie odnoszącym się do zagadnień hydrogeologicznych i geotermalnych, w tym także dotyczących ciepła Ziemi, Ministerstwo Klimatu i Środowiska zwróciło się w grudniu 2021 r. do geologów wojewódzkich, geologów powiatowych, Prezesa Wyższego Urzędu Górniczego, dyrektorów okręgowych urzędów górniczych oraz dyrektorów urzędów morskich o przesłanie propozycji zmian ustawy *Prawo geologiczne i górnictwo* oraz aktów wykonawczych do niej odnoszących się do ww. zagadnień. W odpowiedzi na tę prośbę, do Ministerstwa Klimatu i Środowiska wpłynęło wiele pomysłów, koncepcji oraz propozycji modyfikacji przepisów prawa, które wymagają szczegółowej analizy. Planuje się, że w III kwartale 2023 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska rozpocznie prace w tym zakresie. Ponadto, MKiŚ pozostaje w dialogu ze środowiskami naukowymi i zrzeszającymi przedsiębiorców działających w branży związanej z geotermią, których uwagi również są zbierane i poddawane analizie w celu usunięcia barier i potencjalnych wątpliwości interpretacyjnych. Należy jednak zwrócić uwagę, że rozwój geotermii w Polsce zależy również od regulacji zawartych w innych niż geologiczne przepisach prawnych takich jak ustawa *Prawo energetyczne*, ustawa o odnawialnych źródłach energii czy ustawa o efektywności energetycznej.

Jak wynika z dotychczasowych obserwacji Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wśród zagadnień geotermalnych, które wymagają szczególnej analizy i ewentualnego uregulowania lub dostosowania przepisów prawa, są: legalizacja otworów wiertniczych, wprowadzenie otoczenia prawnego dla prowadzenia monitoringu wód podziemnych zaliczonych do kopalni oraz zaproponowanie rozwiązań prawnych dla działalności polegającej na magazynowaniu energii cieplnej w poziomach wodonośnych (ATES) oraz magazynowania energii cieplnej w górotworze za pomocą systemów zamkniętych (BTES, PTES/TTES, EF).

1.1.5. Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce (Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce)

Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce, tzw. Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce, został opracowany w 2021 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska we współpracy z szerokim gronem ekspertów z dziedziny geotermii. Dokument

stanowi koncepcję rozwoju i wykorzystania energii geotermalnej w Polsce do 2040 r., z perspektywą do 2050 r.

W opracowaniu wykorzystano doświadczenie i wiedzę krajowych specjalistów zajmujących się tematyką geotermalną. Dokument składa się z dziewięciu punktów, uwzględniających potencjał geotermii płytkiej oraz nisko-, średnio- i wysokotemperaturowej, magazynowanie energii, minimalizowanie ryzyka inwestycyjnego oraz proponowane zmiany legislacyjne. Ujęto tam również kwestie związane z finansowaniem i koordynacją poszczególnych działań, m.in. badawczych i wdrożeniowych. Mapa opiera się na trzech podstawowych filarach:

- I. Badania,
- II. Wykonywanie i realizacja instalacji pilotażowych,
- III. Wdrożenia, jak również na edukacji i promocji.

Obszary tematyczne omówione w *Wieloletnim Programie Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce* to:

1. Wykorzystanie gruntowych pomp ciepła o mocy do 30 kW oraz sprężarkowych pomp ciepła w systemach o mocy ponad 200 kW.
2. HUB Naukowo-Technologiczno-Biznesowy – Krajowe Centrum Geotermii i Pomp Ciepła.
3. Wykorzystanie niskotemperaturowych zasobów energii geotermalnej w dwóch przedziałach: do 45°C oraz powyżej 45°C.
4. Wykorzystanie wysokotemperaturowych zasobów energii geotermalnej (powyżej 100°C) – instalacje kogeneracyjne wytwarzające energię elektryczną i ciepło.
5. Wykorzystanie wód podziemnych płytko występujących, kopalnianych, powierzchniowych i odpadowych.
6. Rozwój technologii głębokich otworowych wymienników ciepła.
7. Innowacyjne technologie magazynowania ciepła w górotworze.
8. Program ubezpieczenia od ryzyka w projektach geotermalnych.
9. Zmiany legislacyjne, promocja i edukacja.

Łączne szacowane koszty realizacji wymienionych wyżej punktów 1–9 na lata 2022–2050 oszacowano na 49,3 mld zł. Dofinansowanie, pochodzące m.in. z budżetu państwa, NFOŚiGW, NCBiR, BOŚ, KPO, inne środki zagraniczne, ma wynieść około 12,7 mld zł.

Działania zaplanowane w *Wieloletnim Programie Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce* opierają się na następujących założeniach:

- prowadzone będzie wsparcie obszaru związanego z płytką geotermią poprzez funkcjonowanie i rozwój HUB-u Technologicznego Pomp Ciepła w Miękinii oraz programy dofinansowań;
- geotermia nisko- i średnotemperaturowa będzie nadal wspierana w ramach programów priorytetowych NFOŚiGW, w tym programu *Udostępnianie wód geotermalnych w Polsce* oraz *Polska Geotermia Plus*. Dla realizacji inwestycji związanych z geotermią zo-

¹ Rządowe Centrum Legislacji jest państwową jednostką organizacyjną podległą Prezesowi Rady Ministrów, zapewniającą koordynację działalności legislacyjnej Rady Ministrów, Prezesa Rady Ministrów i innych organów administracji rządowej oraz obsługę prawną Rady Ministrów.

stała powołana spółka celowa o nazwie Geotermia Polska sp. z o.o. Komplementarnym obszarem jest geotermia wysokotemperaturowa, której rozwój wymaga badań i budowy instalacji demonstracyjnych w zakresie systemów binarnych oraz systemów HDR i EGS;

- perspektywicznym obszarem są instalacje zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz instalacje zagospodarowania ciepła wód rzek, sztucznych i naturalnych zbiorników wodnych, które wymagają badań oraz budowy instalacji pilotażowych;
- rozpoznanie możliwości wykorzystania istniejących odwiertów jako głębokich otworowych wymienników ciepła (GOWC), co wymaga badań i budowy instalacji demonstracyjnych;
- rozwój magazynowania ciepła/energii w górotworze, wymagający zarówno badań, jak i budowy instalacji pilotażowych;
- wsparcie dla rozwoju geotermii w Polsce poprzez program ubezpieczenia od ryzyka inwestycyjnego w projektach geotermalnych;
- dostosowanie rozwiązań prawnych we wszystkich wymienionych obszarach oraz prowadzenie działań promocyjno-edukacyjnych.

Aktualnie w Ministerstwie Klimatu i Środowiska trwają prace nad wdrożeniem *Wieloletniego Programu Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce*, w tym planowane jest nadanie programowi formuły projektowej.

1.1.6. *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce – projekt strategiczny realizowany w ramach Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju*

Rozwój większości technologii OZE, w tym geotermii, wymaga wsparcia zarówno na poziomie merytorycznym, jak finansowym. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska (wcześniej działającym jako Ministerstwo Środowiska i Ministerstwo Klimatu) od lat prowadzone są działania w celu wsparcia rozwoju wykorzystania geotermii w Polsce. Służy temu m.in. realizowany obecnie projekt strategiczny *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce* wynikający ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR) do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), przyjętej przez Radę Ministrów w 2017 roku.

SOR jest obowiązującym, kluczowym dokumentem krajowym w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej. Strategia określa podstawowe uwarunkowania, cele i kierunki rozwoju kraju w wymiarze społecznym, gospodarczym, regionalnym i przestrzennym w perspektywie do roku 2020 i 2030. SOR przedstawia nowy model rozwoju – rozwój odpowiedzialny oraz społecznie i terytorialnie zrównoważony. Jest on oparty m.in. na indywidualnym potencjale terytorialnym, inwestycjach, innowacjach i rozwoju.

Rozwój energetyki geotermalnej wpisuje się w nową wizję i strategię rozwoju społeczno-gospodarczego Pol-

ski, która ma się opierać m.in. na wiedzy i innowacyjnych technologiach energetycznych.

Jednym z projektów strategicznych ujętych w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR) do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.), jest realizowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska projekt *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce*, którego celem jest stworzenie warunków dla promocji oraz rozwoju energetyki odnawialnej bazującej na źródłach geotermalnych oraz wykorzystanie istniejącego potencjału geoenergetycznego zasobów geotermalnych Polski. Projekt obejmuje realizację:

1. Siedmiu zadań państwowej służby geologicznej z dziedziny geotermii, które dostarczają ważnej dla rozwoju tej dziedziny wiedzy o warunkach geologicznych i geotermalnych na obszarze Polski poprzez wykonywanie opracowań przeglądowych i baz danych.
2. Trzech zadań o tematyce geotermalnej wykonywanych przez polskie ośrodki naukowe we współpracy z ekspertami z zagranicy w oparciu o środki uzyskane z Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego oraz Norweskiego Mechanizmu Finansowego. Celem zadań realizowanych ze środków EOG i norweskich jest m.in. wsparcie zrównoważonego rozwoju i wykorzystania płytkiej energii geotermalnej w Polsce poprzez wymianę doświadczeń i nabywanie nowej wiedzy, a także transfer wiedzy, technologii, dobrych praktyk stosowanych w ciepłownictwie z Islandii i Norwegii do Polski.
3. Działań promocyjnych i informacyjnych na rzecz rozwoju geotermii w Polsce m.in. poprzez przygotowanie zakładki poświęconej geotermii na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Budżet projektu wynosi ponad 28 mln zł. Projekt będzie realizowany do czerwca 2024 r. Według stanu na 28 lutego 2023 r. stopień zaawansowania merytorycznego w projekcie wyniósł ponad 89% a stopień zaawansowania finansowego blisko 88%.

Zakładane korzyści z jego realizacji będą następujące:

- wykonanie opracowań przeglądowych z dziedziny geotermii (w tym baz danych, metodyk i innych materiałów) – 28 opracowań, z których część zostanie zamieszczona na stronie internetowej MKiŚ;
- nawiązanie współpracy międzynarodowej w dziedzinie geotermii – współpraca z dwoma krajami partnerskimi, tj. Islandią i Norwegią;
- rozpowszechnienie wiedzy na temat geotermii oraz popularyzacja wykorzystania geotermii w Polsce.

Istotną częścią omawianego projektu strategicznego *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce* jest realizacja zadań państwowej służby geologicznej (psg) w zakresie geotermii. Do marca 2023 r. zakończono następujące zadania wchodzące w skład omawianego projektu:

1. Prowadzenie Banku Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin (wody lecznicze, termalne i solanki) – etap obejmujący lata 2015–2018.

2. Młode strefy tektoniczne a warunki geotermalne w Sudetach w świetle badań geochronologicznych, strukturalnych i termometrycznych – etap I.
3. Młode strefy tektoniczne a warunki geotermalne w Sudetach w świetle badań geochronologicznych, strukturalnych i termometrycznych – etap II.
4. Ocena potencjału energetycznego i surowcowego wód termalnych i leczniczych termalnych w wybranych obszarach zurbanizowanych wraz z analizą geośrodowiskowych oraz ekonomicznych uwarunkowań ich zagospodarowania.

Dla realizacji założeń dotyczących nawiązania współpracy międzynarodowej w dziedzinie geotermii z krajami partnerskimi, tj. Islandią i Norwegią, minister właściwy do spraw środowiska predefiniował wykonanie trzech zadań realizowanych ze środków EOG/norweskich. Dwa z nich zostały już zakończone tj.:

1. Geothermal4PL – projekt *Wsparcie zrównoważonego rozwoju i wykorzystania płytkiej energii geotermalnej na terenie obszarów objętych programem Mieszkanie Plus w Polsce* zrealizowano w 2017 r. ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej (FWD), Program PL04 *Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii*. Projekt miał na celu wsparcie zrównoważonego rozwoju i wykorzystania płytkiej energii geotermalnej w Polsce, szczególnie na terenie obszarów objętych programem Mieszkanie Plus poprzez wymianę doświadczeń i nabycie nowej wiedzy przez ekspertów z PIG-PIB oraz docelowych użytkowników projektu dzięki współpracy z Partnerem (CMR AS) i ekspertami (NGU, NTNU) norweskimi.
2. GeoHeatPol – projekt *Energia geotermalna: podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce* zrealizowano w 2017 r. w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2009–2014. Partnerami i uczestnikami projektu byli m.in.: IGSMiE PAN – lider, AGH, Politechnika Wrocławska, Christian Michelsen Research, National Energy Authority z Islandii, European Geothermal Energy Council, miasta: Konstancin Łódzki, Podębcice, Sochaczew, Łądek Zdrój, które objęte były szczegółową analizą w ramach projektu oraz inni eksperci. Celem projektu był transfer wiedzy, technologii, dobrych praktyk stosowania energii geotermalnej (OZE) w ciepłownictwie w budynkach z Norwegii i Islandii do Polski. Projekt przyczynił się m.in. do wzrostu akceptacji i wiedzy wielu grup interesariuszy co do szerszego stosowania geotermii, niskoemisyjnej zrównoważonej gospodarki, poprawy warunków życia oraz budowania współpracy bilateralnej. Raport końcowy projektu dostępny jest na stronie internetowej projektu: <http://www.eeagrants.agh.edu.pl/geoboster/final-raport/>.

1.1.7. Prace badawcze w zakresie geotermii

Rozwój geotermii w Polsce uzależniony jest między innymi od stałego poszerzania zasobu wiedzy merytorycznej dotyczącej potencjału geotermalnego. Do zadań ministra właściwego do spraw środowiska, działającego przy pomocy Głównego Geologa Kraju, należy wykonywanie, koordynowanie i promowanie przedsięwzięć uwzględniających racjonalną gospodarkę i ochronę zasobów geologicznych kraju.

W ostatnich latach opracowano szereg prac (publikacje książkowe, ekspertyzy, atlasy zasobów, bazy danych, poradniki, instrukcje itp.) rozszerzających i porządkujących wiedzę z zakresu geotermii w Polsce, których efekty można znaleźć w zasobach Narodowego Archiwum Geologicznego, a także na stronach internetowych Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz PIG-PIB.

Poniżej przedstawiono informacje na temat aktualnie realizowanych zadań państwowej służby geologicznej z dziedziny geotermii:

1. **Ocena potencjału energetycznego i uwarunkowań środowiskowych dla wsparcia zrównoważonego rozwoju geotermii niskotemperaturowej**, którego głównym celem jest długoterminowe wsparcie rozwoju instalacji urządzeń płytkiej geotermii w postaci gruntowych pomp ciepła i tym samym przyczynienie się do poprawy czystości powietrza w Polsce. Dodatkowo celem zadania jest ochrona środowiska i zasobów wód podziemnych przed ich niekontrolowanym zanieczyszczeniem. Efektem zadania będzie stworzenie pilotażowych map potencjału geotermicznego oraz zagrożeń hydrogeologicznych i środowiskowych dla 8 obszarów wybranych na obszarze kraju. Inne efekty zaplanowane do osiągnięcia w ramach zadania to m.in.: instrukcja wykonywania map potencjału i uwarunkowań środowiskowych geotermii niskotemperaturowej, ogólnokrajowa baza danych GIS dla geotermii niskotemperaturowej, rozszerzenie internetowego portalu Centralnej Bazy Danych Geologicznych PIG-PIB o uzyskane informacje nt. geotermii niskotemperaturowej. Zadanie wchodzi w skład projektu strategicznego SOR *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce*.
2. **Program oceny stanu jakości i zasobów wód podziemnych zaliczonych do kopalin w celu ich ochrony i racjonalnego wykorzystania z uwzględnieniem zasad dokumentowania**, w ramach którego opracowane zostaną m.in. założenia do programu monitoringu wód podziemnych zaliczonych do kopalin, w tym wód termalnych, oraz propozycja zmian legislacyjnych w zakresie ochrony tych wód. Zadanie wchodzi w skład projektu strategicznego SOR *Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce*.
3. **Opracowanie Atlasu geotermalnego Sudetów i ich przedpola**, który zostanie zrealizowany w oparciu o ustalenie perspektyw występowania wód termalnych głębokiego krążenia i potencjalnych zasobów zamkniętych systemów geotermicznych (HDR) na ob-

szarze Sudetów i ich przedpola. Realizacja zadania będzie stanowić wypełnienie luki w rozpoznaniu geotermalnym Polski (takim rozpoznaniem objęto już inne perspektywiczne obszary, tj. Niż Polski oraz rejon Zapadliska Przedkarpackiego i polskiej części Karpat). Powstanie atlasu zasobów geotermalnych dla obszaru Sudetów i ich przedpola pozwoli na uzyskanie pokrycia takimi atlasami całego terytorium kraju.

4. Geośrodowiskowe uwarunkowania wykorzystania energii wód termalnych na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej z uwzględnieniem oddziaływania eksploatacji na użytkowe poziomy wodonośne.

W analizowanym obszarze, w szczególności na obszarze niecki łódzkiej, głębokość występowania wód słodkich (zwykłych) dochodzi nawet do około 1700 m, natomiast w stosunkowo niewielkich odległościach od wód słodkich występują wody termalne o wysokich mineralizacjach. Nadmierny pobór wód termalnych może doprowadzić do zmian istniejącego układu hydrodynamicznego, co może mieć negatywne skutki zarówno dla użytkowego poziomu wód podziemnych, jak i dla parametrów wód termalnych poprzez naruszenie stabilności ich temperatur i składu chemicznego. Realizacja badań w ramach powyższego zadania pozwoli na weryfikację potencjalnej konfliktowości eksploatacji wód termalnych na obszarze niecki mogileńsko-łódzkiej z zasobami wód zwykłych.

W kolejnych latach planowane jest także uruchomienie następujących zadań z dziedziny geotermii *Wstępna ocena możliwości magazynowania energii cieplnej w poziomach wodonośnych na obszarze Polski (ATES), Ocena możliwości magazynowania energii cieplnej w górotworze za pomocą systemów zamkniętych (BTES, PTES/TTES, EF) w wybranych lokalizacjach na terenie Polski oraz opracowanie przez PSG Bilansu zagospodarowania zasobów złóż wód oraz energii geotermalnej w Polsce.*

Objaśnienia skrótów i symboli używanych w tekście

MKiŚ – Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

PIG-PIB – Państwowy Instytut Geologiczny–Państwowy Instytut Badawczy.

SOR – Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do 2020 r. (z perspektywą do 2030 r.).

IGSMiE PAN – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

AGH – Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie.

NCBiR – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

BOŚ – Bank Ochrony Środowiska.

KPO – Krajowy Plan Odbudowy.

PSG – państwowa służba geologiczna.

Literatura

Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.).

Uchwała nr 8 Rady Ministrów z dnia 14 lutego 2017 r. M.P. 2017 poz. 260. w sprawie przyjęcia Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.).

Bilans Zasobów Złóż Kopaliny w Polsce według stanu na 31.12.2021 r. PIG-PIB, 2022.

Mapa zagospodarowania wód podziemnych zaliczonych do kopaliny w Polsce według stanu na 31.12.2021 r. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, 2022.

Plany prac państwowej służby geologicznej.

Dziadzio P., Maj J., Jertzak M., Ofiara K., Bąk D., Kuś B. 2020. Geotermia w Polsce – rozwój stymulowany przez środki subfunduszu geologicznego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Prz. Geol. 68(3).

Dziadzio P., Maj J., Ofiara K., Jertzak M., Kamionka D., Roliński J., Bąk D., Kuś B. 2021. Programy wsparcia rozwoju geotermii w Polsce oraz ich dotychczasowe efekty. Prz. Geol. 69(9).

Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce (Mapa drogowa rozwoju geotermii w Polsce). Dziadzio i in. 2021. Warszawa.

www.nfosigw.gov.pl.

www.gov.pl/web/klimat/geotermia.

www.gov.pl/web/klimat/publikacje.

1.2. Programy wsparcia realizacji otworów oraz inwestycji geotermalnych w Polsce

1.2.1. Program priorytetowy

Udostępnianie wód termalnych w Polsce

Program priorytetowy *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* jest ukierunkowany na wsparcie przedsięwzięć obejmujących wykonywanie prac i robót geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych w celu ich udostęp-

nienia do wykorzystania pozyskanego ciepła do ogrzewania.

Założeniem programu jest dofinansowanie przedsięwzięć o największym prawdopodobieństwie rozpoznania i udokumentowania złóż wód termalnych, co przyczyni się do wzrostu liczby nowych instalacji geotermalnych w Polsce. Nabór wniosków w tym programie prowadzony jest w trybie konkursowym, a ich ocena odbywa się

zarówno w NFOŚiGW, jak i Ministerstwie Klimatu i Środowiska. Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji, która wynosi do 100% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Budżet programu wynosi 300 mln zł, a alokacja środków w pierwszym naborze wyniosła 230 mln zł. Beneficjentami w programie mogą być jednostki samorządu terytorialnego lub ich związki.

W celu prawidłowego przygotowania dokumentów załączanych do wniosków o dofinansowanie Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z ekspertami opracowało m.in. *Rekomendacje i zalecenia dotyczące projektowania robót geologicznych w celu udostępnienia wód termalnych w Polsce*, które stanowią załącznik do programu i są zamieszczone na stronie internetowej NFOŚiGW.

Do publicznej wiadomości przekazano również kryteria oceny przedsięwzięć, gdzie poszczególnym ocenianym zagadnieniom przyporządkowana jest skala punktowa, co zapewnia transparentność i jednolitość sposobu oceny wniosków.

Wyniki naboru

Pierwszy nabór wniosków w programie priorytetowym *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* trwał od 15 kwietnia do 30 września 2020 r. Przebiegał w następujący sposób:

- 35 wniosków o dofinansowanie (wnioskowana kwota dotacji 623,2 mln zł);
- 5 wniosków o dofinansowanie ocenionych negatywnie pod względem kryteriów dostępu (wnioskowana kwota dotacji 72,8 mln zł);
- 30 wniosków o dofinansowanie ocenionych pozytywnie pod względem kryteriów jakościowych do-

puszczających I–III i przesłanych do Ministra Klimatu i Środowiska do oceny pod względem kryterium jakościowego dopuszczającego IV i wydania opinii (wnioskowana kwota dotacji 550,4 mln zł);

- 15 wniosków o dofinansowanie zaopiniowanych pozytywnie przez Ministra Klimatu i Środowiska i znajdujących się na liście rankingowej wniosków zakwalifikowanych do dofinansowania (wnioskowana kwota dotacji 229,2 mln zł). Rekomendowane do dofinansowania przedsięwzięcia charakteryzują się zarówno bardzo interesującym zakresem, jak i obiecującymi parametrami planowanych do ujęcia wód termalnych;
- 15 wniosków o dofinansowanie negatywnie zaopiniowanych przez Ministra Klimatu i Środowiska, z tego:
 - 7 wniosków o dofinansowanie pozytywnie ocenionych przez Ministra Klimatu i Środowiska, lecz zaopiniowanych negatywnie z uwagi na wyczerpanie limitu środków finansowych przewidzianych na I konkurs (wnioskowana kwota dotacji 101,7 mln zł),
 - 8 wniosków negatywnie ocenionych i negatywnie zaopiniowanych przez Ministra Klimatu i Środowiska z uwagi na kryteria wykluczające realizację wiercenia, tj. konfliktowość wiercenia lub zasadnicze problemy związane z projektem robót geologicznych natury formalnej lub merytorycznej (wnioskowana kwota dotacji 219,5 mln zł).

Listę wniosków rekomendowanych przez ministra właściwego do spraw środowiska do dofinansowania w pierwszej edycji programu priorytetowego *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* (opinie pozytywne, pozytywne warunkowe) podaje tabela 1.2.1.

Tabela 1.2.1. Alfabetyczna lista wniosków rekomendowanych przez ministra właściwego do spraw środowiska do dofinansowania w pierwszej edycji programu priorytetowego Udostępnianie wód termalnych w Polsce (opinie pozytywne, opinie pozytywne warunkowe)

Wnioskodawca	Nr wniosku	Tytuł przedsięwzięcia
Gmina Dębno	1664/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Dębno GT-1 w miejscowości Dębno
Gmina Gąsawa	1667/2020	Wykonanie otworu badawczo-eksploatacyjnego Gąsawa GT-1 dla rozpoznania zasobów złóż wód termalnych oraz określenia możliwości ich wykorzystania
Gmina Głuszycza	1115/2020	Wykonanie otworu badawczego Głuszycza GT-1 w celu ujęcia wód termalnych w miejscowości Głuszycza
Miasto Gniezno	1661/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Gniezno GT-1 w miejscowości Gniezno
Gmina Miasto Inowrocław	1646/2020	Poszukiwanie i rozpoznanie złoża wód termalnych geotermalnym otworem Inowrocław GT-1
Gmina Jasienica	1668/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Jasienica GT-1 w miejscowości Grodziec
Gmina Miasto Łowicz	1655/2020	Poszukiwanie i rozpoznanie zasobów wód geotermalnych w Łowiczu otworem Łowicz GT-1
Gmina Miasto Olawa	1662/2020	Poszukiwanie i rozpoznanie złóż wód geotermalnych na terenie miasta Olawa
Miasto Otwock	1544/2020	Rozpoznanie i udokumentowanie zasobów wód termalnych w miejscowości Otwock
Miasto Piastów	1652/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego Piastów GT-1 w miejscowości Piastów
Gmina Smyków	1672/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Smyków GT-1 w miejscowości Wólka Smolana
Gmina Trzebnica	1663/2020	Poszukiwanie wód termalnych w Trzebnicy
Gmina Miasto Wągrowiec	256/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego Wągrowiec GT-1 w celu ujęcia wód termalnych na terenie miasta Wągrowiec
Gmina Wołomin	1643/2020	Poszukiwanie i rozpoznanie zasobów wód termalnych otworem Wołomin GT-1 w Wołominie
Miasto Żyrardów	1659/2020	Wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Żyrardów GT-1 w miejscowości Żyrardów

Wśród 15 wniosków rekomendowanych do dofinansowania znajdują się:

- 4 wnioski z woj. mazowieckiego: Miasto Otwock (Otwock GT-1), Miasto Piastów (Piastów GT-1), Gmina Wołomin (Wołomin GT-1) i Miasto Żyrardów (Żyrardów GT-1);
- 1 wniosek z woj. łódzkiego: Gmina Miasto Łowicz (Łowicz GT-1);
- 2 wnioski z woj. wielkopolskiego: Miasto Gniezno (Gniezno GT-1), Gmina Miejska Wągrowiec (Wągrowiec GT-1);
- 2 wnioski z woj. kujawsko-pomorskiego: Gmina Gąsawa (Gąsawa GT-1), Gmina Miasto Inowrocław (Inowrocław GT-1);
- 3 wnioski z woj. dolnośląskiego: Gmina Głuszyca (Głuszyca GT-1), Gmina Miasto Oława (Oława GT-1), Gmina Trzebnica (Jadwiga T-I);
- 1 wniosek z woj. zachodniopomorskiego: Gmina Dębno (Dębno GT-1);
- 1 wniosek z woj. śląskiego: Gmina Jasienica (Jasienica GT-1);
- 1 wniosek z woj. świętokrzyskiego: Gmina Smyków (Smyków GT-1).

Łączna kwota dotacji wynosi 229,2 mln zł na 15 otworów. Kwota dotacji waha się od 9,5 mln zł (Smyków) do 27 mln zł (Gąsawa), co jest związane z głębokością otworów. Wyплаты rozłożone są na 3 lata: w 2022 r. 50 mln zł, w 2023 r. 150 mln zł, w 2024 r. 30 mln zł. Głębokość projektowanych wierceń wynosi od 1130 m (Oława) do 3600 m (Gąsawa). Pod względem geologicznym wiercenia zaprojektowano w niecce warszawskiej, niecce mogileńsko-łódzkiej, niecce opolskiej, na terenie antyklinorium środkowopolskiego w segmencie kujawskim i szydłowieckim, a także na terenie monokliny przedsudeckiej oraz Karpat zewnętrznych, bloku Gorzowa i w obszarze sudeckim. Planowane do ujęcia horyzonty geotermalne na Niżu Polskim to głównie utwory dolnej jury i dolnej kredy, zaś w innych jednostkach geologicznych przewiduje się ujęcie wód termalnych z utworów proterozoicznych, dewońskich, permskich, triasowych lub mioceńskich. Przewidywane temperatury kształtują się na poziomie: od 31°C (Oława) do 115°C (Gąsawa), a wydajności wód na poziomie: od 20–30 m³/h (Jasienica, Smyków, Trzebnica) do 200 m³/h (Gąsawa, Gniezno, Inowrocław). Łącznie jest to ponad 1700 m³/h, czyli w przypadku powodzenia rekomendowanych do dofinansowania przedsięwzięć i uzyskania przewidywanych parametrów eksploatacyjnych ujęć wód termalnych, możliwe będzie uzyskanie wydajności eksploatacyjnych ze wszystkich otworów w łącznej wysokości ponad 1700 m³/h.

Zmiany w programie

Na podstawie doświadczeń zebranych w pierwszym naborze omawianego programu dokonano modyfikacji dokumentów dotyczących programu, w szczególności w zakresie:

- zmiany punktacji w odniesieniu do wydajności projektowanych otworów;

- doprecyzowania zagadnienia dotyczącego rozpoznania geotermalnego minimalizującego ryzyko realizacji przedsięwzięcia i konfliktowości wykonania otworu w odniesieniu do różnych czynników i obiektów;
- rozszerzenia katalogu kryteriów wykluczających realizację wiercenia, skutkujących opinią negatywną, z których jako główną należy wymienić wyeliminowanie możliwości dofinansowania otworów głębszych niż 3 500 m;
- doprecyzowania i uszczegółowienia załącznika *Rekomendacje i zalecenia dotyczące projektowania robót geologicznych w celu udostępnienia wód termalnych w Polsce (dla przedsięwzięć ubiegających się o dofinansowanie ze środków NFOŚiGW)*;
- uzupełnienia karty informacyjnej o dodatkowe pozycje.

1.2.2. Program priorytetowy *Polska Geotermia plus*

Program ma na celu zwiększenie wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce. Na realizację Programu przewidziano 600 mln zł, przy podziale 300 mln zł dla bezzwrotnych form dofinansowania (dotacja do 40% kosztów kwalifikowanych, a w przypadku przedsięwzięć wykorzystujących do produkcji energii elektrycznej technologię Organic Rankine Cycle do 50%) i 300 mln zł dla form zwrotnych (pożyczka do 100% kosztów kwalifikowanych). Na 50% dofinansowania można również liczyć w przypadku pierwszego odwiertu badawczego mającego na celu weryfikację wykonalności budowy nowej ciepłowni, elektrociepłowni czy elektrowni geotermalnej lub rozbudowy istniejących źródeł wytwarzania energii o ciepłownię, elektrociepłownię czy elektrownię geotermalną. Program skierowany jest do przedsiębiorców.

W programie wskazano zadania obligatoryjne, których wykonanie warunkuje możliwość uzyskania wsparcia. Są to:

- budowa nowej, rozbudowa lub modernizacja istniejącej ciepłowni/ elektrociepłowni/ elektrowni geotermalnej opartej na źródle geotermalnym;
- modernizacja lub rozbudowa istniejących źródeł wytwarzania energii o ciepłownię/elektrociepłownię/ elektrownię geotermalną, opartej na źródle geotermalnym;
- wykonanie lub rekonstrukcja otworu geotermalnego, z wyłączeniem wykonania pierwszego odwiertu badawczego.

Do przedsięwzięć fakultatywnych należą:

- przedsięwzięcia polegające m.in. na budowie, rozbudowie lub modernizacji istniejących instalacji produkcyjnych lub urządzeń przemysłowych, prowadzące do zmniejszenia zużycia surowców pierwotnych (w ramach własnych ciągów produkcyjnych), w tym poprzez zastąpienie ich surowcami wtórnymi, odpadami lub prowadzące do zmniejszenia ilości wytwarzanych odpadów;

- przedsięwzięcia służące ograniczeniu lub uniknięciu szkodliwych emisji do atmosfery z działalności przemysłowej, w tym dla źródeł spalania paliw;
- przedsięwzięcia mające na celu poprawę efektywności energetycznej, a także zmierzające ku temu zmiany technologiczne w istniejących obiektach, instalacjach i urządzeniach technicznych, m.in. technologie racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, technologie racjonalizacji zużycia ciepła, modernizacje procesów przemysłowych w zakresie efektywności energetycznej oraz wdrażanie systemów zarządzania energią i jej jakością oraz wdrażanie systemów zarządzania sieciami elektroenergetycznymi w obiektach przedsiębiorstw;
- nowe źródła ciepła i energii elektrycznej;
- modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych.

Wyniki naboru

Nabór wniosków zakończył się 18 grudnia 2020 r. Złożono wnioski o dofinansowanie 13 projektów (w ramach każdego projektu wpłynęły dwa formularze aplikacyjne o dofinansowanie w formie dotacji i pożyczki). Zawarto umowy o dofinansowanie realizacji 6 projektów (po 6 umów dotacji i pożyczki) z następującymi podmiotami:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Geotermia Podhalańska SA;
- Geotermia Pyrzyce sp. z o.o.;
- Przedsiębiorstwo Produkcji Farmaceutycznej HASCO -LEK SA;
- Chocholowskie Termy sp. z o.o.;
- Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej sp. z o.o. (w Turku);
- Geotermia Mazowiecka SA.

W początkach 2022 r. trwały negocjacje z następującymi podmiotami (6 wniosków o dofinansowanie):

- Geotermia Uniejów im. St. Olasa sp. z o.o.;
- Apartamenty Kozubnik sp. z o.o. sp.k.;
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew sp. z o.o.

Kolejne 2 projekty (4 wnioski) były w trakcie oceny. Wnioski o dofinansowanie 2 projektów zostały odrzucone. Trwały też prace nad aktualizacją założeń programu priorytetowego. Ogłoszenie kolejnego naboru planowane było na II kwartał 2022 roku.

1.2.3. Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu – program finansowany ze środków MF Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021. Obszar programowy *Energia*. **Rezultat: wzrost produkcji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.** **Nabór: budowa źródeł ciepła wykorzystujących energię geotermalną (geotermia głęboka)**

Założeniem naboru jest zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych poprzez budowę systemów produkcji energii z wykorzystaniem **geotermii głębokiej**

w miejscach, w których poprzez wykonanie odwiertów badawczo-poszukiwawczych potwierdzono obecność opłacalnych ekonomicznie zasobów i możliwość ich wykorzystania do celów grzewczych lub energetycznych. Realizacja projektów powinna prowadzić do redukcji emisji CO₂ przy jednoczesnym zachowaniu jak najwyższej efektywności kosztowej projektu. W ramach tego programu możliwa jest współpraca w zakresie projektów geotermalnych partnerów z Polski oraz z Islandii, która jest jednym z Państw – Darczyńców MF Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG).

Do dofinansowania kwalifikują się projekty z zakresu budowy systemów do produkcji energii na bazie źródeł geotermii głębokiej polegające na:

- konstrukcji otworów zatłaczających/produkcyjnych na obszarach, na których potencjał geotermalny został potwierdzony poprzez realizację odwiertów próbnych w ramach zrealizowanych projektów badawczych;
- budowie lub rozbudowie ciepłowni/elektrowni geotermalnych;
- budowie infrastruktury ciepłowniczej (węzłów ciepłych, wymienników ciepła, połączeń sieciowych) służącej włączeniu ciepła geotermalnego do istniejących systemów ciepłowniczych;
- wprowadzeniu zmian technologicznych i infrastrukturalnych w istniejących systemach ciepłowniczych (przebudowa), mających na celu włączenie ciepła ze źródeł geotermalnych do ciepła systemowego.

Zakres przedmiotowy projektów może obejmować dodatkowo działania edukacyjno-szkoleniowe, które mogą być realizowane jako uzupełniające dla działań inwestycyjnych. Należy do nich Projekt *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej*, w ramach którego opracowano m.in. ten podręcznik.

Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji. Nabór wniosków w tym programie prowadzony jest w trybie konkursowym, a ich ocena ma charakter punktowy i odbywa się przez niezależnych ekspertów wyłonionych w zamówieniu publicznym realizowanym przez NFOŚiGW. Dofinansowanie udzielane jest w formie dotacji, która wynosi do 100% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Kwota alokacji przeznaczona na nabór wynosi 7 mln euro, tj. 31,6 mln zł. Beneficjentami w programie mogą być jednostki samorządu terytorialnego lub ich związki, a także małe, średnie i duże przedsiębiorstwa. Projekty złożone w partnerstwie z podmiotem z Państw – Darczyńców (Norwegia, Islandia, Liechtenstein) otrzymują dodatkowe punkty, zgodnie z kryteriami merytorycznymi. Poziom dopuszczalnego wnioskowanego dofinansowania projektu wynosi maksymalnie 50% kosztów kwalifikowalnych. Minimalna kwota dofinansowania to 1 mln euro, tj. 4,3 mln zł, a maksymalna kwota dofinansowania wynosi 4,5 mln euro, tj. 19,5 mln zł. Projekt listy rankingowej jest przekazywany pod obrady Komitetu ds. Wyboru Projektów, który dokonuje jej przeglądu. W uzasadnionych przypadkach Komitet ds. Wyboru Projektów może modyfikować listę rankingową.

Wyniki naboru ze środków MF Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021

Wyniki naborów wniosków o dofinansowanie projektów geotermalnych ze środków MF EOG 2014–2021 były następujące:

- 3 złożone wnioski (wnioskowana kwota dotacji 47,3 mln zł);
- 1 wniosek oceniony negatywnie pod względem kryteriów merytorycznych II stopnia (wnioskowana kwota dotacji 11,3 mln zł);
- 2 wnioski ocenione pozytywnie pod względem kryteriów II stopnia i przesłane Ministrowi Klimatu i Środowiska do decyzji (wnioskowana kwota dotacji 36 mln zł);
- 2 wnioski o dofinansowanie zaopiniowane pozytywnie przez Ministra Klimatu i Środowiska i znajdujące się na liście rankingowej wniosków zakwalifikowanych do dofinansowania (wnioskowana kwota dotacji 36 mln zł).

Listę projektów geotermalnych ze środków MF EOG 2014–2021 rekomendowanych przez Operatora Programu do dofinansowania podaje tabela 1.2.2.

Tabela 1.2.2. Lista projektów geotermalnych ze środków MF EOG 2014–2021 rekomendowanych przez Operatora Programu do dofinansowania

Tytuł projektu	Wnioskodawca
Budowa geotermalnej instalacji kogeneracyjnej do produkcji ciepła, energii elektrycznej i chłodu w przedsiębiorstwie Chocholowskie Termy sp. z o.o. (HYDRO-GEO)	Chocholowskie Termy sp. o.o.
Wykonanie odwiertu Turek GT-2, budowa ciepłowni geotermalnej oraz rurociągu pomiędzy odwiertem Turek GT-1 i odwiertem Turek GT-2	Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej sp. z o.o.

Powyższe projekty mogą skorzystać z Programu priorytetowego *Współfinansowanie projektów realizowanych w ramach Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021*, który stanowi uzupełnienie w formie pożyczki wkładu własnego w zakresie wydatków kwalifikowanych. Nabór ciągły tego Programu trwa do 31.12.2024 r. i w dowolnym momencie realizacji projektu (przed zakończeniem) można wystąpić o to wsparcie.

1.2.4. Poddziałanie 1.1.1 *Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej I osi priorytetowej Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020*

W ramach pierwszej osi priorytetowej o dofinansowanie mogą się ubiegać podmioty, których inwestycje obejmujące m.in. zwiększenie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. W Poddziałaniu 1.1.1 wsparcie skierowane będzie na realizację projektów inwestycyjnych dotyczących budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych

skutkujących zwiększeniem wytwarzania energii z OZE wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej. Elementem projektu będzie przyłącze do sieci elektroenergetycznej lub sieci ciepłowniczej należącej do beneficjenta projektu (wytwórcy energii). Wsparcie obejmuje budowę lub przebudowę jednostek wytwarzania energii wykorzystujących energię wiatru (powyżej 5 MW_e), biomasę (powyżej 5 MW_{th}/MW_e), biogaz (pow. 1 MW_e), wodę (powyżej 5 MW_e), energię promieniowania słonecznego (powyżej 2 MW_e/MW_{th}) i energię geotermalną (powyżej 2 MW_t).

Efektym poddziałania będzie przyczynienie się do wypełnienia zobowiązań wynikających z tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego Unii Europejskiej oraz Strategii Europa 2020. Bezpośrednim efektem poddziałania będzie umożliwienie realizacji zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Wyniki naboru

W ramach siedmiu naborów konkursowych organizowanych w latach 2016–2021:

- 3 nabory przeznaczone były wyłącznie dla jednostek produkujących ciepło z OZE;
- 2 nabory przeznaczone były dla jednostek produkujących energię elektryczną z OZE;
- 2 nabory przeznaczone były dla obydwu rodzajów energii produkowanych z OZE:
 - konkurs dla projektów realizowanych w formule porozumień klastrowych,
 - konkurs dla projektów realizowanych na terenie województwa śląskiego.

W ramach tych naborów wpłynęło 18 wniosków na łączną kwotę dofinansowania w formie dotacji 300 345 664,00 zł dotyczących inwestycji geotermalnych. Zawarto 9 umów na 236,6 mln zł z następującymi podmiotami:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Geotermia Podhalańska SA;
- Geotermia Toruń sp. z o.o.;
- Bania sp. z o.o.;
- G-TERM ENERGY sp. z o.o.;
- G-TERM ENERGY sp. z o.o. etap II;

- Miejski Zakład Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Kole;
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Sieradzu;
- Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Konin sp. z o.o.;
- Park Wodny Bania SA.

Z powyższych 9 projektów 6 skorzystało również z dofinansowania w formie pożyczki na uzupełnienie wkładu własnego w zakresie wydatków kwalifikowanych w ramach Programu priorytetowego *Wsparcie projektów realizowanych w ramach poddziałania 1.1.1, działań 1.2, 1.5 i 1.6 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020*. Łączna kwota tych pożyczek wynosi 132,6 mln zł. Nabór ciągle tego programu trwa do 30.06.2022 r. i w dowolnym momencie realizacji projektu (przed jego zakończeniem) można wystąpić o to wsparcie.

Zmodyfikowaną i dostosowaną do bieżących potrzeb kontynuację oferty Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 stanowić będzie Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FENIKS). W marcu 2022 r. trwały uzgodnienia jego treści z Komisją Europejską.

1.2.5. Podsumowanie wyników prac i robót geologicznych wykonanych w ramach przedsięwzięć geotermalnych dofinansowanych w ubiegłych latach

W latach 1995–2019 sfinansowano ze środków NFOŚiGW 30 badawczych otworów geotermalnych na łączną kwotę dotacji 324,8 mln zł, z tego w latach 2016–2019 było to 10 otworów na łączną kwotę dotacji 239 mln zł (w tym 107,2 mln zł – otwór w Szaflarach do głębokości 7 km; wiercenie rozpoczęte w 2022 r.).

W latach 2016–2019 NFOŚiGW, w ramach programów priorytetowych *Geologia i górnictwo, część 1 – Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopalin i wód podziemnych* oraz *Poznanie budowy geologicznej na rzecz kraju* umożliwił dofinansowanie badań środowiskowych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych w celu ich wykorzystania do produkcji energii.

W ramach wymienionych programów złożono ogółem 58 wniosków, z czego 11 przedsięwzięć uzyskało pozytywną lub pozytywną warunkową opinię ministra właściwego do spraw środowiska i podpisano umowy o dofinansowanie. Opiniując pozytywnie przedmiotowe wnioski, minister właściwy do spraw środowiska kierował się zwłaszcza możliwością uzyskania nowych danych w celu uszczegółowienia wiedzy o budowie geologicznej, warunkach hydrogeologicznych i geotermalnych Polski.

Spośród 11 przedsięwzięć dofinansowanych z NFOŚiGW, 5 zostało już pozytywnie zakończonych, tj. sporządzono dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych. Dotyczy to kilku gmin/miast wymienionych poniżej.

Sieradz:

- otwór geotermalny Sieradz GT-1 o głębokości 1505 m,
- udokumentowane zasoby eksploatacyjne 249 m³/h, przy temperaturze wody 51,8°C i mineralizacji 2,6 g/dm³,
- woda termalna z utworów dolnej jury.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Sieradzu buduje ciepłownię geotermalno-biomasową oraz wykonuje otwór chłonny Sieradz GT-2 w oparciu o zatwierdzony projekt robót geologicznych, z wykorzystaniem środków uzyskanych w *Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 (POLiŚ) oś priorytetowa I, poddziałanie 1.1.1 Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucji/przesyłowej* oraz środków na uzupełnienie wkładu własnego w ramach Programu priorytetowego *Wsparcie projektów realizowanych w ramach poddziałania 1.1.1, działań 1.2, 1.5 i 1.6 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020*. Umowa o dofinansowanie została podpisana i w 2022 r. trwała realizacja przedsięwzięcia.

Sochaczew:

- otwór geotermalny Sochaczew GT-1 o głębokości 1540 m;
- udokumentowane zasoby eksploatacyjne 180 m³/h, przy temperaturze wody 44,3°C i mineralizacji 0,962 g/dm³;
- woda termalna z utworów dolnej kredy.

Według posiadanych informacji Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew sp. z o.o., której gmina udostępniła otwór geotermalny, planuje budowę zakładu geotermalnego w Sochaczewie z wykorzystaniem środków, o które aplikuje do NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego *Polska geotermia plus*. W ramach planowanej inwestycji przewidziane jest wykonanie otworu chłonnego Sochaczew GT-2 w oparciu o zatwierdzony projekt robót geologicznych, utworzenie dubletu geotermalnego z istniejącym otworem Sochaczew GT-1, budowa zakładu geotermalnego, a także wykonanie rurociągu i modernizacji przesyłu ciepła oraz węzłów cieplnych. Dublet geotermalny wykorzystywany będzie w celu zaopatrzenia w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową odbiorców na terenie Sochaczewa. W chwili obecnej (marzec 2022 r.) trwają negocjacje warunków umowy.

Koło:

- otwór geotermalny Koło GT-1 o głębokości 3905 m;
- udokumentowane zasoby eksploatacyjne 257 m³/h, przy temperaturze wody 84,3°C i mineralizacji 94–95 g/dm³;
- po wykonaniu badań w poziomie dolnojurajskim otwór został zlikwidowany do głębokości 2815 m i ujmuje wodę termalną z utworów dolnej kredy.

Miejski Zakład Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Kole buduje ciepłownię geotermalnej wraz z jej podłączeniem do istniejącego systemu ciepłowniczego w oparciu o zatwierdzony projekt robót geologicznych, z wykorzystaniem środków uzyskanych w *Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 (POLiŚ) oś priory-*

tetowa I, poddziałanie 1.1.1 Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucji/przesyłowej oraz środków na uzupełnienie wkładu własnego w ramach Programu priorytetowego *Wsparcie projektów realizowanych w ramach poddziałania 1.1.1, działań 1.2, 1.5 i 1.6 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020*. Umowa o dofinansowanie została podpisana i w 2023 r. i trwała realizacja przedsięwzięcia.

Turek:

- otwór geotermalny Turek GT-1 o głębokości 2169 m;
- udokumentowane zasoby eksploatacyjne 54 m³/h, przy temperaturze wody 77,9°C i mineralizacji 132–133 g/dm³;
- woda termalna z utworów dolnej jury.

Według posiadanych informacji Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej sp. z o.o. złożyło wnioski do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o dofinansowanie przedsięwzięcia *Wykonanie odwiertu Turek GT-2, budowa ciepłowni geotermalnej oraz rurociągu pomiędzy odwiertem Turek GT-1 i odwiertem Turek GT-2* w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW *Polska Geotermia Plus* wraz z wykorzystaniem środków *Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014–2021* w ramach naboru na budowę źródeł ciepła wykorzystujących energię geotermalną (geotermia głęboka). Umowa o dofinansowanie w ramach MF EOG została podpisana.

Tomaszów Mazowiecki:

- otwór geotermalny Tomaszów Mazowiecki GT-1 o głębokości 1672 m,
- udokumentowane zasoby eksploatacyjne 80 m³/h, przy temperaturze wody 41,7°C i mineralizacji 0,484 g/dm³,
- woda termalna z utworów dolnej jury.

Według posiadanych informacji miasto planuje opracować koncepcję budowy parku wodnego z uwzględnieniem wykorzystania wód geotermalnych do celów grzewczych i balneologicznych, co uwarunkowane jest pozyskaniem dofinansowania z instytucji zewnętrznych.

W ramach dwóch dofinansowanych przedsięwzięć, w ramach których wykonano otwory poszukiwawczo-rozpoznawcze Dębica GT-1 o głębokości 3410 m i Sękowa GT-1 o głębokości 3000 m, nie udało się nawiercić wód termalnych w oczekiwanych interwałach, co nie pozwoliło na ustalenie zasobów eksploatacyjnych ujęć wód termalnych i poskutkowało sporządzeniem innej dokumentacji geologicznej. W przypadku przedsięwzięcia realizowanego przez Gminę Miasto Dębica prowadzone są analizy w zakresie możliwości kontynuacji przedmiotowej inwestycji, w tym szacowanie kosztów opracowania dokumentacji, zaś Gmina Sękowa w wykonanym otworze o głębokości 3000 m (częściowo zlikwidowanym) przeprowadziła badania dotyczące możliwości montażu głębokiego otworowego wymiennika ciepła. Badania te wykonał w 2020–2021 r. IGSMiE PAN wraz z Akademią Górniczo-Hutniczą w ramach *Ekspertyzy badawczo-rozwojowej w zakresie możliwości i zasadności geoenerge-*

tycznego wykorzystania otworu Sękowa GT-1 w formie głębokiego otworowego wymiennika ciepła. Dla potrzeb projektu wykonano m.in. badania odbudowy temperatury w odwiercie (w trzech seriach). Ekspertyza została ukończona i odebrana, a inwestycja jest planowana do realizacji.

Zasobów eksploatacyjnych ujęcia wód termalnych nie ustalono również dla otworu LZT-1 o głębokości 2500 m, wykonanego w Łądku-Zdroju. Problematyczne okazało się stwierdzone oddziaływanie tego otworu na odwiert L-2 w Uzdrawisku Łądek-Długopole prowadzącym eksploatację wód leczniczych w obszarze górniczym Łądek-Zdrój I. Odwiert LZT-1 został zabezpieczony i obecnie (2022 r.) pozostaje zamknięty, sporządzono również dla niego inną dokumentację geologiczną. Gmina Łądek-Zdrój podejmuje jednak rozmowy i negocjacje w zakresie realizacji różnych scenariuszy dalszych prac umożliwiających wykorzystanie otworu LZT-1, w tym dotyczących możliwości wykonania wspólnych badań dla określenia zasobów wód ze źródeł wykorzystywanych przez uzdrowisko oraz z odwiertu LZT-1.

W ubiegłych latach dofinansowanie z NFOŚiGW uzyskało również przedsięwzięcie *Przeprowadzenie prac geologicznych w celu poszukiwania, rozpoznawania i udokumentowania złoża wód termalnych otworem Pieszycze GT-1 w Pieszcach*, które wykonywane jest przez BDM FORTECZNA sp. z o.o. Celem przedsięwzięcia jest poszukiwanie wód termalnych w masywie gnejsowym Gór Sowich, w strefie sudeckiego uskoku brzeźnego w rejonie miejscowości Pieszycze poprzez wykonanie otworu badawczo-eksploatacyjnego Pieszycze GT-1 o głębokości 2500 m. Według posiadanych informacji (początek 2022 r.) wyłoniono wykonawcę odwiertu i rozpoczęto realizację inwestycji. Parametry wód termalnych wskazane w projekcie robót geologicznych to: temperatura wody na dnie otworu około 65°C, wydajność ponad 50 m³/h i mineralizacja 2–10 g/dm³.

Kolejnym przedsięwzięciem, które uzyskało pozytywną (warunkową) opinię ministra właściwego do spraw środowiska jest projekt *Rozpoznanie i udokumentowanie zasobów wód termalnych na terenie gminy Wiśniowa* zgłoszony przez Gminę Wiśniowa. Jego celem jest rozpoznanie występowania i wykształcenia utworów wodonośnych, określenie parametrów hydrogeologicznych, perspektywicznych horyzontów wodonośnych oraz mineralizacji, wydajności i temperatury wód w utworach górnej jury i dolnej kredy poprzez wykonanie pionowego otworu Wiśniowa GT-1 do głębokości 4705 m p.p.t. (+/-10%). Po usunięciu uchybień prawnych wniosków przeszedł procedury wymagane przez NFOŚiGW. Podpisano umowę o dofinansowanie przedsięwzięcia.

Na koniec warto wymienić przedsięwzięcie, którego realizacja ze środków NFOŚiGW przyczyni się do znaczącego poszerzenia wiedzy o budowie geologicznej i warunkach geotermalnych w niecce podhalańskiej i jej podłożu. W ramach dofinansowanego zadania przewiduje się wykonanie otworu wiertniczego Bańska PGP-4 o maksymalnej głębokości 7000 m. Cele, dla jakich wykonany zostanie otwór Bańska PGP-4, to:

- rozpoznanie budowy geologicznej niecki podhalańskiej i jej podłoża do maksymalnej głębokości 7000 m, niezależnie od faktycznego występowania stropu kryształiniku;
- rozpoznanie poziomów wodonośnych oraz warunków geotermicznych w przedziale głębokości 5000–7000 m, co w znaczący sposób może wpłynąć na efektywność inwestycji w ciepłownictwo geotermalne w tym rejonie kraju.

Poza pracami i robotami geologicznymi związanymi z realizacją odwiertu, planowane jest także wykonanie analizy zasobów dyspozycyjnych wód termalnych niecki podhalańskiej i jej podłoża z wykorzystaniem metod modelowania matematycznego, przygotowanie opracowania przeglądowego zawierającego analizę materiałów geologicznych uzyskanych w wyniku wiercenia oraz interpretację danych magnetotellurycznych i sejsmicznych wraz z przedstawieniem wniosków końcowych, wynikających z uzyskanych danych, w zakresie weryfikacji modelu budowy geologicznej. W przypadku osiągnięcia głębokości 7000 m odwiert Bańska PGP-4 będzie jednym z trzech otworów o tej głębokości na terenie Polski oraz dostarczy danych, które pozwolą stwierdzić, czy istnieją uzasadnione przesłanki, aby na Podhalu wiercić głębokie otwory wiertnicze w celu produkcji energii elektrycznej lub realizacji innych zamierzeń inwestycyjnych.

1.2.6. Informacje dodatkowe

Wody termalne stanowią cenny surowiec wykorzystywany w wielu dziedzinach gospodarki krajowej, ciesząc się rosnącym zainteresowaniem ze strony inwestorów. Dlatego też niezbędny jest stały rozwój ich wykorzystania. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy wspólnie z Ministerstwem Klimatu i Środowiska oraz NFOŚiGW podejmuje działania, aby wspierać podmioty zainteresowane wykorzystaniem potencjału wód termalnych w Polsce i aplikowaniem do programów priorytetowych. Między innymi w ramach tej inicjatywy jednostki samorządu terytorialnego, zainteresowane wykorzystaniem potencjału geotermalnego, mogą zwrócić się do PIG-PIB o przygotowanie wstępnej opinii na temat występowania i możliwości zagospodarowania wód termalnych we wskazanej lokalizacji (szczegółowych informacji o możliwości uzyskania opinii udzielają pracownicy

PIG-PIB). Opracowanie takiej opinii będzie bezpłatne, zaś w opinii zawarta będzie charakterystyka:

- istniejącego stanu rozpoznania geotermalnego;
- możliwości ujęcia wód termalnych (m.in. stratygrafia warstwy wodonośnej, przewidywana szacunkowa głębokość otworu, wydajność, temperatura i mineralizacja wód termalnych);
- zauważonych na tym etapie najpoważniejszych konfliktów mogących uniemożliwić realizację inwestycji geotermalnej;
- ocena potencjału geotermalnego, szczególnie dla wykorzystania w ciepłownictwie.

Mechanizm ten wesprze samorządy w podejmowaniu decyzji o realizacji nowych inwestycji geotermalnych.

Geotermia jest obiecującym odnawialnym źródłem energii, którą można wykorzystać w ciepłownictwie. Rozwój ciepłownictwa geotermalnego możliwy jest zarówno dzięki uzyskanej dotychczas wiedzy o warunkach geotermalnych na obszarze różnych jednostek geologicznych Polski, jak i za sprawą dobrze rozwijającego się ciepłownictwa.

Program priorytetowy *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* jest bardzo istotnym krokiem w kierunku wsparcia samorządów w podejmowaniu realizacji inwestycji geotermalnych i odgrywa istotną rolę dla ograniczenia ryzyka związanego z wykonaniem pierwszego odwiertu badawczego na nieudokumentowanym jeszcze złożu wód termalnych. Inwestowanie w lokalną energetykę i wspieranie rozwoju rynku odnawialnych źródeł energii jest kluczowe zarówno dla zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym, jak i w kierunku poprawy jakości powietrza w Polsce. Odpowiedzią na te założenia jest utworzenie wymienionego programu priorytetowego. Wyniki pierwszego naboru wniosków złożonych w tym programie i rekomendowanie do dofinansowania piętnastu przedsięwzięć polegających na wykonaniu nowych otworów geotermalnych w różnych lokalizacjach na terenie Polski dają szansę na uczynienie milowego kroku w rozwoju geotermii. Kolejne oferty finansowe, które wspierają już etap inwestycyjny związany z budową ciepłowni i dystrybucją tego ciepła, pozwalają uczynić z geotermii istotny element transformacji ciepłownictwa, która ma na celu nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki, ale również poprawę warunków życia społeczeństwa.

1.3. Geotermalne ciepłownictwo sieciowe w Polsce – wyzwania i możliwości

1.3.1. Stan obecny

Stosowanie wód i energii geotermalnej w Polsce było przez wiele lat, a nawet wieków, związane z balneoterapią i lecznictwem uzdrowiskowym (najstarsze tradycje

w tym zakresie sięgają co najmniej XIII wieku). Ciepłownictwo geotermalne zainicjowano natomiast na początku lat 90. XX wieku wraz z uruchomieniem Doświadczalnego Zakładu Geotermalnego PAN Bańska–Białe Dunajce, który poprzedził oddanie do użytku w latach 1993–2013

sześciu instalacji geotermalnych zasilających systemy ciepłownictwa sieciowego. Obiekty te są ważne na drodze ku szerszemu wykorzystywaniu geotermii w Polsce, jednak ich wkład w końcowe zużycie ciepła z odnawialnych źródeł energii nie przekroczył dotychczas 1%. Wybudowano też kilkanaście ośrodków rekreacyjnych, rozpoczęto stosowanie wód i energii geotermalnej do pojedynczych innych celów.

1.3.2. Wyzwania

Ciepłownictwo geotermalne, podobnie jak inne ważne gospodarczo technologie, powinno być na wstępnym etapie rozwoju wspierane poprzez instrumenty prawne, formalne oraz finansowe. W tym zakresie podejmowane były w poprzednich latach okresowe inicjatywy, a od 2016 r. jest to systematyczne i długofalowe publiczne wsparcie finansowe o dużym znaczeniu. Ciepłownictwo takie jest bowiem niezawodne, nisko- lub nawet zeroemisyjne, bazuje na lokalnych zasobach, jest konkurencyjne cenowo z ciepłem uzyskiwanym z paliw kopalnych, z ogrzewaniem elektrycznym, a także przyczynia się do ograniczania zużycia paliw tradycyjnych i do łagodzenia zmian klimatycznych. Te oraz inne czynniki są coraz powszechniej dostrzegane i rozumiane, zwłaszcza w ostatnich latach, a także od pierwszych miesięcy 2022 r. Nie trzeba dodawać nic więcej – doświadczamy bowiem kontekstu politycznego, społecznego, gospodarczego i energetycznego tego okresu, rozumiemy wyzwania i potrzebę podjęcia niecierpiących zwłoki działań i decyzji. Najwyższy zatem czas także na kolejne systemy ciepłownicze w Polsce z udziałem energii geotermalnej – po 10 latach od uruchomienia „najmłodszego” z nich oraz na podjęcie niezbędnych działań wspomagających, w tym na budowanie odpowiedniej wiedzy i poznawanie doświadczeń praktycznych. Są to potrzeby, które obecnie wybrzmiewają jeszcze mocniej niż podczas rozpoczęcia w październiku 2020 r. Projektu, w ramach którego opracowano m.in. program działań szkoleniowych i ten podręcznik.

Wśród zagadnień i obszarów, które wymagają poprawy oraz usprawnienia są też m.in. kwestie bardziej powszechnego stosowania typowych dla geotermii technologii, materiałów, metod badań, eksploatacji, zarządzania projektami, organizacji specjalistycznego zaplecza technologicznego, usługowego, doradczego dla przedsiębiorców geotermalnych, wprowadzania efektywnych oraz innowacyjnych rozwiązań energetycznych, zaktywizowanie dostawców i odbiorców ciepła, niższe koszty inwestycyjne i operacyjne, itp. A także: poprawa stanu specjalistycznej wiedzy, znajomości dobrych praktyk wśród kluczowych interesariuszy, pogłębianie współpracy międzynarodowej. Jest to tylko zasygnalizowanie spraw, z których niektóre są przedmiotem działań w ramach Projektu EOG *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej* (<https://keygeothermal.pl/>).

1.3.3. Możliwości

Jak już zasygnalizowano, geotermalne ciepłownictwo sieciowe w Polsce znajduje się na początku szerszego rozwoju. W nadchodzących latach oczekuje się co najmniej kilkunastu kolejnych sieci c.o. z udziałem geotermii. Jest bowiem ku temu wiele niezbędnych okoliczności, m.in.:

- odpowiedni potencjał zasobowy (rozpoznany dzięki licznym różnorodnym badaniom i wierceniom wykonanym podczas kilkudziesięciu lat);
- rozpoznane warunki geotermalne w skali regionalnej, a niekiedy lokalnej;
- potrzeby ekologiczne i energetyczne; konieczność zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego;
- kadra naukowców i praktyków;
- zaplecze techniczne firm wiertniczych oraz innych świadczących specjalistyczne usługi, badania, itp.;
- możliwości współpracy międzynarodowej, wymiany wiedzy i doświadczeń, transferu dobrych praktyk i *know-how*;
- stosunkowo duża akceptacja społeczna;
- obecność wielu miejscowości, które posiadają zarówno sieci c.o., jak i odpowiedni potencjał geotermalny. Szacuje się, że co najmniej kilkadziesiąt systemów c.o. w Polsce jest perspektywicznych pod względem włączenia do nich geotermii;
- wsparcie rozwoju geotermii ze strony państwa, które kontynuowane jest od kilku lat.

Trzeba też wskazać, że ciepło z geotermii jest w Polsce konkurencyjne cenowo, tańsze niż to uzyskiwane z oleju opałowego, energii elektrycznej, gazu, a porównywalne z ciepłem z węgla. Sytuacja na korzyść geotermii będzie zapewne coraz lepsza, tym bardziej, jeśli będzie miała ona w pełni konkurencyjne, równe warunki na rynku ciepła.

Możliwości współpracy geotermii z systemami ciepłowniczymi w Polsce jest wiele. Mogą to być systemy bazujące tylko na tym źródle, systemy hybrydowe, z innymi OZE, ze źródłami szczytowymi, z pompami ciepła, z wykorzystaniem energii odpadowej, magazynowaniem ciepła, itp. Niektóre z tych możliwości rozważane są w ostatnich latach także na Islandii, co zasygnalizowano w rozdziale 1.4. Ważne jest również zaangażowanie producentów i konsumentów ciepła, a także niekonwencjonalne rozwiązania wykraczające poza wieloletnie utarte ścieżki i przyzwyczajenia.

Są to już nie tylko możliwości, ale i konieczność, gdyż bardzo zmieniła się w ostatnim czasie pod wieloma względami sytuacja międzynarodowa i krajowa. Maksymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych tam, gdzie jest to możliwe i zasadne, to sposób na bezpieczeństwo energetyczne (choćby na lokalną skalę), ograniczanie zależności od dostaw zewnętrznych, przeciwdziałanie wzrostowi kosztów i cen energii oraz zapobieganie ubóstwu energetycznemu.

W odniesieniu do wskazanych niektórych możliwości i wyzwań, jakie stoją przed ciepłownictwem geotermal-

nym w Polsce, zastosowanie ma także wiele stwierdzeń i diagnoz, które przedstawiono w rozdziale 1.4 dotyczą-

cym sytuacji w Islandii, a także w wielu innych miejscach tego podręcznika.

1.4. Geotermalne ciepłownictwo sieciowe w Islandii – wyzwania i możliwości

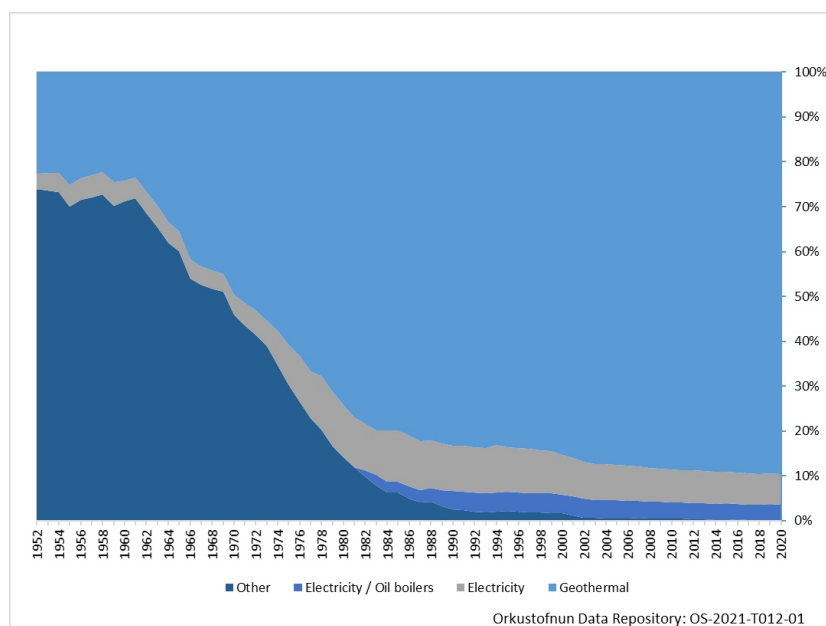
1.4.1. Zarys historyczny

Geotermalne sieci ciepłownicze na Islandii mają długą, liczącą ponad sto lat historię, ale geotermia jako zasób była wykorzystywana na wiele sposobów od czasu zasiedlenia tej krainy. Wielorakie zastosowanie geotermii jest znane od wieków, stale się rozwija i jest nieustannie ulepszane. W 1930 r. w Reykjavíku powstał pierwszy na Islandii geotermalny system ciepłowniczy na dużą skalę. Kilka lat później ciepłownictwo stało się ważnym elementem debaty politycznej podczas wyborów (ryc. 1.4.1). Był to w pewnym sensie punkt zwrotny w dyskusjach na temat geotermii.

Kilkadziesiąt lat później, podczas światowego kryzysu naftowego, Islandia zrobiła ważny krok w kierunku uniezależnienia energetycznego kraju, przeznaczając szerokie i specjalne wsparcie finansowe m.in. na badania geotermalne, odwierty i instalowanie nowych geotermalnych systemów ciepłowniczych. Zwiększyło to udział energii geotermalnej w ogrzewaniu pomieszczeń z 50 do 80% w ciągu około 13 lat. Udział ten nadal rośnie i wynosi dziś 90%, podczas gdy ogrzewanie olejowe stanowi 0,1% (ryc. 1.4.2). Specjalne wsparcie finansowe zmniejszało się w ciągu ostatnich dwóch dekad i jest obecnie znikome, ponieważ większość firm samodzielnie zapewnia środki.



Ryc. 1.4.1. Polityczne obietnice wyborcze dotyczące geotermalnych sieci ciepłowniczych na pierwszej stronie islandzkiej gazety z 1938 r. (Morgunblaðið 1938)



Ryc. 1.4.2. Ogrzewanie pomieszczeń na Islandii według źródeł energii, 1952–2020 (NEA 2021)

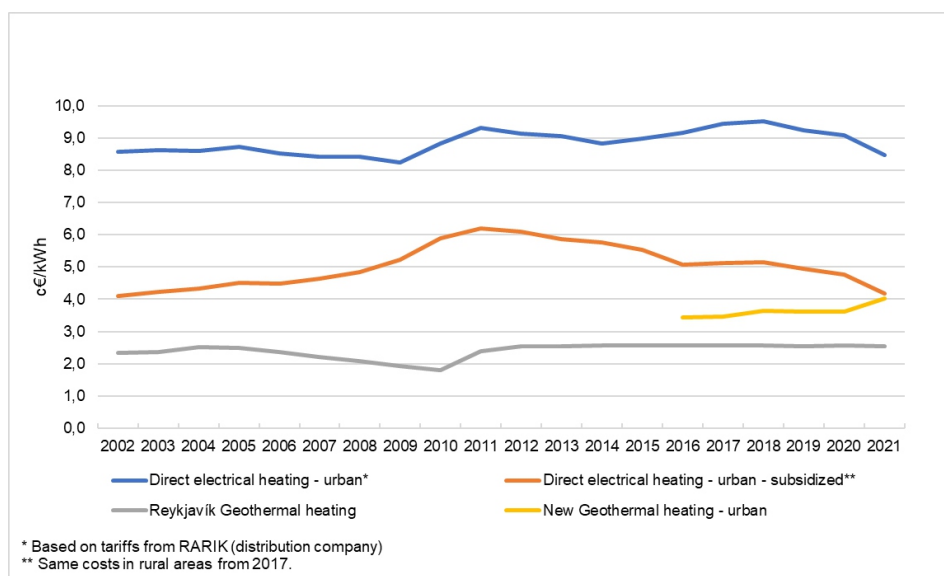
1.4.2. Wyzwania

Ciepłownictwo geotermalne znajduje się w swego rodzaju punkcie zwrotnym. Szacuje się, że obecnie zapewnia ono 90% ogrzewania pomieszczeń na Islandii. Liczne badania i mapowanie geotermii na Islandii trwają od dziesięcioleci (ryc. 1.4.3). Geotermalne systemy ciepłownicze powstały we wszystkich obszarach miejskich, a także, w zależności od przypadku, obszarów wiejskich, czyli tam, gdzie energia geotermalna może być wykorzystywana bezpośrednio. Istnieją jednak obszary z potencjałem do wykorzystania energii geotermalnej do ogrzewania pomieszczeń. Tereny te są raczej rozproszone, mają małą liczbę użytkowników lub też są zbyt daleko od źródła.

W ostatnich latach nakłady inwestycyjne na geotermalne media ciepłownicze rosły m.in. ze względu na wyższe ceny surowców oraz koszty budynków, gruntów i odwiertów. Skutkuje to wyższymi cenami energii i może obniżyć zapotrzebowanie na korzystanie z geotermalnego centralnego ogrzewania. Nie jest to korzystne dla wspomnianych obszarów. Również ceny geotermalnego ogrzewania sieciowego muszą być porównywalne z cenami innych form ogrzewania. W 2021 r. cena dotowanego elektrycznego ogrzewania indywidualnego spadła o 10% z powodu zwiększonej konkurencji na rynku sprzedaży energii elektrycznej (ryc. 1.4.4). To spowodowało, że ceny oferowane przez niektóre geotermalne sieci ciepłownicze stały się wyższe niż dotowane elektryczne



Ryc. 1.4.3. Rozmieszczenie otworów geotermalnych na Islandii (OS Geoportal)



Ryc. 1.4.4. Porównanie kosztów ogrzewania elektrycznego i ogrzewania geotermalnego w obszarach miejskich w Islandii

(Bezpośrednie ogrzewanie elektryczne – miejskie*; Bezpośrednie ogrzewanie elektryczne – miejskie – dotowane**;

Ogrzewanie geotermalne w Reykjaviku; Nowe ogrzewanie geotermalne – miejskie;

* w oparciu o taryfy RARIK (firmy dystrybucyjnej); ** takie same koszty na obszarach wiejskich z roku 2017)

ogrzewanie indywidualne, pogarszając konkurencyjność geotermii w przypadku instalowania nowych systemów. Użytkownicy z Islandii, korzystający z elektrycznego ogrzewania indywidualnego, mają prawo odmówić podłączenia swoich domów do nowych geotermalnych systemów ciepłowniczych. Jest to możliwe, gdy okazuje się, że instalacja i wykorzystanie geotermalnej sieci ciepłowniczej w miejsce obecnego ogrzewania pomieszczeń będzie ekonomicznie niekorzystne.

W niektórych przypadkach wyższe ceny surowców potrzebnych do wyprodukowania wyposażenia do nowych systemów ogrzewania pomieszczeń również zmniejszają opłacalność dla użytkowników. Z kolei mniejsza liczba użytkowników prowadzi do wyższych cen, mniejszej wydajności, a w niektórych przypadkach do marnowania zasobów źródła. Systemy projektowane są wokół podstawowych kryteriów, innych dla każdego przypadku, a jeśli znaczna liczba użytkowników istotnie od nich odbiega, zwiększa się ryzyko niższej temperatury w systemie i zapotrzebowanie na większą ilość ciepłej wody.

Wzrasta liczba przypadków, w których geotermalne firmy ciepłownicze już doświadczają lub zaczynają napotykać trudności w zaspokojeniu zapotrzebowania rynku. W niektórych obszarach miejskich nastąpił znaczny rozwój sieci dystrybucyjnych, podczas gdy niektóre z nich znajdujące się na obszarach wiejskich mają trudności z przyłączeniem nowych użytkowników. W ostatnich 2–3 latach nastąpił wzrost ostrzeżeń przesyłanych przez firmy do użytkowników. Zjawisko to nie jest związane z jedną lokalizacją lub firmą, ale występuje równomiernie w całym kraju. Należy zauważyć, że dzieje się tak głównie w szczycie sezonu zimowego, kiedy temperatura na zewnątrz jest niska, a zapotrzebowanie na energię proporcjonalnie rośnie. Firmy zareagowały na to publikując wytyczne dotyczące lepszego wykorzystania źródła energii, a w skrajnych przypadkach ograniczyły dystrybucję do mniej istotnych użytkowników, takich jak pływalnie. Nie nastąpiła redukcja ogrzewania pomieszczeń. Zazwy-

czaj użytkownicy dobrze reagują na tego typu ostrzeżenia i wskazówki, chwilowo zwiększa się produkcja lub tymczasowo podnosi się ciepło w systemie (np. w systemach dystrybucji wykorzystujących ciepłą wodę z elektrociepłowni).

1.4.3. Możliwości

Mimo tego, że wykorzystanie energii geotermalnej w ciepłownictwie komunalnym w Islandii znajduje się w pewnym punkcie zwrotnym, pojawiają się również możliwości wprowadzania nowych rozwiązań. Przez ostatnie dziesięciolecie celem było znalezienie wystarczająco gorącej energii geotermalnej, która mogłaby być wykorzystywana w systemach ciepłowniczych jako źródło wyłączne i stosowane bezpośrednio. Wynikało to głównie z ograniczonych rozwiązań technicznych dotyczących wykorzystania geotermii o niższej temperaturze (10–40°C), która z tego powodu nie mogła być stosowana i była niepożądana jako zasób grzewczy.

Jak w każdej dziedzinie, rozwiązania techniczne w geotermii nieustannie ewoluują, powstają nowe wynalazki. W kontekście ciepłownictwa coraz popularniejszym rozwiązaniem stają się geotermalne pompy ciepła. Mogą one poprawić parametry ciepła w celu wykorzystania go w centralnym ogrzewaniu, zarówno komunalnym, jak i indywidualnym. Pompy ciepła są również energooszczędne i przyjazne dla środowiska, zwłaszcza te zasilane z odnawialnych źródeł. W niektórych miejscach na Islandii wybrano je na rozwiązanie scentralizowane, ale nie zostało ono jeszcze w pełni zainstalowane i wdrożone. Można się tego spodziewać w najbliższych latach.

W ramach takiego projektu kilka lat temu zainstalowano scentralizowaną pompę ciepła na wodę morską w mieście liczącym 4500 mieszkańców na wyspie Vestmannaeyjar na południu Islandii (ryc. 1.4.5). Podłączono ją do wcześniej zainstalowanego systemu ogrzewania kotłem elektrycznym, który obsługiwał większość gospo-



Ryc. 1.4.5. Wnętrze stacji z instalacją pompy ciepła w Vestmannaeyjar (www.hsveitur.is)

darstw domowych na wyspie. Celem tego działania było (i nadal jest) oszczędzanie energii, zwiększenie niezależności energetycznej wyspy i uczynienie energii bardziej opłacalną zarówno dla firmy, jak i użytkowników. Rozwiązanie okazało się skuteczne, gdyż zaowocowało zmniejszeniem rocznego zużycia energii o około 2/3.

Rozważane są również inne potencjalne rozwiązania techniczne, np. pelet drzewny czy przemysłowe ciepło odpadowe. We wschodniej części Islandii znajduje się mały system ciepłowniczy wykorzystujący pelet drzewny jako środek wspomagający i jako częściowy zamiennik oleju opałowego stosowanego jako rezerwa w systemie ciepłowniczym opartym na małym kotle elektrycznym. Nie zastępuje on w pełni tego oleju, na chwilę obecną trwa faza testów, ale perspektywy są obiecujące.

Wielu Islandczyków nie ma dostępu do geotermalnych sieci ciepłowniczych i najprawdopodobniej nigdy go nie uzyska. Może to być spowodowane wieloma przyczynami, np. położeniem geograficznym lub brakiem bogactw w energię zasobów geotermalnych wystarczająco dużych dla systemu obsługującego wielu odbiorców. Dotychczas mieszkańcy mogli wykorzystywać gruntowe pompy grzewcze na własnych zasobach geotermalnych, ale koszty i nakład pracy miały pewne efekty zniechęcające. Niektórzy używają je bezpośrednio w zasobach samoczynnych, bez konieczności wykonywania odwiertów. Jednakże, wraz z nadejściem nowej technologii, pojawiła się możliwość wykonywania odwiertów w sposób prostszy i tańszy. Możliwe jest zainstalowanie niewielkiej wiertnicy na samochodzie i przemieszczanie jej między różnymi miejscami. Po ustawieniu i skonfigurowaniu, wiertnica może w ciągu 2–3 dni wykonać odwiert do głębokości 200 m. Tak krótki czas znacząco zwiększa efektywność

i otwiera możliwości skorzystania z tej opcji przez więcej osób. Według informacji napływających z innych krajów, takie rozwiązanie przyniosło świetne rezultaty, m.in. na Wyspach Owczych.

W Islandii istnieją branże, które dysponują dużą ilością ciepła odpadowego, np. producenci aluminium. Do ogrzewania pieców hutniczych zużywają znaczną ilość energii, która jest następnie uwalniana do otoczenia. Takie ciepło odpadowe można zatrzymać i wykorzystać do ogrzewania wody geotermalnej dla sieci ciepłowniczych. Firmy te znajdują się zwykle na obszarach wiejskich lub niedaleko miast, na terenach, gdzie nie ma ogrzewania komunalnego. Inne branże również mają do zaoferowania trochę ciepła odpadowego. W niektórych przypadkach znajdują się one na obszarach miejskich, gdzie nie



Ryc. 1.4.6. Licznik energii firmy Kamstrup (Kamstrup)



Ryc. 1.4.7. Źródła zasilania regionu stołecznego w gorącą wodę do geotermalnego ogrzewania sieciowego (Veitur)

ma sieci ciepłowniczej. Metoda wykorzystująca ciepło odpadowe jest wciąż na poziomie badań i obserwacji, a pierwsze studia wykonalności są w toku.

Uważa się, że liczniki energii są powszechnym rozwiązaniem technicznym zarówno dla geotermalnych sieci ciepłowniczych, jak i odbiorców ciepła. W Islandii najczęściej wykorzystywanym rodzajem liczników są przepływomierze, ale niektóre mniejsze zakłady mają użytkowników korzystających z regulatorów przepływu. W ostatnich latach coraz więcej operatorów geotermalnych sieci ciepłowniczych już zainstalowało lub jest w trakcie przechodzenia na liczniki energii u odbiorców (ryc. 1.4.6). Liczniki energii oferują lepszą technologię monitorowania zużycia. Pozwala to firmom na dokładniejsze analizowanie wykorzystania źródła geotermalnego i wychwytywanie nieprawidłowego użytkowania, wcześniejszą interwencję i oferowanie odbiorcom odpowiednich wskazówek lub pomocy.

Pomiar energii jest szczególnie przydatny dla komunalnych zakładów ciepłowniczych, w których występują duże spadki temperatury w sieci i które dostarczają odbiorcom ciepłą wodę o bardzo zróżnicowanej temperaturze. Użytkownicy płacą za energię zawartą w gorącej wodzie, której używają do ogrzewania, tzn. różne temperatury dopływu nie mają znaczenia. Sytuacja wygląda inaczej w przypadku przepływomierzy, kiedy odbiorcy płacą według ilości zużytej wody. Doprowadziło to do równego traktowania użytkowników, a niekiedy do zmniejszenia zużywanej ilości wody i lepszego zarządzania zasobami.

W obszarze stołecznym przeprowadzono eksperymenty mające na celu zmniejszenie obciążenia czynnych otworów. System ciepłowniczy wykorzystuje ciepłą wodę zarówno bezpośrednio z otworów, jak i elektrociepłowni w Hellisheidi i Nesjavellir, w zależności od regionu (ryc. 1.4.7). Założenie eksperymentu polega na zmniejszeniu wykorzystania aktywnych otworów poprzez zastąpienie ich wodą z elektrociepłowni. Skład chemiczny okazał się korzystny, a pierwsze testy pozytywne, wykazując minimalne lub znikome odkładanie kamienia w sieci. Wdrożenie tej opcji może dać otworom czas na regenerację, zwiększyć ich zrównoważenie i podnieść bezpieczeństwo energetyczne na tym obszarze. Rozwiązanie to również jest stosowane jako działanie tymczasowe, jeśli w niektórych dzielnicach występuje przestój spowodowany awarią.

Literatura

- HS Veitur (<https://www.hsveitur.is/en/information/district-heating/>).
- Kamstrup. MULTICAL® 603 (www.kamstrup.com/en-en/cooling-solutions/meters-and-devices/meters/multical-603).
- Morgunblaðið, 1938 (www.timarit.is/page/1235245#page/n0/mode/2up).
- Krajowa Agencja Energii Islandii, 10 września 2021. Repozytorium Danych Orkustofnun OS–2021-T012-01 (www.orkustofnun.is/gogn/Talnaefni/OS–2021-T012-01.pdf).
- OS Geoportal (www.map.is/os).
- Veitur. Source of hot water in the capital area (www.veitur.is/en/source-hot-water-capital-area).

2. Wprowadzenie do energii geotermalnej

2.1. Energia geotermalna – definicja, podstawowe źródła ciepła Ziemi

Energia geotermalna jest wewnętrznym ciepłem Ziemi. Definicja zawarta w *Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (2018/2001) podaje natomiast, że „energia geotermalna” oznacza „energię zgromadzoną w postaci ciepła pod powierzchnią Ziemi”.

Na ciepło Ziemi składają się:

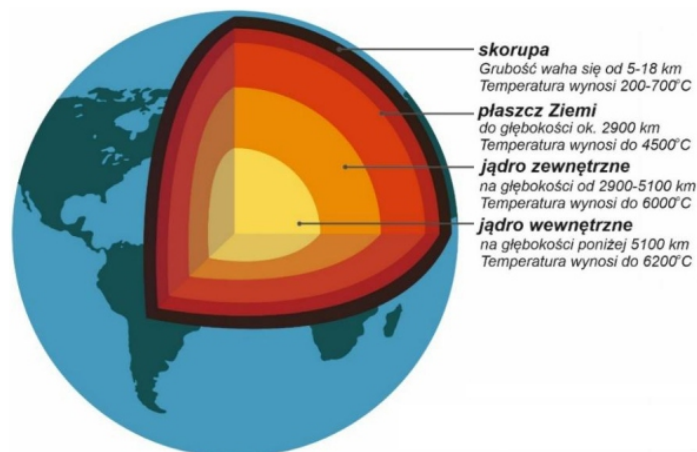
- Ciepło jądra Ziemi (gdzie temperatury przekraczają 6000°C);
- Ciepło generowane podczas rozpadu pierwiastków promieniotwórczych (238U, 235U, 232Th, 40K), który zachodzi głównie w płaszczu Ziemi. Jest to podstawowe źródło energii cieplnej w skorupie ziemskiej (50–70%);
- Ciepło przemian fazowych i reakcji chemicznych;
- Ciepło promieniowania słonecznego (o ograniczonym zasięgu wgłębnym, do około. 5–25 m p.p.t. (w Polsce średnio do 18 m p.p.t)).

Rycina 2.1.1 przedstawia przekrój przez Ziemię z zaznaczeniem głównych budujących ją warstw oraz panujących w nich temperatur.

Ciepło generowane we wnętrzu Ziemi jest transportowane ku jej powierzchni poprzez przewodzenie (kon-

dukcję) lub konwekcję (unoszenie). Odbywa się poprzez naturalny strumień ciepły. W strefach współcześnie aktywnych wulkanicznie transport ten jest wzmożony i odbywa się głównie za pośrednictwem magmy przedostającej się ku powierzchni. Wartości strumienia ciepłego Ziemi są różnicowane. Najwyższe (100–200 mW/m², a nawet powyżej) cechują obszary współczesnej aktywności wulkanicznej (m.in. na Islandii), aktywne brzegi płyt litosferycznych, masywy skalne, w których generowane jest w znacznych ilościach ciepło radiogeniczne (np. masyw granitowy w podłożu Rowu Górnego Renu), czy też m.in. obszary, gdzie stosunkowo blisko powierzchni znajduje się astenosfera (np. basen panoński na Węgrzech). W obszarach, w których nie ma takich zjawisk, w tym w przeważającej części Europy i Polski, gęstość strumienia ciepłego Ziemi jest niższa, na ogół w zakresie 20–100 mW/m². W przypadku naszego kraju waha się ona w przedziale 25–90 mW/m², przy czym najniższe wartości (25–40 mW/m²) cechują obszar północno-wschodni (platformę prekambryjską), a wyższe (50–90 mW/m²) pozostałe obszary (platformę paleozoiczną, orogen karpacki).

Przy obecnym poziomie technologicznym i innych uwarunkowaniach w sposób praktyczny korzysta się z tej



Ryc. 2.1.1. Przekrój przez Ziemię z zaznaczeniem jej głównych warstw i panujących w nich temperatur (według Dadleza i Jaroszewskiego 1994)

niewielkiej części ciepła Ziemi, które nagromadzone jest w zewnętrznej części skorupy ziemskiej (do głębokości 3–5 km) w złożach energii geotermalnej (określanych czasem także jako złoża wód lub par geotermalnych, chociaż z hydrogeologicznego punktu widzenia te sformułowania nie są poprawne). Wody lub pary w takich złożach (zbiornikach) wypełniają pory i szczeliny skalne, a zawierają ciepło w takich ilościach i o takich parametrach, które są odpowiednie dla danego sposobu jego zagospodarowania pod względem eksploatacyjnym, technologicznym i ekonomicznym. Wody lub pary są „nośnikiem” ciepła Ziemi. Wydobywa się je na powierzchnię za pośrednictwem otworów wiertniczych. Jest to tzw. głęboka geotermia (głębokości otworów wynoszą zwykle powyżej 1 km). Rzadko i do niektórych tylko celów korzysta się z wód geotermalnych wypływających na powierzchnię w naturalny sposób jako źródła. Warto zauważyć, że ponad 90% całkowitej ilości ciepła w skorupie ziemskiej zawarte jest w skałach, a około 10% w wodach i parach.

W przypadku skał ciepło Ziemi jest zawarte jest m.in. w tzw. gorących suchych skałach (ang. *Hot Dry Rocks*, HDR). Są one bezwodne lub też zawierają nieznaczne ilości wód lub par. Zalegają na głębokościach rzędu 3–6 km i posiadają temperatury na ogół powyżej 150–200°C. Te wysokie temperatury (w porównaniu z głębokościami) wynikają m.in. z ciepła, które jest w nich generowane wskutek rozpadu pierwiastków promieniotwórczych (uranu, toru, potasu) wchodzących w skład niektórych minerałów (w tym skaleni, mik) budujących takie skały. Metody i technologie, które mają umożliwić pozyskanie z nich energii cieplnej, określane są jako wspomagane systemy geotermalne (ang. *Enhanced Geothermal Systems*, *Engi-*

neered Geothermal Systems, EGS). Pierwsze instalacje w tej technologii już pracują na świecie i w Europie.

Ciepło zawarte w gruncie, przypowierzchniowych partiach górotworu i płytkich poziomach wód (kilkakaset m p.p.t.) jest natomiast pozyskiwane za pomocą pomp ciepła (skonfigurowanych z płytkimi otworami czy też kolektorami pionowymi lub poziomymi odbierającymi ciepło z wymienionych źródeł). Jest to tzw. płytka geotermia.

W powszechnym użyciu w wielu krajach stosowane są w terminologii formalnej, nauce i praktyce nazwy z przymiotnikiem „geotermalna/-ny”: woda, para, energia, złożo, system. Przedrostek „geo” jednoznacznie wskazuje na pochodzenie zawartego w nich ciepła. W polskiej terminologii formalnej, zgodnie z przepisami *Prawa geologicznego i górniczego* (2021), obowiązuje natomiast od wielu lat nazwa „woda termalna” – na określenie wody podziemnej, która na wypływie na powierzchnię z naturalnego źródła lub ujęcia ma temperaturę co najmniej 20°C. Nazwa ta używana jest w projektach, dokumentacjach, innych opracowaniach, które podlegają procedurom prawnym, a także w niektórych publikacjach. Jednocześnie środowiska naukowców i praktyków używają często nazwy „woda geotermalna”. Oczekuje się, że zostanie ona wprowadzona w Polsce także formalnie jako synonim nazwy dopuszczonej przez *Prawo geologiczne i górniczne*. Temperatury, powyżej których wody określane są jako geotermalne (termalne), są odmienne w różnych krajach, co zależy m.in. od średniej temperatury najcieplejszego miesiąca w roku. W Polsce jest to podane 20°C, a np. na Węgrzech czy też we Francji nieco więcej, natomiast w Islandii mniej niż w Polsce.

2.2. Podstawowe elementy systemów i złożów geotermalnych

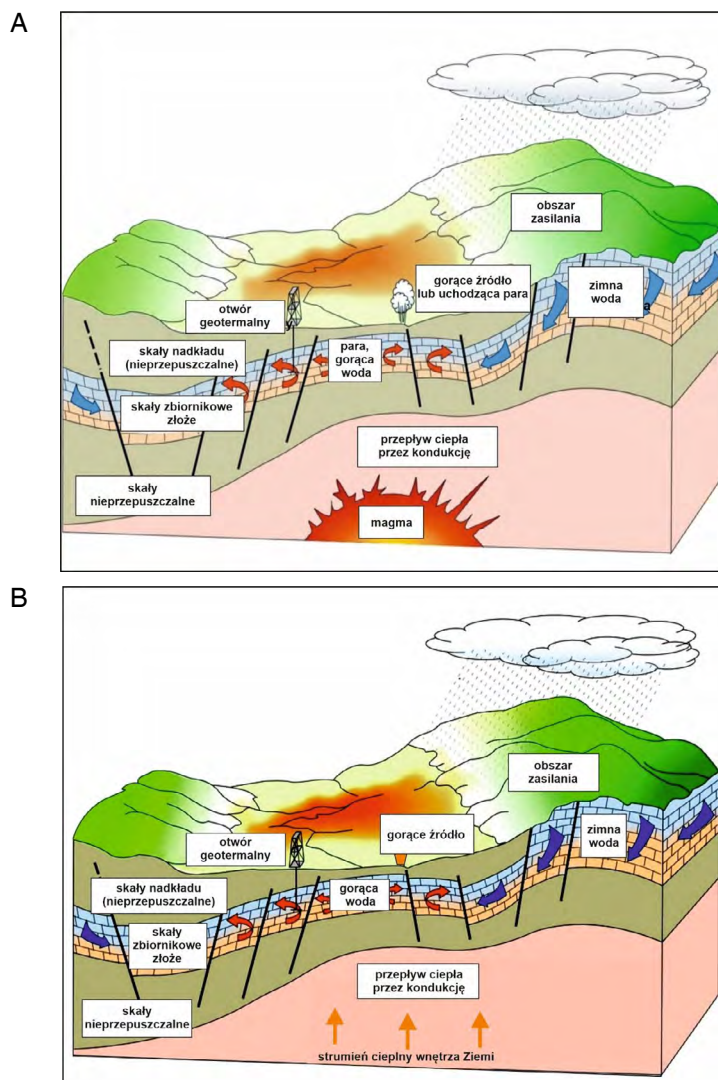
Wody i pary geotermalne są elementami systemów geotermalnych. Na systemy te składają się następujące podstawowe elementy:

- obszar zasilania, poprzez który wody infiltrują do wglębnych zbiorników wód lub par geotermalnych. Jest to na ogół obszar na powierzchni, niektóre systemy nie posiadają jednak współczesnego obszaru zasilania lub jest on ograniczony, co może ograniczać lub nawet uniemożliwiać odnawialność zasobów wód czy też par. Niekiedy oprócz wód z zasilania powierzchniowego w zbiornikach wglębnych są wody pochodzące z poprzednich okresów geologicznych lub tylko takie wody (zwane reliktowymi), a także wody powstałe podczas procesów diagenetycznych;
- skały nadkładu, skały podścielające (nieprzepuszczalne, słabo przepuszczalne) skały zbiornikowe;
- skały zbiornikowe zawierające wody, pary lub obie te fazy (w niektórych przypadkach w takich ilościach,

które tworzą „złożo” geotermalne). Są to skały o różnej litologii i genezie (wulkaniczne, osadowe, krystaliczne, metamorficzne), które posiadają odpowiednio dużą porowatość efektywną, szczelinowatość, przepuszczalność, sprzyjające gromadzeniu i migracji wód lub par geotermalnych w ilościach złożowych;

- wody (w fazie ciekłej, w fazie pary lub w formie obu faz);
- źródło ciepła – jest nim naturalny strumień ciepły Ziemi lub komora magmy, która czasem przedostaje się ku powierzchni. Pierwsze źródło odgrywa zasadniczą rolę w systemach i złożach niskotemperaturowych, drugie – w systemach i złożach wysokotemperaturowych (o czym jest mowa w innej części tego rozdziału).

Systemy, które zawierają wody lub pary geotermalne, są określane jako systemy hydrogeotermalne (hydrotermalne). Podstawowe elementy systemów geotermalnych przedstawia schematycznie rycina 2.2.1.



Ryc. 2.2.1. Schematy podstawowych elementów systemu geotermalnego:

A – wysokotemperaturowego, B – niskotemperaturowego (na podstawie Barbiera 1997)

2.3. Podział systemów, płynów i złóż geotermalnych ze względu na temperaturę

W praktyce międzynarodowej i krajowej stosowanych jest kilka zasadniczych podziałów systemów, złóż (zbiorników) oraz wód geotermalnych ze względu na ich temperatury. Wartości graniczne zawierają się najczęściej w przedziałach 100–150°C. Jednym z nich jest podział podany poniżej:

- systemy, wody wysokotemperaturowe – posiadają temperatury co najmniej 150°C;
- systemy, wody niskotemperaturowe – posiadają temperatury poniżej 150°C.

Inne stosowane zasadnicze podziały wód geotermalnych i ich zasobów ze względu na temperatury podaje tabela 2.3.1. Niektóre z nich zawierają grupę zasobów

średnotemperaturowych. Przytoczone podziały zawierają także odniesienie do wartości entalpii wód w zależności od ich stanu fazowego, gdyż jest to pomocne m.in. do oszacowania ich przydatności do generacji energii elektrycznej przy zastosowaniu płynów geotermalnych (par – suchych, mokrych) oraz mocy, jakie można uzyskać. Rozpoznane dotychczas w Polsce zasoby wód geotermalnych należą do grupy niskotemperaturowych, gdyż (poza pojedynczymi przypadkami) ich temperatury osiągają mniej niż 100–150°C. W uzupełnieniu można dodać, że opracowano i stosowanych jest, także w Polsce, wiele szczegółowych podziałów w obrębie głównych grup. Dotyczy to też grupy niskotemperaturowych wód

Tabela 2.3.1. Zestawienie zasadniczych podziałów wód i zasobów geotermalnych ze względu na temperaturę ([W:] Górecki red., Hajto i in. 2006, na podstawie źródeł podanych pod tabelą)

Wody/zasoby geotermalne	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Temperatura płynu geotermalnego [°C]					
Niskotemperaturowe (niskiej entalpii)	< 90	< 125	< 100	< 150	< 190
Średnotemperaturowe (niskiej entalpii)	90–150	125–225	100–200	–	–
Wysokotemperaturowe (wysokiej entalpii)	> 150	> 225	> 200	> 150	> 190

Źródła: (a) Mufler, Cataldi (1978), (b) Hochstein (1990), (c) Benderitte, Cormy (1990), (d) Nicholson (1993), (e) Axelsson i Gunnlaugsson (2000).

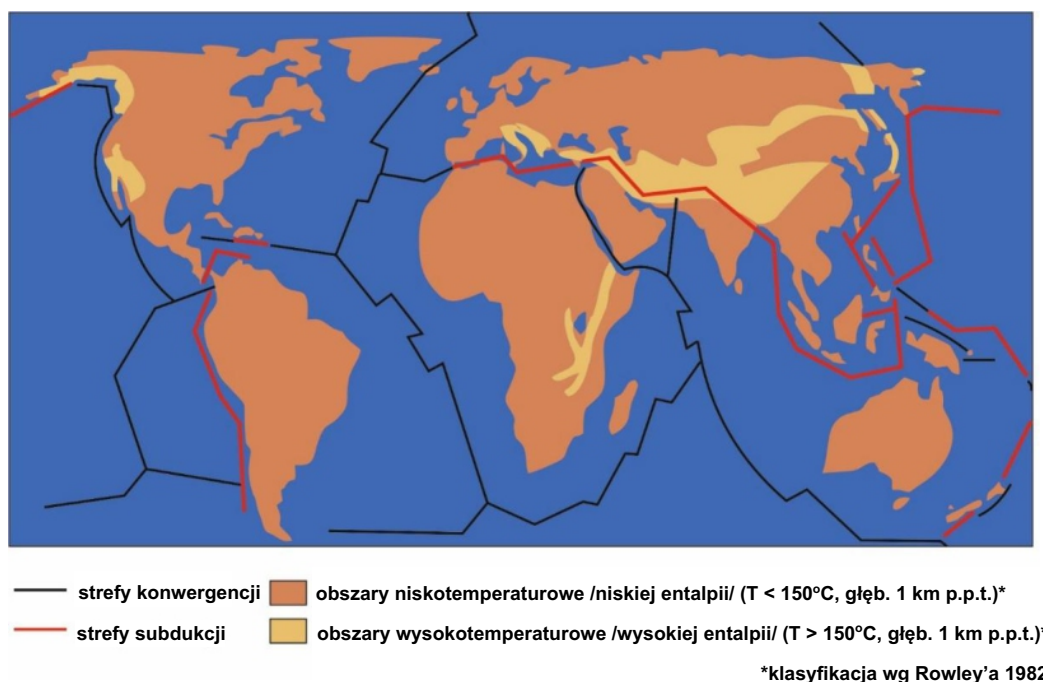
geotermalnych. Kryteria tych podziałów uwzględniają m.in. ich różnorodne przeznaczenie, względy energetyczne, technologiczne itp.

Złoża par geotermalnych (złoża wysokotemperaturowe, złoża o wysokiej entalpii) występują w obszarach współczesnej lub niedawnej aktywności wulkanicznej. Są związane głównie z aktywnymi brzegami płyt litosferycznych – strefami, gdzie następuje ich wzajemne podsuwanie (subdukcja) lub rozsuwanie (ryfting). Bezpośrednim źródłem ciepła jest magma znajdująca się płytko w skorupie ziemskiej lub wydobywająca się jako lava podczas erupcji wulkanicznych. Złoża par występują obficie m.in. na Islandii, w obszarach niedawnych i współczesnych zjawisk ryftowych i wulkanizmu.

Złoża wód geotermalnych (złoża niskotemperaturowe, złoża o niskiej entalpii). Są znacznie bardziej rozprze-

strzenione niż złoża par, gdyż ich obecność nie ogranicza się jedynie do aktywnych brzegów kontynentów. Tak jest również w przypadku Polski. Złoża wód występują także m.in. na Islandii, w obszarach oddalonych od obszarów niedawnych i współczesnych zjawisk ryftowych i wulkanizmu lub na mniejszych głębokościach. Na tych m.in. obszarach eksploatuje się wody dla celów ciepłowniczych – zastosowań będących w centrum tej publikacji i działań w ramach Projektu EOG.

Rycina 2.3.1 przedstawia ogólne rozmieszczenie wysoko- i niskotemperaturowych obszarów geotermalnych na świecie na tle głównych płyt litosferycznych i ich granic – stref subdukcji i konwergencji. Wynika z niego m.in. że Polska, podobnie jak przeważająca liczba innych krajów w Europie i na innych kontynentach, położona jest w obszarach niskotemperaturowych.



Ryc. 2.3.1. Ogólne rozmieszczenie wysoko- i niskotemperaturowych obszarów geotermalnych na świecie na tle głównych płyt litosferycznych i ich granic – stref subdukcji i stref ryftingu. (Orkustofnun information materials 1994)

2.4. Klasyfikacja zasobów wód i energii geotermalnej

Najbardziej kompleksową i bazującą na metodykach i zasadach międzynarodowych, jest w Polsce klasyfikacja zasobów wód i energii geotermalnej opracowana przez zespół Katedry Surowców Energetycznych WGGiOŚ AGH. Podstawowe kategorie w tej klasyfikacji podano poniżej. Szczegóły oraz oszacowane zasoby dla Polski zawiera m.in. Atlas zasobów geotermalnych Niżu Polskiego (Górecki red., Hajto i in. 2006).

Dostępne zasoby energii geotermalnej – ilość energii cieplnej zmagazynowanej w skorupie ziemskiej do głębokości 3 km lub do stropu podłoża krystalicznego, odniesiona do średniej temperatury rocznej powierzchni terenu, wyrażona w dżulach (J).

Zasoby statyczne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej (grawitacyjnej) wody geotermalnej, występującej w porach, szczelinach lub kawernach danego poziomu hydrogeotermalnego, wyrażana w metrach sześciennych lub kilometrach sześciennych (km³), po przeliczeniu w dżulach (J). Zasoby te są obliczane, gdy na badanym obszarze można wyodrębnić ciągle poziomy lub warstwy wodonośne. Określa się wówczas takie własności skał wodonośnych, jak: litologia, miąższość, porowatość i przepuszczalność, a na ich podstawie możliwe jest stwierdzenie występowania produktywnych warstw i poziomów wodonośnych.

Zasoby statyczne – wydobywalne wód i energii geotermalnej – część zasobów statycznych wód i energii geo-

termalnej pomniejszona o współczynnik wydobycia (Ro). Wyrażane w metrach sześciennych (m³) lub kilometrach sześciennych (km³), a po przeliczeniu w dżulach (J).

Zasoby dyspozycyjne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej (grawitacyjnej) wody geotermalnej poziomu hydrogeotermalnego lub innej jednostki bilansowej możliwa do zagospodarowania w danych warunkach środowiskowych, ale bez wskazania szczegółowej lokalizacji i warunków techniczno-ekonomicznych ujęcia wody. Wyrażane w metrach sześciennych na dobę, w metrach sześciennych na rok (m³/rok), dżulach na rok (J/rok) lub w tonach ekwiwalentnych ropy naftowej na rok (TOE/rok).

Zasoby eksploatacyjne wód i energii geotermalnej – ilość wolnej (grawitacyjnej) wody geotermalnej możliwa do uzyskania w danych warunkach geologicznych i środowiskowych za pomocą ujęć (otworów wiertniczych) o optymalnych parametrach techniczno-ekonomicznych. Wyrażane w metrach sześciennych na godzinę (m³/h) lub w metrach sześciennych na dobę (m³/dobę), przy odpowiedniej depresji, po przeliczeniu w dżulach na rok (J/rok) i w tonach ekwiwalentnych ropy naftowej na rok (TOE/rok).

W praktyce najważniejsze znaczenie mają kategorie zasobów eksploatacyjnych oraz zasobów dyspozycyjnych wód i energii geotermalnej.

2.5. Podstawowe parametry geotermiczne

W rozdziale wymieniono podstawowe parametry skał i wód, które kształtują wglębne warunki termiczne, mają znaczenia dla badań, analiz, obliczeń cieplnych, modelowań termodynamicznych, hydrodynamicznych, geochemicznych. Niektóre z nich są podawane w innych rozdziałach dotyczących bardziej szczegółowych kwestii. Do parametrów cieplnych skał i wód istotnych dla geotermii należą:

- skały: ciepło właściwe, przewodność cieplna, pojemność cieplna, gęstość, porowatość;
- wody: ciepło właściwe, gęstość, lepkość, entalpia;
- temperatury wglębne skał i wód.

Należy pamiętać, że wartości wielu parametrów skał i wód zależą od ich temperatur. Transport ciepła w obrębie naszej planety odbywa się za pomocą jednego z trzech mechanizmów. Są to:

- przewodzenie (kondukcja) – w ciałach stałych (ma dominujące znaczenie do 20–40 km w głąb Ziemi);
- konwekcja – w cieczach i gazach (w tym w wodzie i parze), astenosferze – plastycznej części płaszczca

Ziemi (tworzą się wewnątrz niej termiczne prądy konwekcyjne);

- promieniowanie (radiacja) – zasięg oddziaływania do około 5–25 m w głąb Ziemi.

Parametrem opisującym zmiany temperatury Ziemi wraz z głębokością jest gradient geotermiczny. Określa on przyrost temperatury na jednostkę przyrostu głębokości wewnątrz Ziemi poniżej strefy termicznej neutralnej. Wzór na jego obliczenie ma postać:

$$G_T = \frac{T_s - T_p}{Z} \cdot 100^\circ\text{C} / 100\text{m}$$

gdzie:

- G_T – gradient geotermiczny [$^\circ\text{C}/100\text{m}$],
- T_s – temperatura na określonej głębokości [$^\circ\text{C}$],
- T_p – temperatura na głębokości neutralnej [$^\circ\text{C}$] (w Polsce około 8°C na głębokości 20 m),
- Z – głębokość zalegania stropu badanego poziomu hydrogeotermalnego [m p.p.t.].

Gradient geotermiczny podaje się zwykle w [$^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$] lub w [$^{\circ}\text{C}/1\text{ km}$]. Oblicza się go dla warunków przewodzenia (kondukcji) ciepła. Wzrost temperatury zgodnie z gradientem odbywa się do głębokości około 70–100 km. Parametr ten przyjmuje bardzo zmienne wartości. Przykładowo: nawet rzędu $200^{\circ}\text{C}/\text{km}$ w niektórych obszarach Islandii, Włoch, innych rejonach współczesnej aktywności wulkanicznej (obszary wysokotemperaturowe), średnio $66^{\circ}\text{C}/\text{km}$ na Węgrzech, $32^{\circ}\text{C}/\text{km}$ w Polsce, $6^{\circ}\text{C}/\text{km}$ w Afryce Południowej.

Odwrotnością gradientu jest stopień geotermiczny – określa przyrost głębokości na 1°C przyrostu temperatury. W Polsce wynosi około 33–35 m/ 1°C .

Transport ciepła Ziemi z jej wewnętrznych warstw ku powierzchni odbywa się poprzez naturalny strumień

cieplny (o którym była już mowa). W sposób ilościowy określa go równanie Fouriera – zależność między przewodnością cieplną skał i szybkością zmian temperatury. Równanie ma ogólną postać:

$$Q = -k \cdot \text{grad } T$$

gdzie:

- Q – strumień cieplny [W/m^2],
- k – przewodność cieplna skał [$\text{W}/\text{m}^{\circ}\text{C}$],
- T – temperatura [$^{\circ}\text{C}$].

Podobnie jak gradient geotermiczny, także strumień cieplny oblicza się przy założeniu warunków przewodzenia ciepła.

2.6. Sposoby eksploatacji wód i par geotermalnych

Wody i pary geotermalne są eksploatowane – wydobywane lub zatłaczane, za pomocą otworów wiertniczych. Wykonywane są one w trajektorii pionowej lub kierunkowej. Ze względu na liczbę zastosowanych w systemie otworów wydziela się ogólnie:

- systemy jednotworowe – składające się z pojedynczego otworu wydobywczego (produkcyjnego);
- systemy dwuotworowe – składające się z dwóch otworów wiertniczych, z których jeden jest produkcyjny, a drugi – chłonny (tzw. dublet otworów);
- systemy wielotworowe – składające się co najmniej z trzech otworów, z których niektóre są produkcyjne, a niektóre chłonne.

Eksploatację prowadzi się zazwyczaj w systemach otworów wydobywczych i chłonnych, aby w jak największym zakresie zachowywać jej zrównoważony charakter, odnawialność zasobów, ograniczać lub eliminować ewentualne niekorzystne jej oddziaływanie na środo-

wisko. Niekiedy przynajmniej w taki sposób, aby część wydobytej uprzednio wody po jej energetycznym wykorzystaniu była z powrotem zatłoczona do jej podziemnego zbiornika. W niektórych przypadkach możliwe jest wydobywanie wody bez jej zatłaczania (jeśli posiada ona odpowiednie parametry fizykochemiczne, a wielkość produkcji nie wpływa negatywnie na zasoby eksploatacyjne i dyspozycyjne jej zbiornika).

Wody wydobywane są w warunkach artezyjskich (wypływające na powierzchnię pod własnym ciśnieniem) lub też za pomocą pomp wgłębnych, jeśli są w warunkach subartezyjskich (statyczne lustro wody jest pod powierzchnią terenu). W Polsce występują wody geotermalne zarówno w warunkach subartezyjskich, jak i w warunkach artezyjskich (m.in. na Podhalu). W przypadku zatłaczania wód stosowane są odpowiednie pompy, także przy warunkach artezyjskich.

2.7. Podstawowe sposoby wykorzystywania energii geotermalnej

Wody, pary i energia geotermalna posiadają wiele zastosowań. Zalicza się je do następujących głównych grup:

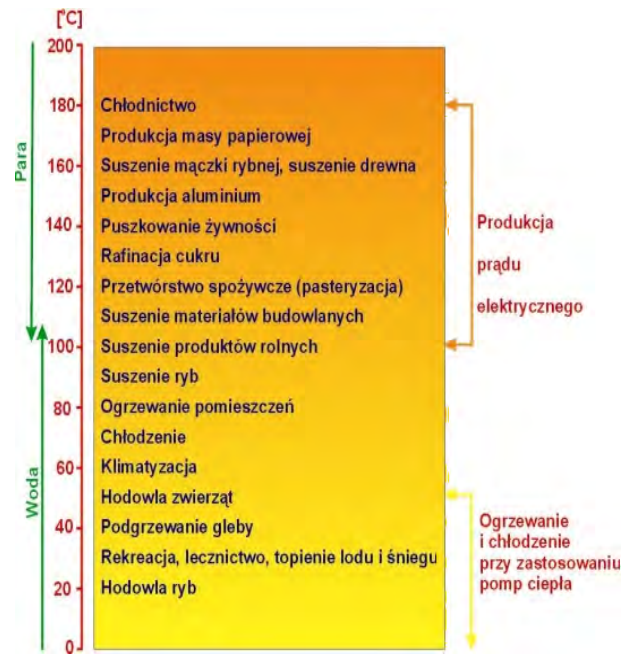
- **Wytwarzanie prądu elektrycznego** przy wykorzystaniu par geotermalnych (klasyczne elektrownie geotermalne) lub przy wykorzystaniu wód o wystarczająco wysokich temperaturach w układach binarnych (zazwyczaj w kogeneracji);
- **Zastosowania bezpośrednie**, wśród których najbardziej powszechne jest ciepłownictwo (zwłaszcza sieciowe, c.o.), a następnie rolnictwo, przetwórstwo rolno-spożywcze, hodowle wodne, suszenie produktów rolnych

i przemysłowych, rekreacja i leczenie uzdrowiskowe, odzysk związków i pierwiastków chemicznych, inne. Przybywa także kolejnych sposobów zastosowań, m.in. w biotechnologiach, rośnie zainteresowanie rozwojem technologii dla użytkowania wód geotermalnych jako wód pitnych czy też o innym przeznaczeniu;

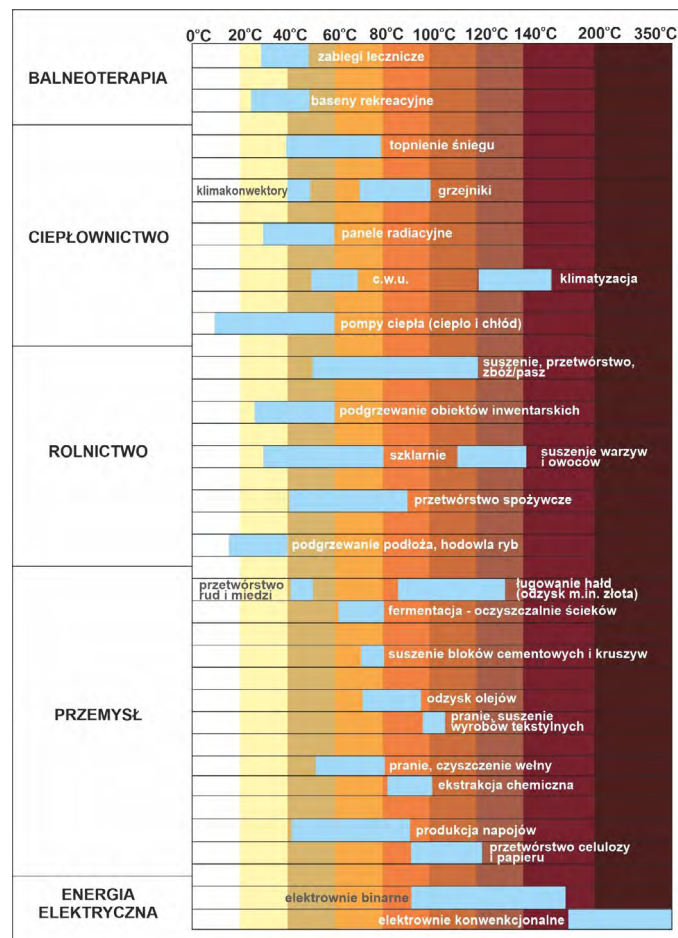
- **Wykorzystywanie ciepła Ziemi zgromadzonego w gruncie, przypowierzchniowych partiach górotworu i wodach z płytkich poziomów** pozyskiwanego za pomocą sprężarkowych pomp ciepła (tzw. płytka geotermia).

Podstawowe dziedziny, w których stosowana jest energia, wody i pary geotermalne przedstawia rycina 2.7.1. i 2.7.2. Bazuje ona na diagramie autorstwa islandzkiego specjalisty Baldura Lindalla (1973), który jest jedną z najczęstszych form ilustracji zakresu możliwości wykorzystywania energii wód i par geotermalnych oraz odpowiadających im ramowych temperatur. Od roku, w którym ten diagram został opublikowany, poszerzyły się znacznie przedziały temperatur, w zakresie których można z powodzeniem wykorzystywać zasoby geotermalne w poszczególnych dziedzinach, zwłaszcza bezpośrednio. Pokazuje to dokładniej rycina 2.7.2, której podstawą jest diagram opublikowany przez Europejską Gałąź Międzynarodowej Asocjacji Geotermalnej (2001). Dużo wskazywanych sposobów bezpośredniego wykorzystania jest możliwych także w Polsce, niektóre tylko są już realizowane. Znacznie więcej jest od lat praktykowanych w Islandii. Niektóre z nich, jako dobre praktyki, są przedmiotem szkoleń, wizyt studyjnych i innych działań w ramach Projektu EOG *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej*.

Poniżej podano krótki przegląd możliwości stosowania energii geotermalnej wraz z podsumowaniem stanu wykorzystania na świecie według syntetycznych raportów opracowanych z okazji Światowego Kongresu Geotermalnego 2020+1 w Islandii.



Ryc. 2.7.1. Podstawowe sposoby wykorzystywania zasobów geotermalnych i odpowiadające im ramowe temperatury (na podstawie Lindalla 1973)



Ryc. 2.7.2. Szczegółowe możliwości stosowania zasobów geotermalnych w różnych dziedzinach gospodarki i odpowiadające im zakresy temperatur (na podstawie materiałów informacyjnych International Geothermal Association, European Branch 2001)

2.8. Wykorzystanie energii geotermalnej na świecie

Wytwarzanie prądu elektrycznego z wykorzystaniem par geotermalnych prowadzone było w 2020 r. w 30 krajach (w 2015 było ich 24). Całkowita moc zainstalowana osiągnęła 15 950,46 MW_e (10 716,7 w 2015), a produkcja energii wyniosła 95 098,4 GWh (67 246,3 w 2015). Było to odpowiednio około 45 i 40% więcej w porównaniu do 2015 r. W czołówce krajów były USA, Indonezja, Filipiny, Turcja, Kenia. Na dziesiątym miejscu była Islandia (755 MW_e, 6010 GWh/2020). Informacje te podano za Hutterem (2021). W Europie energia elektryczna przy zastosowaniu energii geotermalnej była generowana na różną skalę w 9 krajach, przy czym klasyczne elektrownie geotermalne pracowały we Włoszech, Islandii i w Portugalii, podczas gdy elektrownie w układach binarnych (o niewielkich na ogół mocach) bazujące na niższych temperaturach wód (od około 80–100°C) pracowały m.in. w Austrii, Belgii, Chorwacji, Francji, Niemczech, USA, na Węgrzech. Prowadzone są prace nad uruchomieniem następnych instalacji binarnych.

Zastosowania bezpośrednie wód i energii geotermalnej obejmują szeroki zakres temperatur i różnorodne cele. Są wśród nich:

- ciepłownictwo – sieciowe i indywidualne;
- rolnictwo (ogrzewanie szklarni, podgrzewanie podłoża upraw szklarniowych, pod osłonami, w uprawach otwartych, nawadnianie upraw); przetwórstwo rolno-spożywcze;
- hodowle wodne (ryb, krewetek, krabów, homarów, ostryg, małży, in. gatunków wodnych); glonów (biotechnologie); suszenie produktów rolnych;
- zastosowania przemysłowe (suszenie materiałów budowlanych; drewna; ochrona przed oblodzeniem i zaleganiem pokrywy śnieżnej na newralgicznych odcinkach tras komunikacyjnych, chodników, in.);
- lecznictwo uzdrowiskowe, rekreacja;
- stosowanie wód geotermalnych jako wód mineralnych lub pitnych;
- odzysk związków mineralnych, pierwiastków, dwutlenku węgla.

Wykorzystywanie ciepła Ziemi zgromadzonego w gruncie, przypowierzchniowych partiach górotworu i wodach płytkich poziomów pozyskiwanego za pomocą sprężarkowych pomp ciepła (tzw. płytka geotermia) jest ważną dziedziną, zwłaszcza w ciepłownictwie indywidualnym. W niektórych krajach ta technologia zdominowała ciepłownictwo geotermalne (m.in. w Szwecji, Norwegii, Szwajcarii, Finlandii, Holandii, Austrii, Niemczech). Coraz częściej pompy ciepła stosowane są także do chłodzenia pomieszczeń, co wydłuża czas ich pracy i zwiększa efektywność ekonomiczną. Pompy ciepła należą do najszybciej rozwijających się technologii OZE, także w Polsce.

Ciepłownictwo (zwłaszcza sieciowe) jest podstawowym zastosowaniem energii geotermalnej. W większości przypadków bazuje na eksploatacji wody geotermalnej

otworami wiertniczymi (wydobywczymi i chłonnymi), przekazywaniu części ciepła zawartego w tej wodzie poprzez wymienniki do wody obiegu ciepłowniczego, a następnie rozprowadzaniu do odbiorców poprzez węzły cieplne. Schłodzona woda geotermalna po przejściu przez wymienniki ciepła jest zatłaczana do złoża, zrzucana (częściowo lub całkowicie) do odbiorników powierzchniowych lub też kierowana do innych zastosowań. Systemy ciepłownicze mogą bazować wyłącznie na ciepłe wód geotermalnych lub też współpracują ze źródłami szczytowymi, które są zasilane tradycyjnymi nośnikami energii lub innymi odnawialnymi (np. biomasą). W niektórych systemach pracują pompy ciepła (absorpcyjne, sprężarkowe). Zakres temperatur stosowanych wód geotermalnych jest szeroki, od kilkunastu do ponad 100°C. Systemy pracują dla potrzeb dostarczania ciepła do ogrzewania pomieszczeń, a niekiedy także ciepłej wody użytkowej. Schłodzona woda geotermalna, a także powrotna woda ciepłownicza, są niekiedy kierowane do innych zastosowań wymagających ciepła o niższych parametrach, co określane jest jako wszechstronne czy też kaskadowe wykorzystanie. Stosowanie energii geotermalnej w ciepłownictwie jest efektywne ekonomicznie, koszty jej pozyskiwania są porównywalne lub niższe niż ciepła z innych źródeł (tak jest również w Polsce; Pająk i Bujakowski 2018).

Ciepłownictwo jest najważniejszym sposobem bezpośredniego wykorzystania geotermii w Islandii, a także kluczowym obecnie i w nadchodzących latach w Polsce. Temu poświęcona jest tematyka Projektu EOG. Wybrane dobre praktyki i szczegółowe zagadnienia są przedstawione w innych wykładach i rozdziałach.

Według Lunda i Toth (2021) w 2020 r. energia geotermalna była bezpośrednio stosowana na różną skalę co najmniej w 88 krajach (82 w 2015). Całkowita moc zainstalowana dla potrzeb bezpośredniego wykorzystania na świecie wynosiła 107 727 MW_t (50 585 w 2015 r.), a zużycie ciepła 1 020 887 TJ (438 073 w 2015 r.), przy czym znaczący udział miały zwłaszcza geotermalne pompy ciepła („płytki geotermia”), które instalowane są licznie m.in. w Kanadzie, USA, Japonii i w wielu krajach europejskich. Największy udział w skali świata pod względem zainstalowanej mocy i zużycia ciepła ma ogrzewanie pomieszczeń: przy użyciu pomp ciepła, a także ciepła wód wydobywanych z głębszych otworów wiertniczych (ciepłownictwo sieciowe) – w porównaniu z 2015 r. odnotowano 91% wzrostu wykorzystania energii geotermalnej w tym sektorze (!). Inne zastosowania obejmowały rekreację i lecznictwo, ogrzewania szklarni, uprawy pod osłonami, hodowle wodne, suszenie produktów rolnych, inne zastosowania przemysłowe, zapobieganie oblodzeniu ciągów komunikacyjnych itp.

Pod względem całkowitego zużycia ciepła geotermalnego czołowe miejsca zajmują Chiny, USA, Szwecja, Niemcy i Turcja: w 2020 r. przypadało na nie łącznie 71%

rocznego światowego zużycia tego ciepła. W odniesieniu do liczby mieszkańców, w czołówce są natomiast Islandia, Szwecja, Finlandia, Norwegia i Nowa Zelandia.

Dzięki bezpośredniemu stosowaniu energii geotermalnej w 2020 r. zaoszczędzono równowartość 596 mln

baryłek ropy naftowej (81,0 mln ton ekwiwalentnych ropy naftowej, TOE), zapobiegając uwolnieniu do atmosfery 252,6 mln ton dwutlenku węgla rocznie (Lund i Toth 2021).

2.9. Zalety energii geotermalnej

W porównaniu z innymi źródłami energii – zarówno tradycyjnymi jak i niektórymi odnawialnymi – energia geotermalna posiada kilka ważnych zalet. Jest to energia:

- **czysta ekologicznie** – jej właściwe stosowanie nie powoduje emisji szkodliwych pyłów i gazów do otoczenia. Jest więc zeroemisyjna, przyjazna ludziom, środowisku naturalnemu i klimatowi, pomagając w ich ochronie;
- **lokalna** – wykorzystywana w pobliżu miejsca występowania (jeśli mowa o zastosowaniach bezpośrednich). Jej dostawy nie są zależne m.in. od międzynarodowej sytuacji energetycznej i politycznej, które wpływają na ceny i niezawodność dostaw;
- **niezawodna** – można ją pozyskiwać przez całą dobę, w każdy dzień i przez cały rok – „24/7/365”. Nie jest zależna od warunków pogodowych, pory dnia czy też roku w odróżnieniu od niektórych innych źródeł odnawialnych (m.in. wiatru, Słońca);
- **obfita** – ilość ciepła Ziemi zawartego w wodach, parach geotermalnych oraz skałach naszej planety jest bardzo znacząca. Zarówno ta rozproszona, jak i ta zgromadzona w postaci złóż;

- **odnawialna** – zasoby ciepła Ziemi są tak duże, że jego wykorzystywanie nawet na znacznie większą niż obecnie skalę nie spowoduje ich wyczerpywania, jak to ma miejsce w przypadku eksploatacji paliw kopalnych. Potrzebne jest oczywiście odpowiednie nagromadzenie tej energii w wodach, parach lub skałach dla określonego sposobu zagospodarowania – czyli odpowiedni zbiornik (złoże);
- **konkurencyjna cenowo** – w porównaniu z cenami energii elektrycznej lub ciepła uzyskiwanymi z tradycyjnych paliw kopalnych, a nawet z niektórymi innymi odnawialnych źródeł;
- **czysta energia dla różnych gałęzi gospodarki (energetyki, rolnictwa, in. sektorów przemysłu), branży lecznictwa uzdrowiskowego i wypoczynku. Łącząc nierzadko tradycje historyczne ze współczesnymi rozwiązaniami jest podstawą nowoczesnego lokalnego rozwoju gospodarczego w oparciu o lokalne zasoby.**

Innymi słowy: energia geotermalna to odnawialne – lokalne – niezawodne – czyste źródło energii. Skuteczny sposób na łagodzenie zmian klimatycznych.

2.10. Zrównoważona eksploatacja zasobów geotermalnych

Warunkiem utrzymania na stałym poziomie podstawowych parametrów zasobów wód i par geotermalnych oraz cech ich odnawialności jest zrównoważona eksploatacja. Jest to konieczne dla właściwego gospodarowania złożami oraz działalności gospodarczej związanej z wykorzystywaniem ich zasobów. Dotyczy to również naszych krajowych uwarunkowań. Na czym zatem polega zrównoważona eksploatacja? Poniżej przytoczono często używane definicje i wyjaśnienia autorstwa wiodących autorytetów z branży geotermalnej.

Według Rybacha (2003) zrównoważenie systemu geotermalnego zależy od „zdolności systemu, z którego jest odbierane ciepło geotermalne, do utrzymania produkcji przez długi czas”. Z kolei Axelsson i in. (2004) wskazali, że „dla każdego systemu geotermalnego i dla każdego sposobu produkcji energii istnieje pewien maksymalny jej poziom, poniżej którego będzie możliwe utrzymywanie

jej na stałym poziomie przez bardzo długi czas (100–300 lat)”. Odnosi się to do całkowitej ilości energii możliwej do odebrania w postaci ciepła z płynów geotermalnych i skał. Produkcja wody i ciepła jest zrównoważona, jeśli nie wydobywa się ich więcej niż wynosi naturalne zasilenie zbiornika. Trzeba także zauważyć, że ilości te są niekiedy bardzo ograniczone i czasem nie nadają się do użytkowania z ekonomicznego punktu widzenia. Innymi słowy – zrównoważona eksploatacja polega na zbilansowanym i stabilnym długoterminowym wydobywaniu wód z ich zbiornika tak, by nie doprowadzić do znaczącego obniżenia dostępnych zasobów geotermalnych (np. wskutek spadku wydajności, ciśnienia złożowego), czy też poprzez nieodpowiednią eksploatację nie doprowadzić do przebiccia frontu chłodnego do otworu produkcyjnego czy do destabilizacji parametrów hydrochemicznych (Axelsson 2010).

Wychodząc natomiast od wykorzystywania wód i energii geotermalnej w sposób zrównoważony, rozpatruje się to poprzez pryzmat możliwości maksymalizacji wykorzystania dostępnych zasobów bez negatywnego wpływu na ich wielkość. Wiąże się to z optymalnym czy też wszechstronnym wykorzystaniem (Rubio-Maya i in. 2015).

Jednym z zasadniczych sposobów utrzymywania zrównoważonej eksploatacji wód i par geotermalnych jest ich zatłaczanie z powrotem do zbiornika (po energetycznym wykorzystaniu) oraz nieprzekraczanie w trakcie wydobywania wód wielkości zasobów dyspozycyjnych danego zbiornika.

Literatura

- Axelsson G., Stefánsson V., Björnsson G. 2004. Sustainable utilization of geothermal resources for 100–300 years. Proceedings, Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 26-28, 2004, SGP-TR-175 (<https://earthsciences.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2004/Axelsson.pdf>).
- Axelsson G. 2010. Sustainable geothermal utilization – case histories; definitions; research issues and modelling. *Geothermics* 39. DOI: 10.1016/j.geothermics.2010.08.001.
- Barbier E. 1997. Nature and technology of geothermal Energy a review. *Renewable and sustainable energy reviews*. Vol. 1. Elsevier Science.
- Dadlez R., Jaroszewski W. 1994. *Tektonika*. Wydawnictwo Naukowe PWN. Warszawa.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (2018/2001).
- Górecki W. red. 2006. *Atlas zasobów geotermalnych Niżu Polski*. AGH KSE, Kraków.
- Gudni A. 2020. Sustainable geothermal utilization – Case histories; definitions; research issues and modelling. *Geothermics* 39(4). DOI: 10.1016/j.geothermics.2010.08.001.
- Huttrer G.W. 2021. *Geothermal Power Generation in the World 2015–2020 Update Report*. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland, April–October 2020. Paper 01017.
- Lindall B. 1973. *Industrial and Other Uses of Geothermal Energy* [W:] *Geothermal Energy*. UNESCO Pbs, Paris.
- Lund J.W., Toth A. 2020. *Direct Utilization of Geothermal Energy 2020 Worldwide Review*. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland, April–October 2020. Paper 01018.
- Pajak L., Bujakowski W. 2018. Zmiany cen zakupu energii ciepłej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007–2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych. *TPGGiRZ* 1.
- Rowley J.C. 1982. *Worldwide Geothermal Resources* [W:] Edwards L.M. i in., red., *Handbook of geothermal energy*. Gulf Publ. Co., Houston.
- Rubio-Maya C., Ambríz Díaz V.M., Pastor Martínez E., Belman-Flores J.M. 2015. Cascade utilization of low and medium enthalpy geothermal resources – a review. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 52. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.162.
- Rybach L. 2003. Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics* 32.
- Materiały informacyjne – International Geothermal Association, European Branch, 2001.
- Orkustofnun information materials, 1994.
- Prawo geologiczne i górnicze. Dz.U. 2021, poz. 1420. <https://earthsciences.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2004/Axelsson.pdf>.
- https://www.researchgate.net/publication/222040386_Geothermal_energy_Sustainability_and_the_environment.

3. Transformacja energetyczna na źródła odnawialne –

przykłady z Islandii

3.1. Wstęp

Początki stosowania geotermii na Islandii

Islandia była jednym z pierwszych krajów wykorzystujących energię geotermalną. W roku 1000, wkrótce po przybyciu pierwszych osadników, Islandczycy byli chrzczeni w sadzawkach z wodami geotermalnymi, a jeden z najbardziej znanych w kraju autorów sag – Snorri Sturluson, na początku XIII wieku wykąpał się w Reykholt w „gorącym cebrze”. Przez następne 500 lat nie wydarzyło się nic specjalnego w zakresie geotermii, ale wiadomo, że w XVII wieku jedzenie gotowano na patelniach umieszczonych na źródłach geotermalnych, a woda geotermalna była przez całą historię Islandii używana do kąpieli i prania ubrań. Pierwsze prymitywne baseny zbudowano w XIX wieku, początkowo w celu kształcenia żeglarzy, którzy nie mając podstawowych umiejętności pływackich, często ginęli śmiercią tragiczną, czasami blisko brzegu. Nauka o gejzerach i systemach geotermalnych zaczęła się rozwijać w XIX wieku. Początkowe wytwarzanie energii uległo transformacji w XX wieku – obecnie cała energia elektryczna jest wytwarzana z pomocą energii wodnej lub pary geotermalnej, a praktycznie całe ogrzewanie (procesy przemysłowe i ogrzewanie pomieszczeń mieszkalnych) jest geotermalne – jedynie niewielka część to bezpośrednie ogrzewanie elektryczne lub wspomaganie pompami ciepła. Są oczywiście wyjątki i nadal można znaleźć w Islandii domy ogrzewane olejem opałowym, ale dzieje się tak albo w niezelektryfikowanych regionach wiejskich, albo wyspach wokół Islandii, które nie są objęte sieciami grzewczymi. Takie wyjątki stanowią mniej niż 0,1% krajowego zużycia energii. Sporadycznych użytkowników paliw kopalnych można również spotkać w branżach przemysłowych, ale trwają prace nad wyeliminowaniem takiego wykorzystania.

Kryzys naftowy lat 70. XX w.

Kiedy w latach 70. XX w. do Islandii dotarł kryzys naftowy, podjęto decyzję o całkowitym przestawieniu z korzystania z węgla i ropy na technologię geotermalną oraz

elektrownie wodne. Po eksperymentalnych próbach generowania elektryczności z pary geotermalnej w roku 1944, produkcja taka zyskała jeszcze bardziej na znaczeniu. Obecnie zainstalowana moc elektryczna to 755 MW ze źródeł geotermalnych (głównie turbiny zasilane parą pozyskaną z rozprężania płynu geotermalnego) oraz 2106 MW z elektrowni wodnych.

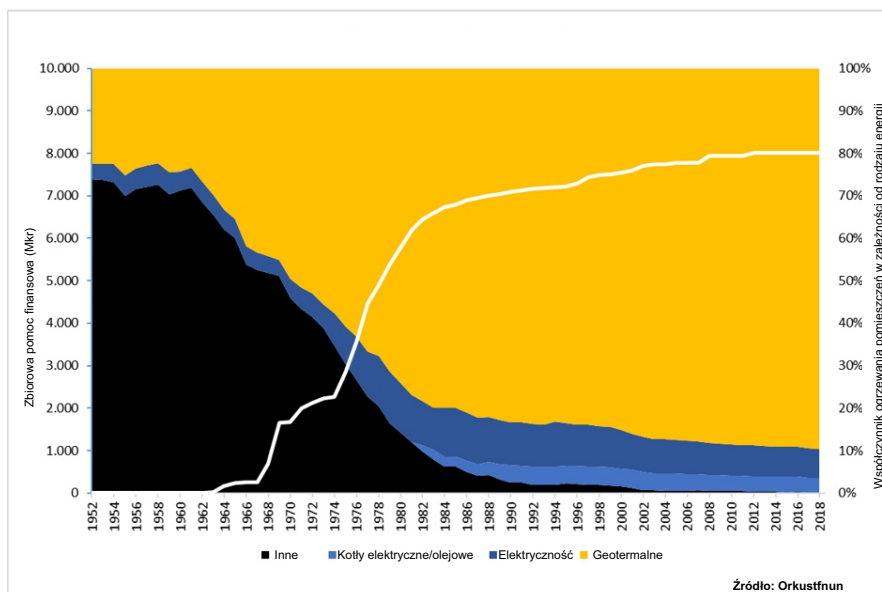
Obecne działania w zakresie geotermii na Islandii

Na początku bieżącego wieku zrealizowano liczne odwierty poszukiwawcze na obszarach wysokotemperaturowych, co zaowocowało wytworzeniem ponad 400 MW mocy elektrycznej w południowo-wschodniej części kraju (Hellisheiði i Reykjanes) oraz ponad 100 MW w rejonie północno-wschodnim (Teistareykir oraz rozbudowa elektrowni w rejonie Krafla). Działania poszukiwawcze praktycznie ustały w drugiej dekadzie, po tym jak ostatni kryzys bankowy utrudnił dostęp do gotówki. W zakładach położonych na południowym-wschodzie, szczególnie w pobliżu regionu stołecznego, bardzo dobrze wykorzystuje się ciepło odpadowe. Zapotrzebowanie na nie oraz wykorzystanie źródeł geotermalnych do ogrzewania indywidualnego nie zmniejsza się dzięki rozwijającej się branży turystycznej. W ostatnich latach powstało kilka nowych kurortów i kąpielisk, a istniejące firmy ciepłownicze zaczynają napotykać trudności w zaspokajaniu popytu. Pojawia się konieczność wiercenia nowych otworów na istniejących polach, a także poszukiwania nowych obszarów do eksploatacji. Dalszy rozwój i zagospodarowanie zasobów muszą następować z jednoczesnym zwiększaniem wydajności i okazjonalnym wykorzystaniem pomp ciepła w systemach o obiegu zamkniętym.

3.2. Orkusjóður (Fundusz Energetyczny)

Orkusjóður (Fundusz Energetyczny) wspierał krajową transformację energetyczną z węgla i ropy naftowej na geotermię i energię elektryczną do wykorzystania w ogrzewaniu pomieszczeń (co obejmuje również pływalnie). Cel ten był realizowany głównie przy pomocy pożyczek zmniejszających ryzyko przy wierceniu odwier-

tów produkcyjnych. Łączna kwota wydatkowana na tak ukierunkowane pożyczki była bliska 77 mln USD – suma nieznacząca, ale w tym czasie (lata 70 XX w.) populacja Islandii była niewielka, a zasoby geotermalne były często dobrze rozpoznane (ryc. 3.2.1).



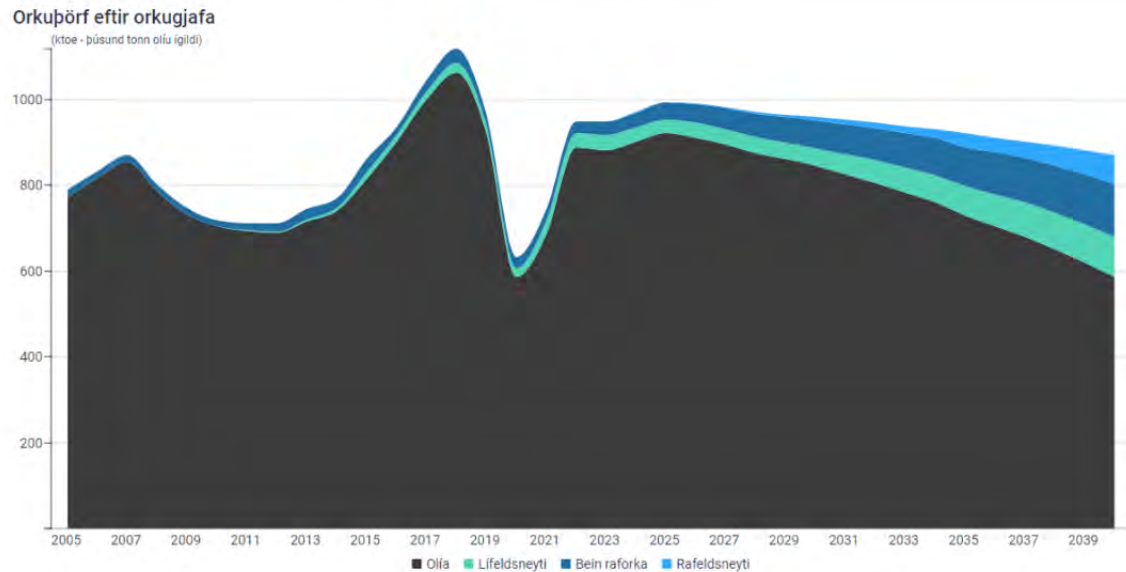
Ryc. 3.2.1. Wpływ pożyczek Orkusjóður zmniejszających ryzyko na eliminację oleju opałowego w ogrzewaniu pomieszczeń. Zmiana szła głównie w kierunku geotermii. Biała linia pokazuje łączną kwotę pożyczek sięgającą około 77 mln USD (wykres: Orkustofnun)

3.3. Obecny obszar zainteresowania Funduszu Energetycznego

Po zakończeniu okresu transformacji w latach 90. XX w. Orkusjóður przesunął główny punkt zainteresowania na sektor transportowy. W 2020 r. weszły w życie nowe ustawy zaostrzające cel działań funduszu tak, aby wspomóc działania rządowe dążące do dopasowania do międzynarodowych umów w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Energia geotermalna nie jest już priorytetem numer 1. Jej miejsce zajęły rozwiązania technologiczne dla sektora transportu opartego na źródłach odnawialnych, który bazuje przede wszystkim na akumulatorach do pojazdów elektrycznych oraz wytwarzaniu e-paliwa (elektryczność jest wykorzystywana do przekształcania zasobów odnawialnych na paliwo, np. wodę na wodór) – patrz rozdział na rodzaje zapotrzebowania na energię oraz prognozy na rycinie 3.3.1. Orkusjóður koncentruje się na technikach służących zagospodarowaniu już udostępnionych i eksploatowanych zasobów

geotermalnych. Tam, gdzie ich temperatura jest niewystarczająca, Fundusz może udzielić wsparcia dla wprowadzenia odpowiednich pomp ciepła.

Geotermia ma jednakże nadal swoją rolę do odegrania w bieżącej transformacji. E-paliwa mogą niekiedy być wytwarzane wydajniej w podwyższonych temperaturach (np. produkcja wodoru z pary geotermalnej). Niektóre z komponentów chemicznych niezbędnych do e-paliw mogą być również pozyskiwane z systemów geotermalnych. Doskonałym przykładem jest produkcja metanolu w zakładzie islandzkim, który wykorzystuje dwutlenek węgla z pola geotermalnego Svartsengi w połączeniu z wodorem pozyskiwanym drogą elektrolizy zasilanej energią elektryczną, która z kolei jest wytwarzana z wykorzystaniem pary geotermalnej (*Carbon Recycling International, CRI*). W podobny sposób w elektrowniach geotermalnych można wytwarzać metan, a amoniak można produkować



Ryc. 3.3.1. Próba prognozowania zapotrzebowania na miks energetyczny w nadchodzących dekadach. Czerni przedstawia ropę naftową, a kolory odzwierciedlają biopaliwa, energię elektryczną stosowaną bezpośrednio oraz e-paliwa (orkuskiptaspa.is)



Ryc. 3.3.2. Przykładem projektu e-paliwa finansowanego przez Orkusjóður jest Green Fuel (greenfuel.is), skupiający się na produkcji amoniaku. Amoniak może być obecnie używany jako paliwo na 70% statków handlowych

bez źródła węgla (ryc. 3.3.2). Z płynów geotermalnych można również pozyskiwać pierwiastki, takie jak np. lit, choć w tym przypadku uznano to za niemożliwe do realizacji na Islandii.

Energię geotermalną można efektywniej niż dotychczas stosować w procesach suszenia, w szczególności przy użyciu dostępnych od niedawna wysokotemperaturowych pomp ciepła, osiągających temperatury 120°C i wyższe. Będzie to wymagało coraz większej ilości energii elektrycznej, którą można częściowo zapewnić za pomocą binarnych elektrowni geotermalnych, zdolnych do korzystania z płynów geotermalnych o temperaturach rzędu 80°C, a czasem nawet niższych.

W perspektywie krótkoterminowej w Orkusjóður można sfinansować podstawowe wyposażenie do wykorzystania energii geotermalnej (przykład pokazuje ryc. 3.3.3).

Islandia może być zmuszona do używania zasobów geotermalnych w znacznie większym zrównoważonym

cyklu żywnościowym, w którym zarówno ciepło, dwutlenek węgla, jak i woda są stosowane w szklarniach pozostawiając odpady, które można wykorzystać do produkcji e-paliw. Dotyczy to również wielu innych krajów.

Na Islandii podjęto głębokie wiercenia w wysokotemperaturowych obszarach geotermalnych (Iceland Deep Drilling Project, IDDP) w celu zbadania możliwości wykorzystania płynów nadkrytycznych. Odparowałyby one do postaci suchej pary i zapewniły znacznie wyższe ciśnienie w turbinie w porównaniu z konwencjonalnym działaniem z parą odzyskaną z rozprężania płynu geotermalnego. Wyniki wierceń na rekordową głębokość 4659 m na polu o wysokiej temperaturze (IDDP-2, Reykjanes) wyraźnie pokazują, że geotermalne systemy nadkrytyczne istnieją, ale wyzwaniem jest zaprojektowanie systemu produkcyjnego.



Ryc. 3.3.3. Wykorzystanie ciepła geotermalnego jest często osiągnięte przy użyciu bardzo podstawowego sprzętu. Na zdjęciu orurowanie zastosowane w suszarce – zdjęcie z projektu dofinansowanego przez Orkusjóður

3.4. Islandia i Polska

Porównywanie obecnego poziomu wykorzystania energii geotermalnej w Islandii i w Polsce byłoby nieobiektywne – Islandia jest bowiem wyspą wulkaniczną z wieloma widocznymi obszarami geotermalnymi o wysokiej temperaturze. Wiadomo jednak, że w Polsce istnieje energia geotermalna, która w pewnym zakresie może zastąpić obecne źródła ciepła oparte na paliwach kopalnych. Coraz bardziej powszechne mogą być systemy łączone, w których ciepło geotermalne zaspokaja zapotrzebowanie podstawowe, a inne (zwykle droższe) źródła są wykorzystywane do zasilania szczytowego.

Przyszły scenariusz dla Polski mógłby wyglądać następująco: zagospodarowywane są kolejno znane zasoby geotermalne, przede wszystkim te, które występują

w środkowej części kraju (Niż Polski). W pierwszym etapie mogłyby one zastąpić niekiedy na tych gęsto zaludnionych obszarach ogrzewanie oparte na paliwach kopalnych. Znacząco wzrosłoby też zapewne produkcja energii elektrycznej ze źródeł niekopalnych (co może obejmować również energię jądrową). Dalsze wykorzystanie zasobów geotermalnych (ciepła, wody, niekiedy związków chemicznych w nich zawartych) mogłoby odbywać się w szklarniach produkujących żywność czy też cenne rośliny, a także do produkcji chemikaliów do wykorzystania w różnych procesach i produktach, w tym do produkcji e-paliwa. W ten sposób rozwiniętyby się zrównoważony cykl, w dużej mierze zastępujący zapotrzebowanie na paliwa kopalne.

3.5. Starania globalne

Energia geotermalną można wykorzystać do łagodzenia trwającego kryzysu klimatycznego. Specjalistyczna wiedza i doświadczenie w zakresie wierceń naftowych mogą być spożytkowane dla celów geotermalnych wierceń na dużą skalę. Wymaga to silnej woli politycznej o wymiarze międzynarodowym i długoterminowego planowania finansowego. Ostatecznym celem jest wyeliminowanie paliw kopalnych używanych do ogrzewania

(i dowolnego procesu wymagającego ciepła) i stosowania energii geotermalnej w różnych procesach (spożywczych i przemysłowych). Energia geotermalna nie zapewni stuprocentowego rozwiązania umożliwiającego wyeliminowanie wszystkich paliw kopalnych, ale jest mocnym pretendentem do większości hybrydowych systemów grzewczych.

4. Zrównoważona eksploatacja i zagospodarowanie energii

geotermalnej w Islandii w świetle przepisów prawnych –

wybrane aspekty

4.1. Wstęp

W XX wieku Islandia przekształciła się z kraju zależnego od importowanej ropy naftowej i węgla w kraj, w którym w 2018 r. praktycznie cała ilość energii do celów innych niż transport i 86% energii pierwotnej pochodziło z krajowych źródeł odnawialnych, a produkcja energii elektrycznej odbywała się niemal bez udziału węgla. Jest to wynikiem skutecznej polityki przyjęcia w Islandii energii odnawialnej jako długoterminowego priorytetu. Nigdzie indziej geotermia nie odgrywa większej roli w zaopatrywaniu kraju w energię.

Już w latach 40. Państwowy Urząd Energetyki promował rozwój geotermii i przeprowadzał regionalne badania obszarów i zasobów geotermalnych nadających się dla potrzeb ciepłowniczych, a także wykonywał odwierty poszukiwawcze na obiecujących polach. Stołeczny Reykjavik uzyskał z mocy prawa monopol na obsługę geotermalnej usługi ciepłowniczej w mieście i przejął inicjatywę w zakresie realizacji i eksploatacji odwiertów oraz budowy pierwszej dużej geotermalnej sieci ciepłowniczej. Państwo zagwarantowało pożyczki na budowę tej sieci. W 1950 r. około 25% gospodarstw domowych w kraju korzystało z geotermalnych usług grzewczych, podczas gdy 40% używało do ogrzewania węgla, a 20% oleju. Tanie ogrzewanie geotermalne było atrakcyjne i zintensyfikowało napływ ludności z terenów wiejskich do stolicy. Aby to zrównoważyć, parlament zatwierdził w 1953 r. ustawę o geotermalnych usługach grzewczych w gminach poza Reykjavikiem. Pozwalała ona państwu na gwarantowanie pożyczek do 80% całkowitych kosztów wiercenia i budowy sieci ciepłowniczych. Aby zachęcić do rozwoju, państwo ustanowiło ponadto w 1961 r. Fundusz Geotermalny. Fundusz ten udzielał dotacji na odwierty i prace rozpoznawcze prowadzone przez Departament Geotermii Państwowego Urzędu Energetyki, a także udzielał pożyczek gminom i rolnikom na odwierty poszukiwawczo-rozpoznawcze, które pokrywały do 60% kosztów wiercenia. Jeżeli wiercenie kończyło się powodzeniem,

to pożyczka miała być spłacana według najwyższego dopuszczalnego oprocentowania przez 5 lat od rozpoczęcia eksploatacji. Jeśli natomiast wiercenie nie zakończyło się uzyskaniem gorącej wody, to pożyczka była zamieniana na dotację i nie podlegała spłacie. W ten sposób Fundusz zachęcał do poszukiwań i dzielił się ryzykiem. Podczas kolejnych 10 lat z tego sposobu wsparcia skorzystało wiele wsi, gdzie udało się znaleźć wodę geotermalną. W 1967 r. Fundusz został połączony z Funduszem Energii Elektrycznej, i w ten sposób powstał Fundusz Energetyczny. Fundusz Energii Elektrycznej od lat czterdziestych wspierał elektryfikację i przesył na terenach wiejskich. Od początku działalności przyznano ponad 535 pożyczek i dotacji geotermalnych, co doprowadziło w efekcie do powszechnego wykorzystywania energii geotermalnej w całej Islandii.

Kiedy na początku lat 70. wybuchł kryzys naftowy spowodowany wojną arabsko-izraelską, cena ropy naftowej na rynku światowym wzrosła o 70%. Mniej więcej w tym samym czasie w Islandii z ogrzewania geotermalnego korzystało blisko 90 000 osób, co stanowiło około 43% populacji. Ciepło pochodzące z ropy naftowej służyło ponad 50% ludności, pozostała część wykorzystywała energię elektryczną. Aby ograniczyć skutki rosnących cen tego paliwa, Islandia zaczęła dotować wykorzystanie oleju opałowego do ogrzewania pomieszczeń. Kryzysy naftowe w 1973 i 1979 r. (ten drugi wywołany rewolucją irańską) spowodowały, że kraj zmienił swoją politykę zmniejszając zużycie ropy naftowej i zwracając się ku krajowym zasobom energetycznym: energii wodnej i ciepłu geotermalnemu. Oznaczało to poszukiwanie nowych zasobów geotermalnych i budowanie sieci dystrybucji. Wiązało się to również z budową rurociągów przesyłowych (zwykle o długości 10–20 km) z pól geotermalnych do miast, wsi i pojedynczych gospodarstw, a także przedstawienie domowych systemów grzewczych z energii elektrycznej lub oleju opałowego na ciepło geotermalne.

Jednakże, pomimo zmniejszenia w latach 1970–1982 zużycia oleju do ogrzewania pomieszczeń z 53 do 7%, udział ropy nadal utrzymywał się na poziomie około 50–60% całkowitych kosztów ogrzewania z powodu jej rosnących cen. Obecnie około dziewięć na dziesięć gospodarstw domowych jest ogrzewanych energią geotermalną. Z ekonomicznego punktu widzenia aktualna wartość szacunkowych oszczędności na ogrzewaniu domów za pomocą energii geotermalnej zamiast ropy naftowej w latach 1914–2018, przy zastosowaniu realnej stopy procentowej 2% w stosunku do wskaźnika kosztów, szacuje się na 3200 mld ISK. Szacowane oszczędności w 2018 r. wyniosły około 3,5% PKB Islandii lub 2100 USD na mieszkańca. Oprócz ekonomicznych korzyści płynących z wysokiego bezpieczeństwa energetycznego i unikania kosztów importu nośników energii do kraju, istnieją

również korzyści środowiskowe wynikające z ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poprzez wykorzystanie energii geotermalnej w miejsce konwencjonalnych technologii opartych na paliwach kopalnych. W 2018 r. wykorzystanie energii geotermalnej zmniejszyło antropogeniczne emisje CO₂ w porównaniu z węglem o 4,9 mln ton w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z geotermii i 3,7 mln ton odnośnie do wykorzystania ciepła geotermalnego. Na przestrzeni dziesięcioleci – licząc od czasu, gdy Islandczycy ogrzewali swoje domy węglem, a później olejem opałowym – stosowanie geotermii poprawiło znacznie jakość powietrza w zaludnionych obszarach. Całkowite antropogeniczne uwalnianie CO₂, z wyłączeniem przemysłu ciężkiego, wynosi w Islandii 2,9 mln ton. Skumulowane oszczędności emisji CO₂ wynoszą około 174 mln ton.

4.2. Obecne wykorzystanie energii geotermalnej

Wykorzystanie energii geotermalnej w 2019 r. wyniosło 34 PJ (w kategoriach końcowego wykorzystania, stosowanych zarówno przez Międzynarodową Asocjację Geotermalną (IGA), jak i Międzynarodową Agencję Energii (IEA). Szczegółowy monitoring wykorzystania energii geotermalnej został wprowadzony w Islandii przez Orkustofnun (Krajową Agencję Energii Islandii – nazwa islandzka, skrót ang.: NEA). Jednostka ta gromadzi i udostępnia na portalu internetowym dane z ponad 50 geotermalnych zakładów ciepłowniczych (gdzie produkcja energii geotermalnej jest działalnością wiodącą) oraz od ponad 100 autowytwórców energii geotermalnej (gdzie jest ona produkowana głównie na własny użytek wspierający działalność gospodarczą). Orkustofnun zbiera i corocznie analizuje dane w obrębie 19 kategorii wykorzystania, aby móc następnie w pełni upowszechnić informacje wśród opinii publicznej, zgodnie z określoną prawnie rolą tej instytucji i wymogami międzynarodowymi.

Informacje udostępniane przez Orkustofnun opierają się na systemach księgowych przedsiębiorstw ciepłowniczych. W celu zapewnienia ich wiarygodności w ostatnich latach przeprowadzono szeroko zakrojone analizy, realizowana jest także na bieżąco współpraca z wieloma podmiotami. Dzięki temu możliwa jest m.in. kategoryzacja ogrzewania pomieszczeń odrębnie dla lokali mieszkalnych, komercyjnych i publicznych. Weryfikacja informacji odbywa się poprzez porównanie danych z Rejestrów Ludności Islandii oraz Islandzkiego Instytutu Meteorologii. W tym rozdziale mowa jest także o polityce Islandii w odniesieniu do energii geotermalnej – zarówno badań, jak i wykorzystania, a jednocześnie wskazania, w jaki sposób urzędowy monitoring badań i wykorzystania geotermii przejawia się w islandzkim ustawodawstwie obecnie i jakie zmiany wprowadzono w porównaniu do poprzednich lat (Ketilsson i in. 2015).

Grupa Robocza ds. Geotermii, działająca w ramach Islandzkiego Komitetu Prognoz Energetycznych, regularnie opracowuje wieloletnią prognozę wykorzystania geotermii w Islandii, która opiera się na prognozach dotyczących rozwoju społeczeństwa islandzkiego. Podstawowe założenia określa Komitet Prognoz Energetycznych i są one wspólne dla wszystkich prognoz energetycznych dla Islandii. Orkustofnun kompiluje dane statystyczne dotyczące energii, które z kolei mają znaczenie dla wszystkich badań związanych z przyszłym wykorzystaniem geotermii, a które są używane w prognozach. Obecnie opracowywana jest nowa prognoza geotermalna do 2050 r. Podaje ona m.in. przyjęte założenia, a także przewidywany wpływ eksploatacji geotermalnej na sektor energii ze źródeł odnawialnych na Islandii. Główny Urząd Statystyczny tego kraju przewiduje wzrost liczby ludności o 36% do 2050 r., tak więc oczekuje się znacznego wzrostu wykorzystania energii geotermalnej w następnych dziesięcioleciach (np. dla celów ogrzewania lokali mieszkalnych, komercyjnych, innych usług), Komisja Prognoz Energetycznych przewiduje, że do 2050 r. całkowita kubatura ogrzewanych budynków wzrośnie o 50% z obecnej wartości 60 mln metrów sześciennych do blisko 90 mln metrów sześciennych. Prognozuje się, że całkowite wykorzystanie energii geotermalnej wzrośnie do 49 PJ w 2050 roku. Oczekuje się także m.in. znaczącego, w porównaniu z innymi sektorami, rozwoju hodowli ryb przy zastosowaniu energii geotermalnej.

Rząd zachęca do poszukiwania nowych zasobów, a także do badań nad różnymi sposobami wykorzystania energii geotermalnej. Jak wspomniano wcześniej, prace te rozpoczęły się w latach 40. w Państwowym Urzędzie Energii Elektrycznej, a później znalazły się w rękach jego następcy, Orkustofnun, powołanej w 1967 r. Podstawowym celem działalności tej jednostki było zdobycie szero-

kiej wiedzy o zasobach geotermalnych Islandii i sprawienie, aby ich wykorzystanie było opłacalne dla gospodarki narodowej. Praca ta doprowadziła do wielkich osiągnięć,

wzłaszcza w postaci wskazania energii geotermalnej jako podstawowego źródła ogrzewania domów mieszkalnych oraz innych obiektów.

4.3. Regulacje dotyczące sejsmiczności indukowanej

Obszary geotermalne na Islandii są aktywne geologicznie i nierzadko doświadczają lub też doświadczą aktywności sejsmicznej. Także wydobywanie i zatłaczanie wody do jej podziemnych zbiorników – działania towarzyszące eksploatacji geotermalnej – powoduje zmiany w polu naprężeń Ziemi. Badania nad podziemnym zatłaczaniem płynów w obszarach geotermalnych wykazały, że w aktywnych obszarach tego typu na Islandii może to stymulować aktywność mikrotrzęsień. Z jednej strony, w reakcji na tę zmianę naprężeń pojawiają się mikrotrzęsienia, ale z drugiej strony zmiana może przyspieszyć trzęsienia ziemi, które nastąpią później. Najczęstszą przyczyną jest zmiana parametrów i ciągłości procesu zatłaczania – np. jeśli z jakiegoś powodu zatłaczanie zostanie tymczasowo zatrzymane, to zwiększa się prawdopodobieństwo wystąpienia mikrotrzęsienia. Ogólnie rzecz biorąc, te wstrząsy nie są odczuwalne na powierzchni, ale w określonych przypadkach istnieje duże prawdopodobieństwo, że zwiększone ciśnienie płynu spowodowane zatłaczaniem wywoła większe wstrząsy.

Zatłaczanie płynów geotermalnych do górotworu jest ważnym elementem procesu wykorzystywania energii geotermalnej, gdyż zapewnia zarówno użycie płynów, jak i przeciwdziałanie spadkowi ciśnienia w systemach

geotermalnych. W niektórych przypadkach zatłaczanie jest obowiązkowe (zgodnie z zezwoleniem na użycie i/lub zezwoleniem na działalność zgodnie z ustawą o kontroli higieny i zanieczyszczeń) i jest praktykowane od rozpoczęcia działalności. W innych przypadkach jest inicjowane po pewnym czasie prowadzenia działalności związanej z eksploatacją i wykorzystaniem zasobów geotermalnych. Na Islandii energia geotermalna jest jednak szeroko wykorzystywana bez podziemnego zatłaczania.

Zakres zatłaczania schłodzonej wody geotermalnej do górotworu stale się zwiększa. W związku z wymienionymi wyżej zagrożeniami Orkustofnun wydał w 2016 r. regulamin przygotowania i realizacji zatłaczania płynów poprzez otwory wiertnicze (OS-2016-R01-01). Celem jest zminimalizowanie ryzyka obrażeń ciała, uszkodzeń konstrukcji wykonanych przez człowieka oraz niedogodności spowodowanych sejsmicznością indukowaną zatłaczaniem płynu geotermalnego poprzez odwierty. Regulamin ma też na celu ograniczenie i wyjaśnienie zakresu obowiązków, ról i zaangażowania posiadacza koncesji na eksploatację płynu geotermalnego, Orkustofnun i innych zaangażowanych stron, a także m.in. dbałość o odpowiednie wartości ciśnienia zatłaczania

4.4. Regulacje dotyczące odwiertów

Od wielu dziesięcioleci zarówno przez poprzedników Orkustofnun, jak i przez tę instytucję prowadzony jest rejestr otworów wiertniczych w Islandii. Na początku 2019 r. liczył on ponad 14 000 otworów, z których najstarszy pochodzi z 1904 r. Nieco ponad 4 500 z tej liczby otworów jest związanych z działalnością geotermalną jako otwory badawcze lub eksploatacyjne (produkcyjne). Każdy odwiert posiada swój numer identyfikacyjny, za pomocą którego przypisywane są informacje jego dotyczące. Obejmują one lokalizację odwiertu, jego głębokość, głębokość obudowy, datę wykonania, cel wiercenia, wykonawcę, rodzaj użytej wiertnicy. W ostatnich latach wprowadzono w rejestrze znaczne ulepszenia, takie jak m.in. udostępnianie online informacji o otworach oraz nowy portal internetowy dla Orkustofnun, który zapewnia łatwiejszy dostęp do rejestru. Zgodnie z prawem Orkustofnun jest informowana o wierceniu odwiertu i po jego zakończeniu

otrzymuje sprawozdanie. Niekiedy jednak procedura ta nie jest przestrzegana, w efekcie czego niektóre odwierty nie są zgłaszane, a zatem nie są uwzględniane w rejestrze.

Aby to poprawić, Orkustofnun opracowała zasady dotyczące rejestracji, projektowania i trwałego zamykania (likwidacji) otworów wiertniczych oraz przekazywania informacji o otworach do Orkustofnun. Celem jest doprecyzowanie obowiązków nałożonych na wykonawców odwiertów, a zamierzonym rezultatem jest m.in. uzyskanie pełniejszych danych dotyczących tych otworów. Podczas opracowywania tych zasad przeprowadzono konsultacje z zainteresowanymi stronami, co zaowocowało cennymi informacjami zwrotnymi i dialogiem. Zasady przywołują odpowiednie artykuły ustawy o zasobach dotyczące odwiertów oraz wymagania prawne wobec Orkustofnun, a także wobec właścicieli odwiertów i innych zaintereso-

wanych stron. W celu usprawnienia gromadzenia danych przygotowano trzy formularze dla właścicieli odwiertów, które po wypełnieniu są przesyłane do Orkustofnun.

Pożądanym efektem wdrożenia tych zasad jest uporządkowane i systematyczne gromadzenie danych, w wyniku czego powstaje kompletna ewidencja odwiertów, która jest publicznie dostępna na portalu internetowym. Jest to cenne dla wykonawców wierceń oraz innych podmiotów rozważających wiercenia jako profesjonalści,

naukowcy, studenci i ogół społeczeństwa. Takie podejście jest zgodne z polityką upowszechniania danych publicznych Orkustofnun, która znacząco przyczyniła się do rozwoju zagospodarowania energii geotermalnej na Islandii przez ostatnie kilkadziesiąt lat. Innym skutkiem wdrożenia tych przepisów powinno być wyjaśnienie kwestii własności niektórych odwiertów, co przyczyniłoby się w efekcie do zwiększenia bezpieczeństwa ogółu społeczeństwa i turystów podróżujących po Islandii.

4.5. Monitoring urzędowy

W czerwcu 1999 r. islandzki parlament uchwalił ustawę o urzędowym monitorowaniu, mającą na celu promowanie skutecznej i korzystnej praktyki monitoringu otworów i eksploatacji płynów geotermalnych. Celem tej ustawy jest zapewnienie prowadzenia monitoringu w sposób jak najbardziej ekonomiczny, zarówno dla państwa, jak i dla tych, do których monitoring jest skierowany, a także m.in. zapewnienie, aby zasady urzędowego nadzoru sprzyjały bezpieczeństwu i zdrowiu społeczeństwa, bezpieczeństwu mienia, ochronie środowiska, typowym praktykom gospodarczym oraz ochronie konsumentów. Ustawa o monitorowaniu urzędowym nakłada na stosowne organa obowiązek wykonania oceny ekonomicznej przed uchwaleniem nowych zasad monitoringu w celu zapewnienia, że jego zakres jest uzasadniony proporcjonalnie do zamierzonych celów. Monitorowanie nie powinno być bardziej rozległe ani bardziej złożone niż jest to wymagane do osiągnięcia ustalonych celów.

Zakres urzędowego monitoringu eksploatacji i wykorzystywania zasobów geotermalnych na Islandii jest dość rozwinięty i leży w gestii różnych władz publicznych. Cel monitoringu dla każdego sektora jest inny, odpowiednio: ochrona środowiska, zapobieganie nadmiernej eksploatacji zasobów oraz zapewnienie bezpieczeństwa pracy i bezpieczeństwa dostaw.

4.5.1. Monitoring środowiska

Cel monitoringu środowiska w rejonie, w którym jest realizowany projekt geotermalny, jest odzwierciedlony w określonych celach islandzkiej ustawy o ochronie przyrody z 2013 roku. Jest to takie uregulowanie wzajemnego oddziaływania człowieka i otaczającego go środowiska naturalnego, aby jego działalność nie szkodziła biosferze, geosferze, ani nie powodowała zanieczyszczeń powietrza, wód lądowych czy też morza. Ostatecznym celem jest zapewnienie, aby islandzki ekosystem rozwijał się zgodnie z własnymi prawami i zachował jego wyjątkowe cechy. Ważnym filarem ochrony środowiska zgodnie z ustawodawstwem islandzkim jest ustawa o ocenie oddziaływania na środowisko (OOS). Jej celem jest ocena skutków, jakie dane przedsięwzięcie może mieć dla środo-

wiska oraz minimalizacja, w możliwie największym stopniu, jego negatywnego oddziaływania. Przy wydawaniu pozwoleń na wykorzystanie zasobów i działalność instalacji geotermalnych należy uwzględnić czynniki środowiskowe. Zezwolenia na badania, eksploatację i instalacje geotermalne mogą być obwarowane określonymi warunkami w celu spełnienia wymagań środowiskowych, zgodnie z ustawą o zasobach i ustawą o energii elektrycznej. Zgodnie z ustawą o strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, Islandia przyjęła dyrektywę 2001/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Celem tej Dyrektywy jest ochrona środowiska i zachęcanie do zrównoważonego rozwoju poprzez przeprowadzanie oceny oddziaływania na środowisko planów, które mogą mieć na nie wpływ. Dyrektywa zakłada, że wpływ planów i programów na środowisko ocenia się przed ich zatwierdzeniem i wykonaniem.

Gminne komisje ds. zdrowia gmin są odpowiedzialne za oficjalne monitorowanie prawidłowości realizacji pozwoleń na prowadzenie działalności. Ich uprawnienia wynikają z Ustawy o higienie i zanieczyszczeniach. Ustawa dzieli Islandię na dziesięć stref regulacyjnych, przy czym każda strefa ma jeden komitet. Pozwolenia na eksploatację instalacji są wydawane przez te komitety. Celem pozwoleń jest zapobieganie zanieczyszczeniu spowodowanemu np. wodami odpływowymi oraz promowanie czystego środowiska. Zezwolenie na działanie jest obwarowane warunkami, a komitety ds. zdrowia nadzorują ich wypełnienie. Niezastosowanie się do nich może skutkować oficjalnymi ostrzeżeniami, dziennymi karami i wygaszeniem koncesji.

4.5.2. Monitorowanie zasobów

Kolejnym celem urzędowego monitoringu wykorzystywania zasobów geotermalnych jest zapewnienie ich jak najbardziej efektywnej eksploatacji w długim okresie oraz aby wydobycie płynu geotermalnego nie przekraczało poziomu uznanego za konieczny. Jednym ze sposobów zapewnienia realizacji tego celu jest skuteczny urzędowy monitoring, który ma miejsce w przypadku każdego projektu geotermalnego. Ważne jest również, aby od-

powiednie instytucje, gminy i realizatorzy projektów byli świadomi faktu, że wykorzystanie energii geotermalnej na Islandii ma być prowadzone zgodnie z ustawą o zasobach. Niektóre zasoby naturalne mogą ulegać wyczerpaniu; w związku z tym uznano za konieczne stosowanie takich zasad w tym zakresie, aby zapewnić ochronę tych zasobów oraz ich zachowanie dla przyszłych pokoleń.

Zgodnie z ustawą o zasobach Orkustofnun ma obowiązek monitorowania obszarów geotermalnych, które są badane lub wykorzystywane. Jednostka ta odpowiada również za monitoring urzędowy przewidziany w ustawie o energii elektrycznej. Załączniki do koncesji na użytkowanie i koncesji na elektrownie określają, jakie szczegółowe informacje deweloper jest zobowiązany przekazywać rokrocznie do Orkustofnun:

- ilość płynu geotermalnego wydobytego lub zatłoczonego do każdego odwiertu w polu geotermalnym, z rozbiciem na poszczególne miesiące;
- temperatury wody zatłaczanej do zbiornika geotermalnego, co miesiąc,
- wyniki pomiarów poziomu wody w otworach, w których można zmierzyć poziom wody i które znajdują się w obrębie pola geotermalnego;
- zmiany ciśnienia lub obniżenie poziomu lustra wody w zbiorniku geotermalnym;
- wyniki pomiarów entalpii płynu z każdego otworu produkcyjnego;
- analiza chemiczna wody geotermalnej (i pary, jeśli to ma to zastosowanie);
- wyniki symulacji zbiornika geotermalnego;
- wyniki pomiarów monitoringowych zmienności parametrów w zbiorniku geotermalnym;
- informacje o innych wierceniach w obszarze prowadzenia działalności;
- podsumowanie lepszego zrozumienia fizycznych właściwości złoża geotermalnego na podstawie wyników ostatnich odwiertów.

Wymienione pozycje powinny dostarczać wszelkich niezbędnych informacji organowi monitorującemu do kontroli wykorzystania zasobu. Orkustofnun określiła ponadto pewne limity spadku poziomu lustra wody w systemach geotermalnych dla ostatnich trzech koncesji przyznanych na użytkowanie elektrowni geotermalnej. Dzieje się tak w celu utrzymania długoterminowej zrównoważonej eksploatacji wody z określonego zbiornika, aby zapewnić możliwości dalszej stabilnego i długotrwałego transportu ciepła za pomocą płynu geotermalnego ze zbiornika na powierzchnię. Oprócz ograniczeń co do spadku poziomu wody w otworze istnieją również ograniczenia w zakresie rocznego spadku produkcji pary geotermalnej do nie więcej niż 3%. Jeśli te granice byłyby osiągnięte, to wtedy podmiot posiadający koncesję będzie zobowiązany do podjęcia niezbędnych kroków w celu złagodzenia skutków tego faktu poprzez kalibrację modelu zbiornika

i ponowną analizę, czy można utrzymać wystarczającą wydajność produkcji z systemu geotermalnego przez cały okres eksploatacji instalacji. Prognoza powinna być podana z obliczonym marginesem prawdopodobieństwa z uwzględnieniem niepewności. Jeśli spadek poziomu lustra wody przekroczy margines błędu, to podmiot posiadający koncesję powinien dokonać ponownej oceny modelu zbiornika, zmienić poziom wydobywania z danego obszaru lub też zwiększyć zatłaczanie do tej samej formacji geologicznej, aby utrzymać długoterminowy bilans wodny.

4.5.3. Bezpieczeństwo i zarządzanie

Celem monitorowania wykorzystania energii geotermalnej jest nie tylko kontrola otaczającego środowiska i zasobów, ale także zapewnienie bezpiecznego i odpowiedzialnego zarządzania elektrowniami geotermalnymi. Monitoring elektrowni rozpoczyna się przed rozpoczęciem jej budowy. Po pierwsze, urząd gminy na terenie, na którym ma powstać elektrownia, wydaje pozwolenie na realizację lub pozwolenie na budowę, zgodnie z ustawą o planowaniu i budownictwie. Samorząd lokalny odpowiada za monitorowanie procesu budowy elektrowni i jej otoczenia, zgodnie z warunkami pozwolenia na realizację lub budowę. Rada gminy powinna dopilnować, aby wszystkie obiekty zostały wybudowane zgodnie z projektem, planem zagospodarowania, innymi zasadami i przepisami. Jednocześnie, do budowy i eksploatacji elektrowni wymagana jest koncesja na elektrownię, zgodnie z ustawą o energii elektrycznej. Orkustofnun odpowiada natomiast za monitoring urzędowy, którego zakres jest podany w stosownej koncesji. Celem monitoringu, po rozpoczęciu wytwarzania energii elektrycznej, jest zapewnienie, że działalność jest prowadzona zgodnie z wymogami ustawy o energii elektrycznej. Monitoring prowadzony na miejscu w elektrowni, jakość energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz rozliczanie powinny być zgodne z ustawą o energii elektrycznej.

4.5.4. Osiągnięcie celów

Zgodnie z Ustawą o monitorowaniu urzędowym celem jest zapewnienie, że zasady tego monitoringu sprzyjają dobrobytowi narodu, bezpieczeństwu i zdrowiu publicznemu, bezpieczeństwu mienia, ochronie środowiska, typowym praktykom gospodarczym oraz ochronie konsumentów. Wymagania poszczególnych organów nadzoru urzędowego powinny być ujednolicone, a monitoring realizowany przez jedną i tę samą stronę w największym możliwym zakresie. Cele zawarte w tej Ustawie są w zasadzie osiągnięte, w tym w odniesieniu do etapów przygotowania do eksploatacji, ochrony środowiska i budowy.

4.6. Wnioski

Podczas ostatniej dekady wykorzystanie zasobów geotermalnych w Islandii gwałtownie wzrosło. Krajowy Plan Działań na rzecz Odnawialnych Źródeł Energii zakładał, że produkcja energii elektrycznej wzrośnie do 5,8 TWh w 2020 r. ale już w 2018 r. osiągnęła ona 6 TWh. Wymieniony Plan przewidywał wykorzystanie geotermii w ciepłownictwie na 34 PJ w 2020 r., podczas gdy już w 2018 r. wartość ta wyniosła 33 PJ. Celem Islandii jest zapewnienie długoterminowego wykorzystania jej zasobów, a wspomniane wcześniej zmiany prawne, a także realizacja Planu Głównego dla zasobów energii wodnej i geotermalnej Islandii, są krokami w kierunku zachowania i utrzymania tego celu. Islandia zdobyła ogromną wiedzę i doświadczenie w wykorzystywaniu zasobów geotermalnych, zarówno do ogrzewania pomieszczeń, jak do wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku regulacji prawnych wprowadzono ostatnio kilka drobnych poprawek, w tym dwie zasady dotyczące gotowości i reakcji na zagrożenia sejsmiczne związane z zatłaczaniem płynów geotermalnych oraz zasady dotyczące otworów wiertniczych.

Energia geotermalna odgrywa ważną rolę w dostarczaniu odbiorcom czystej i niezawodnej energii, ma fundamentalne znaczenie dla islandzkiej gospodarki, a także dla dobrobytu i niezależności tego kraju.

Realizacja skutecznej polityki i urzędowe monitorowanie rozwoju wykorzystania energii geotermalnej mają

zasadnicze znaczenie dla długoterminowego utrzymania dostępności zasobów oraz dla realizacji koncepcji społeczeństwa, które trwale korzysta z odnawialnych źródeł energii (zawiera się to skrótowo w angielskim określeniu *sustaining a renewable energy society*).

Tekst rozdziału zawiera podsumowanie opublikowanych artykułów:

Ketilsson i in. 2021. Legal Framework and National Policy for Geothermal Development in Iceland. Proceedings, World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland (<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/03038.pdf>).

Ketilsson J., Bromley C. 2021. Adaptive Leadership Roles and Tools of Government to Assist Geothermal Developers in Overcoming Barriers. Proceedings, World Geothermal Congress 2020+1. Iceland (<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2020/03037.pdf>).

Literatura

Ketilsson J., Petursdottir H.Th., Thoroddsen S., Oddsdottir A.L., Bragadottir E.R., Gudmundsdottir M., Johannesson G.A. 2015. Legal Framework and National Policy for Geothermal Development in Iceland. Proceedings, World Geothermal Congress 2015. Melbourne, Australia.

5. Najlepsze praktyki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego

w zakresie wybranych technologii oraz inżynierii

5.1. Typowe wyzwania w eksploatacji otworów geotermalnych i systemów grzewczych

5.1.1. Przegląd

Podczas użytkowania systemu geotermalnego pojawiają się różne wyzwania. W tym opracowaniu tematem głównym jest ciepłownictwo sieciowe z wykorzystaniem zasobów geotermalnych. Pominęto wytwarzanie energii elektrycznej lub inne bezpośrednie zastosowania poza ciepłownictwem. Uwaga będzie skupiona na systemach geotermalnych, mających zastosowanie do sytuacji w Polsce, gdzie spotykane są często następujące parametry:

- stosunkowo niska temperatura zasobów wód geotermalnych, na ogół 40–70°C;
- odwierty głębokie, czasem na kilka kilometrów;
- ograniczony przepływ i wydajność cieplna zasobu (wody geotermalnej).

Poruszone zostaną następujące tematy: pompy do otworów geotermalnych, sieci przesyłowe, ślad węglowy w produkcji ciepła.

Pompy do otworów geotermalnych

Nacisk będzie położony głównie na pompy głębinowe, tj. pompy zatapialne z silnikiem elektrycznym zainstalowane w otworze produkcyjnym – znane również jako elektryczne pompy zanurzeniowe lub ESP. Niskie temperatury zasobów w Polsce często są odpowiednie dla tego typu pomp. Mogą one pracować przy bardzo zmiennym poziomie wody w otworze produkcyjnym, co oznacza, że głębokość zapuszczenia tych instalacji jest często znaczna. W tym programie szkoleniowym proponowane jest zatem stosowanie elektrycznych pomp zanurzeniowych zamiast pomp liniowych (które mają ograniczenie głębokości około 200–250 m poniżej głowicy odwiertu). Podane będą wyzwania związane z instalowaniem i eksploatacją pomp w otworach wiertniczych.

Sieci przesyłowe

Gdy płyn geotermalny ma niską temperaturę, muszą to stosowanie niskiej temperatury roboczej sys-

temu grzewczego. Skutkuje to wysokimi natężeniami przepływu na dostarczone ciepło i wysokimi stratami ciśnienia w systemach dystrybucyjnych i/lub dużymi średnicami rur oraz zwiększonymi kosztami. Temperaturę zasilania można zwiększyć za pomocą pomp ciepła i kotłów szczytowych zasilanych różnymi paliwami. Zwiększa to zarówno koszty operacyjne systemu ciepłowniczego, jak i powoduje wyższy ślad węglowy. W związku z tym uwaga będzie skupiona na sieciach niskotemperaturowych z ogrzewaniem podłogowym, a także na tym, jak konkretnie należy obsługiwać elementy systemu wymagające wyższej temperatury zasilania (takie jak instalacja przygotowania ciepłej wody użytkowej).

Ślad węglowy w produkcji ciepła

Celem geotermalnych systemów ciepłowniczych jest dostarczanie energii przy jak najmniejszym śladzie węglowym. Z tym celem wiążą się dwa główne wyzwania:

- po pierwsze: płyn geotermalny często zawiera znaczną ilość CO₂ – gazu, który – jeśli zostanie usunięty z płynu geotermalnego – może powodować znaczny wzrost śladu węglowego związanego z ogrzewaniem geotermalnym;
- po drugie: stosowanie pomp ciepła i kotłów szczytowych powodować może wzrost śladu węglowego. W przypadku pomp ciepła ma to miejsce, gdy energia elektryczna dla pomp ciepła cechuje się wysokim śladem węglowym, w drugim przypadku źródłem śladu węglowego są paliwa stosowane przez kotły szczytowe.

W dalszej części tekstu omówione zostały różne środki łagodzące i przypadki, kiedy pewna konfiguracja pomp ciepła i kotłów szczytowych jest stosowana do maksymalizacji ilości energii uzyskiwanej z zasobów geotermalnych i zmniejszenia udziału paliw kopalnych.

5.1.2. Elektryczne pompy zatapialne (ESP)

Ta część rozdziału koncentruje się na różnych wyzwaniach związanych z pompami stosowanymi w otworach geotermalnych.

Instalacja pompy i charakterystyka przepływu

Jednym z problemów z pompami zatapialnymi jest konieczność chłodzenia silnika elektrycznego w otworze geotermalnym. Silnik znajduje się pod pompą, w otworze.

Chłodzenie zależy od natężenia przepływu wody w otworze. Jeśli natężenie przepływu wody jest zbyt niskie, chłodzenie nie jest wystarczające. Oznacza to, że dla określonego zużycia energii elektrycznej silnika (proporcjonalnego do obciążenia chłodniczego silnika) wymagane jest określone minimalne natężenie przepływu.

Rycina 5.1.1 podaje przykład reżimu przepływu dla konkretnej pompy ESP o zmiennej prędkości, zainstalowanej w otworze o średnicy rur 9 5/8". Musi ona mieć minimalny przepływ około 8 dm³/s podczas pracy z częstotliwością 30–35 Hz, przy wysokości podnoszenia 100 m. Należy pamiętać, że wysokość podnoszenia pompy to ciśnienie wyrażone w metrach wody o określonej gęstości, zgodnie z równaniem:

$$p = \rho \cdot g \cdot h$$

gdzie:

- p – ciśnienie (Pa),
- ρ – gęstość wody (kg/m³),
- h – wysokość podnoszenia pompy (m słupa wody).

Jeśli częstotliwość zostanie zwiększona do 60–65 Hz (wysokość podnoszenia 350 m), to minimalne natężenie

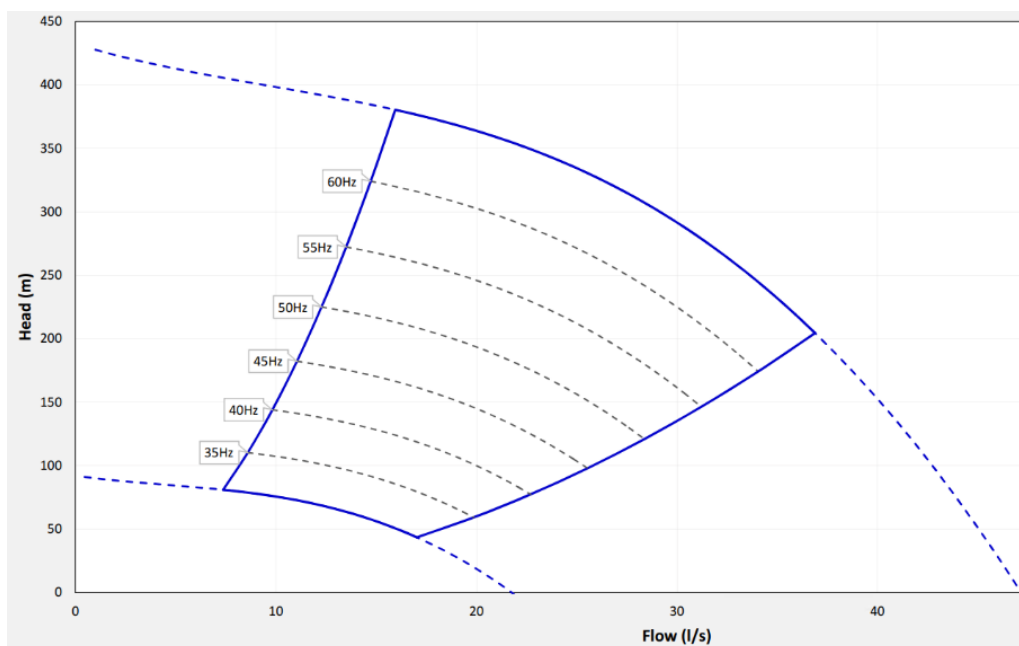
przepływu wzrasta do 15 l/s. Oznacza to, że pompa musi zawsze mieć minimalne natężenie przepływu w zakresie 10–15 dm³/s dla wysokości podnoszenia w zakresie od około 100 do 400 m.

Z drugiej strony, maksymalne natężenie przepływu jest również ograniczone, w zależności od częstotliwości i wysokości podnoszenia pompy. Ma to więcej wspólnego z kombinacją podnoszenia pompy i szybkości przepływu niż z samym chłodzeniem. Tutaj maksymalne natężenie przepływu jest ograniczone do około 18–37 dm³/s, w zależności od wysokości podnoszenia.

W zbiornikach geotermalnych poziom wody jest silnie zależny od natężenia przepływu, a ponadto może wykazywać wahania sezonowe, gdzie dopływ do zbiornika może powodować niski poziom wody wiosną i wysoki jesienią. Oznacza to, że zawsze potrzebna jest pompa o zmiennej prędkości, ale nawet wtedy może nie być w stanie poradzić sobie z sytuacją:

- duża wysokość podnoszenia i niski przepływ (np. na wiosnę),
- mała wysokość podnoszenia i wysoki przepływ (np. w jesieni).

Tę sezonową zmienność poziomu wody zaobserwano w niektórych zbiornikach geotermalnych na Islandii w ciągu ostatnich 20 lat, a może być ona również dość prawdopodobna w innych krajach. Jeden ze zbiorników w południowej Islandii ma tak ograniczoną ilość wody, że głębokość zapuszczenia pompy w otworze wzrosła z 250 do 500 m w ciągu zaledwie 2 lat. Oznacza to, że przed doбором pompy głębinowej do wymagających warunków poziomu wody w zbiorniku należy zawsze ustalić reżim przepływu (jak pokazano na ryc. 5.1.1) i dopasować go do charakterystyki zbiornika.



Ryc. 5.1.1. Reżim przepływu ESP (Pompy Schlumberger 2018)

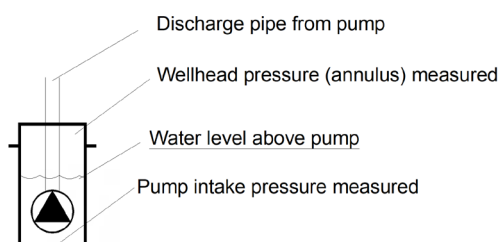
Head – wysokość podnoszenia; Flow – przepływ

Czujniki i pomiary wgłębne

Nowoczesne pompy zanurzeniowe generują kilka sygnałów analogowych mierzonych w otworze, na samej pompie. Są to zazwyczaj następujące sygnały:

- temperatura płynu w odwiercie;
- ciśnienie wlotowe pompy;
- ciśnienie wylotowe pompy (do najniższej części rury tłocznej);
- temperatura silnika;
- wibracje łożyska;
- przebicie (pojawienie się napięcia na obudowie pompy).

Sygnały te są często przesyłane kablem zasilającym pompę i dekodowane na powierzchni, dlatego wymagają tylko kabla zasilającego (nie ma oddzielnych kabli sygnałowych). Większość z tych sygnałów ma kluczowe znaczenie dla bezpiecznej pracy pompy, ale najważniejszym pomiarem dla pompy zatapialnej jest prawdopodobnie poziom wody. Woda musi być utrzymywana co najmniej 10–20 m nad wlotem pompy, aby zapobiec kawitacji i pracy na sucho. Ciśnienie wlotowe (wejściowe) pompy (ryc. 5.1.2) daje jasny obraz poziomu wody nad pompą, ale często jest niewystarczające. Zwykle jest to problem w otworach wysokotemperaturowych, gdzie woda ma temperaturę powyżej punktu wrzenia, co skutkuje ciśnieniem w przestrzeni pierścieniowej między rurą odprowadzającą od pompy a otworem wyższym niż ciśnienie atmosferyczne. W płynie może znajdować się ponadto nieskrapający się gaz (ang. *non condensable gas*, NCG), który gromadzi się w pierścieniu i często może mieć ciśnienie wyższe niż atmosferyczne, nawet w otworach o niskiej temperaturze.



Rys. 5.1.2. Pomiar poziomu wody w otworze produkcyjnym za pomocą pompy wiertniczej

Rura odprowadzająca z pompy; Mierzone ciśnienie głowicy (pierścienia); Poziom wody ponad pompą; Zmierzone ciśnienie wejściowe pompy

W każdym razie zmiany ciśnienia powyżej poziomu wody mogą zakłócić pomiary poziomu wody i dlatego do skorygowania pomiaru można użyć następującego równania:

$$\begin{aligned} \text{Poziom wody nad pompą} &= \\ &= (P_{\text{wlot}} - P_{\text{pierścien}}) \cdot 10^{-5} / (\rho \cdot 9,81) \text{ [m]} \end{aligned}$$

gdzie:

- P_{wlot} – ciśnienie mierzone na wlocie pompy [bar_g],
- $P_{\text{pierścien}}$ – ciśnienie mierzone na głowicy otworu [bar_g],
- ρ – gęstość wody, około 985 kg/m³ w niskiej temperaturze [kg/m³].

Ta konfiguracja pomiarowa jest wysoce zalecana, szczególnie w otworach głębinowych, gdzie wahania poziomu wody mogą być znaczące.

Kwestie elektryczne

Pompy zatapialne są często instalowane kilkaset metrów poniżej głowicy odwiertu, nawet na głębokości 1 km. Zasilanie jest przesyłane do pompy kablem elektrycznym pod wysokim napięciem, aby zminimalizować straty prądu i mocy w długich kablach o ograniczonej średnicy. Napięcie często mieści się w zakresie od jednego do kilku kV w przypadku instalacji bardzo głębokich. To wysokie napięcie skutkuje instalacjami średniego napięcia (gdzie niskie napięcie jest klasyfikowane jako mniejsze niż 1000 V) i pewnymi zabezpieczeniami dla wszystkich urządzeń elektrycznych. Często wymaga to specjalnie przeszkolonego personelu, który może obsługiwać takie instalacje.

Innym problemem jest działanie przemienników częstotliwości, które są zazwyczaj dostępne w wersji niskonapięciowej (zwykle 400–690 V), a więc potrzebna jest kombinacja transformatora obniżającego, przemiennika częstotliwości i drugiego transformatora podwyższającego napięcie (np. z 400 V do 2,0 kV). Potrzebne mogą być ponadto filtry sygnału, aby wyeliminować szum i zakłócenia elektryczne.

Innym rozwiązaniem jest zainstalowanie całego wyposażenia elektrycznego w układzie napięcie średnie do wysokiego, a tym samym zmniejszenie liczby komponentów elektrycznych do pomp głębinowych. Zostało to wdrożone m.in. w elektrowniach geotermalnych w Kenii, w sieci otworów produkcyjnych. W żadnym wypadku nie należy lekceważyć zakresu instalacji elektrycznej dla pomp głębinowych.

5.1.3. Sieci przesyłowe

Poniżej przedstawiono krótki przegląd różnych systemów dystrybucji oraz wyzwań związanych z niskotemperaturowymi zasobami geotermalnymi. Porównano nisko- i wysokotemperaturowe sieci dystrybucji niskotemperaturowego zasobu geotermalnego, a także omówiono wady i zalety każdej konfiguracji.

Podział systemów dystrybucyjnych na nisko- i wysokotemperaturowe nie może być mylony z ogólną definicją systemów geotermalnych (niska temperatura to poniżej 100–150°C). Dla systemów dystrybucyjnych jest on tutaj zdefiniowany jako:

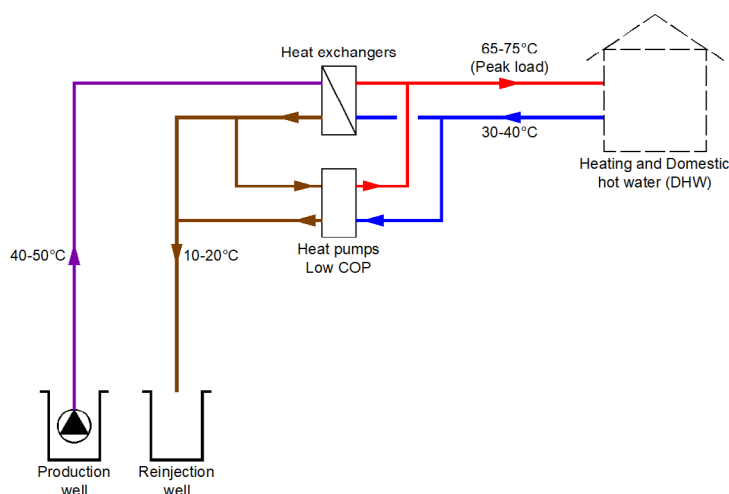
- wysokotemperaturowy system dystrybucji: odpowiedni dla zwykłych grzejników ściennych, np. 60–80°C;
- niskotemperaturowy system dystrybucji: odpowiedni dla ogrzewania podłogowego, 40–60°C.

W obu przypadkach dla porównania przyjęto niskotemperaturowy zasób geotermalny (40–50°C). Celem jest pokazanie zasady kompromisu między tanią siecią dystrybucyjną a wysokowydajnym pozyskiwaniem energii z zasobu geotermalnego. Każdy aspekt jest porównywany w tabeli 5.1.1.

Sieci przesyłowe wysokotemperaturowe niski współczynnik wydajności grzewczej (COP)

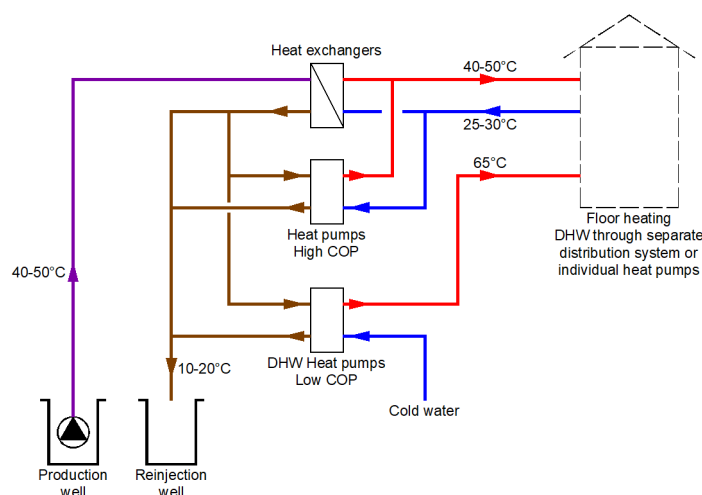
Schemat sieci wysokotemperaturowej z zasobu niskotemperaturowego pokazuje rycina 5.1.3. Połączenia komponentów w rzeczywistej sieci grzewczej przedstawiono w stopniu wystarczającym do wyjaśnienia zasady działania systemu.

Zamknięta sieć przesyłowa jest ogrzewana za pomocą wymienników ciepła i pomp ciepła, oba urządzenia podłączone do zasobów geotermalnych. Ciepło jest pobierane z wody geotermalnej o temperaturze 40–50°C. Po odebraniu energii i ochłodzeniu płyn jest ponownie zatłaczany do złoża. Temperatura zatłaczanej wody najczęściej zawiera się w zakresie 10–20°C. Cechą tego systemu jest możliwość dogrzewania czynnika roboczego do wymaganej temperatury, przy wykorzystaniu pompy ciepła. Jeżeli osiągnięta temperatura na wymienniku geotermalnym jest wystarczająca można korzystać z energii geotermalnej bezpośrednio, z pominięciem pompy ciepła. Ze względu na różnicę temperatur pomiędzy temperaturą zasilania w sieci a zatłaczaną wodą geotermalną, współczynnik wydajności



Ryc. 5.1.3. Sieć przesyłowa z wysokotemperaturowym ogrzewaniem i siecią CWU

production well – otwór produkcyjny; heat exchangers – wymienniki ciepła; peak load – obciążenie szczytowe; heating and domestic hot water (DHW) – ogrzewanie oraz ciepła woda użytkowa (CWU); heat pumps, low COP – pompy ciepła, niski współczynnik COP; reinjection well – otwór zatłaczający



Ryc. 5.1.4. Sieć przesyłowa z ogrzewaniem niskotemperaturowym i oddzielnie podgrzewaną CWU

production well – otwór produkcyjny; heat exchangers – wymienniki ciepła; floor heating. DHW through separate distribution system or individual heat pumps – CWU zapewniana przez osobną sieć dystrybucyjną lub przez indywidualne pompy ciepła; heat pumps, high COP – pompy ciepła, wysoki współczynnik COP; DHW heat pumps, low COP – pompy ciepła CWU, niski współczynnik COP; cold water – zimna woda; reinjection well – otwór zatłaczający

(COP) jest stosunkowo niski, zwykle 3,0–4,0, co oznacza, że na każdy kW mocy elektrycznej z wody geotermalnej przed zatłoczeniem są pobierane 3 kW mocy.

Ta konfiguracja jest również odpowiednia dla wszystkich systemów grzewczych (ogrzewanie podłogowe, a także grzejniki), a CWU można podgrzewać z zimnej wody za pomocą prostego wymiennika ciepła u każdego użytkownika.

Sieci przesyłowe niskotemperaturowe wysoki współczynnik wydajności (COP)

Uproszczony schemat sieci wysokotemperaturowej pokazano na rycinie 5.1.4. Jak poprzednio, przedstawienie połączeń komponentów nie jest szczegółowe, ale wystarczające do wyjaśnienia zasady działania systemu.

Ten rodzaj systemu grzewczego jest bardziej złożony i wymaga wyższego natężenia przepływu czynnika wykorzystywanego do ogrzewania. Jednak większość ciepła pochodzi z pierwotnych wymienników ciepła, z wodą geotermalną jako bezpośrednim źródłem ciepła. Mniejsza część ciepła pochodzi z pomp ciepła, które również mają wysoki COP, ponieważ różnica między temperaturą zasilania sieci dystrybucyjnej; a temperaturą wody geotermalnej do ponownego zatłoczenia jest niewielka.

Główną wadą jest wysoki przepływ w sieci, ponieważ różnica temperatur między zasilaniem a powrotem jest niewielka. Niska temperatura zasilania oznacza również, że CWU musi być podgrzewana oddzielnie. Na schemacie na rycinie 5.1.4 zaproponowano oddzielną pompę połączoną z zatłaczaną wodą geotermalną oraz podgrzewaniem zimnej wody i przesyłaniem jej osobną siecią do użytkowników. Możliwe jest również zainstalowanie u każdego użytkownika indywidualnych pomp ciepła i małego zbiornika na wodę, gdzie źródłem ciepła byłaby woda powrotna około 25–30°C. Kolejną wadą jest oczywiście konieczność stosowania ogrzewania niskotemperaturowego (podłogowego) przez wszystkich użytkowników w sieci.

Porównanie sieci przesyłowych nisko- i wysokotemperaturowych

Zalety i wady każdej konfiguracji – sieć przesyłowa o wysokiej/niskiej temperaturze w porównaniu z niskim/

wysokim współczynnikiem COP z pomp ciepła zostały podsumowane w tabeli 5.1.1.

W dłuższej perspektywie celem jest wdrożenie geotermalnego systemu grzewczego przyjaznego dla środowiska, wykorzystującego przede wszystkim geotermalną zieloną energię o niskiej emisji CO₂ na wytworzoną energię. W przypadku niskotemperaturowej sieci dystrybucyjnej koszty początkowe mogą być wysokie, ale w dłuższej perspektywie system, który będzie niezależny od zmieniających się cen energii elektrycznej i paliw, spełni cel, jakim jest zrównoważona, zielona i niezależna energia.

5.1.4. Ślad węglowy w produkcji ciepła

Poniżej omówiono dwa główne źródła CO₂ w geotermalnych systemach grzewczych oraz działania łagodzące skutki obecności tego gazu.

CO₂ z gazu nieskrapającego się (NCG) w płynie geotermalnym

Ilość CO₂ w zbiornikach geotermalnych różni się znacząco w różnych częściach świata. Nic nie wskazuje na to, że w polskich zbiornikach geotermalnych występuje szczególnie duża ilość NCG, w porównaniu z innymi miejscami, takimi np. jak Turcja, gdzie może być ona bardzo duża (Fridriksson i in. 2016). Jednakże, gdy używane źródło ciepła jest niskotemperaturowe, to natężenie przepływu wody geotermalnej jest stosunkowo wysokie, ponieważ jest on chłodzony tylko o około 30°C. Bezpośrednie korzystanie z płynu geotermalnego, w zakresie schłodzenia z 90 do 30°C, wymaga mniejszej szybkości przepływu w porównaniu z zasobem niskotemperaturowym.

Jeśli cały NCG jest usuwany z wody geotermalnej do atmosfery, stanowi to ślad węglowy. Można go obliczyć na podstawie natężenia przepływu płynu geotermalnego, stosunku gazu (zwykle ppm na jednostkę masy płynu) i podzielić przez całkowite ciepło wytwarzane rocznie, co daje ślad węglowy, zwykle oznaczany jako kgCO₂/MWh_t ciepła.

Taki ślad węglowy jest zwykle o kilka rzędów wielkości mniejszy niż w przypadku ogrzewania węglem lub gazem, chyba że w zbiorniku występuje zarówno wysoka

Tabela 5.1.1. Porównanie nisko- i wysokotemperaturowych sieci przesyłowych

Temperatura zasilania sieci dystrybucyjnej	COP pompy ciepła	Zalety	Wady
Wysoka	Niski	<ul style="list-style-type: none"> Niski przepływ w sieci dystrybucyjnej Do CWU nie jest potrzebna osobna sieć ani pompa ciepła Niższy koszt sieci dystrybucyjnej Niski koszt początkowy pomp ciepła 	<ul style="list-style-type: none"> Wyższe zużycie energii elektrycznej Większe wykorzystanie paliw pomp szczytowych Wyższy ślad CO₂
Niska	Wysoki	<ul style="list-style-type: none"> Mniejsze zużycie energii elektrycznej w pompach ciepła Niskie zużycie paliwa Niższy ślad CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Wysoki koszt sieci dystrybucyjnej Potrzebna oddzielna sieć lub pompa ciepła do CWU Wyższy koszt początkowy pomp ciepła Wymaga ogrzewania niskotemperaturowego, takiego jak ogrzewanie podłogowe

zawartość NCG, jak i dużo ciepła z płynu geotermalnego (kWh_t/kg płynu). Zwykle stanowi to większy problem dla produkcji energii geotermalnej na polach o wysokiej temperaturze niż dla ogrzewania. Rozważane jest tutaj wydobywanie płynu geotermalnego bez jego zatłaczania. Jeżeli natomiast woda geotermalna (płyn) jest zatłaczana, a układ ciepłowniczy szczelny, to CO_2 nie wydostaje się do atmosfery.

CO₂ z paliw i energii elektrycznej

Jak pokazano wcześniej, geotermalny system grzewczy zwykle zawiera zarówno pompę ciepła, jak i instalację wspomaganą szczytowego. Urządzeniem do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc są zwykle kotły spalające paliwo takie jak gaz, węgiel lub biopaliwa. Jako że węgiel jest znaczącym źródłem energii w Polsce, należy pamiętać, że paliwo to ma wyższy poziom śladu CO_2 niż gaz czy biopaliwa, zwykle około $300 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}_t$. W przypadku stosowania kotłów węglowych jako szczytowego źródła energii, znacząco przyczyniają się one do śladu CO_2 i dlatego jest istotne, aby roczna produkcja ciepła z wtórnego obciążenia szczytowego była utrzymywana na poziomie minimalnym. Ślad CO_2 z pomp ciepła opiera się na dwóch czynnikach. Pierwszym z nich jest współczynnik wydajności pomp ciepła, zwłaszcza roczna ilość energii elektrycznej wykorzystywanej do produkcji ciepła. Drugim, istotniejszym, jest ślad CO_2 ze zużytej energii elektrycznej. Niedawny przykład z Litwy (www.eea.europa.eu 2020) wskazuje na stosunkowo niski poziom śladu

CO_2 : 18 kg/MWh_e wyprodukowanej energii elektrycznej, prawdopodobnie ze względu na fakt, że duża część elektryczności pochodzi w tym kraju z energetyki jądrowej. Ślad węglowy w Polsce jest znacznie wyższy, ponieważ znaczna część energii elektrycznej jest wytwarzana w elektrowniach węglowych.

5.1.5. Podsumowanie

Ilość NCG w płynie geotermalnym w niskotemperaturowych zbiornikach geotermalnych jest ogólnie znacznie mniej istotna niż ślad węglowy z energii elektrycznej wykorzystywanej do pomp ciepła i z paliw do kotłów obciążenia szczytowego. Dlatego należy skupić się przede wszystkim na minimalizacji zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła, ponieważ zazwyczaj mają one wyższe całkowite roczne zużycie energii (w kWh_t lub MWh_t) niż kotły szczytowe. Kotły obciążenia szczytowego są wybierane do obciążeń cieplnych zwykle powyżej 70–80% maksymalnej wydajności, co oznacza, że są używane przez krótki okres w roku, co skutkuje znacznie niższym rocznym zużyciem energii niż w przypadku pomp ciepła.

Dlatego nacisk kładziony jest na niskotemperaturowe sieci dystrybucyjne, w celu zwiększenia współczynnika COP pompy ciepła i zminimalizowania zużycia energii elektrycznej do ogrzewania. Zostanie to dokładniej wyjaśnione w następnym rozdziale.

5.2. Dobór pomp ciepła i kotłów szczytowych

5.2.1. Przegląd

W tej części rozdziału omówiono kombinację wydajności grzewczej, rocznego zapotrzebowania na energię cieplną oraz wymiarowanie pomp ciepła i kotłów szczytowych. Moc grzewcza to „moc” grzewcza instalacji (geotermia, kocioł, pompa ciepła) wyrażona w kW_t lub MW_t . Roczna energia grzewcza to ilość ciepła dostarczonego w czasie, wyrażona w kWh_t lub MWh_t .

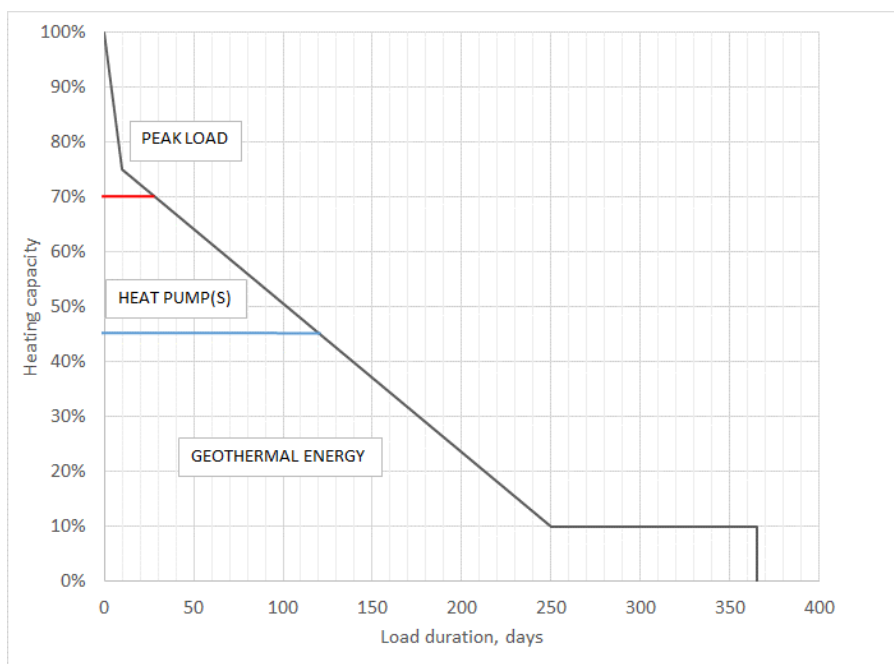
5.2.2. Czas trwania obciążenia, wydajność i energia

Typowa uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc grzewczą została przedstawiona na rycinie 5.2.1. Ujmuje ona typowy rozkład zapotrzebowania na moc związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej (10% wydajności całkowitej) w przypadku, gdy ogrzewanie jest wymagane przez 250 dni w roku. Maksymalna wydajność, ponad 75%, występuje tylko 10 dni w roku. Krzywą można podzielić na następujące kategorie, sugerujące wykorzystanie źródła energii:

- energia geotermalna: około 45% obciążenia szczytowego i mniej;
- pompy ciepła: między 45 a 70% obciążenia szczytowego;
- kotły szczytowe: 70–100% obciążenia szczytowego.

Czarna linia na rycinie 5.2.1 pokazuje rozkład mocy w dniach w roku, tj. jak maksymalna moc grzewcza (0–100%) rozkłada się w czasie w okresie 1 roku. Powyższy wykres mówi nam na przykład, że w ciągu 10 dni w roku w systemie wykorzystuje się 75–100% całkowitej wydajności grzewczej, a przez 10–250 dni 10–75% całkowitej wydajności. Czas trwania obciążenia szczytowego w tym przypadku wynosi około 120 dni/rok (2900 godzin/rok) przy 100% wydajności, co jest wartością typową w klimacie środkowoeuropejskim. Czas trwania obciążenia szczytowego mówi nam, że roczna dostarczona energia cieplna odpowiada 100% mocy grzewczej zużywanej 120 dni w roku, a nie 365 dni.

Obszar pod czarną krzywą reprezentuje całkowitą roczną energię z trzech źródeł energii. Należy zauważyć, że energia z pomp ciepła jest definiowana jako energia



Ryc. 5.2.1. Typowa krzywa czasu trwania obciążenia, podział na ciepło geotermalne/pompy ciepła/kotły obciążenia szczytowego
 heating capacity – moc grzewcza; load duration, days – czas trwania obciążenia, dni; peak load – obciążenie szczytowe; heat pump(s) – pompa/y ciepła; geothermal energy – energia geotermalna

elektryczna do pompy ciepła, a nie ciepło z płynu geotermalnego, które jest częścią energii geotermalnej, która może być zarówno bezpośrednim ogrzewaniem, jak i ciepłem usuwanym przez pompy ciepła. Podział na moc i energię z trzech źródeł przedstawia tabela 5.2.1.

Innymi słowy: czarna linia na rycinie 5.2.1 pokazuje chwilowe zapotrzebowanie na moc, w funkcji czasu, w dniach w ciągu roku. Z wykresu na tej rycinie widać, że czas, w którym wykorzystywana jest moc powyżej 45% mocy maksymalnej, w klimacie Europy środkowej obejmuje przedział czasu około 120 dni/rok (tj. około 2900 godzin/rok). Pole powierzchni pod krzywą, na płaszczyźnie moc – czas określa energię. Zapotrzebowanie na energię odbiorcy określa pole powierzchni pod linią czarną. Ilość energii wytworzonej przez pompy ciepła to pole figury opisanej przez linię czerwoną (od góry), niebieską (od dołu) i czarną (prawy bok).

To pokazuje, że chociaż tylko 45% wydajności systemu pochodzi z energii geotermalnej, ponad 83% rocznej energii pochodzi z zasobów geotermalnych, około 15% z energii elektrycznej i tylko 1,5% z kotłów szczytowych, zazwyczaj bezpośrednio opalanych węglem lub gazem.

5.2.3. Podłączenie pomp ciepła

W islandzkiej firmie Verkis trwają badania, w ramach których analizowane jest niskotemperaturowe ogrzewanie geotermalne w jednym z krajów Azji Środkowej (Verkis 2021). Panujące tam warunki pod względem geotermalnym i potrzeb grzewczych są zbliżone do Polski, rozważany jest stosunkowo niskotemperaturowy zasób wody geotermalnej, a celem jest maksymalizacja odzysku z niego ciepła za pomocą pomp ciepła. Proponuje się schemat, gdzie wydajność grzewcza na 1 kg/s wody geotermalnej liczona jest z układu bezpośredniego wymiennika ciepła, trzech kaskadowych pomp ciepła (połączonych szeregowo po stronie wejściowej i równolegle po stronie wyjściowej) oraz kotła obciążenia szczytowego, używającego np. gazu lub węgla.

Przeprowadzono badanie dla zasobu geotermalnego o temperaturze od 45 do 85°C. Przykłady przedstawione poniżej pokazują różnicę między zasobem o temperaturze 45 a 65°C, co jest typowym zakresem temperatur także w Polsce. W tym przykładzie rozważana jest niskotemperaturowa sieć grzewcza (40/30°C) – ogrzewanie

Tabela 5.2.1. Krzywa czasu obciążenia, wydajność i energia

Źródło ciepła	Procent wydajności całkowitej	Procent całkowitej energii w skali roku
Geotermia (zastosowanie bezpośrednie i/lub pompy ciepła)	45%	83,3%
Pompa ciepła (tylko energia elektryczna)	25%	15,2%
Kotły szczytowe	30%	1,5%

CWU wymagałoby zatem oddzielnej sieci i/lub indywidualnych pomp ciepła. W obu przypadkach pompy ciepła schładzają wodę geotermalną do 5°C, odbierając w ten sposób jak najwięcej ciepła.

Przykłady pokazano na rycinach 5.2.2 i 5.2.3. Warto zwrócić uwagę, że wewnętrzne natężenie przepływu w sieci dystrybucyjnej jest 6–9 razy większe niż natężenie przepływu wody geotermalnej. Wynika to z bardzo niskiego podgrzania wody (o 10°C) w sieci dystrybucyjnej, ale znacznie większego poboru ciepła z wody geotermalnej, gdzie prędkość przepływu w zbiorniku jest często ograniczona.

Współczynnik wydajności (COP) poszczególnych pomp ciepła szacowany jest na 50% idealnej sprawności (Carnota) w następujący sposób:

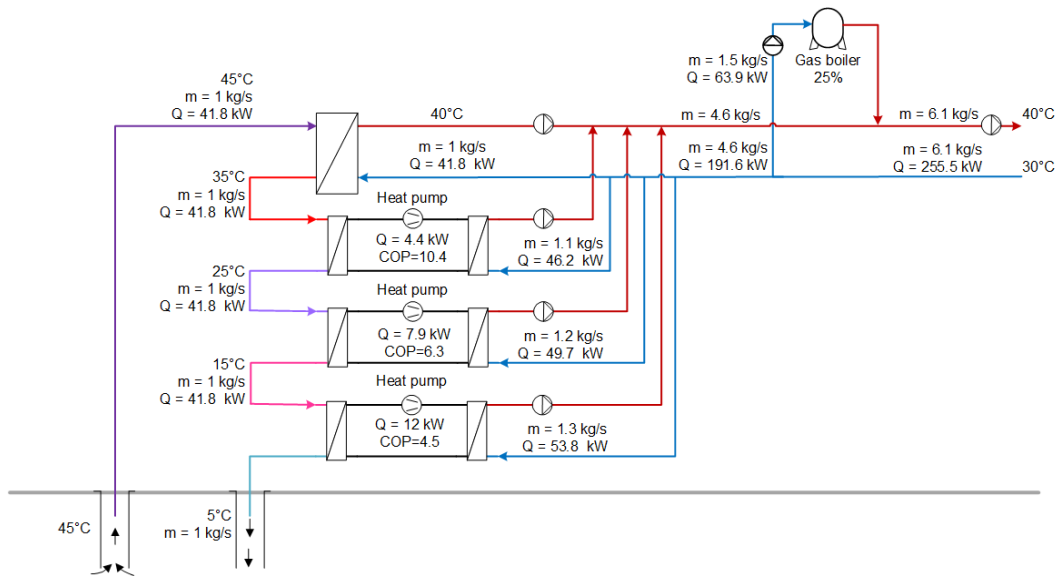
$$COP = 0,5 \cdot (T_h + 273,15) / (T_h - T_c)$$

gdzie:

t_h – temperatura skraplania czynnika roboczego, w przybliżeniu można założyć, że jest ona równa temperaturze zasilania instalacji grzewczej [°C],

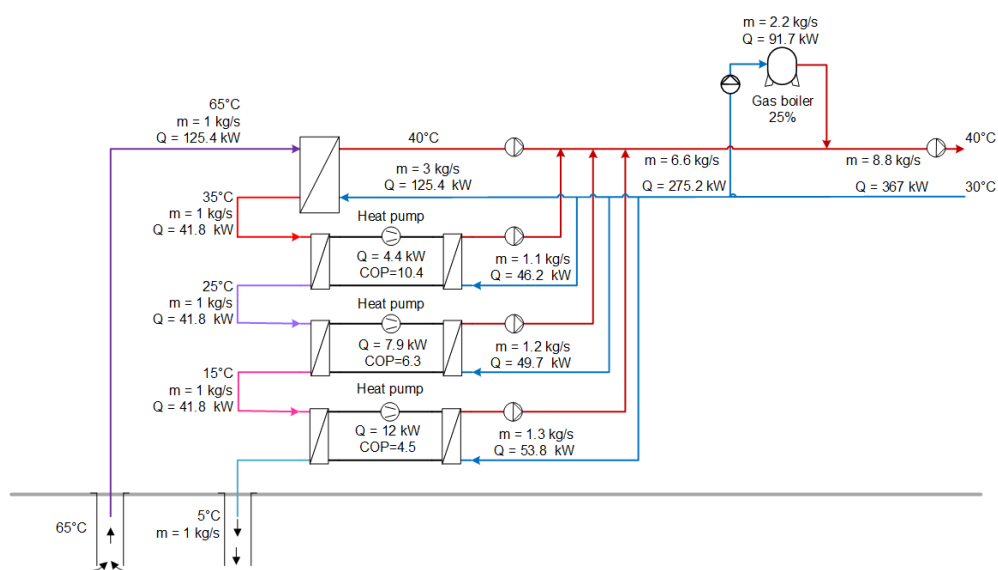
T_c – temperatura parowania czynnika roboczego, w przybliżeniu można założyć, że to temperatura do jakiej ochładzany jest płyn geotermalny przez pompę ciepła [°C].

W obu powyższych przykładach płyn geotermalny jest schładzany bez użycia pomp ciepła do 35°C, z której to temperatury jest następnie schładzany do 5°C za pomo-



Ryc. 5.2.2. Koncepcja ogrzewania, zasób 45°C, wydajność w kg/s wody geotermalnej

gas boiler – kocioł gazowy; heat pump – pompa ciepła



Ryc. 5.2.3. Koncepcja ogrzewania, zasób 65°C, wydajność w kg/s wody geotermalnej

gas boiler – kocioł gazowy; heat pump – pompa ciepła

Tabela 5.2.2. Wydajność zasobu, pompy ciepła i kotła obciążenia szczytowego, w kWt/(kg/s) płynu geotermalnego

Źródło ciepła	Źródło geotermalne o temp. 45°C	Źródło geotermalne o temp. 65°C
Geotermia (zastosowanie bezpośrednie i/lub pompy ciepła)	167 kW _t /(kg/s), 65,5%	251 kW _t /(kg/s), 68,4%
Pompy ciepła (tylko energia elektryczna)	24,3 kW _t /(kg/s), 9,5%	24,3 kW _t /(kg/s), 6,6%
Kotły obciążenia szczytowego	63,9 kW _t /(kg/s), 25%	91,7 kW _t /(kg/s), 25%
Całkowita wydajność grzewcza	255 kW _t /(kg/s)	367 kW _t /(kg/s)

ca 3 pomp ciepła. Całkowity COP – gdzie temperatury cieczy geotermalnej i sieci dystrybucyjnej są identyczne – wynosi w obu przykładach 6,2. Wydajność zasobu, pompy ciepła i kotła obciążenia szczytowego podaje przykładowo tabela 5.2.2.

Należy zwrócić uwagę na bardzo niski udział energii elektrycznej w tych przykładach, w których współczynnik przepływu między trzema pompami ciepła został zoptymalizowany w celu osiągnięcia minimalnego zużycia energii elektrycznej.

Ten przykład ma zastosowanie do obciążenia szczytowego, ale można go również rozszerzyć na zmiany sezonowe – określona jest wydajność z miesiąca na miesiąc lub nawet z dnia na dzień (wydajność grzewcza podzielona na kotły obciążenia szczytowego, pompy ciepła i zasób geotermalny), a pompy ciepła dobierane w każdym przypadku pod kątem minimalnego zużycia energii elektrycznej.

Następnie ustalana jest roczna zapotrzebowanie na energię z zasobów geotermalnych, energię elektryczną i z kotłów obciążenia szczytowego oraz wyliczany **Sezonowy Współczynnik Wydajności (SPF)** dla zestawu pomp ciepła, podłączonych jak pokazano na powyższych przykładach. Współczynnikiem tym jest roczna energia wytwarzana przez zestaw pomp ciepła w warunkach zmiennych (kWh_t/rok lub MWh_t/rok) podzielona przez całkowitą energię elektryczną zużytą rocznie (kWh_e/rok lub MWh_e/rok).

Przy wystarczająco wysokim SPF pomp ciepła udział geotermii może wynosić aż 90% całkowitej energii grzewczej rocznie, nawet ze źródła o niskiej temperaturze. Jest to zgodne z ogólnym celem osiągnięcia minimalnego śladu węglowego i minimalnej zależności od paliw i niestabilnych cen paliw/energii elektrycznej.

5.3. Postępowanie z gazem nieskrapającym się zawartym w wodzie geotermalnej

5.3.1. NCG w wodzie geotermalnej

Gazy nieskrapające się (ang. *non-condensable gases*, NCG), które mogą być obecne w wodach i parach geotermalnych to najczęściej dwutlenek węgla CO₂, a także siarkowodór H₂S, dwutlenek siarki SO₂, azot N₂ i inne. Jak wskazano wcześniej, zawartość nieskrapających się gazów (NCG) w niskotemperaturowej wodzie geotermalnej jest zwykle niska w porównaniu z płynami wysokotemperaturowymi, występującymi np. w Turcji, we Włoszech i innych miejscach. Dlatego w takim przypadku zwykle nie ma obaw o znaczny ślad węglowy z CO₂ i innych NCG w płynie geotermalnym. Poniżej podano dwa podejścia do postępowania z NCG:

Usuwanie gazu z wody geotermalnej

Zawartość gazu rozpuszczonego w wodzie geotermalnej można oszacować na około 0,1% na jednostkę wagi wody geotermalnej, tj. 1,0 kg CO₂/tonę wody geotermalnej. Jeżeli zawartość CO₂ w płynie geotermalnym jest stukrotnie mniejsza, w przeliczeniu na jednostkę odzyskanej energii cieplnej, w stosunku do ogrzewania

gazowego lub elektrycznego, to emisję CO₂ z geotermii można zignorować.

Pęcherzyki gazu w wodzie geotermalnej powodują problemy w najwyższych punktach rurociągów, wymienników ciepła itp. i dlatego można je usunąć za pomocą automatycznych zaworów wentylacyjnych. Gazy w wyższych stężeniach są skuteczniej usuwane za pomocą separatorów gazu, bezpośrednio na głowicach odwiertów produkcyjnych lub w ich w pobliżu. Separatory gazu są zwykle małymi zbiornikami z powierzchnią swobodną, a NCG jest usuwany w górnej połowie naczynia i odprowadzany do atmosfery. Jeśli gazy składają się głównie z CO₂, zwykle nie stanowi to problemu. Jednak niektóre wody geotermalne zawierają znaczne ilości siarkowodoru (H₂S) – gazu, który w pewnych stężeniach jest trujący. W takim przypadku z tymi gazami należy postępować w inny sposób, jak przedstawiono poniżej.

Gaz zatrzymany w wodzie geotermalnej

Omawiane w tych materiałach proponowane systemy ogrzewania zakładają w każdym przypadku niskie temperatury, znacznie poniżej 100°C i temperatury zatłaczania

z zakresu 5–10°C. Dolna granica temperatury zatłaczanej wody geotermalnej zależy oczywiście od chemizmu wody i różnych warunków złożowych. Jeśli pozwalają na to parametry wody geotermalnej, zakres temperatur pracy pomp ciepła może poradzić sobie z tą niską temperaturą, jak wykazano m.in. w przypadku pompy ciepła na wodę morską (woda morska schładzana z około 10 do 5°C).

Stosunek objętościowy NCG. wykładnik gazowo-wodny (np. mL gazu/L wody) jest też odwrotnie proporcjonalny do bezwzględnego ciśnienia wody, tj. jeśli ciśnienie wody zostanie zwiększone z 1 bar_{aba} (ciśnienie atmosferyczne) do 10 barów, to objętość rozpuszczonego gazu zmniejszy się dziesięciokrotnie.

Pompy węgłne mogą pracować bezproblemowo, jeśli stosunek objętościowy NCG do objętości wody geotermalnej jest niższy niż 1–2%. W przypadku dużej objętości NCG jest to łagodzone przez zainstalowanie pompy zanurzeniowej na odpowiedniej głębokości, gdzie wystarczająco mała objętość gazu jest zapewniona przez sezonowe wahania poziomu wody w zbiorniku.

Udział objętościowy gazu w wymiennikach ciepła obniża ich sprawność. Im wyższa zawartość objętościowa NCG w płynie geotermalnym, tym gorsza jest ich sprawność. Można to z grubsza oszacować w następujący sposób: na każdy 1% udziału objętościowego gazu w wodzie następuje 1% spadek wydajności wymiennika ciepła, ponieważ pojemność cieplna NCG jest znikoma w porównaniu z wodą.

Gaz w wymiennikach ciepła może ponadto gromadzić się w wysokich punktach instalacji, tworząc kieszenie powietrzne, które wpływają na przepływ wody przez różne elementy instalacji. Wymaga to automatycznych odpowietrzników do usuwania gazu. Można to też ograniczyć poprzez utrzymywanie gazu pod wysokim ciśnieniem w wymiennikach ciepła. Jest to łatwiejsze w przypadku wymienników płaszczowo-rurowych, w których woda geotermalna znajduje się po stronie rury. Wymienniki ciepła płaszczowo-rurowe mają wyższe ciśnienia znamionowe (zwykle PN 16 lub PN 25 bar_g) niż większość komercyjnych płytowych wymienników ciepła (często PN 10 bar_g).

W większości przypadków ciśnienie 10 bar wystarcza do utrzymania gazu w dopuszczalnych frakcjach objętościowych. Z wymiennika ciepła woda geotermalna jest często pompowana do zbiornika pod jeszcze wyższym ciśnieniem, co dodatkowo zmniejsza wartość wykładnika gazowego.

Lista skrótów

CWU	– Ciepła woda użytkowa,
COP	– Współczynnik wydajności grzejnej pompy ciepła,
ESP	– Elektryczna pompa zatapialna,
NCG	– Gaz nieskrapający się,
bar _g	– Ciśnienie mierzone w barach ($\times 10^5$ Pa, 0 bar _g = ciśnienie atmosferyczne),
bar _{abs}	– Ciśnienie bezwzględne w barach ($\times 10^5$ Pa),
kW _t , MW _t	– Wydajność grzewcza (moc),
kWh _t , MWh _t	– Energia grzewcza,
kW _e /MW _e	– Moc elektryczna,
kWh _e , MWh _e	– Energia elektryczna,
SPF	– Sezonowy współczynnik wydajności pompy ciepła (energia grzewcza/energia elektryczna).

Literatura

- Fridriksson A.M. i in. 2016. Greenhouse gases from geothermal Power Production. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Technical Report 009/16. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank Group, Washington DC, USA (<http://documents.worldbank.org/curated/en/550871468184785413/pdf/106570-ESMP-130625-PUBLIC.pdf>).
- Pompy Schlumberger 2018. Krzywa wydajności pompy przy różnych częstotliwościach dla typowej pompy wiertniczej (część oferty technicznej dla instalacji geotermalnej w południowej Islandii).
- Verkis 2021. Geothermal direct use in Central Asia. Verkis report.
- www.eea.europa.eu, 2020 r. Data on carbon footprint of electricity production in Lithuania.

6. Ciepłownictwo geotermalne – korzyści środowiskowe

i klimatyczne w skali lokalnej i globalnej

6.1. Walka z kryzysem klimatycznym – wyścig z czasem

6.1.1. W kryzysie klimatycznym nie ma planu B

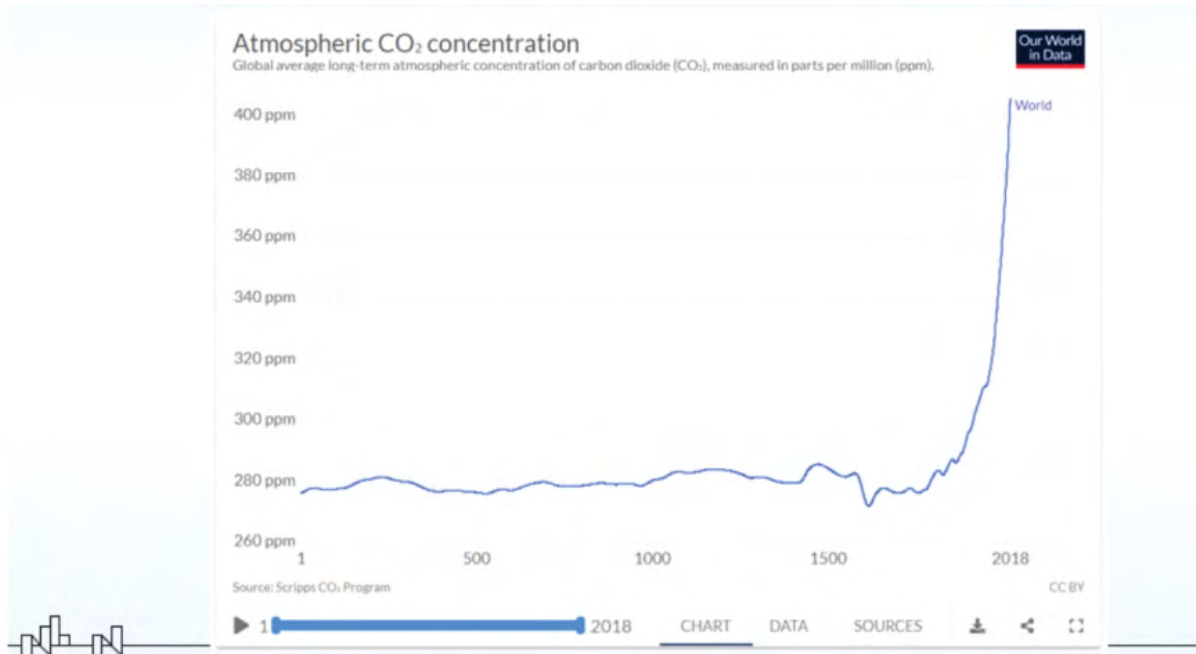
Historia ostatnich stu lat to m.in. kryzys finansowy, II wojna światowa i kryzys naftowy. Czy można było ich uniknąć? Lekcje, które odrobiliśmy po ostatnim kryzysie finansowym w 2008 r., nauczyły nas, jakie niebezpieczeństwo płynie z niewłaściwej oceny ryzyka, braku przejrzystości, braku długoterminowej wizji lub planu oraz zaniedbania współpracy i działań na poziomie lokalnym i globalnym.

ONZ, poszczególne kraje, światowe stowarzyszenia, firmy, instytucje i inne podmioty podejmują najważniejsze działania klimatyczne, ale ich efekty wciąż są niewystarczające (ryc. 6.1.1). Trzeba zwiększyć wysiłki i zintensyfikować działania. Tu rodzi się ważne pytanie: Czy w kontekście kryzysu klimatycznego powtarzamy podobne błędy do tych, które popełniliśmy przy kryzysie finanso-

wym? Największa różnica między kryzysem finansowym a klimatycznym polega na skali, ryzyku i konsekwencjach. W przypadku kryzysu finansowego błędy można naprawić w przyszłości albo zmienić bank. Gdy mamy do czynienia z kryzysem klimatycznym, nie istnieje alternatywa ani plan B. Dlatego jedynym rozwiązaniem jest niezwłoczne działanie angażujące jak najwięcej sił i zakrojone na maksymalną skalę – na wszystkich poziomach.

6.1.2. Dwunastoletni wyścig z czasem

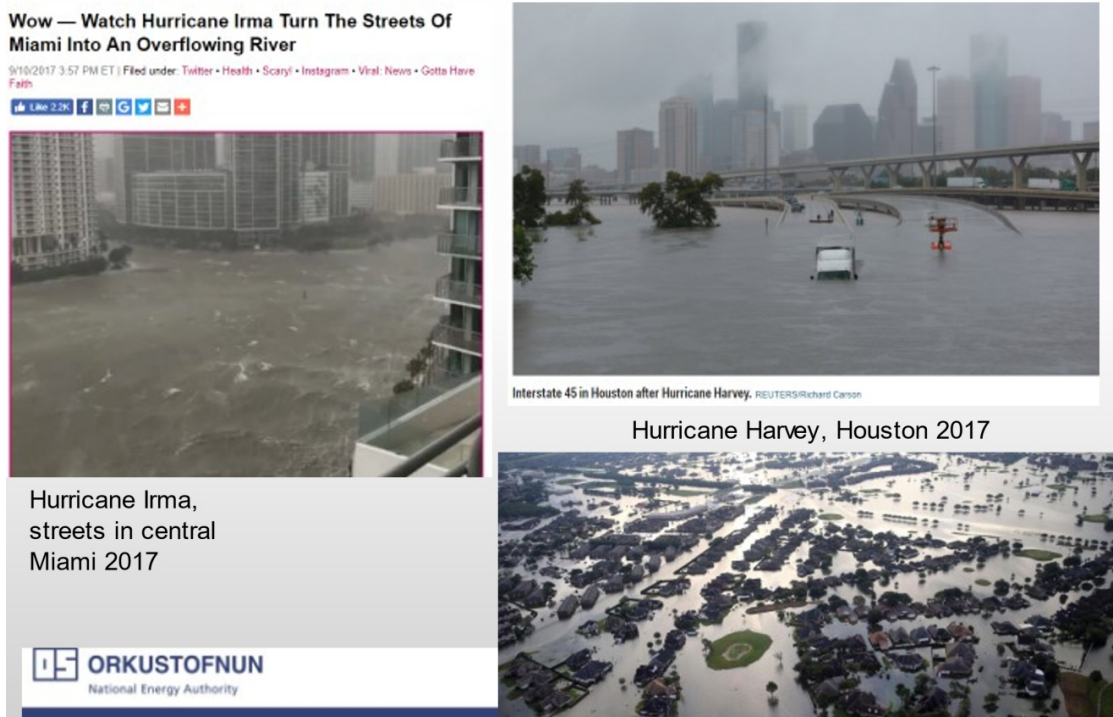
Ryzyko klimatyczne wzrasta. Podkreśla to niedawny raport ONZ na temat luki emisyjnej (UN gap report), w którym napisano, że „bez zwiększenia ambicji NDC do roku 2030, nie unikniemy przekroczenia średniej globalnej temperatury o 1,5°C. Bardziej niż kiedykolwiek w historii potrzebujemy bezprecedensowych i pilnych działań



Ryc. 6.1.1. Emisja CO₂ w ciągu ostatnich 2000 lat (Our World in Data)

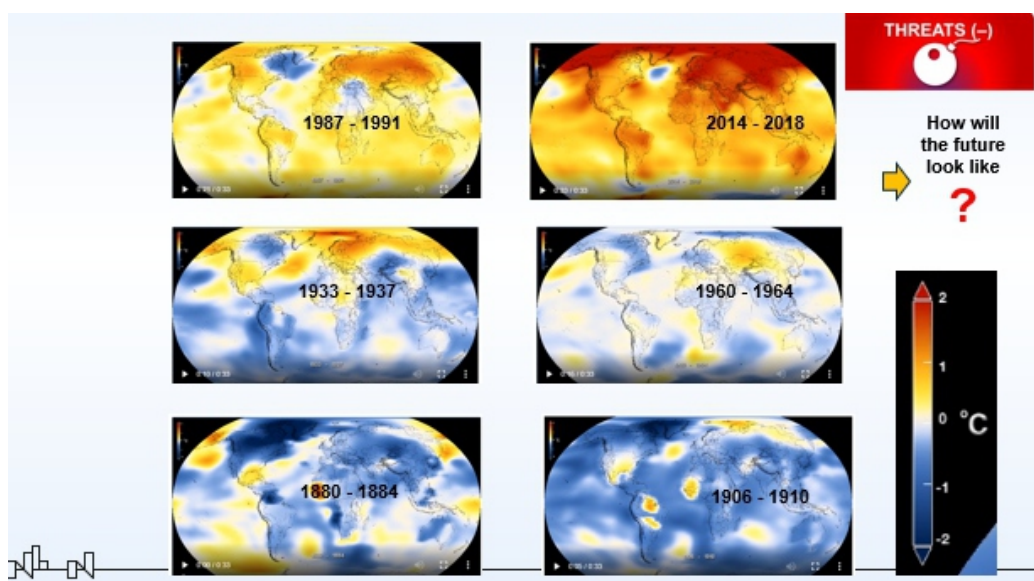
wszystkich krajów. Szczyt Klimatyczny ONZ w 2019 r. pod przewodnictwem Sekretarza Generalnego był istotną okazją do kontynuacji rozpoczętego dialogu”. Na spotkaniu państw G7 w sierpniu 2021 r. padło stwierdzenie, że „mamy obecnie do czynienia z dramatycznym zagrożeniem klimatycznym” (ryc. 6.1.2–6.1.5). Argumentów na poparcie tych słów dostarczają interaktywne mapy i tabele ze strony internetowej *Our World in Data*, gdzie

przedstawiono udział poszczególnych krajów w emisjach dwutlenku węgla. Panuje coraz powszechniejsze przekonanie, że najbliższy okres będzie kluczowy dla światowego kryzysu klimatycznego. Gdy w 2018 r. ukazał się raport Międzyrządowego Panelu ONZ ds. Zmian Klimatu (IPCC) w przekazach medialnych podkreślano, że zostało zaledwie 12 lat, aby zapobiec katastrofie klimatycznej.



Ryc. 6.1.2. Globalne ocieplenie – coraz częstsze ekstremalne zjawiska pogodowe (NEA, <http://www.eeagrants.agh.edu.pl/>)

Średni wzrost temperatury w północnej części Ziemi jest obecnie wyższy niż 2°



Ryc. 6.1.3. Globalne ocieplenie, anomalie temperaturowe w latach 1880–2018 (według NASA)



Northern part of Iceland, the farm Nípa, Útkinn, Þingeyjarsveit, 2nd Nov. 2021,
Photo: Icelandic Coast guard



Seyðisfjörður, eastern part of Iceland December 2020,

Ryc. 6.1.4. Coraz częstsze ekstremalne zjawiska pogodowe na Islandii.

Po lewej N część Islandii, farma Nipa 02.11.2021 r., po prawej – E część Islandii, grudzień 2020 r. (Islandzka Straż Przybrzeżna)



Ryc. 6.1.5. Ban-Ki-moon: Nie ma planu B,
ponieważ nie istnieje planeta B
(<http://www.eeagrants.agh.edu.pl/>)

6.1.3. Każdy kraj, region, miasto, gmina, firma, instytucja i ludzie odgrywają ważną rolę w zwalczaniu kryzysu klimatycznego

Dwutlenek węgla (CO₂) to główny sprawca kryzysu klimatycznego. Znaczne ilości tego związku pochodzą z sektora energetycznego wykorzystującego paliwa kopalne do produkcji energii i ciepła. Branża energetyczna to jeden z najważniejszych filarów naszej gospodarki i może odegrać istotną rolę w bezpośredniej i pośredniej walce z kryzysem klimatycznym. Jednocześnie należy pamiętać, że sektor energetyczny znacząco przyczynił się do złagodzenia kryzysu klimatycznego poprzez różne projekty i programy obejmujące źródła odnawialne, innowacje i dekarbonizację. Przykładem może tu być islandzki

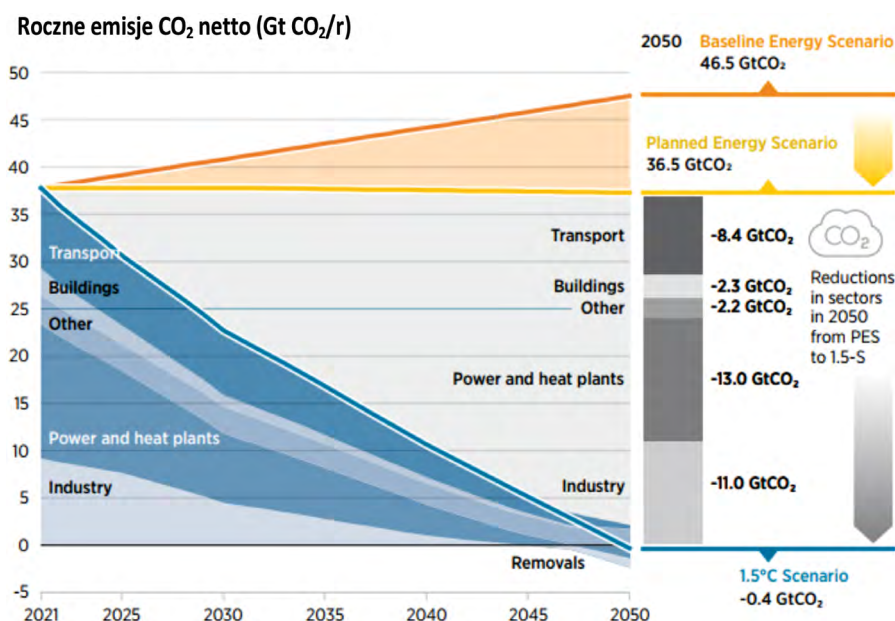
projekt CarbFix, przedstawiony w filmie dokumentalnym *Ice on Fire*, a także inicjatywa islandzko-amerykańska pod nazwą Carbon Recycling. W latach 70. XX w. islandzkie ciepłownictwo komunalne przeszło wielką transformację w zaledwie dekadę – od ciepła produkowanego z ropy naftowej do geotermii. Udało się to dzięki działaniom na rzecz zwiększania świadomości społeczeństwa, współpracy, planowaniu finansowemu i szybkiej realizacji zamierzonych celów. W niedawno opublikowanym raporcie ONZ podkreślono, że Sekretarz Generalny będzie stawiać krajom, regionom, miastom, firmom, inwestorom i zwykłym obywatelom wyzwania zmierzające do intensyfikacji działań w sześciu najważniejszych obszarach:

1. Transformacji energetycznej.
2. Finansowaniu działań na rzecz klimatu i wyceny emisji dwutlenku węgla.
3. Transformacji przemysłu.
4. Rozwiązaniach naturalnych.
5. Działaniach na poziomie lokalnym i w miastach.
6. Odporności.

Każdy może odegrać ważną i pozytywną rolę w tych sześciu obszarach. Dlatego też za najwyższy priorytet należy uznać określenie pilnej reakcji w ramach polityki klimatycznej w bliskiej współpracy z poszczególnymi krajami, ONZ oraz instytucjami międzynarodowymi i finansowymi. Jednak najważniejszym elementem pozostaje wizja i wola walki o przyszłe zwycięstwo. Potrzebujemy siły napędowej, aby wygrać bitwę w kryzysie klimatycznym, ponieważ nie mamy planu ani planety B (Petursson 2019a).

6.1.4. Kryzys klimatyczny – utrzymanie wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie 1,5°C

Globalne ocieplenie stanowi największe wyzwanie, z jakim musi zmierzyć się świat, a raporty ONZ oraz innych organizacji międzynarodowych podsuwają wiele propozy-



Ryc. 6.1.6. Kryzys klimatyczny – utrzymanie wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie 1,5°C (IRENA 2021)

cji rozwiązań. Według raportu Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA 2021), zgodnie z planowanym scenariuszem transformacji energetycznej roczne poziomy emisji mogą wynosić 36,5 Gt CO₂ w 2050 r. (ryc. 6.1.6). Aby zrealizować scenariusz zakładający utrzymanie wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie 1,5°C, emisje we wszystkich branżach musiałyby

spaść do zera. Aby osiągnąć cel 1,5°C, należałoby ponadto zwiększyć wysiłki związane z redukcją CO₂ w produkcji energii elektrycznej, ciepła oraz w szeroko pojętym przemyśle. W związku z tym, sektor ciepłowniczy ma do odegrania istotną rolę oraz ponosi wielką odpowiedzialność w każdym kraju, mieście i gminie (IRENA 2021).

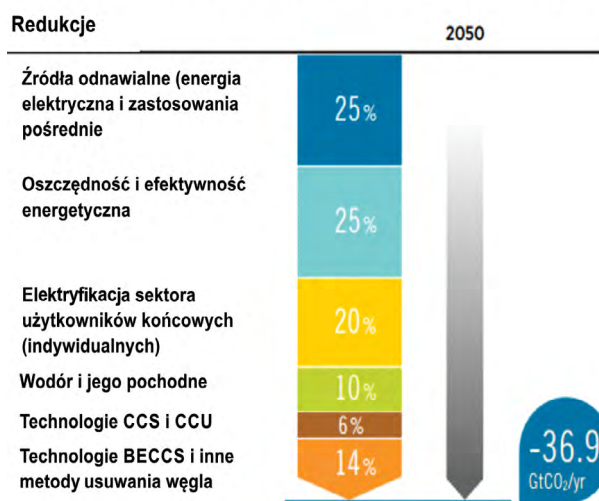
6.2. Kryzys klimatyczny, emisje CO₂ i ciepłownictwo w Polsce

6.2.1. Ścieżki technologiczne do celu klimatycznego

Raport opracowany niedawno na podstawie analizy Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej wskazuje, że ponad 90% rozwiązań przynoszących efekty w 2050 r. uwzględnia energię ze źródeł odnawialnych w kontekście dostaw bezpośrednich, elektryfikacji, efektywności energetycznej, „zielonego wodoru” i technologii BECCS (produkcji energii z biomasy w połączeniu z wychwytywaniem i magazynowaniem CO₂; ryc. 6.2.1).

Autorzy raportu stwierdzają, że skryształizowały się już ścieżki technologiczne prowadzące do celu, jakim jest zdekarbonizowany system energetyczny; dominują tu rozwiązania, które można wdrożyć szybko i na dużą skalę. Technologie, rynki i modele biznesowe podlegają ciągłej ewolucji, ale nie trzeba czekać na nowe rozwiązania. Istniejące alternatywy wystarczą, aby osiągnąć znaczny postęp. Jednak bez ukierunkowanych polityk i działań nie da się osiągnąć wymaganych poziomów

Zmniejszenie emisji CO₂ zgodnie ze scenariuszem 1,5°C (%)

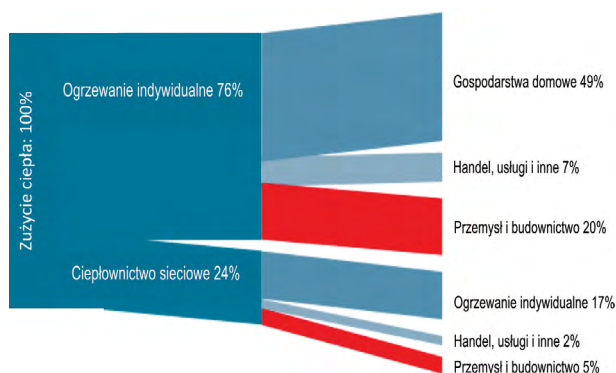


Ryc. 6.2.1. Zmniejszanie emisji dwutlenku węgla (IRENA 2021)

technologii transformacji energetycznej w tempie odpowiadającym realizację założonego celu 1,5°C (IRENA 2021).

6.2.2. Branża ciepłownicza w Polsce

Omawiając ciepłownictwo komunalne w Polsce, warto pokusić się o nakreślenie szerszego kontekstu tej branży, zarówno w kontekście indywidualnego ogrzewania gospodarstw domowych, jak i ciepłownictwa sieciowego. Pełniejszy obraz (ryc. 6.2.2) uzyskano na podstawie opublikowanego w 2019 r. raportu *Ciepłownictwo w Polsce* (Macuk 2019).



Ryc. 6.2.2. Największe ilości ciepła zużywają w Polsce gospodarstwa domowe (Macuk 2019)

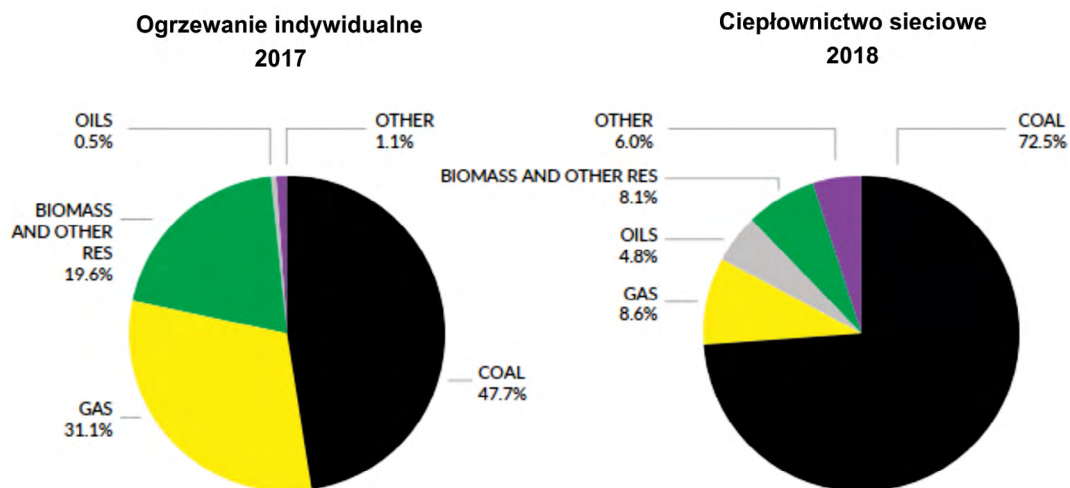
Pewne aspekty uznano w raporcie za słabości (czynniki wewnętrzne), które można jednocześnie przekuć w mocne strony i połączyć z możliwościami (czynniki zewnętrzne).

Wśród słabości w raporcie wymieniono m.in.:

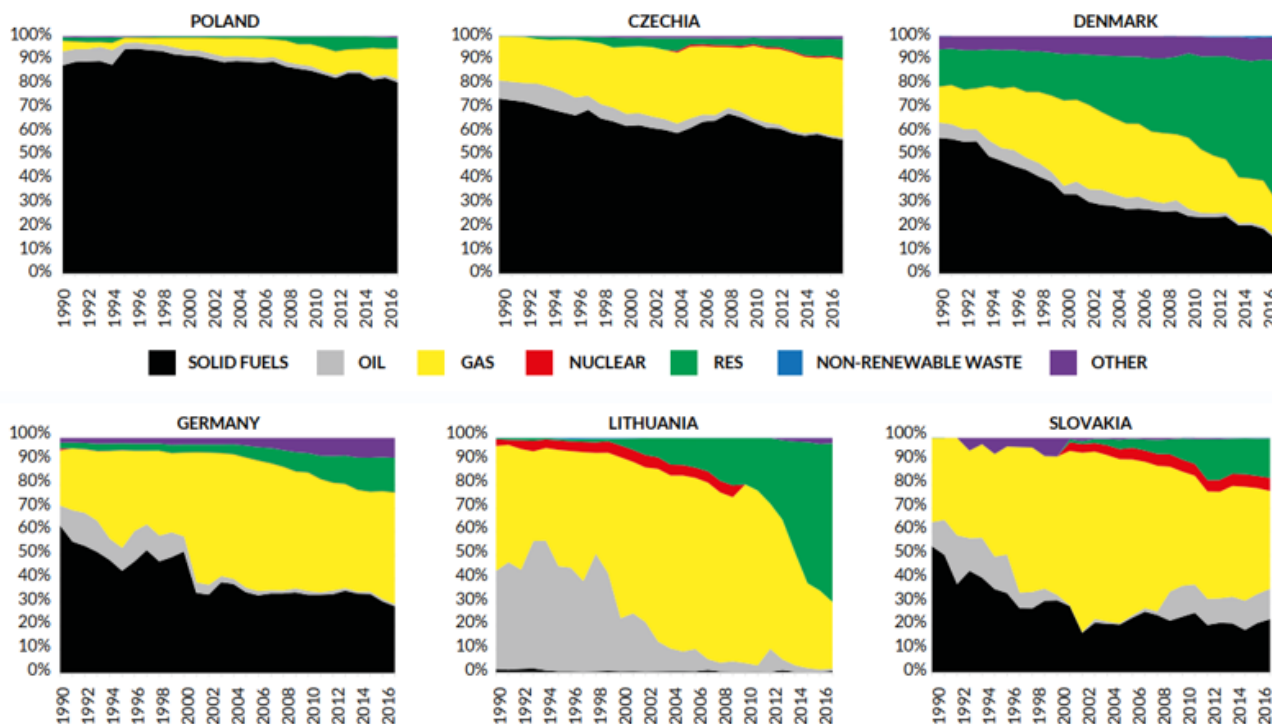
- długotrwały problem z ogrzewaniem, trudny do rozwiązania (rozproszona struktura), aspekty społeczne (koszty ogrzewania) oraz presję na wykorzystywanie tradycyjnego węgla zamiast czystszych źródeł ciepła,;
- udział Polski w zużyciu węgla w gospodarstwach domowych w całej Unii Europejskiej wynosi 87%;
- słaba jakość powietrza, niska efektywność energetyczna budynków i wysokie straty energii pierwotnej. Brak możliwości rozwoju przedsiębiorstw współpracujących w zakresie budownictwa i ogrzewania;
- brak zarówno długoterminowej polityki efektywności energetycznej, jak i modernizacji branży ciepłowniczej, a także wskazania najważniejszych technologii dla przemysłu krajowego;
- około 80% przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce (odpowiedzialnych za produkcję 38% ciepła sieciowego) sklasyfikowanych jako niewydajne;
- niezdefiniowanie celów modernizacji branży ciepłowniczej w perspektywie do 2030 r. i opracowanie mechanizmów wspierających ich wdrożenie oraz wprowadzających zmiany modeli biznesowych (Macuk 2019).

6.2.3. Struktura paliwowa w ciepłownictwie

W Polsce węgiel wciąż ma największy udział w produkcji ciepła (ryc. 6.2.3 i 6.2.4), co powoduje występowanie smogu, szczególnie w okresie zimowym. Jednym z rozwiązań umożliwiających czystsza produkcję ciepła jest powszechny dostęp do danych opisujących stan branży. Dlatego też podano mało dostępne informacje dotyczące kryzysu klimatycznego, emisji CO₂ i ciepłownictwa w Polsce, aby przedstawić zebrane dane w przystępnej formie i dostarczyć argumentów w dyskusji na temat ogrzewania polskich domów czystym ciepłem.



Ryc. 6.2.3. Branża ciepłownicza w Polsce jest zdominowana przez węgiel (Macuk 2019)



Ryc. 6.2.4. Struktura paliwowa w ciepłownictwie sieciowym w wybranych krajach UE w latach 1990–2017 (Macuk 2019)

6.3. Od polityki do działania

6.3.1. Jak przedstawiany jest związek między kryzysem klimatycznym a ciepłownictwem sieciowym w różnych krajach?

Kryzys klimatyczny może wiązać się z różnym podejściem i stawiać odmienne wyzwania w kontekście odnawialnych źródeł energii (ryc. 6.3.1):

- uświadamiający komunikat alarmowy;
- technika, zasoby, synchronizacja czasowa, planowanie, infrastruktura;
- aspekty gospodarcze, zarządzanie, przywództwo;
- ocena ryzyka – w kontekście gminy, miasta, kraju, społeczeństwa;
- kryzys klimatyczny wymaga więcej dyskusji – również z sektorem ciepłownictwa komunalnego – aby zwiększać świadomość i możliwości oraz przyspieszać



Ryc. 6.3.1. Różne strategie i modele oceny emisji CO₂ (Petrursson 2019b)

działania – w celu uniknięcia ogromnych konsekwencji kryzysu klimatycznego;

- należy zidentyfikować czynniki ryzyka kryzysu klimatycznego; wielkie możliwości walki z kryzysem klimatycznym drzemią także w ciepłownictwie sieciowym (Petursson 2019).

6.3.2. Najważniejszy przekaz

Jak przedstawiana jest zależność między kryzysem klimatycznym a ciepłownictwem komunalnym w poszczególnych krajach? Czy dotyczy:

- uświadamiającego komunikatu alarmowego?
- techniki, zasobów, synchronizacji czasowej, planowania i infrastruktury?
- aspektów gospodarczych, zarządzania i przywództwa?
- oceny ryzyka – na poziomie gminy, miasta, kraju, społeczeństwa?
- potrzeby częstszych dyskusji na temat kryzysu klimatycznego – również z sektorem ciepłownictwa komunalnego – aby zwiększać świadomość i możliwości oraz przyspieszać działania – w celu uniknięcia ogromnych konsekwencji kryzysu klimatycznego?
- konieczności identyfikacji czynników ryzyka kryzysu klimatycznego i wielkich możliwości walki z kryzysem klimatycznym drzemiących także w ciepłownictwie sieciowym?

6.3.3. Trzy najważniejsze czynniki pozwalające na dekarbonizację

Ten fragment poświęcono najważniejszemu aspektowi wynikającemu z raportu *Mapa Drogowa Europejskiego Ciepłownictwa* (ang. *Heat Roadmap Europe*, HRE4).

Wskazuje on, że wspólne i skoordynowane wysiłki wszystkich Europejczyków na rzecz transformacji w kierunku „niskoemisyjnej przyszłości” zgodnie z Porozumieniem paryskim są nie tylko możliwe, ale także efektywne kosztowo i przystępne cenowo przy wykorzystaniu już dostępnych na rynku technologii.

Autorzy raportu stwierdzają, że Europa może już dziś ograniczyć swoje emisje CO₂ o 4340 Mton lub 86% w porównaniu do 1990 r. dzięki istniejącym dobrze rozwiniętym technologiom w sektorze ogrzewania i chłodzenia. Raport HRE4 podkreśla, że możliwa jest dekarbonizacja zgodnie z europejskimi zobowiązaniami podjętymi w ramach Porozumienia paryskiego oraz że konieczne jest połączenie różnych branż, aby utworzyć niskoemisyjny system energetyczny najbardziej efektywny kosztowo, a tym samym możliwy do realizacji w kontekście ekonomicznym i społecznym (HRE4 2018).

W raporcie wymieniono trzy kluczowe „filary”, czy też obszary wymagające uwagi (ryc. 6.3.2):

- oszczędność energii;
- sieci ciepłne;
- wydajne zaopatrzenie w niskoemisyjną energię z myślą o elektryfikacji systemu energetycznego. Są one niezwykle istotne dla decydentów, aby całościowo przekierować transformację w stronę niskoemisyjnych systemów energetycznych.

Raport wskazuje, że połączenie oszczędności energii, budowa i rozbudowa miejskich instalacji ogrzewania i chłodzenia, integracja niskoemisyjnych źródeł odnawialnych z wysokotemperaturowymi źródłami ciepła w połączeniu ze znaczną elektryfikacją branży ogrzewania i chłodzenia może stworzyć synergie, które nie zostaną odpowiednio wykorzystane, jeśli pominie się jeden (lub więcej) z wymienionych czynników. Między-



Ryc. 6.3.2. Trzy filary dekarbonizacji branży ciepłowniczej (na podstawie HRE4 2018)

sektorowe podejście HRE do planowania energetycznego ujawnia kolejne elementy obejmujące wszystkie trzy filary, które opisano w późniejszych komunikatach (HRE4 2018).

6.3.4. Najważniejsze obserwacje z Mapy Drogowej Europejskiego Ciepłownictwa

Raport informuje, że opracowano strategie ogrzewania i chłodzenia zależące w głównej mierze od oszczędności energii dzięki większej efektywności energetycznej budynków i redukcji zapotrzebowania przemysłu na energię (ryc. 6.3.3).

Na tej podstawie opracowano scenariusze i strategie, które w dużej mierze opierają się na oszczędności energii dzięki większej wydajności energetycznej budynków oraz redukcji zapotrzebowania przemysłu na energię; Na tej podstawie opracowano scenariusze i strategie, które w dużej mierze opierają się na oszczędności energii dzięki lepszej charakterystyce energetycznej budynków i redukcji zapotrzebowania przemysłu na energię. Istotnym elementem strategii jest wykorzystanie sieci ciepłych w obszarach miejskich, włączających nowe wydajne i odnawialne źródła energii, a także wysoko wydajne i elastyczne ogrzewanie indywidualne na terenach wiejskich (HRE4 2018).



Ryc. 6.3.3. Ogrzewanie i chłodzenie – strategie (HRE4 2018)

6.4. Konkurencyjność kosztowa źródeł ciepła

Przedstawienie standardowych kosztów geotermalnych instalacji ciepłowniczych jest trudne, a wręcz niemożliwe, gdyż różnią się one w zależności od regionu i zmiennych czynników. Niemniej jednak można je oszacować na podstawie najważniejszych parametrów pozwalających zrozumieć naturę każdego projektu. W tym celu należy:

- po pierwsze: zdefiniować podstawowe czynniki (warunki) wpływające na koszt wytwarzania ciepła;
- po drugie: opracować projekty teoretyczne, aby zbadać ich ekonomiczną opłacalność.

Do najważniejszych czynników w projektach ciepłownictwa geotermalnego należą:

- charakterystyka geologiczna, hydrogeologiczna, termiczna;
- uwarunkowania ekonomiczne;
- zapotrzebowanie (popyt).

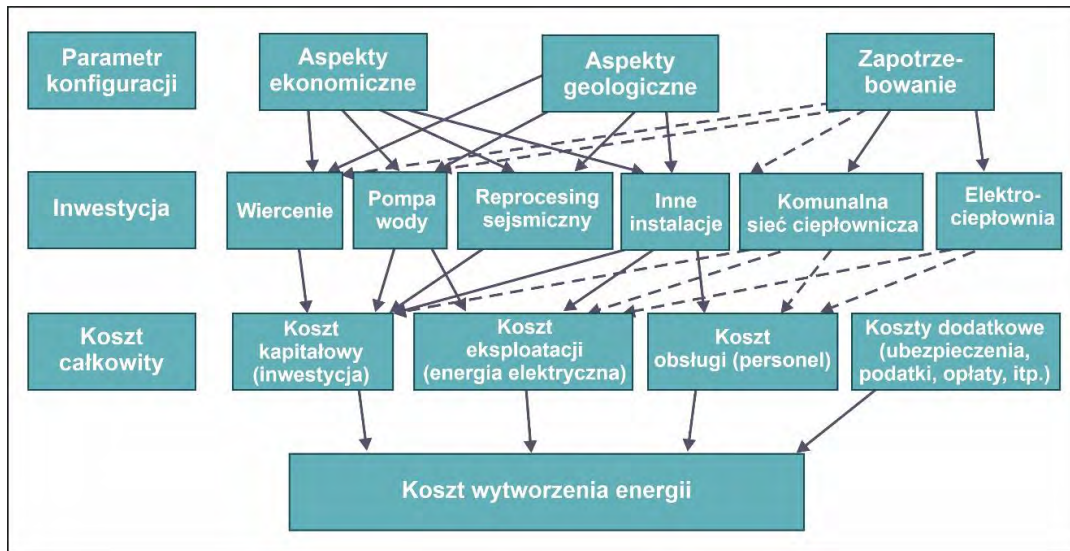
Jednak ze względu na zmienność zapotrzebowania w zależności od lokalizacji, nie da się uwzględnić tych czynników w ogólnej kalkulacji kosztów produkcji ciepła. Ponadto, wiele kosztów jest tożsamy z kosztami konwencjonalnych instalacji wytwarzania ciepła. Publikacja

EGEC z 2013 r. (EGEC 2013a) dotycząca geotermalnego ciepłownictwa sieciowego zawierała szacunkowe wyliczenie kosztów instalacji wytwarzania ciepła z geotermii (ryc. 6.4.1 i 6.4.2). Obliczenia uwzględniały następujące elementy kosztowe:

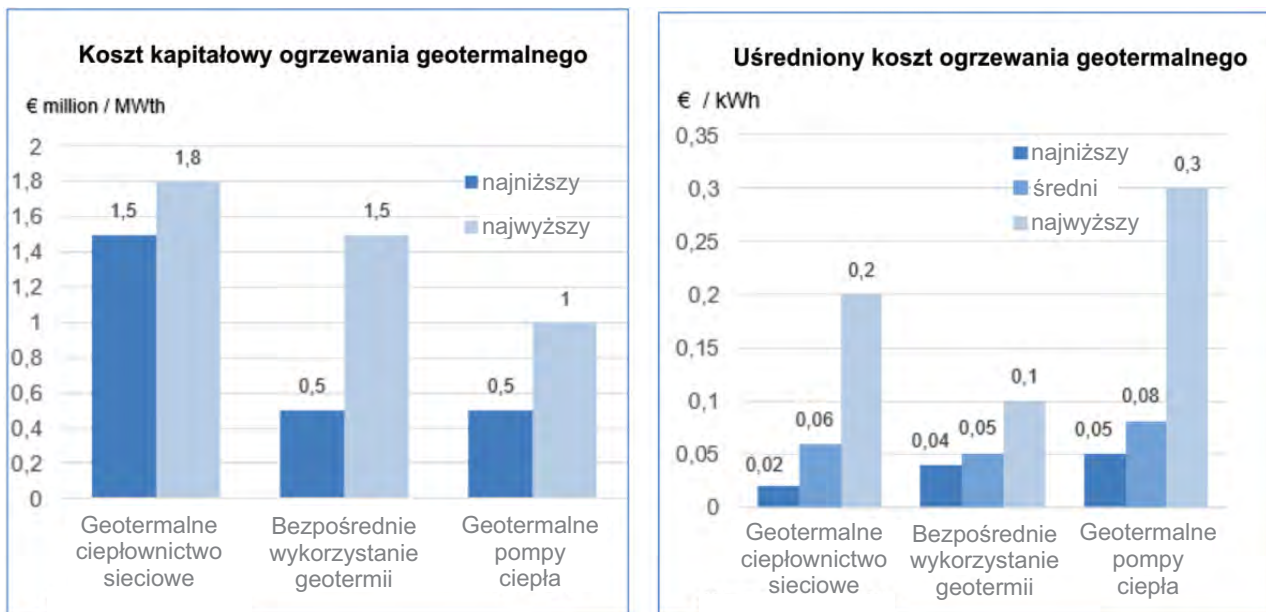
- koszt kapitałowy (inwestycje w odwierty, pompa wody, podstacja, amortyzacja),
- koszt operacyjny (elektryczność do zasilania instalacji tłoczących i urządzeń, konserwacja).

Ciepło geotermalne stanowi istotną i konkurencyjną alternatywę dla ciepłownictwa sieciowego wszędzie tam, gdzie dostępne są odpowiednie zasoby, szczególnie jeśli istnieje jednocześnie instalacja rozprowadzająca ciepło z sieci. Ciepło geotermalne to także konkurencyjne rozwiązanie dla przemysłu i rolnictwa. Geotermalne pompy ciepła mogą okazać się bardziej rentowne niż instalacje ciepłownicze stosujące paliwa kopalne (EGEC 2013b).

Uśredniony koszt ciepła (ang. *Levelised Cost of Heat*, LCOH) to najpopularniejszy wskaźnik kosztowy stosowany przy pełnej ocenie porównawczej kosztów wytwarzania, ponieważ ukazuje średni koszt na jednostkę ciepła poniesiony w całym cyklu. Uwzględnia nakłady inwe-



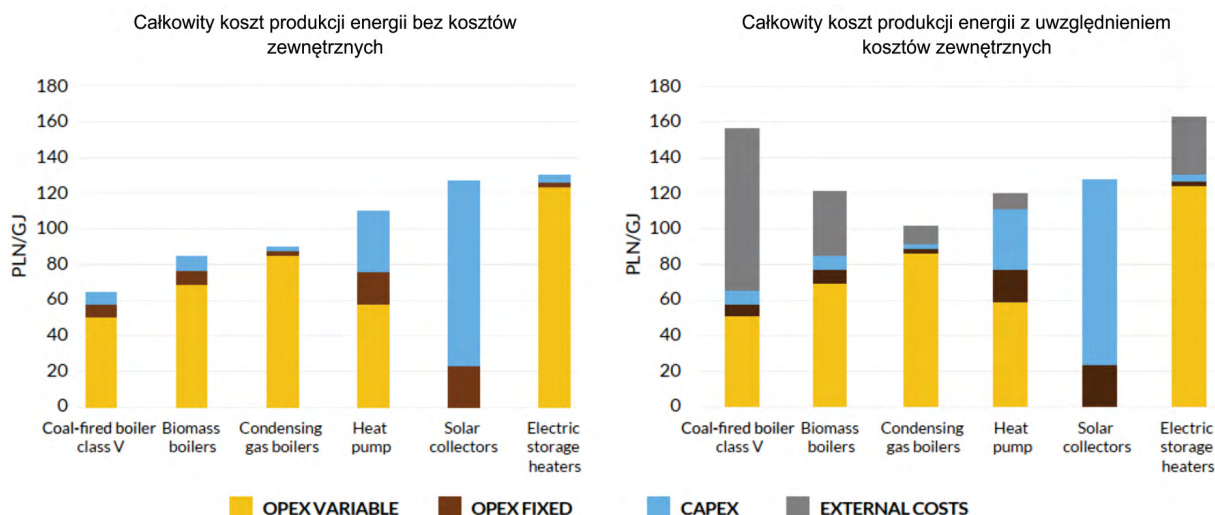
Ryc. 6.4.1. Struktura kosztowa projektu produkcji ciepła geotermalnego (według EGEC 2013a)



Ryc. 6.4.2. Ogrzewanie geotermalne – koszt kapitałowy i uśredniony (według EGEC 2013a)

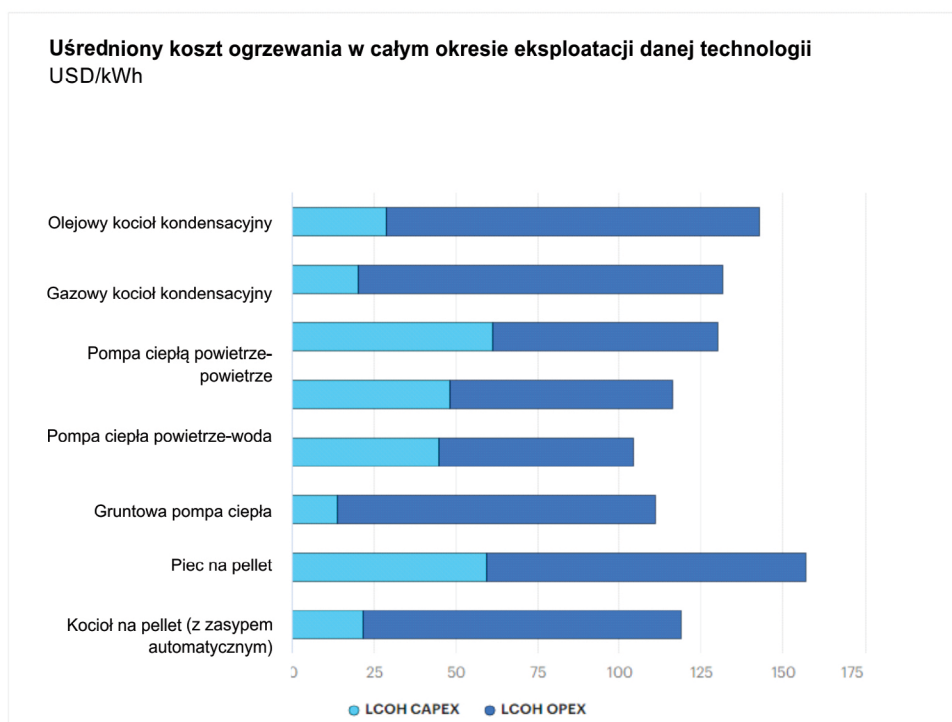
stycyjne i koszty kapitałowe oraz prognozowane koszty zmienne, w tym koszty paliwa. Dlatego też cena ciepła obliczona w ten sposób jest wyższa niż cena, którą znamy z praktyki rynkowej, właśnie ze względu na przewidywany wzrost kosztów zmiennych. Kolejnym istotnym czynnikiem jest koszt zewnętrzny, czyli społeczny koszt zanieczyszczenia środowiska. Na rycinie 6.4.3 przedstawiono koszt produkcji ciepła z wyłączeniem i z uwzględnieniem kosztu zewnętrznego (Rubczyński 2019). Na stronie internetowej Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) można przeanalizować różne scenariusze i strukturę optymalnego kosztu źródeł ciepła (ryc. 6.4.4 i 6.4.5).

Na stronie internetowej islandzkiej Krajowej Agencji Energii, w sekcji poświęconej analizie kosztów, napisano: „w podsumowaniu raportu, konkurencyjność kosztowa technologii ciepłowniczych opartych na źródłach odnawialnych, w porównaniu do paliw kopalnych, różni się znacząco w zależności od regionu. Na przykład w Szwecji, w związku z podatkiem węglowym oraz stosunkowo niskim kosztem osprzętu do pomp ciepła, w większości przypadków ciepło ze źródeł odnawialnych stanowi bardziej konkurencyjne rozwiązanie niż wytwarzane z paliw kopalnych. Z kolei we Francji, jeśli wykluczy się wsparcie inwestycyjne, okres zwrotu z inwestycji w przypadku



Ryc. 6.4.3. Całkowity koszt produkcji ciepła (LCOH) z różnych źródeł, z wyłączeniem i z uwzględnieniem kosztu zewnętrznego (LCOH+, koszt społeczny) (Rubczyński 2019)

Zdyskontowane potrzeby pieniężne (łącznie)	Uśredniony koszt ogrzewania	Skumulowane emisje CO ₂
--	-----------------------------	------------------------------------

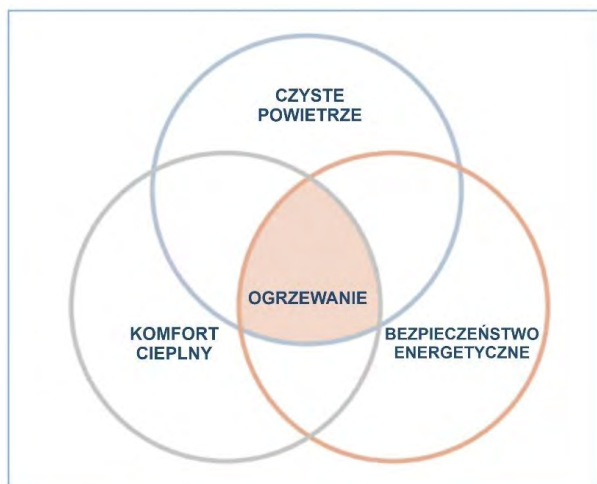


Ryc. 6.4.4. Uśredniony koszt ogrzewania (NEA)

elektrycznej pompy powietrze–woda w porównaniu do gazowego kotła kondensacyjnego przy średnim poziomie zapotrzebowania na ciepło może przekroczyć 15 lat (przy założeniu cen paliw z 2019 r.).

W Wielkiej Brytanii, Kanadzie i Niemczech, technologie ciepłownictwa sieciowego oparte na źródłach odnawialnych próbują konkurować z technologiami gazowymi, bez wsparcia polityk krajowych. Przy założeniu cen paliw

obowiązujących w 2019 r., uśredniony koszt ogrzewania pompą ciepła powietrze–woda dla przeciętnego gospodarstwa domowego w Niemczech jest około 50% wyższy niż przy ogrzewaniu gazowym kotłem kondensacyjnym; w Kanadzie koszt ten będzie wyższy o 55–70%. Tamże uśredniony koszt ogrzewania piecem na pellet może stanowić nawet trzykrotność kosztu dla gazowego kotła kondensacyjnego. Na podstawie cen gazu z 2019 r. i przy-



Ryc. 6.4.5. Cele transformacji ciepłownictwa

mując podatek węglowy na poziomie 50 dolarów za tonę, koszt ogrzewania kotłem gazowym wzrośnie w Kanadzie o ponad 20%” (IEA 2021).

Wśród wielu zalet produkcji ciepła ze źródła odnawialnego, jakim jest geotermia, można wymienić, m.in.:

- czyste powietrze i mniejszą emisję gazów cieplarnianych;
- bezpieczeństwo energetyczne;
- komfort cieplny;

a ponadto:

- nowe możliwości ekonomiczne i oszczędności, przy niższych emisjach gazów cieplarnianych;
- wykorzystanie lokalnych zasobów;
- mniejszą zależność energetyki od paliw kopalnych;
- redukcję importu paliw kopalnych itp.

Literatura

- Bank W. 2000. Implementation Completion Report: Heat Supply Restructuring and Conservation Project in Poland.
- EGEC 2013a. Cost of geothermal heating (<https://www.egeg.org>).
- EGEC 2013b. Financing Geothermal Energy (<https://www.egeg.org/wp-content/uploads/2017/05/EGEC-policy-paper-on-financing-geothermal-Fin.pdf>).
- GeoDH 2014. Retrieved from (www.geodh.eu).
- HRE4 2018. Heat Roadmap Europe (<https://heatroadmap.eu/>).
- IEA 2021. Are renewable heating options cost-competitive with fossil fuels in the residential sector? (<https://www.iea.org/articles/are-renewable-heating-options-cost-competitive-with-fossil-fuels-in-the-residential-sector>).
- IRENA 2021. World Energy Transitions Outlook. Abu Dhabi.
- Macuk R. 2019. Heating in Poland (<https://forum-energii.eu/en/analizy/cieplownictwo-2019>).
- NEA (<https://nea.is/>).
- Petursson B. 2019a. Fighting the climate crisis. Reykjavik.
- Petursson B. 2019b. Sustainable District Energy Conference. Reykjavik: SDEC.
- Rubczyński A. 2019. Clean heat 2030. Strategy for heating (<https://forum-energii.eu/en/analizy/czyste-cieplo-2030>).

7. Przykładowe zastosowania energii geotermalnej do zeroemisyjnego

ciepłownictwa na Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski

Geotermalne ciepłownictwo komunalne w Islandii ma długą historię, a instalacje znajdują się w różnych częściach kraju. W rozdziale przedstawiono trzy przykłady obrazujące różne aspekty tematu. Pierwszy dotyczy dużego systemu ciepłowniczego Reykjavíku, którego budo-

wa rozpoczęła się niemal 90 lat temu. Trzeci przykład opisuje natomiast pierwszy w Islandii przypadek zastąpienia centralnego ogrzewania z ciepłowni elektrycznej geotermalnym ogrzewaniem z sieci.

7.1. Ciepłownictwo sieciowe w Reykjavíku

7.1.1. Informacje ogólne

Historię ciepłownictwa sieciowego w rejonie Reykjavíku można podzielić na trzy główne etapy:

- etap początkowy, lata 30.–50. – pierwsze instalacje ciepłownicze i wykorzystanie bezpośrednie;
- znacząca rozbudowa sieci ciepłowniczej, lata 60.–80. – instalacja dużej komunalnej sieci ciepłowniczej;
- rozwój kogeneracji, od lat 90. do dziś.

Obecnie działająca komunalna sieć ciepłownicza dzieli się na dwa systemy zasilane wodą z następujących pól geotermalnych:

- Reykir i Reykjahlíð, położonych 15 km na wschód od Reykjavíku,
- Laugarnes i Elliðaár, leżących na terenie Reykjavíku, oraz z dwóch elektrociepłowni geotermalnych położonych w odległości 20–25 km na wschód od Reykjavíku:
 - Nesjavellir;
 - Hellisheiði.

Woda z wymienionych pól geotermalnych nie może mieszać się z wodą z elektrociepłowni ze względu na poważne problemy ze skalaniem w instalacji grzewczej. Podane źródła gorącej wody zasilają Reykjavík i cztery inne gminy: Mosfellsbær, Kópavogur, Garðabær i Hafnarfjörður.

7.1.2. Etap początkowy

Okres pierwszych dwudziestu–trzydziestu lat działania sieci ciepłowniczej omówiono w dalszej części tego rozdziału.

Etap początkowy – wykorzystanie bezpośrednie

Na początku XX w. Reykjavík był małym miastem, którego mieszkańcy ogrzewali domy w tradycyjny sposób, czyli węglem lub innymi paliwami. Mniej więcej 3–4 km

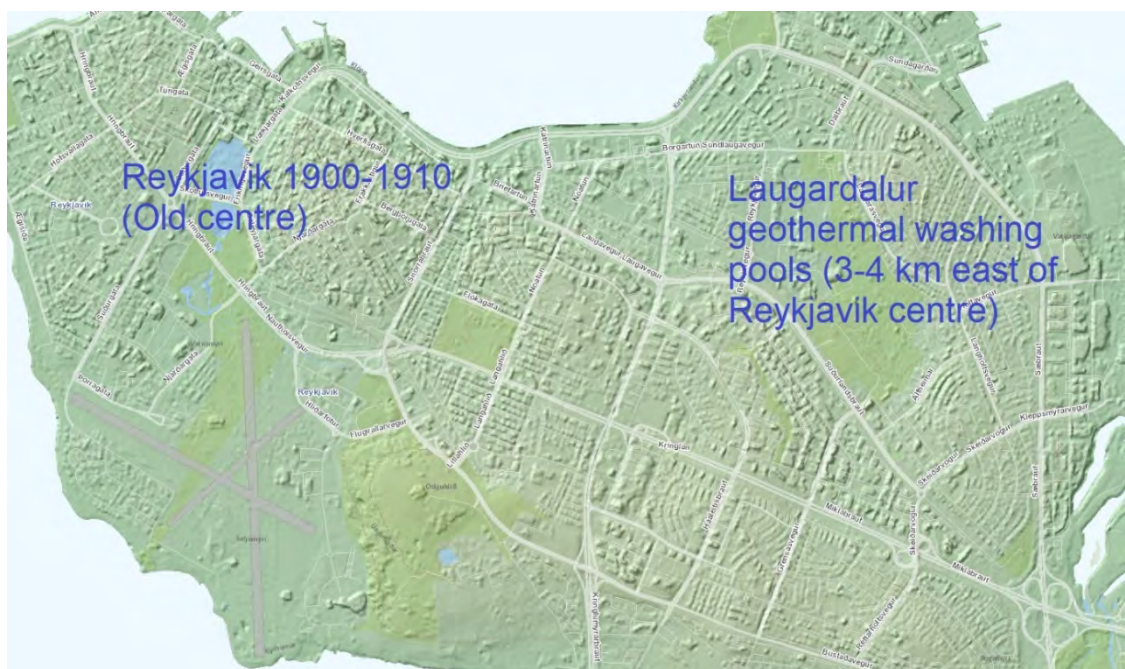
na wschód od Reykjavíku znajdują się pola geotermalne, z których woda o temperaturze 120–130°C wypływa na powierzchnię, tworząc stawy z wrzącą wodą. W dawnych czasach każdego dnia kobiety pokonywały kilkukilometrową drogę do tych zbiorników, aby zrobić pranie. Po pewnym czasie pranie do zbiorników zaczęto transportować konno, a następnie autobusami i ciężarówkami. Rycina 7.1.1 przedstawia mapę współczesnego Reykjavíku, dawne centrum miasta oraz lokalizację gorących źródeł.

W 1920 r. Reykjavík zamieszkiwało zaledwie 17 000–18 000 osób. W tamtym okresie wszystkie domy ogrzewano węglem lub innymi paliwami opałowymi, ponieważ nie istniała komunalna sieć ciepłownicza. Literatura na końcu rozdziału cytuje adres strony internetowej biblioteki miejskiej w Reykjavíku, gdzie opisano historię bezpośredniego wykorzystania pola geotermalnego Laugardalur na początku XX wieku.

Pobliska wieś Mosfellssveit (która zyskała status miasta Mosfellsbær w 1987 r.), położona około 12 km na wschód od Reykjavíku, zasłynęła z przemysłu wełnianego dzięki firmie Álafoss założonej w XIX wieku. W tej okolicy znajduje się również wykorzystywane do dziś duże pole geotermalne Reykir, w którym temperatura wody wynosi około 80°C. Podobnie jak w Reykjavíku, wodę tę używano do prania. Bezpośrednio korzystały z niej również okoliczne gospodarstwa rolne, gdyż na początku XX w. wciąż były to głównie tereny wiejskie.

Etap początkowy – pierwsza komunalna instalacja ciepłownicza w Reykjavíku

Pierwszym budynkiem podłączonym do sieci ciepłowniczej była szkoła Austurbjarskóli (co oznacza „szkoła we wschodniej części miasta”) w Reykjavíku. Od gorących źródeł w Laugardalur do tego budynku poprowadzo-



Ryc. 7.1.1. Mapa Reykjaviku, dawne centrum miasta (po lewej) i źródła geotermalne Laugardalur (po prawej)

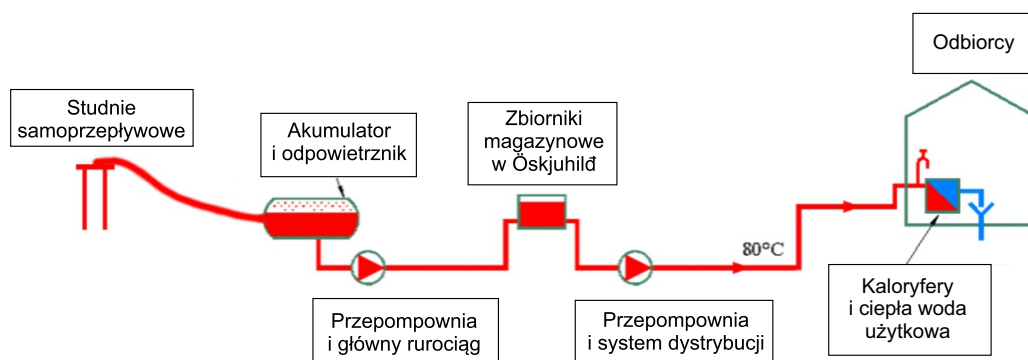
no rurociąg z gorącą wodą o długości około 3 km, który podłączono do kaloryferów w obiekcie. Był to pierwszy przypadek przesyłu wody kilkukilometrowym rurociągiem do celów ciepłowniczych w Reykjaviku.

Początkowo, podobnie jak w innych krajach, ciepłownictwo sieciowe nie cieszyło się dużą aprobatą społeczną. Dzieje się tak w przypadku każdej nowej technologii. Gdy pojawił się pomysł pompowania gorącej wody z odległych pól geotermalnych, radny miasta Reykjavik powiedział: „Nie sądzę, aby absurdalny pomysł przesyłu wody do miasta na taką odległość kiedykolwiek zyskał moje uznanie; nie mówiąc już o tym, że temperatura wody będzie ponoć wystarczająca, aby ogrzewać budynki. Nigdy nie uwierzę, że jest to możliwe, bez względu na to, co sobie powyliczacie”. Po pewnym czasie geotermalne ciepłownictwo sieciowe stało się kwestią polityczną. Pod koniec lat 30. powstała nawet partia polityczna forsująca koncepcję realizacji ogrzewania geotermalnego. W 1938 r. był to wręcz jeden z postulatów wyborczych wspomnianej partii.

Pierwszy rurociąg sieci ciepłowniczej na dużą skalę

Na początku lat 40. udało się w końcu zbudować 14-kilometrowy rurociąg z Mosfellssveit do Reykjaviku. Rurociąg miał średnicę 2 x DN 350 (2 x 14 cali) i zabudowano go w zamkniętym betonowym kanale z torfową izolacją. Wodę ze studni artezyjskich w Reykir (samowypływ) do Reykjaviku pompowały duże wielostopniowe pompy. W tamtym okresie nie stosowano pomp w głębszych.

W Reykjaviku zbudowano zbiorniki gorącej wody pełniące funkcję buforową i umożliwiające kontrolę poziomu wody. Wodę w Reykir odpowietrzano i pompowano rurociągiem o długości 14 km do Reykjaviku. Podobnie jak dziś, wodę o temperaturze 80°C (lub nieco niższej, ponieważ w dawnych czasach nie było tak skutecznej izolacji, jak dziś) wykorzystywano do ogrzewania poprzez kaloryfery oraz jako ciepłą wodę użytkową z kranu. Uproszczony schemat geotermalnej sieci ciepłowniczej na odcinku z Reykir do Reykjaviku pokazuje rycina 7.1.2.



Ryc. 7.1.2. Ciepłownictwo sieciowe – z Reykir do Reykjaviku. Uproszczony schemat

7.1.3. Znacząca rozbudowa ciepłownictwa sieciowego

Okres największego rozwoju komunalnej sieci ciepłowniczej w Reykjavíku przypada na lata 60.–80. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na gorącą wodę studnie artezyjskie nie były w stanie zaspokoić popytu, zaczęto więc wiercić otwory geotermalne i stosować pompy wstępne.

Najpoważniejszą wadą pomp wstępnych, które przez ponad pięćdziesiąt lat były wyłącznie pompami tłokowymi (tzw. pompy transmisyjne LSP), było smarowanie wałów i tulei. Przełom przyniosło zastosowanie PTFE (teflonu), który dziś jest preferowanym materiałem na podlegające zużyciu powierzchnie pomp LSP oraz innych ruchomych części mających kontakt z płynem geotermalnym. Pierwsze pompy wstępne zamontowano na początku lat 60. Eksploatowano je przez blisko sześćdziesiąt lat, sporadycznie przeprowadzając konserwacje, w wielu otworach w Reykjavíku (pola geotermalne Laugarnes/Elliðaár) oraz w polach geotermalnych Reykir/Reykjahlíð w okolicy Mosfellsbær, na wschód od Reykjavíku.

Pierwsza fala rozbudowy – lata 60.

Wprowadzenie pomp wstępnych i znaczący wzrost wydajności gorącej wody geotermalnej umożliwiły w latach 60. podłączenie niemal wszystkich budynków w Reykjavíku do sieci ciepłowniczej. Mapa przedstawiona na rycinie 7.1.3 obrazuje, w jaki sposób udało się podłączyć większość miasta do sieci w ciągu zaledwie dekady.

Kolejnym bardzo ważnym aspektem komunalnej sieci ciepłowniczej w Reykjavíku w tym okresie był montaż podwójnych instalacji przesyłowych na dużych obszarach miasta, dzięki czemu możliwy był odbiór wody powrotnej o temperaturze około 30°C. Wodę tę wykorzystywano w pompowniach do regulacji temperatury zasilania w instalacji przesyłowej (woda o temperaturze 80°C). Zasadę działania takiej instalacji przedstawiono schematycznie na rycinie 7.1.4.

Mieszanie wody powrotnej odbywa się w pompowniach zlokalizowanych w kilku miejscach w rejonie Rey-

kjavíku. Dotyczy głównie starszych instalacji w mieście. Powyższe rozwiązanie ma szczególne znaczenie w polu geotermalnym Laugarnes, gdzie temperatura wody sięga 130°C, czyli jest za wysoka do domowych celów gospodarczych. Dlatego też dostęp do wody powrotnej ma kluczowe znaczenie w przypadku tego pola geotermalnego, które podłączono do czterech pompowni w zachodniej części Reykjavíku. Tego typu instalacje działają od lat 60.

Druga fala rozbudowy – lata 70.

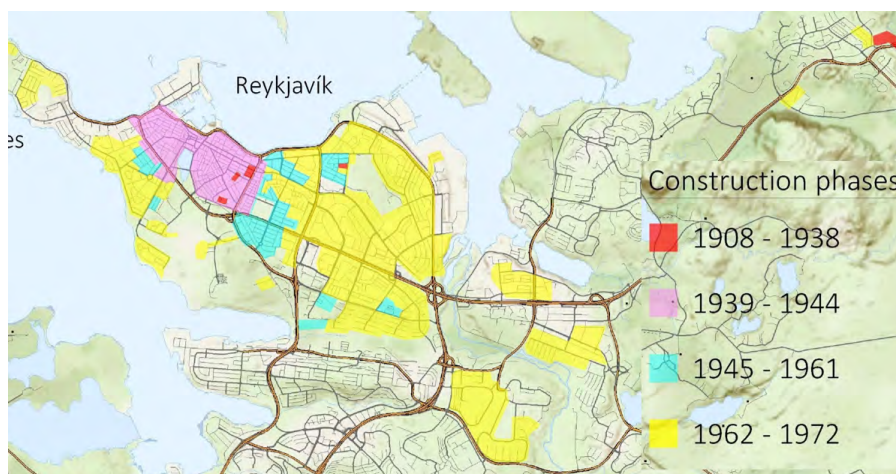
Pola geotermalne Reykir/Reykjahlíð, Laugarnes (gdzie dawniej robiono pranie) oraz czwarte pole we wschodnim Reykjavíku – Elliðaár – zwiększyły produkcję wraz z wprowadzeniem pomp wstępnych w latach 60. Sąsiednie gminy położone na południe od Reykjavíku, tzn. Kópavogur, Hafnarfjörður i Garðabær również rozpoczęły montaż instalacji sieci ciepłowniczej. Mapa na rycinie 7.1.5. obrazuje drugą dużą falę wdrażania geotermalnego ciepłownictwa sieciowego, na skalę podobną, co w latach 60. w Reykjavíku.

Ponieważ dwie rury DN350 z czasem okazały się niewystarczające, w ramach rozbudowy zastosowano dwie rury DN600-700 z Mosfellsbær do Reykjavíku i jedną rurę DN600 do Kópavogur, Garðabær i Hafnarfjörður. Potocznie nazywa się ten rurociąg Hafnarfjarðarörð (rurociąg główny Hafnarfjörður), a jego fragmenty są używane od lat 70. do dziś.

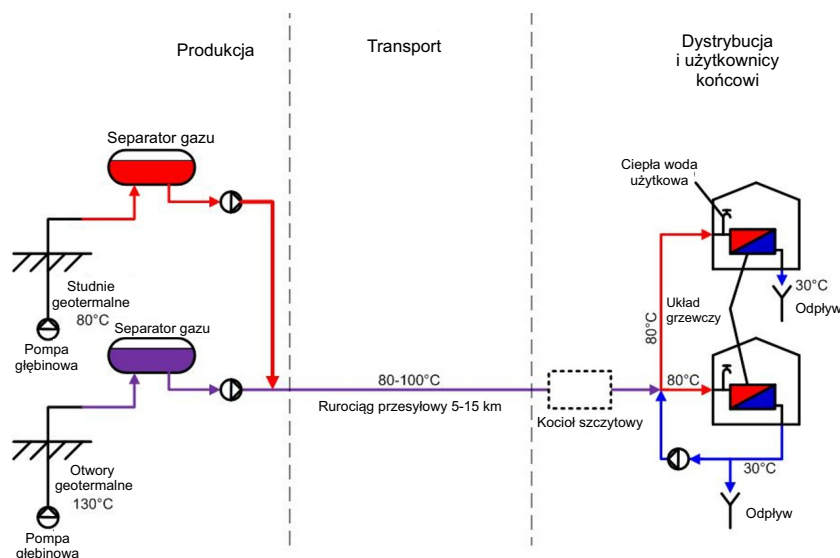
Technologie zastosowane podczas wspomnianych dwóch fal rozbudowy opierają się głównie na wykorzystaniu pomp wstępnych. Nadal kładziono rury w betonowych kanałach, ale izolację torfową zastąpiono wełną szklaną/skalną zapewniającą lepsze właściwości izolacyjne i zmniejszającą straty ciepła w instalacji.

Lata 80. – wstępnie zaizolowany rurociąg podziemny

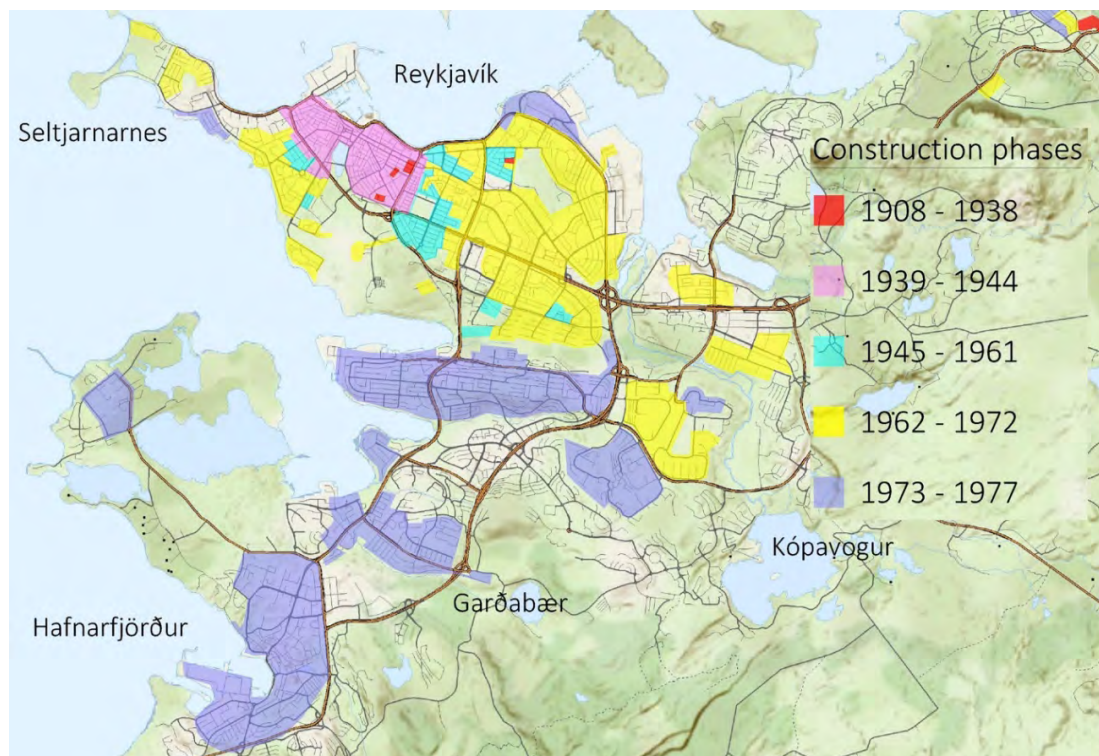
Rozwój komunalnych instalacji ciepłowniczych w latach 80. w mniejszych dzielnicach Reykjavíku i sąsiednich gminach nie był aż tak gwałtowny, jak wcześniej. Wiele zmieniło się jednak w tym okresie, jeśli chodzi o technologię, dzięki wprowadzeniu izolowanych podziemnych ruro-



Ryc. 7.1.3. Ciepłownictwo sieciowe w Reykjavíku: rozbudowa w latach 60. (strefy zaznaczone na żółto)



Ryc. 7.1.4. Sieć ciepłownicza zasilana wodą z pól geotermalnych. Uproszczony schemat



Ryc. 7.1.5. Ciepłownictwo sieciowe w trzech gminach na południe od Reykjavíku – druga fala rozbudowy, lata 70. (fioletowe strefy)

ciągów stalowych z klejoną izolacją. Takie rury (stalowe, z izolacją w postaci pianki PUR i zewnętrzną powłoką polietylenową) stosuje się w praktycznie niezmiennionej formie od czasu ich wprowadzenia 40 lat temu.

Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwe było poprowadzenie rur pod powierzchnią terenu zamiast umieszczania ich w dużych betonowych kanałach. W dzisiejszych realiach planowania przestrzennego naziemne

prowadzenie kanałów byłoby bardzo trudne, ponieważ zajmują one bardzo dużo miejsca. Rurociągi podziemne pozwalają natomiast na większą elastyczność rozwiązań, tworzenie kompaktowych instalacji rurowych i są niewidoczne na powierzchni. Zwykle układa się je pod drogami, chodnikami, ścieżkami, itd. ze względu na łatwość dostępu w przypadku nieszczelności, uszkodzenia itp.

Dalszy rozwój komunalnych rurociągów ciepłowniczych nastąpił wraz z pojawieniem się materiałów izolacyjnych odpornych na wyższe temperatury (PIR, do rur z wodą o temperaturze do 170–180°C), rur ze 100% tworzywa sztucznego (PEX) do wody o niższej temperaturze (nieprzekraczającej 70°C) oraz różnych urządzeń do niwelowania skutków rozszerzalności cieplnej materiałów (kompensatory, kotwy do rur, itp.). Obecnie stosuje się te rozwiązania niemal wyłącznie w sieciach rozdzielczych i rurociągach przesyłowych.

7.1.4. Kogeneracja

W latach 80. coraz trudniej było zapewnić wystarczającą ilość gorącej wody wszystkim dzielnicom w rejonie Reykjavíku. Do początku lat 90., czyli do momentu wdrożenia pierwszej instalacji ciepłowniczej zasilanej z elektrociepłowni, w najzimniejsze dni używano kotła na olej opałowy o mocy cieplnej 90 MWt.

Elektrociepłownia

Pierwsza elektrociepłownia – Nesjavellir – zaczęła działalność na początku lat 90. Wykorzystuje się w niej zimną wodę (o temperaturze 5°C) pompowaną przez dwa połączone równolegle układy wymienników ciepła (pierwszy pomiędzy gorącą wodą a skroplinami z turbiny, a drugi między gorącą wodą a solanką z separatora), podgrzewaną do temperatury około 100°C i odpowietrzaną w celu usunięcia tlenu pochodzącego z zimnej wody (ryc. 7.1.6). Do wody dodaje się gaz (siarkowodór, H₂S) z pary geotermalnej, który wiąże się z tlenem pozostałym

w gorącej wodzie, dzięki czemu otrzymuje się wodę praktycznie pozbawioną wolnego tlenu.

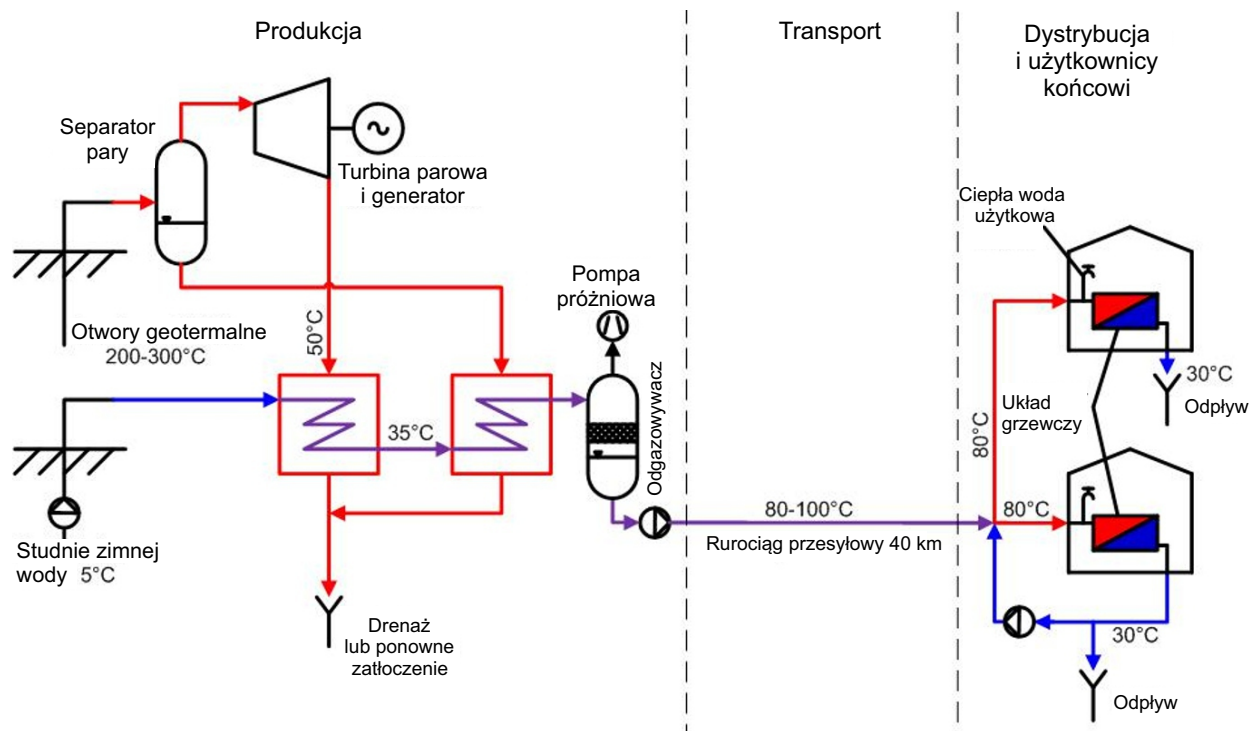
Zaprojektowano rurociąg przesyłowy z elektrociepłowni Nesjavellir do Reykjavíku (dł. 24 km, średnica rur DN800-DN900) do transportu gorącej wody o temp. do 90°C z wydajnością sięgającą 1900 dm³/s. Wodę pompuje się z elektrowni do zbiorników hydroforowych (410 m n.p.m.) z których płynie ona swobodnie, przez stację zaworów regulacyjnych na zachód, trafiając do Reykjavíku, a stamtąd do trzech zbiorników magazynowych gorącej wody i dalej do systemu rozprowadzania wody.

Drugą elektrociepłownię – Hellisheiði – wybudowano dwadzieścia lat później. Zasada działania tej instalacji jest taka sama jak w przypadku Nesjavellir, jednak osiągnięto nieco wyższą wydajność sięgającą 2000 dm³/s dzięki rurociągowi o długości 19 km i średnicy rur DN900-1000. Położenie elektrociepłowni i przybliżoną trasę dwóch rurociągów przesyłowych przedstawia rycina 7.1.7.

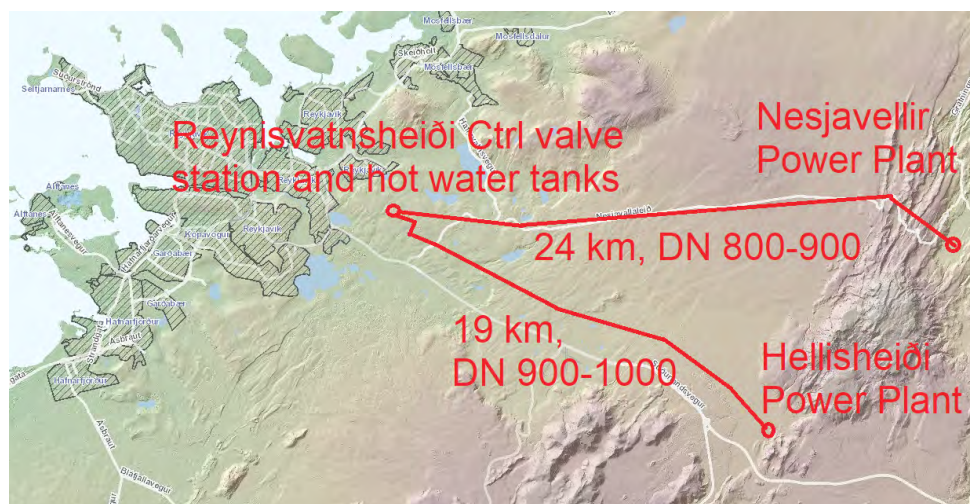
Projektowana zdolność produkcyjna obu zakładów to niemal 4000 dm³/s całkowitego natężenia przepływu wody o temperaturze nieprzekraczającej 90–95°C. Jednakże z powodu skalingu w rurociągach przesyłowych oraz faktu, że ciepłownia Hellisheiði nie została jeszcze ukończona, całkowite natężenie przepływu wynosi obecnie:

- około 1500 dm³/s z elektrowni Nesjavellir,
- około 1200 dm³/s z elektrowni Hellisheiði,
- ogółem 2700 dm³/s, temp. wody 90°C.

W najbliższych latach natężenie przepływu wody w Hellisheiði zwiększy się. Jednak ze względu na nieprzewidziany skaling, w nadchodzących miesiącach ruro-



Ryc. 7.1.6. Kogeneracja – schemat poglądowy



Ryc. 7.1.7. Położenie dwóch elektrociepłowni i rurociągów przesyłowych do Reykjaviku

ciąg Nesjavellir będzie czyszczony metodą przepuszczenia tłoka (ang. *pigging*).

Aspekty chemiczne w ciepłownictwie sieciowym

Głównym problemem przy wprowadzeniu wody z kogeneracji (będącej pierwotnie zimną wodą) była nierównowaga chemiczna powodująca znaczny skaling w całej sieci ciepłowniczej, po zmieszaniu wody z elektrowni Nesjavellir z wodą z czterech pól geotermalnych położonych w mieście Reykjavik i jego okolicach.

Taka sytuacja miała miejsce na początku lat 90. i zmusiła komunalne przedsiębiorstwo ciepłownicze w Reykjaviku do szybkiego wprowadzenia zmian w instalacji oraz rozdzielenia od siebie dwóch rodzajów wód geotermalnych. W efekcie w starszych dzielnicach Reykjaviku, Mosfellsbaer i innych używano wyłącznie gorącej wody z czterech pól geotermalnych Reykir/Reykjahlíð, Elliðaár i Laugarnes. Pozostałe gminy Kópavogur, Hafnarfjörður i Garðabær korzystały z wody z elektrowni.

Skaling spowodował również problem w dużych rurociągach przesyłowych. W związku z tym podjęto decyzję o zainstalowaniu w pompowniach większych pomp.

Przy wypompowywaniu z podziemnego zbiornika, woda geotermalna jest praktycznie pozbawiona wolnego tlenu; jego stężenie zwykle nie przekracza 1 części na miliard (ppb). Woda z elektrowni to nic innego jak podgrzana woda gruntowa, którą należy odpowietrzyć, a następnie uzupełnić dodatkiem H_2S , aby utrzymać stężenie tlenu poniżej 1 ppb. Innymi słowy, siarkowodor (H_2S) występuje naturalnie w wodzie geotermalnej, ale do wody gruntowej w elektrociepłowniach trzeba dodawać go sztucznie.

Większość pompowni/sterowni dysponuje stacjami do pobierania próbek do badań chemicznych. Najczęściej jest to rodzaj zlewu z rurkami ze stali nierdzewnej podłączonymi do instalacji gorącej wody, gdzie płyn geotermalny zbiera się w postaci próbek do analizy chemicznej. Przed pobraniem, wodę zwykle schładza się do temp. $20^{\circ}C$. Do poboru próbek wody do pomiarów O_2 stosuje

się kran o specjalnej odwróconej konstrukcji oraz szczelne połączenie ze szklaną butelką, gdyż przedostanie się choćby najmniejszej ilości powietrza do próbki może zniweczyć pomiary. Następnie przeprowadza się pomiary zebranej wody, aby upewnić się, że płyn geotermalny zawiera minimalną ilość tlenu lub nie zawiera go wcale.

W pobranych próbkach bada się również zawartość innych pierwiastków i związków chemicznych, m.in. magnezu, krzemionki, chloru, siarkowodoru w postaci gazowej itp. Obecnie w instalacji nie stosuje się żadnych dodatków chemicznych. Przeprowadza się jedynie odpowietrzanie i oczyszczanie wody w elektrociepłowniach Nesjavellir i Hellisheiði. Przedsiębiorstwo Reykjavik Energy realizuje duży program badawczy w celu określenia gdzie można zastosować pewne ilości skroplin, solanki i innych płynów z pary geotermalnej, aby zapobiec skalingowi w wyniku zmieszania wody z elektrowni z wodą geotermalną. Jeśli powyższy projekt przyniesie pomyślne rezultaty i możliwe będzie mieszanie różnych rodzajów płynu geotermalnego, znacząco uprości to eksploatację geotermalnej komunalnej instalacji ciepłowniczej i pozwoli zaoszczędzić miliony euro, które trzeba byłoby wydać na budowę oddzielnych rurociągów. W ten sposób, istniejące rurociągi będą wykorzystywane lepiej niż dziś.

Najnowsze realizacje

W 2018 r. podjęto decyzję o zainstalowaniu dwóch pomp wglębnych (tzw. elektrycznych pomp głębinowych ESP) w otworach geotermalnych w południowej Islandii należących do przedsiębiorstwa Reykjavik Energy. Temperatura w tych otworach sięga $95-110^{\circ}C$. Koncepcję realizowano metodą prób i błędów, szybko odrabiając lekcje z porażek, ponieważ nowo wdrażana technologia znacznie różni się od wcześniej stosowanych pomp transmisyjnych.

Po pięciu latach technologia zyskała na popularności. Możliwość montażu na większych głębokościach prawdopodobnie spowoduje, że w przyszłości w otworach

geotermalnych będą stosowane elektryczne pompy głębinowe (ESP). Kolejnym argumentem za ich używaniem jest łatwiejsza obsługa niż w przypadku pomp transmisyjnych, tzn. wyciąganie z otworów i ponowny montaż.

7.1.5. Przegląd instalacji ciepłowniczych w rejonie Reykjavíku

Informacje ogólne

W tej części rozdziału opisano pokrótce następujące rodzaje instalacji:

- Pola geotermalne i separatory,
- Zbiorniki magazynowe gorącej wody,
- Pompownie i sterownie.

Na rycinie 7.1.8 przedstawiono zrzut ekranu z systemu SCADA przedsiębiorstwa Reykjavík Energy.

Wykaz na ekranie obejmuje najważniejsze instalacje w całym systemie połączone rozległą siecią rurociągów przesyłowych. W liczbach przedstawia się to następująco:

- 4 pola geotermalne (Reykjahlíð, Reykir, Elliðaár i Laugarnes (Bolhólt)),
- 15–20 stacji zaworów sterujących (bez pomp),
- 25 pompowni.

W wielu pompowniach reguluje się temperaturę poprzez mieszanie wody powrotnej z gorącą (o temperaturze ponad 80°C) w celu uzyskania wody o temperaturze 80°C. W instalacji nie ma wymienników ciepła. Korzystają z nich odbiorcy, którzy najczęściej decydują się na podgrzanie zimnej wody właśnie poprzez zastosowanie wymienników ciepła do przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Do początku lat 90. w Reykjavíku działała kotłownia z kotłem o mocy 90 MWt na olej opałowy. Moc grzewcza zainstalowana na początku lat 20. XXI w. w całej komunalnej sieci ciepłowniczej w rejonie Reykjavíku wynosi około 1,2 GWt.

7.1.6. Pole geotermalne Reykir

Położenie pola geotermalnego Reykir w Mosfellsbær, 15 km na wschód od centrum Reykjavíku, pokazano na rycinie 7.1.9.

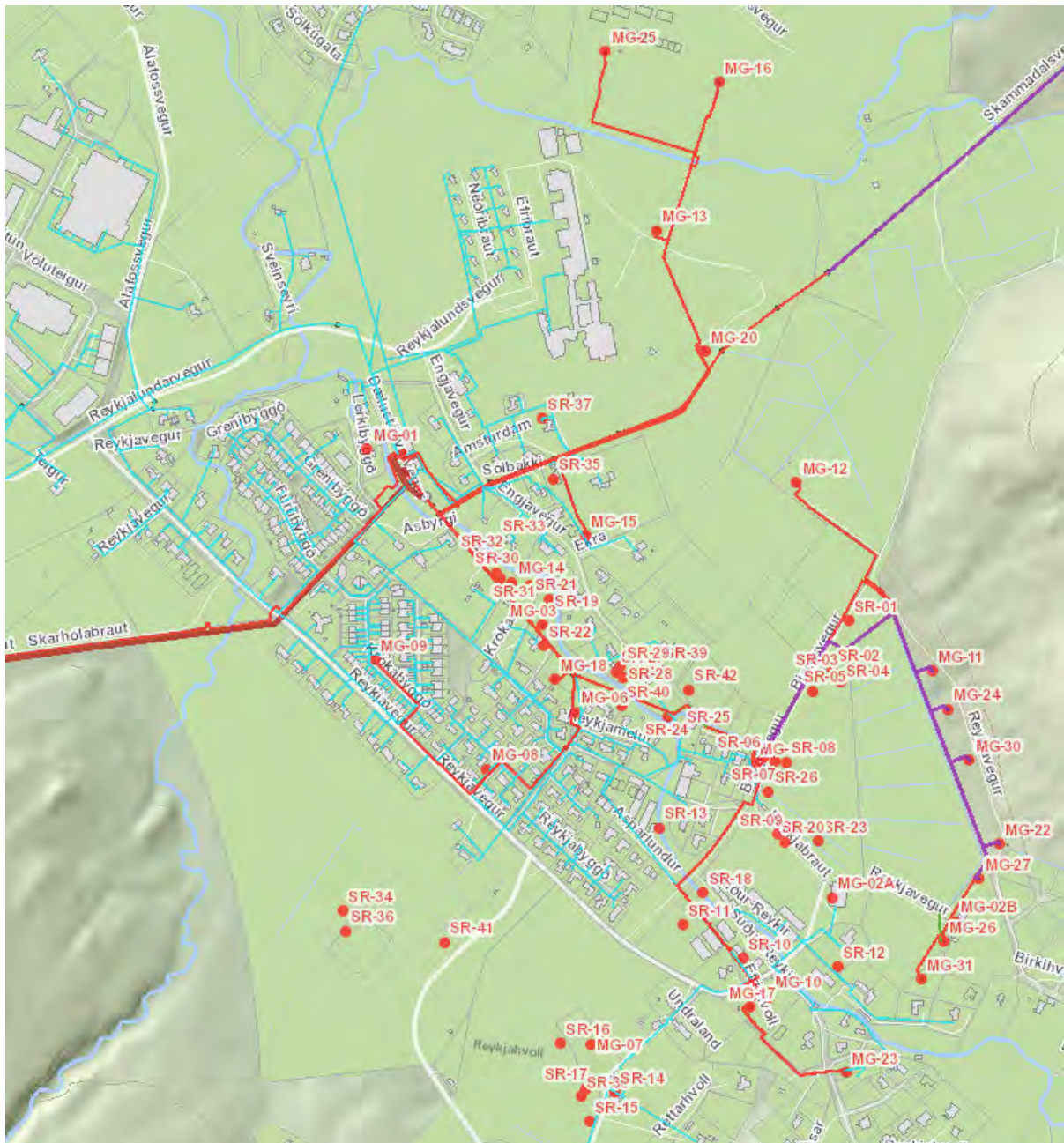
W ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat w tej okolicy wywiercono wiele otworów geotermalnych. Powierzchnia pola geotermalnego Reykir to mniej więcej 1 km x 1 km. Do rurociągów zbiorczych prowadzących do pompowni Reykir podłączone są obecnie 22 otwory. Rycina 7.1.10 przedstawia schemat obecnie (2023 r.) eksploatowanych otworów geotermalnych.

Otwory oznaczono symbolami MG11, MG24, itd. Kolor zielony oznacza, że pompy wgłębne są włączone i pompują gorącą wodę z pola geotermalnego. Największe otwory produkcyjne mają obudowy 14" (obudowy typowych otworów to 9 i 5/8" lub 10 i 3/4") i wydajność wody o temperaturze 80–85°C sięgającą 100 dm³/s.

Wydajność tego pola geotermalnego wynosi obecnie około 800 dm³/s gorącej wody o temperaturze 80°C (średnia wartość). W kolejnych 5–10 latach planowana jest modernizacja otworów, obejmująca wymianę pomp transmisyjnych na wgłębne. Przewidywana wydajność pola będzie wynosić blisko 1000 dm³/s. Wydajność zależy od poziomu wody w zbiorniku. Eksploatację z pola

Sambönd RVK	Tölvukerfi	Afl dælustöðva og jarðhitasvæða	Vatnsveita	Fráveita
Sambönd Landið				
Reykjahlíð 1 (R1)		Styríhus 1 Reynisvatnsheiði (60S)	Yfirlit – Suðurland	
Reykjahlíð 1b (R1b)		Styríhus 2 Reynisvatnsheiði (SRH)	Hveragerði (HV)	
Reykjahlíð 2 (R2)		Geymar Reynisvatnsheiði (60G)	Mælíbrunnur (HBR)	
Reykjahlíð Húskerfi (R1HK)		Dælustöð Reynisvatnsheiði (DRH)	Hveragerði borholur (HVBH)	
Tungumelar (TME)	Gömul mynd	Suðurbýggð (SBA)	Hveragerði borhola HS08	
Reykjastöð (RE)		Suðurbýggð (SBB)	Austurveita (DGH)	
Reykjastöð borholur (REA)		Lækjargata (LÆ)	Bakki II (BOR-BA)	
Hamrahlið (HA)		Setberg (SET)	Bakki I	
Höpstýring Reykjum (REHop)		Norðlingaholt (NH)	Þorlákshöfn (ÞOR-ÞH)	
Borhola MG-12 MG-15 MG-23		Dælustöð Vatnsenda (VE)	Öndverðarnes (GRI-ÖN)	
Úlfarsfellshlíðar (UL)		Rjúpnasalir (RS)	Ásgarður (GRI-AG)	
Yfirlit Grafarholt (GHY)		Vetrarbraut (VET)	Ýrufoss (GRI-YF)	
Grafarholtsstöð (GH1)		Urriðaholt (UH)		
Neðra ventílhús Grafarh. (GH2)		Ásland (ÁS)		
Hahitavatn (GH3)		Ásland 2 (ÁS2)	Rangarveitur	
Efra kerfi (GH4)		Logafold (LF)	Úthlið	
Neðra kerfi (GH5)		Víkurvegsstöð (DV)	Niðurrennisholur (NRH)	
Snjóbræðslukerfi (GHSE)		Dælustöð Árbæ (AR)	Yfirlit – Vesturland	
Grafarholt Þrófibús (GHPB)		Árbæjarbrunnur (ARB)	Stykkishólmur	
Grafarholt Húskerfi (GHHK)		Árbær Húskerfi (ARHK)	Skorradalsveita	
Ventílhús Öskjuhlíð (VÖ)		Selasbrunnur (SÁ)	Melahrverfi	
Geymar a Öskjuhlíð (VÖA)		Breiðholtsstöð (BR)	Bífróst	
Goshver og Nauthólsvík (VÖB)		Borholur Elliðaarsvæði (BRA)	Munabarnes	
Hraðabreytar í Ventílhúsi (VÖC)		Stekkarbakkabrunnur (BRB)		
Húskerfi (VÖHÚS)		Seljahverfisbrunnur (SE)		
Dælustöð Öskjuhlíð (DÖ)		Fössvogsstöð (FV)		
Flugvallarbrunnur (DÖA)		Grensásstöð (GA)		
Dælustöð Fornhaga (FH)		Elliðaárbrunnur (EB)	Borhola RV-41	
		Bolholtsstöð (BO)	Víðvaranagreining	
		Bolholt Nytt	Bjölluvíðvaranir	
		Borholusvæði (BOA)		
		Sundlaugar (SU)		

Ryc. 7.1.8. Menu systemu SCADA wszystkich sterowni sieci ciepłowniczej w rejonie Reykjavíku



Ryc. 7.1.9. Pole geotermalne Reykir – rurociągi zbiorcze (czerwone) i otwory geotermalne

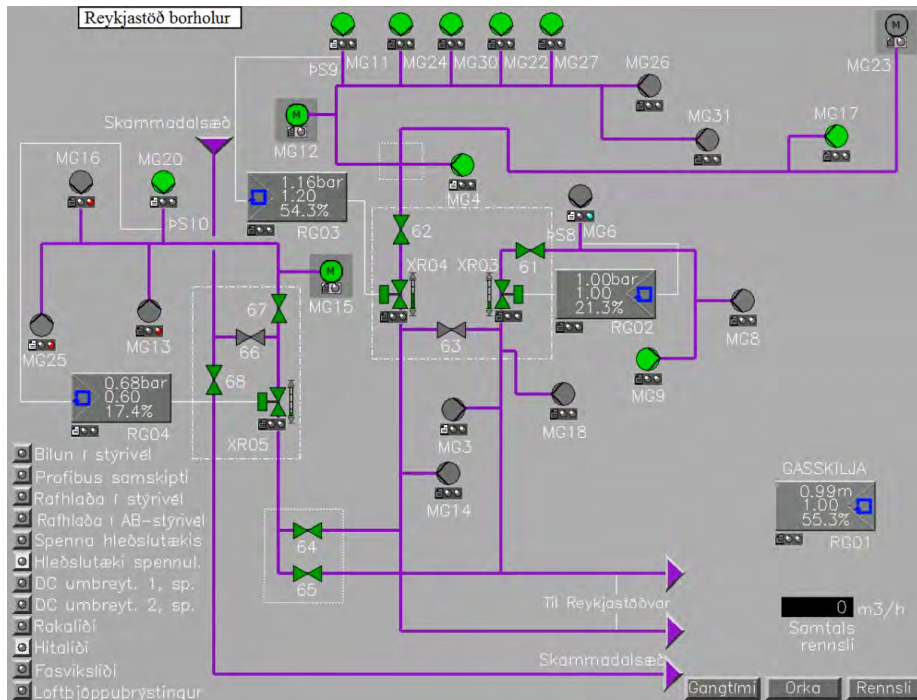
proceeds in a way ensuring the maintenance of the water level on a constant level in the long-term perspective.

7.1.7. Zbiorniki gorącej wody

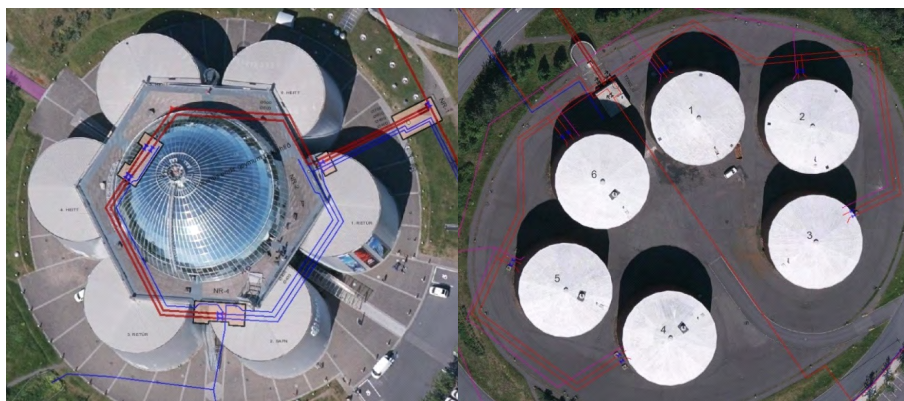
Hot water reservoirs in the municipal heating network in the Reykjavik area have two functions. First – they serve as a buffer water storage in periods of high demand, when the hourly demand exceeds the production capacity of the geothermal and power plants. Second – they ensure the stability of the water level, facilitating its pumping in periods between constant pressure levels, and thus

eliminating the problem of water hammer. The illustrations show the two largest reservoirs: Öskjuhlíð and Grafaholt. Figure 7.1.11 shows a view from the mountains, and figure 7.1.12 indicates their location in the Reykjavik area.

At Öskjuhlíð there are six reservoirs: three of them provide hot water at 80°C, two provide return water at 30°C from the district heating system, and the last one has been converted into a tourist facility. All these reservoirs are connected as elements of the facility – a center for tourists. The capacity of each reservoir at Öskjuhlíð is 6000–7000 m³ of water; the reservoirs at Grafaholt are larger – each with a capacity of 9000 m³.



Ryc. 7.1.10. Schemat SCADA pola geotermalnego Reykir – 22 otwory podłączone do separatora



Ryc. 7.1.11. Zbiorniki gorącej wody w Öskjuhlíð (po lewej) i Grafarholt (po prawej) w obszarze Reykjavíku

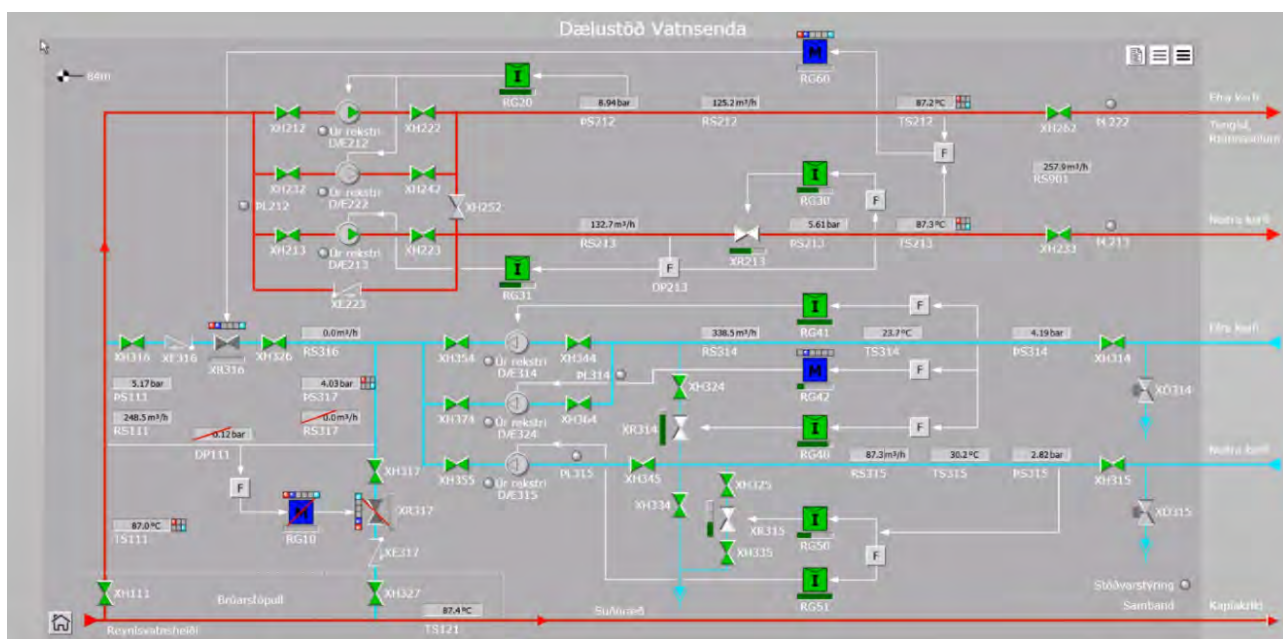


Ryc. 7.1.12. Położenie dwóch najważniejszych instalacji zbiorników gorącej wody w Reykjavíku

Na przestrzeni ostatnich dwóch lat zbiorniki okazały się bardzo przydatne w okresach szczytowego zapotrzebowania. Mogą bowiem zaspokajać dodatkowy popyt przez wiele godzin, gdy pola geotermalne/elektrycznie nie są w stanie mu sprostać lub w przypadku nagłych awarii zachodzących na terenie pól geotermalnych, pompowni itp.

7.1.8. Pompownia – Vatnsendi, Kópavogur

Pompownię w Vatnsendi wybrano jako przykład najnowocześniejszej instalacji w pompowniach komunalnej sieci ciepłowniczej w rejonie Reykjavíku. Rycina 7.1.13 przedstawia uproszczony schemat pompowni będący rzeczywistym zrzutem ekranu obrazującym wartości robocze pewnego zimnego dnia w styczniu 2021 roku.



Ryc. 7.1.13. Pompownia Vatnsendi – schemat SCADA.

Czerwone linie – woda zasilająca, temp. 80–90°C, niebieskie linie – woda powrotna, temp. 25–30°C

Pompownia pełni następujące funkcje:

- dostarcza wodę o temperaturze 85–90°C rurociągiem przesyłowym o średnicy DN800 (ryc. 7.1.13 na dole ekranu);
- zasila dwie strefy ciśnieniowe wodą o temp. 80°C (dzielnice o ciśnieniu wody innym niż w pompowni);
- odbiera wodę powrotną z dwóch stref ciśnieniowych;
- wykorzystuje część wody powrotnej do mieszania z wodą o temperaturze 87°C;
- pompuje wodę do rurociągu przesyłowego DN800 lub zrzuca ją do najbliższego stawu chłodzącego.

Pompownia znajduje się w obiekcie o powierzchni 130 m², z wydzieloną halą pomp, pomieszczeniem elektrycznym, transformatorownią i sterownią. Rurociągi w pompowni mają średnice DN150-DN350. Pompownię Vatnsendi zbudowano w 2004 r. Kosztowała w tamtym czasie około 1–2 mln EURO.

7.1.9. Rozbudowa komunalnej sieci ciepłowniczej w rejonie Reykjavíku – prognozy na przyszłość

Przyszłe zapotrzebowanie na gorącą wodę

Przyszłe zapotrzebowanie na gorącą wodę określono na podstawie prognoz wykonanych z perspektywą do 2050 r. Przewidywane zapotrzebowanie szczytowe zestawiono w tabeli 7.1.1, w porównaniu do szacowanego projektowanego zapotrzebowania szczytowego pod koniec 2020 r. Zapotrzebowanie określono przy założeniu temperatury wody zasilającej 80°C, a wody powrotnej 30°C.

Oznacza to roczne zapotrzebowanie wyższe o 1,6% na przestrzeni 30 lat i ogólny wzrost o około 100 dm³/s

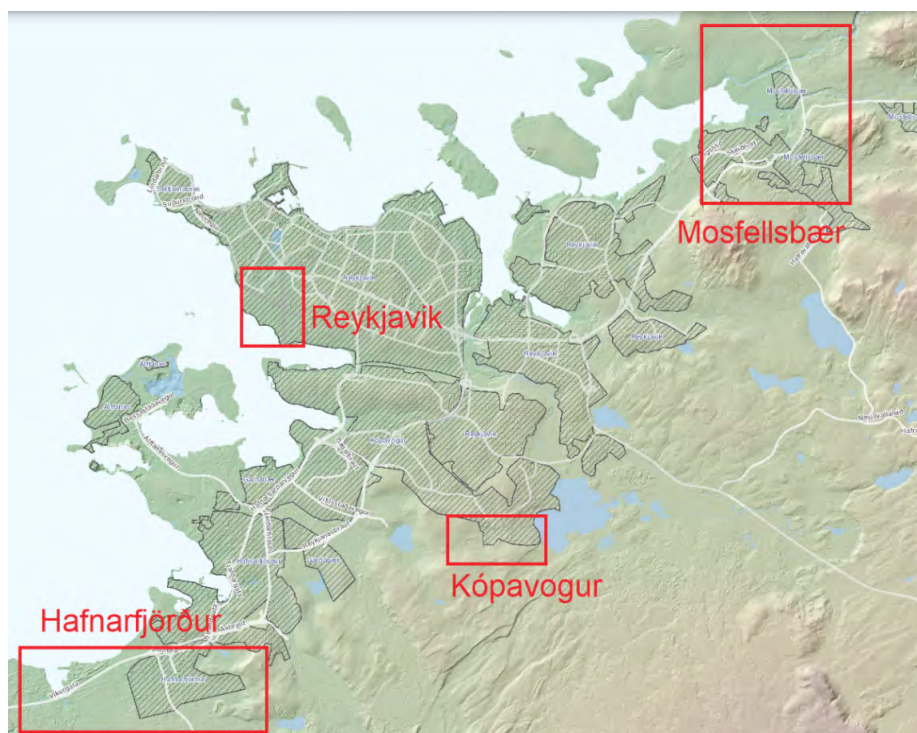
rocznie w okresie szczytowego zapotrzebowania. Należy jednak pamiętać, że rozkład popytu nie jest równomierny we wszystkich dzielnicach Reykjavíku. Największy wzrost zapotrzebowania spodziewany jest w Hafnarfjörður i Mosfellsbær. Przewiduje się, że wśród innych obszarów z rosnącym zapotrzebowaniem znajdują się okolice leżącego w pobliżu centrum Reykjavíku lotniska (planuje się jego likwidację po 2040 r.) oraz w dużej dzielnicy we wschodnim Kópavogur.

Lokalizację obszarów o największym spodziewanym wzroście zapotrzebowania w przyszłości, przedstawiono na rycinie 7.1.14.

Co to oznacza? Wzrost zapotrzebowania w Mosfellsbær oznacza w przyszłości mniejszą dostępność wody z pól geotermalnych Reykir/Reykjahlíð dla Reykjavíku. Tym samym coraz większe obszary Reykjavíku będą zmuszone korzystać z wody z elektrociepłowni, które już

Tabela 7.1.1. Bieżące i przyszłe zapotrzebowanie na gorącą wodę (80°C) w rejonie Reykjavíku

	Zapotrzebowanie szczytowe w 2020 r.	Zapotrzebowanie szczytowe w 2050 r.
Reykjavik, wszystkie dzielnice	3 485 dm ³ /s	4 844 dm ³ /s
Mosfellsbær i okoliczne dzielnice	484 dm ³ /s	1 347 dm ³ /s
Kópavogur i Garðabær	1 560 dm ³ /s	2 291 dm ³ /s
Hafnarfjörður	727 dm ³ /s	1 567 dm ³ /s
Ogółem	6 256 dm ³ /s	10 049 dm ³ /s



Ryc. 7.1.14. Zapotrzebowanie na ciepło w przyszłości – miejsca o najwyższym wzroście zapotrzebowania w kolejnych dziesięcioleciach

dziś nie są w stanie sprostać popytowi w szczytowych okresach (nawet w połączeniu z wydajnością pól geotermalnych). W związku z tym w nadchodzących dziesięcioleciach konieczne będzie zapewnienie nowych źródeł w postaci nowych pól geotermalnych albo nowych elektrociepłowni.

7.1.10. Pola geotermalne i inne instalacje – prognozy na przyszłość

Z perspektywy historycznej związek popytu i podaży gorącej wody można podzielić na trzy etapy:

- 1960–1990: cztery pola geotermalne zaspokajają zapotrzebowanie na około 2500–3000 dm³/s;
- 1990–2020: cztery pola geotermalne i dwie elektrociepłownie zaspokajają zapotrzebowanie na około 6000 dm³/s;
- 2020–2050: potrzeba dodatkowych 4000 dm³/s z dwóch nowych pól geotermalnych.

Obecnie potrzeba większej produkcji gorącej wody z pól geotermalnych i/lub elektrociepłowni. Istnieje potencjał wykorzystania energii geotermalnej z okolic zakładów Nesjavellir i Hellisheiði, ale rozważa się także eksploatację pól geotermalnych na południowy wschód od Reykjavíku.

Rozwiązania planowane w rejonie Reykjavíku mają zwiększyć wydajność dostaw gorącej wody w kolejnych 30 latach. Będą one polegać m.in. na:

- rozbudowie aktualnie istniejącego rurociągu DN-600-DN800 do Hafnarfjörður (około 13 km) na rurociąg podwójny (2 x DN700 lub DN600+DN800);
- budowie trzeciego rurociągu prowadzącego do zachodniej części Reykjavíku – nowy rurociąg o średnicy DN600-700 z elektrowni geotermalnych (długość około 7–8 km);
- budowie nowych pompowni, aby zwiększyć wydajność pompowania: natężenie przepływu około 3000 l/s i ciśnienie 4–6 bar.

Podane modyfikacje należą do najbardziej istotnych. Warto jednak wspomnieć, że rokrocznie realizuje się wie-

le projektów dotyczących renowacji i wymiany elementów instalacji.

7.2. Geotermalna sieć ciepłownicza w Húnaþing vestra

7.2.1. Informacje ogólne

Húnaþing vestra to gmina o powierzchni 3019 km² w północno-zachodniej części Islandii. Populacja gminy liczy około 1200 osób, z czego 650 mieszka w Hvammstangi, miasteczku oddalonym od Reykjavíku o 200 km (ryc. 7.2.1). Na tym obfitującym w zasoby geotermalne terenie działa geotermalne przedsiębiorstwo ciepłownicze korzystające z trzech zbiorników wód: Borðeyri, Reykjaskóli i Laugarbakki. Ostatni z nich zapewnia energię dla większości gminy.



Ryc. 7.2.1. Lokalizacja Húnaþings vestra

Laugarbakki to niewielka miejscowość położona 8 km na północ od Hvammstangi, zamieszkała przez około kilkadziesiąt osób. W poprzednich latach czasach zamiast obecnej dużej gminy Húnaþing funkcjonowało wiele mniejszych. Geotermalne przedsiębiorstwo ciepłownicze powstało w Hvammstangi pod koniec 1972 r. i kupowało gorącą wodę z Laugarbakki (w innej gminie). Większość gmin połączyła się w 1998 r., tworząc Húnaþing vestra, ale w 2002 dodano drugi rejon geotermalny Reykjaskóli w Hrótafjörður. Następnym etapem było połączenie w 2012 r. wspomnianej gminy z kolejną i przyłączenie jeszcze jednego obszaru ciepłownictwa geotermalnego – Borðeyri. W 2014 r. gmina rozpoczęła planowanie rozbudowy geotermalnej sieci ciepłowniczej w kolejnych latach. Głównym założeniem było przyłączenie jak największej liczby użytkowników. Chodziło przede wszystkim

o rozbudowę sieci na obszarach wiejskich, gdzie gospodarstwa domowe miały dostęp wyłącznie do ogrzewania elektrycznego. Podjęto ponadto decyzję o zastąpieniu aktualnie stosowanych liczników licznikami energii, począwszy od 2016 roku.

7.2.2. Zasoby geotermalne

W gminie Húnaþing vestra wywiercono 47 otworów. Pierwsze odwierty zrealizowano w 1964 r., jednak bez powodzenia. Działania w tej samej lokalizacji powtórzono w 1971 r. i na głębokości 350 m odkryto gorącą wodę o temperaturze 95°C. Powstały trzy otwory produkcyjne, ale używane są tylko dwa, a trzeci traktuje się jako zapasowy. Szacowana wydajność głównego otworu wynosi 40 l/s, co odpowiada około 95 GWh/rok.

Pierwszy otwór geotermalny w Reykjaskóli pochodzi z 1965 r., ale obecnie korzysta się z otworu wywierconego w 2001 r. Otrzymywana z niego gorąca woda ma temperaturę 96°C, a wydajność samowypływu to 5 dm³/s. Przeprowadzone w 2021 r. badania miały poniekąd charakter przyszłościowy, ponieważ badany obszar geotermalny i tak był w stanie zapewnić ilość gorącej wody uwzględniającą przyszły rozwój sieci ciepłowniczej w Hrótafjörður. Stwierdzono, że możliwe jest uzyskanie wydajności wody na poziomie 12 dm³/s, ale zabezpieczenie w postaci kolejnego otworu geotermalnego byłoby rozsądnym rozwiązaniem (Veituráð Húnaþings vestra 2021).

Podobnie jak w Reykjaskóli, pierwsze odwierty w Borðeyri zrealizowano w 1965 r., ale zdadne do eksploatacji zasoby geotermalne wykryto dopiero w otworze wywierconym w 2000 r. Temperatura była w tym przypadku znacznie niższa i wynosiła 60°C. Parametry wód podano w tabeli 7.2.1.

Tabela 7.2.1. Nazwa, temperatura i głębokość otworów produkcyjnych wykorzystywanych w Húnaþing vestra (OS Well Registry)

Nazwa otworu	Temperatura wody [°C]	Głębokość otworu [m]
LB-02	95	888
LB-03	95	230
RS-14	96	186
BE-08	60	456

12,2 dm³/s, czyli około 30 GWh, a szacowane zapotrzebowanie na samą energię wynosiło 7,4 GWh. Różnicę tę można wyjaśnić np. stratami ciepła, stratami wody i jej wykorzystaniem w budynkach gospodarczych. Przewidywano, że średnia temperatura może wynosić 66°C (przyjęto zakres 50–85°C) (Haraldsson 2014). Planowano, że instalacja będzie wykonana z izolowanych rur stalowych lub z usieciowanego polietylenu (PEX) o średnicy 110–200 mm. Ich wielkość i rodzaj zależałyby od przeznaczenia obiektu. Przyjęto głębokość ułożenia w gruncie nie większą niż 100 cm (Loftsson i in. 2014).

Rozbudowa zasadniczo przebiegała zgodnie z planem, choć wystąpiły pewne opóźnienia spowodowane czynnikami zewnętrznymi, np. brakiem dostępności specjalistów czy robotników. Pierwsze nowe budynki podłączono w 2015 r., a był to dopiero początek. W kolejnym roku do sieci dołączyło 27 obiektów. Można powiedzieć, że specjalna kampania zakończyła się w 2018 r., gdy

sieć objęła 111 nowych obiektów, czyli o pięć więcej niż początkowo zakładano. W następnych latach podłączano jeszcze pojedyncze budynki i proces ten nadal trwa. Szacuje się, że w ramach sieci ułożono 110 km rur, a odległość 35 km dzieli najdalej położony budynek od źródła.

Temperatura w instalacji przesyłowej odpowiada wstępnym założeniom. Najniższa temperatura w regionach korzystających z obszaru geotermalnego w Laugarbakki wynosi około 50°C, co odpowiada spadkowi temperatury w instalacji o 1,3°C/km. Użytkownicy podłączeni do obszaru geotermalnego w Reykjaskóli otrzymują gorącą wodę o średniej temperaturze 66°C (spadek o 1,5°C/km), czyli zgodnie z pierwotnym planem. Tabela 7.2.2 podaje liczbę nowych budynków podłączonych na terenach wiejskich w latach 2014–2020 (według OS Database).

Tabela 7.2.2. Liczba nowych budynków podłączonych na terenach wiejskich w latach 2014–2020 (wg OS Database)

Obszar geotermalny	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Laugarbakki	–	6	27	63	97	101	105
Reykjaskóli	–	–	6	14	14	14	14
Ogółem	–	6	33	77	111	115	119
Nowe	–	6	27	44	34	4	4

Tabela 7.2.3. Wykorzystanie wody geotermalnej z otworów w gminie Húnaþing vestra w latach 2014–2020 (wg OS Database)

Nazwa otworu	Temperatura [°C]	Głębokość [m]	2014 [dm ³ /s]	2015 [dm ³ /s]	2016 [dm ³ /s]	2017 [dm ³ /s]	2018 [dm ³ /s]	2019 [dm ³ /s]	2020 [dm ³ /s]
LB-02	95	888	–	–	–	–	–	–	0,4
LB-03	95	230	13,3	13,8	12,6	15,1	14,8	16,2	20,2
RS-14	96	186	1,9	1,8	2,3	2,7	2,5	2,6	2,5
BE-08	60	456	0,8	1,3	1,0	1,0	0,9	0,7	0,9

Rozwój wykorzystania geotermii przedstawiono w tabeli 7.2.3. W Laugarbakki (LB-02 i LB-03) odnotowano wzrost wydajności wody z 13,3 dm³/s w 2014 r. do 16,2 dm³/s w 2019 r. oraz 20,6 dm³/s w 2020 r. Nie ma możliwości porównania liczby budynków w danym roku pod kątem zużycia. Liczby dotyczące zużycia w 2019 i 2020 r. dostarczają dokładnych danych na temat rozwoju sieci w tej miejscowości.

Obecnie przedsiębiorstwo geotermalne poszukuje sposobów na zwiększenie ilości ciepła dostarczanego poprzez instalacje przesyłowe do odbiorców indywidualnych w przypadku najniższych temperatur wody (ok. 50°C). Te rozważania są istotne również w kontekście podłączania większej liczby obiektów do sieci; dotyczy to szczególnie

budynków, w których jest to trudne do zrealizowania ze względu na lokalizację. Chodzi więc nie tylko o zwiększenie ilości ciepła, ale także zmniejszenie strat w instalacji, a tym samym redukcję marnotrawstwa zasobów i energii. Głównie wymienia się rozwiązania wykorzystujące pompy ciepła, ale na razie jest to bardzo wczesny etap.

7.2.5. Wsparcie publiczne

Na przestrzeni dziesięcioleci, począwszy od pierwszych odwiertów w 1964 r., geotermalne przedsiębiorstwo ciepłownicze oraz jego poprzednicy otrzymywali granty i pożyczki na różne projekty. Wszystkie te przedsięwzięcia łączył wspólny mianownik – firma rzeczywi-

ście rozpoczęła działalność, rozrosła się i prosperuje do dzisiaj.

Indywidualne ogrzewanie obiektów mieszkalnych w Islandii podlega dotacjom państwowym wszędzie tam, gdzie nie ma dostępu do geotermalnej sieci ciepłowniczej. Uruchomiono zryczałtowaną państwową dotację na okres 12–16 lat, z myślą o wsparciu właścicieli gospodarstw domowych w przejściu na ogrzewanie ze źródeł odnawialnych (Ustawa 78/2002).

Przedsiębiorstwo uzyskało od państwa dofinansowanie na rozwój sieci ciepłowniczej. W latach 2014–2020 przyznano kwotę 2,7 mln EURO (12,5 mln) w przeliczeniu na wartość bieżącą. Zgodnie z procedurami, dofinanso-

wanie udzielone przedsiębiorstwu ma służyć jako dotacja na ogrzewanie wyłącznie domów mieszkalnych i stanowi 65% całkowitej kwoty, czyli 1,8 mln EURO (8,1 mln PLN). Pozostałe 35% (czyli 0,9 mln EURO; 4,4 mln PLN) jest przeznaczone dla właścicieli budynków. Państwowe dotacje są wypłacane po podłączeniu budynku do geotermalnej sieci ciepłowniczej oraz w zależności od dostępności funduszy, co czasami może wiązać się z przeniesieniem na kolejny rok lub kolejne lata. W pewnym sensie wyjaśnia to dość wysoką kwotę wypłaconą w 2019 r. (tab. 7.2.4). Rozbudowa instalacji przesyłowej najprawdopodobniej nie byłaby możliwa bez państwowego dofinansowania, szczególnie na terenach wiejskich.

Tabela 7.2.4. Ogólna kwota wsparcia publicznego dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego w Húnaŕing vestra

Waluta	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Suma
mln ISK	–	45,4	67,9	–	48,6	188,1	29,2	379,2
mln EURO	–	0,3	0,5	–	0,3	1,3	0,2	2,7
mln PLN	–	1,5	2,2	–	1,6	6,2	1,0	12,5

7.2.6. Wprowadzenie liczników energii

W czasie rozbudowy instalacji ciepłowniczej na terenach wiejskich przedsiębiorstwo zdecydowało o realizacji kolejnego projektu. Podjęto decyzję o wymianie wszystkich dotychczasowych liczników na nowe liczniki energii. Stało się to w połowie roku 2016 r., w trakcie obowiązywania ustalonej taryfy. Stare liczniki działały na zasadzie kontroli przepływu (ustawiono je na konkretne natężenie przepływu) albo mierzyły przepływ (czyli zużyte metry sześciennie wody). Do tej pory jedynie dwa geotermalne przedsiębiorstwa ciepłownicze opomiarowały całkowicie lub częściowo instalacje swoich użytkowników. Był więc to drugi w kraju przypadek wprowadzenia pełnego opomiarowania. Przedsięwzięcie trwało około trzy lata i wywarło różny wpływ na użytkowników, w zależności od lokalizacji. Jednak aby zrozumieć, dlaczego skutki dla użytkowników były różne, trzeba przyjrzeć się historii firmy.

Gdy w 1972 r. po raz pierwszy odkryto i zaczęto wykorzystywać geotermię w Laugarbakki, okolica była podzielona na wiele małych gmin. Geotermalne przedsiębiorstwo ciepłownicze zaczęło działać w tym samym roku i sprzedawało gorącą wodę nowej geotermalnej firmie ciepłowniczej w miejscowości Hvammstangi w innej gminie. Każda z tych firm miała własną taryfę. Sytuacja pozostała niezmienna do 1998 r., gdy nastąpiło połączenie gmin i fuzja dwóch przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Wtedy też zdecydowano o nieujednolicaniu cen w ramach taryf, gdyż spowodowałoby to pewne nierówności cenowe dla klientów. Odbiorcy w Laugarbakki płacili niższą cenę za metr sześcienny niż użytkownicy w Hvammstangi pomimo że do ich instalacji grzewczych płynęła cieplejsza woda. W 2012 r. doszło do kolejnego połączenia gmin, które zaowocowało przyłączeniem do przed-

siębiorstwa geotermalnej sieci ciepłowniczej w Borðeyri. Uznano, że odbiorców z tego terenu będą obowiązywać takie same ceny, jak w Laugarbakki, pomimo że temperatura wody geotermalnej była zaledwie o połowę wyższa niż w Borðeyri.

Wprowadzenie liczników energii spowodowało znaczny wzrost cen w niektórych okolicach, a spadek w innych. Dane w tabeli 7.2.5 przedstawiają ceny z uwzględnieniem podatku VAT i innych opłat. Potwierdzają różny wpływ takiego rozwiązania na poszczególne regiony. Oczywiście regionów jest więcej, ale powstały one wskutek rozwoju regionów pierwotnych, a opomiarowanie dotyczyło tylko energii elektrycznej. Można przyjąć, że stosowanie liczników energii w tych regionach było korzystne, ponieważ dostarczana do niektórych odbiorców woda miała dość niską temperaturę.

Wprowadzenie liczników energii miało na celu bardziej uczciwe rozliczanie odbiorców (w sensie kosztów i w porównaniu do innych odbiorców obsługiwanych przez dane przedsiębiorstwo). Niektórych użytkowników uderzył po kieszeni gwałtowny wzrost kosztów ogrzewania, co zmusiło ich do zweryfikowania swoich przyzwyczajeń w tym zakresie. Zwykle nie poświęca się wielkiej uwagi temu, jak korzystamy z nieograniczonych, tanich i bogatych w energię źródeł. W pewnym sensie wprowadzenie liczników nie tylko przyczyniło się do sprawliwszych rozliczeń, ale także zwiększyło świadomość użytkowników i efektywność energetyczną.

Nowa cena energii wprowadzona w 2016 r. nie zmieniła się aż do końca lutego 2022 roku. Jest to tym ciekawsze, że w tym samym okresie wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych wzrósł o 19%, przedsiębiorstwo znacząco rozbudowało swój system przesyłowy, przeprowadziło renowację najstarszych części rurociągów, zain-

Tabela 7.2.5. Porównanie cen przed i po wprowadzeniu liczników energii (według OS Database)

Region	Licznik	Temperatura wody [°C]	Stała opłata [€/rok]	€/m ³	c€/kWh	Ostateczna cena [c€/kWh]	Zmiana
Wszystkie	Energia	50–94	103,4	–	2,05	2,67	–
Borðeyri	m ³	55	103,4	0,70	–	3,12	–14,4%
Hvammstangi	m ³	80	103,4	0,88	–	2,10	+27,1%
Laugarbakki	m ³	94	103,4	0,70	–	1,49	+79,2%
Reykjaskóli	m ³	94	103,4	0,70	–	1,49	+79,2%

stałowało nowe pompy do obsługi otworów, wprowadziło nowe liczniki dla wszystkich odbiorców. Ostatnia podwyżka spowodowała wzrost cen o 2,4%. Na przestrzeni lat

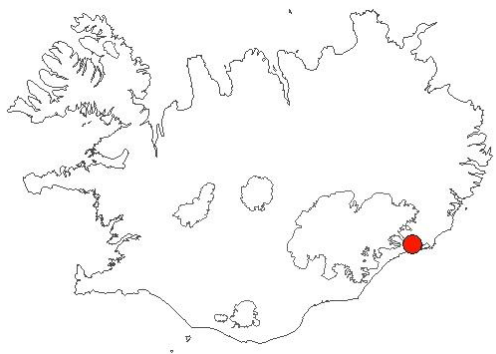
funkcjonowanie geotermalnego ciepłownictwa komunalnego pokazało, że można utrzymać ceny dla użytkowników na stabilnym poziomie.

7.3. Geotermalne ciepłownictwo komunalne w Höfn

7.3.1. Informacje ogólne

W 1980 r. wprowadzono ogrzewanie komunalne w mieście Höfn (ryc. 7.3.1). Sieć ciepłownicza korzystała z kotła elektrycznego do podgrzewania wody w obiegu zamkniętym. Aby móc działać i proponować odbiorcom przystępne ceny, firma zawarła specjalną umowę na kupno energii elektrycznej. Zgodnie z nią miała płacić niższą cenę za energię elektryczną kosztem akceptacji ryzyka przerw w jej dostawie w przypadku chwilowych zakłóceń w krajowej sieci energetycznej. W takich przypadkach należało wytwarzać ciepło, korzystając z kotłów olejowych. Ostatnie takie zdarzenie na szeroką skalę miało miejsce w 2014 roku.

W ostatnich latach warunki operacyjne tego rodzaju sieci ciepłowniczej w Islandii znacznie się pogorszyły. Zmusiło to ich właścicieli do poszukiwania zasobów geotermalnych, które można byłoby wykorzystać w sieci ciepłowniczej. Poszukiwania zakończyły się sukcesem, a nową sieć geotermalną uruchomiono w grudniu



Ryc. 7.3.1. Lokalizacja Höfn (Náttúrufræðistofnun Íslands)

2020 r. Miasto zamieszkuje około 1800 osób, a całą gminę blisko 2400 mieszkańców. Komunalna sieć ciepłownicza obejmowała 75% miasta, a pozostała część odbiorców korzystała z ogrzewania elektrycznego. Ten odsetek stale rośnie od momentu uruchomienia geotermalnej sieci ciepłowniczej. Opisany przypadek jest pierwszym i jedynym w Islandii przykładem bezpośredniego zastąpienia centralnego ogrzewania korzystającego z kotła elektrycznego przez geotermalną sieć ciepłowniczą. Wcześniej geotermalne ogrzewanie z sieci zastąpiło tylko indywidualne ogrzewanie elektryczne lub olejowe.

7.3.2. Zasoby geotermalne

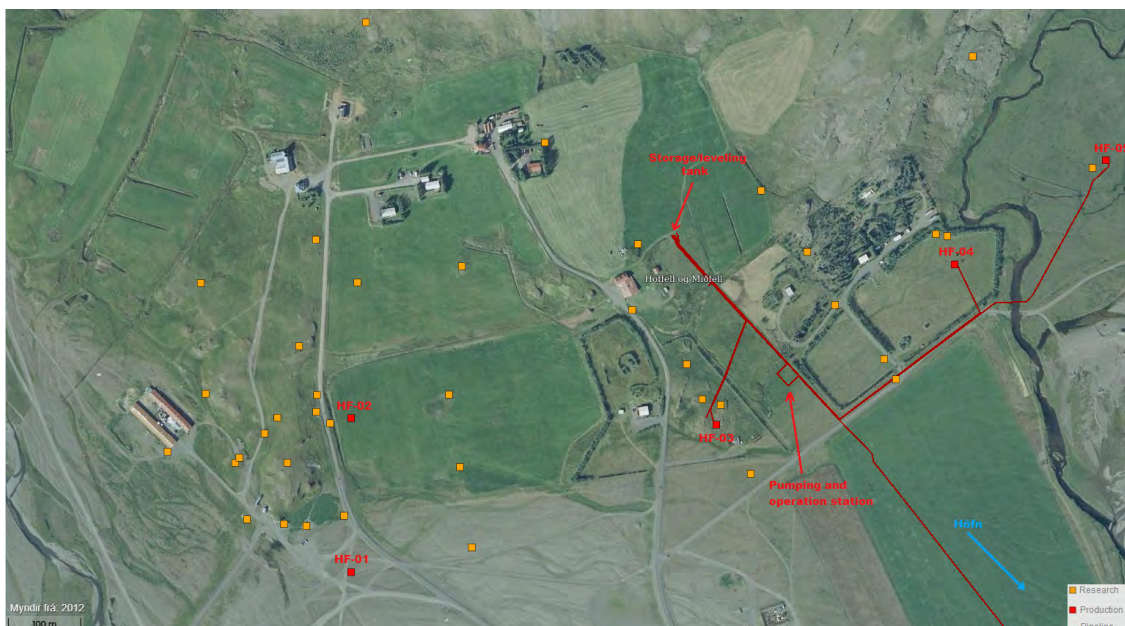
Gmina rozpoczęła poszukiwania zasobów geotermalnych w 1992 r., we współpracy z ekspertami zewnętrznymi i Orkustofnun (Krajową Agencją Energii Islandii). Dekadę później, w 2002 r. tę działalność przejął nowy właściciel – firma RARIK. Do 2006 r. wywiercono około 30 otworów badawczych, większość do głębokości 60 m, a niektóre do ponad 300 m. Po kilkuletniej przerwie w poszukiwaniach, działalność wznowiono w 2012 roku. Od tej pory wywiercono 21 otworów (RARIK 2021):

- 12 płytkich otworów badawczych;
- jeden otwór do głębokości 150 m;
- trzy otwory do głębokości 500 m;
- pięć otworów badawczych do głębokości od 1084 m do 1750 m (tab. 7.3.1).

Cztery z pięciu najgłębszych otworów nadają się do produkcji wody, ale do tej pory podłączono tylko trzy z nich: HF-03, HF-04 i HF-05. Otwory znajdują się na terenie gminy Hoffell (ryc. 7.3.2). Leży ona 20 km na północ od miejscowości Höfn.

Tabela 7.3.1. Wydajność, temperatura i głębokość otworów w Hoffell (RARIK 2019)

Nazwa otworu	Wydajność wody [dm ³ /s]	Temperatura wody [°C]	Głębokość otworu [m]
HF-01	15–20	74	1 606,5
HF-02	–	–	1 686,0
HF-03	25-35	74	1 084,0
HF-04	35-40	83	1 750,0
HF-05	25-30	78	1 727,0



Ryc. 7.3.2. Otwory i instalacje wokół Hoffell (OS Private Geoportal)

Szacowana temperatura wody w instalacji przesyłowej wynosi 70°C przy minimalnej wydajności wypływu wody, a przy maksymalnym nawet 78°C. Szacuje się, że zbiornik geotermalny, gdzie znajdują się otwory, jest w stanie dostarczyć 95 dm³/s wody przy maksymalnym zapotrzebowaniu, ale przez krótki czas. Dla dłuższego okresu zakłada się średnią wydajność 30–40 dm³/s. Na zaspokojenie potrzeb odbiorców powinien wystarczyć jeden otwór, ewentualnie można wykorzystać dwa przy maksymalnym zapotrzebowaniu. Dlatego są 1–2 zapasowe otwory produkcyjne i jeden gotowy do podłączenia (RARIK 2019).

7.3.3. Geotermalna sieć ciepłownicza

W Hoffell znajduje się pompownia i stacja eksploatacyjna, zbiornik magazynowy oraz trzy budynki, w które zlokalizowano podłączone otwory produkcyjne (ryc. 7.3.3). Stacja eksploatacyjna ma powierzchnię 243 m² (1193,6 m³), mieści elektryczne i eksploatacyjne urządzenia produkcyjne, natomiast pompownia odpowia-

da za tłoczenie wody w stronę Höfn. W odległości mniej więcej 9 km od Hoffell znajduje się kolejna pompownia o powierzchni 159,5 m² (799,4 m³). Wspiera ona przesył gorącej wody do Höfn i terenów miejskich. Trzecia i ostatnia pompownia jest zlokalizowana w starej ciepłowni. Każdy z trzech budynków osłaniających otwór ma powierzchnię 41 m² (165,1 m³); konstrukcja tych obiektów zapewnia redukcję zanieczyszczeń wizualnych i dźwiękowych.

Objętość zbiornika magazynowego to 314 m³ (a całego budynku 593,4 m³). Pełni funkcję separatora gazów i magazynu wody geotermalnej. Separator gazów oczyszcza wodę geotermalną z azotu, metanu i innych gazów. To pokryty aluminium stalowy zbiornik na betonowej podstawie i z wybetonowaną częścią podziemną. Główny rurociąg od otworów produkcyjnych w Hoffell do Höfn ma długość około 20 km (ryc. 7.3.3). Składa się z około 1200 wstępnie izolowanych rur stalowych DN250/400 (każda o długości 16 m i wadze 544 kg) ułożonych na głębokości 0,8–1,2 m (Atladóttir 2018). W celu połączenia rur wykonano około 2000 połączeń, w tym także kolana i złączki



Ryc. 7.3.3. Główny rurociąg z Hoffell do Höfn (RARIK 2019)

rurowych (Reynisson 2020). Ponadto, w Hoffell znajdują się ponad dwa kilometry rur zbiorczych DN200/315.

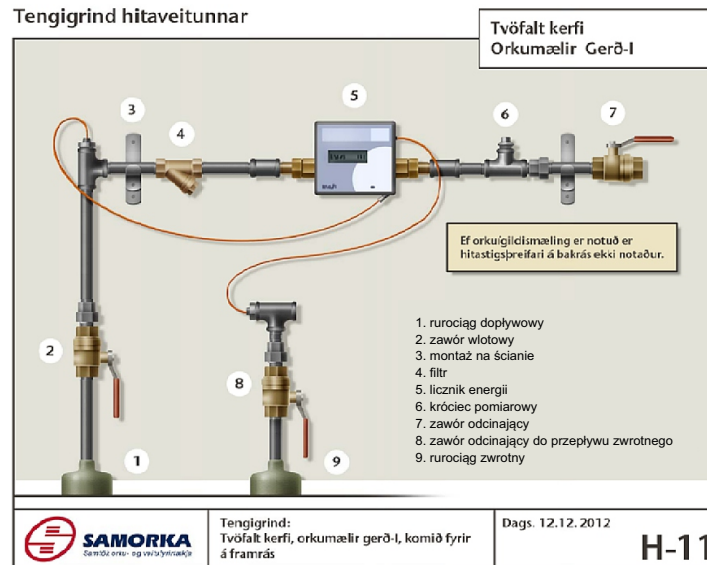
Rurociągi przesyłowe w obszarze miejskim mają długość około 16 km (PEX), a w terenie wiejskim około 4 km (Atladóttir 2018). Rurociągi trzeba prowadzić wyłącznie do domów, z indywidualnym ogrzewaniem elektrycznym, ponieważ inne domy zostały podłączone wcześniej i już korzystają z rurociągów grzewczych. Wcześniej działająca sieć obsługiwała około 75% odbiorców w tej miejscowości, a pozostała część to użytkownicy korzystający z indywidualnego ogrzewania elektrycznego oraz wszyscy mieszkańcy terenów wiejskich znajdujących się w pobliżu nowego rurociągu głównego (ryc. 7.3.4).

Instalacja przesyłowa w Höfn korzysta z wcześniej istniejącej podwójnej instalacji przesyłowej. Na rycinie 7.3.5 przedstawiono schemat połączeń instalacji grzewczej w gospodarstwach domowych za pomocą instalacji podwójnej. W obszarze wiejskim stosuje się system pojedynczy, a przekierowanie wody powrotnej leży w gestii użytkowników. Planuje się kontynuację pracy ciepłowni przez kilka najbliższych lat, ale docelowo mają ją zastąpić pompa ciepła wykorzystująca ciepło z wody powrotnej.

W nowej instalacji będą zastosowane najnowocześniejsze liczniki energii, zapewniając maksymalnie równe traktowanie wszystkich odbiorców. Przepisy islandzkie stanowią, że temperatura na odpływie dla liczników energii musi być stała i wynosić 30°C. Oznacza to zachęty dla użytkowników, aby zwiększać efektywność swoich instalacji grzewczych. Jeśli temperatura na odpływie nie osiąga 30°C, odbiorcy nie płacą za energię którą wykorzystują poniżej tej wartości temperatury, tzn. cena za kilowatogodzinę jest teoretycznie niższa. Jeśli zaś temperatura na odpływie przekracza 30°C, płacą za energię, której nie zużywają, tzn. nie wykorzystują całego potencjału źródła energii i muszą za to dodatkowo zapłacić. Takie rozwiązanie zwiększa świadomość odbiorców.



Ryc. 7.3.4. Mapa Höfn, dotowane ogrzewanie elektryczne na początku 2021 r. i ciepłownia (OS Private Geoportál) subsidized electrical heating – dotowane ogrzewanie elektryczne; heating station – ciepłownia



Ryc. 7.3.5. Instalacja podwójna z licznikiem energii na dopływie (Samorka 2012)

7.3.4. Koszty i wsparcie publiczne

Orkustofnun (Krajowa Agencja Energii Islandii) nie dysponuje dokładnymi danymi liczbowymi, jeśli chodzi o koszty działań badawczo-rozwojowych od momentu ich rozpoczęcia w 1992, jednak szacuje się, że są to znaczące nakłady. Rozkładają się na przynajmniej dwóch właścicieli. Wiadomo też, że w 1993 r. gmina otrzymała 3 mln ISK (9,3 mln ISK w wartości bieżącej, czyli 66 200 EURO | 307 000 PLN) od Krajowego Funduszu Energetycznego w Islandii do wykorzystania na poszukiwania zasobów geotermalnych w pobliżu Höfn. Ponadto, w latach 2001–2008 przyznano dalsze dofinansowanie na łączną kwotę 192 mln ISK (38 mln ISK w wartości bieżącej, czyli 270 000 EURO | 1,25 mln PLN).

Całkowity koszt uruchomienia geotermii, podłączenia rurociągu głównego i wszystkich rurociągów przesyłowych, gospodarstw domowych i innych obiektów wynosi około 3,5 mld ISK (24,8 mln EURO | 115 mln PLN) (RARIK 2021). Część kosztu rurociągów kwalifikuje się do dotacji ze środków publicznych. Dotychczas nie potwierdzono całkowitej kwoty dofinansowania, ponieważ będzie ona uzależniona od ogólnej liczby podłączanych budynków, które uzyskają dotację. Jeśli jednak zostaną podłączeni wszyscy dostępni użytkownicy, całkowita kwota dotacji może wynieść około 1,5 mld ISK (10,6 mln EURO | 49,3 mln PLN). Zakładając rozsądne i efektywne wykorzystanie zasobu, z myślą o zmniejszeniu ryzyka jego marnotrawstwa, ogólna kwota będzie oscylować w okolicy 1,1 mld ISK. Przykładowo: komunalne przedsiębiorstwo ciepłownicze zdecydowało, że nie podłączy użytkowników, jeśli nie będzie w stanie zapewnić im dostaw wody o temperaturze przynajmniej 50°C.

Komunalne przedsiębiorstwo ciepłownicze jest uprawnione do 65% kwoty dotacji, a resztę otrzymują użytkownicy. Część przypadająca użytkownikom służy do

pokrycia kosztów, jakie należy ponieść w związku z przyłączeniem do sieci. Na koniec 2021 r. przedsiębiorstwo to otrzymało 501,3 mln ISK (3,6 mln EURO | 16,5 mln PLN) w postaci dotacji. Szacowana pozostałość, czyli około 600 mln ISK, zostanie wypłacona w bieżącym i przyszłym roku, jeśli wszystko pójdzie zgodnie z planem. Zapotrzebowanie na dofinansowanie będzie spadać wraz ze wzrostem liczby odbiorców podłączonych do nowej geotermalnej sieci ciepłowniczej. Wartość rocznych oszczędności z tytułu dotacji szacuje się na około 120 mln ISK (0,9 mln EURO | 3,9 mln PLN).

Wsparcie publiczne stanowiło w ostatnich latach zachętę do rozwoju nowych geotermalnych sieci ciepłowniczych, a z pewnością przyczyniło się do powstania sieci w Höfn. Bez takiego wsparcia wiele geotermalnych sieci ciepłowniczych na Islandii w ogóle by nie powstało ze względu na niską efektywność kosztową i niemożność zaoferowania rozsądnych i konkurencyjnych cen.

Koszt podłączenia i zakres prac, jakie musi w tym zakresie zrealizować użytkownik, różnią się w zależności od rodzaju instalacji grzewczej istniejącej w danym budynku. Domy podłączone do centralnego ogrzewania z ciepłowni elektrycznej lub posiadające podłogowe ogrzewanie wodne wymagają mniejszych modyfikacji instalacji grzewczej, a tym samym ponoszą niższe koszty. Ich wartość szacuje się na około 0,5 mln ISK (3500 EURO | 16 400 PLN) na pokrycie:

- usunięcia bojlerów i podgrzewaczy wody pitnej;
- ewentualnego powiększenia grzejników ze względu na niższą temperaturę gorącej wody;
- montażu urządzeń i wymienników ciepła (RARIK 2019).

Szacowany koszt w przypadku odbiorców dysponujących indywidualnym ogrzewaniem elektrycznym (a nie podłogowym ogrzewaniem wodnym) wynosi około 1,5 mln ISK (10 500 EURO | 49 200 PLN). Koszt ten wynika z konieczności:

- modyfikacji domowej instalacji grzewczej – odłączenia pieców elektrycznych i demontażu podgrzewaczy wody;
- położenia nowych rur w całym budynku;
- montażu urządzeń i wymienników ciepła. Wymienniki ciepła są obowiązkowe w terenach miejskich i zalecane we wsiach (RARIK 2019).

Powyższe koszty obejmują wyłącznie zmiany dokonywane wewnątrz budynku, a nie uwzględniają wydatków związanych z podłączeniem do sieci ciepłowniczej. Podstawowy koszt takiego podłączenia w 2021 r. wyniósł 0,4 mln ISK (2800 EURO | 13 100 PLN). Jak wspomniano w podpunkcie 7.2.3, odbiorcy mogą się ubiegać o dofinansowanie na ten cel. Kwota dofinansowania dla każdego odbiorcy będzie inna, ponieważ wylicza się ją na podstawie średniej ilości zużytych kWh. W obszarze miejskim przeciętny użytkownik może otrzymać około 0,7 M ISK (5000 EURO | 23 000 PLN), ale nie więcej niż 1 mln ISK (7100 EURO | 32 900 PLN). W przypadku obszarów wiejskich maksymalna kwota dofinansowania sięga 2 mln ISK (14 200 EURO | 65 800 PLN).

Podłączenie do nowej geotermalnej instalacji grzewczej nie będzie zatem opłacalne dla wszystkich użytkowników, dlatego też niektórzy nie decydują się na takie rozwiązanie. Użytkownicy lokali mieszkalnych mają prawo odmówić podłączenia ich lokalu do sieci i nadal korzystać z dofinansowywanego ogrzewania elektrycznego, jeśli porównanie opłat w perspektywie kolejnych dziesięciu lat wskazuje, że już stosowane rozwiązanie jest korzystniejsze finansowo niż nowe ogrzewanie geotermalne.

Obiekty inne niż mieszkalne nie mogą liczyć na dotacje ani wsparcie publiczne. Mają pełną swobodę decyzji,

czy chcą korzystać z geotermalnego ogrzewania z sieci czy też nie, bez dokonywania jakichkolwiek porównań.

7.3.5. Ustalanie cen

Jak wspomniano wyżej, użytkownicy musieli dokonywać różnych przeróbek już istniejących instalacji grzewczych. Odbiorców korzystających z centralnego ogrzewania z ciepłowni elektrycznej czekało mniej modyfikacji, a ich lokale można było podłączać do nowej geotermalnej sieci grzewczej od razu po jej uruchomieniu. Pozostali musieli wprowadzać sporo modyfikacji, a natychmiastowe podłączenie nie zawsze było możliwe – niektórzy rozwiązywali problem szybko, a inni wciąż przeprowadzali prace lub czekali.

W grudniu 2020 r., gdy uruchomiono nową geotermalną sieć ciepłowniczą, użytkownicy płacili od 4,51–11,83 c€/kWh za ogrzewanie, w zależności od rodzaju wykorzystywanej energii oraz otrzymywaniu dofinansowania lub jego braku (tab. 7.3.2). W przeciwieństwie do większości budynków mieszkalnych, obiekty inne niż mieszkalne, niektóre budynki mieszkalne oraz przemysłowe nie mają prawa do dofinansowania i muszą pokrywać pełen koszt korzystania z ogrzewania. Dzięki nowym przepisom ogrzewanie geotermalne stanowi dla nich zdecydowanie bardziej opłacalną alternatywę (jest nawet do 60% tańsze). Jednak nowy rodzaj ogrzewania postawił w odmiennej sytuacji użytkowników korzystających z dofinansowania na ogrzewanie, ponieważ w tym przypadku (średnia) cena 4,82 c€/kWh była nieco wyższa. Odbiorcy wcześniej korzystający z centralnego ogrzewania z ciepłowni elektrycznej nie mieli wyjścia i musieli zdecydować się na nowe ogrzewanie geotermalne.

Tabela 7.3.2. Porównanie cen energii na ogrzewanie pomieszczeń w Höfn w grudniu 2020 r.

c€/kWh (z VAT)	Centralne ogrzewanie geotermalne	Centralne ogrzewanie z ciepłowni elektrycznej	Indywidualne ogrzewanie elektryczne – miasto	Indywidualne ogrzewanie elektryczne – wieś
Pełna cena	4,82	8,09	9,10	11,83
Dofinansowanie	–	3,58	4,33	7,06
Z dofinansowaniem	4,82	4,51	4,77	4,77

Geotermalne sieci ciepłownicze uważa się za projekty społeczne. Chociaż poziom korzyści dla użytkowników jest zróżnicowany, w ostatecznym rozrachunku cała społeczność odczuwa pozytywne skutki. Z doświadczenia wiadomo, że geotermalne ogrzewanie komunalne zapewnia stabilniejszą cenę niż inne rodzaje energii używanej do ogrzewania. Można ponadto założyć, że obniżki cen dla innych użytkowników z niedotowanym ogrzewaniem mogą np. pozytywnie wpłynąć na gospodarkę i zwiększyć konkurencyjność lokalnych firm w całym kraju.

Nie ma wątpliwości, że energia geotermalna jest znacznie bezpieczniejsza i bardziej przyjazna dla środo-

wiska niż wcześniej dostępne źródła energii, a ponadto zapewnia wyższą jakość życia. Jeśli chodzi o osoby korzystające z indywidualnego ogrzewania elektrycznego założono, że odbiorcy ogrzewający swoje domy w ten sposób i nieotrzymujący dotacji zdecydują się na ogrzewanie geotermalne z sieci, a odbiorcy korzystający z dofinansowania poproszą o ocenę porównawczą, aby przekonać się, czy przejście na geotermię będzie opłacalne. Wiadomo, że niektórzy wybiorą zmianę bez względu na koszty. Z drugiej strony nie ma wątpliwości, że część odbiorców pozostanie przy dotychczasowym rozwiązaniu, ale na ostateczne dane liczbowe trzeba jeszcze poczekać.

Wykaz skrótów

CWU	–	Ciepła woda użytkowa
ESP	–	Elektryczna pompa głębinowa
barg	–	Ciśnienie manometryczne wyrażone w barach (x105Pa)
kWth, MWth	–	Moc grzewcza
kWhth, MWhth	–	Energia grzewcza
kWe/MWe	–	Moc elektryczna
kWhe, MWhe	–	Energia elektryczna
CPI	–	wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych
c€	–	eurocent
DN	–	średnica nominalna
ISK	–	korona islandzka (waluta)
PEX	–	usieciowany polietylen
PL	–	polski złoty
VAT	–	podatek od wartości dodanej

Literatura

- Atladóttir S.H. 2018. Lagning stofnóðdar hitaveitu frá Hoffelli að Höfn í Hornafirði. RARIK (www.hornafjordur.is/media/skipulagsmal/Hilta-RARIK-Lagning-stofnaedar-hitaveitu-fra-Hoffelli-ad-Hofn-i-Hornafirdi-september-2018-gre-inargerð.pdf).
- Haraldsson B.Þ. 2014. Facta_Húnaþing vestra_hitaveita. Stoð ehf. Locatify. (n.d.). Locatify launches Húnaþing vestra Iceland Tour Guide App. (<https://locatify.com/blog/hunathing-vestra-north-iceland-tourism-app-released>).
- Loftsson Y.Þ., Gunnarsson Ó.Ö., Ólafsdóttir M. 2014. Húnaþing vestra – Aðalskipulag 2014–2016. Landmótun.
- Náttúrufróðistofnun Íslands. (n.d.) 2021. Hornafjörður-Kolgríma, www.ni.is/node/2162. (n.d.). OS Database. Krajowa Agencja Energii Islandii.
- (n.d.). OS Private Geoportal.
- (n.d.). OS Well Registry. Krajowa Agencja Energii Islandii. Dane ze strony www.orkustofnun.is/borholuleit.
- RARIK 2019. Opinn íbúafundur um nýja hitaveitu á Höfn í Hornafirði (www.d2kejc37ec1x3t.cloudfront.net/AcuCustom/Sitename/DAM/007/Erindi_RARIK__bafundi__Hfn_2019.pdf).
- RARIK 2021. Mikilvógt framfaraskref fyrir byggðina í Hornafirði (www.rarik.is/frettir/mikilvaegt-framfaraskref-fyrir-byggdina-i-hornafirdi).
- Reynisson R.S. 2020. Rúmlega 1200 hitaveituör lögð til Hafnar í Hornafirði (www.ruv.is/frett/rumlega-1200-hitaveituor-logd-til-hafnar-i-hornafirdi).
- Samorka 2012. Tæknilegir tengiskilmálar hitaveitna. Samorka (www.vatnsidnadur.net/wp-content/uploads/2015/08/taeknilegir_tengiskilmalar_hitaveitna.pdf).
- Strona internetowa Biblioteki Miejskiej w Reykjavíku (<https://borgarsogusafn.is/sites/borgarsogusafn.is/files/atoms/files/thvottalaugarnar.pdf>) (streszczenia dostępne w języku angielskim).
- Strona internetowa Miasta Reykjavík (<https://tolur.reykjavik.is/PxWeb/pxweb/is/01%20%20c3%8db%c3%baa01%20%20c3%8db%c3%baa001.%20Mannfjoldi/IBU01001.px/table/tableViewLayout1/>) Populacja Reykjavíku.
- Veituráð Húnaþings vestra, 2021. Fundargerð 33. fundar veituráðs (www.hunathing.is/is/stjornsysla/stjornir-og-rad/fundargerdir/oldungarad/veiturad/33-fundur-1).

8. Energia geotermalna w polityce energetycznej Islandii.

Wartość ekonomiczna i klimatyczna zasobów geotermalnych.

Parki zasobów i klastry geotermalne

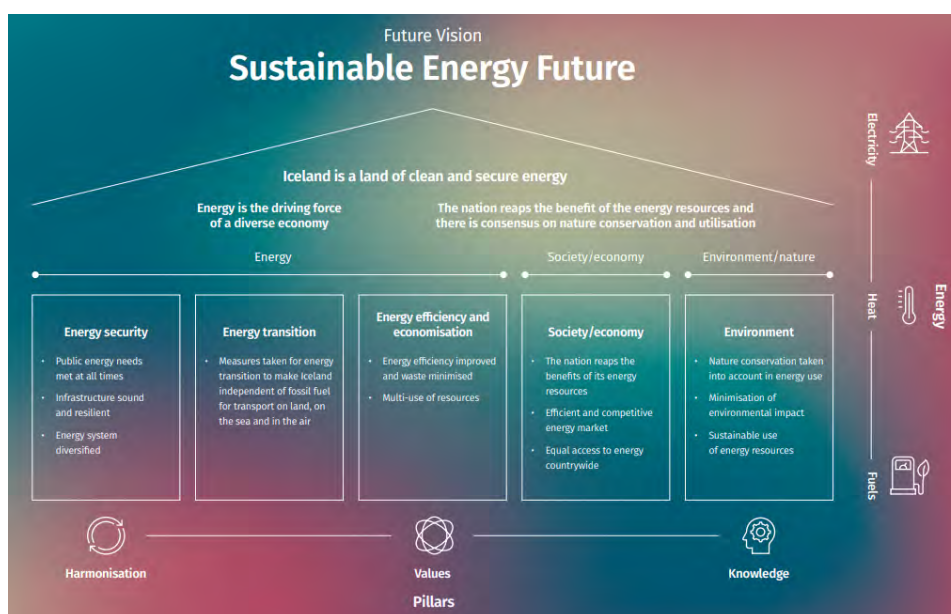
8.1. Energia geotermalna w polityce energetycznej Islandii

8.1.1. Zrównoważona przyszłość energetyczna

W 2020 r. rząd Islandii sformułował nową politykę energetyczną. Opracowano ją przy współpracy wszystkich partii oraz po konsultacjach publicznych i rozmowach z interesariuszami. Dokument stanowi propozycję długoterminowej polityki energetycznej dla Islandii, w perspektywie do 2050 r. Stwierdza on m.in. „Energia dotyczy wszystkich Islandczyków i stanowi niezbędny element ich codziennego życia. Dostęp do energii, w sensie ogrzewania, elektryczności i paliwa stanowi podstawę ogólnej jakości życia w Islandii, a jednocześnie warunek wstępny niezakłóconego funkcjonowania islandzkiej gospodarki. Zatem tworzenie wartości z odnawialnych źródeł energii to jeden z fundamentów standardów islandzkiego życia. Bezpieczeństwo energetyczne i zabezpieczenie

dostaw energii leżą u podstaw bezpieczeństwa narodowego Islandii. Transformacja energetyczna, w ramach której zastępuje się paliwa kopalne odnawialnymi źródłami energii aby zapobiegać kryzysowi klimatycznemu stanowi obecnie najpilniejsze wyzwanie dla całej ludzkości”.

Celem ustanowienia długoterminowej polityki energetycznej jest ochrona interesów obecnych i przyszłych pokoleń. Przyświeca jej cel zrównoważonego rozwoju. Ponadto, odzwierciedla ona równowagę czynników gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych. Jej struktura opiera się na wizji przyszłości, jasnych wytycznych i najważniejszych celach. Warto również zwrócić uwagę na filary stanowiące podstawę polityki energetycznej, które uwzględniają cały łańcuch wartości energii, od zasobów do konsumenta (ryc. 8.1.1).



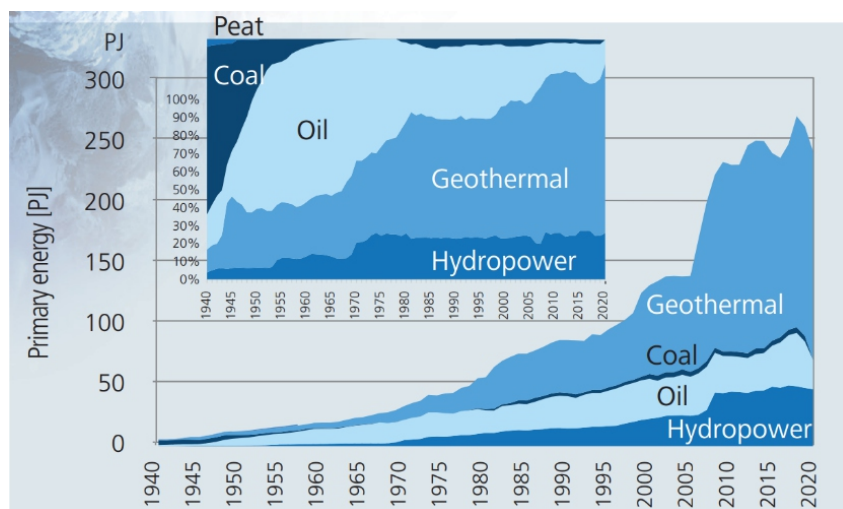
Ryc. 8.1.1. Przyszłość zrównoważona energetyczna (Ministerstwo Przemysłu i Innowacji Islandii)

Polityka energetyczna opiera się na pięciu filarach, do których należy bezpieczeństwo energetyczne, transformacja energetyczna, wydajność energetyczna, ekonomizacja, aspekty społeczne/gospodarcze i środowisko. „Fundamentalne wartości polityki energetycznej znajdują odzwierciedlenie w jej głównych celach. Islandzka polityka energetyczna opiera się na wizji zrównoważonego rozwoju, w ramach której podejmowane wysiłki będą zaspokajać obecne potrzeby, nie ograniczając możliwości przyszłych pokoleń w tym zakresie. Istnieją trzy wymiary zrównoważonego rozwoju: społeczny, środowiskowy i gospodarczy – wszystkie są ze sobą powiązane i nie mogą bez siebie funkcjonować. Te trzy wymiary oraz równowaga między nimi odzwierciedlają fundamentalne wartości” (Innovation 2020).

8.1.2. Energia geotermalna w polityce energetycznej

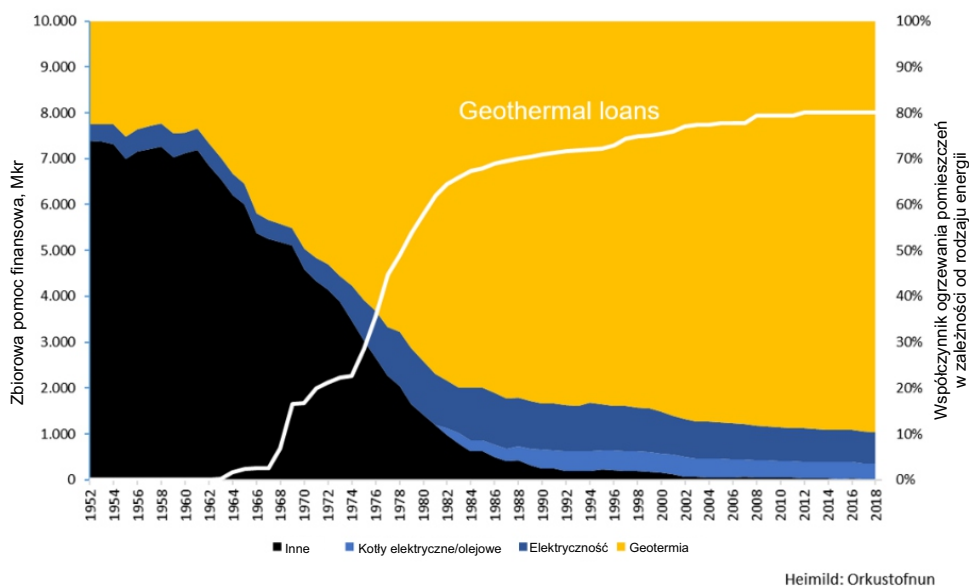
Już dawno temu władze Islandii dysponowały polityką poszukiwania zasobów geotermalnych oraz sposobami wykorzystania energii geotermalnej (ryc. 8.1.2). Formalnie działania te rozpoczęła Krajowa Agencja ds. Energii Elektrycznej (ang. *The State Electricity Authority*) w latach 40. ubiegłego stulecia, a ich kontynuacją zajmuje się od 1967 r. jej następcą – Orkustofnun (Krajowa Agencja Energii Islandii). Celem prowadzonej działalności jest zdobycie wiedzy na temat zasobów geotermalnych i ich wykorzystanie z korzyścią dla krajowej gospodarki.

W 1950 r. około 25% rodzin w Islandii korzystało z ogrzewania geotermalnego, 40% używało węgla, a 20% oleju opałowego do ogrzewania swoich domów. Tanie



Ryc. 8.1.2. Wykorzystanie energii pierwotnej w Islandii, 1940–2020 (NEA)

primary energy [PJ] – energia pierwotna [PJ]; peat – torf; coal – węgiel; oil – ropa naftowa; geothermal – energia geotermalna; hydropower – energia wodna



Ryc. 8.1.3. Ogrzewanie pomieszczeń i pożyczki geotermalne (NEA)

Priorytety polityki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Islandii

Polityczne, sektorowe i publiczne uznanie/ świadomość znaczenia polityki w sprawie geotermalnego ciepłownictwa komunalnego.
Ze względu na **bezpieczeństwo energetyczne gospodarczych i środowiskowych** w związku z kryzysem naftowym w latach 1973–1980, uznano politykę wprowadzania geotermalnego ciepłownictwa z komunalnego za ogólnokrajową i obowiązującą w największych miastach.

Pożyczki (granty) na wiercenia poszukiwawczo-badawcze pod kątem ciepłownictwa sieciowego obniżyły ryzyko tego rozwiązania i poprawiły jego realizację. Obecnie pożyczki stanowią element ogólnie pojętej transformacji energetycznej.
Krajowy Fundusz ds. Energii (ang. National Energy Fund (NEF)) udziela pożyczek na wiercenia poszukiwawczo-badawcze. Jeśli wiercenie zakończyło się niepowodzeniem, pożyczka może zostać umorzona.

Wsparcie budynków spoza obszarów geotermalnych w zakresie ogrzewania lokali mieszkalnych.
Ogrzewanie pomieszczeń w budynkach mieszkalnych podlega dotacjom państwowym na terenach, gdzie nie ma dostępu do energii geotermalnej.

Polityka w sprawie zastąpienia energii elektrycznej (wysokoenergetycznej) w ogrzewaniu pomieszczeń.
Ma na celu ograniczenie wykorzystania energii elektrycznej (wysokoenergetycznej) w ogrzewaniu pomieszczeń i zastąpienie jej energią geotermalną (niskoenergetyczną); przełoży się to na lepsze zarządzanie jakością energii.

Indywidualne granty (przyznawane pojedynczym mieszkańcom) na przejście na geotermalne ogrzewanie sieciowe – usprawioną realizacją.
Przyznaje się granty na 8–12 lat skumulowanego wsparcia przejścia z ogrzewania elektrycznego na geotermalne ogrzewanie sieciowe lub pompę ciepła.

Granty dla przedsiębiorstw dostarczających geotermalne ciepło sieciowe (tzw. GeoDH Area) na rzecz przejścia na geotermalne ciepło z sieci – usprawioną realizacją.
Grant przyznawany na okres 12–16 lat wspierający przejście z ogrzewania elektrycznego na geotermalne sieciowe.

Ryc. 8.1.4. Priorytety polityki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Islandii (NEA)

ogrzewanie geotermalne było atrakcyjne i przyspieszyło napływ ludności z terenów wiejskich do stolicy. W 1953 r. parlament Islandii wprowadził ustawę o ogrzewaniu geotermalnym poza Reykjavikiem. Ustawa ta umożliwiała państwu udzielanie pożyczek na pokrycie nawet 80% kosztu wierceń i budowy instalacji grzewczych. Ponadto, aby zachęcić do rozwoju geotermii, państwo islandzkie uruchomiło Fundusz Geotermalny w 1961 r. (ryc. 8.1.3 i 8.1.4). W ramach Funduszu przyznawano dotacje na wiercenia poszukiwawczo-rozpoznawcze prowadzone przez Wydział Geotermalny Krajowej Agencji ds. Energii Elektrycznej oraz oferowano społecznościom i rolnikom pożyczki na wiercenia poszukiwawczo-kontrolne pokry-

wające nawet 60% kosztów wiercenia. Jeśli prace wiertnicze kończyły się pomyślnie, pożyczkę należało spłacić wraz z najwyższymi dopuszczalnymi odsetkami w ciągu pięciu lat od uruchomienia instalacji grzewczej.

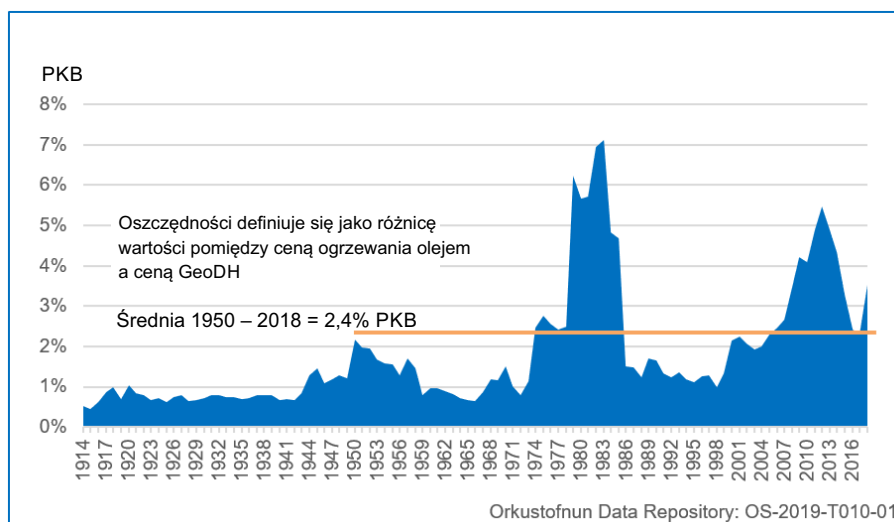
Jeśli prace wiertnicze nie doprowadziły do wykrycia zasobów gorącej wody odpowiednich do wykorzystania, pożyczkę przekształcano w bezzwrotny grant. W ten sposób zachęcano do poszukiwań i podziału ryzyka. Wspomniane działania przyniosły wielkie osiągnięcia, szczególnie w zakresie poszukiwania alternatywnych źródeł ogrzewania domów. Taki postęp umożliwiło również zaangażowanie wykwalifikowanych badaczy i naukowców z Orkustofnun (Orkustofnun 2016, 2021).

8.2. Wartość ekonomiczna i klimatyczna zasobów geotermalnych

8.2.1. Wartość ekonomiczna zasobów geotermalnych

Korzyści ekonomiczne płynące z wykorzystania energii geotermalnej można zaobserwować, porównując całkowity koszt gorącej wody użytej do ogrzewania pomieszczeń z kosztem poniesionym przez użytkownika w przypadku zastosowania ogrzewania olejowego (ryc. 8.2.1 – niebieskie pole obrazuje różnicę między ceną ogrzewania olejowego i geotermalnego w stosunku do PKB).

Średni poziom korzyści gospodarczych dzięki wprowadzeniu geotermalnego ciepłownictwa sieciowego wynosi około 2,4% PKB rocznie, czyli około 77 mld ISK (530 mln EURO), lub inaczej 1 mln ISK (7000 EURO) na każde czteroosobowe gospodarstwo domowe. Dla porównania warto wspomnieć, że średnie wydatki na zbrojenia w kraju o przeciętnej liczebności sił zbrojnych wynosi około 2% PKB. Ukazuje to jak znaczące korzyści geotermalne ciepłownictwo sieciowe przynosi islandzkiej gospodarce. Ponadto, oprócz wspomnianych bezpośrednich korzyści gospodarczych, istnieją także korzyści



Ryc. 8.2.1. Oszczędności krajowe wynikające z wprowadzenia geotermalnego ciepłownictwa sieciowego, % PKB (NEA 2019)

pośrednie. Prowadzone są bowiem różne działania na poziomie przedsiębiorstw i sektorowym, np. działalność parków zasobów czy basenów, co przekłada się na dodatkową wartość ekonomiczną i tworzenie miejsc pracy (widać to wyraźnie szczególnie w przypadku parków zasobów).

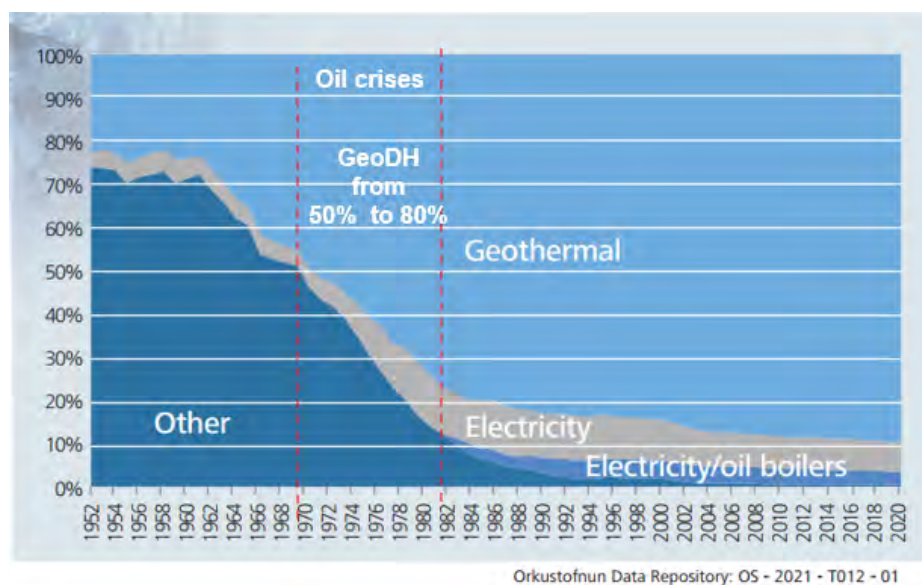
8.2.2. Wartość klimatyczna zasobów geotermalnych

Kryzys naftowy na początku lat 70. spowodował wzrost cen ropy na światowych rynkach o 70%. W tym czasie połowa gospodarstw domowych w Islandii korzystała z ogrzewania geotermalnego, a połowa z olejowego. Z myślą o złagodzeniu skutków wzrostu cen ropy Islandia rozpoczęła program dotacji dla gospodarstw sto-

sujących ogrzewanie olejowe. Kryzys naftowy zmusił ten kraj do zmiany polityki energetycznej, z myślą o redukcji wykorzystania ropy naftowej, oleju opałowego i przejściu na energię wodną i geotermalną (ryc. 8.2.2).

Wykorzystanie energii geotermalnej zamiast oleju opałowego do ogrzewania pomieszczeń i wytwarzania energii elektrycznej znacząco przyczyniło się do złagodzenia zmian klimatycznych. Korzyści te płyną głównie z bardzo niskich emisji CO₂ w przypadku ogrzewania geotermią w porównaniu do spalania paliw kopalnych.

W latach 1950–2018 skumulowane oszczędności CO₂ wynikające z wprowadzenia geotermalnego ogrzewania sieciowego wyniosły około 100 mln ton, co odpowiada 33 milionom ton oleju opałowego. Tylko w 2018 r. roczna redukcja emisji CO₂ z geotermalnego ciepłownic-



Ryc. 8.2.2. Ogrzewanie pomieszczeń w rozbiu na źródła energii, 1952–2020 (NEA 2021)

oil crises – kryzysy naftowe; geothermal – geotermia; electricity – elektryczność; electricity/oil boilers – kotły elektryczne/olejowe

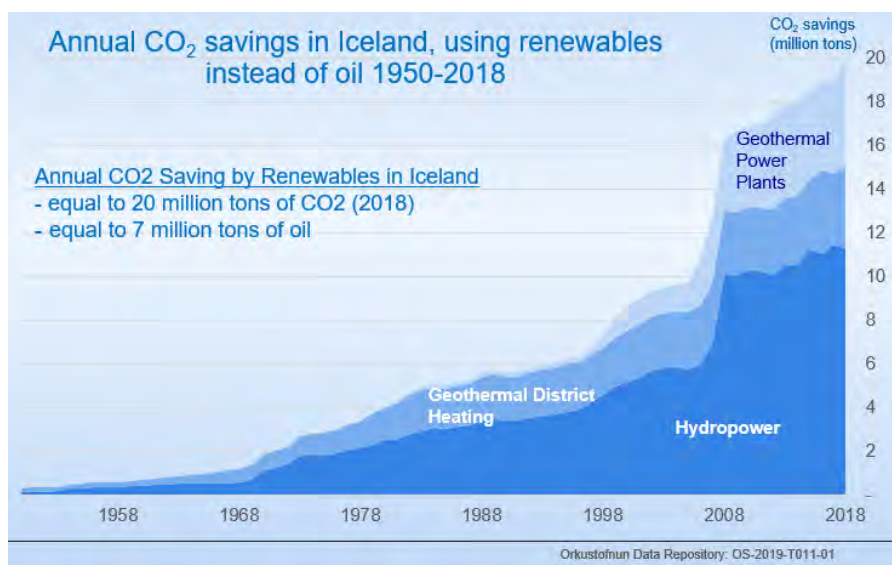
twą sieciowego w Islandii wynosiła około 4 mln ton CO₂, co odpowiada 1,3 mln ton oleju opałowego (ryc. 8.2.3).

Przyglądając się skumulowanym oszczędnościom CO₂ w kontekście wszystkich źródeł odnawialnych w Islandii, w latach 1950–2018, widzimy, że ich wartość to blisko 450 mln ton, co stanowi odpowiednik 120 mln ton oleju opałowego. Roczne oszczędności CO₂ ze wszystkich źródeł odnawialnych w Islandii wynosiły w 2018 r. niemal 20 mln ton, czyli 7 mln ton oleju opałowego.

Zaoszczędzone tony CO₂ w istotny sposób przyczyniają się do łagodzenia zmian klimatu nie tylko na Islandii, ale również w skali globalnej, ponieważ nie istnieją granice zmian klimatycznych między krajami czy regionami. Geotermalne ciepłownictwo komunalne na Islandii oraz

wykorzystanie innych źródeł odnawialnych pozwala więc na oszczędności w sensie ekonomicznym, zapewnia bezpieczeństwo energetyczne i redukcję emisji gazów cieplarnianych.

Zaoszczędzone tony CO₂ w istotny sposób przyczyniają się do łagodzenia zmian klimatu nie tylko na Islandii, ale również w skali globalnej. Ponadto, wśród pozytywnych skutków wykorzystania energii geotermalnej oraz ze źródeł odnawialnych należy także wymienić poprawę środowiska w skali lokalnej i globalnej. Ogromne korzyści klimatyczne zaobserwowano w Reykjavíku w latach 1975–1976, gdy w mieście wprowadzono ogrzewanie geotermalne z sieci (ryc. 8.2.4) (NEA 2016, 2021).



Ryc. 8.2.3. Skumulowane roczne oszczędności CO₂ dzięki wykorzystaniu źródeł odnawialnych zamiast oleju opałowego na Islandii, 1950–2018 (NEA 2019)

geothermal power plants – elektrownie geotermalne; geothermal district heating – geotermalne ciepłownictwo; hydropower – hydroenergia



Ryc. 8.2.4. Redukcja emisji CO₂ w Reykjavíku dzięki geotermalnemu ciepłownictwu komunalnemu

8.3. Klastry geotermalne i parki zasobów

8.3.1. Klastry geotermalne

Przy formułowaniu polityki i zaleceń dla branży geotermalnej, można skorzystać z przedstawionego modelu ośmiu czynników konkurencyjności geotermalnej, wyzwań i możliwości, aby podkreślić najistotniejsze elementy dotyczące poszczególnych krajów. Sukces w branży geotermalnej w danym kraju zależy nie tylko od dostępności zasobów geotermalnych, ale także od przedstawionych czynników w kontekście konkurencyjności.

Model konkurencyjności klastra można wykorzystać na wiele sposobów, aby zwiększyć konkurencyjność i rozwój przedsiębiorstw (Petursson 2014, 2016, 2021). Jednym ze sposobów podejścia do załączonego modelu (ryc. 8.3.1) jest analiza poniższych ośmiu najważniejszych ogólnych uwarunkowań w sektorze geotermalnym:

1. Władze i przepisy.
2. Zasoby geotermalne.
3. Czynniki naukowe i techniczne.
4. Firmy, zarządzanie, wiedza i doświadczenie – ocena klastrów przemysłowych.
5. Edukacja i czynnik ludzki.
6. Dostęp do kapitału.

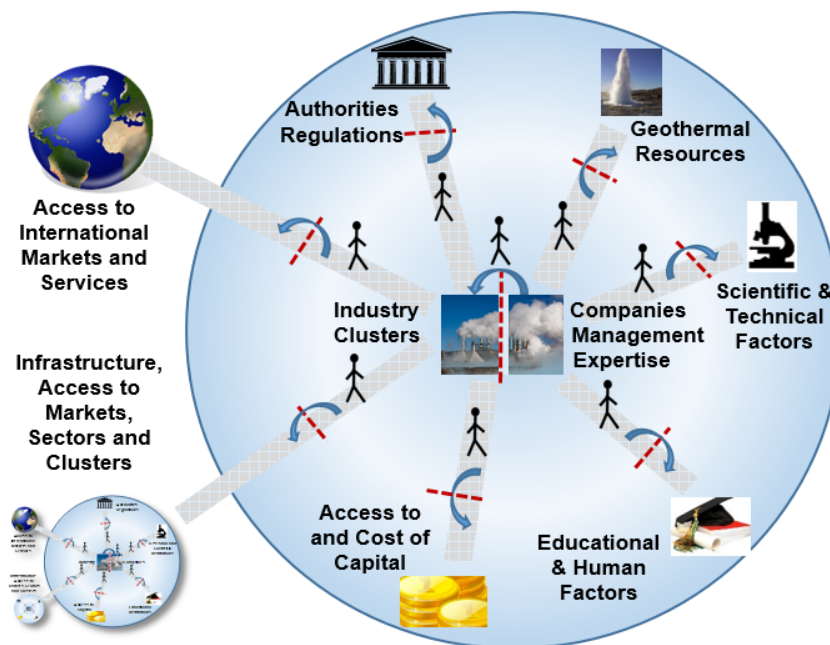
7. Infrastruktura i dostęp do rynków, branż i innych klastrów.

8. Dostęp do międzynarodowych rynków i usług.

Dzięki ocenie powyższych ośmiu czynników konkurencyjności geotermii w danym kraju można wskazać najistotniejsze słabe i mocne strony uwarunkowań ogólnych, jako podstawę do sformułowania lepszej polityki konkurencyjności dla branży geotermalnej. Pomoże to zwiększyć konkurencyjność i produktywność, przyspieszyć wzrost, stworzyć miejsca pracy i poprawić jakość życia. Istnieją różne alternatywy wykorzystania geotermii i sformułowania polityki na podstawie zidentyfikowanych szans i możliwości oraz poprzez podjęcie kroków dla przezwyciężenia już określonych barier i wyzwań, co podano poniżej.

1. Czynniki prawne i związane z działalnością władz:

- uproszczenie procedur administracyjnych w celu ułatwienia działalności rynkowej i wsparcia rozwoju;
- oddzielne przepisy w sprawie zasobów geotermalnych oraz paliw kopalnych;
- większy dostęp do danych geotermalnych – z myślą o rozwoju geotermii;
- publikowanie charakterystyk oraz informacji na temat korzyści z wykorzystania energii geotermalnej dla rozwoju regionalnego;



Ryc. 8.3.1. Klaster geotermalny (Petursson 2014)

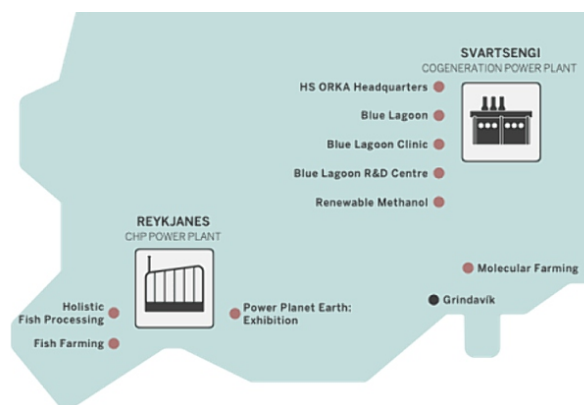
access to international markets and services – dostęp do międzynarodowych rynków i usług; Infrastructure, access to international markets, sectors and clusters – infrastruktura, dostęp do rynków międzynarodowych, sektorów i klastrów; authorities regulations – przepisy władz; industry clusters – klastry branżowe; access to and cost of capital – dostęp do kapitału i jego koszt; geothermal resources – zasoby geotermalne; scientific and technical factors – czynniki naukowe i techniczne; companies management expertise – wiedza specjalistyczna w zakresie zarządzania przedsiębiorstwami; educational and human factors – czynniki edukacyjne i ludzkie

- stworzenie specjalnego przepisu w sprawie promocji bezpośrednich zastosowań energii geotermalnej;
 - promocja współpracy z międzynarodowymi organizacjami.
- Zasoby geotermalne:
 - udoskonalenie przepisów w sprawie geotermii;
 - oddzielne przepisy w sprawie geotermii i paliw kopalnych, aby przyspieszyć dostęp do danych geotermalnych;
 - usprawnienia pod kątem analizy danych zbiorników w poszczególnych regionach.
 - Czynniki naukowe i techniczne:
 - promocja relacji z przemysłem;
 - promocja współpracy z centrami badawczymi oraz instytucjami technicznymi z myślą o opracowywaniu rozwiązań inżynierskich.
 - Firmy, zarządzanie, wiedza i doświadczenie – klastry przemysłowe:
 - promocja współpracy z centrami badawczymi, instytucjami oświatowymi i zasobami ludzkimi;
 - promocja współpracy z międzynarodowymi instytucjami finansowymi w celu uzyskania dofinansowania, wsparcia darczyńców i konsultacji;
 - organizacja warsztatów i konferencji poszerzających wiedzę na temat geotermii;
 - identyfikacja łańcuchów produkcyjnych związanych z geotermią.
 - Edukacja i czynnik ludzki:
 - wsparcie kształcenia zasobów ludzkich potrzebnych w branży geotermalnej;
 - prowadzenie seminariów i specjalistycznych kursów na różnych etapach projektu geotermalnego;
 - techniczne kształcenie personelu w ramach uczestnictwa w różnych etapach projektu,
 - realizacja programów na rzecz rozwoju naukowego i technicznego.
 - Dostęp do kapitału i koszty kapitałowe:
 - promocja dodatkowego dostępu do finansowania projektów geotermalnych – na poziomie krajowym i międzynarodowym;
 - zwiększenie dostępu do kapitału dzięki zapewnieniu funduszy na wiercenia poszukiwawczo-badawcze oraz rozwój sieci ciepłowniczych, np. preferencyjnych pożyczek lub grantów od państw-darczyńców, aby zmniejszyć ryzyko na początku projektu.
 - Infrastruktura, dostęp do rynków, branż i klastrów:
 - promocja szkoleń w bankowości, aby lepiej zrozumieć rozwiązania geotermalne;
 - świadomość: warsztaty i konferencje poszerzające wiedzę o geotermii;
 - zwiększenie wiedzy na temat możliwości i korzyści, jakie oferują zasoby geotermalne.
 - Dostęp do międzynarodowych rynków i usług:
 - wsparcie międzynarodowej współpracy w zakresie wiedzy, szkoleń i usług geotermalnych;
 - promocja międzynarodowej współpracy z międzynarodowymi instytucjami finansowymi oraz darczyńcami w celu uzyskania dofinansowania i grantów;

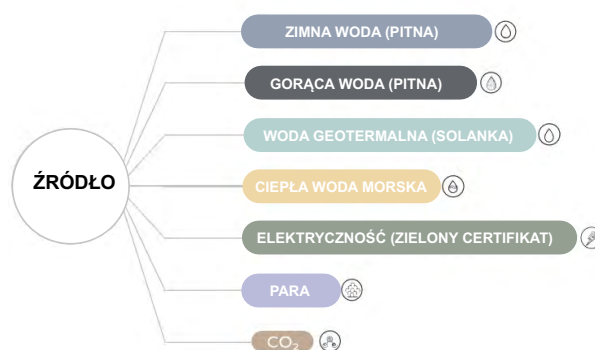
- Wsparcie międzynarodowej współpracy w zakresie doradztwa na temat różnych aspektów geotermii.

8.3.2. Park Zasobów

Na Islandii istnieje kilka klastrów w różnych miejscach kraju, których działanie skupia się wokół zasobów geotermalnych i odnawialnych. Jednym z takich miejsc jest tzw. Park Zasobów (Resource Park) na półwyspie Reykjanes (ryc. 8.3.2). Wciąż jednak istnieje ogromny niewykorzystany potencjał odpadów, ścieków bieżących (ryc. 8.3.3). Warto więc opracować bardziej zrównoważony i ograniczający marnotrawstwo model biznesowy dla działających tam firm (Orka, HS Orka 2021).



Ryc. 8.3.2. Lokalizacja Parku Zasobów



Ryc. 8.3.3. Strumień odpadów

Park Zasobów na półwyspie Reykjanes to sprawdzona koncepcja o wciąż nie w pełni wykorzystanym potencjale, oferująca energię odnawialną i nadające się do ponownego wykorzystania ścieki z elektrowni geotermalnych. Do Parku Zasobów łatwo można dojechać ze stolicy kraju, portów dalekomorskich oraz międzynarodowego lotniska, co przekłada się na dostęp do siły roboczej oraz efektywnych i niezawodnych usług logistycznych obejmujących Europę i Amerykę Północną.

Park Zasobów można scharakteryzować w następujący sposób:

- doskonała lokalizacja – powierzchnia ponad 50 hektarów podzielona na strefy;

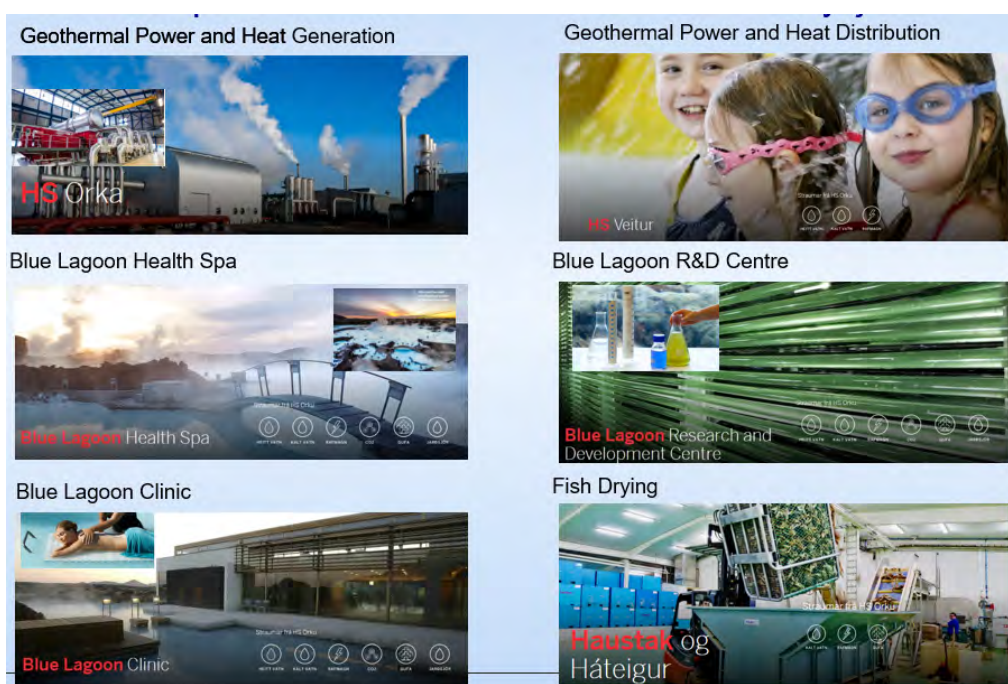
- potwierdzone osiągnięcia w zakresie innowacji i partnerstwa;
 - popularna okolica turystyczna;
 - ponad dziesięć już działających firm;
 - wykwalifikowana siła robocza;
 - niezawodne i wydajne usługi logistyczne.

Przedsiębiorstwa działające w Parku Zasobów reprezentują różne branże, np. rybołówstwo, przemysł spożywczy, turystyczny, chemiczny, ochronę zdrowia, badania genetyczne, działalność badawczo-rozwojową, kliniczną itp. (ryc. 8.3.4). Jak widać, działają zarówno w tradycyjnych, jak i bardziej nowoczesnych gałęziach przemysłu, a także branżach o wysokiej wartości i szybko rozwijających się.

W Parku Zasobów obserwuje się ciągle rozwój (ryc. 8.3.5) w kierunku:

- zwiększania możliwości konwersji i magazynowania energii;

- farm wertykalnych;
 - zrównoważonej produkcji żywności;
 - tworzenia centrów danych.
- Park Zasobów ma wiele zalet, w tym m.in.:
- położenie: łatwy dojazd do Parku Zasobów z okolic stolicy, portów dalekomorskich oraz międzynarodowego lotniska, co przekłada się na dostęp do siły roboczej oraz efektywnych i niezawodnych usług logistycznych obejmujących Europę i Amerykę Północną;
 - innowacje wpisane w profil działania: Park Zasobów jest najstarszym klastrem innowacji, którego działalność koncentruje się wokół geotermii; dysponuje dostępem do centrów badawczo-rozwojowych;
 - partnerstwo: Park Zasobów stanowi platformę do rozwoju naukowo-technologicznego dzięki współpracy z firmami z różnych branż (Orka, HS Orka 2021).



Ryc. 8.3.4. Firmy działające w Parku Zasobów



Centra danych

- ✓ Niezawodne międzynarodowe połączenia danych
- ✓ Niskie wahania temperatury otoczenia, skutkujące światowej klasy współczynnikiem PUE (efektywność zużycia energii)



E-paliwa

- ✓ Odnawialny CO₂ z naturalnego źródła
- ✓ Zielona moc obciążenia podstawowego



Zrównoważona żywność

- ✓ Odnawialny CO₂ z naturalnego źródła
- ✓ Obfitość ciepłej i zimnej wody

Ryc. 8.3.5. Park Zasobów – ciągły rozwój

8.4. Założyciel Parku Zasobów

Warto wspomnieć o historii Parku Zasobów, którą można znaleźć w raporcie rocznym HS Orka z 2017 r.: „Park Zasobów działa zgodnie z ideą bezodpadowego społeczeństwa firmy działające w Parku Zasobów mają obowiązek zadbać o pełne wykorzystanie potencjału wejściowych i wyjściowych strumieni zasobów w swojej działalności. Należy to czynić w sposób odpowiedzialny i z korzyścią dla społeczeństwa”. Park Zasobów powstał z inicjatywy HS Orka (ryc. 8.4.1), aby zwiększać świadomość na temat cennych zasobów powierzanych firmie oraz podkreślać znaczenie zrównoważonego wykorzystania zasobów energetycznych z myślą o przyszłych pokoleniach.

stycznych firm, które będą mogły korzystać z dostępnych strumieni odpadów. Większa różnorodność i wyspecjalizowanie firm prowadzących działalność badawczo-rozwojową zapewnia finansowanie działalności Parku Zasobów i wspiera leżące u jej podstaw idee.

Wielką inspiracją dla pracowników HS Orka pozostaje wciąż Albert Albertsson – twórca koncepcji Parku Zasobów, który zawsze skupiał się na odpowiedzialnej produkcji i przetwarzaniu, a także zachęcał pracowników do pracy i życia w otoczeniu przyrody, ale nie jej kosztem. Zgodnie z filozofią Albertssona jedynym czynnikiem ograniczającym rozwój jest wyobraźnia. Park Zasobów zrodził się z takiego podejścia (Orka, HS Orka Annual report 2017).



Ryc. 8.4.1. HS Orka (www.hsorka.is)

HS Orka wykorzystuje siedem strumieni zasobów z produkcji energii elektrycznej i gorącej wody. Zasoby są cenne i należy je eksploatować odpowiedzialnie, rozsądnie i ostrożnie. Wszechstronne wykorzystanie wspiera rozsądne gospodarowanie oraz zrównoważony rozwój w społeczeństwie.

W ubiegłym roku odnotowano dalszy wzrost i wzmocnienie działalności Parku Zasobów, ponieważ dołączyły do niego nowe firmy i powstały nowe miejsca pracy w okolicy Suðurnes. HS Orka systematycznie działa na rzecz przyciągnięcia do Parku Zasobów nowych specjali-

Literatura

- Innovation M.O. 2020. A Sustainable Energy Future. Reykjavik.
- Orka H. 2017. HS Orka Annual report.
- Orka H. 2021. HS Orka.
- Orkustofnun B.P. 2016, 2021. Reykjavik.
- Petursson B. 2014, 2016, 2021. Geothermal clusters.

9. Zasoby geotermalne w Polsce

9.1. Wstęp

Najbardziej kompleksowe źródło informacji na temat potencjału geotermalnego wód i energii geotermalnej oraz możliwości ich wszechstronnego zagospodarowania w Polsce stanowi seria atlasów geotermalnych, koordynowana przez zespół Katedry Surowców Energetycznych AGH, opublikowana w latach 2006–2013:

- *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim – formacje mezozoiku* (Górecki red., Hajto i in. 2006a);
- *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim – formacje paleozoiku* (Górecki red., Hajto i in. 2006b);
- *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat zachodnich* (Górecki red., Hajto i in. 2011);
- *Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego* (Górecki red., Sowizdżał i in. 2012);
- *Atlas geotermalny Karpat wschodnich* (Górecki red., Hajto i in. 2013).

Wszystkie atlasy opracowano przy pomocy ujednoczonej klasyfikacji oraz metodyki oceny zasobów, z zastosowaniem najnowocześniejszych na ówczesne lata technik i narzędzi służących do zintegrowanej analizy i interpretacji danych geologicznych, geofizycznych i geotermicznych, m.in.: *Openworks* i *ZMapPlus (Landmark Graphics Corp./Halliburton)*, *GeoGraphix* oraz *Petrel (Schlumberger)*. Były one wykorzystywane przez globalne koncerny naftowe, a udostępnione AGH do celów na-

ukowo-badawczych na podstawie licencji edukacyjnych. Atlasy obejmują około 95% powierzchni kraju, w tym Niż Polski, Karpaty oraz zapadlisko przedkarpackie. W atlasach Niżu Polskiego wykorzystano doświadczenie pozyskane w trakcie realizacji wcześniejszych prac, włączając monografie pod redakcją prof. Wojciecha Góreckiego: *Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego* oraz *Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim*, opublikowane odpowiednio w 1990 i 1995 r. (Górecki red. 1990; Górecki red. 1995). Obie dotyczyły jedynie dwóch zbiorników geotermalnych, czyli jury dolnej oraz kredy dolnej.

Uzupełnieniem podanej serii atlasów jest monografia *Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce* (Wójcicki, Sowizdżał, Bujakowski red. 2013).

Istotny wkład w rozpoznanie możliwości wykorzystania istniejących zasobów w wybranych regionach Polski do produkcji energii elektrycznej wniosła monografia *Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w układach binarnych w Polsce* (Bujakowski, Tomaszewska red. i in. 2014).

W 2022 r. trwały prace nad atlasem geotermalnym rejonu Sudetów, a jego wydanie będzie oznaczać zakończenie wykonywania opracowań regionalnych tego typu dla całego obszaru Polski.

9.2. Budowa geologiczna i ogólne warunki geotermiczne Polski

Polska położona jest na styku trzech głównych jednostek tektonicznych Europy (Stupnicka 1997, ryc. 9.2.1):

- prekambryjskiej platformy wschodnioeuropejskiej;
- młodej platformy paleozoicznej Europy zachodniej i środkowej;
- strefy fałdowań alpejskich Europy południowej (obejmującej w Polsce fragment Karpat oraz zapadliska przedkarpackiego).

Wzdłuż kontaktu platformy paleozoicznej i platformy wschodnioeuropejskiej przebiega strefa głębokich

rozłamów tektonicznych (uskoków) o szerokości około 100 km, która prowadzi przez rejon Koszalina, Chojnic, Torunia, Warszawy i Krasnegostawu. Znana jest ona jako strefa/linia Teisseyre’a-Tornquista (linia TT’ na ryc. 9.2.1).

Tektonika i budowa geologiczna mają istotny wpływ na warunki hydrogeologiczne, termiczne, a w konsekwencji na potencjał geotermiczny różnych obszarów Polski. Największy potencjał ma rejon platformy paleozoicznej w centralnej, zachodniej i północno-zachodniej części Polski (ok. 80% powierzchni kraju). Rejon Karpat



Ryc. 9.2.1. Lokalizacja głównych jednostek tektonicznych Europy warunkujących zróżnicowane parametry geotermiczne i położenie Polski

PN – niski potencjał geotermalny; PU – umiarkowany potencjał geotermalny;
PW – wysoki potencjał geotermalny; TT' – strefa Teisseyre'a-Tornquista (grafika: <https://static.zpe.gov.pl>)

i zapadliska przedkarpackiego (łącznie około 15%) mają umiarkowany potencjał. W Karpatkach zewnętrznych wody geotermalne występują lokalnie, ich zbiorniki nie mają zwykle współczesnego zasilania, co powoduje, że zasoby nie są zawsze odnawialne. Odmiennie jest w rejonie niecki podhalańskiej i jej podłoża (Karpaty wewnętrzne), który ma bardzo korzystną budowę geologiczną, parametry hydrogeologiczne i termiczne, odnawialność zasobów i znaczące wydajności ujęć wód geotermalnych (do około 550 m³/h).

Polska znajduje się poza obszarami aktywnymi wulkanicznymi, co powoduje, że na jej obszarze nie występują wysokotemperaturowe systemy i zasoby geotermalne. Jest natomiast w strefie systemów i zasobów niskotem-

peraturowych, dla których kluczowym sektorem zagospodarowania jest ciepłownictwo. Udokumentowane temperatury wód nie przekraczają zwykle 100°C. Najwyższą dotychczas temperaturę wody, dla której określono zasoby eksploatacyjne, odnotowano w Koninie (obszar niecki mogileńsko-łódzkiej): 97,5°C w złożu na głębokości 2660 m (zbiornik dolnojurajski). Ujęcie posiada relatywnie wysoką wydajność rzędu 150 m³/h, przy mineralizacji wody około 150 g/dm³ (www.mpec.konin.pl). Badania i dotychczasowa praktyka wskazują, że w polskich warunkach uzasadnione wykorzystanie energii geotermalnej związane jest z wodami o temperaturach nie przekraczających zwykle 90°C, a w sporadycznych przypadkach nieznacznie przekraczających 100°C.

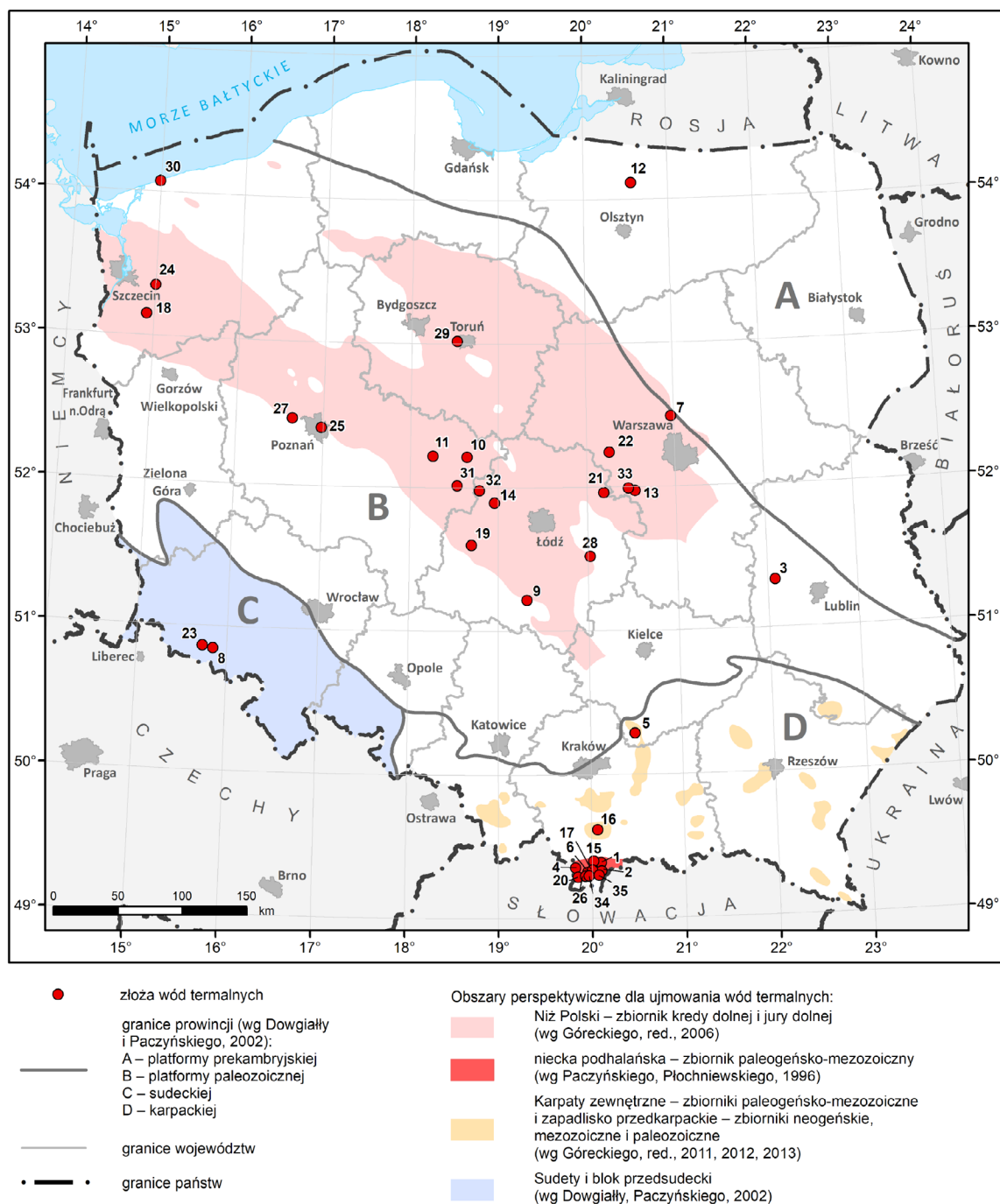
9.3. Udokumentowane zasoby złóż wód geotermalnych w Polsce

Jak podano także w innych rozdziałach, wody termalne (geotermalne) uznawane są za kopalinę, stąd też zarówno poszukiwanie, ocena zasobów, jak i eksploatacja podlegają monitorowaniu zgodnie z *Prawem geologicznym i górnictwem* (Dz.U. 2011, Nr 163, poz. 981).

Państwowy Instytut Geologiczny–Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) od lat gromadzi dane geologiczne i hydrogeologiczne, wykorzystując do tego celu odpowiednie bazy danych (m.in. *Bank Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopaliny*). Wydawane przez PIG-PIB

cyklicznie opracowania takie jak *Bilans Zasobów Złóż Kopalin w Polsce* i *Bilans Perspektywicznych Zasobów Kopalin Polski* stanowi jedno ze źródeł informacji dotyczących zagospodarowania kopalin, w tym wód geotermalnych. Bilans zasobów podaje wielkości zasobów eksploatacyjnych i dyspozycyjnych złóż, a także wielkości wydobycia wód podziemnych zaliczonych do kopalin.

Ostatni raport (Szuflicki i in. 2022) podaje, że w 2021 r. liczba złóż wód podziemnych zaliczonych do kopalin wynosiła 148, w tym: 111 złóż wód leczniczych, 36 złóż wód termalnych i 1 złóż solanek. Zasoby eksploatacyjne ujęć tych wód udokumentowano w ilości 7 209,22 m³/h – przy ubytku o 13,3 m³/h względem 2020 r. (Sokołowski, Skrzypczyk 2022).



Ryc. 9.3.1. Rozmieszczenie złóż wód geotermalnych na tle perspektywicznych obszarów dla ich wykorzystania w Polsce (Sokołowski, Skrzypczyk 2022)

Według stanu na 31.12.2021 r. wykorzystywanych było 81 złóż, w tym: 61 złóż wód leczniczych, 19 złóż wód termalnych i 1 złoża solanek. Pobór solanek, wód leczniczych i termalnych w 2021 r. wynosił 13 539 961,41 m³ (wody lecznicze 2 075 929,95 m³; wody termalne 11 462 425,96 m³; solanki 1605,5 m³) i w porównaniu z rokiem poprzednim uległ zwiększeniu o 568 425,71 m³ (Sokołowski, Skrzypczyk 2022). W tej samej publikacji autorzy podają, że perspektywiczne zasoby zmagazynowanej energii w wodach termalnych w Polsce wynoszą około 9,01–9,1·10¹⁸ J/rok. Według stanu na lipiec 2021 r.

w bazach danych zgromadzono informacje dotyczące ponad 2300 obiektów hydrogeologicznych, w tym 62 ujęć wód termalnych wchodzących w skład 35 złóż wód termalnych w Polsce. Temperaturę przekraczającą 20°C udokumentowano dodatkowo w 283 ujęciach, które ze względu na brak wystarczających badań (zatwierdzenia zasobów) nie zostały zaliczone do kopalin (Gryszkiewicz i in. 2021).

Rozmieszczenie złóż wód geotermalnych w Polsce na tle perspektywicznych obszarów dla ich wykorzystania przedstawia rycina 9.3.1.

9.4. Zasoby geotermalne perspektywiczne do zagospodarowania w Polsce

Na szczególną uwagę zasługuje w Polsce możliwość wykorzystywania zasobów hydrogeotermalnych. Zasoby ciepła skał mają obecnie mniejsze znaczenie z powodu ograniczonego występowania obszarów o warunkach umożliwiających ich wykorzystanie. Sytuacja w tym zakresie, ze względu na postęp technologiczny, wzrastające ceny paliw kopalnych, sytuację geopolityczną oraz inne czynniki może ulec zmianie.

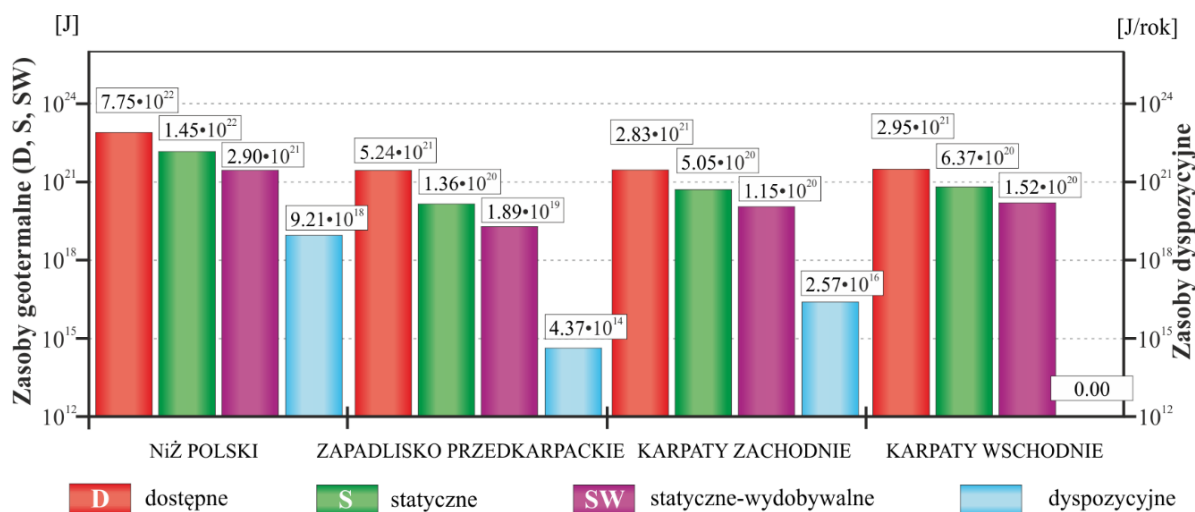
9.4.1. Oszacowanie zasobów geotermalnych

Oszacowanie zasobów podane w wymienionych wyżej atlasach wykonano przy zastosowaniu ujednoczonych kryteriów klasyfikacji zasobów i metodyki obliczeniowej. Wyniki kalkulacji zasobów poszczególnych zbiorników wód geotermalnych są porównywalne, a perspektywiczne lokalizacje dla ich wykorzystania wydają się wskazywać na strefy charakteryzujące się najkorzystniejszymi parametrami hydrogeologicznymi i termicznymi w skali analizowanych prowincji geotermalnych. Regionalne opracowania opublikowane w serii atlasów stanowiły podstawę dla określenia potencjału technicznego oraz możliwości

wykorzystania wód i energii geotermalnej do celów ciepłowniczych, balneoterapeutycznych i/lub rekreacyjnych i innych na obszarze stanowiącym 95% powierzchni Polski, bez regionu sudeckiego.

Zasoby geotermalne w Polsce są głównie związane z wodami podziemnymi w utworach mezozoiku na Niżu Polskim, w Karpatach wewnętrznych (na Podhalu) i w zapadlisku przedkarpackim, a podrzędnie w utworach paleozoicznych, punktowo w rejonie Karpat zewnętrznych i w Sudetach. Dotychczasowe badania wskazują, że w polskich warunkach wody geotermalne występują na głębokościach od około 1 do 4 km i mają zróżnicowane temperatury od około 20 do 80–100°C. Są one odpowiednie do zastosowań w ciepłownictwie, rolnictwie, rekreacji, w balneoterapii oraz do innych celów. Lokalnie, w głębszych strukturach geologicznych, stwierdzono wody o wyższych temperaturach (do stu kilkudziesięciu stopni Celsjusza).

W niektórych rejonach istnieją także warunki do produkcji energii elektrycznej w układach binarnych, zwykle w kogeneracji z produkcją ciepła (Wójcicki, Sowizdzał, Bujakowski red. 2013; Bujakowski, Tomaszewska red. i in. 2014).



Ryc. 9.4.1. Rozkład poszczególnych klas zasobów w obrębie głównych prowincji geotermalnych Polski (Hajto 2013)

Oszacowania w skali regionalnej wskazują, że sumaryczne zasoby dostępne energii geotermalnej w zbiornikach prowincji Niżu Polskiego, Karpat i zapadliska przedkarpackiego wynoszą około $8,86 \cdot 10^{22}$ J. Zasoby geologiczne (zasoby statyczne) energii geotermalnej oszacowano na $1,58 \cdot 10^{22}$ J, a zasoby wydobywalne na $3,18 \cdot 10^{21}$ J. Zasoby dyspozycyjne i eksploatacyjne, których wykorzystanie jest uzasadnione ekonomicznie, stanowią jedynie część zasobów statycznych-wydobywalnych. Sumaryczne zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej w prowincjach geotermalnych Niżu Polskiego, Karpat oraz zapadliska przedkarpackiego oszacowano na około $9,24 \cdot 10^{18}$ J/rok (ekwiwalent około 220 mln TOE/rok). Rozkład potencjału zasobów geotermalnych w obrębie poszczególnych prowincji wyróżnionych w Polsce przedstawiono na rycinie 9.4.1. Należy zwrócić uwagę, że w rejonie Karpat Wschodnich zasoby dyspozycyjne są bliskie zeru.

Potencjał techniczny zakumulowany w wodach geotermalnych, wyrażony jako zasoby eksploatacyjne, stanowi około 1,5–2,5% zasobów dyspozycyjnych, co daje ekwiwalent około 3–6 mln TOE/r. Masyw Świętokrzyski, gdzie dotychczasowe badania nie wskazują na obecność zbiorników wód geotermalnych, określono generalnie jako nieperspektywiczny dla przemysłowego wykorzystania energii geotermalnej.

9.4.2. Prowincja geotermalna Niżu Polskiego

Niż Polski jest największą prowincją geotermalną w Polsce. Obejmuje ponad 272 tys. km², co stanowi ponad 80% powierzchni kraju. W jego obrębie wskazano 9 potencjalnych zbiorników wód geotermalnych: dolnokredowy, górnourajski, środkowourajski, dolnourajski, górnotriasowy, dolnotriasowy, dolnopermski, dewoński oraz karboński. Najbardziej rozległym spośród nich jest zbiornik dolnotriasowy (ponad 228 tys. km², około 70% powierzchni Polski).

Wody geotermalne na obszarze Niżu Polskiego występują w obrębie dwóch rozległych synklinoriów: szczecińsko-lódzko-miechowskim (z nieckami: szczecińską, mogileńsko-lódzką, miechowską) i brzeźnym (z nieckami: pomorską, warszawską, lubelską). Synklinoria rozdziela antyklinorium środkowopolskie, które dzieli się na bloki: pomorski, kujawski i świętokrzyski. W obu strukturach synklinalnych występują dwa główne zbiorniki wód geotermalnych: dolnourajski i dolnokredowy. Znajdują się one w ośrodkach porowo-szczelinowych, czyli w piaskowcach o różnej zwięzłości, w tym rozsypliwych, przewarstwionych skałami słabo przepuszczalnymi, jak ilowce, ilowce piaszczyste, mułowce i mułowce piaszczyste. Na zdecydowanej większości obszaru występowania tych zbiorników zalega nad nimi nadkład skał kenozoicznych.

Wzrost głębokości i związany z tym wzrost ciśnienia nadkładu skalnego powoduje stopniowe zmniejszanie porowatości efektywnej skał, wpływającej na ich przepuszczalność, a w konsekwencji na wydajność eksplo-

atacyjną odwiertów. Zmniejszanie się wartości porowatości efektywnej i przepuszczalności występuje na Niżu Polskim do głębokości 3000–3500 m, sprawiając, że poniżej tej głębokości potencjał hydrogeotermalny znacząco maleje (Szewczyk 2010) na korzyść wzrostu potencjału petrotermalnego (HDR/EGS).

Wydajność eksploatacyjna odwiertu geotermalnego, oprócz innych czynników, zależy również od tzw. efektywnej miąższości skał wodonośnych, która określa sumaryczną miąższość poszczególnych warstw skał wodonośnych (zwykle piaskowców) ujętych odwiertem. Wraz ze wzrostem tej efektywnej miąższości ujętego interwału danego poziomu hydrogeotermalnego wydajność odwiertu rośnie. Między innymi z tego powodu rzeczywiste wydajności eksploatacyjne konkretnych odwiertów na Niżu Polskim mogą być bardzo istotnie zróżnicowane, czasem nawet o rząd wielkości.

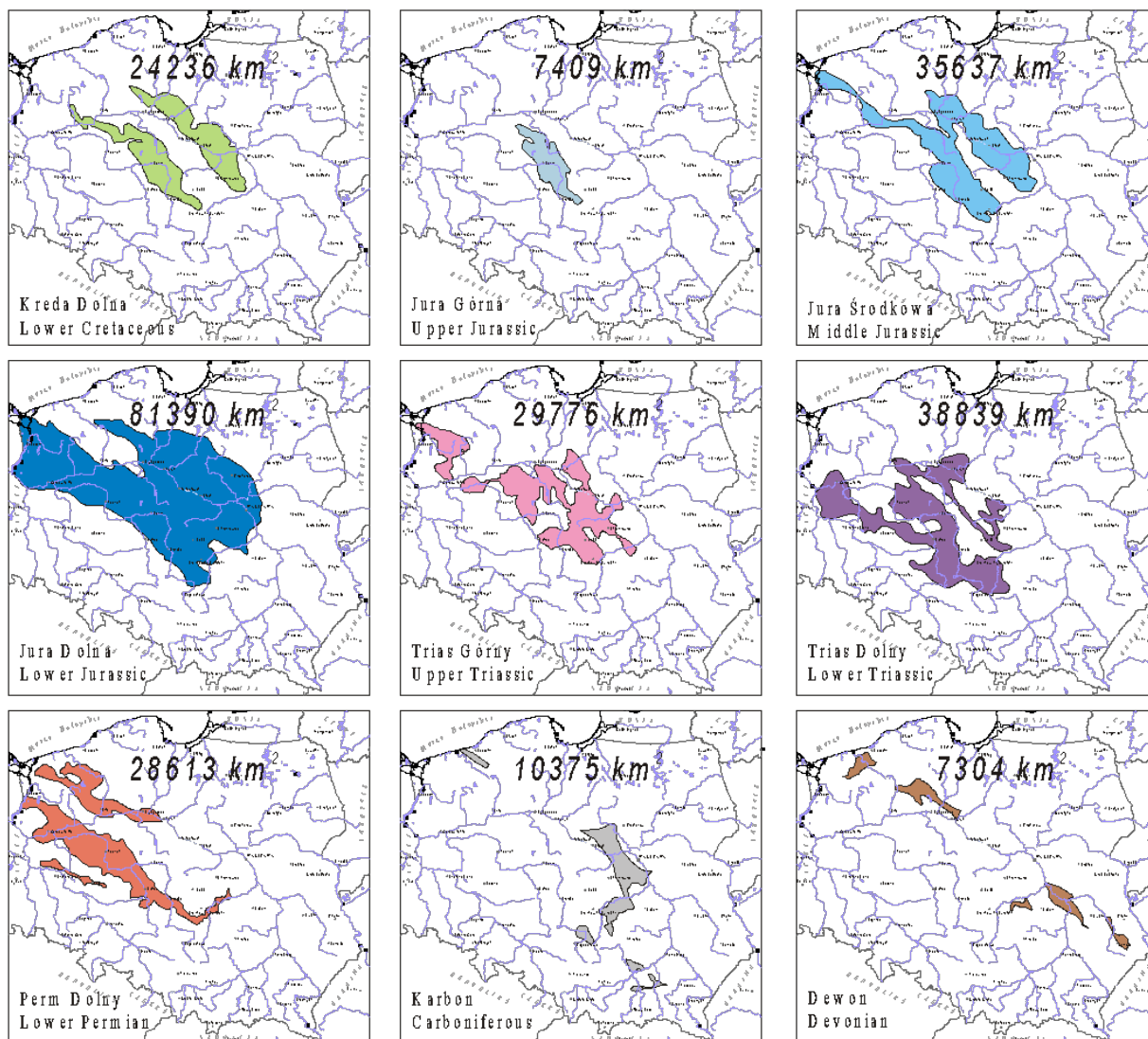
Zasoby geotermalne związane są głównie z formacjami mezozoicznymi. Analiza regionalna wskazuje, że wykorzystanie energii w ciepłownictwie, do celów technologicznych, balneologicznych i rekreacyjnych powinna w pierwszej kolejności opierać się na zasobach dolnourajskiego i dolnokredowego zbiornika hydrogeotermalnego. Warstwy wodonośne w utworach jury dolnej i kredy dolnej stanowią kompleksy piaskowcowe o korzystnych parametrach zbiornikowych, co przekłada się na znaczne wydajności ujęć wód geotermalnych (Górecki red., Hajto i in. 2006a; Górecki i in. 2010; Hajto 2013, 2015). Potwierdzają to parametry obecnie pracujących ciepłowni stosujących wody z tych poziomów lub będących w trakcie inwestycji.

Pozostałe zasoby energii geotermalnej na Niżu Polskim są lokalnie zgromadzone także w formacjach jury górnej, jury środkowej, triasu górnego oraz triasu dolnego. Wody geotermalne zbiorników dewonu, karbonu, dolnego i górnego triasu, dolnej i środkowej jury mogą być zastosowane do celów rekreacyjnych, kąpeli i balneoterapii (Górecki red., Hajto i in 2006b). Perspektywiczne obszary dla wykorzystania wód i energii geotermalnej w obrębie poszczególnych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim przedstawiono na rycinie 9.4.2.

Dolnokredowy zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim

Zasadniczymi poziomami wodonośnymi w utworach kredy dolnej są piaskowce formacji (fm.) bodzanowskiej dolnego walanżynu uszczelnione ilasto-mułowcowymi utworami formacji (fm) włocławskiej (grn walanżyn – hoteryw), a zwłaszcza piaskowce ogniwa pagórczańskie (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 zmiennych głębokościach 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 głę-



Ryc. 9.4.2. Perspektywiczne obszary dla wykorzystania energii geotermalnej w obrębie poszczególnych zbiorników geotermalnych na Niziu Polskim (Hajto 2008)

bokości stropu tych utworów są rejestrowane w centralnych częściach niecki szczecińskiej i mogileńsko-łódzkiej (rzędna poniżej -1000 m n.p.m.).

Całkowita miąższość utworów dolnej kredy wynosi od kilku do lokalnie ponad 400 m (niecka mogileńska). We wszystkich jednostkach strukturalnych dominują miąższości od 20 do 200 m, przy czym największe występują w nieckowych częściach struktur. Najmniejsze miąższości całkowite tych utworów stwierdzono w niecce lubelskiej, na wyniesieniu łukowsko-hrubieszowskim, wyniesieniu mazursko-suwańskim i syneklizie bałtyckiej (maksymalnie do około 50 m) oraz w niecce szczecińskiej i na obszarze przedsudeckim.

Miąższość warstw wodonośnych w profilu utworów dolnokredowych jest zmienna w granicach od kilku do 150–300 m. Największa jest w niecce mogileńskiej i w północno-wschodniej części niecki łódzkiej, nieco niższa w południowo-zachodniej części niecki warszawskiej.

Rozkład temperatur w stropie utworów dolnokredowych wskazuje na występowanie dominujących obszarowo przedziałów w granicach $20\text{--}40^{\circ}\text{C}$. Jedynie w rejonach Skierniewice–Płock, północno-zachodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej oraz w północno-zachodniej części niecki szczecińskiej temperatury wzrastają do ponad 50°C w największych obniżeniach strukturalnych centralnej części wymienionych jednostek. Najwyższe temperatury w stropie utworów dolnej kredy mogą występować w rejonie Konina.

Wydajności ujęć wód są zróżnicowane: od poniżej $25\text{ m}^3/\text{h}$ w niecce lubelskiej, na wyniesieniu łukowsko-hrubieszowskim, obniżeniu podlaskim, wyniesienie mazursko-suwańskim, niecce szczecińskiej i peryferyjnych strefach pozostałych jednostek strukturalnych. Wysokich wydajności potencjalnych dubletów (powyżej $100\text{ m}^3/\text{h}$) można się spodziewać w granicach wału kujawskiego i pomorskiego (lokalnie do $200\text{ m}^3/\text{h}$), a szczególnie w niecce łódzkiej (lokalnie ponad $300\text{ m}^3/\text{h}$) i mogileńskiej (lokalnie do $200\text{ m}^3/\text{h}$).

Mineralizacja wód jest zmienna: od poniżej 1 g/dm³ (w rejonach Mszczonowa, Poddębic) do powyżej 50 (w rejonach Konina i Mogilna), a w rejonie niecki szczecińskiej powyżej 100 g/dm³.

Omawiane wody geotermalne zawierają lub mogą zawierać jony jodkowe w stężeniach umożliwiających ich balneologiczne oraz rekreacyjne wykorzystanie (po oddaniu energii cieplnej). Do celów leczniczych mogą być wykorzystywane wody z niecki szczecińskiej oraz północno-zachodniej części niecki mogileńsko-lódzkiej, zaś dla celów rekreacyjnych praktycznie wody ze wszystkich pozostałych jednostek strukturalnych.

Dolnojurajski zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim

Pod względem litologicznym w profilu utworów jury dolnej dominują miększe kompleksy piaskowców (od drobno- do gruboziarnistych) oraz naprzemianległych mułowców, piaskowców i heterolitów. Kompleksy piaskowców związane są z osadami hetangu, synemuru, górnego pliensbachu i górnego toarsu. Skalami uszczelniającymi są kompleksy ilowcowe wczesnego pliensbachu oraz toarsu dolnego, przy czym kompleks toarsu nie występuje w centralnej części synklinorium mogileńsko-lódzkiego (Górecki red., Hajto i in. 2006a).

Strop zbiornika jury dolnej na znacznej powierzchni jego występowania zalega poniżej –1000 m n.p.m. osiągając największe wartości w niecce mogileńsko-lódzkiej (od –1500 do –3900 m n.p.m.), szczecińskiej (do –2800 m n.p.m.), warszawskiej (do –2900 m n.p.m.) i pomorskiej (do –1900 m n.p.m. w południowo-wschodniej jej części).

Całkowita miąższość utworów dolnojurajskich zmienia się od kilku do ponad 100 m w strefach peryferyjnych zbiornika i w centralnych częściach niecki mogileńsko-lódzkiej oraz od 400 do ponad 1 200 m na wale kujawskim. Miąższość warstw wodonośnych jest zmienna, ale na ogół wysoka, osiągając sumarycznie nawet ponad 800 m. Najmniejsze miąższości (poniżej 100 m) występują w brzeżnych strefach zbiornika dolnojurajskiego oraz w osiowej części niecki mogileńsko-lódzkiej, w niecce miechowskiej i w granicach monokliny śląsko-krakowskiej.

Temperatury zbiornika dolnojurajskiego zmieniają się znacząco. Wynoszą one nawet do ponad 120°C w osiowej części niecki mogileńsko-lódzkiej. W Koninie na głębokości 2660 m stwierdzono wodę o temperaturze 97,5°C. Jest to najwyższa dotychczas zmierzona temperatura wód geotermalnych w Polsce, w ujęciu, dla którego udokumentowano zasoby eksploatacyjne.

Obszar występowania temperatur w stropie zbiornika powyżej 50°C, na głębokości poniżej 2 km p.p.t. obejmuje niecki: warszawską, mogileńsko-lódzką i szczecińską. W pozostałych jednostkach strukturalno-geologicznych występują wody o temperaturze poniżej tej wartości.

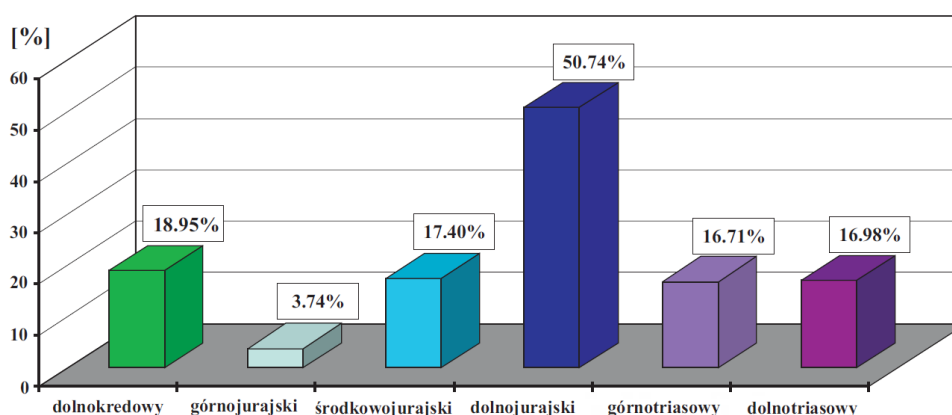
Potencjalna wydajność ujęć wód ze zbiornika dolnojurajskiego na przeważającym obszarze może przekraczać 100 m³/h. Największych wydajności (ponad 300 m³/h) można oczekiwać w centralnej i północno-wschodniej części niecki mogileńsko-lódzkiej, niecce szczecińskiej, warszawskiej oraz na wale kujawskim.

Mineralizacja wód w utworach dolnojurajskich zmienia się w ścisłej zależności z głębokością ich występowania, jednak zwykle jest wysoka. Największych mineralizacji należy spodziewać się w osiowych częściach niecek mogileńsko-lódzkiej (do ponad 200 g/dm³), szczecińskiej (do ponad 100 g/dm³) i warszawskiej (ponad 100 g/dm³).

Przeprowadzone badania wykazały, że na obszarze stanowiącym ponad 50% powierzchni zbiornika geotermalnego jury dolnej parametry ujęć mogą uzasadniać budowę instalacji ciepłowniczych. Udział procentowy powierzchni pozostałych zbiorników jest zdecydowanie mniejszy (ryc. 9.4.3).

9.4.3. Karpacka prowincja geotermalna

Polska część Karpat zajmuje obszar około 20 tys. km², co stanowi 6,5% powierzchni kraju (Hajto 2014). W tym obszarze odwiercono m.in. w 1988 r. otwór Kuźmina-1 o głębokości 7 541 m, który do tej pory jest najgłębszym otworem w Polsce. Stwierdzono w nim najwyższą dotychczas temperaturę górotworu w obrębie polskich Karpat: 178,5°C. Z kolei najwyższą temperaturę wód geotermalnych w rejonie polskich Karpat wschodnich stwierdzono



Ryc. 9.4.3. Procentowe udziały powierzchni poszczególnych zbiorników geotermalnych na Niżu Polskim nadających się do wykorzystania w celach ciepłowniczych (Hajto 2006)

w otworze Brzegi Dolne IG-1 (gm. Ustrzyki Dolne), gdzie z poziomu warstw inoceramowych jednostki skolskiej na głębokości około 4300 m uzyskano przyływ 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 (Sokołowski 1992).

Karpaty charakteryzują się wyjątkowo urozmaiconą budową geologiczną, są zbudowane z wielu odmiennych litologicznie jednostek geologiczno-strukturalnych, co powoduje znaczne zróżnicowanie warunków hydrogeologicznych zarówno w planie, jak i w profilu pionowym (Książkiewicz 1972). W skład Karpat wchodzi w Polsce Karpaty wewnętrzne z Tatrami, niecką podhalańską i pienińskim pasem skałkowym (stanowiącym strefę graniczną między Karpatami wewnętrznymi a zewnętrznymi) i Karpaty zewnętrzne zwane fliszowymi (ryc. 9.4.4).

Karpaty zewnętrzne zbudowane są głównie ze skał piaskowcowo-lupkowych 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 płasz-

czowiny śląskiej. Utwory fliszowe nasunięte są na autochtoniczne utwory młodszego miocenu przedgórzia Karpat.

Do Karpat wewnętrznych (na południe od pienińskiego pasa skałkowego) należy obszar niecki podhalańskiej, która zbudowana jest z paleogeńskich utworów piaskowcowo-lupkowych o miąższości do 3 km (flisz podhalański) na ogół podścielonych utworami eocenu środkowego, a leżących na mezozoicznych jednostkach głównie typu tatrzańskiego (te ostatnie zawierają poziomy wód geotermalnych, które są eksploatowane dla potrzeb ciepłownictwa i rekreacji, co omówiono w innym miejscu).

Wzdłuż północnej granicy nasunięcia karpackiego, w podłożu utworów fliszowych i/lub utworów miocenijskich zapadliska przedkarpackiego występują skały platformy epiwaryscyjskiej oraz utwory pokrywy permsko-mezozoicznej (Oszczypko i in. 1989; Oszczypko 2006; 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 (otwór Kuźmina-1).

Wody geotermalne stwierdzono w rejonie Karpat wewnętrznych (mezozoiczne podłoże niecki podhalańskiej) oraz, punktowo, w utworach fliszowych i skałach podłoża Karpat zewnętrznych. Szczególne znaczenie dla wykorzystania zasobów geotermalnych Karpat ma system



Ryc. 9.4.4. Uproszczona mapa geologiczno-strukturalna polskich Karpat (na podstawie: Żyłko i in. 1989; Jankowski i in. 2004) i wykorzystanie wód geotermalnych w ich rejonie (Górecki red., Hajto i in. 2013)

geotermalny Podhala (Chowaniec 2009; Kępińska, Wieczorek 2011). Jest on najbardziej perspektywicznym obszarem w Karpatach. To właśnie tam od lat 90. pracuje najstarsza i największa ciepłownia geotermalna w Polsce (rozdz. 10). Główny poziom geotermalny systemu podhalańskiego jest związany z wapieniami i dolomitami triasu środkowego, miejscami z piaskowcami jury jednostki reglowej kriżniańskiej, a w jego stropowej partii znajdują się węglanowe utwory eocenu środkowego (Kępińska, Wieczorek 2011). Parametry wód geotermalnych należą do najlepszych w Polsce: wydajności eksploatacyjne w zakresie 50–500 m³/h, temperatury na wypływach z otworów do 20–86°C, niska mineralizacja (poniżej 3 g/dm³). Głównym kierunkiem zagospodarowania tych wód jest ciepłownictwo sieciowe, działa także siedem ośrodków rekreacyjnych (więcej podano w rozdziale 10).

Zdecydowanie odmiennymi parametrami hydrogeologicznymi charakteryzują się natomiast Karpaty zewnętrzne. Dotychczasowe rozpoznanie, w tym obszerne opracowania regionalne (Górecki red., Hajto i in. 2011, 2013), wskazują na ich ogólnie niski potencjał geotermalny. Dotyczy to w szczególności utworów fliszowych, w przypadku których niskie wartości podstawowych parametrów hydrogeologicznych przekładają się na niskie wartości przewidywanych wydajności ujęć wód geotermalnych.

Zasoby są zwykle niewielkie i nieodnawialne, związane głównie z piaskowcami o relatywnie wysokich porowatościach i przepuszczalnościach, jednak występują one często w zamkniętych strukturach i nie posiadają współczesnego zasilania. Mineralizacje wód są zazwyczaj wysokie, co utrudnia, a niekiedy nawet wyklucza szersze ich wykorzystanie.

Ze względu na skomplikowaną budowę geologiczną i warunki hydrogeologiczne oraz punktowe rozpoznanie zasoby geotermalne głębokiego profilu są dosyć słabo udokumentowane (Chowaniec 2009; Hajto 2011, 2012, 2013, 2014). Miejscami mogą jednak występować korzystne warunki hydrogeologiczne. Wiąże się to zarówno z obecnością warstw o lepszych parametrach zbiornikowych, jak i możliwościami ich zasilania przez infiltrującą wodę opadową.

Generalnie natomiast istnieje duże ryzyko geologiczne dla lokalizowania instalacji ciepłowniczych w Karpatach zewnętrznych, niemniej jednak są niekiedy przesłanki do jego podejmowania. Możliwość uzyskania stosunkowo dużych przyływów wód z utworów fliszowych potwierdzają m.in. wyniki uzyskane podczas wiercenia otworu Wiśniowa-1, kiedy z głębokości 3793 m uzyskano przyływ 180 m³/h wody o relatywnie niskiej mineralizacji (ok. 7 g/dm³) i temperaturze 84°C, przy ciśnieniu na głowicy 76 atm. (Karnkowski, Jastrząb 1994). Nie oznacza to jednak, że w rejonie Strzyżowa-Wiśniowej istnieją doskonałe warunki geotermalne, ponieważ wgłębne warunki hydrogeologiczne są rozpoznane w stopniu niewystarczającym.

Lepsze parametry dla występowania wód geotermalnych w utworach fliszowych mogą też być w strefach nasunięć różnych jednostek tektonicznych; m.in. w strefie

nasunięcia jednostki magurskiej i dukielsko-grybowskiej stwierdzono wody geotermalne w rejonie Skomielnej Białej, Rabki Zdroju i Poręby Wielkiej.

W podłożu Karpat zewnętrznych perspektywiczne obszary dla potencjalnych ujęć wód geotermalnych wskazano lokalnie w obrębie mioceńskiego, cenomańskiego, środkowojurajskiego oraz węglanowego zbiornika dewonu-karbonu (szczególnie w rejonie Karpat zachodnich). Obszary takie występują głównie w rejonie frontu nasunięcia karpackiego na południe od Bochni i Brzeska, Tarnowa i Rzeszowa oraz na południowy zachód od Rzeszowa (miocen). Korzystne warunki są też w rejonie Ustronia, gdzie od wielu lat wykorzystuje się wody geotermalne z poziomu węglanowego wieku dewońsko-karbońskiego.

Stwierdzone i przewidywane, zwykle niewielkie wydajności ujęć (maksymalnie do 60 m³/h) wskazują, że głównymi dziedzinami wykorzystania wód geotermalnych w Karpatach zewnętrznych powinny być rekreacja i/lub balneoterapia. W utworach fliszowych udokumentowano dotychczas wody geotermalne o zróżnicowanych temperaturach w rejonie miejscowości: Sól, Skomielna Biała, Rabka Zdrój, Lubatówka k. Iwonicza-Zdroju, Poręba Wielka. W podłożu Karpat stwierdzono wody o temperaturach na wypływie od 23 do 32°C w rejonie Ustronia, Jaworza i Suchej Beskidzkiej (Chowaniec i in. 2001; Chowaniec 2009).

W Karpatach zewnętrznych, wody geotermalne są obecnie stosowane w celach balneoterapeutycznych w Ustroniu, Rabce Zdroju, w Lubatówce k. Iwonicza Zdroju (Rajchel 2011a, b, rozdz. 10). W Porębie Wielkiej woda geotermalna o temperaturze 42,1°C jest eksploatowana ze zrekonstruowanego otworu Poręba Wielka IG-1 (o czym jest mowa w innym rozdziale).

9.4.4. Prowincja zapadliska przedkarpackiego

Zapadlisko przedkarpackie, genetycznie związane z najmłodszą jednostką geologiczną Polski – Karpatami fliszowymi, jest asymetryczną strukturą, wypełnioną molasami mioceńskimi o miąższości od kilkuset do około 3000 m 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. Wyrażna, południowa granica zapadliska przedkarpackiego, wyznaczona jest przez krawędź nasuniętych Karpat, utwory mioceńskie o zróżnicowanych miąższościach występują również pod nasunięciem karpackim.

W granicach Polski rozciągłość równoleżnikowa zapadliska przedkarpackiego wynosi ponad 300 km, a maksymalna szerokość nie przekracza 100 km. Podłożem zapadliska w jego części wschodniej są ścięte erozyjnie i zróżnicowane wiekowo utwory platformy zachodnioeuropejskiej wieku: prekambry–paleozoik (strefa miechowsko-rzeszowska) oraz mezozoik (niecka miechowska). W części zachodniej podłożem to stanowią kompleksy skał mezozoicznych oraz głównie paleozoicznych (kar-

bońskich) niecki górnoląskiej spoczywające na prekambryjskich skałach metamorficznych bloku górnoląskiego (Harasimiuk i in. 2012; Peryt 2012).

Wody geotermalne zapadliska przedkarpackiego związane są z węglanowymi utworami dewonu i karbonu w zachodniej części zapadliska, piaskowcowymi utworami jury środkowej w rejonie 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 prawie w całym obszarze jego występowania związane są najwyższe potencjalne wydajności otworów wiertniczych, przekraczające 200 m³/h. Jest to ewenement w tym rejonie, ponieważ prawie na całym obszarze zapadliska w większości zbiorników geotermalnych przewidywane są wydajności rzędu kilku, sporadycznie kilkudziesięciu m³/h, jednak nieprzekraczających 60 m³/h, co stanowi duży problem w kontekście zagospodarowania zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych. Strefy o podwyższonych potencjalnych wydajnościach otworów wiertniczych występują ponadto sporadycznie w zbiorniku środkowej i górnej jury oraz miocenu. Są to zatem zbiorniki, z którymi należy łączyć największe perspektywy wykorzystania wód geotermalnych (Górecki red., Sowizdżał i in. 2012).

Wody w klastycznych utworach karbonu oraz w węglanowych utworach karbonu i dewonu lokalnie mogą charakteryzować się korzystnymi parametrami. Zbiorniki jury górnej oraz dewonu środkowego i górnego są przedmiotem zainteresowania Miasta Krakowa, gdzie w 2021 r. z inicjatywy MPEC SA w Krakowie sporządzono projekt robót geologicznych zakładający wykorzystanie powyższego zbiornika do celów ciepłowniczych i być może rekreacyjnych i balneoterapeutycznych (Hajto i in. 2021).

Parametry hydrogeotermalne pozostałych zbiorników (z wyłączeniem cenomanu) nie wskazują na możliwości

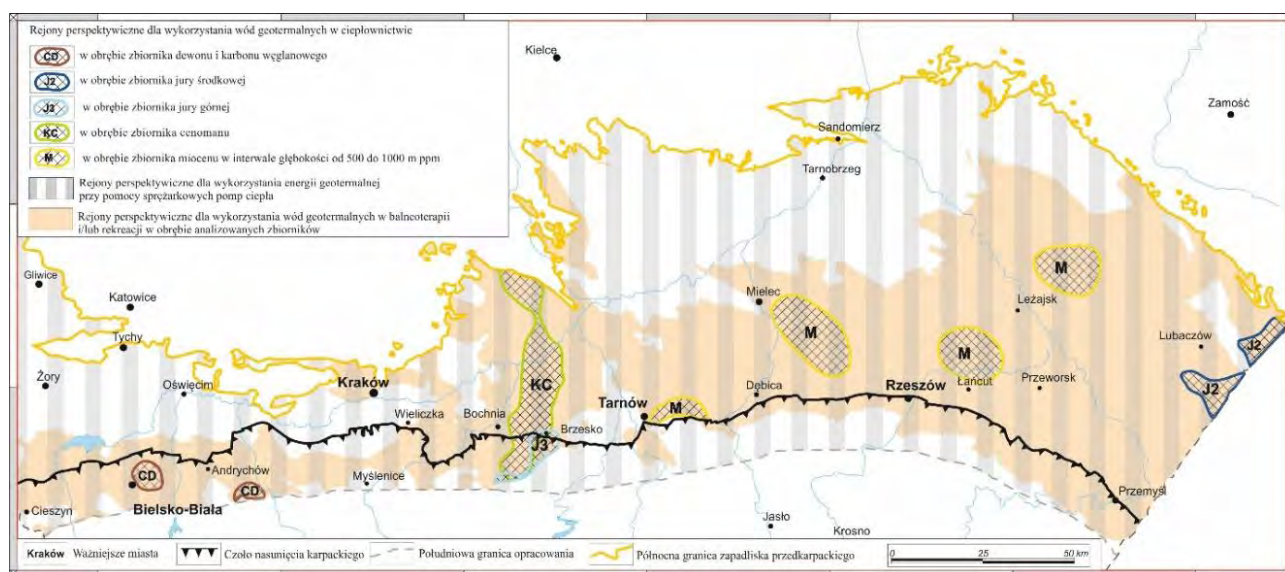
efektywnego zagospodarowania zasobów geotermalnych. Wody geotermalne występujące w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego usytuowane są ponad paleozoiczno-mezozoicznymi zbiornikami podłoża platformowego.

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 karpacim. Najbardziej perspektywiczne zbiorniki w omawianym rejonie związane są z utworami: cenomanu, jury górnej, jury środkowej, karbonu klastycznego oraz dewonu-karbonu węglanowego.

Mapę rejonów perspektywicznych dla zagospodarowania wód geotermalnych na obszarze zapadliska przedkarpackiego przedstawia rycina 9.4.5.

9.4.5. Sudecki region geotermalny

Obszar Sudetów, położonych w południowo-zachodniej Polsce, budują skały krystaliczne, które schodowo obniżają się ku północnemu-wschodowi tworząc charakterystyczne stopnie. 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 uskoku Odry, odkąd podłożę 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.



Ryc. 9.4.5. Mapa rejonów perspektywicznych dla zagospodarowania wód geotermalnych na obszarze zapadliska przedkarpackiego (Górecki red., Sowizdżał i in. 2012)

Sudety i większość bloku przedsudeckiego stanowią północno-wschodni fragment masywu czeskiego (największego masywu krystalicznego Europy środkowej). Występujące tam 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 skutkowałą licznymi dyslokacjami, wzdłuż których powstałe bloki zostały przemieszczone pionowo. W obszarze masywu znajdują się fragmenty młodopaleozoiczno-mezozoicznej pokrywy wypełniającej nieckę czeską, śródsudecką oraz północnosudecką. Ruchy orogenezy alpejskiej spowodowały odmłodzenie starych i powstanie linii nowych uskokuw i wypiętrzeń wzdłuż nich bloków, które na obrzeżeniu masywu tworzą obszary górskie wzniesione na setki metrów (Mísař i in. 1983; Oberc 1972; Żelaźniewicz 2005, 2011).

Budowa geologiczna regionu sudeckiego – krystaliczne masywne podłoże odsłaniające się na powierzchni lub przykryte niezbyt miąższą warstwą skał osadowych – powoduje, że wody geotermalne występują w strefach spękań w skałach krystalicznych. Prekambryjskie i dolnopaleozoiczne gnejsy oraz łupki metamorficzne (nierzadko zawierające wkładki marmurów) powstały pod wpływem granitoidów górnego karbonu, które tworzą między innymi rdzeń masywu karkonosko-izerskiego. W strefach synklinalnych skały krystaliczne pokryte są fanerozoicznymi osadami (wieku sylur-czwartorzęd) (Dowgiałło 2000). Wody geotermalne związane w tym regionie są tylko z formacjami krystalicznymi. Większość dotychczasowych badań wykazała, że w polskiej części Sudetów występują wody geotermalne, które nadają się do wykorzystania głównie w balneoterapii (Dowgiałło 2002), natomiast cały rejon Sudetów charakteryzuje się korzystnymi warunkami geotermalnymi.

Najstarsze informacje o występowaniu wód termalnych w regionie Sudetów są związane z miejscowościami: Cieplice Śląskie-Zdrój i Łądek-Zdrój. Pierwsze wzmianki o cieplickich wód geotermalnych datuje się na rok 1572 (Ciężkowski 1994, 1998). W późnych latach 60. przeprowadzono szereg kolejnych badań. Obecnie, wody tego regionu są używane w kilku uzdrowiskach w balneoterapii i rekreacji (Cieplice, Łądek, Duszniki). W wielu miejscowościach regionu planowane są kolejne inwestycje w dziedzinie geotermii.

W Sudetach i na obszarze bloku przedsudeckiego zasadnicze znaczenie dla formowania wód geotermalnych ma tektonika blokowa, która powodowała powstanie wydźwigniętych obszarów zasilania (m.in. Karkonosze, Góry Bystrzyckie i Orlickie, Masyw Śnieżnika) oraz głębokich rozłamów skał krystalicznych, które umożliwiają infiltrację wód opadowych w głąb górotworu. Strefy uskokuwe i spękania umożliwiają także poziomy i pionowy przepływ wód podziemnych, co sprzyja powstawaniu korzystnych warunków dla tworzenia się złóż wód geotermalnych.

Głębokość przepływu wód termalnych Sudetów została oszacowana na podstawie średniego gradientu

geotermicznego, wynoszącego około $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$, na co najmniej 2500–3000 m, a w okolicach Łądka Zdroju na ponad 4000 m. Główne strefy uskokuwe, których szerokość może osiągać nawet 10 km, przebiegają w kierunkach N-S i NW-SE i odgrywają decydującą rolę w przepływie wód podziemnych, sięgającym niekiedy do głębokości ponad 2000 m, oraz w transporcie dwutlenku węgla z głębi górotworu (Dowgiałło 2007; Ciężkowski i in. 2011). W wyniku głębokiej infiltracji, wynikającej zarówno z istnienia drożnych dróg przepływu, jak i znacznych deniwelacji terenu, wody ulegają ogrzaniu w ośrodku skalnym i przenoszą ciepło ku powierzchni. Lokalnie zostają nasycone napotkanym na drodze przepływu migrującym ku powierzchni endogenicznym dwutlenkiem węgla i tworzą naturalne wypływy szczaw i wód kwasowęglowych. Badania wykazały, że skomplikowana, tzw. mozaikowa, budowa geologiczna sprawia, że w niewielkich odległościach mogą występować wody różniące się zasadniczo składem chemicznym i temperaturą (Ciężkowski 1990).

Ogólnie rzecz ujmując cechami charakterystycznymi wód geotermalnych Sudetów jest ich występowanie na różnych głębokościach oraz niska mineralizacja. Wodnym towarzyszem nierzadko dwutlenek węgla, radon oraz podwyższone wartości fluorków, żelaza dwuwartościowego, siarczków i kwasu metakrzemowego. Dlatego też niemal wszystkie znane ich wystąpienia zaliczane są do grupy swoistych wód leczniczych.

Na obszarze prowincji sudeckiej według stanu na 31.12.2019 znajdowały się 24 złoża, w których udokumentowano występowanie wód podziemnych leczniczych i/lub termalnych – zaliczonych do kopalni, w tym 10 w miejscowościach o charakterze uzdrowiskowym (na podst. Felter i in. 2021). Zdecydowana większość złóż znajduje się w regionie Sudetów, a jedynie dwa – na obszarze bloku przedsudeckiego. Spośród powyższych jedynie dwa – w Grabinie i Krosnowicach to złoża wód geotermalnych.

Na początku lat osiemdziesiątych XX w. przypadkowo natrafiono na wypływy wód termalnych w chodniku odwadniającym kopalni węgla brunatnego Turów (1981 r., 26°C ; Ciężkowski, Sztuk 1985) oraz w Grabinie na bloku przedsudeckim (1983 r., odwiert Odra-5/1, $31,4^{\circ}\text{C}$; Morawski, Sawicki 1984). Z tego też okresu pochodzą prace studialne J. Fistka nad możliwością ujęcia wód termalnych w rejonie Świeradowa-Zdroju i Kudowy-Zdroju.

Pomimo udokumentowania złóż eksploatacja wód termalnych prowadzona jest jedynie w Cieplicach Śląskich Zdroju i Łądka-Zdroju, gdzie wypływają na powierzchnię w źródłach oraz ujmowane są otworami o głębokości sięgającej odpowiednio do 2002,5 m (otw. Cieplice C-2) oraz 700,5 m (otw. L-2 Zdzisław). Temperatury na wypływie leczniczych wód termalnych, ujętych na obszarze sudeckim wahają się w szerokim zakresie od około 31°C w Grabinie do 87°C w Jeleniej Górze Cieplicach.

Rejon Cieplic jest uważany za najbardziej perspektywiczny w Polsce obszar dla lokalizacji systemów typu HDR (Wójcicki, Sowizdżał, Bujakowski red. i in. 2013),

jak również dla projektów wykorzystania ciepła geotermalnego w cyklu generacji energii elektrycznej w układach binarnych (Bujakowski, Tomaszewska red. i in. 2014).

W regionie sudeckim można również rozważyć lokalne zastosowania w ciepłownictwie (także z wykorzystaniem pomp ciepła czy też układów hybrydowych) i do niektórych innych (jak np. proponowano w 2017 r. w ramach projektu GeoHeatPol finansowanego przez MF EOG: www.eeagrants.agh.edu.pl).

W Łądku-Zdroju wody geotermalne charakteryzują się bardzo niską mineralizacją wynoszącą 0,2 g/dm³ oraz temperaturą od 20,5°C do 29°C na wypływie ze źródeł i około 45°C z ujęcia L-2 Zdzisław. Wydajność eksploatacyjna poszczególnych ujęć, w tym źródeł, wynosi od 1,2 do 108,0 m³/h. Wody termalne Łądku-Zdroju są pochodzenia infiltracyjnego. Wyniki badań trwałych izotopów tlenu i wodoru wód termalnych Łądku-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 tysięcy lat. Obszar zasilania wód łądeckich znajduje się w odległości około 10 km na południowy-wschód od strefy drenażu, w obrębie Gór Białskich 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 łądecką

anomalią hydrogeotermiczną (Ciężkowski 1980). Interesującą informacją w zakresie budowy geologicznej oraz warunków występowania złóż wód termalnych w rejonie Łądku-Zdroju dostarczyło głębokie (2,5 km) wiercenie otworu geotermalnego – badawczego Łądek-Zdrój T-1, który zrealizowano w 2019 r. Zasoby eksploatacyjne ujęcia określono na zaledwie 10 m³/h wody o temp. na wypływie 37,4°C (tab. 9.4.1). Dodatkowo próbna eksploatacja wykazała kontakt hydrauliczny z otworem L-2, który eksploatuje wody mineralne na potrzeby uzdrowiska. Obniżenie zwierciadła wód w otworze L-2 była jednym z powodów zaniechania eksploatacji wód termalnych otworem LZT-1.

W Cieplicach Śląskich-Zdroju mineralizacja wód jest wyższa i wynosi od 0,4 do 0,6 g/dm³, a temperatura wód na wypływie od 20 do 87°C (otw. C-1). W odwierconych w 2014 r. w sąsiedztwie Cieplic ujęciach: KT-1 w Karpnikach i ST-1 w Stanisławowie ujęto wody termalne o mineralizacji około 0,5 g/dm³, temperaturze na wypływie wynoszącej odpowiednio 54 i 37°C i zasobach eksploatacyjnych 44, i 20,5 m³/h. Z ujęcia GT-1 w Dusznikach o głębokości 1695 m oraz Odra 5-1/Lech w Grabinie o głębokości 545 m uzyskano samowypływ unikalnych w skali kraju termalnych szczaw, o temperaturze 35 i 31°C. Z uwagi na obecność rozpuszczonego dwutlenku węgla charakteryzuje je stosunkowo wysoka mineralizacja wynosząca odpowiednio 3,4 i 10 g/dm³. Szczawy termalne o temperaturze rzędu 20–22°C ujęto również w otworach

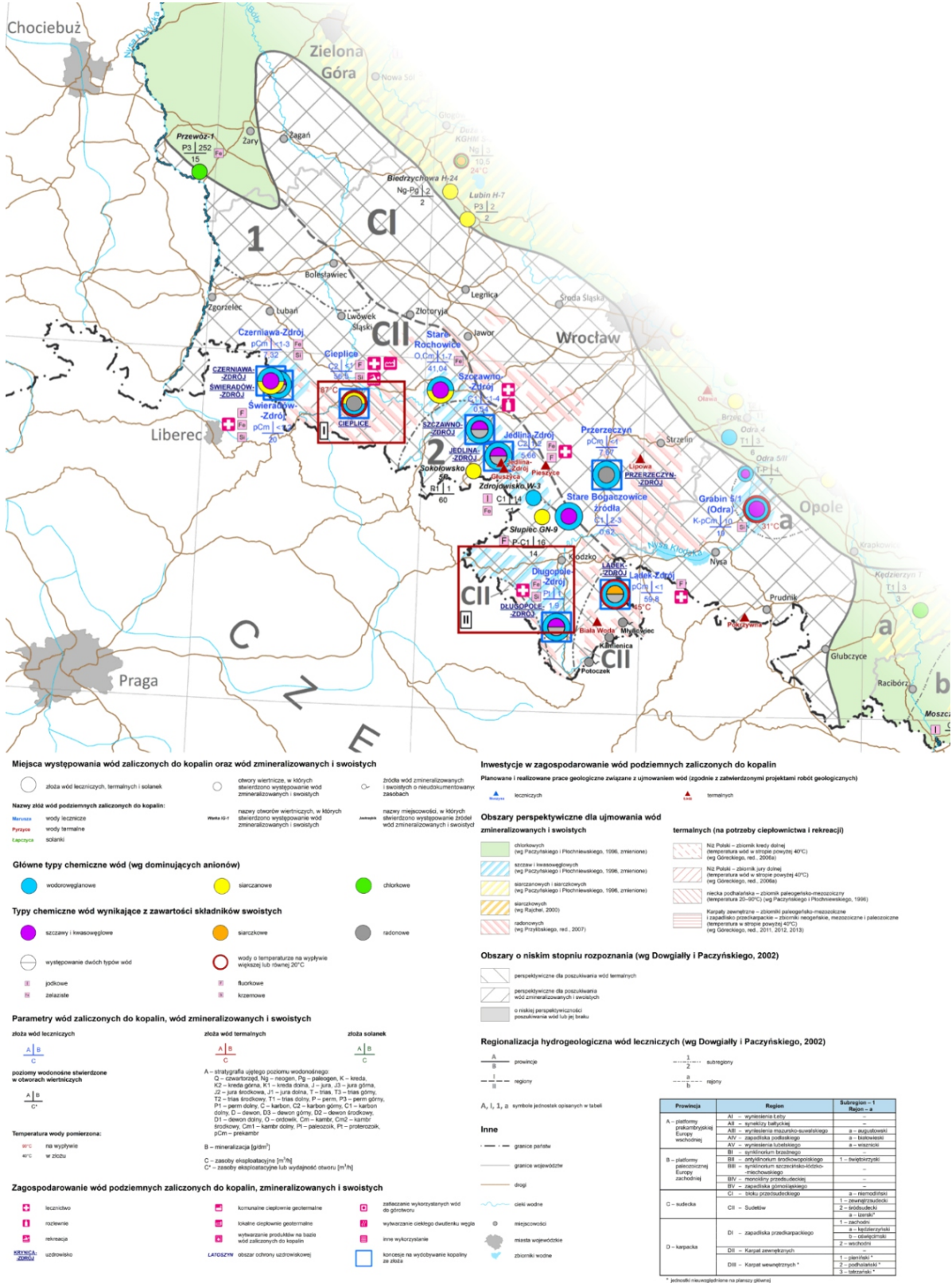
Tabela 9.4.1. Sudecki region geotermalny – miejsca występowania wód termalnych (na podst.: Dowgiało 2001; Przylibski red. i in. 2007; Ciężkowski i in. 2011; Sokołowski, Skrzypczyk 2022 – uzupełniona)

L.p.	Nazwa złoża	Głębokość ujęcia [m p.p.t.]	Temperatura [°C]	Wydajność ujęć max. [m ³ /h]	Mineralizacja wody [g/dm ³]	Uwagi
1	Cieplice Śląskie-Zdrój	2002,5	86,7	45,0	0,65	wody typu SO ₄ -HCO ₃ -Na, F, Si oraz HCO ₃ -SO ₄ -Cl-Na-Ca. 6 płytkich ujęć (źródła, szyby oraz odwierty o głębokości do 52 m) oraz dwa odwierty o głębokościach 750 (odwiert C-2) i 2002,5 m (C-1)
2	Turów	–	26–26	54,0	3,6–4,2	dopływ wód z granitowego podłoża niecki żytańskiej
3	Jeleniów	133	20,2	7,5	2,3	wody typu HCO ₃ -Ca-Na, Fe, H ₂ S
4	Duszniki-Zdrój	1695	34,7	30	3,5	wody typu HCO ₃ -Ca-Mg, Fe, Si
5	Krosnowice	535	22	3,6	1,6	wody kwasowęglowe o typie HCO ₃ -Na-Ca-Mg
6	Łądek-Zdrój	450–700 2500 (LZT-1)	20,3–44 37,4 (59 w złożu)	180 10	0,2 0,19	wody typu HCO ₃ -F-Na, H ₂ S, Rn
7	Grabina	416-545	31,5	200	10	szczawy o typie HCO ₃ -Na. Jedyne dotąd przejaw występowania wód termalnych w obrębie bloku przedsudeckiego
8	Karpniki	2010 (Karpniki KT-1)	56	44	0,5	HCO ₃ -SO ₄ -Na, F, Rn
9	Stanisławów	1581 (Stanisławów ST-1)	37,3	20,5	0,5	SO ₄ -HCO ₃ -Cl-Na, F, S, Rn

badawczych w Jeleniowie i Krosnowicach. Zestawienie lokalizacji występowania wód termalnych w rejonie sudeckim przedstawiono w tabeli 9.4.1.

Statystyki PIG-PIB w Warszawie wskazują, że w latach 2015–2019 w województwie dolnośląskim wydano

14 decyzji zatwierdzających projekty robót geologicznych, których celem jest wykonanie pierwszego otworu poszukiwawczego za wodą termalną. Występowanie wód geotermalnych stwierdzonych w kilku miejscach w Sudetach przedstawiono na rycinie 9.4.6.



Ryc. 9.4.6. Mapa zagospodarowania wód podziemnych (leczniczych i termalnych) w rejonie sudeckim (Felter i in. 2021)

Podsumowując – 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. Obszary wyniesione oraz linie głębokich nieciągłości w krystalicznym podłożu mają zasadnicze znaczenie w tworzeniu wód mineralnych i geotermalnych.

Obszary wyniesione stanowią strefy infiltracji opadów i wód powierzchniowych, linie uskokowe są zaś są drogami przepływu podziemnego, często głębokiego. Dzięki niemu wody ogrzewają się, wzbogacają w różne składniki i nieraz nasycane są dwutlenkiem węgla. Wskutek bardzo głębokiego przepływu wody infiltrujące w Sudetach pojawiają się także w obrębie bloku przedsudeckiego (Ciężkowski 2011).

9.5. Wnioski

Dotychczasowe badania wskazują na istnienie w Polsce znaczącego potencjału wód i energii geotermalnej, który nie jest dotychczas wystarczająco zagospodarowany. W skali regionalnej wykorzystanie zasobów geotermalnych do celów grzewczych powinno w pierwszej kolejności być związane ze zbiornikami dolnej jury oraz dolnej kredy na Niżu Polskim oraz z utworami mezozoicznymi, głównie wapieniami i dolomitami triasu środkowego, piaskowcami i skałami węglanowymi jury oraz utworami eocenu węglanowego stanowiącymi główny zbiornik wód geotermalnych w rejonie Podhala.

Podrzedne zasoby energii geotermalnej na Niżu Polskim są zakumulowane w formacjach jury górnej oraz środkowej, trasy górnej i dolnej, a także lokalnie utworach paleozoicznych, jednakże ich potencjał w zakresie ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa sieciowego,

jest niewielki. Skały paleozoiczne i starsze, w tym zwięzłe, skompaktowane skały osadowe (piaskowce i piaskowce kwarcytowe, skały węglanowe – dolomity), skały metamorficzne oraz wulkaniczne) pogrążone na znacznych głębokościach, rzędu 4–6 km, mogą stanowić potencjalne złoża energii geotermalnej dla zastosowań innowacyjnych technologii EGS lub AGS (ang. *Advanced Geothermal Systems*), wykorzystujących ciepło „suchych gorących skał”.

Wody geotermalne w wymienionych rejonach charakteryzują się korzystnymi temperaturami na wypływie (nawet powyżej 90°C) i znaczącymi nieraz wydajnościami – do kilkuset m³/h. Mineralizacja ujętych wód waha się w szerokim zakresie: od poniżej 1 g/dm³ (< 3 g/dm³ w podłożu Niecki Podhalańskiej) do ponad 150 g/dm³ na Niżu Polskim, w Karpatach zewnętrznych oraz w zapadli-sku przedkarpackim.

Tabela 9.5.1. Ogólna charakterystyka wód geotermalnych występujących w różnych prowincjach geotermalnych w Polsce

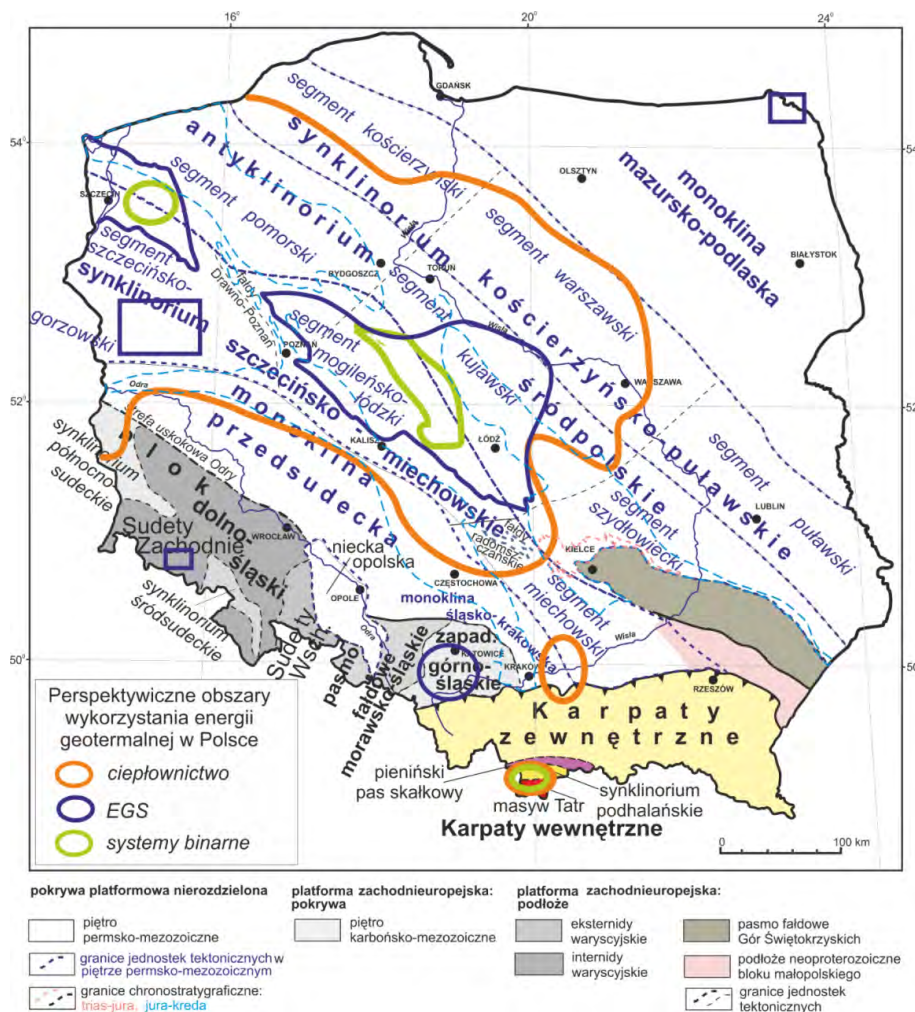
Prowincja geotermalna	Niż Polski	Zapadliko przedkarpackie	Karpaty	Sudety
Podstawowe parametry				
Zbiorniki geotermalne (do głębokości około 5 km)	osadowe, od dolnopaleozoicznych po kredowe, piaskowce kredy dolnej oraz jury dolnej	osadowe, mezozoiczno-trzeciorzędowe, lokalnie paleozoiczne, piaskowce	osadowe, mezozoiczno-trzeciorzędowe, piaskowce, skały węglanowe	strefy uskoków i spękań w skałach krystalicznych
Temperatura w obrębie zbiornika [°C]	20–160 udokumentowane 97,5	20–110	20–130 udokumentowane 127,5	max. 86,7
Wydajności ujęć [m ³ /h]	wysokie, lokalnie powyżej 300	niskie, przeważnie poniżej 20, wyjątek stanowi zbiornik cenomanu – max. ok. 250	od niskich (Karpaty zewnętrzne) do ok. 550 (Karpaty wewnętrzne – Podhale, warunki artezyjskie, subartezyjskie)	od kilku do 200
Mineralizacja wód [g/dm ³]	zróżnicowana, lokalnie wysoka, przekraczająca 300 (zwłaszcza w strefach występowania wysadów solnych)	zróżnicowana, lokalnie wysoka, przekraczająca 300 (w głębszych strefach zbiorników)	< 3 na Podhalu (podłoże niecki podhalańskiej), do ok. 120 w Karpatach zewnętrznych	max. 10
Obszary perspektywiczne	rejon nieck: szczecińskiej, mogileńskiej, łódzkiej	centralna część	Podhale, lokalnie inne – w strefach nasunięć płaszczowin itp.	Punktowe (Lądek-Zdrój, Cieplice Śląskie-Zdrój i inne)

W rejonach Karpat zewnętrznych oraz zapadliska przedkarpackiego możliwości wykorzystania wód geotermalnych do celów ciepłowniczych są mniejsze. Dominują tam ujęcia o niewielkich wydajnościach, a wody geotermalne zwykle wzbogacone o składniki swoiste, umożliwiające wykorzystania ich m.in. do celów rekreacyjnych czy balneoterapeutycznych. Ogólną charakterystykę wód geotermalnych występujących w różnych prowincjach geotermalnych w Polsce przedstawia tabela 9.5.1.

Sumaryczne zasoby dyspozycyjne energii geotermalnej zgromadzone w prowincjach Niżu Polskiego, Karpat oraz zapadliska przedkarpackiego oszacowano na około $9,24 \cdot 10^{18}$ J/r (ekwiwalent około 220 mln TOE/r). Potencjał techniczny zakumulowany w wodach termalnych, wyrażony jako zasoby eksploatacyjne, stanowi około 1,5–2,5% zasobów dyspozycyjnych, co daje nam ekwiwalent około 3–6 mln TOE/r. Teoretyczne obliczenia wskazują, że stanowi to równowartość około 300–500 instalacji geotermalnych, z których każda produkuje około 500 TJ/r ciepła. Zakładając, że wykorzystamy jedynie 10% potencjału możemy mówić o 30–50 ciepłowniach geotermalnych.

Podobne wielkości przytaczają inni eksperci – praktycy, których zdaniem „na terenie Niżu Polskiego do realnego wykonania jest co najmniej 30 ciepłowni geotermalnych o łącznej mocy 250–300 MW, które mogłyby wykorzystać istniejącą powierzchnię infrastruktury ciepłowniczej” (Długosz 2018). Wskazywali na to również we wcześniejszych latach inni specjaliści (m.in. w przywoływanych wcześniej Atlasach geotermalnych: Sokołowski 1985; Górecki 2006–2013 i inni), czy też w ramach projektu GEODH (www.geodh.eu). Zbliżone wielkości mocy, ciepła, liczbę instalacji podaje także opracowana z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska Mapa drogowa dotycząca rozwoju wykorzystania geotermii w Polsce, o której jest mowa w innym miejscu tego podręcznika.

Podsumowując, należy podkreślić, że opłacalność przedsięwzięcia polegającego na zastosowaniu ciepła wód geotermalnych w konkretnych lokalizacjach wymaga szczegółowego rozpoznania parametrów hydrogeotermalnych wód oraz wykonania studium techniczno-ekonomicznego w skali danego miasta bądź gminy, z uwzględnieniem specyfiki lokalnego rynku ciepłowniczego.



Ryc. 9.5.1. Zasięgi perspektywicznych obszarów dla energetycznego wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce na tle mapy jednostek tektonicznych pod pokrywą kenozoiczną (jednostki geologiczne na podstawie Żelaźniewicza i in. 2011, zmodyfikowane przez Hajto)

Gorące wody podziemne są nośnikiem czystej ekologicznie energii, która może być wykorzystywana do różnorodnych celów, w tym w ciepłownictwie, sprzyjając ochronie środowiska i zdrowiu mieszkańców w wielu regionach naszego kraju. Zasięgi obszarów perspektywicznych dla energetycznego wykorzystania zasobów geotermalnych w Polsce na tle mapy jednostek tektonicznych przedstawia rycina 9.5.1 (mapa na poprzedniej stronie).

Definicje i terminy używane w rozdziale

Opracowano na podstawie: Sokołowski 1985, 1989; Ney, Sokołowski 1987.

- **zbiornik geotermalny** – to zespół skał porowatych i przepuszczalnych, wypełnionych wodami geotermalnymi, ograniczonych od spągu i stropu, w całości lub częściowo skałami nieprzepuszczalnymi i o małej przewodności cieplnej. Zbiorniki geotermalne mogą być warstwowe i mieć kształt niecek, synklin, monoklin, synklinoriów i synkliz lub masywowe o zróżnicowanych kształtach i przeważnie szczelinowym charakterze przestrzeni wypełnionej wodą;
- **basen geotermalny** – zespół zbiorników geotermalnych typu warstwowego, przeważnie ułożonych jeden na drugim, o podobnych kształtach, związany z określoną jednostką geostukturalną platformy kontynentalnej (syneklizy, rowu, aulakogeny) lub orogenu (synklinoria, płaszczowiny zapadlika śród- lub przedgórskie). W prawie każdym basenie geostukturalnym i geotermalnym wydziela się: subbaseny i niecki międzystrukturalne, charakteryzujące się odrębnym reżimem hydrodynamicznym, mineralizacją i temperaturą wód;
- **subbasen geotermalny** – stanowi część basenu geotermalnego, tworząc odrębny zespół obniżen geostukturalnych, odgraniczony od pozostałych subbasenów ciągami struktur antyklinalnych, lub innych podniesień strukturalnych utrudniających przepływ wód pomiędzy poszczególnymi subbasenami;
- **niecka geotermalna** – obniżona strukturalnie część subbasenu, otoczona strukturami lub innymi podniesieniami, utrudniającymi przemieszczanie się wód z jednej niecki do innej, co powoduje, że w miarę upływu czasu geologicznego w każdej niecce geotermalnej wytwarzają się specyficzne dla niej warunki hydrotermiczne. Przykładem jest niecka Podhalańska, niecka Łódzka.
- **provincja geotermalna** – stanowi zespół basenów geotermalnych, ułożonych nad sobą lub obok siebie, zbudowanych z występujących na przemian skał zbiornikowych i uszczelniających w wielu etapach rozwoju geologicznego i związanych z określonym typem megaelementów geostukturalnych platform kontynentalnych, ich skłonów lub określonym typem orogenu;
- **region geotermalny** – obszar, usytuowany pomiędzy prowincjami geotermalnymi, zawierającymi zbiorniki wód geotermalnych przeważnie typu szczelinowego, związane ze strefami uskoków lub małe zbiorniki typu

warstwowego, związane z lokalnymi geostukturami. Przykładem regionu geotermalnego na obszarze Polski jest region sudecko-świętokrzyski.

Jednostki i przeliczenia

Na podstawie Międzynarodowej Agencji Energii: <https://www.iea.org/reports/unit-converter-and-glossary>:

toe (TOE) – tona oleju ekwiwalentnego (ang. *ton of oil equivalent*) jest to energetyczny równoważnik jednej metrycznej tony ropy naftowej o wartości opałowej równej 10 000 kcal/kg.

1 toe (TOE) = 41,87 GJ = 11,63 MWh = 1,429 tce = 10,01 Gcal.

tce (TCE) – tona równoważna węgla (ang. *ton of coal equivalent*) o kaloryczności 29,307 GJ.

tpu – tony paliwa umownego (ang. *ton of coal equivalent*) – równoważnik jednej tony węgla kamiennego o wartości opałowej równej 7000 kcal/kg.

1 tpu = 1 tce = 0,7 TOE = 29,307 GJ = 7 Gcal.

1 EJ = 26,8 mld Nm³ gazu ziemnego (użytkowa wartość opałowa gazu ziemnego).

Literatura

- Bujakowski W., Tomaszewska B. red. i in. 2014. Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w układach binarnych w Polsce. IGSMiE PAN, 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).
- Ciężkowski W. 1980. Hydrogeologia i hydrochemia wód termalnych Łądko-Zdroju. Problemy Uzdrowiskowe 4(150).
- Ciężkowski W. 1990. Studium hydrogeochemii wód leczniczych Sudetów polskich. Pr. Nauk. Inst. Geotech. P. Wroc. 60.
- Ciężkowski W. 1994. Cieplickie wody termalne. Karkonosze nr 3–4(10–11).
- Ciężkowski W. 1998. Łądek Zdrój. Dolnośląskie Wydawnictwo Edukacyjne, Wrocław.
- Ciężkowski W. 2011. Kierunki rozwoju i możliwości wykorzystania geotermii głębokiej na Dolnym Śląsku. Instytut Górnictwa. Politechnika Wrocławska, Wrocław.
- Ciężkowski W., Doktor 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 Łądko Zdroju. Zakład Badawczo-Uslugowy „Zdroje”, Wrocław.
- Ciężkowski W., Michniewicz M., Przylibski T.A. 2011. Wody termalne na Dolnym Śląsku. Thermal waters of Lower Silesia (SW Poland). [W:] Żekaźniewicz A., Wojewoda J., Ciężkowski W. red. Mezozoik i Kenozoik Dolnego Śląska. LXXXI Zjazd PTG. Wrocław: Wydawnictwo WIND.

- Ciężkowski W., Sztuk T. 1985. Wody termalne kopalni „Turów”. Symp. Nauk.-Techn.: Stan rozpoznania i perspektywy wykorzystania wód termalnych. Kraków, 24–25.10.1985.
- Długosz P.J. 2018. Potencjał polskiej geotermii. Polityka Surowcowa. Dwumiesięcznik. Ministerstwo Środowiska. Lipiec–sierpień 2018 Nr 3. ISSN 2544-9621 (<http://www.geol.agh.edu.pl/~hajto/assets/files/Polityka-Surowcowa-3.pdf>).
- Dowgiałło J. 2000. The Sudetic geothermal region of Poland – new findings and further prospects. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu–Tohoku, Japan.
- Dowgiałło J. 2001. Sudecki region geotermalny – określenie, podział, perspektywy poszukiwawcze. [W:] Współczesne Problemy Hydrogeologii 10.
- Dowgiałło J. 2002. The Sudetic geothermal region of Poland. Geothermics 31(3).
- Dowgiałło J. 2007. Stan rozpoznania zasobów termalnych regionu sudeckiego i perspektywy ich wykorzystania. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój 46(2).
- Felter A., Filippovits E., Gryszkiewicz I., Lasek-Woroszkiewicz D., Skrzypczyk L., Socha M., Sokolowski J., Sosnowska M., Stożek J. 2021. Mapa zagospodarowania wód podziemnych zaliczonych do kopalni w Polsce według stanu na 31.12.2019 r. Tekst objaśniający do mapy w skali 1:1 000 000. Państwowy Instytut Geologiczny– Państwowy Instytut Badawczy. Warszawa.
- Górecki W. red. 1990. Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego. ISE AGH Kraków.
- Górecki W. red. 2013. Atlas geotermalny Karpat wschodnich. AGH, Kraków.
- Górecki W. red., Hajto M. i in. 2006a. Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie. Druk GOLDRUK.
- Górecki W. red., Hajto M. i in. 2006b. Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Górecki W. red., Hajto M. i in. 2011. Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Górecki W. red., Hajto M. i in. 2013. Atlas geotermalny Karpat wschodnich. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego RP, Narodowemu Centrum Nauki.
- Górecki W. red., Kuźniak T., Łapinkiewicz A.P., Maćkowski T., Strzetelski W., Szklarczyk T. 1995. Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim. ZSE AGH, Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS”, Kraków.
- Górecki W. red., Sowiżdżał A. i in. 2012. Atlas geotermalny zapadliska przedkarpacciego. KSE AGH, Kraków.
- Górecki W., Hajto M., Strzetelski W., Szczepański A. 2010. Dolnokredowy oraz dolnojurajski zbiornik wód geotermalnych na Niżu Polskim. Przegląd Geologiczny 5(7), Geotermia w Polsce.
- Gryszkiewicz I., Lasek-Woroszkiewicz D., Socha M., Stożek J. 2021. Wspieranie rozwoju geotermii w Polsce przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Przegląd Geologiczny 69(9).
- Hajto M. 2006. Wyniki kalkulacji zasobów geotermalnych na Niżu Polskim. [W:] Górecki W. red., Hajto M. i in. 2006. Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie. Druk GOLDRUK.
- Hajto M. 2008. Baza zasobowa wód termalnych na Niżu Polskim – geologiczne i hydrogeologiczne uwarunkowania lokalizacji obszarów perspektywicznych. Geology Geophysics & Environment 34(3).
- Hajto M. 2011. Potencjał geotermalny w rejonie zewnętrznych Karpat Zachodnich. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój 50(1–2).
- Hajto M. 2012. Zasoby oraz możliwości zagospodarowania wód geotermalnych w Karpatach Zachodnich – od Cieszyna po Gorlice. [W:] SOLINA 2012: IV konferencja: architektura – budownictwo – inżynieria – technika: nowoczesne technologie energooszczędne – wykorzystanie odnawialnych źródeł energii: Rzeszów–Polańczyk, 30 maja – 02 czerwca 2012 r. Politechnika Rzeszowska. Wydział Budownictwa i Inżynierii Środowiska. Zakład Budownictwa Ogólnego.
- Hajto M. 2013. Ocena zasobów wód i energii geotermalnej w Karpatach wschodnich. [W:] Górecki W. red., Hajto M. i in. 2013. Atlas geotermalny Karpat wschodnich. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego RP, Narodowemu Centrum Nauki.
- Hajto M. 2014. Zasoby i możliwości zagospodarowania wód termalnych w rejonie Pogórza Środkowobeskidzkiego, Beskidu Środkowego oraz Beskidu Lesistego. Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej. Seria: Budownictwo i Inżynieria Środowiska 31(61), DOI: 10.7862/rb.2014.89.
- Hajto M. 2015. Zasoby oraz możliwości wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. [W:] Złoza kopalni – aktualne problemy prac poszukiwawczych, badawczych i dokumentacyjnych. IV ogólnopolska konferencja naukowa. Warszawa 15–17.04.2015. Pańczyk M. red. Warszawa. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.
- Hajto M., Kotyza J., Plata J., Pasek P., Ciapała B. 2021. Projekt robót geologicznych na wykonanie otworu poszukiwawczo-rozpoznawczego wód termalnych Kraków GT-1 w Krakowie. Instytut Zrównoważonej Energii „Miękinia” sp. z o.o. Archiwum IZE sp. z o.o. w Miękinii.
- Harasimiuk M., Sowiżdżał A., Zubrzycki A. 2012. Ogólna charakterystyka rejonu zapadliska przedkarpacciego. [W:] Górecki red., Sowiżdżał A. i in. Atlas geotermalny zapadliska przedkarpacciego. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, NCBiR.
- Jankowski L., Kopciowski R., Rylko W. red. 2004. Geological Map of the Outer Carpathians; Borderlands of Poland, Ukraine and Slovakia, 1:200 000. PIG Warszawa.

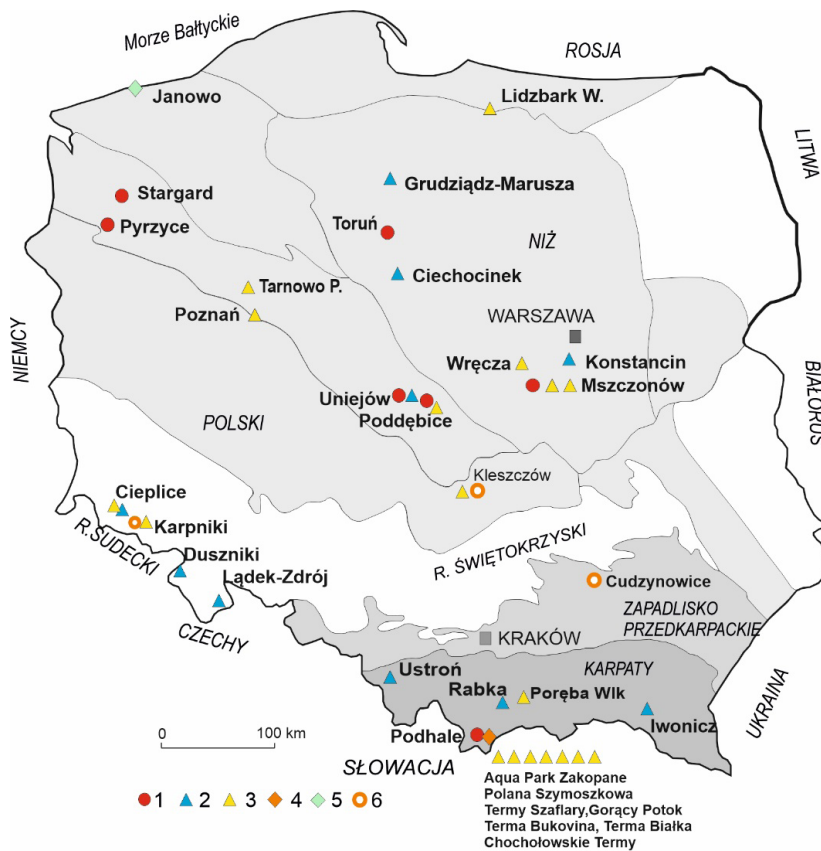
- Karnkowski P., Jastrząb M. 1994. Wody geotermalne depresji strzyżowskiej Karpat. *Przegląd Geologiczny* 42(2).
- Kępińska B., Wieczorek J. 2011. Charakterystyka geologiczno-złożowa podhalańskiego systemu geotermalnego. [W:] Górecki W. red., Hajto M. i in. *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich*. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Książkiewicz M. 1972. Budowa geologiczna Polski. IV – Tektonika, 3-Karpaty. Warszawa: Wyd. Geol.
- Mísař Z., Dudek A., Havlena V., Weiss J. 1983. *Geologie ČSSR I, Český masiv*. SPN Praha.
- Morawski T., Sawicki L. 1984. Wystąpienie szczaw termalnych w Grabinie koło Niemodlina. *Materiały i Studia Opolskie*, R. XXVI, z. 52/53.
- Ney R., Sokolowski J. 1987. Wody geotermalne Polski i możliwości ich wykorzystania. *Nauka Polska* 6.
- Oberc J. 1972. Budowa geologiczna Polski. T. IV, Tektonika, cz. 2. Sudety i obszary przyległe. Warszawa: Wyd. Geol.
- Oszczypko N. 2006. 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.
- Oszczypko N., Krzywiec P., Popadyuk I., Peryt T. 2006. Carpathian Foredeep Basin (Poland and Ukraine) – its sedimentary, structural and geodynamic evolution. [W:] Golonka J., Picha F.J. red. 2006. *The Carpathians and their foreland. Geology and hydrocarbon resources. Mem. AAPG*, 84.
- 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. [W:] D. Poprawa, J. Nemcok, cords. 1989. *Geological Atlas of the Western Outer Carpathians and their foreland*. PiG.
- Peryt T. 2012. Zarys budowy geologicznej zapadliska przedkarpackiego. [W:] Górecki red. i in. *Atlas geotermalny zapadliska przedkarpackiego*. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, NCBiR.
- Przylibski T.A. red. i in. 2007. Studium możliwości rozpoznania, nowych wystąpień wód zmineralizowanych, swoistych i termalnych na obszarze bloku przedsudeckiego. *Politechnika Wroclawska, Instytut Górnictwa, Raport Ser. SPR. I-11/S-5*, (niepublikowane).
- Rajchel L. 2011a. Balneoterapia i rekreacja z zastosowaniem wód geotermalnych. [W:] Górecki W. red., Hajto M. i in. *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich*. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Rajchel L. 2011b. Wykorzystanie wód geotermalnych w uzdrowisku Rabka Zdrój. [W:] Górecki W. red., Hajto M. i in. *Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich*. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Ministerstwo Środowiska, NFOŚiGW w Warszawie.
- Sokolowski J. 1985. Wstępna ocena możliwości wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. V Konferencja z cyklu: Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej. Kraków, 14–15 listopada 1985.
- Sokolowski J. 1989. Badania wód geotermalnych w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem Podhala. *Hydrogeologia i Geologia Inżynierska*. PAN. UKD 551.234: 620.91/.92(438 -924.51).
- Sokolowski J. 1992. Dokumentacja geosynoptyczna otworu geotermalnego Bańska IG-1. *Geosynoptyka i Geotermia*, T. 1. Kraków: CPPGSMiE PAN.
- Sokolowski J., Skrzypczyk L. 2022. Wody podziemne zaliczone do kopalin. Solanki, wody lecznicze i termalne. [W:] Szufflicki M., Malon A., Tymiński M. red. 2022. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.12.2021 r.* Warszawa: PiG.
- Stupnicka E. 1997. *Geologia regionalna Polski*. Warszawa: Uniw. Warsz.
- Szewczyk J. 2010. Geofizyczne oraz hydrogeologiczne warunki pozyskiwania energii geotermicznej w Polsce. *Przegląd Geologiczny* 58(7).
- Szufflicki M., Malon A., Tymiński M. red. 2022. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.12.2021 r.* Warszawa: PiG.
- Wójcicki A., Sowiżdżał A., Bujakowski W. red. 2013. Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (Hot Dry Rocks) w Polsce. Warszawa/Kraków.
- Żelaźniewicz A. i in. 2011. Regionalizacja tektoniczna Polski, Komitet Nauk Geologicznych PAN. Wrocław.
- Żelaźniewicz A. 2005. *Przeszłość geologiczna*. [W:] Fabiszewski J. red. *Przyroda Dolnego Śląska*. Polska Akademia Nauk, Oddział we Wrocławiu.
- Żytko K., Zając R., Gucik S., Rylko W., Oszczypko N., Garlicka I., Nem Cok J., Elias M., M Encik E., Stranik Z. 1989. *Map of the tectonic elements of the Western Outer Carpathians and their foreland*. [W:] Poprawa D., Nemcok J. red., *Geological atlas of the Western Outer Carpathians and their foreland*. Warszawa: Wyd. Geol.
- <https://static.zpe.gov.pl/portal/f/res-minimized/R1aIDezAVb-kWI/5/3Ssvg44IY1bJyXZw6EsGYW6UeKbR2vJdJ.png>: Europa – jednostki tektoniczne.
- www.eeagrants.agh.edu.pl. Strona domowa projektów *Poddebice* oraz *GeoHeatPol* realizowanych ze środków EOG 2009–2014 w latach 2016–2017.
- www.geodh.eu. Strona domowa projektu Geothermal District Heating (GEODH).

10. Przegląd wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i perspektywy rozwoju

10.1. Wprowadzenie

Najstarsze tradycje stosowania wód i energii geotermalnej w Polsce są związane z lecznictwem (balneoterapią) sięgając co najmniej XIII wieku (Kępińska, Łowczowska 2002). Początek wykorzystywania do celów energetycznych (ciepłowniczych) to natomiast wczesne lata 90. XX w., kiedy uruchomiono pierwszy w kraju doświadczalny zakład geotermalny Bańska-Biały Dunajec prowadzony przez IGSMiE PAN (Sokołowski i in. 1992), a następnie rozpoczęto wprowadzanie ciepła geotermalnego do kilku systemów c.o.

Obecnie energia geotermalna jest stosowana głównie w ciepłownictwie sieciowym, a wody i energia geotermalna w rekreacji i lecznictwie uzdrowiskowym. Inne pojedyncze zastosowania obejmują hodowlę ryb, suszenie drewna, podgrzewanie murawy boiska piłkarskiego, chodników, odzysk dwutlenku węgla, soli kąpielowych, produkcję kosmetyków, biotechnologie (ryc. 10.1.1). Rozwija się także tzw. płytka geotermia z zastosowaniem pomp ciepła (sprężarkowych).



Ryc. 10.1.1. Instalacje geotermalne pracujące w Polsce w 2022 r. (na podstawie Kępińskiej 2021, uzupełnione)

- 1 – systemy ciepłownicze c.o.;
- 2 – uzdrowiska;
- 3 – ośrodki rekreacyjne;
- 4 – suszenie drewna;
- 5 – hodowla ryb;
- 6 – indywidualne instalacje grzewcze

W porównaniu z wieloma innymi krajami o podobnych warunkach geotermalnych dotychczasowe zastosowania energii geotermalnej w Polsce mają niewielką skalę. Spodziewany jest natomiast ich rozwój w nadchodzących latach, szczególnie w ciepłownictwie sieciowym, które należy uznać za podstawową dziedzinę zagospodarowania geotermii w naszym kraju. Zapewnia ona bowiem niskiemisyjność, stosowanie lokalnego źródła, a wśród wielu innych argumentów przemawiających na jej korzyść jest

i ten wskazujący na rolę w poprawie jakości życia i zdrowia społeczeństwa. Spodziewany jest też dalszy rozwój tzw. płytkiej geotermii dzięki pompom ciepła.

W rozdziale przedstawiono główne informacje dotyczące wykorzystania energii i wód geotermalnych w Polsce. Dane w zakresie mocy, produkcji i sprzedaży energii geotermalnej pochodzą głównie z 2022 i 2023 r. Niektóre szczegóły są natomiast podane w innych rozdziałach.

10.2. Ciepłownictwo sieciowe

W 2022 r. w Polsce pracowało siedem systemów c.o. z udziałem ciepła geotermalnego:

- na Podhalu (od 1993 r.);
- w Pyrzycach (od 1996 r.);
- w Mszczonowie (od 2000 r.);
- w Uniejowie (od 2006 r.);
- w Stargardzie (od 2006 r., po renowacji od 2012 r.);
- w Poddębicach (od 2013 r.);
- w Toruniu (od 2022 r.).

Według danych przekazanych przez operatorów i dostępnych publicznie, w 2022 r. ich łączna zainstalowana

ciepłna moc geotermalna wynosiła 129,4 MW. Produkcja ciepła geotermalnego osiągnęła około 1121 TJ (sprzedaż około 10% mniej). Udział ciepła geotermalnego w całkowitej jego produkcji i sprzedaży przez poszczególne systemy wahał się w zakresie 35–100%, gdyż część produkowanego i sprzedawanego ciepła była wytwarzana przez źródła szczytowe (oprócz mocy geotermalnej większość podanych ciepłowni posiada komponenty w postaci kotłów gazowych, kotłów gazowo-olejowych, czy też kotłów na biomasę). Główne dane dotyczące ciepłowni geotermalnych w Polsce podaje tabela 10.2.1.

Tabela 10.2.1. Główne dane dotyczące pracy ciepłowni geotermalnych w Polsce w 2022 r. (zgodnie z informacjami przekazanymi przez operatorów, informacji dostępnych publicznie)

Reon, miejscowość	Litologia, wiek skał zbiornikowych	Rok otwarcia	Parametry wód geotermalnych			Zainstal. ciepłna moc geotermalna [MWt]	Produkcja ciepła geotermalnego [TJ]
			Temp. na wypływie [°C]	Zasoby eksploat. [m ³ /h]	Mineralizacja [g/dm ³]		
Karpaty wewnętrzne							
Podhale	Wapienie, dolomity, trias środk., eocen środk.	1993	82–86	1070	2,5	70,0	652,6
Niż Polski							
Pyrzyce	Piaskowce, jura dolna	1996	65	340	130	6,0	70,2
Mszczonów	Piaskowce, kreda dolna	2000	42	60	0,5	3,7	14,0
Uniejów	Piaskowce, kreda dolna	2006	68	120	6–8	3,2	9,0
Stargard	Piaskowce, jura dolna	2006/2012	87	200	150	18,5	284,2
Poddębice	Piaskowce, kreda dolna	2013	68	252	0,4	10,0	51,2
Toruń	Piaskowce, jura dolna	2022	62	320	107	18,0	~40,0
Razem						129,4	1121,6

10.2.1. Ciepłownia na Podhalu

Zbiornik wody geotermalnej eksploatowanej dla potrzeb instalacji ciepłowniczej znajduje się w wapieniach i dolomitach triasu środkowego, a miejscami także w wa-

pieniach i zlepieńcach eocenu środkowego. Utwory te, w rejonie eksploatacji dla potrzeb systemu c.o., zalegają w przedziale głębokości 2,1–3,5 km p.p.t. Operatorem zakładu geotermalnego i ciepłowni jest PEC Geotermia Podhalańska SA (www.geotermia.pl).

Przedsiębiorstwo eksploatowało w 2020 r. trzy otwory produkcyjne o łącznej zatwierdzonej wydajności 1070 m³/h wody o temperaturze na wypływie 80–86°C oraz dwa otwory chłonne. Mineralizacja wody wynosi około 2,5 g/dm³. Zainstalowana cieplna moc geotermalna wynosiła 70 MW, natomiast całkowita wynosiła około 109,1 MW (ze szczytowymi kotłami gazowymi, kotłem gazowo-olejowym oraz ekonomizerami). W 2022 r. produkcja ciepła geotermalnego wyniosła około 653 TJ, co stanowiło około 98% całkowitej produkcji. Geotermalna sieć c.o. pokrywała około 40% zapotrzebowania na ciepło w Zakopanem, zasilala też budynki w kilku innych miejscowościach (Bańska Niżna, Biały Dunajec, Poronin). Przeważająca część strumienia wody geotermalnej schłodzonej w wymiennikach ciepła jest zatłaczana z powrotem do jej zbiornika, z części korzystają dwa ośrodki rekreacyjne w Szaflarach, a część po dodatkowym schłodzeniu w chłodniach wentylatorowych jest odprowadzana do cieką powierzchniowego. Instalacja ciepłownicza na Podhalu należy do największych w Europie kontynentalnej pod względem zainstalowanej geotermalnej mocy, produkcji i sprzedaży ciepła (EGEC 2021 Geothermal Market Report).

PEC Geotermia Podhalańska SA ustawicznie prowadzi prace nad zwiększeniem efektywności energetycznej systemu geotermalnego i geotermalnej mocy cieplnej, aby przyłączać kolejne obiekty. W ostatnich latach odwiercony został trzeci otwór chłonny Biały Dunajec PGP-4, prowadzone były też m.in. prace i zabiegi dla utrzymania stabilnych parametrów otworów chłonnych. Zwiększeniem liczby przyłączeń do geotermalnej sieci c.o. zainteresowana jest m.in. Gmina Szaflary. W marcu 2023 r. rozpoczęto realizację wiercenia głębokiego otworu badawczego na terenie Gminy, która otrzymała w ubiegłych latach pozytywną decyzję o jego dofinansowaniu przez NFOŚiGW. Także Nowy Targ ma w planach doprowadzenie geotermalnej sieci grzewczej do niektórych rejonów tego miasta.

Fotografie wybranych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej na Podhalu pokazują ryciny 10.2.1–10.2.2.

Geotermalny projekt ciepłowniczy na Podhalu był zainicjowany w latach 1980 przez grupę specjalistów z Instytutu Geologicznego (obecnie PIG-PIB), AGH oraz IGSMiE PAN. Na przełomie lat 1980 i 1990 przeprowadzono fazę badawczą i eksperymentalną – Doświadczalny Zakład Geotermalny Bańska–Biały Dunajec (Sokołowski i in. 1992). Zakład ten poprzedził projekt na dużą skalę, realizowany od blisko 30 lat przez PEC Geotermia Podhalańska SA. W ramach wymienionego DZG pracował m.in. kaskadowy system zagospodarowania energii geotermalnej o znaczeniu badawczym, pokazowym, edukacyjnym i promocyjnym. Niektóre jego elementy pracują do dziś, przybywają też nowe. Niektóre są przywoływane w tym opracowaniu.



Ryc. 10.2.1. Głowica otworu Bańska IG-1 – pierwszego w Polsce, z którego wydobywana jest woda geotermalna do celów ciepłowniczych (od 1992 r.), początkowo w ramach Doświadczalnego Zakładu Geotermalnego PAN Bańska-Biały Dunajec (fot. arch. IGSMiE PAN)



Ryc. 10.2.2. Głowice otworów produkcyjnych Bańska PGP-1 (po lewej) i Bańska PGP-3 (po prawej) – podstawowych elementów geotermalnego systemu ciepłowniczego na Podhalu (fot. arch. PEC Geotermia Podhalańska SA)

10.2.2. Ciepłownia w Pyrzycach

Zbiornik wody geotermalnej eksploatowanej dla potrzeb instalacji ciepłowniczej znajduje się w piaskowcach wieku dolnojurajskiego, które zalegają w przedziale głębokości 1,4–1,6 km p.p.t. Operatorem zakładu geotermalnego i ciepłowni jest Geotermia Pyrzyce sp. z o.o. Od sezonu grzewczego 2017/2018 w układzie geotermalnym pracuje jeden otwór produkcyjny (wykonany w ostatnich latach) o zasobach eksploatacyjnych 200 m³/h, temperaturze wody na wypływie rzędu 65°C i mineralizacji około 130 g/dm³. Cztery otwory pracują natomiast jako chłonne (wśród nich są dwa, które wcześniej były eksploatowane jako chłonne i dwa wcześniej eksploatowane jako produkcyjne). Całkowita zainstalowana moc cieplna wynosiła w 2022 r. 22 MW, przy czym 6 MW pochodziło z geotermii, pozostałe z kotłów gazowych i absorpcyjnej pompy ciepła. Produkcja ciepła geotermalnego w 2022 r. wynio-

ła około 70 TJ (ok. 55% całkowitej produkcji). Do sieci c.o. podłączonych jest około 90% wszystkich odbiorców ciepła w tym 13-tysięcznym mieście. Podobnie jak inne zakłady geotermalne, Geotermia Pyrzyce sp. z o.o. prowadzi wiele prac nad modernizacją systemu, rozbudową sieci i in. (www.geotermia.inet.pl).

Fotografie niektórych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej w Pyrzycach pokazują ryciny 10.2.3 i 10.2.4.

10.2.3. Ciepłownia geotermalna w Mszczonowie

Skałami zbiornikowymi wody geotermalnej eksploatowanej dla potrzeb instalacji ciepłowniczej są piaskowce i piaski wieku dolnokredowego należące do niecki warszawskiej w obszarze Niżu Polski. Stwierdzono je w otworze Mszczonów IG-1 w łącznym przedziale głębokości 1,6–1,7 km p.p.t. Część tego przedziału jest



Ryc. 10.2.3. Budynek ciepłowni geotermalnej w Pyrzycach – widok ogólny (arch. Geotermii Pyrzyce sp. z o.o.)



Ryc. 10.2.4. Ciepłowni geotermalna w Pyrzycach – fragment instalacji (arch. Geotermii Pyrzyce sp. z o.o.)

udostępniona do eksploatacji za pomocą filtra. Podany otwór służy jako produkcyjny, którym za pomocą pompy głębinowej wydobywana jest woda geotermalna. Nie ma otworu chłonnego. Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne wody wynoszą 60 m³/h przy temperaturze na wypływie około 42°C i mineralizacji około 0,5 g/dm³.

Otwór Mszczonów IG-1 wykonano w latach 1970. w celu rozpoznania budowy geologicznej i perspektywy węglowodorowych. Kilkanaście lat później został zrekonstruowany i przystosowany do wydobywania wody geotermalnej. Był to pierwszy przypadek w Polsce rekonstrukcji otworu wiertniczego dla potrzeb geotermii, który był wykonany wcześniej w innych celach (Barbacki i in. 2000) – jest o tym szerzej mowa w innym rozdziale.

Operatorem ciepłowni jest Geotermia Mazowiecka SA. W 2020 r. zainstalowana cieplna moc geotermalna wynosiła 3,7 MW, natomiast całkowita osiągała 8,3 MW, w czym miały udział szczytowe kotły gazowe, absorpcyjna i sprężarkowa pompa ciepła (www.geotermia.com.pl). W 2022 r. wyprodukowano około 14 TJ ciepła geotermalnego.

Wymieniony otwór zasila w ciepło sieć miejską sieć c.o., a w ciepło i wodę także Termy Mszczonów. Po schłodzeniu w układzie ciepłowniczym woda geotermalna jest kierowana do wodociągu miejskiego jako woda pitna (na co pozwala jej niska mineralizacja i wysoka jakość).

W ostatnich latach realizowane są działania dla dalszej optymalizacji pracy systemu geotermalnego, podejmowane starania o dofinansowanie wiercenia nowego otworu wydobywczego (który ukończono w początkach 2023 r.), prowadzone są nowatorskie prace badawczo-rozwojowe.

Instalacja geotermalna w Mszczonowie jest jednym z przykładów dobrych praktyk w zakresie wszechstronnego i efektywnego wykorzystania wody i energii geotermalnej w ciepłownictwie i do innych celów w Polsce, przynoszącego efekty ekologiczne, gospodarcze i społeczne. Jest ona szczegółowo omówiona w innych miejscach tego podręcznika. Fotografie wybranych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej w Mszczonowie pokazują ryciny 10.2.5 i 10.2.6.



Ryc. 10.2.5. Budynek ciepłowni geotermalnej w Mszczonowie (arch. Geotermii Mazowieckiej SA)



Ryc. 10.2.6. Wnętrze ciepłowni geotermalnej w Mszczonowie – absorpcyjna pompa ciepła (po lewej), sprężarkowa pompa ciepła (pośrodku w głębi), kocioł szczytowy (po prawej) (arch. Geotermii Mazowieckiej SA)

10.2.4. Ciepłownia w Uniejowie

Zbiornik wody geotermalnej eksploatowanej dla potrzeb instalacji ciepłowniczej znajduje się w piaskowcach wieku dolnokredowego, które zalegają w przedziale głębokości 1,9–2 km p.p.t. Operatorem zakładu geotermalnego i ciepłowni jest Geotermia Uniejów sp. z o.o. im. Stanisława Olasa. Układ eksploatacyjny obejmuje otwór produkcyjny i dwa otwory przeznaczone jako chłonne. Zatwierdzona wydajność wody geotermalnej wynosi około 120 m³/h przy temperaturze na wypływie około 67°C i mineralizacji 6–8 g/dm³. W 2020 r. całkowita zainstalowana moc cieplna wynosiła 7,4 MW, w tym 3,4 MW mocy geotermalnej, przy pozostałej z kotła szczytowego na biomasę. Produkcja ciepła geotermalnego przez Geotermię Uniejów sp. z o.o. w 2020 r. wyniosła około 9 TJ. Do geotermalnej sieci c.o. podłączonych było około 80% budynków w mieście (www.geotermia.uniejow.pl).

Woda geotermalna służy do zasilania zarówno sieci c.o., jak i Term Uniejów. Część jej strumienia używana jest ponadto do podgrzewania murawy boiska piłkarskiego i ścieżki spacerowej. Jest też stosowana do produkcji kosmetyków, a także w przetwórstwie rolno-spożywczym.

Prowadzona jest jednocześnie rozbudowa geotermalnych obiektów uzdrowiskowych. Balneoterapia i rekreacja są od kilku lat podstawą gospodarczego rozwoju miasta, które od 2012 r. ma status „uzdrowiska termalnego”. Było to możliwe m.in. dzięki wprowadzeniu ekologicznego ciepłownictwa geotermalnego w miejsce bazującego na węglu.

Fotografie wybranych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej w Uniejowie pokazują ryciny 10.2.7 i 10.2.8.



Ryc. 10.2.7. Głowica otworu produkcyjnego z którego wydobywana jest woda geotermalna dla potrzeb sieci ciepłowniczej i uzdrowiska w Uniejowie (arch. Geotermii Uniejów sp. z o.o.)

10.2.5. Ciepłownia w Stargardzie

Zbiornik wody geotermalnej eksploatowanej dla potrzeb instalacji ciepłowniczej znajduje się w piaskowcach wieku dolnojurańskiego, który jest ujęty do eksploatacji otworami o głębokości około 2,6–3,2 km.

Właścicielem zakładu i ciepłowni geotermalnej jest G-Term Energy sp. z o.o. – Geotermia Stargard sp. z o.o. (www.gterm.pl). Instalacja geotermalna pracowała w 2022 r. w układzie dwóch otworów produkcyjnych i trzech otworów chłonnych. Eksploatowała wodę geotermalną o zatwierdzonych zasobach eksploatacyjnych 200 m³/h, temperaturze 87°C i mineralizacji około 150 g/dm³. Otwory charakteryzuje niewielkie ciśnienie artezyjskie, natomiast z uwagi na duże wydajności i inne uwarunkowania techniczne eksploatacja wody odbywa się przy pomocy pomp. W 2022 r. zainstalowana moc geotermalna wynosiła 18,5 MW, a produkcja ciepła 284 TJ. Zakład sprzedaje ciepło Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej w Stargardzie (które posiada ciepłownię węglową z udziałem gazu o mocy 97,9 MW). Pod względem rocznej produkcji i sprzedaży ciepła geotermalnego jest to druga instalacja w Polsce (po Podhalu). Od 2021 r. zaplanowano wzrost produkcji ciepła geotermalnego i jego sprzedaży do PEC Stargard. W tym celu w 2018–2020 r. wykonano cztery nowe otwory geotermalne: dwa produkcyjne i dwa chłonne. Pod koniec 2020 r. włączono je



Ryc. 10.2.8. Ciepłownia geotermalna w Uniejowie – układ z wymiennikami ciepła (arch. Geotermii Uniejów sp. z o.o.)

testowo do dotychczasowego układu. Sumaryczne wydobycie wody geotermalnej osiągnie dzięki temu około 600 m³/h, a zainstalowana ciepła moc geotermalna około 25 MW.

Fotografie wybranych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej w Stargardzie pokazują ryciny 10.2.9 i 10.2.10.

10.2.6. Ciepłownia w Poddebicach

Skałami zbiornikowymi wody geotermalnej wydobywanej dla potrzeb instalacji geotermalnej są piaskowce wieku dolnokredowego stwierdzone w otworze Poddebice GT-2 w przedziale głębokości około 2,0–2,1 km p.p.t. Otwór ten działa jako produkcyjny (wydobywczy), nie ma otworu chłonnego. Zatwierdzona



Ryc. 10.2.9. Ciepłownia geotermalna w Stargardzie – fragment instalacji (arch. GTerm Energy sp. z o.o.)



Ryc. 10.2.10. Ciepłownia geotermalna w Stargardzie – fragment instalacji (arch. GTerm Energy sp. z o.o.)

wydajność eksploatacyjna wody wynosi 252 m³/h przy temperaturze na wypływie 71°C. Mineralizacja osiąga 0,4 g/dm³. Otwór charakteryzuje niewielkie ciśnienie artezyjskie. Produkcja wody odbywa się przy pomocy pompy głębinowej, chociaż przy mniejszych wydajnościach może to być w warunkach samowypływu.

Operatorem zakładu geotermalnego i ciepłowni jest Geotermia Poddębice sp. z o.o. Zainstalowana moc geotermalna instalacji wynosi 10 MW. W kilku miejscach na terenie miasta znajdują się ponadto dodatkowe źródła szczytowe. W 2022 r. produkcja ciepła geotermalnego wyniosła około 70 TJ. Dostarczane jest ono do niektórych budynków użyteczności publicznej – w tym szkoły i szpitala powiatowego, a także do budynków wielorodzinnych. Część strumienia wody geotermalnej jest kierowana do basenów rekreacyjnych, a także do celów rehabilitacyjnych w szpitalu powiatowym, a część do otwartego w 2022 r. Centrum Wodolecznictwa i Rekreacji (wybudowanego w miejscu poprzedniego kompleksu basenów geotermalnych). Jest ono elementem realizowanego przez Gminę Poddębice od kilku lat dużego projektu *Przeciw wykluczeniu – Kraina bez barier w Poddębicach*, którego ważną częścią jest wszechstronne zagospodarowanie wody geotermalnej. Działają też niewielka pijalnia wody geotermalnej (www.geotermia.poddebice.pl).

Trwają prace nad optymalizacją i poszerzeniem sposobów zagospodarowania wody i energii geotermalnej, nad modernizacją węzłów ciepłej wody użytkowej. W ostatnich latach ciepło geotermalne zostało doprowadzone do hali sportowej, następnego budynku wielorodzinnego, realizowany jest pilotażowy projekt podłączenia do sieci ciepłej kolejnych budynków. Geotermia Poddębice sp. z o.o. wybudowała ostatnio także stację schładzania i uzdatniania wody geotermalnej, która będzie przeznaczana do celów bytowych. Przedsięwzię-

cie jest dofinansowane przez NFOŚiGW z programu *Ciepłownictwo powiatowe*. W ramach większego projektu rozbudowy ciepłowni geotermalnej (wraz układem kogeneracyjnym) w 2020 r. została wybudowana komora rozdziału wody geotermalnej. We współpracy z firmą specjalistyczną przeprowadzono ponadto badawczą hodowlę alg w wodzie geotermalnej z przeznaczeniem do produkcji kosmetyków i do celów spożywczych. Planowana jest działalność w tym zakresie na większą skalę.

W latach 2016–2017 instalacja geotermalna w Poddębicach i optymalne propozycje jej dalszego rozwoju należały do wiodących tematów dwóch pierwszych projektów dotyczących geotermii w Polsce realizowanych przez partnerów z Polski, Islandii, Norwegii w ramach MF EOG (Kępińska i in. 2017a; Kępińska, 2017b; www.eeagrants.agh.edu.pl).

Fotografie wybranych obiektów wchodzących w skład ciepłowniczej instalacji geotermalnej w Poddębicach pokazują ryciny 10.2.11 i 10.2.12.



Ryc. 10.2.11. Głowica otworu geotermalnego, w tle budynek ciepłowni geotermalnej w Poddębicach (arch. Geotermii Poddębice sp. z o.o.)



Ryc. 10.1.12. Wymienniki ciepła w instalacji geotermalnej w Poddębicach (arch. Geotermii Poddębice sp. z o.o.)

10.2.7. Ciepłownia w Toruniu

Ciepłownię geotermalną oficjalnie otwarto w październiku 2022 r. Korzysta ona z dubletu otworów. Zatwierdzone zasoby eksploatacyjne to około 90 dm³/s (Bilans... 2022) wody o temperaturze 62°C, zainstalowana moc geotermalna wynosi 8 MW. Ciepłownia, której właścicielem jest Geotermia Toruń sp. z o.o, zaopatruje w ciepło kompleks Akademii Kultury Społecznej i Medialnej oraz część sieci grzewczej miasta (należącej do PGE Toruń). Geotermia stanowi około 8% w systemie ciepłowniczym. Pozostałe ciepło w tej sieci pochodzi z elektrociepłowni gazowej (91%) oraz biogazowni (poniżej 1%). Roczna sprzedaż ciepła geotermalnego planowana jest na 234 TJ (https://torun.nasze_miasto.pl/torun-cieplownia-geo-

termia-oficjalnie-otwarta-czerpie/ar/c1-9038775). Ilość ciepła geotermalnego wyprodukowanego w 2022 r. można szacunkowo określić na około 50 TJ.

W podsumowaniu można stwierdzić, że łączna zainstalowana geotermalna moc cieplna siedmiu pracujących w Polsce ciepłowni geotermalnych wynosiła w 2022 r. około 130 MW (całkowita 16,9 MW), a produkcja ciepła geotermalnego była na poziomie 1121 TJ (tab. 10.2.1). Ciepłownie te przyczyniają się do znacząco do lokalnego zmniejszania emisji gazów cieplarnianych. Oferowane ceny ciepła zawierają się w przedziale charakterystycznym dla konwencjonalnych nośników energii i są z nimi konkurencyjne. Cechuje je również znaczna stabilność na przestrzeni lat, na co zwracano uwagę już w ubiegłych latach (Pająk, Bujakowski 2018).

10.3. Indywidualne geotermalne instalacje grzewcze

Indywidualne geotermalne systemy grzewcze pracują od niedawna w kilku miejscowościach: w Cudzynowicach (w zespole szkół), w Kleszczowie (ogrzewanie hotelu, podgrzewanie wody basenowej), w Karpnikach (ogrze-

wanie obiektu mieszczącego ośrodek wellness & spa, który stosuje do zabiegów także m.in. wodę geotermalną), w kilku ośrodkach rekreacyjnych, innych obiektach.

10.4. Uzdrowiska, ośrodki rekreacyjne

W 2022 r. w Polsce było dwanaście uzdrowisk, w których do zabiegów stosowano wody geotermalne: Cieplice Śląskie-Zdrój, Łądek-Zdrój, Duszniki-Zdrój, Ustka, Ciechocinek, Konstancin, Inowrocław, Marusza k. Grudziądza, Uniejów, Ustroń, Rabka-Zdrój, Iwonicz-Zdrój. Zasoby eksploatacyjne wód geotermalnych w tych miejscowościach wynoszą od około 2 do około 200 m³/h, podczas gdy ich maksymalne temperatury od 18 do 70°C.

W sektorze rekreacji działa obecnie kilkanaście ośrodków stosujących wody geotermalne. Jest wśród nich siedem ośrodków na Podhalu (w Zakopanem, Szafarach, Bukowinie Tatrzańskiej, Białce Tatrzańskiej, Witowie), dwa w Sudetach (w Cieplicach Śląskich-Zdroju, Karpnikach), ośrodek w Karpatach zewnętrznych (w Porębie Wielkiej – otwarty w 2022 r., stosuje wodę geotermalną wydobywaną z odwiertu wykonanego w latach 70. XX wieku, a przystosowanego do tego celu w ostatnich latach), a także ośrodki na Niżu Polski (w Kleszczowie, Lidzbarku Warmińskim, Mszczonowie, Poddębicach, Poznaniu, Tarnowie Podgórnem, Wręczy). Warto dodać, że w przypadku Mszczonowa (obok Term otwartych blisko 15 lat temu) działa od 2021 r. obiekt do swobodnego nurkowania – basen o głębokości około 45 m. Zasila go woda geotermalna o temperaturze 40°C z tego samego otworu, który dostarcza

wody i ciepła do miejskiej sieci grzewczej i do Term. Jest to jeden z najgłębszych obiektów tego typu na świecie i jeden z nielicznych, które są zasilane wodą i ciepłem geotermalnym. We Wręczy w pobliżu Mszczonowa otwarto natomiast na początku 2020 r. park wody zasilany geotermalną wodą i ciepłem z własnego otworu. Jest to największy ośrodek tego typu w Polsce i jeden z największych w Europie. Stanowi fragment kompleksu, który pełni różnorodne funkcje. Niektóre z wymienionych ośrodków nie posiadają własnych otworów, stąd też korzystają z części strumienia wód geotermalnych wydobywanych przez inne przedsiębiorstwa przede wszystkim do celów ciepłowniczych.

W nadchodzących latach spodziewany jest dalszy rozwój tej bardzo atrakcyjnej branży, która ma duże znaczenie zarówno dla korzystających z jej usług, jak i dla lokalnego rozwoju gospodarczego oraz podniesienia atrakcyjności miejscowości i gmin, w których takie ośrodki działają (Kurek i in. 2020a; Kurek i in. 2020b).

Fotografie wybranych obiektów uzdrowiskowych i ośrodków rekreacyjnych w Polsce stosujących wody geotermalne pokazują ryciny 10.4.1 i 10.4.2.



Ryc. 10.4.1. Zakład przyrodolecznicy Wojciech w Łądku-Zdroju – uzdrowisku w Polsce, w którym od XIII w. stosuje się wody geotermalne (arch. Urzędu Marszałkowskiego Dolnego Śląska, Wydział Promocji Regionalnej, 2016)



Ryc. 10.4.2. Chochołowskie Termy – jeden z siedmiu geotermalnych ośrodków rekreacyjnych na Podhalu. Otwarty w 2016 r. (arch. Chochołowskie Termy sp. z o.o.)

10.5. Hodowle wodne

Obecnie działa w Polsce jedna hodowla stosująca wodę i ciepło geotermalne – jest to duża farma łososia atlantyckiego w Janowie uruchomiona w 2015 r. (<http://www.lososjurajski.pl>). Prekursorem hodowli ryb przy zastosowaniu energii geotermalnej w Polsce był IGSMiE PAN, w którego obiektach na Podhalu przez kilkanaście lat prowadzono hodowlę ryb ciepłolubnych (suma afrykańskiego, tilapii nilowej; ryc. 10.5.1) jako elementu wszechstronnego (kaskadowego) zagospodarowania energii geotermalnej (Bujakowski 2000).



Ryc. 10.5.1. Tilapia nilowa (*Oreochromis niloticus*) i sum afrykański (*Clarias gariepinus*) wyhodowane w wodzie ogrzewanej geotermalnie w obiekcie stanowiącym jeden z elementów kaskadowego zagospodarowania energii geotermalnej IGSMiE PAN w Bańskiej Niżnej na Podhalu (arch. IGSMiE PAN)

10.6. Inne zastosowania

Innymi dziedzinami stosowania wód i energii geotermalnej w Polsce (na niewielką zwykle skalę) zwykle są:

- suszenie drewna – w obiektach IGSMiE PAN w Bańskiej Niżnej na Podhalu (ryc. 10.6.1; instalacja pracuje od 1993 r.; była zaprojektowana jako jeden z elementów kaskadowego zagospodarowania energii geotermalnej na skalę badawczą i półtechniczną; o innych elementach tego systemu wspomniano wcześniej),
- podgrzewanie murawy boiska piłkarskiego i ścieżek spacerowych – w Uniejowie (ryc. 10.6.2), kilku chodników na terenie AGH w Krakowie (płytką geotermia),
- zapobieganie oblodzeniu parkingu – w Chochołowskich Termach,
- produkcja kosmetyków z dodatkiem wód geotermalnych z Iwonicza-Zdroju, Łądką-Zdroju, Poddębic, Podhala, Rabki-Zdroju, Uniejowa,
- zastosowania w przetwórstwie rolno-spożywczym – w Pyrzycach, Uniejowie,
- pilotażowe zastosowanie w hodowli alg (w biotechnologii) – w Poddębicach,
- stosowanie wody geotermalnej w celach pitnych – w Poddębicach, w Mszczonowie,
- stosowanie wody geotermalnej w obiektach mieszkalnych – w Uniejowie,
- produkcja soli kąpielowych – w Ciechocinku, Iwoniczu-Zdroju, Rabce-Zdroju,
- odzyskiwanie dwutlenku węgla z wody geotermalnej (kryptogeotermalnej na wypływie z ujęcia) – w Dusznikach-Zdroju.

10.7. Geotermalne pompy ciepła

W Polsce rozwija się również sektor tzw. płytkiej geotermii z zastosowaniem sprężarkowych pomp ciepła. Statystyki Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC) podają, że w 2022 r. sprzedaż tych urządzeń wyniosła 7200 sztuk, podczas gdy w 2021 r. było to 5650 sztuk (www.portpc.org). Pompy te znajdują zastosowanie w ciepłownictwie indywidualnym w budynkach mieszkalnych, a także do ogrzewania obiektów

o dużej kubaturze (hal przemysłowych, magazynów, centrów handlowych, obiektów użyteczności publicznej, obiektów sakralnych, in.). Coraz częściej pracują one zarówno w trybie grzewczym, jak i chłodniczym. Sprężarkowe pompy ciepła dużej mocy (rzędu 1 MW) są zainstalowane także w niektórych ciepłowniach geotermalnych i centrach rekreacyjnych. Jako przykład dużego obiektu ogrzewanego i chłodzonego przy pomocy gruntowych



Ryc. 10.6.1. Suszarnia drewna – jeden z elementów kaskadowego zagospodarowania energii geotermalnej w obiektach IGSMiE PAN w Bańskiej Niżnej na Podhalu (arch. IGSMiE PAN)



Ryc. 10.6.2. Boisko piłkarskie w Uniejowie, którego murawa jest podgrzewana ciepłem geotermalnym (arch. Geotermii Uniejów sp. z o.o.)

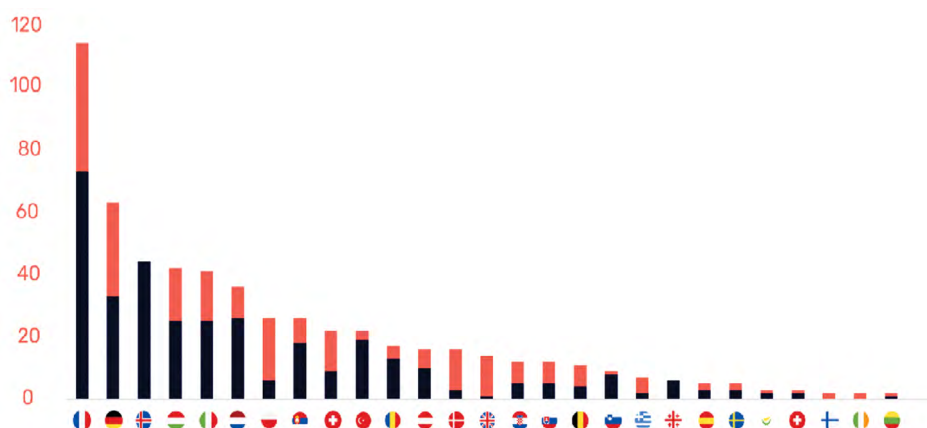
pomp ciepła można podać Centrum Św. Jana Pawła II „Nie lękajcie się” w Krakowie (instalacja bazuje na około 230 otworowych wymiennikach ciepła o łącznej długości 22 km). Według poprzednich szacunków (Kępińska, 2019) i bardziej szczegółowych statystyk prowadzonych przez PORT PC dla ostatnich lat, całkowitą liczbę dotychczas zainstalowanych w Polsce geotermalnych pomp ciepła można oszacować na około 85 tys. sztuk. Pod względem liczby geotermalnych (gruntowych) pomp

ciepła plasowało to Polskę pod koniec pierwszej dziesiątki w rankingu krajów europejskich w 2020–2021 r. (2021 EGEC Geothermal Market Report). Postęp w rozwoju stosowania tego rodzaju pomp jest częścią rozwoju całego sektora pomp ciepła w Polsce. W uzupełnieniu trzeba podać, że oprócz sprężarkowych pomp ciepła dużej mocy w niektórych ciepłowniach geotermalnych zainstalowane są też niekiedy absorpcyjne pompy ciepła.

10.8. Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce na tle innych krajów europejskich

W porównaniu z niektórymi krajami europejskimi wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce odbywa się dotychczas na nieznaczną skalę. Według cytowanego już raportu Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (2020 EGEC Geothermal Market Report), w 2021 r. Polska była na 10. miejscu w Europie pod względem liczby geotermalnych systemów c.o. spośród 30 krajów, które objęto statystykami (ryc. 10.8.1). Był to spadek o cztery pozycje w stosunku do 2019 r. Zestawiając liczbę systemów c.o. z udziałem geotermii w Europie i w Polsce: w 2020 r. w Europie było ich 350, w Polsce natomiast pracowało ich 6. W krajach europejskich w różnych stadiach realizacji inwestycji w 2020 r. było także ponad 230 następnych geotermalnych instalacji ciepłowniczych lub kogeneracyjnych, a uruchomienie wielu z nich jest spodziewane

przed 2025 r. (2020 EGEC Geothermal Market Report), u nas – w 2020 r. na różnych etapach w kilku miejscowościach były projekty ukierunkowane na ciepłownictwo i/lub na kogenerację, prowadzono prace na rozbudowę niektórych już pracujących ciepłowni. Te realizacje to głównie efekt publicznych programów wsparcia uruchamianych od 2015/2016 r., a ich efekty w postaci kolejnych instalacji ciepłowniczych z udziałem geotermii powinny nadejść wkrótce. Warto też zauważyć, że spośród około 5000 systemów centralnego ogrzewania w Europie, w Polsce znajduje się blisko 10% z tej liczby. Przynajmniej do części z nich (choćby było to kilka procent) można wprowadzić w jakimś zakresie energię geotermalną. Takie możliwości przewidują m.in. krajowe polityki i strategie energetyczne, co zasygnalizowano w innym miejscu.



Ciepłownie działające w 2020 r.

Ciepłownie w początkowych etapach realizacji lub w fazach planowania

Ryc. 10.8.1. Geotermalne sieci c.o. w Polsce na tle Europy w 2020 r. (według 2020 EGEC Geothermal Market Report)

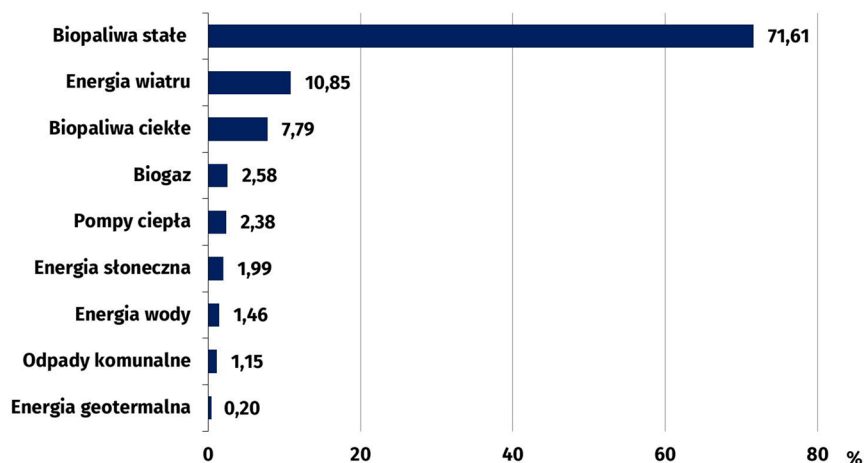
10.9. Udział geotermii w grupie odnawialnych źródeł energii w Polsce

Według Głównego Urzędu Statystycznego w 2022 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym pozyskaniu energii pierwotnej w Polsce wynosił 21,12%. Było to 536 072 TJ (Berent-Kowalska i in. 2022). Energia pozyskiwana ze źródeł odnawialnych pochodziła w przeważającym stopniu z biopaliw stałych (69,35%), energii wiatru (10,90%) i z biopaliw ciekłych (8,10%), natomiast udział energii geotermalnej (ciepłownictwo) był nieznaczny i wynosił poniżej 1% (podobnie było w poprzednich latach). Na zbliżonym poziomie był zapewne udział geotermalnych pomp ciepła jako elementu grupy wszystkich typów pomp ciepła (2,89%).

Podczas przygotowywania tego materiału nie były jeszcze dostępne całościowe dane GUS za 2022 r. Struk-

turę pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2021 r. (w tym energii geotermalnej) według danych sygnalnych GUS (2022) przedstawia rycina 10.9.1.

W nadchodzących latach spodziewany jest wzrost wykorzystania geotermii, w tym w ciepłownictwie, dzięki inwestycjom dofinansowanym przez priorytetowe programy wsparcia (www.nfosigw.gov.pl). Powinno to przynieść wzrost udziału geotermii w grupie OZE w Polsce. Dystans w stosunku do wielu innych krajów może się jednak mimo to utrzymywać, gdyż postęp w tym sektorze jest tam dotychczas szybszy niż w Polsce, o czym świadczą m.in. podane wcześniej informacje dotyczące europejskiego rynku geotermalnego.



Ryc. 10.9.1. Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2020 r. (GUS 2021)

10.10. Niektóre realizowane projekty geotermalne

W ostatnich latach w Polsce było zrealizowanych lub jest w trakcie realizacji kilkanaście geotermalnych projektów inwestycyjnych. Wśród nich było wykonanie wielu otworów – badawczych, niekiedy eksploatacyjnych (na Podhalu, w Dębicy, Kole, Koninie, Łądku-Zdroju, Pyrzycach, Sękowej, Sieradzu, Sochaczewie, Stargardzie, Tomaszowie Mazowieckim, Turku, Wręczy). Znacząca większość z nich była dofinansowana w formie dotacji z wymienionych w odrębnym rozdziale programów priorytetowych, niektóre z pożyczek dostępnych w ramach tych programów, kilka z innych źródeł (w tym prywatnych).

Projekty inwestycyjne dotyczyły także m.in. modernizacji i rozbudowy geotermalnych zakładów ciepłowniczych i innych instalacji, budowy powierzchniowej infrastruktury technicznej i ciepłowniczej dla kolejnych systemów c.o. z udziałem geotermii (w miejscowościach, w których uprzednio wykonano otwory).

Oprócz projektów inwestycyjnych opracowano wiele studiów, analiz wykonalności, propozycji innowacyjnych rozwiązań, wniosków o dofinansowanie kolejnych wierceń i nowych projektów. Wynikało to z dużego zainteresowania inwestorów (samorządów, innych podmiotów

publicznych i prywatnych) zarówno tzw. głęboką, jak i płytką geotermią, czemu sprzyjały możliwości uzyskania dofinansowania, w tym zwłaszcza z programów priorytetowych. W kilku ośrodkach prowadzono badania, prace badawczo-rozwojowe, działania szkoleniowe finansowane ze środków krajowych (na działalność statutową, środków z NCB, NCBiR, NFOŚiGW, innych), a także

ze źródeł zagranicznych – po raz pierwszy w tak dużym zakresie (środków unijnych, Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego, Norweskiego Mechanizmu Finansowego, in). Dotyczyły one różnych aspektów geotermii. Inicjowane były także inne projekty i przedsięwzięcia, które powinny przynieść efekty w następnych latach.

10.11. Główne dziedziny dalszego rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce i wybrane aspekty zrównoważonej eksploatacji

Podstawową dziedziną energetycznego zagospodarowania geotermii w Polsce jest i będzie ciepłownictwo, w tym ciepłownictwo sieciowe. Gwarantuje ono bowiem niskoemisyjność, a wśród wielu innych argumentów przemawiających na jego korzyść jest i ten wskazujący na rolę w utrzymaniu stabilnych i akceptowalnych cen ciepła (czynniki coraz to bardziej istotne obecnie i w nadchodzących latach), w poprawie jakości życia i zdrowia społeczeństwa. W niektórych miejscach można rozważać kogenerację ciepła i energii elektrycznej. Inne perspektywiczne (a do tej pory jeszcze nie rozwijane na skalę gospodarczą pomimo wcześniejszych badań i prac na skalę póltechniczną) dziedziny to m.in. rolnictwo, przetwórstwo rolno-spożywcze, akwakultury, zastosowania przemysłowe. Istotnymi branżami będą nadal lecznictwo i rekreacja, m.in. ze względu na rosnący popyt oraz na rolę w lokalnej gospodarce. Spodziewany jest też dalszy rozwój tzw. płytkiej geotermii przy zastosowaniu pomp ciepła.

Wśród czynników decydujących o zrównoważonej eksploatacji zasobów geotermalnych jest m.in. zatłaczanie schłodzonych wód (po ich energetycznym wykorzystaniu) z powrotem do ich zbiorników, jak i monitoring

eksploatowanych systemów i instalacji geotermalnych. Kolejnymi istotnymi problemami są zjawiska korozji i wytrącania wtórnych substancji mineralnych (skalingu) w systemach geotermalnych. Ich ewentualne pojawienie należy przewidywać już na etapie projektowania inwestycji, aby dobrać i zastosować odpowiednie materiały, metody, technologie i sposoby ograniczające lub eliminujące te zjawiska podczas eksploatacji tym bardziej, że wody geotermalne (zwłaszcza w obszarze Niżu Polskiego) posiadają często zarówno wysoką mineralizację, jak i skład fizykochemiczny, które mogą sprzyjać rozwojowi wymienionych zjawisk. Zasygnalizowane kwestie powinny uwzględniać projektanci, a także operatorzy instalacji zarówno już pracujących, jak i następnych, które są obecnie w trakcie realizacji lub planowania. Wskazuje na te potrzeby wielu specjalistów, i to już od początku rozwoju geotermii w Polsce. Zagadnienia te są już i będą coraz bardziej istotne w miarę rozpoczynania pracy przez kolejne instalacje korzystające z tych samych zbiorników i systemów geotermalnych. Są omówione w odrębnym rozdziale.

10.12. Podsumowanie

Ostatnich kilka lat przyniosło wiele istotnych działań ukierunkowanych na wzrost praktycznego zagospodarowania wód i energii geotermalnej w Polsce, przede wszystkim w niskoemisyjnym ciepłownictwie. Przejawiły się one w postaci realizacji kolejnych kilkunastu otworów (badawczych, eksploatacyjnych) oraz innych inwestycji. Było to możliwe przede wszystkim dzięki priorytetowym programom wsparcia publicznego, wprowadzanym od 2015/2016. Należy więc oczekiwać, że już wkrótce kilka kolejnych sieci c.o. w Polsce będzie dostarczać do odbiorców ciepło z udziałem geotermii (na co oczekujemy już niemal dekadę, od uruchomienia w 2013 r. ciepłowni geotermalnej w Poddębicach). Rozwijały się także bran-

że lecznictwa oraz rekreacji z zastosowaniem wód i ciepła geotermalnego (z trudnościami w działalności, jakie zaistniały w latach 2020–2022 r. w związku z pandemią), realizowane były też inne sposoby wykorzystania.

Za szerszym rozwojem wykorzystania energii geotermalnej w Polsce przemawia także m.in. potrzeba dekarbonizacji sektora ciepłownictwa poprzez wprowadzanie czystych nośników w miejsce paliw kopalnych, zgodnie m.in. z kluczowymi dokumentami z ostatnich lat: Strategią na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, Krajowym Planem na Rzecz Energii i Klimatu 2030, Polityką Energetyczną Polski do 2040 r., Krajowym Planem Odbudowy i Zwiększania Odporności, Wieloletnim Programem Roz-

woju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce do 2040 z perspektywą do 2050, a także dokumentami międzynarodowymi. Są to istotne uwarunkowania, a geotermia w Polsce ma potencjał, aby z nich w pełni skorzystać tym bardziej, że argumentów w tym zakresie dostarczają m.in. różnorodnie pozytywne efekty już działających instalacji, stosunkowo wysoki poziom akceptacji społecznej, coraz większa konkurencyjność ciepła geotermalnego w porównaniu z innymi źródłami.

Istotnym czynnikiem jest przy tym również współpraca wielu środowisk związanych z geotermią – praktyków, naukowców, samorządowców, przedsiębiorców, podmiotów decyzyjnych i finansujących. Ważna jest także współpraca międzynarodowa, intensyfikacja działań edukacyjnych i promocyjnych, transfer i budowanie wiedzy wśród przedstawicieli różnych grup zawodowych zaangażowanych w różnorodny sposób w geotermię, korzystanie z dobrych praktyk i doświadczeń wiodących krajów w zakresie geotermii (co ma ostatnio miejsce m.in. dzięki projektowi EOG, w ramach którego został opracowany ten podręcznik).

Literatura

- 2020 EGEC Geothermal Market Report. Key Findings. June 2021 (www.egec.org).
- Barbacki A., Bujakowski W., Graczyk S., Hołojuch G., Kazanowska A., Kępińska B., Pająk L., Uliasz-Misiak B. 2000. Rekonstrukcja otworu Mszczonów IG-1 na potrzeby eksploatacji złoża geotermalnego do systemu grzewczego. [W:] Bujakowski W. red. i in. 2000. Wybrane problemy geotermii – cz. 1. Studia, Rozprawy Monografie 76, Kraków: IGSMiE PAN.
- Berent-Kowalska G., Jurgaś A., Kacprowska J., Moskal I., Kapica K. 2022. Energia ze źródeł odnawialnych w 2021. Warszawa: GUS.
- Bujakowski W. 2000. Pilotowy projekt wykorzystania ciepła geotermalnego do upraw warzyw i chowu ryb w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu. *Czasopismo Techniczne* 58–63.
- Bujakowski W. red. i in. 2000. Wybrane problemy geotermii – cz. 1. Studia, Rozprawy Monografie 76, Kraków: IGSMiE PAN.
- GUS 2021. Energia ze źródeł odnawialnych w 2020 r. Informacje sygnałowe, 16.12.2021 (<https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2020-roku,10,4.html>).
- <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2020-roku,10,4.html>
- Krajowy Plan Na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030. Ministerstwo Aktywów Państwowych, 2019.
- Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej. Warszawa 2021.
- Kurek K.A., Heijman W., Van Ophem J., Gędek S., Strojny J. 2020a. Geothermal spas as a local development factor, the case of Poland. *Geothermics* 85, DOI: 10.1016/j.geothermics.2019.101777.
- Kurek K.A., Heijman W., Van Ophem J., Gędek S., Strojny J. 2020b. The impact of geothermal resources on the competitiveness of municipalities: evidence from Poland. *Renewable Energy* 151.
- Kępińska B. 2021. Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce w latach 2019–2021. *Przegląd Geologiczny* 6(9).
- Kępińska B., Hajto M., Pétursson B., Einarsson O. P., Pająk L., Tulinius H., Torgilsson G., Axelsson G., Gudmundsson J.R., Karska A., Peraj A., Sęczkowski P., Bujakowski W., Kasztelewicz A., Sowizdzał A., Papiernik B., Miecznik M., Tomaszewska B., Bielec B. 2017a. Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – Miasto Poddębice. Raport z wizyt studyjnych (www.eeagrants.agh.edu.pl).
- Kępińska B. red. i in. 2017b. Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce. Raport z wizyt studyjnych (www.eeagrants.agh.edu.pl).
- Kępińska B., Łowczowska A. 2002. Wody geotermalne w lecznictwie, rekreacji i turystyce. Studia, Rozprawy, Monografie 113, Kraków: IGSMiE PAN.
- Mapa drogowa rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w Polsce do 2040 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska (w opracowaniu, 2021).
- Pająk L., Bujakowski W. 2018. Zmiany cen zakupu energii ciepłej pochodzącej z polskich ciepłowni geotermalnych w latach 2007–2018 w świetle obowiązujących taryf rozliczeniowych. TPGGiRZ 1.
- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Dz.Urz. RP. Warszawa, 10 marca 2021 r. Poz. 264. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r.
- Sokołowski J., Długosz P., Bujakowski W. 1992. Pierwszy zakład geotermalny w Polsce. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geosynoptyka i Geotermia 6.
- Strategia na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.). Uchwała nr 8 Rady Ministrów z dnia 14 lutego 2017 r. M.P. 2017, poz. 260. www.eeagrants.agh.edu.pl.
- www.egec.org.
- www.geotermia.com.pl.
- www.geotermia.inet.pl.
- www.geotermia.pl.
- www.geotermia.poddebice.pl.
- www.geotermia.uniejow.pl.
- www.gterm.pl.
- www.lososjurajski.pl.
- www.nfosigw.gov.pl.
- www.port.pc.pl.

11. Organizacja i prowadzenie projektów geotermalnych w Polsce –

aspekty formalne i prawne

Wody termalne zgodnie z aktualnie obowiązującym w Polsce prawem zaliczane są do kopalin, podobnie jak wody lecznicze i solanki. Artykuł 5 ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 1420 ze zmianami) stanowi, że:

1. Kopalinami nie są wody, z wyjątkiem wód leczniczych, wód termalnych i solanek.
2. Woda:
 - leczniczą jest woda podziemna, która pod względem chemicznym i mikrobiologicznym nie jest zanieczyszczona, cechuje się naturalną zmiennością cech fizycznych i chemicznych, o zawartości:
 - rozpuszczonych składników mineralnych stałych – nie mniej niż 1000 mg/dm³,
 - jonu żelazawego – nie mniej niż 10 mg/dm³ (wody żelaziste),
 - jonu fluorkowego – nie mniej niż 2 mg/dm³ (wody fluorkowe),
 - jonu jodkowego – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody jodkowe),
 - siarki dwuwartościowej – nie mniej niż 1 mg/dm³ (wody siarczkowe),
 - kwasu metakrzemowego – nie mniej niż 70 mg/dm³ (wody krzemowe),

- radonu – nie mniej niż 74 Bq/dm³ (wody radonowe),
 - dwutlenku węgla niezwiązanego – nie mniej niż 250 mg/dm³, z tym że od 250 do 1000 mg/dm³ to wody kwasowęglowe, a powyżej 1000 mg/dm³ to szczawa;
 - termalną jest woda podziemna, która na wypływie z ujęcia ma temperaturę nie mniejszą niż 20°C.
3. Solanką jest woda podziemna o zawartości rozpuszczonych składników mineralnych stałych, nie mniejszej niż 35 g/dm³.
 4. Wodami leczniczymi, wodami termalnymi i solankami nie są wody pochodzące z odwadniania wyrobisk górniczych.

W praktyce hydrogeologicznej niejednokrotnie zdarza się, że ujęta otworem geotermalnym woda ma na wypływie temperaturę powyżej 20°C, mineralizację większą niż 35 g/dm³ oraz posiada składniki swoiste w stężeniach spełniających wymienione powyżej kryteria zaliczenia do wód leczniczych, co oznacza, że spełnia równocześnie wymagania określone dla wszystkich trzech typów wód – kopalin, termalnych solanek leczniczych. Kopaliny te stanowią własność Skarbu Państwa.

11.1. Wykonanie nowego otworu geotermalnego

W związku z tym, że wody termalne uznawane są prawnie za kopaliny, na ich eksploatację (wydobycie) wymagane jest posiadanie koncesji. Organem właściwym dla udzielenia koncesji jest w tym przypadku odpowiedni terytorialnie marszałek województwa. W przypadku wód – kopalin, nie ma wymogu posiadania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż wód termalnych, leczniczych i solanek. W związku z tym, wykonanie nowego otworu geotermalnego, w pierwszej kolejności wymaga opracowania projektu robót geologicznych na wykonanie otworu geotermalnego. Zasady sporządzania projektów robót geologicznych zostały określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji (Dz.U. 2011, Nr 288, poz. 1696 ze

zmianami). Zgodnie z przytoczonym rozporządzeniem, inwestor musi wykazać się prawem do dysponowania gruntem, na którym zlokalizowany będzie projektowany otwór. W praktyce formą prawną może być np. własność terenu, umowa dzierżawy, użyczenie terenu lub jakakolwiek inna umowa cywilnoprawna przekazująca prawo do dysponowania gruntem. Wystarczające jest również pisemne oświadczenie właściciela gruntu, w którym wyraża zgodę na wejście w teren i wykonanie projektowanych robót geologicznych. Należy jednak zwrócić uwagę, iż mimo że przepisy prawa tego nie wymagają, w pewnych sytuacjach należy wykazać się własnością terenu, na którym przewiduje się zlokalizować otwór geotermalny. Tak jest np. w przypadku, gdy inwestorem jest gmina, która stara się o dofinansowanie wykonania otworu geotermalnego w ramach programu priorytetowego Narodowego

Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej *Udostępnianie wód termalnych w Polsce*.

Opracowany projekt robót geologicznych podlega zatwierdzeniu przez właściwego miejscowo marszałka województwa. Po uzyskaniu decyzji zatwierdzającej projekt, ale przed przystąpieniem do robót wiertniczych, należy jeszcze spełnić dodatkowe wymogi formalne. Obejmują one opracowanie planu ruchu zakładu górniczego wykonującego roboty geologiczne. Plan ruchu opracowuje zazwyczaj wykonawca robót geologicznych (przedsiębiorstwo wiertnicze), a podpisuje inwestor zlecający i finansujący roboty geologiczne (tzw. przedsiębiorca) oraz uprawniona osoba posiadająca kwalifikacje górnicze Kierownika Ruchu Zakładu wykonującego roboty geologiczne. Wspomniany dokument podlega zatwierdzeniu przez organ nadzoru górniczego, którym w tym przypadku jest właściwy miejscowo dyrektor Okręgowego Urzędu Górniczego.

W szczególnych przypadkach, wynikających z zapisu §3, ust. 1, pkt. 44 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019, poz. 1839), może być jeszcze konieczne uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia. Wspomniany zapis stanowi, że do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się:

- 44) poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin:
- a) na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej,
 - b) prowadzone metodą podziemną,
 - c) wykonywane metodą otworów wiertniczych o głębokości większej niż 1000 m:
 - w strefach ochronnych ujęć wody,
 - na obszarach ochronnych zbiorników wód śródlądowych,
 - na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1–3 i 5 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, lub w otulinach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1–3 tej ustawy,
 - w odniesieniu do złóż gazu łupkowego,
 - d) wykonywane metodą otworów wiertniczych o głębokości większej niż 5000 m w przypadku stref, obszarów lub złóż kopalin, innych niż wymienione w lit. c.

W szczególnych okolicznościach może zaistnieć konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

Roboty geologiczne związane z wykonaniem projektowanego otworu geotermalnego muszą być prowadzone pod nadzorem geologicznym osoby posiadającej uprawnienia geologiczne kategorii IV. Zgodnie z ustawą *Prawo geologiczne i górnicze* kategoria IV uprawnień geologicznych upoważnia do wykonywania, dozoru i kierowania pracami geologicznymi polegającymi na: „poszukiwaniu i rozpoznawaniu zasobów wód podziemnych, w tym wód leczniczych, wód termalnych i solanek, określeniem wa-

runków hydrogeologicznych związanych z zamierzonym: wykonywaniem odwodnień w celu wydobywania kopalin, wtlaczaniem wód do górotworu, wykonywaniem odwodnień budowlanych otworami wiertniczymi, wykonywaniem przedsięwzięć mogących negatywnie oddziaływać na wody podziemne, w tym powodować ich zanieczyszczenie, podziemnym bezzbiornikowym magazynowaniem substancji lub podziemnym składowaniem odpadów, składowaniem odpadów na powierzchni, poszukiwaniem i rozpoznawaniem kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla, podziemnym składowaniem dwutlenku węgla, ustanawianiem obszarów ochronnych zbiorników wód podziemnych, zakończeniem lub zmianą poziomu odwadniania likwidowanych zakładów górniczych oraz wykonywanie i dokumentowanie prac geologicznych w celu wykorzystania ciepła Ziemi, a także projektowaniem i wykonywaniem otworów obserwacyjnych”.

Po zakończeniu prac wiertniczych i przeprowadzeniu badań hydrogeologicznych, w przypadku ich pozytywnego rezultatu należy opracować dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujętej wody termalnej. Wymagania odnośnie zawartości dokumentacji hydrogeologicznej określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz.U. 2016, poz. 2033). Natomiast jeśli wyniki przeprowadzonych prac okażą się negatywne, inwestor jest zobowiązany do opracowania tzw. innej dokumentacji geologicznej sporządzanej w przypadku nieudokumentowania zasobów, której zawartość określa rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innej dokumentacji geologicznych (Dz.U. 2020, poz. 2449). Podobnie jak dla projektu robót geologicznych, również i w tym przypadku organem właściwym do rozpatrzenia obu rodzajów dokumentacji jest marszałek województwa, przy czym dokumentację hydrogeologiczną zatwierdza on w formie decyzji, natomiast dokumentacja, która nie kończy się udokumentowaniem zasobów jest tylko przedkładana do rozpatrzenia i nie podlega zatwierdzeniu.

Dokumentacja hydrogeologiczna, obok ustalenia zasobów eksploatacyjnych otworu, powinna zawierać również ustalenie proponowanych granic obszaru (OG) i terenu górniczego (TG). Ogólne zasady wyznaczania granic OG i TG podane zostały w poradniku metodycznym opracowanym na zlecenie Ministra Środowiska Wyznaczenie granic obszaru i terenu górniczego dla złóż wód podziemnych uznanych za kopaliny (Ciężkowski, Kapuściński 2011). W przypadku, gdy eksploatacja wody termalnej, głównie z uwagi na jej wysoką mineralizację, musi być prowadzona za pomocą dubletu/tripletu otworów geotermalnych (otwór produkcyjny/otwór chłonny), to wówczas dokumentacja hydrogeologiczna powinna również zawierać ustalenie warunków zatłaczania wykorzystanej wody termalnej do górotworu.

Należy zaznaczyć, że wykonanie otworów chłonnych do zatłaczania schłodzonych wód również wymaga wymienionych procedur.

Ostatnim krokiem formalnym na drodze do rozpoczęcia eksploatacji wód termalnych jest uzyskanie koncesji na wydobywanie kopaliny jaką jest woda termalna. Równolegle wnioskuje się o ustanowienie użytkowania górniczego. Koncesji udziela marszałek województwa na wniosek ubiegającego się o nią podmiotu.

Poza dokumentami dotyczącymi samego wnioskodawcy załącznikami do wniosku są:

- projekt zagospodarowania złoża,
- decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu kopaliny (wody termalnej),
- mapa projektowanego obszaru i terenu górniczego.

Projekt zagospodarowania złoża (PZZ) sporządza się w granicach projektowanego obszaru górniczego. PZZ powinien określać m.in. optymalny wariant racjonalnego wykorzystania zasobów złoża oraz działania niezbędne w zakresie ochrony środowiska, w tym technologię eksploatacji, która zapewnić będzie ograniczenie ujemnych wpływów na środowisko. W projektach zagospodarowania złóż określa się:

- a) zasoby przemysłowe (bilansowe i pozabilansowe), które w przypadku wód termalnych, leczniczych i solanek są tożsame z zasobami eksploatacyjnymi;
- b) zasoby nieprzemysłowe, będące częścią zasobów bilansowych złoża niezaliczoną do zasobów przemysłowych oraz
- c) straty w zasobach przemysłowych i nieprzemysłowych będące częścią tych zasobów przewidzianą do pozostawienia w złożu, której na skutek zamierzonego sposobu eksploatacji nie można wyeksploatować w przewidywalnej przyszłości w sposób uzasadniony technicznie i ekonomicznie.

W przypadku wód podziemnych zaliczonych do kopaliny straty właściwie nie występują. Zasady sporządzania PZZ określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów zagospodarowania złóż (Dz.U. 2012, poz. 511). Podstawą do opracowania PZZ jest zatwierdzona dokumentacja hydrogeologiczna. Zapisy PZZ uszczegółwiają zasady prowadzenia eksploatacji kopaliny, muszą jednak pozostawać w zgodzie z zapisami zawartymi w dokumentacji hydrogeologicznej.

Posiadanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia na etapie uzyskiwania koncesji na wydobywanie kopaliny jest obligatoryjne i wynika z zapisu §3, ust. 1, pkt. 41 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019, poz. 1839) który stanowi, że do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się:

41) wydobywanie kopaliny ze złoża:

- a) metodą podziemną inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 27 lit. b lub metodą otworów wiertniczych inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 24.

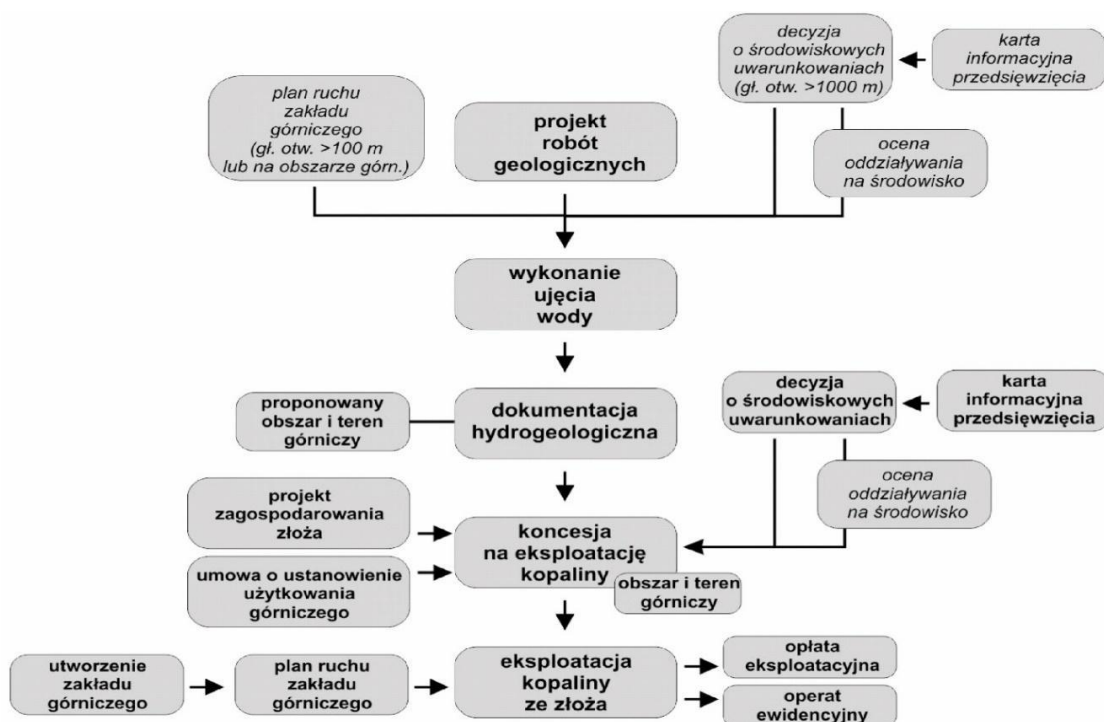
Podobnie jak w przypadku etapu realizacji projektu robót geologicznych na wykonanie otworu geotermalnego, również na etapie prac związanych z uzyskaniem koncesji na wydobywanie kopaliny w szczególnych okolicznościach może zaistnieć konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.

Jak już wspomniano powyżej, w dokumentacji hydrogeologicznej sporządzanej po wykonaniu otworu geotermalnego i ustaleniu jego zasobów eksploatacyjnych zamieszcza się propozycję granic obszaru i terenu górniczego. Mapa obszaru i terenu górniczego stanowiąca załącznik do wniosku koncesyjnego powinna nawiązywać do propozycji zawartej w zatwierdzonej dokumentacji hydrogeologicznej. Możliwe są wprowadzenie niewielkie korekty granic wynikające z uszczegółowienia ich przebiegu, jednak zmiany te nie powinny znacząco odbiegać od projektu OG i TG przedstawionego w zatwierdzonej dokumentacji hydrogeologicznej.

Równoległe z udzieleniem koncesji marszałek województwa w imieniu Skarbu Państwa, podpisuje z przedsiębiorcą (koncesjonariuszem) umowę o ustanowienie użytkowania górniczego. Organ koncesyjny (w tym przypadku marszałek) przed udzieleniem koncesji przesyła do wnioskodawcy projekt umowy o ustanowienie użytkowania górniczego. Warunkiem udzielenia koncesji jest podpisanie tejże umowy.

Po uprawomocnieniu decyzji koncesyjnej i utworzeniu zakładu górniczego można przystąpić do eksploatacji wody termalnej. Zasady prowadzenia ruchu zakładu górniczego określają przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górnich wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. 2014, poz. 812). Podstawowym dokumentem określającym zasady eksploatacji kopaliny w zakładzie górnym jest plan ruchu sporządzany przez Kierownika Ruchu Zakładu Górniczego. Zawartość planu ruchu określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górnich (Dz.U. 2017, poz. 2293). Ponadto, Kierownik Ruchu Zakładu Górniczego co roku opracowuje tzw. operat ewidencyjny zmian zasobów złoża, na którego podstawie wylicza się opłatę eksploatacyjną za wydobytą kopalinę. Zgodnie z obecnym stanem prawnym dla wody termalnej stosuje się zerową stawkę opłaty eksploatacyjnej.

Rycina 11.1.1 przedstawia schematycznie procedurę formalno-prawną uzyskania zezwolenia (koncesji) na eksploatację wody termalnej.



Ryc. 11.1.1. Procedura formalno-prawna uzyskania koncesji na wydobywanie wody termalnej

11.2. Adaptacja nieużytkowanych lub zlikwidowanych otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii

11.2.1. Adaptacja otworu w kierunku otworu eksploatacyjnego lub chłonnego

Wykorzystanie (nieużytkowanych lub zlikwidowanych (archiwalnych) otworów wiertniczych do celów geotermalnych (jako otworów eksploatacyjnych (produkcyjnych, wydobywczych) czy też otworów chłonnych) wiąże się z przejściem procedury formalno-prawnej, która podobna jest do procedury związanej z wykonaniem nowego otworu geotermalnego. Różnica polega jedynie na konieczności wykazania się prawem do dysponowania informacją geologiczną dla otworu przewidzianego do zaadaptowania na cele geotermalne.

Zgodnie z definicją przedstawioną w ustawie *Prawo geologiczne i górnictwo* (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 1420 ze zmianami):

- art. 6, ust.1, pkt. 1) danymi geologicznymi – są wyniki bezpośrednich obserwacji i pomiarów uzyskanych w toku prowadzenia prac geologicznych,
- natomiast art. 6, ust.1, pkt. 2) „informacją geologiczną – są dane i próbki geologiczne wraz z wynikami ich przetworzenia i interpretacji,

w szczególności przedstawione w dokumentacjach geologicznych oraz zapisane na informatycznych nośnikach danych”.

Zgodnie z powyższą definicją, wszelkie dane uzyskane na etapie wiercenia oraz wytworzone na ich podstawie dokumentacje stanowią informację geologiczną. Aby więc prawidłowo opracować projekt rekonstrukcji danego otworu, należy uzyskać dostęp do tej informacji i z niej skorzystać. Najpełniejsza informacja o konstrukcji otworu, przebiegu wiercenia i wynikach jego opróbowania zawarta jest geologicznej dokumentacji wynikowej wiercenia. Na etapie prac projektowych dostęp do informacji geologicznej jest nieodpłatny. Formalnie jednak należy zwrócić się z wnioskiem o jej udostępnienie. Formularze wniosków dostępne są w Narodowym Archiwum Geologicznym (NAG) oraz archiwach wojewódzkich.

Na etapie sporządzania dokumentacji hydrogeologicznej należy się wykazać prawem do informacji geologicznej dotyczącej rekonstruowanego otworu. W tym przypadku korzystanie z informacji geologicznej przysługuje wyłącznie za wynagrodzeniem. W związku z tym należy sporządzić wycenę informacji geologicznej, z ja-

kiej korzystano przy realizacji przedsięwzięcia. Zasady sporządzania wyceny określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem (Dz.U. 2011, Nr 292, poz. 1724). Wycenę, o której mowa, mogą wykonywać osoby posiadające kwalifikacje do wykonywania, dozoru i kierowania pracami geologicznymi stwierdzone w kategorii odpowiadającej rodzajowi wycenianej informacji geologicznej (w przypadku wód termalnych – w kategorii IV). Wycena stanowi załącznik do wniosku o korzystanie z informacji geologicznej za wynagrodzeniem. Finalnie, wnioskodawca podpisuje ze Skarbem Państwa umowę na korzystanie z informacji geologicznej. Obecnie wartość informacji geologicznej wykorzystywanej w celu wydobywania wód termalnych podlega obniżeniu o 95%.

Pozostała część procedury jest taka sama jak opisana powyżej na wykonanie nowego otworu geotermalnego.

11.2.2. Adaptacja otworu w kierunku otworowego wymiennika ciepła (OWC)

Według obowiązującego obecnie stanu prawnego w Polsce, prace związane z budową otworowych wymienników ciepła (OWC) podlegają przepisom ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 1420 ze zmianami) oraz przepisom wykonawczym do tej ustawy. Zarówno dla płytkich otworów wykorzystywanych w tzw. płytkiej geotermii, jak i dla wykorzystania ciepła Ziemi poprzez rekonstrukcję archiwalnych otworów badawczych, poszukiwawczych czy poeksploatacyjnych (np. naftowych lub gazowych) oraz negatywnych otworów geotermalnych zastosowanie ma art. 85, ust. 1, pkt. 1. Artykuł ten stanowi, że projekt robót geologicznych dla wierceń w celu wykorzystania ciepła Ziemi nie podlega zatwierdzeniu, a jedynie zgłoszeniu właściwemu miejscowo Staroście Powiatowemu. Rozpoczęcie robót geologicznych może nastąpić, jeżeli w terminie 30 dni od dnia przedłożenia projektu Starosta, w drodze decyzji, nie zgłosi do niego sprzeciwu. Starosta może zgłosić sprzeciw w dwóch przypadkach, jeżeli:

- sposób wykonywania zamierzonych robót geologicznych zagraża środowisku lub
- projekt robót geologicznych nie odpowiada wymaganiom prawa.

Tok postępowania jest taki sam w przypadku wykonywania nowych otworów, przeznaczonych do wykorzystania ciepła Ziemi, jak i w przypadku adaptacji do tego celu istniejących otworów archiwalnych. Głębokość otworu nie ma tutaj znaczenia. Projekt robót geologicznych powinien spełniać wymagania rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji (Dz.U. 2011, Nr 288, poz. 1696 ze zmianami). Projekt powinien być sporządzony

i podpisany przez osobę posiadającą uprawnienia geologiczne kategorii IV (opisana w rozdz. 12.1) lub V (poszukiwanie i rozpoznawanie zasobów wód podziemnych, z wyjątkiem wód leczniczych, wód termalnych i solanek, określanie warunków hydrogeologicznych związanych z zamierzonym: wykonywaniem odwodnień budowlanych otworami wiertniczymi, wykonywaniem przedsięwzięć mogących negatywnie oddziaływać na wody podziemne, w tym powodować ich zanieczyszczenie, podziemnym bezzbiornikowym magazynowaniem substancji lub podziemnym składowaniem odpadów, składowaniem odpadów na powierzchni, ustanawianiem obszarów ochronnych zbiorników wód podziemnych, oraz wykonywanie i dokumentowanie prac geologicznych w celu wykorzystania ciepła Ziemi, a także projektowanie i wykonywanie otworów obserwacyjnych).

Przystąpienie do etapu realizacji projektu robót geologicznych, a w szczególności robót geologicznych w obrębie istniejącego otworu wiertniczego, w określonych warunkach, wymaga sporządzenia planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne i uzyskania jego zatwierdzenia przez właściwego miejscowo Dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego. Konieczność sporządzenia przywołanego planu ruchu jest obligatoryjna w dwóch przypadkach, jeśli:

- głębokość otworu stanowiącego OWC jest większa niż 100 m p.p.t.;
- jego lokalizacja związana jest z istniejącym obszarem górniczym ustanowionym dla wydobywania kopalin, bez wyjątków.

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że przedsięwzięcia związane z pozyskaniem ciepła Ziemi nie zostały wymienione w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019, poz. 1839) i tym samym nie podlegają procedurze uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia.

Po wykonaniu prac zaplanowanych do realizacji w projekcie robót geologicznych, inwestor ma obowiązek przedłożyć właściwemu miejscowo Staroście Powiatowemu dokumentację powykonawczą z wynikami prac. Zawartość dokumentacji określa §3 i §6 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innej dokumentacji geologicznych (Dz.U. 2020, poz. 2449).

Eksploatacja otworowych wymienników ciepła (niezależnie od głębokości) nie podlega przepisom *Prawa geologicznego i górniczego*, stąd nie ma konieczności organizacji zakładu górniczego na etapie eksploatacji OWC. Działalność ta nie wymaga również odrębnych pozwoleń lub koncesji. Należy jednak pamiętać, że w przypadku jakichkolwiek prac wykonywanych wewnątrz OWC pod powierzchnią Ziemi konieczne jest sporządzenie i zatwierdzenie przez właściwego miejscowo Dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne, podobnie jak na etapie wykonywania OWC.

Jeżeli budowa otworowego wymiennika ciepła związana jest z wykonaniem naziemnych obiektów budowlanych (obudowa odwiertu, pompownia, wymiennikownia, itp.) prace te będą podlegać ustawie *Prawo budowlane* (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 2351 ze zmianami).

W przypadku wykorzystania archiwalnych otworów badawczych, poszukiwawczych czy poeksploatacyjnych do pozyskania ciepła Ziemi konieczne jest, aby inwestor wykazał się prawem do korzystania z informacji geologicznej, podobnie jak w przypadku wykorzystania takich otworów do eksploatacji wody termalnej.

Według obecnie obowiązujących przepisów prawo do informacji geologicznej przysługuje Skarbowi Państwa. Przepisy te przewidują jednak szczególne uprawnienia dla podmiotów, które poniosły koszt prac geologicznych. Zgodnie z ustawą *Prawo geologiczne i górnictwo* ten, kto poniósł koszt prac prowadzonych na podstawie decyzji wydanych na podstawie ustawy (decyzja o udzieleniu koncesji lub decyzja o zatwierdzeniu projektu robót geologicznych) lub zgłoszenia projektu robót geologicznych prowadzonych w celu wykorzystania ciepła Ziemi lub zbadania struktur geologicznych związanych z występowaniem złóż węglowodorów (badania geofizyczne) i uzyskał informację geologiczną, ma prawo do nieodpłatnego korzystania z niej, a prawo to jest nieograniczone w czasie. Podmiot ten przez okres 3 lat od dnia doręczenia decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną lub od dnia przekazania dokumentacji geologicznej organowi ma prawo do wyłącznego korzystania z informacji geologicznej w celu ubiegania się o wykonywanie działalności w zakresie:

- wydobywania kopalin ze złoża;
- poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów ze złóż;
- podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów oraz podziemnego składowania dwutlenku węgla;
- w jakim wymagane jest pozwolenie wodnoprawne.

Jeżeli w okresie wyłączności podmiot uzyskał decyzję pozwalającą na prowadzenie działalności, o której mowa powyżej, prawo wyłączności przysługuje przez czas określony wskazany w decyzji oraz dodatkowo przez 2 lata od utraty jej mocy. Przedłużenie okresu wyłączności nie dotyczy jednak wykonywania działalności w zakresie wydobywania węglowodorów i podziemnego składowania dwutlenku węgla.

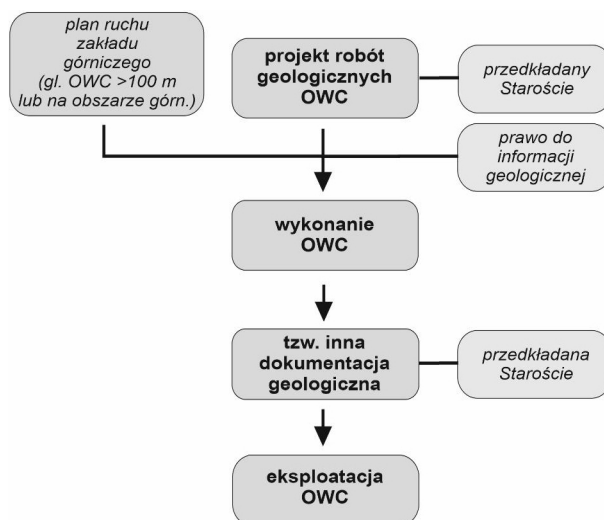
W celu uzyskania prawa do korzystania z informacji geologicznej należy zwrócić się do Skarbu Państwa z wnioskiem o uzyskanie takiego prawa za wynagrodzeniem. Załącznikiem do wniosku jest m.in. wycena informacji geologicznej. Wycenę taką sporządza osoba z odpowiednimi uprawnieniami geologicznymi adekwatnymi do wnioskowanej informacji geologicznej. Sposób wyceny określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem (Dz.U. 2011, Nr 292, poz. 1724).

Przywołane powyżej przepisy nie przewidują przypadku korzystania z informacji geologicznej dla pozyskania

ciepła Ziemi. Sposób wyceny określa tylko przypadki szacowania wartości informacji dla prowadzenia działalności związanej z uzyskaniem koncesji lub pozwolenia wodnoprawnego. W przypadku wykorzystania ciepła Ziemi nie jest potrzebna ani koncesja, ani pozwolenie wodnoprawne. Kwestia ta wymaga więc uregulowania lub doprecyzowania w przepisach prawa.

Mając na względzie dodatkowe aspekty, znajdujące swój wyraz między innymi w polityce energetycznej państwa, opracowywanej okresowo przez zobligowane do tego ministerstwa, uwzględniając również politykę Unii Europejskiej ukierunkowaną na wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz zapobieganie zmianom klimatycznym, celowym wydaje się również wprowadzenie zasady monitorowania ilości energii wytworzonej z wykorzystaniem OWC (płytkich i głębokich). Ponieważ pozyskanie ciepła Ziemi jest ściśle związane z regulacjami wynikającymi z ustawy *Prawo geologiczne i górnictwo*, to warto rozważyć wprowadzenie w ustawie zapisów obligujących np. marszałka województwa, starostę powiatowego lub Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy do gromadzenia danych o mocy zainstalowanej projektowanych instalacji OWC na podstawie danych zawartych w projektach robót geologicznych oraz faktycznej mocy OWC na podstawie przedkładanej do rozpatrzenia innej dokumentacji geologicznej.

Z uwagi na obowiązujące regulacje prawne pojawia się również wątpliwość związana z procedowaniem zgody na adaptację wykonanego głębokiego (więcej niż 100 m p.p.t.) negatywnego otworu poszukiwawczego za wodą termalną albo zagospodarowaniem nieczynnego starego otworu badawczego lub poeksploatacyjnego (np. naftowego lub gazowego) jako OWC. Zdaniem autorów niniejszego rozdziału procedowanie to winno być realizowane przez służby marszałka województwa, które zajmują się m.in. zatwierdzaniem projektu robót



Ryc. 11.2.1. Procedura formalno-prawna w przypadku adaptacji otworu na głęboki otworowy wymiennik ciepła (OWC)

geologicznych na wykonanie robót mających na celu pozyskanie wód termalnych, jak również rozpatrywaniem dokumentacji określonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych (Dz.U. 2020, poz. 2449) dla przypadku, gdy otwór jest negatywny. Konsekwencją wymienionych działań winno być zatem dalsze procedowanie wykonania głębokiego OWC przez ten sam organ nadzoru geologicznego, jakim jest Marszałek Województwa. Co więcej – zasadne wydaje się wpro-

wadzenie już dla etapu projektowania otworów poszukiwawczych (zatem w rozporządzeniu w sprawie projektu robót geologicznych) konieczności określenia rozwiązań technicznych w celu przystosowania negatywnego otworu jako OWC. Powinno to być obligatoryjne, podobnie jak obligatoryjne jest wskazanie sposobu likwidacji negatywnego otworu poszukiwawczego.

Rycina 11.2.1 przedstawia schematycznie procedurę formalno-prawną związaną z adaptacją otworu na głęboki otworowy wymiennik ciepła.

11.3. Podsumowanie

- Wody termalne w świetle obowiązujących przepisów prawa są kopalinami, w związku z czym ich eksploatacja wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji.
- Organem koncesyjnym w przypadku wód termalnych jest właściwy miejscowo marszałek województwa.
- Poszukiwanie i rozpoznanie wód termalnych nie wymaga uzyskania koncesji.
- Roboty geologiczne związanych z wykonaniem nowego otworu geotermalnego lub adaptacją na cele geotermalne archiwalnych otworów wiertniczych reguluje ustawa *Prawo geologiczne i górnicze*. Prace wykonywane są na podstawie projektu robót geologicznych zatwierdzonego przez marszałka województwa.
- Projekt robót geologicznych dla wykonania nowego otworu geotermalnego lub adaptację archiwalnego otworu musi być sporządzony i podpisany przez osobę posiadającą uprawnienia geologiczne kategorii IV lub V w przypadku OWC.
- Przystąpienie do etapu realizacji robót geologicznych wymaga sporządzenia planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne i uzyskania zatwierdzenia przez właściwego miejscowo dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego.
- Plan ruchu opracowuje zazwyczaj wykonawca robót geologicznych (przedsiębiorstwo wiertnicze) posiadający uprawnionego Kierownika Ruchu Zakładu.
- W szczególnych wypadkach przed przystąpieniem do prac wiertniczych konieczne jest jeszcze uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia.
- W przypadku pozytywnych wyników wiercenia, po wykonaniu robót geologicznych inwestor ma obowiązek przedłożyć do zatwierdzenia właściwemu miejscowo marszałkowi województwa dokumentację hydrogeologiczną.
- W przypadku negatywnych wyników wiercenia sporządza się tzw. inną dokumentację geologiczną niekończącą się udokumentowaniem zasobów i przedkłada do rozpatrzenia marszałkowi województwa.
- Przed rozpoczęciem eksploatacji otworu geotermalnego konieczne jest uzyskanie koncesji, którą wydaje marszałek województwa.
- Załącznikami do wniosku koncesyjnego jest projekt zagospodarowania złoża, decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia związanego z wydobywaniem kopaliny (obligatoryjna konieczność uzyskania) oraz mapa projektowanego obszaru i terenu górniczego.
- Równoległe z wnioskiem o uzyskanie koncesji wnioskodawca składa wnioski o ustanowienie użytkownika górniczego. Uzyskanie koncesji wiąże się z obowiązkiem podpisania ww. umowy.
- Po uzyskaniu koncesji przedsiębiorca ma obowiązek zorganizowania zakładu górniczego, który będzie prowadził eksploatację wody termalnej, na podstawie planu ruchu zatwierdzonego przez właściwego miejscowo dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego.
- Zakładem górniczym kieruje Kierownik Ruchu Zakładu Górniczego. Co roku jest on zobligowany do opracowania operatu ewidencyjnego zasobów złoża oraz wyliczenia opłaty eksploatacyjnej.
- Zgodnie z aktualnym stanem prawnym dla wód termalnych obowiązuje zerowa stawka opłaty eksploatacyjnej za wydobycie kopaliny.
- Procedura formalnoprawna związana z adaptacją nieużytkowanych lub zlikwidowanych otworów wiertniczych w kierunku wykonania otworu eksploatacyjnego i/lub chłonnego jest taka sama jak dla nowych otworów. Różnica polega jedynie na konieczności wykazania się prawem do rozporządzania informacją geologiczną dla otworu adaptowanego.
- Na etapie sporządzania projektu robót geologicznych informacja geologiczna jest nieodpłatna. Z kolei na etapie sporządzania dokumentacji hydrogeologicznej istnieje konieczność wykazania się prawem do dysponowania informacją geologiczną. W związku z powyższym inwestor zwraca się do Skarbu Państwa (który rozporządza informacją geologiczną) z wnioskiem o udostępnienie za wynagrodzeniem informacji geologicznej, do którego dołącza jej wycenę.

- Wycenę sporządza osoba z uprawnieniami geologicznymi kategorii IV właściwymi w przypadku wód termalnych.
- Wykonywanie robót geologicznych związanych z budową OWC reguluje ustawa *Prawo geologiczne i górnicze*. Procedowanie ma charakter uproszczony.
- Przystąpienie do etapu realizacji robót geologicznych ukierunkowanych na pozyskanie ciepła Ziemi za pomocą OWC (poprzez adaptację starych otworów, jak i wykonanie nowych) wymaga sporządzenia planu ruchu zakładu wykonującego roboty geologiczne i uzyskania zatwierdzenia przez właściwego miejscowo dyrektora Okręgowego Urzędu Górniczego.
- Podobnie jak to miało miejsce w przypadku nowych otworów, plan ruchu opracowuje zazwyczaj wykonawca robót geologicznych (przedsiębiorstwo wiertnicze), posiadający uprawnionego Kierownika Ruchu Zakładu.
- Po wykonaniu robót geologicznych inwestor ma obowiązek przedłożyć właściwemu miejscowo staroście tzw. inną dokumentację geologiczną.
- Eksploatacja ciepła Ziemi nie wymaga dodatkowych formalności wynikających z *Prawa geologicznego i górniczego* (np. koncesji).
- Wykonanie naziemnych obiektów budowlanych związanych z zabudową OWC (obudowa odwiertu, pompownia, wymiennikownia, itp.) podlega ustawie *Prawo budowlane*.

Literatura

Ciężkowski W., Kapuściński J. 2011. Wyznaczanie granic obszaru i terenu górniczego dla złóż wód podziemnych uznanych za kopaliny. Poradnik metodyczny. Min. Środ., Warszawa.

- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów robót geologicznych, w tym robót, których wykonywanie wymaga uzyskania koncesji (Dz.U. 2011, Nr 288, poz. 1696 ze zmianami).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. 2019, poz. 1839).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz.U. 2016, poz. 2033).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020 r. w sprawie innych dokumentacji geologicznych (Dz.U. 2020, poz. 2449).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 kwietnia 2012 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących projektów zagospodarowania złóż (Dz.U. 2012, poz. 511).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 kwietnia 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu zakładów górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. 2014, poz. 812).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 grudnia 2017 r. w sprawie planów ruchu zakładów górniczych (Dz.U. 2017, poz. 2293).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2011 r. w sprawie korzystania z informacji geologicznej za wynagrodzeniem (Dz.U. 2011, Nr 292, poz. 1724).
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 2351 ze zmianami).
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity: Dz.U. 2021, poz. 1420 ze zmianami).

12. Charakterystyka geotermalnego źródła energii

i wpływ poszczególnych elementów systemu geotermalnego na efektywność jego pracy

12.1. Wprowadzenie

Niniejszy rozdział wiąże się z zagadnieniami energetycznymi i energetyką. Energetyka jest działem nauki i techniki lub gałęzią przemysłu zajmującą się przetwarzaniem dostępnych nośników energii w postać łatwą do wykorzystania w przemyśle i umożliwiającą, w wygodny sposób, pokryć potrzeby odbiorców komunalnych (nie-przemysłowych). Energia, która jest obiektem rozważań energetycznych, może być zdefiniowana jako zdolność układu do wykonania pracy. Im większy jest potencjał układu do wykonania pracy, tym więcej energii jest w nim zakumulowanej. Energia posiada pewne cechy, jest funkcją stanu układu (nie zależy od sposobu przejścia z jednego stanu do innego, zależy jedynie od stanu aktualnego). Energia jest niezniszczalna, jej dostępna ilość jest skończona i niezmienna. Można zamieniać jedną formę energii w inną. Można energię koncentrować w jednym układzie, kosztem uszczuplenia jej zasobów w innym, natomiast nie można zmieniać całkowitej ilości energii*.

Przekształcając i użytkując energię, powodujemy jej rozproszenie w otaczającym nas środowisku. Kolejne przemiany powodują, że przynajmniej część energii jest coraz trudniejsza lub niemożliwa do odzyskania i użytkowego zagospodarowania. Praca i ciepło nie są formami (nośnikami) energii, a jedynie sposobami jej wymiany. Powszechnie stosowane pojęcie „energii cieplnej” jest formalnie niepoprawne, ciepło nie jest rodzajem energii (nie ma więc energii cieplnej), możemy mówić jedynie o wymianie energii na drodze wymiany ciepła. Niektóre powszechnie stosowane sformułowania, mimo że nie są

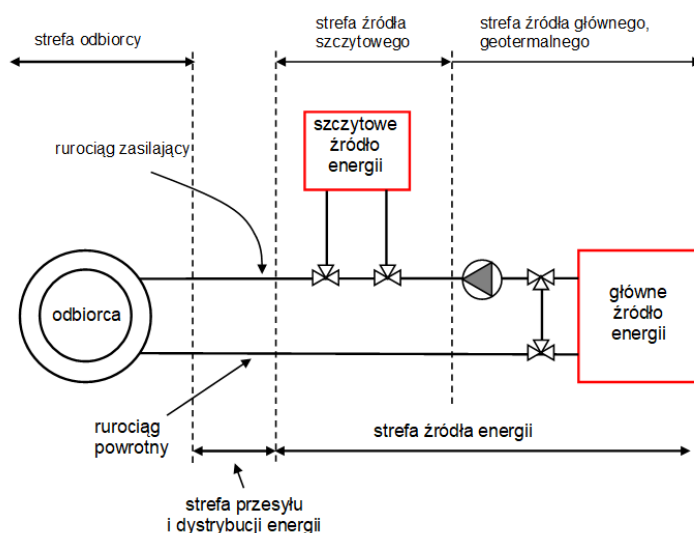
formalnie poprawne, są na tyle powszechne, że trudno się bez nich sprawnie komunikować. Ważne jest jednak, aby za niekoniecznie poprawną nomenklaturą zawsze stał poprawny sens fizyczny stosowanych pojęć. Poniżej przytoczono kilka najważniejszych definicji.

Źródło energii jest to układ, od którego energia może być pozyskana w celu dalszego wykorzystania. Źródłami energii są zatem zasoby pozwalające pozyskać energię, która może zostać następnie zamieniona na energię użytkową, której formę jest w stanie wykorzystać odbiorca. Zgodnie z definicją podaną przez Clevanda i Morrisa (2006) do źródeł energii zaliczyć możemy zasoby żywe, zdolne do wykonania pracy lub dostarczenia energii na drodze wymiany ciepła – czyli zwierzęta i ludzi, energię wiatru, energię słoneczną, energię spadku lub przepływu wód, zasoby węgla, gazu ziemnego, ropy naftowej, paliwa nuklearne, geotermię i inne.

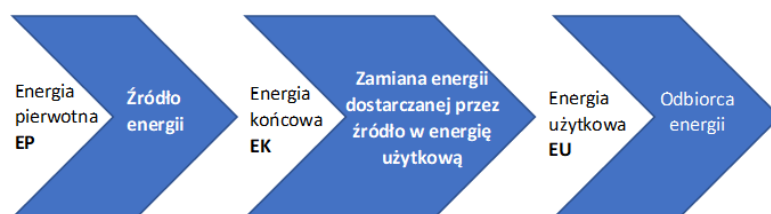
System energetyczny jest to zespół komponentów ujmujących wszystkie elementy, które wykorzystuje się, by sprostać zapotrzebowaniu na energię konsumowaną w określonych przez odbiorcę celach. Odbiorca, a konkretnie jego potrzeby, definiują również formę energii, która powinna zostać dostarczona. W przypadku potrzeb związanych z ogrzewaniem, czyli utrzymaniem tzw. komfortu cieplnego, odbiorca poprzez wykorzystanie określonych systemów ogrzewania, narzuca formę i parametry nośnika dostarczającego energię. Nośnik pośredniczący winien w źródle energii uzyskać wymagane parametry i być przekazany odbiorcy, uwzględniając straty przesyłowe związane z charakterystyką systemu przesyłu i dys-

* W dobrze znanym podręczniku akademickim, przedstawiającym kurs fizyki (Halliday i in. 2019), porównano zasoby energii do zasobów pieniędzy. Różne formy, w jakich występuje energia, porównano tam do rachunków bankowych. Środki można przenosić z jednego rachunku na inny. Całkowita ilość dostępnych środków pozostaje jednak stała.

Kwestią niezależną od ilości energii jest jej użyteczność, której miarą może być zdolność do zaspokojenia określonych potrzeb odbiorcy. W rzeczywistych przemianach nieodwracalnych, np. takich w których występuje tarcie, część energii może zostać rozproszona w otoczeniu w taki sposób, że jej odzyskanie będzie już niemożliwe.



Ryc. 12.1.1. Schemat geotermalnego, hybrydowego źródła energii



Ryc. 12.1.2. Łańcuch przemian, którym podlega energia w systemie energetycznym

trybucji energii. W skład systemu energetycznego wchodzi zatem trzy główne elementy (ryc. 12.1.1):

- odbiorca;
- sieć przesyłająca i dystrybucyjna;
- źródło energii.

W systemie energetycznym energia ulega przemianom od energii zawartej w nośniku zużywanym przez źródło do energii użytkowej, wykorzystanej przez odbiorcę (ryc. 12.1.2).

Obliczeniowy sposób określania wartości energii na poszczególnych etapach (EP, EK i EU) opisano w Dz.U. poz. 376, 2015). W przypadku energii pierwotnej przywołany akt zawiera rozważania do nieodnawialnej ener-

gii pierwotnej, odnosząc ją jedynie do konwencjonalnych nośników energii, takich jak węgiel, gaz ziemny, olej opałowy i sieciowa energia elektryczna. Mowa jest tu zatem jedynie o nieodnawialnej energii pierwotnej. Oczywiście – jeżeli zachodzi potrzeba, definicję można poszerzyć również o źródła odnawialne. Zgodnie z definicjami zawartymi w (Dz.U. poz. 376, 2015) każdy ze wskaźników zapotrzebowania na energię uwzględnia zapotrzebowanie systemu: ogrzewania (oznaczenie H), przygotowania CWU (W), chłodzenia (C), wbudowanej instalacji oświetlenia (L; L określane dla budynków i lokali niemieszkalnych).

12.2. Mierniki oceny zapotrzebowania na energię

Punktem wyjścia dla rozważań jest określenie zapotrzebowania na **energię użytkową EU**, w przypadku ogrzewania jest energia tracona przez obudowę obiektu i wentylację do otoczenia, po uwzględnieniu zysków energii. W przypadku podgrzewania ciepłej wody użytkowej, jest to ilość energii potrzebna do ogrzania zużywanej ilości wody od temperatury wody wodociągowej do temperatury

dostawy. Jeżeli skupimy się na ogrzewaniu EU_H , to można powiedzieć, że energia użytkowa, to ilość energii niezbędna w celu zapewnienia warunków komfortu cieplnego w ogrzewanym obiekcie. Całkowite zapotrzebowanie na energię użytkową oblicza się ją jako sumę EU_H , EU_W , EU_C i EU_L .

Energia końcowa EK to energia dostarczana do granicy, na której zamieniamy energię dostarczaną ze źródła

lub nośnika w energię użytkową. W przypadku domu jednorodzinnego będzie to energia docierająca do obiektu, np. w miejscu przyłącza gazowego lub elektrycznego. Uwzględnia ona straty konwersji energii dostarczanej z nośnikiem lub ze źródła (np. sprawności kotłów) oraz straty przesyłu, dystrybucji (np. pompy obiegowe, straty na przewodach), magazynowania, przekazania energii odbiorcy, regulacji energii. Obowiązuje zależność, że $EK > EU$.

Energia pierwotna EP uwzględnia dodatkowo nakłady energii potrzebne do tego, by z energii zawartej w nośniku pierwotnym wytworzyć paliwo lub inny nośnik energii (np. prąd elektryczny). Na tym etapie uwzględnia się dodatkowe wydatki energetyczne, które muszą być poczynione, by dostarczyć energię końcową. W przypadku węgla kamiennego może to być nakład energii na jego wydobycie, transport, magazynowanie i dystrybucję (dostarczenie odbiorcy). W przypadku prądu uwzględnia się sprawność zamiany energii chemicznej paliwa w prąd i sprawność jego przesyłu i dystrybucji. Uwzględnienia dodatkowych wydatków energetycznych dokonuje się wykorzystując tzw. współczynniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej. Zapotrzebowanie na energię pierwotną nieodnawialną określa się według zależności (Dz.U. poz. 376, 2015):

$$EP_X = \sum_{i=1}^n (EK_{X,i} \cdot w_{X,i} + E_{el,i} \cdot w_{el,i})$$

gdzie:

- X – kierunek/sposób wykorzystania energii,
- H – ogrzewanie,
- W – przygotowanie ciepłej wody,
- C – chłodzenie,
- L – oświetlenie,
- EP_X – zapotrzebowanie na energię pierwotną związaną ze sposobem wykorzystania X (H, W, C i L),
- i – liczba podsystemów odpowiadających danemu sposobowi wykorzystania X ,
- $EK_{X,i}$ – zapotrzebowanie na energię końcową, związaną z analizowanym kierunkiem wykorzystania energii X , dla podsystemu i ,
- $w_{X,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla podsystemu i , w kierunku wykorzystania X ,
- $E_{el,i}$ – zapotrzebowanie dodatkowe na energię elektryczną związaną z danym kierunkiem wykorzystania energii X , dla podsystemu i ,
- $w_{el,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii elektrycznej dla podsystemu i .

Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej podano w tabeli 12.2.1.

Tabela 12.2.1. Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej (w_j) na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemów technicznych (Dz.U. poz. 376, 2015)

Lp.	Sposób zasilania budynku lub jego części w energię	Rodzaj nośnika energii lub energii	w_j
1	Miejscowe wytwarzanie energii w budynku	Olej opałowy	1,10
2		Gaz ziemny	
3		Gaz płynny	
4		Węgiel kamienny	
5		Węgiel brunatny	
6		Energia słoneczna	0,00
7		Energia wiatru	
8		Energia geotermalna	
9		Biomasa	0,20
10		Biogaz	0,50
11	Ciepło sieciowe z kogeneracji	Węgiel kamienny lub gaz	0,80
12		Biomasa, biogaz	0,15
13	Ciepło sieciowe z ciepłowni	Węgiel kamienny	1,30
14		Gaz lub olej opałowy	1,20
15	Sieć elektryczna systemowa	Energia elektryczna	3,00

Energię końcową można określić dla kierunku/sposobu wykorzystania X z zależności:

$$EK_x = \frac{EU_x}{\eta_x}$$

gdzie:

- EK_x – zapotrzebowanie na energię końcową dla kierunku/sposobu wykorzystania X ,
- EU_x – zapotrzebowanie na energię użytkową dla kierunku/sposobu wykorzystania X ,
- η_x – średnia sprawność całkowita systemu dla kierunku/sposobu wykorzystania X , równa iloczynowi poszczególnych elementów w łańcuchu zaspokojenia potrzeb cieplnych.

Poniżej podano sposób wyliczania średniej sezonowej sprawności całkowitej dla ogrzewania i przygotowania ciepłej wody, jako kierunków najbardziej istotnych dla przedstawionych rozważań. W przypadku ogrzewania $X = H$, średnia sprawność całkowita systemu określona jest zależnościami:

$$\eta_H = \eta_{H,g} \cdot \eta_{H,c} \cdot \eta_{H,d} \cdot \eta_{H,s}$$

gdzie:

- η_H – średnia sezonowa sprawność całkowita systemu ogrzewania,
- $\eta_{H,g}$ – średnia sezonowa sprawność wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanych do źródła ciepła,
- $\eta_{H,e}$ – średnia sezonowa sprawność regulacji i wykorzystania ciepła w przestrzeni ogrzewanej,

- $\eta_{H,d}$ – średnia sezonowa sprawność przesyłu ciepła ze źródła ciepła do przestrzeni ogrzewanej,
- $\eta_{H,s}$ – średnia sezonowa sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu ogrzewania.

W przypadku przygotowania ciepłej wody użytkowej $X = W$, średnia sprawność całkowita systemu określona jest zależnościami:

$$\eta_W = \eta_{W,g} \cdot \eta_{W,c} \cdot \eta_{W,d} \cdot \eta_{W,s}$$

gdzie:

- η_W – średnia sezonowa sprawność całkowita systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- $\eta_{W,g}$ – średnia roczna sprawność wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanych do źródła ciepła,
- $\eta_{W,s}$ – średnia roczna sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- $\eta_{W,d}$ – średnia roczna sprawność przesyłu ciepła ze źródła ciepła do zaworów czerpalnych,
- $\eta_{W,e}$ – średnia roczna sprawność wykorzystania ciepła (przyjmuje się 1,0).

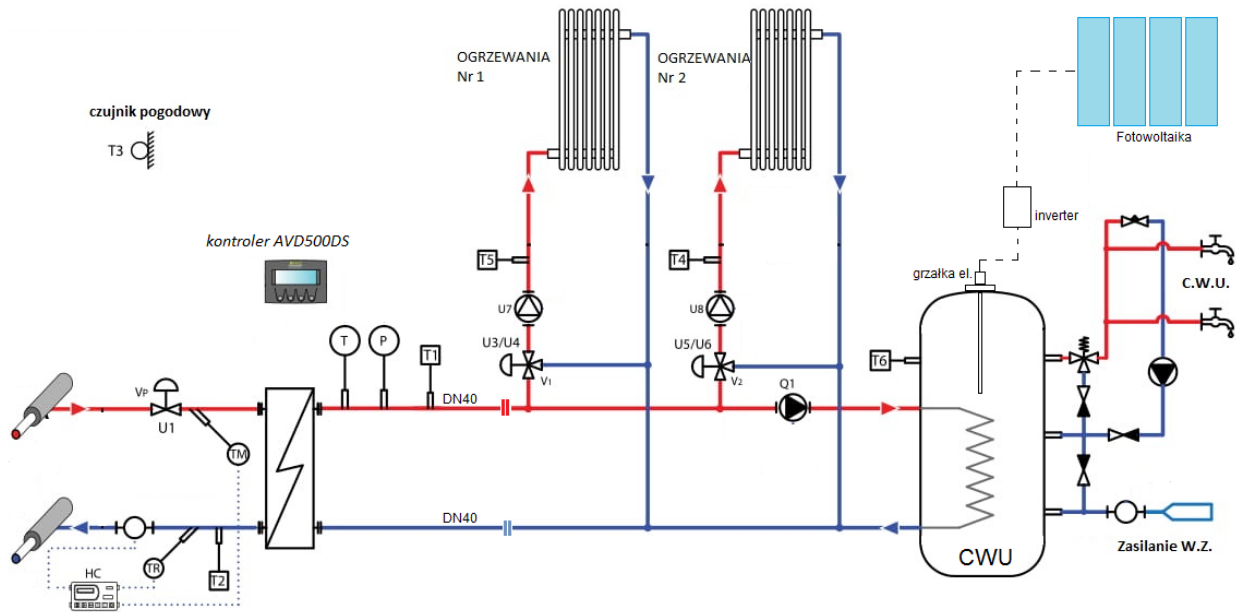
Literatura i ustawy (np. Dz.U. poz. 376, 2015) zawierają wiele pomocnych tabel, pozwalających określić wartości współczynników całkowitej sprawności systemów, stosownie do kierunków wykorzystania.

12.3. System przesyłu energii

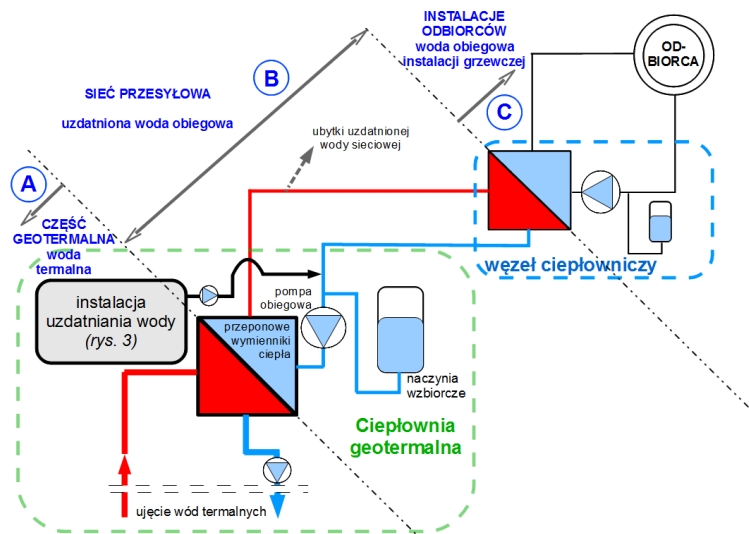
System przesyłu energii łączy źródło z odbiorcą, w jego skład wchodzi wszystkie urządzenia i elementy techniczne, w które system przesyłu musi być wyposażony, by przekazać energię od źródła do odbiorcy. Źródło i odbiorca mogą być włączeni do systemu przesyłu przy wykorzystaniu elementów pozwalających energię odpowiednio rozdzielać między większą grupę odbiorców, stosowanie do ich zróżnicowanych potrzeb, umownie można te elementy nazwać **systemem lub elementami dystrybucji energii**. W przypadku zaspokojenia potrzeb w zakresie ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej odbiorcę z systemem przesyłu łączą tzw. węzły ciepłownicze, w skład których wchodzi przede wszystkim wymienniki ciepła, pompy i inne elementy armatury, pozwalające pobrać energię z systemu przesyłowego i przekazać ją odbiorcy (ryc. 12.3.1).

W przypadku wykorzystania energii geotermalnej w polskich warunkach geologicznych i złożowych mówimy

przede wszystkim o pozyskaniu, przesyśle, dystrybucji i wykorzystaniu energii, która jest przekazywana na drodze wymiany ciepła – czyli używając potocznej terminologii energii cieplnej. Na rycinie 12.3.2 przedstawiono w sposób schematyczny geotermalny system ciepłowniczy w skład którego wchodzi źródło energii, sieć przesyłowa i odbiorcy energii. Poszczególne elementy systemu oddzielono przeponowymi wymiennikami ciepła, co jest rozwiązaniem dość powszechnym, chętnie stosowanym w praktyce. Sekcje wymienników stanowią zarazem naturalne granice kompetencji (odpowiedzialności za poprawne działanie danego elementu systemu). Poszczególne elementy systemu mogą być zarządzane przez inne podmioty/przedsiębiorstwa, choć nie jest to regułą, często zależy to od wielkości systemu. W mniejszych systemach wszystkie elementy mogą być nadzorowane przez jeden podmiot. W większych źródło energii oraz system przesyłu i dystrybucji mogą należeć do innych podmiotów.



Ryc. 12.3.1. Przykładowy schemat węzła ciepłowniczego (smartDHS 2022)

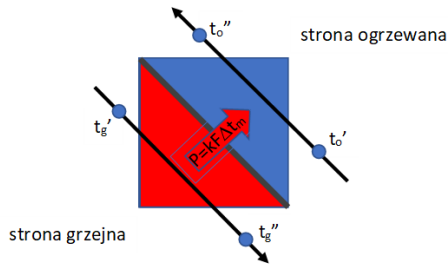


Ryc. 12.3.2. Schemat geotermalnego systemu energetycznego, którego elementy oddzielono wymiennikami ciepła

Wymienniki ciepła stanowią bardzo czytelną granicę podziału. Przeponowe oddzielenie od siebie obiegów czynników wymieniających ciepło zabezpiecza system przed awariami. Niestety obok efektów pozytywnych ich wykorzystanie niesie za sobą również efekty negatywne. Każdy wymiennik cechuje pewną sprawność (która jest dość wysoka), a przede wszystkim nieuchronne straty temperatury. Straty temperatury spowodowane są przez skończoną różnicę temperatur, która jest gwarantem utrzymania wymiany ciepła między stronami wymiennika. W zależności od temperatury mediów wpływających do wymiennika (ryc. 12.3.3) można zdefiniować ją jako

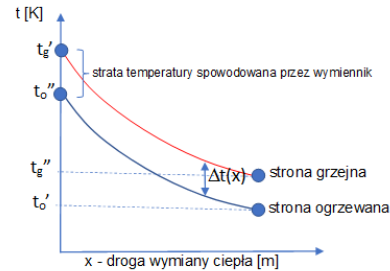
średnią arytmetyczną lub logarytmiczną. Niezależnie od tego zawsze i niezależnie od konstrukcji wymiennika i jego sposobu eksploatacji spełniony jest warunek, że temperatura medium ogrzewanego na wyjściu z wymiennika jest niższa od temperatury medium grzejącego na wejściu do wymiennika ($t_o'' < t_g'$). W skrajnym przypadku, przy dużej powierzchni wymiany ciepła i wysokiej wartości współczynnika przenikania ciepła k [$W/(m^2 K)$] różnica temperatur $t_o'' - t_g'$ może być niewielka i wynosić około 1 K. Różnica temperatur, będąca „siłą napędzającą” wymianę ciepła, jest określana jako średnia logarytmiczna:

$$\Delta t_m = \frac{(t_g'' - t_o') - (t_g' - t_o'')}{\ln \left(\frac{t_g'' - t_o'}{t_g' - t_o''} \right)}, \quad \text{gdy } (t_g'' - t_o') > (t_g' - t_o'')$$



Jeżeli stosunek mniejszej do większej różnicy temperatur na kródcach wymiennika (czyli różnic $t_g' - t_o''$ i $t_g'' - t_o'$) jest większy niż 0,5 średnią logarymiczną można zamienić na średnią arytmetyczną (Hobler 1979):

$$\Delta t_m = \frac{(t_g' - t_o'') + (t_g'' - t_o')}{2}$$



Ryc.12.3.3. Schemat wymiennika przeciwprądowego wraz z oznaczonymi temperaturami medium grzejnego i ogrzewanego oraz schematem zmian temperatury mediów w trakcie przepływu przez wymiennik

12.4. Charakterystyka energetyczna ujęcia wód geotermalnych

W przypadku energii geotermalnej dostępna, maksymalna temperatura uzależniona jest od lokalnych warunków geotermalnych. Najczęściej rośnie ona wraz z głębokością zalegania eksploatowanego horyzontu geotermalnego i obowiązuje zasada, że im głębiej sięgamy, tym wyższych temperatur możemy się spodziewać. Woda geotermalna, płynąc ku powierzchni styka się kolejno z coraz chłodniejszymi utworami geologicznymi (ryc. 12.4.1). Uruchamia to proces wymiany ciepła między płynem a górotworem. Otwór geotermalny, z punktu widzenia terminologii stosowanej w ciepłownictwie, można uznać za niezaizolowany pionowy rurociąg. Straty energii na przepływie ku powierzchni mogą być zatem znaczące. Ze stratami energii wiąże się oczywiście obniżenie temperatury dostępnej na powierzchni wody geotermalnej. Ilość straconej energii zależy między innymi od czasu jaki woda spędza w otworze. Im dłużej nim przepływa, tym większe będą straty energii. Czas przepływu wody od strefy filtra otworu, ku głowicy można określić zależnością:

$$\Delta \tau = \frac{L}{w} = \frac{LF}{\dot{V}}$$

gdzie:

- $\Delta \tau$ – czas przepływu płynu geotermalnego od strefy filtra na powierzchnię [s],
- L – długość otworu [m],
- w – prędkość przepływu płynu otworem [m/s],

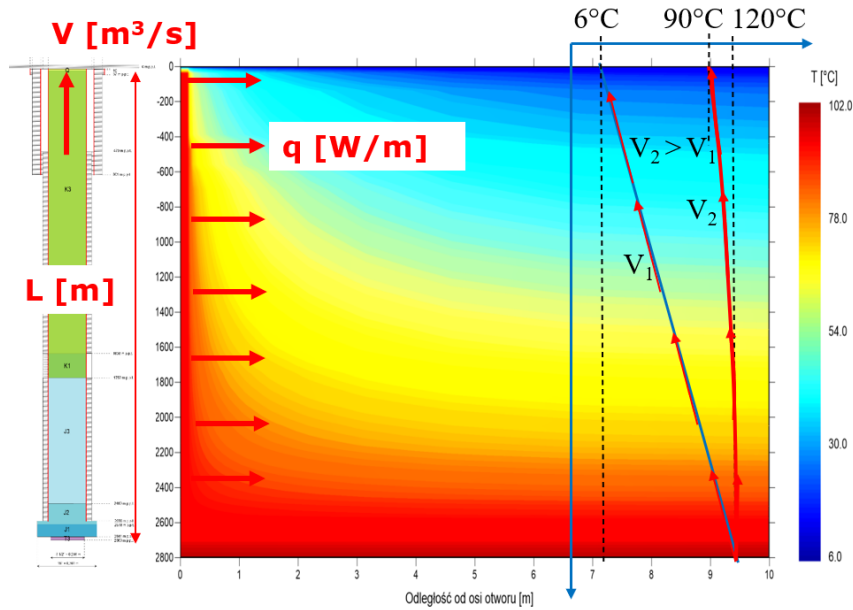
- F – przekrój aktywny dla przepływu (przekrój poprzeczny otworu) [m²],
- \dot{V} – strumień płynu geotermalnego [m³/s].

Z zależności wynika, że czas ten możemy redukować, dobierając odpowiednią średnicę otworu, im mniejsza średnica, tym krótszy czas. Niestety zmniejszanie średnicy otworu powoduje wzrost prędkości przepływu płynu, a co za tym idzie oporów przepływu. Wybór średnicy optymalnej jest zawsze kompromisem pomiędzy stratami ciepła i oporami przepływu. Posługując się pojęciem temperatury głowicowej i złożowej, przy przyjęciu, że c to ciepło właściwe wody geotermalnej, ρ to jego gęstość, a q [W/m] to jednostkowe straty mocy cieplnej przypadające je jednostkę długości otworu, można zapisać

$$t_{\text{głowicowa}} = t_{\text{złożowa}} \cdot \frac{qL}{\dot{V}c\rho} \Rightarrow t_{\text{głowicowa}} \rightarrow t_{\text{złożowa}}$$

$$\text{jeżeli } \frac{qL}{\dot{V}c\rho} \rightarrow 0 \text{ K } (\dot{V} \rightarrow \infty)$$

Z powyższej zależności spodziewać się można, że straty mocy na wypływie płynu, a tym samym straty temperatury, będą tym większe, im mniejszy będzie dostępny strumień płynu geotermalnego, dłuższy będzie otwór i większa będzie jego średnica. W miarę upływu czasu na skutek stałych strat energii do górotworu zmianie ulega naturalny rozkład temperatury w sąsiedztwie otworu. Ska-



Ryc. 12.4.1. Przykład obrazujący zmianę temperatury naturalnej w otoczeniu otworu geotermalnego oraz zmian temperatury wody geotermalnej na wypływie (skala osi pionowej i poziomej jest inna, wynik modelowania numerycznego) (oprac. własne)

ły otaczające otwór zostają ogrzane. Powoduje to spadek siły napędowej dla strat ciepła, czyli różnicy temperatury między płynem wypływającym otworem a górtworem. W konsekwencji tego temperatura na głowicy otworu rośnie, co widać na przykładowym wykresie z ryciny 12.4.2.

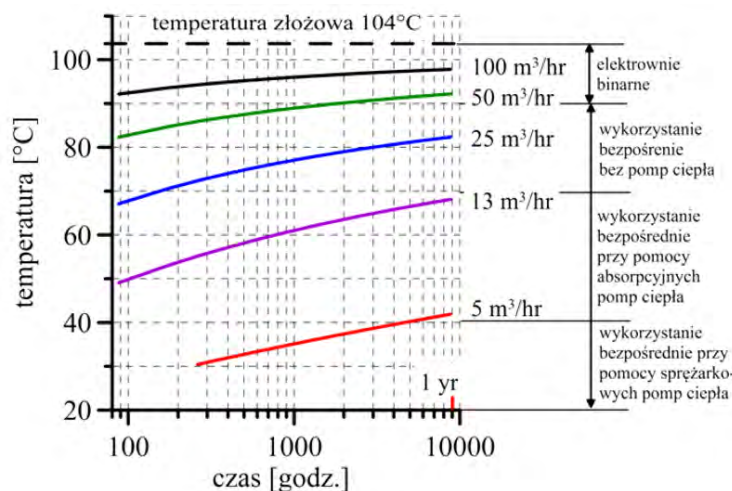
W warunkach ustalonej wymiany ciepła temperaturę na głowicy otworu geotermalnego, uwzględniając sposób zarurowania odwiertu oraz panujące w jego sąsiedztwie warunki geologiczne i termiczne, można oszacować iteracyjnie, wykorzystując poniżej podane równania. Intensywność jednostkowa strat energii przypadająca na 1 m długości odwiertu, stanowiąca podstawę niniejszych obliczeń, określona została zależnością (Carslaw, Jaeger 1948):

dla: $\frac{4a_r \tau}{r_w^2} \gg 1$

$$q_1 = 4\lambda_r \Pi(t_w - t_\infty) \left[\ln \left(\frac{4a_r \tau}{r_w^2} - 2\gamma \right) \right]^{-1}$$

gdzie:

- q_1 – jednostkowa intensywność strat energii [W/m],
- λ_r – przewodność cieplna skał otoczenia [W/(m°C)],
- t_w – średnia temperatura wody w odwiercie [°C],
- a_r – współczynnik wyrównania temperatury dla skał sąsiadujących z odwiertem $a_r = \lambda_r / (c_r \rho_r)$ [m²/s],
- c_r – ciepło właściwe skał otoczenia [J/(kg°C)],
- ρ_r – gęstość skał otoczenia [kg/m³],
- t_∞ – naturalna temperatura skał otoczenia (temperatura w punkcie znacząco odległym od ścianki odwiertu) [°C],



Ryc. 12.4.2. Przykład zmian temperatury wody geotermalnej dostępnej na głowicy otworu w czasie, wynik modelowania matematycznego (Barbacki i in. 2009)

- τ – czas po jakim wyznacza się straty energii [s],
 r_w – promień rury odwiertu [m],
 γ – stała Eulera ($\gamma = 0,577216\dots$).

Cechą geotermalnego źródła energii jest stałość temperatury na poziomie filtra otworu produkcyjnego w czasie. Jeżeli spełniono warunek odpowiedniego oddalenia otworu chłonnego od otworu produkcyjnego, przy założeniu eksploatacji w schemacie dubletu geotermalnego, woda geotermalna w strefie złoża ma stałą temperaturę, niezależnie jaką temperaturę ma woda powracająca do złoża i wtłaczana otworem chłonnym. Przy eksploatacji jednootworowej uniezależnienie dostępnej temperatury wody geotermalnej od poziomu schłodzenia jest oczywiste. Oznacza to, że moc ujęcia geotermalnego nie jest stała, ale silnie zależy od temperatury do jakiej schładzamy wodę geotermalną. Matematycznie opisuje to równanie:

$$P(\tau) = \dot{V}(\tau) c \left|_{t_{zatlaczania}}^{t_{eksploatacji}} \rho \left|_{t_{zatlaczania}}^{t_{eksploatacji}} \left[t_{eksploatacji}(\tau) - t_{zatlaczania}(\tau) \right]$$

gdzie:

- τ – czas [s],
 P – moc dostarczana ze strumieniem wody geotermalnej [W],
 \dot{V} – strumień płynu geotermalnego [m³/s],
 $t_{eksploatacji}$ – temperatura eksploatowanej wody geotermalnej [°C],
 $t_{zatlaczania}$ – temperatura zatłaczania [°C],
 $c \left|_{t_{zatlaczania}}^{t_{eksploatacji}}$ – średnie ciepło właściwe wody geotermalnej w przedziale temperatur od $t_{zatlaczania}$ do $t_{eksploatacji}$ [J/(kgK)],
 $\rho \left|_{t_{zatlaczania}}^{t_{eksploatacji}}$ – średnia gęstość wody geotermalnej w przedziale temperatur od $t_{zatlaczania}$ do $t_{eksploatacji}$ [kg/m³].

Cechę tę można wykorzystać na dwa sposoby, po pierwsze obniżając temperaturę wody geotermalnej, poprzez jej efektywne schłodzenie, spowodowane odebraniem energii, możemy podnosić dostępną moc ujęcia. Jeżeli wzrost mocy ujęcia nie jest naszym celem, ponieważ np. nie jesteśmy jej w stanie efektywnie zagospodarować, obniżając temperaturę zatłaczanej wody możemy zredukować wymagany strumień wody geotermalnej. Dzięki temu redukujemy zużycie energii elektrycznej niezbędnej na eksploatację i zatłoczenie wody. Efektywne ochłodzenie wody geotermalnej przynosi zatem wymierne korzyści.

Każda instalacja grzewcza, z której korzysta odbiorca energii wymaga określonej temperatury zasilania i określonego strumienia nośnika ciepła. Nośnikiem ciepła w instalacjach grzewczych zarówno w przypadku centralnego ogrzewania, jak i przygotowania ciepłej wody użytkowej jest najczęściej woda. Dzięki temu, że jej temperatura jest

wyższa od temperatury ogrzewanego medium (powietrze w ogrzewanym pomieszczeniu lub woda chłodna ulegająca podgrzaniu w instalacjach c.w.u.) może ona przekazywać energię na drodze wymiany ciepła. W każdym punkcie instalacji grzewczej temperatura wody, która jest nośnikiem energii łączącym źródło z odbiorcą, musi być wyższa od temperatury ogrzewanego medium. Granicznie, temperatury te mogą się zrównać, wówczas ustaje wymiana ciepła między nimi. Źródło energii kontroluje parametry nośnika, ustalając jego temperaturę i strumień. Odbiorca energii odbierając energię od nośnika pośredniczącego wpływa na temperaturę powrotu, w sytuacji gdy korzysta tylko z części strumienia wysyłanego przez źródło energii steruje również wartością strumienia.

Moc chwilową odebraną przez odbiorcę od nośnika energii pośredniczącego opisujemy równaniem:

$$P(\tau) = \dot{V}(\tau) c \left|_{t_p}^{t_z} \rho \left|_{t_p}^{t_z} (t_z - t_p)$$

gdzie:

- τ – czas [s],
 P – moc dostarczana ze strumieniem czynnika pośredniczącego w wymianie ciepła między użytkownikiem a źródłem energii [W],
 \dot{V} – strumień czynnika pośredniczącego [m³/s],
 t_z – temperatura zasilania [°C],
 t_p – temperatura powrotu [°C],
 $c \left|_{t_p}^{t_z}$ – średnie ciepło właściwe czynnika pośredniczącego w przedziale temperatur od t_p do t_z [J/(kg K)],
 $\rho \left|_{t_p}^{t_z}$ – średnia gęstość czynnika pośredniczącego w wymianie ciepła między źródłem a odbiorcą w przedziale temperatur od t_p do t_z [kg/m³].

Równanie powyższe pozwala dokonać podziału sposobu sterowania mocą dostarczaną przez źródło odbiorcy energii. Zakładając, że rezygnujemy z teoretycznie możliwego, ale praktycznie niewykonalnego zabiegu polegającego na wymianie czynnika roboczego w trakcie pracy systemu energetycznego (co powoduje, że jego ciepło właściwe gęstość pozostaje poza naszą kontrolą – czynnikiem najczęściej jest woda, a jej parametry zależą od ciśnienia i temperatury) parametrami które można zmieniać są strumień czynnika roboczego i temperatura zasilania.

Temperatura powrotu ulega zmianom, ale zmiany te zależą od odbiorcy, a nie źródła energii. Jeżeli wybierzemy sposób sterowania mocą dostarczoną przez zmianę strumienia mówimy wówczas o **ilościowym sterowaniu mocą dostarczoną**. Jeżeli parametrem zmienianym będzie temperatura zasilania, to mówimy o **jakościowym sterowaniu mocą dostarczoną**. Jeżeli zmianie ulega zarówno temperatura zasilania jak i strumień czynnika roboczego, to mówimy o **pełnym, jakościowo ilościowym sterowaniu mocą dostarczoną**.

12.5. Odbiorca energii i jego wymagania

Równanie opisujące moc dostarczaną przez instalację grzewczą do odbiorcy ma postać:

$$P(\tau) = k(\tau)F\Delta t_m(\tau)$$

gdzie:

- τ – czas [s],
- P – moc przekazywana przez czynnik roboczy odbiorcy [W],
- k – współczynnik przenikania ciepła [W/(m² K)],
- F – powierzchnia wymiany ciepła [m²],
- Δt_m – średnia różnica temperatur między mediami wymieniającymi ciepło [K].

W warunkach ustalonej wymiany ciepła równania uzależniające dostarczaną moc od powierzchni elementów grzewczych i strumienia czynnika oraz jego schłodzenia spełnione są równocześnie. Ilość dostarczonej energii jest równa ilości energii przekazanej przez instalację grzewczą odbiorcy. Tworzą one układ równań pozwalający określić wymaganą temperaturę zasilania i powrotu czynnika roboczego. W przypadku ilościowego lub pełnego sterowania mocą dostarczaną strumień czynnika roboczego zmienia się zazwyczaj według równania (Szkarkowski, Łatowski 2006):

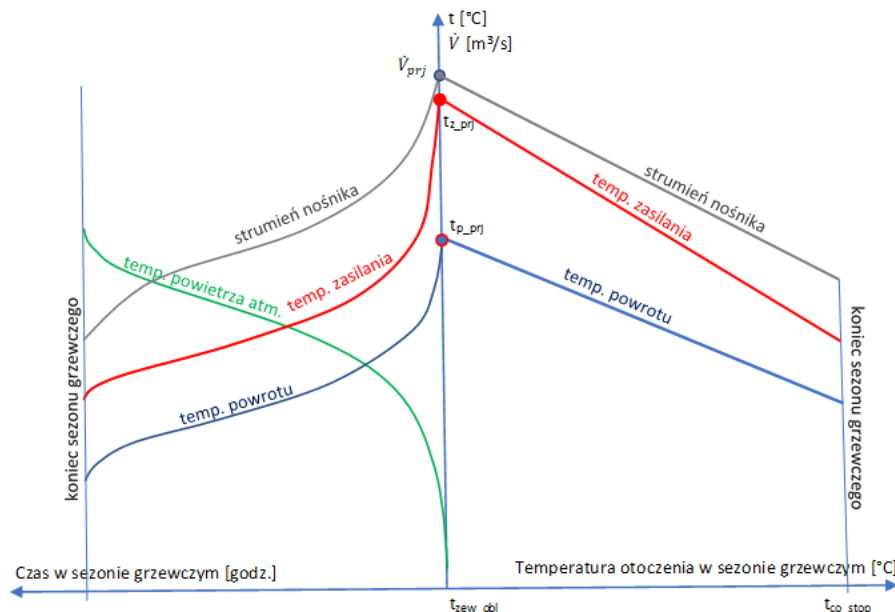
$$\dot{V}(\tau) = \dot{V}_{prj} \left(\frac{t_{wew}(\tau) - t_{pow}(\tau)}{t_{wew_prj} - t_{pow_prj}} \right)^b$$

gdzie:

- $\dot{V}(\tau)$ – strumień czynnika w chwili t [m³/s],
- \dot{V}_{prj} – strumień czynnika w warunkach projektowych [m³/s],
- $t_{wew}(\tau)$ – temperatura wewnętrzna w chwili czasu t [°C],
- $t_{pow}(\tau)$ – temperatura powietrza atmosferycznego w chwili czasu t [°C],
- t_{wew_prj} – temperatura wewnętrzna w warunkach projektowych [°C],
- t_{pow_prj} – temperatura powietrza atmosferycznego w warunkach projektowych (Strzeszewski, Wereszczyński 2009) [°C],
- b – wykładnik potęgowy, w przypadku sterowania pełnego jakościowo-ilościowego zazwyczaj równy 1/3 (Szkarkowski, Łatowski 2006) [–].

Charakterystykę odbiorcy energii można podawać w funkcji temperatury powietrza atmosferycznego lub w funkcji czasu, uwzględniając lokalne warunki klimatyczne (ryc. 12.5.1).

Przy stałej powierzchni grzejnej wraz ze zmianą temperatury zmienia się średnia temperatura elementów grzejnych, a tym samym moc przekazywana do ogrzewanej przestrzeni. Obniżanie temperatury jest możliwe dzięki rozbudowie powierzchni wymiany ciepła. To z kolei zmienia udział sposobów wymiany ciepła między elementami grzejnymi a powietrzem w ogrzewanych po-



Ryc.12.5.1. Przykładowa charakterystyka odbiorcy energii w zakresie określenia zapotrzebowania na temperaturę zasilania i strumień czynnika roboczego oraz osiąganą temperaturę powrotu, w funkcji temperatury otoczenia (na prawo od osi rzędnych) i czasu w sezonie grzewczym (na lewo od osi rzędnych)

mieszczeniach. By uwzględnić ten efekt, współczynnik przenikania ciepła k opisujący intensywność wymiany ciepła zapisuje się w nieco innej formie i wprowadza się współczynnik a i wykładnik potęgowy n – zależny od rodzaju stosowanej instalacji grzewczej:

$$k(\tau)F = a(\Delta t_m(\tau))^n$$

gdzie:

- τ – czas [s],
- k – współczynniki przenikania ciepła [W/(m² K)],
- a, n – współczynniki zależne od rodzaju instalacji grzewczej,
- F – powierzchnia grzewcza [m²],
- Δt_m – średnia różnica temperatury między elementami grzejnymi a powietrzem w ogrzewanym pomieszczeniu [K].

Znając warunki projektowe i zakładając że współczynnik a (w równaniu powyżej), jest stały, określić można wymaganą temperaturę zasilania i strumień czynnika roboczego z układu równań (Recknagel i in. 2008):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{P_1}{P_2} = \frac{m_1 \cdot (tz_1 - tp_1)}{m_2 \cdot (tz_2 - tp_2)} \\ \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{\frac{tz_1 - tp_1}{\ln\left(\frac{tz_1 - tw_1}{tp_1 - tw_1}\right)}}{\frac{tz_2 - tp_2}{\ln\left(\frac{tz_2 - tw_2}{tp_2 - tw_2}\right)}} \right)^n \end{array} \right.$$

gdzie:

- P – moc [W],
- m – strumień masy czynnika roboczego [kg/s],
- tz – temperatura zasilania [°C],
- tp – temperatura powrotu czynnika z instalacji grzejnikowej [°C],
- tw – temperatura wewnątrz ogrzewanego pomieszczenia [°C],
- n – wykładnik potęgowy (tzw. wykładnik grzejnika lub wykładnik charakterystyki grzejnika), jego wartość uzależniona jest od rodzaju stosowanych grzejników (instalacji grzejnej), ich typu i wymiarów. Wartość wyznaczana doświadczalnie dla danego grzejnika [–],
- indeksy 1 i 2 – odpowiednio dla warunków
 - 1 – w których wymaganą temperaturę i strumień nośnika chcemy wyznaczyć
 - 2 – projektowych.

Wykładnik potęgowy n przyjmuje następujące charakterystyczne wartości (Recknagel i in. 2008; Natka 2010):

- ~ 1,1 dla ogrzewania podłogowego, sufitowe, ściennie;
- ~ 1,2–1,3 dla grzejników płytowych;
- ~ 1,25 dla rur gładkich i rur ożebrowanych;
- ~ 1,3 dla radiatorów;

- ~ 1,25–1,45 dla grzejników konwekcyjnych;
- ~ 1,30 dla grzejników członowych;
- ~ 1,2–1,25 dla grzejników płytowych.

Dokładne wartości współczynnika n podają producenci grzejników w ich specyfikacji technicznej, przykładowy wyciąg ze specyfikacji grzejników płytowych polskiego producenta przedstawiono na rycinie 12.5.2.

Rozbudowa powierzchni grzewczej pozwala osiągnąć określony efekt (miernikiem, którego jest dostarczenie określonej mocy grzewczej) przy niższych temperaturach zasilania i powrotu. To z kolei, w przypadku limitowanej temperatury zasilania – co jest jedną z cech zasobów geotermalnych – wpływa na czas pracy dodatkowych źródeł energii i ich moc, a co za tym idzie, ilość wytworzonej energii. Instalacja, którą stosuje odbiorca energii, wpływa zatem bezpośrednio na efekty pracy geotermalnego systemu energetycznego. Sytuację tę przedstawiono na wykresie z ryciny 12.5.3. Wyodrębniono na nim trzy możliwe zakresy współpracy źródła, które cechuje się jak geotermia limitowaną temperaturą możliwą do uzyskania. Pierwszy zakres możliwej współpracy to zakres (oznaczony na zielono), w którym wymagana temperatura zasilania instalacji odbiorcy jest niższa od dostępnej temperatury źródła energii. Jeżeli dostępny strumień wody geotermalnej jest wystarczający, w zakresie tym źródło geotermalne będzie w stanie samodzielnie pokryć potrzeby odbiorcy. Drugi zakres możliwej współpracy to przedział czasu (oznaczony na czerwono), w którym dostępna temperatura źródła jest wyższa od temperatury powrotu wody z instalacji grzewczych, ale niższa od wymaganej temperatury zasilania. W tym zakresie źródło może częściowo pokrywać potrzeby odbiorcy. Utrzymanie warunków komfortu cieplnego wymagałoby będzie stosowania źródła szczytowego. Moc źródła jest równa sumie mocy pozyskiwanej z geotermii i źródła szczytowego. W najgorszej sytuacji, zakres trzeci (oznaczony kolorem czerwonym, opisany u góry rysunku), dostępna temperatura jest niższa od temperatury powrotu wody z instalacji grzewczej. Wówczas geotermalne źródło energii nie jest w stanie współpracować z odbiorcą, a całą moc dostarczyć musi źródło szczytowe. Najczęściej oznacza to konieczność zużycia nośników energii napędowej, dodatkowo moc źródła szczytowego musi dublować moc źródła geotermalnego. Źródło szczytowe musi być w stanie pokryć całkowite zapotrzebowanie na moc odbiorcy.

Jeżeli schemat systemu energetycznego przedstawiony na rycinie 12.4.2 jest słuszny i można w nim wydzielić co najmniej dwa stopnie wymiany ciepła: źródło–sieć przesyłowa i sieć przesyłowa–odbiorca, to oznacza, że źródło energii musi wysyłać nośnik o temperaturze kilka °C wyższej od realnego zapotrzebowania odbiorcy. To z kolei wydłużyć może czas pracy w niekorzystnych warunkach. Tym samym ilość wytworzonej energii pochodzącej ze źródła szczytowego będzie większa, niż wynika to z potrzeb odbiorcy, biorąc pod uwagę jedynie jego wymogi co temperatury zasilania.

Wykorzystanie pomp ciepła pozwala podnieść zaznaczoną na rycinie 12.5.3 linię opisaną jako „maksymalna

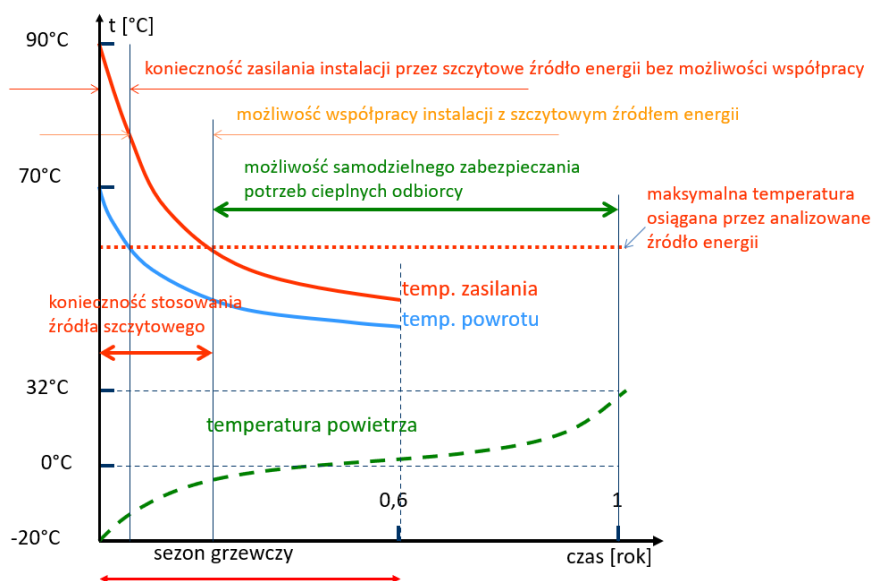
GRZEJNIKI PŁYTOWE COMPACT **COMPACT**
typ 11

PRZYKŁADOWY OPIS GRZEJNIKA: **PURMO C 11 600 x 1200**

nazwa: PURMO C 11
typ: 11
wysokość: 600
długość: 1200

długość [mm]	parametry $t_1 / t_2 / t_3$	wysokość [mm]						
		300	400	450	500	550	600	900
400	75/65/20 °C	218	284	316	347	378	407	571
	55/45/20 °C	112	145	161	177	192	207	289
500	75/65/20 °C	273	356	395	434	472	509	714
	55/45/20 °C	140	181	201	221	240	258	361
600	75/65/20 °C	328	427	474	521	566	611	856
	55/45/20 °C	167	218	241	265	288	310	433
700	75/65/20 °C	382	498	553	608	661	713	999
	55/45/20 °C	195	254	282	309	336	362	506
800	75/65/20 °C	437	569	632	694	755	814	1142
	55/45/20 °C	223	290	322	353	384	413	578
900	75/65/20 °C	491	640	711	781	850	916	1284
	55/45/20 °C	251	326	362	398	432	465	650
1000	75/65/20 °C	546	711	790	868	944	1018	1427
	55/45/20 °C	279	363	402	442	480	517	722
1100	75/65/20 °C	601	782	869	955	1038	1120	1570
	55/45/20 °C	307	399	443	486	528	569	795
1200	75/65/20 °C	655	853	948	1042	1133	1222	1712
	55/45/20 °C	335	435	483	530	576	620	867
1400	75/65/20 °C	764	995	1106	1215	1322	1425	1998
	55/45/20 °C	391	508	563	618	672	724	1011
1600	75/65/20 °C	874	1138	1264	1389	1510	1629	2283
	55/45/20 °C	447	580	644	707	768	827	1156
1800	75/65/20 °C	983	1280	1422	1562	1699	1832	2569
	55/45/20 °C	502	653	724	795	864	930	1300
2000	75/65/20 °C	1092	1422	1580	1736	1888	2036	2854
	55/45/20 °C	558	725	805	883	960	1034	1445
2300	75/65/20 °C	1256	1635	1817	1996	2171	2341	3282
	55/45/20 °C	642	834	926	1016	1104	1189	1662
2600	75/65/20 °C	1420	1849	2054	2257	2454	2647	3710
	55/45/20 °C	726	943	1046	1148	1248	1344	1878
3000	75/65/20 °C	1638	2133	2370	2604	2832	3054	4281
	55/45/20 °C	837	1088	1207	1325	1439	1551	2167
Moc cieplna grzejników (W) według normy PN-EN 442-2 dla parametrów 75/65/20 °C i 55/45/20 °C. Doplaty dla grzejników kolorowych - patrz strona 113.								
[W/m] 90/70/20 °C		686	895	994	1093	1189	1283	1800
wykładnik n		1,2981	1,3030	1,3048	1,3070	1,3093	1,3115	1,3170

Ryc. 12.5.2. Przykładowa charakterystyka grzejników płytowych pozwalająca określić zmianę mocy grzejnika, wraz ze zmianą parametrów projektowych, w ostatnim wierszu podano wykładnik n – określany doświadczalnie (PURMO 2017)



Ryc. 12.5.3. Wpływ wymaganej temperatury zasilania i osiągniętej temperatury powrotu na czas pracy szczytowych źródeł energii

temperatura osiągnięta przez analizowane źródło energii”, odbywa się to jednak kosztem ich zakupu (wzrost kosztów stałych) i działania (zakup energii napędowej). Zdecydowanie efektywniejszym rozwiązaniem może być

dopasowanie technicznych możliwości wymagań temperaturowych, jakie stawia instalacja grzewcza, do możliwości źródła.

12.6. Straty energii na przesyle

Straty energii w systemie przesyłowym wynikają z różnicy temperatury między środowiskiem, w którym ulokowany jest system ciepłowniczy, a medium będącym nośnikiem energii. W zdalaczynnych systemach ciepłowniczych (takich w których jedno duże źródło zaspokoja potrzeby wielu odbiorców oddalonych od źródła) straty te można jedynie minimalizować, nie da się ich całkowicie uniknąć.

Rurociągi przesyłowe najczęściej układane są w gruncie, ale spotkać można również te układane na powietrzu. Straty ciepła na przesyle energii zależą od długości rurociągów, jakości izolacji (jej oporu cieplnego), średnicy rurociągu i różnicy temperatury między przesyłanym płynem a środowiskiem, w którym ulokowany jest rurociąg. Tu znów można zauważyć, że obniżenie temperatury

nośnika energii wpływa na poziom strat ciepła, zgodnie z regułą: im niższa temperatura przesyłanego medium, tym mniejsze straty ciepła na przesyle.

Jeżeli chodzi o aktualnie dostępną, najlepszą technologię, w której wykonywane są rurociągi do przesyłu ciepła, to prawdopodobnie będzie to technologia rur preizolowanych. Rury te (ryc. 12.6.1) cechują się dobrą jakością izolacji, łatwością układania, trwałością i niewielkimi oporami przepływu. W tabeli 12.6.1 podano przykładowe straty jednostkowe charakteryzujące rury preizolowane. W przypadku niewielkich średnic dodatkową zaletą jest możliwość układania znaczących odcinków, redukując ilość połączeń (rury elastyczne, układane z bębna) oraz stosowanie wielu rur w pojedynczej izolacji (tzw. rury twinpipe), co ogranicza straty ciepła.

Tabela 12.6.1. Przykładowe wartości strat ciepła na przesyle dla rurociągów preizolowanych [W/m] (ELZAS Producent Rur Preizolowanych 2022)

Dz*	Dzp	Temperatura płynu w rurociągu					
		150°C	130°C	110°C	90°C	70°C	50°C
26,9	90	20,2	17,3	14,5	11,7	8,8	6,0
33,7	90	24,7	21,2	17,7	14,3	10,8	7,3
42,4	110	25,5	21,9	18,3	14,7	11,1	7,5
48,3	110	29,3	25,2	21,1	16,9	12,8	8,7
60,3	125	33,0	28,3	23,7	19,0	14,4	9,8
76,1	140	39,3	33,8	28,2	22,7	17,2	11,6
88,9	160	40,7	35	29,2	23,5	17,8	12
114,3	200	42,7	36,7	30,7	24,7	18,6	12,6
139,7	225	49,9	42,8	35,8	28,8	21,8	14,7
168,3	250	59,6	51,2	42,8	34,4	26	17,6
219,1	315	65,1	56	46,8	37,6	28,4	19,3
273,0	400	62,5	53,7	44,9	36,1	27,3	18,5
323,9	450	72,3	62,1	52,0	41,8	31,6	21,4
355,6	500	70,1	60,2	50,4	40,5	30,6	20,7
406,4	560	74,6	64,1	53,6	43,1	32,6	22,1
457,0	630	74,7	64,2	53,7	43,2	32,6	22,1
508,0	710	72,0	61,9	51,8	41,6	31,5	21,3
610,0	800	88,6	76,1	63,6	51,2	38,7	26,2

*1



Ryc. 12.6.1. Przykłady rur preizolowanych (InfraCor 2022)

12.7. Ocena efektywności pracy instalacji geotermalnych

Ocena efektywności pracy systemu geotermalnego, podobnie jak i systemów wykorzystujących inne źródła energii, może być prowadzona co najmniej w trzech płaszczyznach: efektywności energetycznej, efektywności ekologicznej i efektywności ekonomicznej. Punktem wyjścia jest jednak zawsze ocena energetyczna – ona wpływa bezpośrednio na ilość i rodzaj zużywanych dodatkowych nośników energii. Miarą efektywności energetycznej może być zużycie nieodnawialnej energii pierwotnej EP. Można wykorzystywać również inne wskaźniki, np. udział energii ze źródła odnawialnego w bilansie zużycia energii końcowej E_{OZE}/EK .

Poprawnie zaprojektowany i pracujący bezawaryjnie system geotermalny nie jest źródłem emisji zanieczyszczeń, przynajmniej w naszych warunkach geotermalnych. W przypadku eksploatacji jednootworowej do at-

mosfery mogą przedostawać się niewielkie ilości gazów (głównie CO_2 i H_2S), które są rozpuszczone w wodzie złożowej i uwalniają się z niej na skutek obniżenia ciśnienia (kontakt z atmosferą). Głównym źródłem zanieczyszczeń, które mogą być wprowadzane do powietrza atmosferycznego jest konsumpcja energii pomocniczej i nośników zużywanych przez źródła wspomagające. Jeżeli chodzi o energię pomocniczą, to mowa przede wszystkim o energii elektrycznej, zużywanej przez pompy eksploatacyjne oraz pompy obiegowe systemu ciepłowniczego. Wytwarzanie energii elektrycznej obciążone jest znaczącym obciążeniem środowiska naturalnego. Dla porównania w tabeli 12.7.1 podano emisję towarzyszącą spalaniu energetycznemu wybranych nośników energii konwencjonalnej.

Tabela 12.7.1. Wskaźniki emisji w [kg/GJ] dla wybranych nośników energii konwencjonalnej (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami 2021)

L.p.	Polutant	Paliwa gazowe [kg/GJ]	Paliwa ciekłe [kg/GJ]	Węgiel, paleniska tradycyjne, zasyp ręczny, moc do 500 kW [kg/GJ]	Węgiel, kotły z automatycznym podawaniem paliwa spełniające wymogi Ekoprojektu klasa 5 wg PN-EN 303-5:2012 o mocy do 500 kW	Sieciowa energia elektryczna używana przez odbiorcę końcowego [kg/GJ]
1	Pył całkowity	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	0,35	0,022	0,007
2	PM10	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	0,312	0,02	b.d. ²
3	PM2,5	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	0,242	0,016	b.d.
4	CO ₂	57,65	72,48	96,37	92,2	193,89
5	CO	0,03	0,03	2,5	0,28	0,056
6	NO _x	0,05	0,07	0,16	0,19	0,153
7	SO _x	$4 \cdot 10^{-4}$	0,08	0,41	0,45	0,141
8	Benzo(a)piren	$8 \cdot 10^{-10}$	$1 \cdot 10^{-7}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	b.d.

Z tabeli 12.7.1 jednoznacznie wynika, że energia elektryczna powoduje największą emisję CO₂ i znaczącą emisję NO_x i SO_x. Spośród konwencjonalnych nośników energii paliwem wpływającym na środowisko w najmniejszym stopniu są paliwa gazowe. Przeważająca część energii elektrycznej jest wytwarzana w elektrowniach i elektrociepłowniach. Określony efekt ekologiczny można w związku z tym oceniać na dwa sposoby, możemy mówić o **lokalnym efekcie ograniczenia emisji zanieczyszczeń**. Wówczas w bilansie emisji możemy pominąć energię elektryczną. W skali globalnej emisja ta jednak powstanie, a powstałe zanieczyszczenia obciążą środowisko – jeżeli bierzemy je pod uwagę to tak określony efekt ekologiczny możemy nazwać **efektem globalnym**. Miernikiem efektywności ekologicznej może być emisja zanieczyszczeń w skali globalnej lub lokalnej. Można stosować również wskaźnik emisji [kg/GJ], wówczas źródło geotermalne można łatwo porównać, pod względem ekologicznym, z konwencjonalnymi nośnikami energii, odnosząc otrzymane wartości do tych z tabeli 12.7.1.

W niektórych sytuacjach celowe może być osiągnięcie pozytywnego efektu ograniczenia emisji lokalnej kosztem wzrostu emisji w skali globalnej. Może to dotyczyć silnie zanieczyszczonych stref zamieszkania lub stref, w których zależy nam na eliminacji emisji lokalnej (np. uzdrowiska, parki narodowe).

Wskaźnikami efektywności ekonomicznej instalacji geotermalnej mogą być jednostkowe koszty wytworzenia energii [zł/GJ], prosty czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych PCZ [lata] lub wskaźniki dyskontowe, uwzględniające ryzyko inwestycji i zmienność wartości pieniądza w czasie – np. Wartość Zaktualizowana Netto (NPV [zł]) lub Wewnętrzna Stopa Zwrotu [%/rok]. Niezależnie od przyjętej metodyki pamiętać należy, że geotermalne źródło energii ma swoją specyfikę związaną ze strukturą kosztów. Dominują tu koszty stałe, związane z wysokim poziomem nakładów inwestycyjnych (CAPEX). Do ich określenia niezbędna jest ocena czasu technicznej żywotności instalacji geotermalnej lub jej poszczególnych elementów. Drugim składnikiem kosztów są koszty zmienne, związane głównie z konsumpcją energii elektrycznej i innych nośników energii konwencjonalnej, zużywanej przez szczytowe źródła energii (tzw. OPEX). W przypadku instalacji geotermalnych zazwyczaj są one znacząco mniejsze niż koszty stałe i mniejsze niż w przypadku instalacji korzystających z konwencjonalnych nośników energii. Właśnie dzięki temu myśleć można o spłacie poniesionych wysokich nakładów inwestycyjnych. Bardzo duże znaczenie ma również sposób określania efektów ekonomicznych, a dokładnie rzecz biorąc sposób wliczania ewentualnych dotacji. Jeżeli chcemy określić efekt bezwzględny, ocenić czy źródło geotermalne wytwarza energię taniej, czy drożej od innego, porównywanego z nim źródła, dotacja nie powinna być uwzględniana. Jeżeli natomiast oceniamy opłacalność inwestycji dla inwestora, od wymaganego poziomu nakładów inwestycyjnych odejmujemy pozyskaną dotację. Obniża to koszty stałe i pozwala na szybszy

czas zwrotu inwestycji. Możemy również posługiwać się wskaźnikami kombinowanymi, łączącymi ze sobą poszczególne kategorie oceny jakości/efektywności pracy instalacji, oceniając np. koszty emisji wybranego polutanta przez geotermię, w odniesieniu do technologii referencyjnej. Tak odniesiony wskaźnik może mieć jednostkę miary np. [zł/(kg/rok)].

Literatura

- Barbacki A.P. 2012. Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis – Comparative study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.
- Barbacki A.P., Bujakowski W., Pająk L. 2009. Optymalne strefy lokalizacji otworów geotermalnych dla zbiorników: Kredy Dolnej, Jury Dolnej i Triasu oraz potencjalne kierunki wykorzystania zbiornika triasowego. [W:] Bujakowski W. red. *Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego wglębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych*. Kraków,
- Carslaw H.J., Jaeger, J.C. 1948. *Conduction of heat in solids*. Oxford at the Calderon Press.
- Chmurzyńska A. 2018. *Jak feniks z popiołów, czyli krótka historia Geotermii Stargard*.
- Clevand C.J., Morris C. red. 2006. *Dictionary of energy*. Elsevier.
- Dz.U. poz. 376, 2015. Rozporządzenie ministra infrastruktury i rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej.
- ELZAS Producent Rur Preizolowanych, 2022. *ELZAS Producent Rur Preizolowanych* (<http://elzas.pl/vademecum/wytyczne-dla-projektanta/tabela-jednoskowych-strat-ciepla>).
- Geotermia Pyrzyce 2022. *Geotermia Pyrzyce, system ciepłowniczy* (http://geotermia.inet.pl/asp/pl_start.asp?typ=14&menu=27&strona=1&sub=26).
- Halliday D., Resnic R., Walker J. 2019. *Podstawy fizyki*. Warszawa: Wyd. PWN.
- Hobler T. 1979. *Ruch ciepła i wymienniki*. V ed. Warszawa: PWN.
- IGSMiE PAN 2022. *Poprawa efektywności wykorzystania energii geotermalnej przez dopasowanie charakterystyki odbiorcy*.
- InfraCor 2022. (<https://www.infracorr.com.pl/wsparcie-techniczne/poradniki-instrukcje/28-poradniki-rury-preizolowane/177-zagadnienia-jakosci-sieci-cieplowniczych-preizolowanych>).
- Kępińska B. 2021. *Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce w latach 2019–2021*. *Przegląd Geologiczny* 69(9).
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2021. *Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r.*, Warszawa: Wyd. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, 2021. Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2020 rok, Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
- Natka M.B. 2010. Ogrzewnictwo i ciepłownictwo. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej.
- Pająk L. 2009. Optymalizacja kompozycji i harmonogramu pracy hybrydowych źródeł energii, część I i II. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja vol. cz. I 4 i II 5, pp. cz. I 13-17, cz. II.
- Pająk L., Bujakowski W. 2013. Energia geotermalna w systemach binarnych. Przegląd Geologiczny 11(2).
- Pająk L., Tomaszewska B., Bujakowski W., Bielec B., Dendys M. 2020. Review of the Low-Enthalpy Lower Cretaceous Geothermal Energy Resources in Poland as an Environmentally Friendly Source of Heat for Urban District Heating Systems. Energies 13.
- PEC Geotermia Podhalańska 2022. PEC Geotermia Podhalańska, Rekordowy rok (<https://www.geotermia.pl/rekordowy-rok.html>).
- PEC Stargard 2022. System ciepłowniczy (<https://pec.stargard.pl/pec/system-cieplowniczy/>).
- PURMO 2017. Katalog grzejników płytowych (https://www.purmo.com/docs/Purmo_katalog_techiczny_grzejniki_plytowe_full_GP_05_2017_PL).
- Recknagel H., Sprenger E., Schramek E.R. 2008. Kompendium wiedzy ogrzewnictwo, wentylacja, ciepła woda, chłodnictwo. Wrocław: Wyd. OMNI Scala.
- smartDHS 2022. Kompaktowe węzły ciepłne FONDO i FONDO-combi (<https://smartdhs.pl/produkt/Kompaktowe-wezly-cieplne-FONDO-i-FONDOcombi>).
- Strzeszewski M., Wereszczyński P. 2009. Norma PN-EN 12831. Nowa metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego, Warszawa: Wyd. Rettig Heating sp. z o.o.
- Szkarkowski A., Łatowski L. 2006. Ciepłownictwo. Warszawa: Wyd. PWN.

13. Skaling i korozja w instalacjach geotermalnych –

przyczyny, skutki, ograniczanie

13.1. Wprowadzenie

Do najważniejszych problemów towarzyszących eksploatacji wody geotermalnej (wydobyciu i zatłaczaniu) należy spadek przepuszczalności stref przyodwiertowych i skał złożowych, co pociąga za sobą spadek ich produktywności, a zwłaszcza chłonności. Powodują je głównie dwie grupy zjawisk:

- **korozja** rur oraz innych stalowych elementów instalacji pod wpływem oddziaływania niektórych jonów rozpuszczonych w wodach geotermalnych, zawartych w nich lub wprowadzonych z zewnątrz gazów, a także wskutek aktywności bakterii (głównie siarkowych). Korozję wywołują różne mechanizmy (podobnie jak jest to w innych dziedzinach przemysłu);
- **wytrącanie wtórnych substancji** („skaling”) wskutek zmian stanu termodynamicznego wód geotermalnych, ich temperatury (zwłaszcza spadków), właściwości fizyko-chemicznych, odgazowania.

Produkty wymienionych zjawisk – cząstki stałe osadzają się na powierzchniach wgłębnych i naziemnych instalacji geotermalnych, m.in. rur, filtrów, pomp, wymienników ciepła, są też transportowane z wodą geotermalną, wnikają wraz z nią do skał zbiornikowych lub są w nich mobilizowane lub deponowane. Może to prowadzić do kolmatacji niektórych elementów instalacji oraz skał zbiornikowych, powodując spadki przepuszczalności stref przyotworowych, a przez to pogorszenie warunków eksploatacji wód, uszkodzenia otworów i formacji zbiornikowych. Szczególnie istotne są spadki chłonności tym bardziej, że potencjał eksploatacyjny otworów geotermalnych zależy głównie od możliwości zatłoczenia wydobytych wód. Korozja może prowadzić do zmniejszenia grubości ścianek rur i innych instalacji, aż do utraty ich szczelności, znacząco zawężać ich średnice, zatykać je, a przez to utrudniać przepływ wody (aby utrzymać go na wymaganym poziomie potrzebne jest wtedy na ogół zużywanie więcej energii elektrycznej do napędu pomp wgłębnych czy też obiegowych). Produkty skalingu i korozji mogą też powodować uszkodzenia mechaniczne instalacji. Zapobieganie wymienionym zjawiskom wymaga odpowiednich technologii, właściwego doboru wyposażenia otworów, materiałów, metod eksploatacji. Powinny

one być uwzględniane już na etapie projektowania instalacji (Fytikas, Ungemach 2010).

Skaling i korozja mogą dotyczyć wszystkich rodzajów złóż, typów litologicznych zbiorników, instalacji mających kontakt z wodami geotermalnymi. Są wśród nich zbiorniki w skałach magmowych – wulkanicznych (jak m.in. na Islandii), krystalicznych, metamorficznych, a także zbiorniki w skałach osadowych – w tym węglanowych (wapieniach, dolomitach) i detrytycznych (piaskowcach). Korozja rozwija się zwłaszcza jeśli eksploatowane wody zawierają jony chlorkowe, siarczanowe, a także gazy (w tym dwutlenek węgla CO_2 , siarkowodór H_2S , a także wprowadzony z zewnątrz tlen). Wyższa mineralizacja wzmacnia na ogół intensywność tych procesów. Podane zjawiska występują także z różną intensywnością w instalacjach geotermalnych w Polsce. Podobnie może być w przypadku niektórych następnich, które są w budowie lub projektowaniu, zwłaszcza jeśli będą one eksploatować wody o wyższej mineralizacji lub tzw. wody agresywne zawierające znaczące ilości gazów. Stąd też odpowiednia znajomość natury podanych zjawisk i sposobów ich ograniczania jest bardzo istotna.

W rozdziale podano wybrane informacje na temat przyczyn skalingu i korozji w geotermii, ich skutków, metod ich przewidywania i ograniczania. Tematyka ta jest bardzo obszerna, wiąże się też ściśle z zagadnieniami zrównoważonej eksploatacji wód geotermalnych. Jest rozwijana od wielu lat przez ośrodki zagraniczne w zakresie badań nad dokładnym poznawaniem ich mechanizmów, a także metod, technologii oraz ich zastosowań praktycznych i efektów. Można się z nią zapoznać głównie poprzez publikacje i opracowania autorów zagranicznych (np. Ungemach 2004, 2010a, 2010b; Gunnlaugsson 2004; Seibt, Wolfgramm 2008, wiele in. opracowań z ostatniej dekady). Wśród dostępnych opracowań na ten temat w języku polskim (autorstwa krajowych specjalistów lub też prezentujących wybrane kwestie autorstwa ekspertów zagranicznych) są rozdziały w atlasach geotermalnych niektórych rejonów Polski (Niżu Polskiego (Górecki red., Hajto i in. 2006; Górecki i in. 2012), a także książka *Wytyczne projektowe poprawy chłonności*

skał zbiornikowych wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych (Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011). Podstawą wymienionej książki były w dużej mierze wybrane najlepsze praktyki, technologie i doświadczenia zagraniczne adekwatne dla warunków polskich i z inten-

cją, aby były pomocne dla operatorów polskich zakładów geotermalnych, inwestorów, firm usługowych i innych podmiotów. Podano także m.in. przykład otworów w Skierniewicach, które były poligonem doświadczalnym zastosowania niektórych metod.

13.2. Wytrącanie substancji mineralnych w systemach i instalacjach geotermalnych

Wytrącanie wtórnych substancji mineralnych jest, podobnie jak korozja, powszechnym zjawiskiem towarzyszącym eksploatacji wód geotermalnych. Jak już wskazano, powinno ono być uwzględniane i odpowiednio analizowane począwszy od etapu projektowania instalacji, które będą eksploatować wody i energię geotermalną. Intensywność procesów wytrącania, rodzaj oraz ilość powstających minerałów i związków chemicznych są zróżnicowane, mogą natomiast niekiedy prowadzić do istotnych problemów. Należą do nich m.in. spadek produktywności i chłonności odwiertów, ograniczenie wielkości przepływów płynów geotermalnych przez instalacje, skrócenie czasu ich pracy. Prowadzą też do podwyższenia kosztów eksploatacji zakładów geotermalnych, a w skrajnych sytuacjach mogą powodować konieczność wyłączenia z eksploatacji instalacji lub ich elementów. Zjawiska wytrącania minerałów wtórnych i korozji nierzadko występują razem (Ungemach 2004; Kania, Kępińska 2006; Tomaszewska 2008; Tomaszewska, Pająk 2012).

Stan termodynamiczny wód geotermalnych i prognozowanie wytrącania wtórnych substancji mineralnych

Wytrącanie minerałów z wód geotermalnych, ich rozpuszczanie czy też pozostawanie w stanie równowagi z tymi wodami (a przynajmniej tendencja do tych procesów) zależą od stanu termodynamicznego wód geotermalnych. Ten stan kształtowany jest przez skały, właściwości fizykochemiczne wód, temperatury. W przypadku skał w grę wchodzi ich litologia (zarówno skał zbiornikowych, jak i skał przez które przepływają te wody z obszaru zasilania do zbiornika i strefy eksploatacji), ilości składników, jakie są wymywane ze skał i rozpuszczane przez wody. Dochodzą do tego warunki krążenia wód, kinetyka reakcji między poszczególnymi składnikami systemu, w tym wody, reaktywność skał złożowych, stężenia składników chemicznych zawartych w wodach, czas pozostawania wód w kontakcie ze skałami (Browne 1984; Reed, Spycher 1984).

Podstawowym parametrem określającym stan termodynamiczny układu woda–skała jest wskaźnik nasycenia roztworu SI (ang. *Saturation Index*). Jest to miara stanu nasycenia roztworu względem poszczególnych minerałów pozostających w kontakcie z wodą w funkcji temperatury (Dowgiało i in. 2002). Jest określany na podstawie wartości aktywności rozpuszczonych w roztworze form

pierwiastków (specjacji): jonów prostych, par jonowych i związków kompleksowych. Ogólna formuła obliczeń dla dowolnego minerału k ma postać:

$$SI = \log (Q/K)_k = \log Q_k - \log K_k$$

gdzie:

- SI – wskaźnik nasycenia roztworu w minerał k ,
- Q – iloczyn jonowy rzeczywistych stężeń składników wody mogących wchodzić z danym minerałem k w reakcję rozpuszczania/wytrącania,
- K – stała równowagi wynikająca z prawa działania mas i /lub iloczynu rozpuszczalności dla danych warunków temperaturowych, w jakich przebiega reakcja między minerałem k i roztworem wodnym.

W warunkach równowagi termodynamicznej między minerałem i roztworem wodnym wskaźnik nasycenia SI wynosi 0 („stan nasycenia”), $SI = 0$. Wartości SI większe od 0 ($SI > 0$), i mniejsze od 0 ($SI < 0$) dotyczą odpowiednio stanu przesylenia i niedosycenia wody danym minerałem. Przyjmuje się, że w warunkach rzeczywistych równowagą termodynamiczną między minerałem i wodą charakteryzują wartości SI z przedziału $0 \pm 5\%$ $\log K$ (Dowgiało i in. 2002). Przesycenie roztworu informuje o tendencji do wytrącania danego minerału, natomiast niedosycenie – o tendencji do jego rozpuszczania w wodzie.

Poznawaniu tendencji do wytrącania substancji mineralnych z wód geotermalnych lub ich rozpuszczanie w szerokim zakresie temperatur, w warunkach wgłębnych i powierzchniowych. poprzez analizy ich składu fizykochemicznego i stanu termodynamicznego używane są metody geochemiczne. Służą one m.in. do:

- określania stopnia równowagi układu woda–skały zbiornikowe (a w ślad za tym przewidywania procesów, jakie mogą zaistnieć w systemie i instalacjach pod wpływem eksploatacji, np. wytrącania minerałów, korozji);
- prognozowania i modelowania zmian stanu równowagi pod wpływem zmian temperatury;
- przewidywania zmian w układzie (złożu) np. pod wpływem dopływu wód o innym składzie lub niższej temperaturze;

- szacowania temperatur wglębnych przy zastosowaniu geotermometrów, zwłaszcza w początkowych fazach eksploracji systemu geotermalnego, gdy informacje pochodzą ze źródeł lub pojedynczych otworów, a brak jest jeszcze wystarczającego zakresu i jakości pomiarów wglębnych w otworach.

Metody te należą do podstawowego zestawu badań i analiz od wielu lat (np. Fournier 1981; Arnorsson 2000; Giggenbach 1991; Gunnlaugsson 2004). W Polsce stosowane były dotychczas na stosunkowo nieznacznej skalę (np. Dowgiałło 1985; Wiktorowicz 2006; Kępińska 1994, 2001, 2006; Kania 2003; Kępińska, Bujakowski, red., i in. 2011; Tomaszewska 2008, 2011; Liber-Markowska, Kielczawa 2021). Ulega to w coraz większym zakresie zmianom, wraz z rozwojem kolejnych projektów geotermalnych i potrzebami dysponowania prognoząmi co do możliwości wytrącania substancji mineralnych. Konieczne jest więc wykonywanie analiz składu fizykochemicznego wód geotermalnych oraz ich odpowiednia interpretacja. Próbkę do analiz powinny być pobrane w odpowiedni sposób, najlepiej przez akredytowanego próbobiorcę, a zawartość składników i parametrów nietrwałych (w tym pH i Eh) powinny być wykonywane in situ w warunkach polowych (Popovski i in. 2010). Więcej na ten temat podano w dalszej części rozdziału. Badania te należy wprowadzić na stałe do kanonu badań poprzedzających eksploatację. Są one bowiem niezbędne dla właściwego zaprojektowania, a następnie prowadzenia eksploatacji instalacji geotermalnych oraz podejmowania odpowiednich działań. Dotyczy to instalacji, które są już i będą w przyszłości eksploatowane tym bardziej, że niektóre z nich cechuje wysoka mineralizacja wód, co może stwarzać dogodne warunki dla wytrącania wtórnych substancji mineralnych oraz korozji.

Metody geochemiczne obliczania stanów termodynamicznych układów woda–skała oraz przewidywania tendencji do wytrącania lub rozpuszczania minerałów wtórnych w wodach geotermalnych w funkcji temperatur są zaliczane do trzech głównych grup:

- metody bazujące na wzorach empirycznych;
- metody modelowania geochemicznego;
- metody modelowania numerycznego.

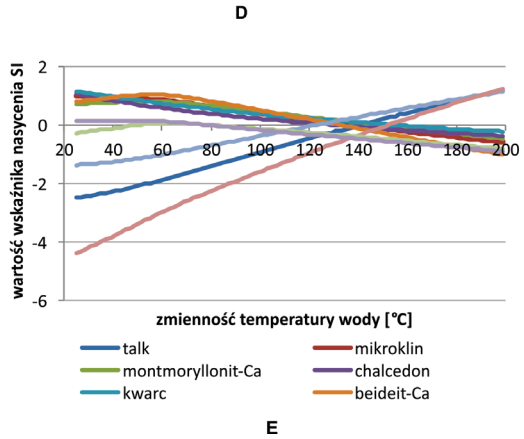
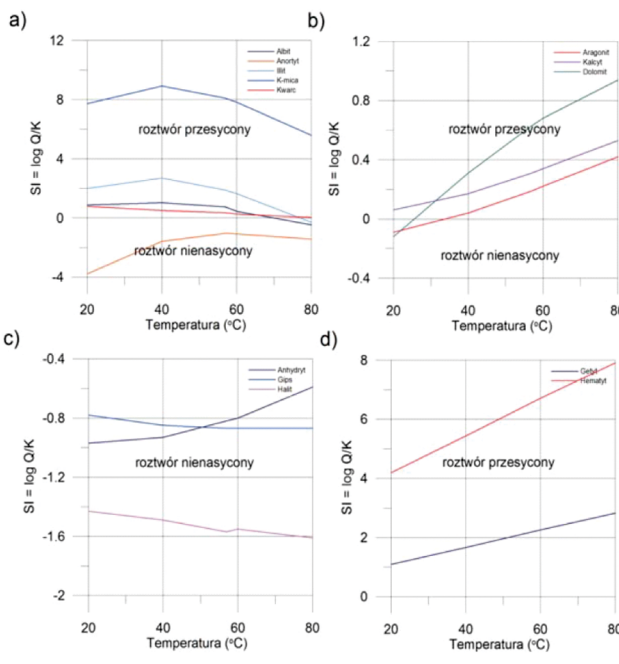
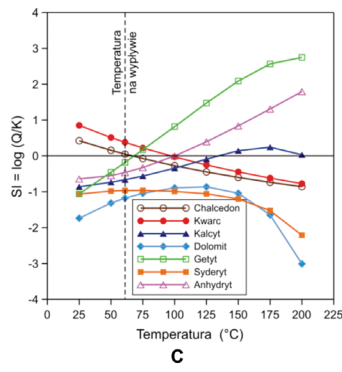
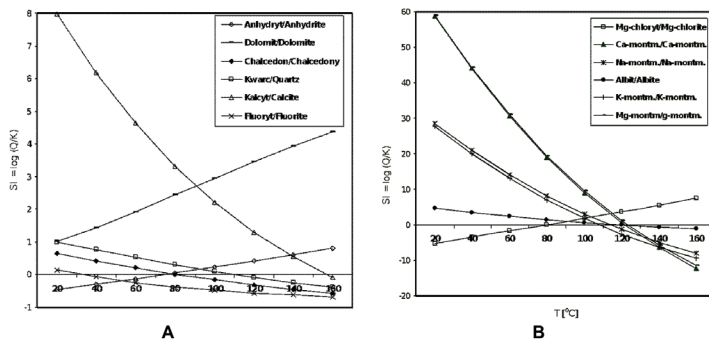
Metody, których podstawą są wzory empiryczne, korzystają ze wskaźników określających tendencję do skalingu, a niekiedy także do rozwoju korozji. Spośród nich w użyciu są najczęściej: indeks Langeliera (ang. skrót LSI), indeks Ryznara (RSI), indeks Puckoriusa (PSI) – stosowane do prognozowania wytrącania osadów (w tym węglanu wapnia) z wód o mineralizacji nie większej niż 10 g/dm^3 – a także indeks Stiffa i Davisa (SDI) oraz indeks Oddo–Tomsona (OTI) – dla prognozowania tych procesów w wodach o wyższej mineralizacji. Najczęściej stosowane są indeks Langeliera, indeks Ryznara oraz indeks Stiffa i Davisa (Tomaszewska 2011). Obliczenia tych indeksów wymagają znajomości wartości kilku parametrów, które powinny być oznaczone w trakcie analiz fizykochemicznych wód geotermalnych, w tym m.in. ich mineralizacji, temperatur, odczynu pH, zasado-

wości, stężenia określonych jonów, aktywności jonów wodorowych, molowych stężeń jonów głównych. Zakres zbioru wartości wejściowych zależy od obliczanego indeksu. Zaleca się wykonywanie badań przez laboratoria akredytowane z uwagi na wiarygodność, powtarzalność i odtwarzalność wyników badań.

Metody modelowania geochemicznego polegają na obliczaniu stanu termodynamicznego wód przy zastosowaniu programów komputerowych. Są wśród nich m.in. WATCH (Bjarnarson 1994), SOLVEQ (Reed, Spycher 1984, 2001), WATEQ4F (Ball, Nordstrom 1991), EQ3/6 (Wolery 1992), SOLMINEQ.88 (Kharaka i in. 1988), PHREEQE (Parkhurst i in. 1980; Parkhurst 1995; Macioszczyk, Witczak 1999) i PHREEQCI (Parkhurst, Appelo 1999), a także PHRQPITZ dla wód typu solanek (Plummer i in. 1988). Większość tych programów jest nowelizowana, wprowadzane są też nowe. Wszystkie pomagają w ocenie stanu termodynamicznego roztworu wodnego (m.in. bilansu jonowego, form migracyjnych składników roztworu wodnego – specjacji, stopnia jego nasycenia względem określonych faz mineralnych w funkcji temperatur). Niektóre umożliwiają obliczenia geotermometryczne, tzn. szacowanie wartości temperatur wglębnych – współczesnych lub w przeszłości geologicznej (paleotemperatur). Wyniki obliczeń umożliwiają wnioskowanie, jaki jest stan równowagi roztworu wodnego z każdym minerałem oddzielnie. Wskazanie, od których minerałów rzeczywiście zależy stan równowagi należy do decyzji użytkownika programu. Wymaga to znajomości konkretnego systemu geotermalnego i odpowiedniej interpretacji badań, gdyż spośród minerałów wprowadzonych do formuł obliczeniowych powinno się uwzględnić te, które rzeczywiście znajdują się w skałach analizowanego systemu.

Metody modelowania numerycznego często stosują oprogramowanie TOUGHREACT (Dobson i in. 2004, Xu i in. 2006; Xu i in. 2011). Służy ono do numerycznej symulacji różnorodnych reakcji chemicznych w układzie woda–skała w funkcji m.in. temperatur w porowych lub szczelinowych zbiornikach wód geotermalnych. Spektrum założeń, jakie można przyjmować do obliczeń jest szerokie (m.in. izotermiczne lub nieizotermiczne przepływy wody, wielofazowe i wieloskładnikowe, w przestrzeni jedno-, dwu- lub trójwymiarowej). Oprogramowanie jest coraz częściej używane także w Polsce – przykładowo można podać prace Tomaszewskiej i Miecznika (2016), Miecznika i Tomaszewskiej (2017).

Graficznym zobrazowaniem stanu równowagi układu woda–skała jest wykres zależności $\log(Q/K)$ w funkcji temperatury. Na jego podstawie można określić, czy badana woda geotermalna o określonej temperaturze pozostaje w równowadze z wybranym minerałem reprezentującym macierzyste środowisko skalne, które spośród analizowanych minerałów znajdują się w równowadze z wodą złożową, a także podać temperaturę, w której może być osiągnięty stan równowagi między wybranym minerałem i wodą złożową. Diagram $\log(Q/K)$ pozwala więc na ocenę stanu nasycenia wody geotermalnej za-



Ryc. 13.2.1. Przykładowe diagramy równowag termodynamicznych woda–skała w funkcji temperatur $\log(Q/K) = f(T)$ dla wód geotermalnych ujętych otworami w różnych rejonach Polski:

- A – Bańska Niżna, Podhale. Węglany, siarczany, krzemiany i inne;
- B – Bańska Niżna, Podhale. Glinokrzemiany. Temperatura wody na wypływie 82°C (Kępińska 2006);
- C – Pyrzyce, Niż Polski. Temperatura wody na wypływie 67°C (Kania 2003 [W:] Górecki red., Hajto i in. 2006);
- D – Skierniewice, Niż Polski. Woda geotermalna wydobywana otworem GT-1 i zatłaczana do otworu GT-2, temperatura około 70°C: a) krzemiany, glinokrzemiany i minerały ilaste, b) węglany, c) siarczany i halit, d) minerały żelaza (Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011);
- E – Duszniki, Sudety. Temperatura wody na wypływie około 35°C (Liber-Makowska, Kielczawa 2021)

równy w konkretnych warunkach temperaturowych, jak i prognozowanie zmiany tego stanu spowodowane np. zmianą temperatury układu (m.in. wskutek przepływu wody ze złoża na powierzchnię, schłodzenia w wymiennikach ciepła, ponownego jej zatłaczania do zbiornika). Ma to znaczenie praktyczne – orientacja, jakie minerały mogą się wytrącać w danej instalacji jest bowiem pomocna aby ją odpowiednio zaprojektować i przewidzieć stosowanie odpowiednich technologii, metod, środków zapobiegawczych podczas etapu eksploatacji. Rycina 13.2.1 podaje przykładowo wykresy zależności $SI = \log(Q/K)$ w funkcji temperatury dla wód geotermalnych wydobywanych w instalacjach na Podhalu, a także na Niżu Polski i w Sudetach – rejonach Polski perspektywicznych dla występowania i wykorzystania wód i energii geotermalnej w ciepłownictwie (a także w innych dziedzinach).

Minerały często wytrącające się z wód geotermalnych

Na powstawanie minerałów wtórnych w systemach geotermalnych zasadniczy wpływ mają następujące czynniki, których oddziaływanie jest na ogół wzajemnie powiązane (Browne 1984): temperatura, ciśnienie, skład mineralogiczny i typ litologiczny skał zbiornikowych, przepuszczalność skał, ilość i dostępność wód oraz ich skład, czas trwania systemu i procesów hydrotermalnych. Badania nad systemami, zarówno wysoko-, jak i nisko-temperaturowymi, w skałach magmowych i osadowych wykazały, że do najbardziej powszechnych minerałów wtórnych należą (Browne 1984):

- węglany: kalcyt, aragonit, syderyt;
- siarczany: anhydryt, gips, baryt, alunit;
- siarczki: piryt, pirotyn, markasyt, sfaleryt, galena, chalkopiryt;
- tlenki: hematyt, magnetyt, leukoksen, diaspor;

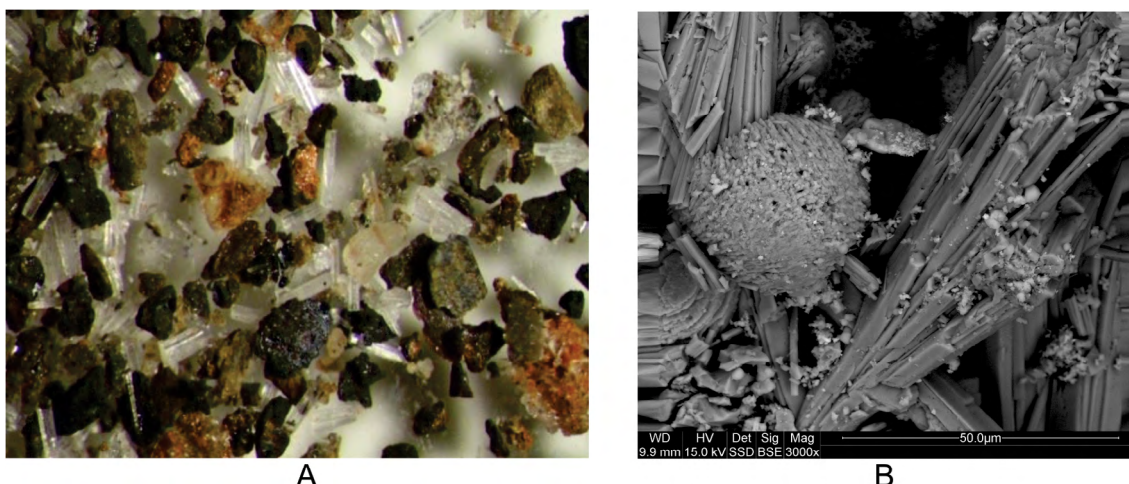
- krzemiany różnych grup: sfen, epidot, tremolit, akty-nolit, illit, smektyty, biotyt, pirofyllit, chloryt, kaolinit, prehnit, adular, skalenie, kwarc, zeolity.

Niektóre z tych minerałów wytrącają się i mogą wytrącać się w różnych ilościach w warunkach złóż i instalacji geotermalnych w Polsce. Stwierdzono je m.in. na Podhalu (węglany wapnia; Kępińska 1994, 2001, 2006), a także na Niżu Polski (m.in. węglany, siarczany, siarczki, tlenki, chlorki; Tomaszewska 2008; Biernat i in. 2010a; Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011; Tomaszewska 2011; Tomaszewska, Pająk 2012; Tomaszewska i in. 2017).

Zjawiskiem przeciwnym do wytrącania minerałów wtórnych jest ich rozpuszczanie i przechodzenie ze skał do wód, a także mechaniczne wymywanie minerałów ze skał macierzystych i ich wynoszenie na powierzchnię wraz z eksploatowaną wodą. Powstawanie minerałów wtórnych powoduje zmiany w pierwotnych cechach skałach zbiornikowych zawierających wody i pary geotermalne. Z punktu widzenia prawidłowej długotrwałej eksploatacji instalacji geotermalnych, do najważniejszych należą zmiany (spadki) porowatości i przepuszczalności, rzutujące na produktywność i chłonność złóż i odwiertów (podobne zmiany mogą być spowodowane także przez zjawiska korozji). Rycina 13.2.2 pokazuje transportowane wraz z wydobywaną wodą geotermalną w jednej z instalacji w Polsce wytrącone z niej minerały wtórne (aragonit, kalcyt), a także produkty korozji oraz inne cząstki stałe, gdyż skaling i korozja mogą występować wspólnie.

Prawidłowe opróbowanie wód geotermalnych – podstawa określania tendencji do wytrącania minerałów wtórnych

Podstawą wiarygodnej oceny stanu termodynamicznego wód geotermalnych, tendencji do wytrącania z nich



Ryc. 13.2.2. Minerały wtórne, produkty korozji i inne cząstki wydobywane wraz z wodą geotermalną z jednego z otworów na Niżu Polski (arch. IGSMiE PAN)

A – Podłużne kryształki aragonitu (węglanu wapnia) – minerału wtórnego, a także magnetyt i inne produkty korozji rur (ciemno- i jasnobrązowe okruchy), ziarna detrytycznego kwarcu, okruchy ilowców wymyte ze skał zbiornikowych. Powiększenie około 10x,

B – Zdjęcie ze skaningowego mikroskopu elektronowego: aragonit (wydłużone kryształki) i kalcyt (kuliste skupienia). Powiększenie według skali

wtórnych substancji mineralnych jest dobra znajomość składu fizykochemicznego tych wód, oznaczonego dla próbek, które zostały pobrane w odpowiedni sposób tak, aby reprezentowały rzeczywisty skład chemiczny wód w miejscu poboru. Do oceny stanu termodynamicznego wód geotermalnych wymagane są następujące dane: pełna analiza wody i gazów, temperatura wody na wypływie z otworu podczas poboru próbki, ciśnienie wody na głowicy lub depresja w otworze, wydajność ujęcia, przy którym pobierana była próbka wody, pH, Eh wody pomierzone w warunkach polowych (in-situ).

Temperatura wody, ciśnienie lub depresja, wydajność otworu, pH i Eh wody, tlen rozpuszczony i siarkowodor powinny być mierzone na głowicy otworu. Sposób pobierania próbek wody do analiz fizykochemicznych i zakresu analizowanych składników podaje m.in. *Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania* (Witczak, Adamczyk 1994, 1995), czy też literatura zagraniczna dotycząca problematyki stricte geotermalnej (Arnorsson 2000; D'Amore 1991; Nicholson 1993; Ólafsson 1988).

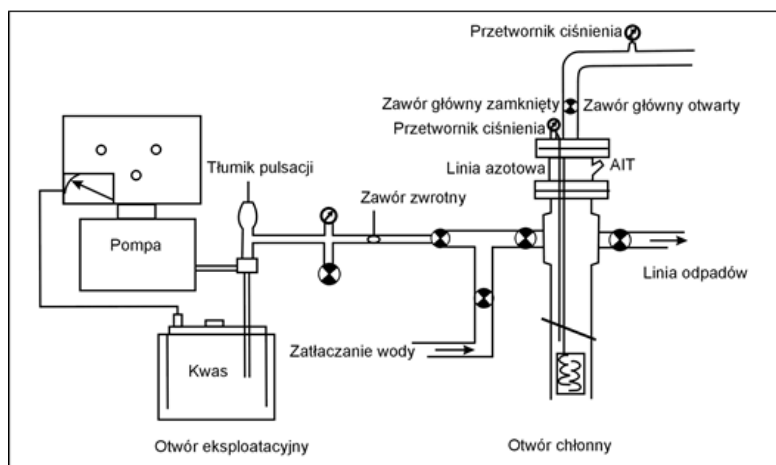
Przed rozpoczęciem interpretacji geochemicznej i termodynamicznej wody geotermalnej na podstawie wyników analiz składu fizykochemicznego, należy ocenić jakość tych analiz, m.in. sprawdzając zgodność składu z warunkami redoks i obliczając bilans jonowy wody, jak również ustalić błąd analizy. Przy założeniu elektrycznej neutralności roztworu wodnego całkowity ładunek kationów powinien być równy całkowitemu ładunkowi anionów, przy przyjętym poziomie niepewności. Jako dopuszczalny przyjmuje się błąd analizy, który zazwyczaj nie przekracza 5% (Kania, Kępińska 2006).

Podstawowe metody ograniczania wytrącania substancji mineralnych w systemach geotermalnych

Wytrącanie minerałów i osadów w systemach oraz instalacjach geotermalnych można na ogół ograniczyć poprzez stosowanie odpowiednich metod. Niektóre z nich ograniczają też korozję. Należą do nich metody wymienione poniżej, podane przez Malate (2003), przy-

bliżone czytelnikowi polskiemu m.in. przez Bujakowskiego i Kępińską (2005); Kępińską, Bujakowskiego red. i in. (2011):

- mechaniczne usuwanie wytrąconych osadów, wymiana na kolumny rur eksploatacyjnych wypełnionych produktami skalingu. W niektórych przypadkach efekty są jednak krótkotrwałe, zwłaszcza jeśli intensywność wytrącania jest duża;
- zapobieganie przedostawaniu tlenu atmosferycznego do instalacji wglębnych i powierzchniowych (podczas awarii, przestojów, remontów i in. prac). W tym celu w instalacjach powinno być utrzymywane nadciśnienie, a części naziemne i partie otworów niewypełnione wodą geotermalną powinny być napełniane azotem;
- zapobieganie całkowitemu lub znacznemu odgazowaniu wody (zwłaszcza odgazowaniu CO₂). Zmniejszona zawartość tego gazu w wodzie geotermalnej prowadzi do nasilenia wytrącania węglanu wapnia (jako aragonitu lub kalcytu);
- obniżanie odczynu pH eksploatowanej wody (zwykle przez dodawanie HCl) do wartości 5–6 i poniżej (podczas stymulacji metodą tzw. miękkiego kwasowania nawet do około 2). Jest to sposób odpowiedni, jeśli obniżenie pH i wprowadzenie jonów chlorkowych nie powoduje jednocześnie korozji rur i / lub degradacji tekstur skał zbiornikowych;
- stosowanie inhibitorów chemicznych. Inhibitory skalingu są stosowane często wraz z inhibitorami korozji.
- stosowanie rur i innych elementów wyposażenia instalacji wykonanych z materiałów utrudniających depozycję osadów wtórnych (m.in. rur epoksydowych zbrojonych włóknem szklanym – tzw. rur szklanych);
- zabiegi kwasowania lub miękkiego kwasowania stref przyotworowych skał zbiornikowych i odwiertów. Celem tych metod jest m.in. ograniczenie wytrącania minerałów lub ich usunięcie, co w efekcie wpływa na przywrócenie lub nawet zwiększenie produktywności lub chłonności odwiertów i skał zbiornikowych, wydłuża czas pracy instalacji, poprawia ich ekonomikę.



Ryc. 13.2.3. Schemat podstawowego zestawu do miękkiego kwasowania (Ungemach 2001)

Miękkie kwasowanie jest skuteczną metodą zapobiegania skalingowi (a także usuwania niektórych efektów korozji) stosowaną w instalacjach geotermalnych w wielu krajach, które pracują w podobnych warunkach jak w Polsce. Ogranicza lub eliminuje m.in. kolmatację, utrzymując produktywność i chłonność otworów na stabilnych poziomach. Jest ekonomiczne, a przy tym łatwiejsze technicznie do realizacji niż np. klasyczne kwasowanie otworów. W Polsce zabiegi miękkiego kwasowania były i są stosowane w niektórych pracujących ciepłowniczych instalacjach geotermalnych (m.in. w Pyrzycach; Biernat i in. 2010a, 2010b, 2011; Noga i in. 2014), a także podczas badań w otworach geotermalnych w Skierniewicach (Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011; Bielec, Kępińska

2012). Jest to metoda, którą należy przewidywać przynajmniej w przypadku niektórych następnych instalacji, które są obecnie w fazie inwestycji lub planowania. Schemat układu do miękkiego kwasowania pokazuje rycina 13.2.3.

Więcej szczegółów na temat wymienionych metod podaje obszerna literatura (m.in. Ungemach 2004, 2010a, 2010b; Seibt i in. 2005; Seibt, Wolfram 2008). Polskim odbiorcom ich podstawy oraz przykłady zostały kompleksowo przybliżone w opracowaniu Kępińskiej, Bujakowskiego red. i in. (2011). Można korzystać także z wielu publikacji, materiałów szkoleniowych z ostatnich lat (niektóre są dostępne elektronicznie, np. na portalach IGA, EGEC, projektów unijnych, np. GEOCOM).

13.3. Korozja w instalacjach geotermalnych

Główne czynniki powodujące korozję

Korozja jest procesem niszczenia metali i ich stopów, które rozpoczyna się od ich powierzchni i postępuje w głąb. Zjawisko to jest jednym z problemów, które pojawiają się także podczas eksploatacji wód geotermalnych. Wpływa ono także na chłonność i produktywność otworów oraz między innymi na koszty pozyskiwania energii z wód geotermalnych.

Korozja w wodzie geotermalnej jest procesem elektrochemicznym, zachodzącym przy udziale cząsteczek wody i składników w niej rozpuszczonych. Jest szeregiem sprzężonych reakcji utleniania i redukcji. Agresywność korozyjna wody geotermalnej zależy od jej składu fizykochemicznego, zawartości gazów, mineralizacji, temperatur oraz od parametrów eksploatacyjnych. Główną przyczyną korozji stopów żelaza oraz stopów miedzi jest obecność w wodach geotermalnych rozpuszczonego dwutlenku węgla oraz siarkowodoru (Banaś i in. 2011a). Przyczyną korozji jest również tlen, który może przedostawać się do instalacji z powietrza atmosferycznego.

Główne elementy instalacji geotermalnych, które ulegają korozji, to: rury okładzinowe i wydobywcze w otworach, elementy głowic odwiertów, rurociągi przesyłowe, wymienniki ciepła, pompy oraz inne elementy wyposażenia i armatury, które mają kontakt z wodą geotermalną. Poniżej wymieniono pokrótce czynniki, które zasadniczo przyczyniają się do rozwoju korozji w instalacjach geotermalnych, głównie według Banasia i in. (2011a). Więcej informacji, z uwzględnieniem polskich uwarunkowań, podano m.in. w innych opracowaniach autorstwa Banasia i in. (2006, 2007, 2011b). Do głównych czynników powodujących korozję w instalacjach geotermalnych należą dwutlenek węgla, siarkowodór, chlor, tlen, odczyn pH, bakterie redukujące siarczany, temperatura, a ponadto także inne czynniki. Poniżej omówiono je nieco bardziej szczegółowo.

Dwutlenek węgla

Dwutlenek węgla rozpuszczony w wodzie wpływa na korozję metali w stanie aktywnym (tj. nieulegających pasywacji, m.in. na stal węglową, stal niskostopową, stopy miedzi). Powstałe w wyniku rozpuszczania tego gazu cząsteczki słabego kwasu węglowego redukują się bezpośrednio na powierzchni metalu z jednoczesnym odtworzeniem cząsteczki kwasu wodorowęglanowego. Jest to autokatalityczny proces redukcji, a katalizatorem jest cząsteczka H_2CO_3 . Na powierzchni metalu powstaje warstwa węglanu żelaza – syderytu ($FeCO_3$). Szybkość korozji stali węglowej zależy silnie liniowo od ciśnienia parcjalnego dwutlenku węgla, a w niewielkim stopniu zależy od ilości anionów (głównie chlorkowych). Syderytowy osad korozyjny jest trudno rozpuszczalny w wodzie, stąd też może ograniczać proces korozji.

Siarkowodór

Korozja metali w obecności H_2S powoduje pokrycie powierzchni metalu warstwą siarczków. Elementy instalacji geotermalnych pokrywają się w krótkim czasie czarną warstwą siarczków żelaza, nawet w sytuacji, gdy woda zawiera śladowe ilości H_2S . Siarczki te mogą zawierać piryt (FeS_2), mackinawit ($FeS_{0,9}$). Siarczkom może towarzyszyć m.in. syderyt – produkt korozji węglowej, co zależy od warunków konkretnej instalacji.

Chlor

Aniony chlorkowe Cl^- mają niszczący wpływ na warstwy pasywne na powierzchni stali. Sprzyjają temu szczególnie wyższe temperatury. Stopy pasywne mogą pod wpływem Cl^- ulegać korozji lokalnej: wżerowej, szczelinowej, naprężeniowej. Węglowe stopy konstrukcyjne, które nie tworzą pasywnych warstw tlenkowych w warunkach beztlenowych, pokrywają się trudnorozpuszczalnymi osadami. Są to produkty reakcji wytrącania

rozpuszczalnych form Fe^{2+} i Fe^{3+} . W takiej sytuacji aniony chlorkowe wpływają na solwatację kationów żelaza. W warunkach szybkiego przepływu wody duże stężenie chlorków sprzyja korozji równomiernej, utrudniając wytrącanie węglanów lub tlenków.

Odczyn pH

Na ogół wzrost stężenia jonów wodorowych w środowisku korozyjnym (spadek pH) zwiększa szybkość korozji. Odczyn pH wody powinien być mierzony on line w instalacji przed wymiennikiem ciepła z zastosowaniem pH-metru przystosowanego do pomiarów w podwyższonym ciśnieniu i przy podwyższonej temperaturze, gdyż odczyn mierzony w laboratorium jest na ogół inny.

Znajomość wartości odczynu pH służy też do przewidywania przebiegu procesów korozyjnych i składu produktów korozji na podstawie analizy diagramów Pourbaix (1966) – termodynamicznych diagramów równowagowych potencjał – pH (E–pH). Uwzględniają one termodynamiczną trwałość faz tworzących się w wyniku oddziaływania czynników korozyjnych z metalem.

Tlen

W wodach geotermalnych nie występuje tlen. Jeśli jest on jednak obecny, to pochodzi z zanieczyszczenia instalacji powietrzem. Obecność nawet resztkowej jego ilości powoduje drastyczny wzrost szybkości korozji.

Temperatura

Wpływ temperatury na korozję w wodach geotermalnych jest skomplikowany, ponieważ ma ona wpływ zarówno na kinetykę procesów elektrochemicznych lub chemicznych (wzrost szybkości reakcji wraz ze wzrostem temperatury), jak i na rozpuszczalność składników wody (gazów, produktów korozji, minerałów itp.) oraz na przemiany fazowe w obrębie produktów stałych. W przypadku temperatury trzeba wskazać, że temperatury wody powyżej 100–120°C powodują spadek szybkości korozji z uwagi na kilka względów (Banaś i in. 2011a).

Korozja mikrobiologiczna

Obecność związków węgla, siarczanów oraz brak rozpuszczonego tlenu w wodach geotermalnych sprzyjają rozwojowi bakterii redukujących siarczany (ang. *sulphate reducing bacteria*, SRB). Przyczyniają się one do rozwoju korozji, gdyż produkują na powierzchni metali agresywny siarkowodor. Z pomocą wytworzonego biofilmu siarczki żelaza wiązane są z powierzchnią metalu. Powstają w ten sposób lokalne katody, które ułatwiają redukcję siarkowodoru. W Polsce bakterie SRB stwierdzono m.in. w wodach geotermalnych w Skierniewicach (Kępińska, Bujakowski i in. (2011), a także na Podhalu (Banaś i in. 2006).

Wpływ innych czynników na rozwój korozji w wodach geotermalnych

Szybkość i nasilenie procesów korozji zależą także od innych czynników, do których należą m.in. szybkość

przepływu oraz ciśnienie wody geotermalnej. Przy większych prędkościach przepływu szybkość korozji wzrasta. Przy bardzo dużych prędkościach przepływu może nastąpić erozyjne usuwanie produktów korozji z powierzchni metalu, a co za tym idzie gwałtowny wzrost szybkości dalszego roztwarzania jego powierzchni. Nasilenie korozji jest powodowane także wzrostem ciśnienia wody geotermalnej, gdyż wzrasta ilość gazów rozpuszczonych w wodzie (w tym dwutlenku węgla, siarkowodoru). Trzeba też wskazać, że niekorzystne jest obniżenie ciśnienia eksploatowanej wody poniżej tzw. punktu pęcherzyków. Może dochodzić wtedy do kawitacji, a uszkodzone mechanicznie powierzchnie są szczególnie podatne na rozwój korozji. Aby tego uniknąć, stosuje się pompy wspomagające, które utrzymują ciśnienia w instalacjach na odpowiednim poziomie.

Z powyższego krótkiego przeglądu wynika, że już podczas projektowania instalacji geotermalnych wskazane jest wykonanie analizy agresywności wody, gdyż jest to pomocne dla doboru odpowiednich materiałów na poszczególne elementy instalacji, a także innych metod ograniczania korozji. Ważne jest także monitorowanie korozji w pracujących już instalacjach, co ułatwia podejmowanie odpowiednich środków zapobiegawczych, planowanie ewentualnych remontów itp.

Metody badań i monitorowania korozji

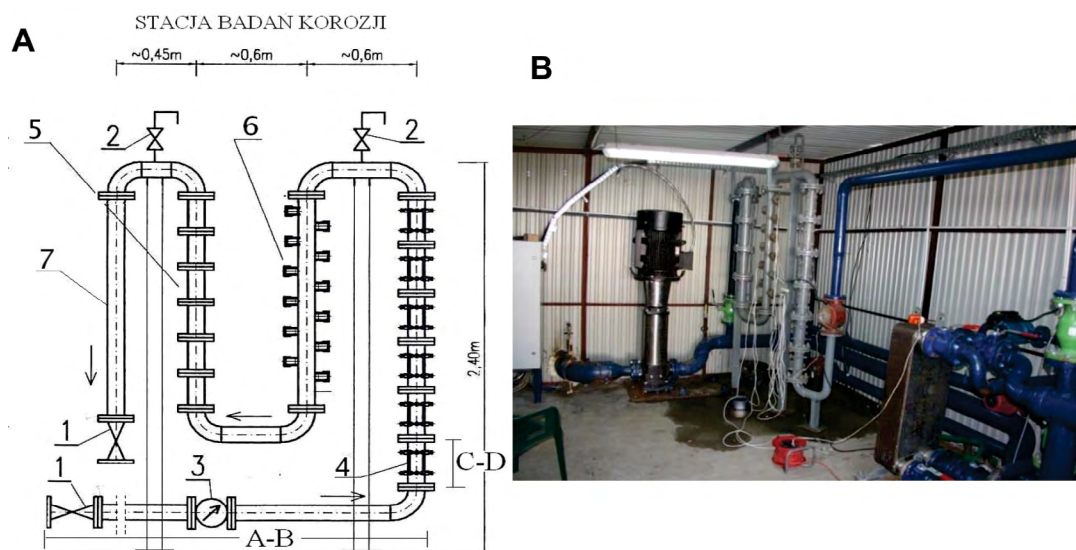
Korozja w wodzie geotermalnej jest procesem elektrochemicznym, szeregiem sprzężonych reakcji utleniania i redukcji. Badania prowadzone bezpośrednio w instalacjach geotermalnych dostarczają bardziej wiarygodnych informacji niż pomiary symulowane w laboratorium.

Przebieg procesów korozyjnych oraz skład ich produktów można przewidzieć na podstawie analizy termodynamicznych diagramów równowagowych potencjał E–pH określane jako diagramy Pourbaix (1966). Diagramy te uwzględniają termodynamiczną trwałość faz tworzących się w wyniku oddziaływania czynników korozyjnych z metalem.

Monitorowanie korozji w instalacjach geotermalnych wymaga pomiarów in situ przy pomocy odpowiednich systemów kuponowych. Dzieli się je na dwa rodzaje:

- systemy bezpośrednio włączane w obieg wody;
- systemy bocznikowe (by-pasy).

Systemy bocznikowe są łatwiejsze w obsłudze i dają większe możliwości badawcze niż systemy włączone bezpośrednio w obieg wody. Parametry fizykochemiczne wody w obiegu bocznym muszą być takie same jak w głównym obiegu instalacji. Systemy badania i monitorowania korozji były lub są stosowane w większości ciepłowni geotermalnych w Polsce, a także w niektórych innych instalacjach (Banaś i in. 2006, 2011b). Rycina 13.3.1 pokazuje przykładowo stację badań korozji w instalacji geotermalnej w Skierniewicach. Stacja była wykonana w 2010–2011 r. w ramach projektu badawczego *Opracowanie wytycznych projektowych poprawy chłonności skał zbiornikowych w związku z zatlaczaniem wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych* zrealizo-



Ryc. 13.3.1. Stacja badań korozyjnych (system boczny) w instalacji geotermalnej. Przykład ze Skierniewic (Banaś i in. 2011b)

A. Schemat stacji: 1 – zawór kulowy kwasoodporny DN 80, 2 – zawór kulowy kwasoodporny DN 15, 3 – wodomierz, 4 – segmentowa rura do badań grawimetrycznych, 5 – segmentowa rura do badań wyłożeń i rur polymerowych oraz biofilmu, 6 – odcinek do monitorowania korozji metodą elektrochemiczną (LPR); B. Widok ogólny stacji

wanego przez Geotermię Mazowiecką SA oraz IGSMiE PAN (Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011).

Metody ograniczania korozji

Ograniczanie korozji w systemach geotermalnych odbywa się za pomocą różnych metod. Często służą one zarówno ochronie przed korozją, jak i przed skalaniem. Niektóre z nich są odpowiednie do warunków polskich. W rozdziale podano je ogólnie. Ze szczegółami można się zapoznać dzięki obszernej literaturze zagranicznej, a także opracowaniom krajowym (wymienionej m.in. na końcu tego rozdziału).

Zapobieganie dostępowi tlenu do systemu geotermalnego

Jak wcześniej podano, aby unikać przedostawania tlenu atmosferycznego do instalacji geotermalnej, ważna jest jej szczelność. W trakcie przestojów instalacji wypełnia się je znajdującym się pod ciśnieniem gazem ochronnym. Jest to najczęściej azot.

Stosowanie odpowiednich materiałów

W tej grupie są m.in. tworzywa sztuczne, w tym polietylen wysokiej gęstości, materiały epoksydowe zbrojone włóknem szklanym, odpowiednie stopy stali.

Tworzywa sztuczne są stosowane do pokrywania wewnętrznych powierzchni rur stalowych. Zapewniają wysoką odporność chemiczną, stosuje się je zazwyczaj do temperatur rzędu 85°C. W niektórych przypadkach może się jednak pojawić korozja podpowłokowa polegająca na powstawaniu pęcherzy wodoru pod warstwą powłoki. Przydatność takich wykładzin należy zatem testować dla konkretnych instalacji (Banaś i in. 2006).

W Polsce w kilku instalacjach zastosowano dotychczas wyłożenia wewnętrznych powierzchni okładzinowych rur stalowych wykładzinami polietylenowymi wysokiej gęstości typu HDPE, m.in. w Pyrzycach (Biernat i in. 2010), w niektórych otworach PEC Geotermii Podhalańskiej SA. Stosowanie wykładzin z tworzyw sztucznych do pokrywania wewnętrznych powierzchni rur stalowych jest możliwe zarówno w już eksploatowanych, jak i w nowych otworach,

Rury epoksydowe wzmacniane włóknem szklanym są stosowane jako techniczne (w nowych otworach) lub eksploatacyjne (zarówno w starych, jak i nowych otworach). Są one antykorozyjne, ograniczają także osadzanie się produktów skalingu na wewnętrznych ściankach rur. Mają wiele zalet, są już powszechnie stosowane w nowych otworach geotermalnych (przynajmniej w niektórych newralgicznych interwałach), coraz częściej także w Polsce. Materiały fibreglasowe są stosowane z powodzeniem od lat 1970. we Francji, od ponad dwóch dekad w Niemczech, a także w wielu innych krajach. Przyczyniają się do długoletniej pracy otworów geotermalnych (30–50 lat).

Stale odporne na korozję – ich odpowiedni dobór jest związany z faktem, że na granicy woda-metal powstaje środowisko kwaśne. Jak wykazały badania, w takim środowisku stal węglowa ulega korozji nawet z szybkością 0,8 mm/rok. Konieczne jest zatem stosowanie rur i innych elementów ze stopów o zwiększonej odporności korozyjnej (Banaś i in. 2006).

Odporność korozyjną stopu metalu podnosi m.in. kilkoprocentowy dodatek chromu (5–10%). Jego dokładna zawartość zależy od mineralizacji wody geotermalnej. Wśród stali handlowych zadowalającą odporność na

korozję ma stal 15H9M. Stosowanie rur z odpornych na korozję wysokostopowych stali z dodatkiem chromu, czy też stali chromowo-niklowych z molibdenem jest rozwiązaniem skutecznym, jednak stosunkowo drogim (Banaś i in. 2010). Stąd też m.in. stosowane są w praktyce raczej rury epoksydowe wzmacniane włóknem szklanym czy też inne tworzywa sztuczne.

Z materiałów odpornych na korozję powinny być wykonane zarówno rury, jak i inne elementy instalacji i armatury podziemnej i naziemnej instalacji geotermalnych.

Metody chemiczne

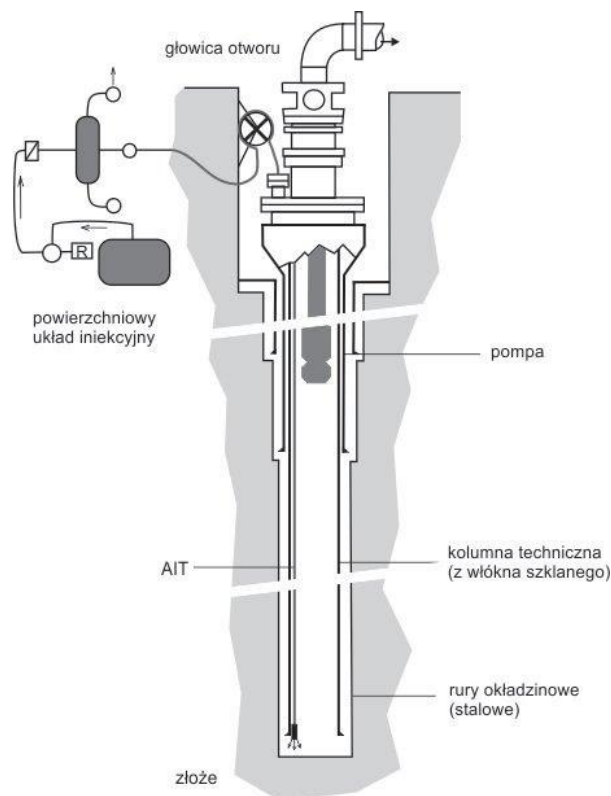
Do metod chemicznych należą m.in. ochrona inhibitorowa, kwasowanie oraz miękkie kwasowanie.

Ochrona inhibitorowa – inhibitory zapobiegają często zarówno korozji, jak i wytrącaniu osadów wtórnych. W instalacjach geotermalnych najczęściej stosuje się inhibitory adsorpcyjne, czyli wielocząsteczkowe substancje chemiczne posiadające grupy funkcyjne zawierające azot lub fosfor (m.in. aminy, fosforany, estry kwasu fosforowego). Właściwości inhibitujące wykazują także substancje nieorganiczne, np. sole cynku, molibdeniany, krzemiany, azotyny. Inhibitory organiczne są skuteczne do temperatur rzędu 150°C (Banaś i in. 2006).

Stosowanie inhibitorów korozji jest najbardziej efektywne w nowych instalacjach wyposażonych w elementy stalowe lub takich, gdzie nie doszło jeszcze do jej znaczącego rozwoju.

Ochrona inhibitorowa obejmuje na ogół zarówno otwory produkcyjne jak i chłonne. Inhibitory (wraz z dodatkami) dozowane są często już na dno otworów produkcyjnych poprzez cienkie pomocnicze przewody iniekcyjne. Schemat otworu geotermalnego wyposażonego w przewód do dozowania inhibitorów pokazuje rycina 13.3.2.

Miękkie kwasowanie jest sposobem na usunięcie niektórych produktów korozji, a także podstawową metodą przeciwdziałania wytrącania wtórnych substancji mineralnych w otworach geotermalnych i w strefach przyotworowych. Jak wcześniej podano, zabieg ten polega na wprowadzaniu (w sposób ciągły lub okresowo) do otworów (zwłaszcza chłonnych) wraz z wodą geotermalną kwasu (zazwyczaj solnego) w stężeniu, które obniża jej odczyn pH (nawet do do 2–3). Prowadzi do rozpuszczania niektórych produktów korozji transportowanych z wodą, osadzających się na ściankach rur i na filtrach, ograniczając



Ryc. 13.3.2. Schemat otworu geotermalnego wyposażonego w pomocniczy przewód iniekcyjny (AIT) do zatlaczania inhibitorów (Ungemach 2001)

tym samym kolmatację i poprawiając produktywność, a zwłaszcza chłonność otworów. Przy zabiegu miękkiego kwasowania ważne jest m.in. odpowiednio długie oddziaływanie kwasu pozwalające na rozpuszczenie osadów nagromadzonych w rurach. Wraz z kwasem dozuje się zazwyczaj inhibitory i inne środki chroniące instalację (Ungemach 2004).

Biocydy są stosowane w celu ograniczenia korozji mikrobiologicznej powodowanej przez bakterie SRB (w przypadku, gdy zostaną stwierdzone ich kolonie lub produkty działalności – biofilm, makinawit, siarkowodór, siarka). Powinny być one dobrane na podstawie testów, stosowane okresowo, najczęściej łącznie z inhibitorami korozji i/lub wytrącania (Ungemach 2010b).

13.4. Podsumowanie

Wytrącanie wtórnych substancji mineralnych oraz korozja towarzyszą eksploatacji wielu instalacji geotermalnych. Dotyczy to m.in. warunków islandzkich i polskich. Zasadniczą kwestią jest ich skuteczne ograniczenie, a nawet eliminowanie, gdyż jest to jednym z warunków ich zrównoważonego długoletniego działania. W przy-

padku Polski eksploatowane są (i będą) wody geotermalne o znacznej niekiedy mineralizacji, zawierające jony i gazy, które mogą implikować rozwój procesów korozyjnych. Stwierdzono też (i przewiduje się) zjawiska wytrącania substancji wtórnych z wód geotermalnych, co będzie wiązać się m.in. ze spadkiem temperatur tych wód

wskutek ich energetycznego wykorzystania. Procesy te oraz ich produkty mogą prowadzić do obniżenia produktywności, a zwłaszcza chłonności otworów i zbiornikowych geotermalnych. Konieczne jest zatem stosowanie metod, środków i materiałów ograniczających lub eliminujących te zjawiska (począwszy od etapu projektowania otworów i instalacji). Ważne jest w tym zakresie korzystanie z przydatnych doświadczeń i rozwiązań stosowanych w innych krajach, a także własnych doświadczeń. Przykłady w tym zakresie dotyczące instalacji eksploatujących wody o podobnych jak w Polsce temperaturach, a czasem i warunkach złożowych, podają niektóre pozycje Literatury.

Literatura

- D'Amore red. 1991. Applications of geochemistry in geothermal reservoir development. UNITAR/UNDP Centre on Small Energy Resources, Rome.
- Amorsson S. red. 2000. Isotopic and chemical techniques in geothermal exploration, development and use. Sampling methods, data handling, interpretation. International Atomic Energy Agency, Vienna.
- Ball J.W., Nordstrom D.K. 1991. WATEQ4F: User's manual with revised thermodynamic database and test cases for calculating speciation of major, trace and redox elements in natural waters: U.S Geological Survey Open-File Report.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W., Pawlikowski M. 2005. Problemy korozji rur wydobywczych w instalacjach geotermalnych. Ochrona przed korozją 11 s/A, 235.
- Banaś J., Pawlikowski M., Górecki W., Kurzydłowski K., Mazurkiewicz B., Solarski W. 2016. Problemy związane z korozją materiałów konstrukcyjnych i wytrącaniem się osadów w wodach geotermalnych. [W:] Górecki W. red. i in. 2006.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W. 2011a. Korozja w instalacjach geotermalnych [W:] Kępińska B., Bujakowski W. red. i in. 2011. Kraków.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W. 2011b. Badania zjawisk korozji w instalacji geotermalnej w Skierniewicach. [W:] Kępińska B., Bujakowski W. red. i in. 2011.
- Banaś J., Mazurkiewicz B., Solarski W. 2007. Korozja metali w wodach geotermalnych. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój 2. Kraków.
- Bielec B., Kępińska B. 2012. Testowanie badawcze „miękkiego kwasowania” w geotermalnych otworach chłonnych. Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN 82. Kraków.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z. 2010a. Problemy inkrustacji przy zatłaczaniu wykorzystanych wód termalnych. Modelowanie inżynierskie 39. Katowice.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z. 2010b. Problemy korozji przy zatłaczaniu wykorzystanych wód termalnych. Modelowanie Inżynierskie, Katowice.
- Biernat H., Kulik S., Noga B., Kosma Z. 2011. Próba zapobiegania kolmatacji geotermalnych otworów zatłaczających w wyniku zastosowania miękkiego kwasowania. Modelowanie Inżynierskie 11, Katowice.
- Bjarnaso, J.Ö. 1994. The speciation program WATCH, wersja 2.1. Orkustofnun, Reykjavík.
- Browne P.R.L. 1984. Hydrothermal alteration and reservoir rock type. [W:] Lectures on geothermal geology and petrology. UNU Geothermal Training Programme. Raport 2. Reykjavik, Iceland.
- Bujakowski W., Kępińska B. 2005. Przegląd metod stymulacji złóż geotermalnych. Technika Poszukiwań Geologicznych. Geosynoptyka i Geotermia 5–6, Kraków.
- Dobson P.F., Salah S., Spycher N., Sonnenthal E.L. 2004. Simulation of water–rock interaction in the Yellowstone geothermal system using TOUGHREACT. Geothermics 33(4).
- Dowgiałło J. 1985. Geochemiczne wskaźniki temperatury i ich zastosowanie do sudeckich wód termalnych. Mat. Symp. „Stan rozpoznania i perspektywy wykorzystania wód termalnych”.
- Dowgiałło i in. 1981 – Dowgiałło J., Kleczkowski A.S., Macioszczyk T i Rózkowski A. 1981. Słownik hydrogeologiczny. Warszawa.
- Fournier R.O. 1981. Application of water geochemistry to geothermal exploration and reservoir engineering. [W:] Rybach, Muffler red. 1981.
- Fytikas M., Ungemach P. 2010. Geothermal resource management. [W:] Popovski K. i in. 2010.
- Giggenbach W.F. 1991. Chemical techniques in geothermal exploration. [W:] D'Amore red. 1991. Applications of geochemistry in geothermal reservoir development. UNITAR/UNDP publication, Rome.
- Górecki W. red., Hajto M. i in. 2006. Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Kraków: AGH.
- Gunnlaugsson E. 2004: Aspekty chemiczne oraz metody stosowane w rozpoznawaniu i wykorzystaniu złóż geotermalnych. Materiały Międzynarodowych Dni Geotermalnych „Polska 2004”. Wyd. IGSMiE PAN. Kraków–Skopje.
- Kania J. 2003. Geochemical interpretation of thermal fluids from low-temperature wells in Stykkishólmur, W-Iceland, and Pyrzyce, NW-Poland. [W:] Geothermal Training in Iceland 2003. Reports of the United Nations University Geothermal Training Programme, Reykjavik.
- Kania J., Kępińska B. 2006. [W:] Górecki red., Hajto M. i in. 2006.
- Kępińska B. 1994. The temperature distribution in the Seltjarnarnes field, SW-Iceland. The reservoir temperature in the Podhale geothermal field, S-Poland. Report 7. UNU Geothermal Training Programme. Reykjavik, Iceland.
- Kępińska B. 2001. Warunki hydrotermalne i termiczne podhalańskiego systemu geotermalnego w rejonie otworu Biały Dunajec PAN-1. Studia, Rozprawy, Monografie 93. Kraków: IGSMiE PAN.
- Kępińska B. 2006. Warunki termiczne i hydrotermalne podhalańskiego systemu geotermalnego. Studia. Rozprawy. Monografie 135, Kraków: IGSMiE PAN.
- Kępińska, Bujakowski red. i in. 2011. Wytyczne projektowe poprawy chłonności skał zbiornikowych wód termalnych w polskich zakładach geotermalnych Kraków: IGSMiE PAN.

- Kharaka Y.K., Gunter W.D., Aggarwal P.K., Perkins E.H., De-Braal J.D. 1988. SOLMINEQ.88: a computer program for geochemical modeling of water-rock interactions. U.S. Geological Survey Water Resources Investigations Report.
- Liber-Makowska E., Kielczawa B. 2021. Medicinal CO₂-rich water deposits in the Polish part of the Sudetes. *Mining Science* 28.
- Macioszczyk A., Witczak, S. 1999. Współczesne problemy hydrogeochemii. *Biul. PIG* 388.
- Malate R.C.M. 2003. Well intervention techniques. Proceedings of the International Geothermal Course Reykjavik, Iceland, September 2003.
- Miecznik M., Tomaszewska B. 2017. Numerical modelling of brackish water injection to low-mineralized geothermal aquifer. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM* 17(12).
- Nicholson K. 1993. *Geothermal fluids: chemistry and exploration techniques*. Springer-Verlag, Berlin.
- Noga B., Marjanowski J., Biernat H., Kulik S., Zieliński B., Nalikowski A. 2014. The silting – up prevention in the geothermal absorbent openings of geothermal energy plant Pyrzyce. *Chemical and Process Engineering* 35(2).
- Ólafsson M. 1988. Sampling methods for geothermal fluids and gases. Report OS-88041/JHD-06, Orkustofnun, Reykjavik.
- Parkhurst D.L. 1995. User's guide to PHREEQE – a computer program for speciation, reaction-path, advective transport, and inverse geochemical calculations. U.S. Geological Survey Water-Resources Graphical User Interface for the Geochemical Computer Program Investigations Report.
- Parkhurst D.L., Thorstenson D.C., Plummer L.N. 1980. PHREEQE: A computer program for geochemical calculations. U.S. Geological Survey Water-Resources Investigations Report 80-96 (revised and reprinted August, 1990).
- Parkhurst D.L., Appelo C.A.J. 1999. User's guide to PHREEQCI (version 2) – A computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. U.S. Geological Survey Water-Resources Investigations Report.
- Plummer L.N., Parkhurst D.L., Fleming G.W., Dunkle S.A. 1988. A computer program incorporating Pitzer's equations for calculation of geochemical reactions in brines. U.S. Geological Survey Water-Resources Investigations Report.
- Popovski K., Andritsos N., Fytikas M., Vasilevska-Popowska S., Sanner B., Ungemach P., Koutsoukos P., Valdimarsson P. red. 2010. *Geothermal energy*. MAGA, Skopje.
- Pourbaix M. 1966. *Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions*, Oxford.
- Reed M.H., Spycher N. 1984. Calculation of pH and mineral equilibria in hydrothermal waters with application to geothermometry and studies of boiling and dilution. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 48.
- Reed M.H., Spycher N.F. 2001. SOLVEQ: A computer program for computing aqueous-mineral-gas equilibria. Revised edition. Department of Geological Sciences, University of Oregon, Eugene.
- Rybach L., Muffler, L.J.P. red. 1981. *Geothermal systems: Principles and case histories*. John Wiley & Sons, Chichester.
- Seibt P., Kabus F., Hoth P. 2005. The Neustad-Glewe Geothermal Plant – practical experience in the reinjection of cooled thermal waters into sandstone aquifers. Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Turkey. Paper no. 1209.
- Seibt P., Wolfgramm M. 2008. Practical experience in the reinjection of thermal waters into sandstone. Proceedings of the Workshop for decision makers on direct heating use of geothermal resources in Asia. Tianjin, China, 11–18 May, 2008. Artykuł nr 21.
- Tomaszewska B. 2011. Modelowanie zjawisk chemicznych w zatłaczanej wodzie geotermalnej podczas zabiegów miękkiego kwasowania. [W:] Kępińska B., Bujakowski W. red. i in. 2011.
- Tomaszewska B. 2008. Prognozowanie kolmatacji instalacji geotermalnych metodą modelowania geochemicznego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 24(2/3), Kraków: IGSMiE PAN.
- Tomaszewska B., Pająk L. 2012. Dynamics of clogging processes in injection wells used to pump highly mineralized thermal waters into the sandstone structures lying under the Polish Lowland. *Archives of Environmental Protection* 38(3).
- Tomaszewska B., Miecznik M. 2016. Model koncepcyjno-liczeniowy procesu zatłaczania rozcieńczonych wód w warunkach skierniewickiego systemu geotermalnego. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 92.
- Tomaszewska B., Miecznik M., Kasztelewicz A. 2017. The mineralogical and petrographic characteristics of the most promising hydrogeothermal reservoir in Poland – the Podhale Geothermal System. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM* 17(11).
- Ungemach P. 2001. Insight into geothermal reservoir management. Text-book of the European Summer School on Geothermal Energy Applications. Oradea, Romania.
- Ungemach P. 2004. Technologia i problemy w zarządzaniu zasobami geotermalnymi. Materiały konferencji „Międzynarodowe Dni Geotermalne Polska 2004”. Kraków– Skopje: IGSMiE PAN.
- Ungemach P. 2010a. Water injection. [W:] WGC2010 Pre-Congress Short Course on Drilling, completion and testing of geothermal wells. Course material (CD).
- Ungemach P. 2010b. Corrosion/Scaling abatement. [W:] WGC 2010 Pre-Congress Short Course on Drilling, completion and testing of geothermal wells. Course material (CD). World Geothermal Congress Bali, Indonesia 2010 (CD).
- Wiktorowicz B. 2004. Wstępna ocena stanu równowagi hydrogeochemicznej szczaw Ziemi Kłodzkiej przy zastosowaniu modelowania geochemicznego. *Przegląd Geologiczny* 11(52).
- Witczak S., Adamczyk A. 1994. Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania – tom I. Biblioteka Monitoringu Środowiska. Wyd. PIOŚ. Warszawa.

- Witczak S., Adamczyk A. 1995. Katalog wybranych fizycznych i chemicznych wskaźników zanieczyszczeń wód podziemnych i metod ich oznaczania – tom II. Biblioteka Monitoringu Środowiska. Warszawa: Wyd. PIOŚ.
- Wolery T.J. 1992. EQ3/6, A Software Package for Geochemical Modeling of Aqueous Systems: Package Overview and Installation Guide (Version 7.0). Lawrence Livermore Natl. Laboratory Report UCRL-MA-110662 Pt. I.
- Ventre A.V., Ungemach P. 1998. Soft acidizing of damaged geothermal injection wells. Discussion of results achieved in the Paris Basin. Proceedings of the Twenty-Third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University.
- Xu T., Sonnenthal E.L., Spycher N., Pruess K. 2006. TOUGHREACT: a simulation program for non-isothermal multiphase reactive geochemical transport in variably saturated geologic media. *Computers & Geosciences* 32.
- Xu T., Spycher N., Sonnenthal E., Zhang G, Zheng L., Pruess K. 2011. TOUGHREACT Version 2.0: A simulator for subsurface reactive transport under non-isothermal multiphase flow conditions. *Computers & Geosciences* 37(6), <http://www.miningscience.pwr.edu.pl/Medicinal-CO2-rich-water-deposits-in-the-Polish-part-of-the-Sudetes,145773,0,2.html>.

14. Przykłady geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Polsce

14.1. Jakościowa ocena dostępnych polskich zasobów energii geotermalnej

Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce skupia się na wykorzystaniu bezpośrednim. Zgodnie z nomenklaturą obowiązującą w literaturze zajmującej się problematyką geotermalną oznacza to wykorzystanie jej zasobów głównie w celach ciepłowniczych. Przyczyną tego stanu rzeczy są przede wszystkim umiarkowane parametry ich zasobów dostępnych technicznie (ryc. 14.1.1). Ich wykorzystanie pośrednie, polegające na produkcji prądu, są możliwe jedynie przy wykorzystaniu technologii siłowni binarnych. Światowe doświadczenia w zakresie możliwości wytwarzania prądu z zasobów geotermalnych o niskiej temperaturze jako najniższą wskazują temperaturę 74°C (Lund, Freeston 2001).

Wytwarzanie prądu z geotermii jest zatem, z technicznego punktu widzenia, możliwe. Choć odbywałoby się z niską sprawnością (netto rzędu kilku procent, jeżeli mowa o zasobach o temperaturach poniżej 100°C). W rezultacie wszędzie tam gdzie jest aktualne zapotrzebowanie na energię ciepłą, zawsze bardziej efektywnie będzie wykorzystać ciepło. Polskie instalacje geotermalne wykorzystują zasoby energii geotermalnej o bardzo szerokiej rozpiętości, jeżeli chodzi o ich temperatury: od temperatur powyżej 80°C po temperatury niewiele ponad 40°C (ryc. 14.1.2). Zakres stosowanych technologii pozyskania i wykorzystania energii jest również szeroki. Warto zwrócić uwagę na to, że nawet w przypadku najbardziej uprzywilejowanej, pod względem parametrów złożowych instalacji przewidzianej do uruchomienia w Koninie (ryc. 14.1.1), nadal będziemy mieli do czynienia z zasobami jednofazowych cieczy geotermalnych. Różnice w zasobach widoczne są jeszcze bardziej gdy jako kryterium porównania zasobów polskich i światowych przyjmie się entalpię lub egzergię* płynu geotermalnego (ryc. 14.1.2).

Zakres pary, nawet nasyconej, nie został dotychczas osiągnięty. Wiąże się z tym niska entalpia i egzergia zasobów geotermalnych. Instalacje wykorzystujące najwyż-

sze dostępne parametry, tj. w Stargardzie i na Podhalu (ryc. 14.1.1 i 14.1.2) pracują wprowadzając energię geotermalną bezpośrednio do systemu energetycznego. Instalacja na Podhalu jest dodatkowo w tej uprzywilejowanej sytuacji, że system z którym współpracuje wymaga maksymalnych temperatur, które są w zasięgu instalacji geotermalnej. Dzięki temu szczytowe źródła energii uzupełniają tu w nieznaczny sposób niedobory temperaturowe. Uzupełnienia wymaga raczej dostępny poziom mocy.

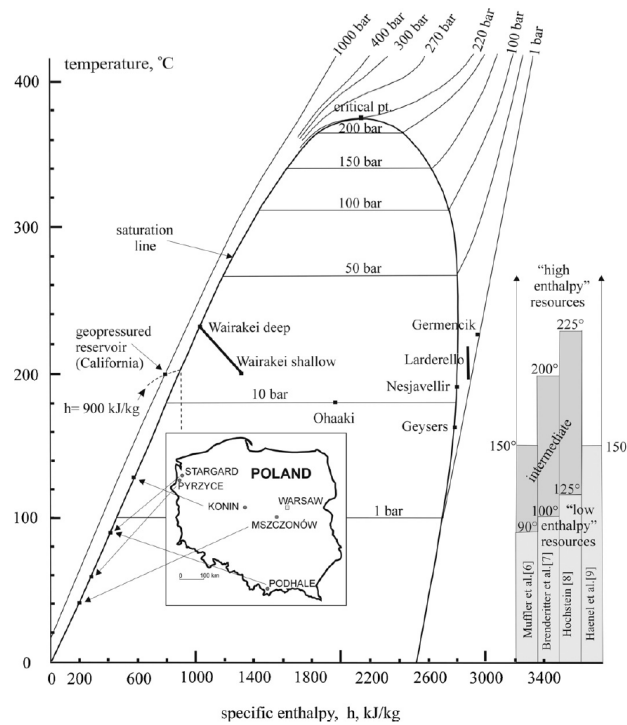
Według danych PEC Geotermia Podhalańska (2022) udział ciepła geotermalnego w ogólnym bilansie zużycia energii w 2021 r. stanowił 97,08%, 2,76% pochodziło z gazu, a 0,16% z oleju opałowego. Sprzedaż ciepła w 2021 r. przekroczyła 500 TJ.

W przypadku Stargardu (ryc. 14.1.3) niedobory dotyczą zarówno mocy, jak i maksymalnej dostępnej temperatury. System ciepłowniczy, z jakim współpracuje instalacja geotermalna w Stargardzie, to typowy wysokotemperaturowy system, który do niedawna bazował na węglu kamiennym jako głównym nośniku energii. Zaprojektowany jest na parametry 125/70°C (PEC Stargard 2022). Mimo znaczących wymogów, dzięki wysokiej temperaturze wody geotermalnej, udział ciepła geotermalnego w ogólnym bilansie to około 1/3 z ogólnej ilości 659,144 TJ/rok (PEC Stargard 2022).

W zakresie temperatur wód geotermalnych między 60 a 70°C pracują instalacje w Poddębicach, Uniejowie i Pyrzycach. W przypadku Poddębic i Uniejowa współpraca z instalacjami grzewczymi o relatywnie niskiej temperaturze roboczej pozwala na znaczący udział energii geotermalnej w ogólnym zapotrzebowaniu na energię. W Pyrzycach temperatura robocza miejskiej sieci ciepłowniczej jest już nieco wyższa i wynosi 95/45°C (Geotermia Pyrzyce 2022). Energia z geotermii stanowi ok 55% ogólnego zapotrzebowania na ciepło w mieście. Mamy tam zatem do czynienia zarówno z deficytem mocy, jak i deficytem

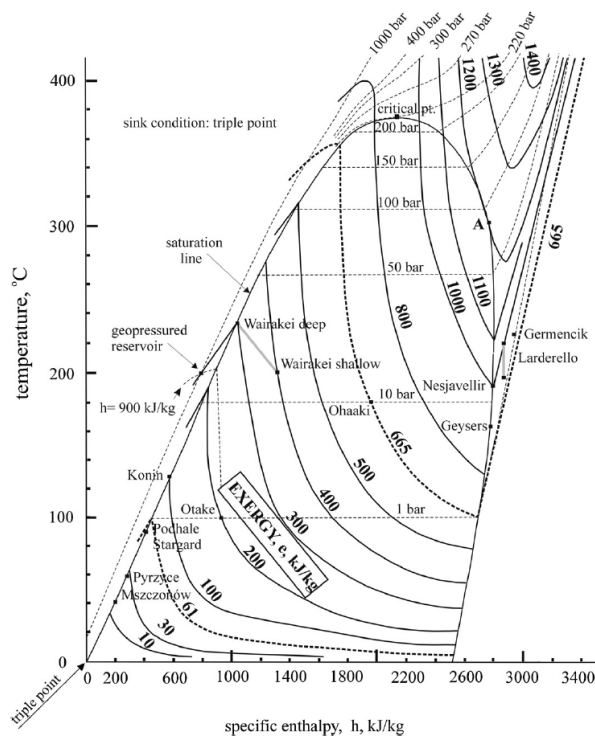
* Egzergia fizyczna płynu geotermalnego (tu wielkość właściwa e [kJ/kg]) określa jego użyteczność energetyczną (zdolność do wykonania pracy maksymalnej) przy założeniu, że punktem odniesienia są warunki otoczenia (tu parametry punktu potrójnego wody). W omawianym przypadku (Barbacki 2012) została ona obliczona według zależności: $e = (h - h_0) - T_0 (s - s_0)$; gdzie: h – entalpia właściwa [kJ/kg], h_0 – entalpia właściwa wody w parametrach punktu potrójnego $h_0 = 0$ kJ/kg, T_0 – temperatura punktu potrójnego $T_0 = 273$ K, s – entropia właściwa płynu geotermalnego [kJ/(kg K)], s_0 – entropia właściwa wody w punkcie potrójnym $s_0 = 0$ kJ/(kg K).

Można zatem zapisać, że $e = h - 273 s$.



Ryc. 14.1.1. Parametry energetyczne przykładowych światowych i polskich ujęć geotermalnych w układzie współrzędnych temperatura entalpia właściwa (Barbacki 2012)

temperature – temperatura; specific enthalpy – entalpia właściwa; geopressed reservoir – zbiornik pod ciśnieniem geokompresji; saturation line – linia nasycenia; low enthalpy resources – zasoby o niskiej entalpii; high enthalpy resources – zasoby o wysokiej entalpii



Ryc. 14.1.2. Parametry energetyczne przykładowych światowych i polskich ujęć geotermalnych w układzie współrzędnych temperatura entalpia właściwa, uzupełnione o wartości egzergii właściwej określonej przy przyjęciu jako punkt odniesienia punkt potrójny wody (Barbacki 2012)

temperature – temperatura; specific enthalpy – entalpia właściwa; geopressed reservoir – zbiornik pod ciśnieniem geokompresji; saturation line – linia nasycenia; exergy – egzergia; triple point – punkt potrójny; sink conditions – warunki odniesienia

wymaganej temperatury nośnika energii (pochodzącej z geotermii). Instalacja w Pyrzycach wykorzystuje absorpcyjne pompy ciepła.

Najniższe temperatury geotermalnego nośnika energii wykorzystywane do współpracy instalacji geotermalnej z siecią ciepłowniczą cechuje system ciepłowniczy w Mszczonowie. Parametry robocze sieci ciepłowniczej wynoszą tam 80/60°C, przy temperaturze wody geotermalnej 42°C. Oznacza to konieczność stosowania pomp ciepła (ryc. 14.1.4). Woda geotermalna w Mszczonowie stosowana jest też w balneo-rekreacji. Podobnie jest w przypadku instalacji w Uniejowie, PEC Geotermia Podhalańska, a od wiosny 2022 r. będzie uruchomiony duży kompleks w Poddębicach (w tym mieście woda jest już od kilku lat wykorzystywana w rehabilitacji w szpitalu).

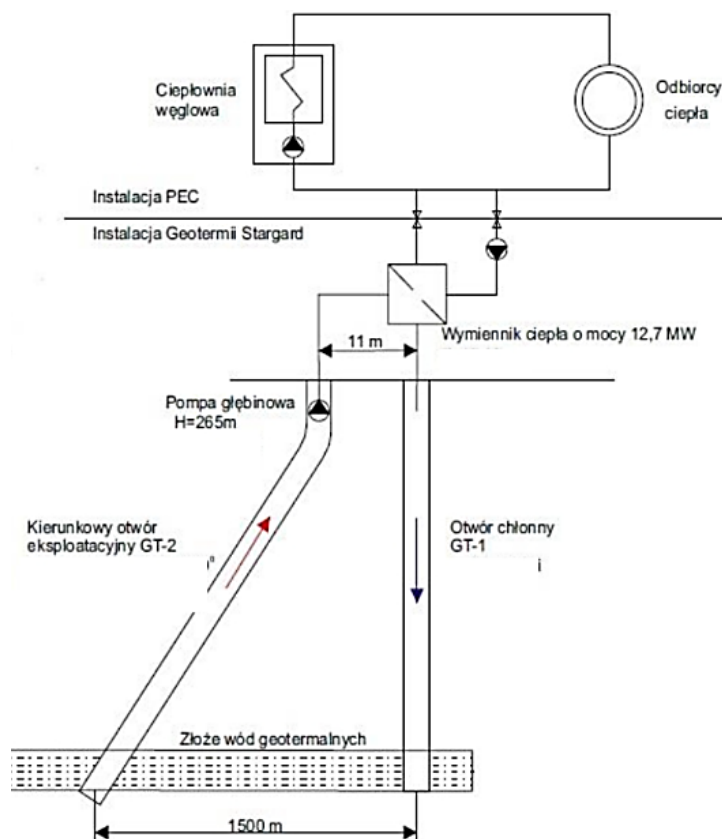
Stosowanie wód geotermalnych w rekreacji jest bardzo znaczące na Podhalu, które stało się krajowym centrum w tym zakresie. Wynika to z dużej dostępności zasobów w połączeniu z turystyczną atrakcyjnością regionu. Stanowią zatem znakomite uzupełnienie energetycznego wykorzystania geotermii. Woda geotermalna jest niekiedy nośnikiem wartościowych składników fizyko-chemicznych o pozytywnym działaniu na organizm człowieka, co jest ważną zaletą w rekreacji i balneoterapii.

Stopniowe wykorzystanie zasobów geotermalnych, w których poszczególni odbiorcy włączani są do systemu w kierunku malejącego zapotrzebowania na temperaturę doskonale wpisuje się w ideę tzw. kaskadowego wyko-

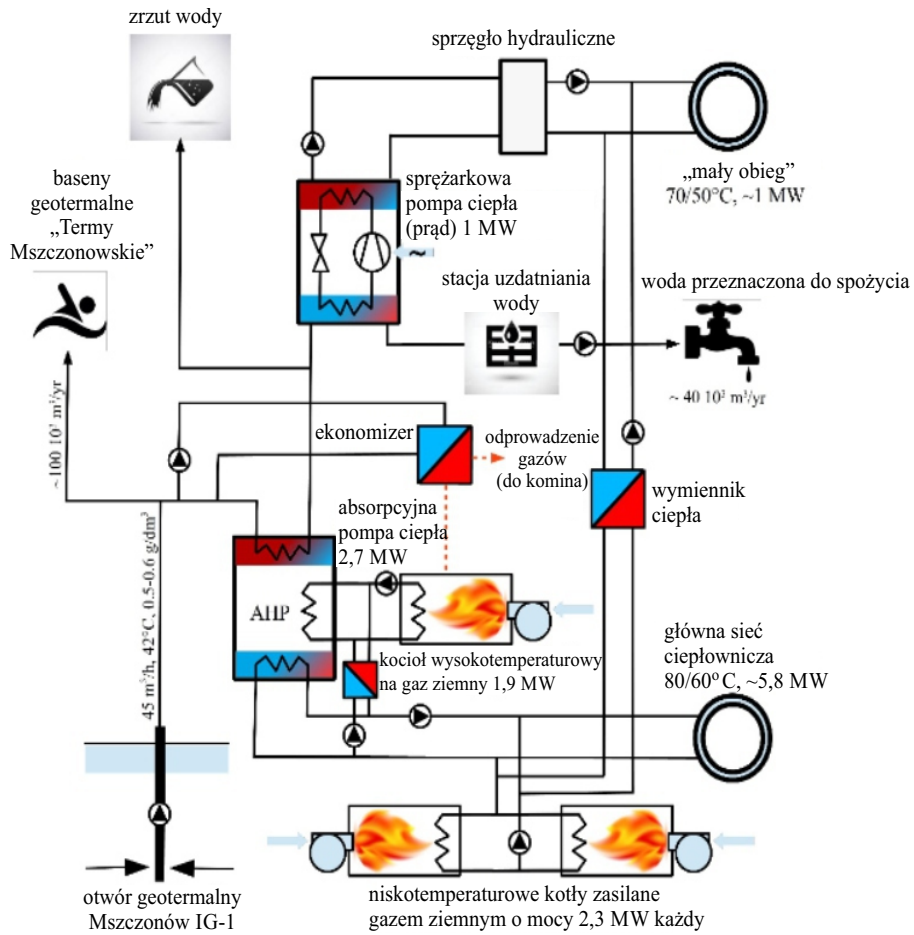
zystania energii. Poszczególne sposoby zagospodarowania można ułożyć zależnie od wymaganej temperatury, co przedstawiono na rycinie 14.1.5. W miarę spadku temperatury energię można wykorzystywać w następnym, mniej wymagającym co do temperatury kierunku, odbierając efektywnie energię geotermalną. Oczywiście – bez wykorzystania szczytowych źródeł energii lub pomp ciepła zaspokojenie potrzeb o temperaturze wyższej, od tej jaką posiadają zasoby geotermalne, nie jest możliwe. Z ryciny 14.1.5 wynika, że najniższa temperatura, do jakiej można odzyskać efektywnie energię od zasobów geotermalnych, to rząd wartości temperatury otoczenia. Takie zagospodarowanie energii jest wzorem, do którego warto zmierzać. Diagram na rycinie 14.1.5 jest jedną z wielu wersji przedstawienia sposobów zagospodarowania energii geotermalnej w zależności od temperatur (o czym wspomniano w rozdz. 2).

Na skalę demonstracyjną i póltechniczną idea kaskadowego wykorzystania energii geotermalnej została wdrożona na początku lat 90. w instalacji Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu (rozdz. 10). Schemat tej instalacji przedstawia rycina 14.1.6.

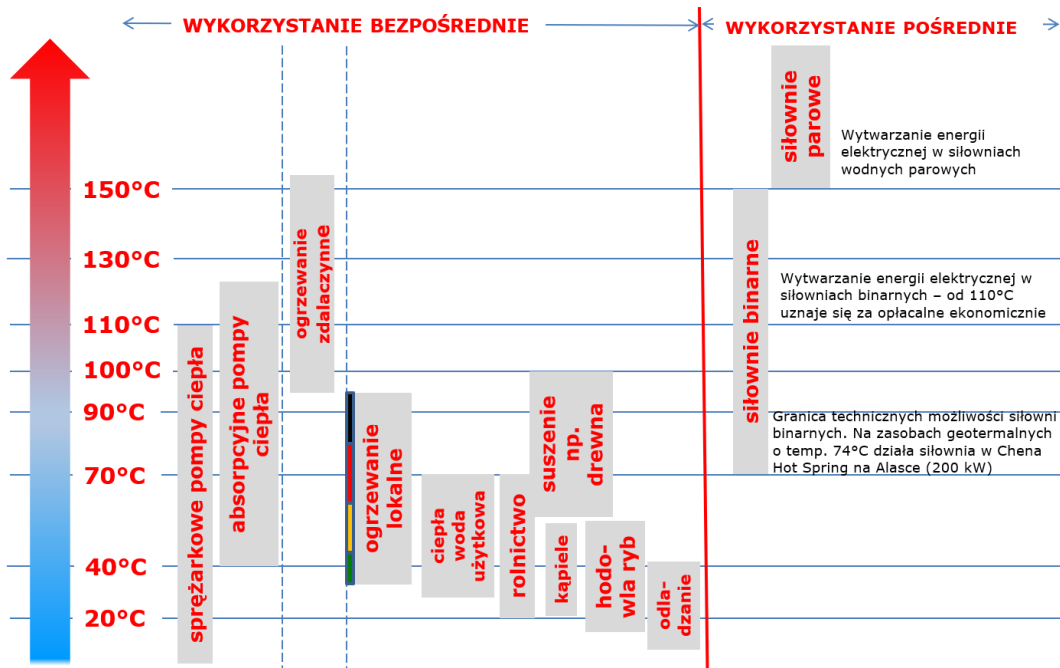
Kaskadowe wykorzystanie energii połączone z dążeniem do redukcji wymaganej temperatury zasilania instalacji grzewczych można uznać za kierunki ewolucji geotermalnych systemów ciepłowniczych. Oczywiście, praktyczna realizacja tych przedsięwzięć wymaga poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych. Nie wyma-



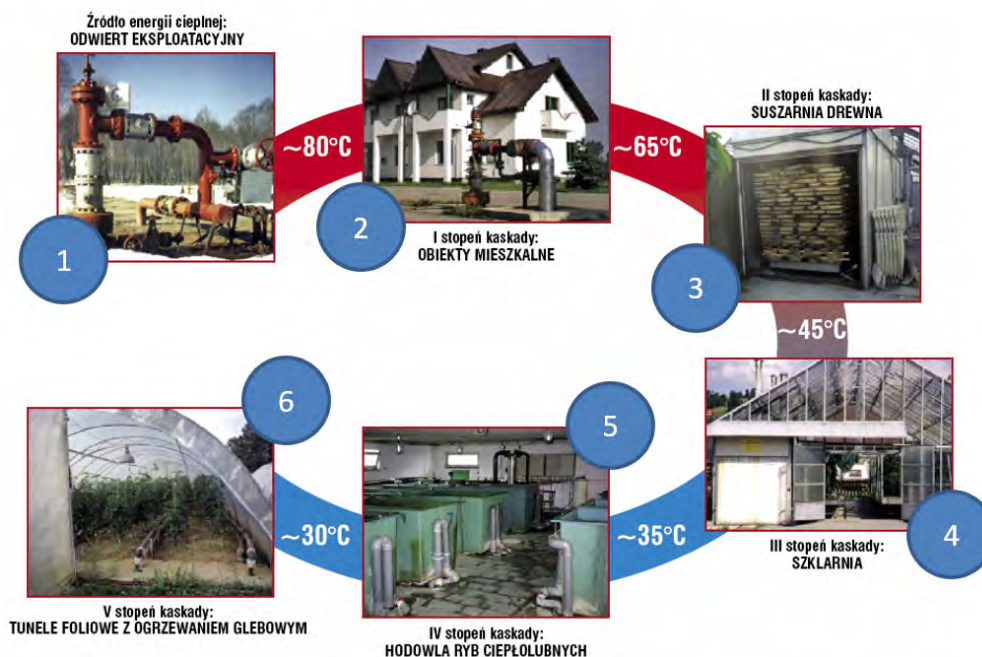
Ryc. 14.1.3. Schemat działania dubletu geotermalnego w Stargardzie w poprzednich latach (Chmurzyńska 2018). Ostatnio wykonano kilka następnych otworów (o czym jest mowa w tekście, rozdz. 10)



Ryc. 14.1.4. System geotermalny w Mszczonowie (Pająk i in. 2020)



Ryc. 14.1.5. Wskazanie temperaturowych zakresów cechujących główne kierunki wykorzystania energii geotermalnej



Ryc. 14.1.6. Schemat demonstracyjnej instalacji kaskadowego wykorzystania energii geotermalnej w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu

ga natomiast stosowania zaawansowanych technicznie, obciążonych ryzykiem, czy wymagających badań rozwiązań. Kluczem do tego jest zwiększanie powierzchni przekazywania ciepła, np. dzięki stosowaniu ogrzewania podłogowego lub ściennego. Rozwiązania te są już dzisiaj na tyle popularne, że przekonywanie do nich nie wydaje się konieczne.

Ewolucja systemów geotermalnych zmierzająca do obniżania wymaganych temperatur zasilania jest procesem czasochłonnym, jednak w pełni technicznie możliwym. Sprzyja mu również powszechna termo-

modernizacja obiektów. Obniżenie zapotrzebowania na moc chwilową osiągnięte w dowolny sposób, nawet bez modernizacji instalacji grzewczej, powoduje obniżenie temperatury zasilania i powrotu wymaganej w celu utrzymania warunków komfortu cieplnego. Uwagi dotyczące niestabilności hydraulicznej wydają się również nieuzasadnione, ponieważ na skutek obniżenia temperatury zasilania i powrotu strumień czynnika w sieciach ciepłowniczych zmieni się w zakresie ich stabilnej pracy.

14.2. Geotermia jako element hybrydowego źródła energii

Źródła wykorzystujące więcej niż jeden nośnik energii lub różne technologie wykorzystania tego samego nośnika nazywa się źródłami hybrydowymi. Systemy energetyczne, których elementem są źródła hybrydowe, nazywa się systemami hybrydowymi. Zgodnie ze stosowaną definicją literaturową (Cleveland, Morris 2006) hybrydowe systemy energetyczne kojarzą ze sobą dwa lub więcej form energii w celu zaspokojenia określonych potrzeb energetycznych. Systemy takie mogą obejmować magazynowanie energii. Przegląd światowej literatury dotyczącej tematyki wykorzystania systemów hybrydowych pozwala stwierdzić, że ich wykorzystanie jest łączone w większości przypadków ze źródłami energii elektrycznej – głównie fotowoltaiki i wiatru. Wykorzystanie w systemach hybrydowych źródeł energii ciepłej

wiązane jest zazwyczaj z wykorzystaniem energii słonecznej. Dostępność do informacji literaturowych jest w przypadku energii ciepłej znacznie uboższa, tymczasem powszechność wykorzystania hybrydowych źródeł energii w Polsce dla tego przypadku jest duża – szczególnie w ostatnich latach powszechne stają się instalacje wykorzystujące kolektory słoneczne w skojarzeniu z innym, najczęściej konwencjonalnym, szczytowym źródłem energii. Popularnym sposobem wykorzystania kolektorów słonecznych jest przygotowanie ciepłej wody użytkowej.

Można zauważyć, że źródło energii geotermalnej stanowi często komponent bardziej rozbudowanych źródeł, współpracując z nimi. Systemy geotermalne, zwłaszcza w warunkach, gdy liczyć się należy z deficytem tempe-

ratury lub mocy, chętnie uzupełnia się innymi nośnikami energii. Sięga się tu często po nośniki konwencjonalne. Z wymienionych wcześniej i przedstawionych na rycinie 10 geotermalnych instalacji ciepłowniczych wszystkie współpracują ze źródłami szczytowymi, większość z tych źródeł to źródła konwencjonalne. Należy podkreślić, że to bardzo dobre rozwiązanie. Pozwala by energia geotermalna wykorzystywana była w tzw. podstawie wykresu uporządkowanego zapotrzebowania na moc (pokazanego przykładowo na rycinie 14.2.1. Dzięki temu większość energii pochodzić może z czystego, geotermalnego źródła energii. Źródła dodatkowe pracują krótko wytwarzając niewielką ilość energii. Powstaje jednak pytanie: czy zawsze są one niezbędne?

Idea praktycznego wykorzystania hybrydowych źródeł energii oparta jest na tezie, że produkcja energii przy wykorzystaniu różnych nośników energii pierwotnej i/lub różnorodnych technologii pozyskania energii z tego samego nośnika może przynieść pewne, mierzalne i korzystne efekty.

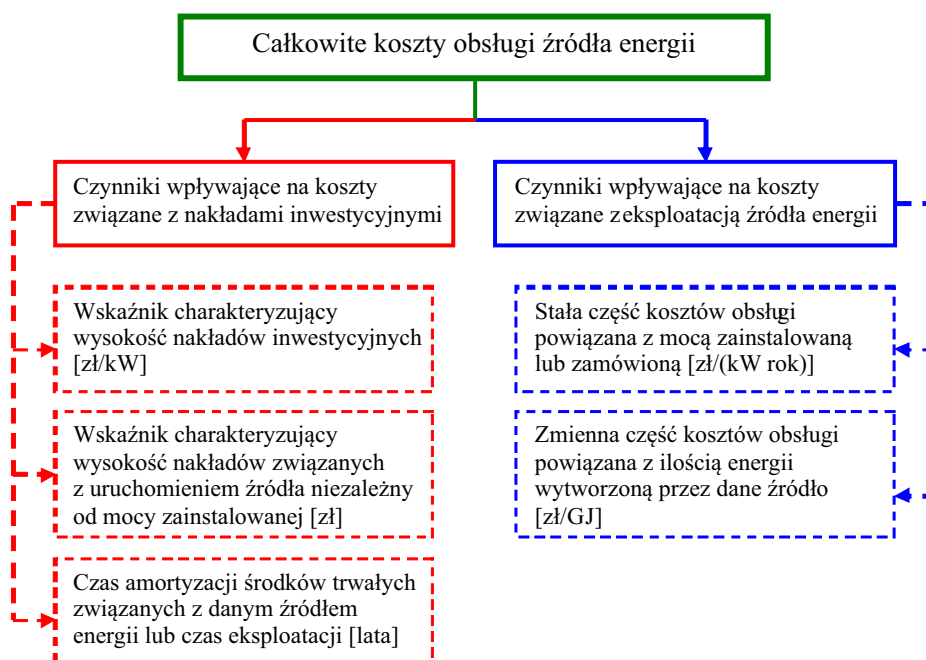
W najbardziej powszechnym rozumieniu pojęcie „korzystne efekty” oznacza obniżenie kosztów produkcji energii, choć nie zawsze kryterium minimalizacji kosztów musi być priorytetem. Motorem napędowym rozwoju i wykorzystania hybrydowych źródeł energii jest jednak najczęściej ekonomia, a ściślej rzecz biorąc właśnie redukcja kosztów produkcji energii. Można sobie jednak wyobrazić i zdefiniować inne cele, np. redukcją emisji zanieczyszczeń, redukcją konsumpcji konwencjonalnych nośników energii lub jeszcze inne. Jednoznaczne określenie kierunków optymalizacji źródła innych niż ekonomiczne doprowadza jednak często do wniosku, że osiągnięcie zamierzonego celu nie wymaga stosowania źródeł hybrydowych – np. minimalną, a nawet zerową

emisję można osiągnąć, stosując źródła bezemisyjne, których może być w systemie wiele. Jeżeli kilka źródeł nie powoduje emisji zanieczyszczeń, to wybranie spośród nich źródła powodującego najmniejszą emisję nie ma logicznego sensu. Dopiero wprowadzenie do rozważań parametrów ekonomicznych pozwala wytypować źródła lepsze i gorsze, tańsze i droższe. Oczywiście – kwestia kosztów produkcji energii nie jest jedynym kryterium wyboru, często z analizy optymalizacyjnej wyłącza się pewnego rodzaju źródła i nośniki energii, które z jakichś powodów nie są brane pod uwagę – mimo że mogą generować najmniejsze koszty. Przykładowo: rozważając źródło energii dla domu jednorodzinny użytkownik może zastrzec eliminację węgla kamiennego ze względu na uciążliwą eksploatację.

Każdy komponent hybrydowego źródła energii posiada charakteryzujące go cechy indywidualne. W przypadku analiz skupiających się na kosztach wytwarzania energii do cech tych zaliczyć należy przede wszystkim (Pająk 2009):

- wymagany poziom nakładów inwestycyjnych związanych z udostępnieniem danego nośnika energii i wykonaniem instalacji pozwalającej go wykorzystać;
- koszty eksploatacji źródła związane z zakupem nośników energii i materiałów eksploatacyjnych;
- koszty remontów i konserwacji;
- koszty gospodarczego korzystania ze środowiska;
- koszty obsługi oraz koszty ogólne związane z obsługą finansowo-prawną działalności gospodarczej.

Całkowite koszty obsługi źródła energii można podzielić na dwie grupy (ryc. 14.2.1): koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, koszty związane z eksploatacją.



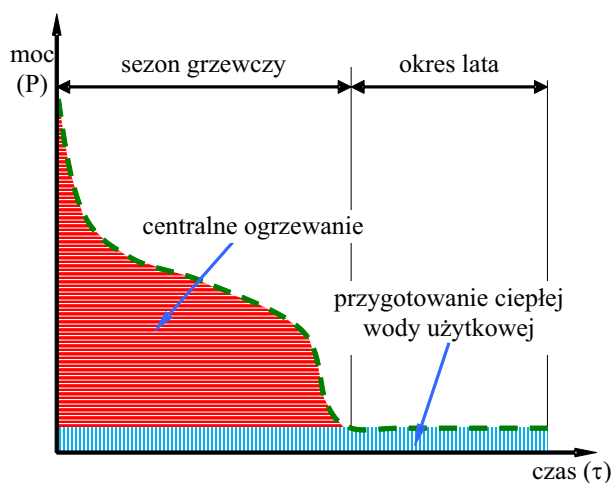
Ryc. 14.2.1. Podział składników opisujących koszty całkowite eksploatacji danego źródła energii (Pająk 2009)

Dokonując pewnej generalizacji, dla której można zawsze w praktyce doszukać się przypadków szczególnych, źródła energii można podzielić na trzy główne grupy (Pająk 2009):

1. Źródła charakteryzujące się niskimi wymaganymi nakładami inwestycyjnymi związanymi z ich uruchomieniem i wysokimi kosztami eksploatacji. Klasycznym przykładem tego typu źródła jest instalacja wykorzystująca w celach grzewczych siecią energię elektryczną.
2. Źródła wymagające znacznych nakładów inwestycyjnych i wymagające znikomych wydatków związanych z pozostałymi składnikami kosztów eksploatacji. Przykładem tego rodzaju źródła energii są kolektory słoneczne lub geoterma.
3. Obok opisanych wyżej przypadków skrajnych istnieją jeszcze źródła produkujące relatywnie taną energię i wymagające umiarkowanych nakładów inwestycyjnych. Przykładem takiego źródła są, a może raczej do niedawna były, kotły węglowe.

Mając na uwadze powyższą charakterystykę źródeł, można generalnie stwierdzić, że pierwsza ich grupa może być opłacalna dla odbiorcy cechującego się niewielką konsumpcją energii, przy znaczącej wymaganej chwilowej mocy maksymalnej. Najlepszym odbiorcą energii dla grupy drugiej jest system cechujący się wyrównanym zapotrzebowaniem na moc w czasie – cechujący się wysoką wartością współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej ζ . Współczynnik ten definiuje podana poniżej zależność. Wprowadza się go w celu liczbowego porównania stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej w analizowanym przedziale czasu $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1$:

$$\zeta = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} P(\tau) d\tau}{P_{\max}(\tau_2 - \tau_1)}$$



Ryc. 14.2.2. Uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc w czasie dla instalacji centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej w obiekcie mieszkalnym (Pająk 2009)

gdzie:

ζ – współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (w literaturze angielskiej używa się pojęcia *load factor*),

$P(\tau)$ – moc chwilowa w chwili τ ,

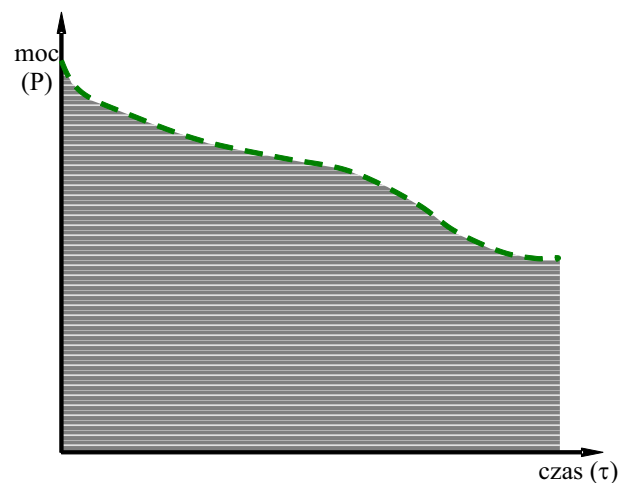
P_{\max} – maksymalna moc zainstalowana w źródle,

τ_1 i τ_2 – czas początku i końca okresu, w którym wyznaczana jest wartość ζ .

Jak wynika z powyższej zależności, ζ jest to stosunek ilości energii wyprodukowanej przez źródło do ilości energii możliwej do wytworzenia, przy pracy źródła z mocą maksymalną w przedziale czasu $\tau_2 - \tau_1$.

Moc chwilowa źródła energii $P(\tau)$ uzależniona jest od potrzeb odbiorcy – ostatecznie jego potrzeby decydują o tym, ile energii i w jakim czasie należy mu dostarczyć, aby zapewnić warunki komfortu. W przypadku energii związanej z zabezpieczeniem potrzeb cieplnych odbiorcy, w ciepłownictwie, dla opisu rocznego zapotrzebowania na moc i energię odbiorcy wykorzystywana jest tzw. uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc grzewczą. Rycina 14.2.2 przedstawia przykładową krzywą dla obiektu mieszkalnego, przy uwzględnieniu potrzeb związanych z centralnym ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej.

Uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc grzewczą jest związana z odbiorcą (sposobem eksploatacji obiektu). Jej charakter dla tej samej grupy odbiorców (np. centralne ogrzewanie dla obiektów mieszkalnych) jest podobny – oczywiście w pewnych przypadkach rozbieżności mogą być zauważalne. Przyczyną różnic w charakterze krzywej są różnice w sposobie pracy źródła energii między odbiorcami posiadającymi identyczne zapotrzebowanie na moc grzewczą maksymalną. Przyczyną różnic może być także stosowanie (bądź niestosowanie) nocnego obniżenia temperatury, sposób wietrzenia pomieszczeń, czy w końcu indywidualne upodobania



Ryc. 14.2.3. Uporządkowana krzywa zapotrzebowania na moc w czasie dla ogrzewanych zewnętrznych basenów rekreacyjno-kąpielowych o zmiennej powierzchni lustra wody (Pająk 2009)

użytkowników co do wartości temperatury wewnętrznej. Zdecydowanych różnic w charakterze krzywej zapotrzebowania na moc maksymalną można się spodziewać przy porównaniu obiektów o różnym charakterze – eksploatowanych w różnych celach.

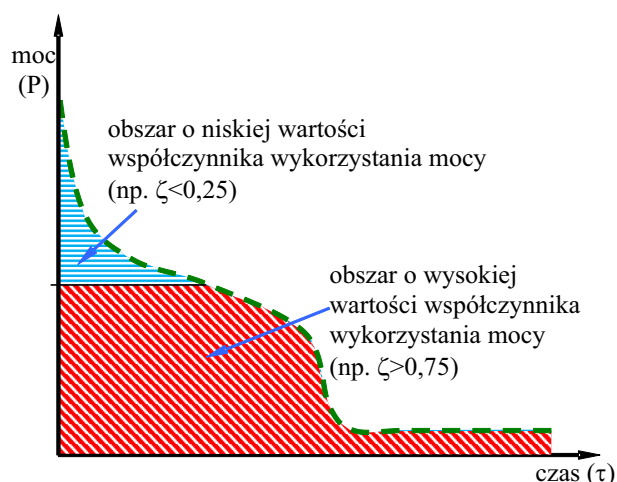
Przykładową uporządkowaną krzywą zapotrzebowania na moc grzewczą dla basenów zewnętrznych o zmiennej powierzchni lustra wody przedstawia rycina 14.2.3.

Porównanie krzywych z rycin 14.2.2 i 14.2.3 pozwala domniemywać, że ze względu na zdecydowanie różny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej inne źródła energii mogą być opłacalne dla analizowanych odbiorców.

Analiza prawie każdej krzywej zapotrzebowania na moc (charakteryzującej grupę odbiorców wykorzystujących energię w celach grzewczych dla obiektów: mieszkalnych, sportowych, użyteczności publicznej itp.), pozwala wydzielić z niej obszar o wysokim współczynniku wykorzystania mocy i obszar o niewielkim współczynniku wykorzystania mocy – przykład takiego podziału przedstawia rycina 14.2.4 (obiekty o charakterze typowo przemysłowym mogą odbiegać od omawianej tu reguły). Podziału na obszar o wysokim i niskim współczynniku wykorzystania mocy, zaprezentowanego na rycinie 14.2.4 dokonano umownie – na potrzeby prowadzonych w rozważań jakościowych i nie jest ona poparta obliczeniami (rysunek należy traktować jako schemat ideowy pomocny w prowadzonych rozważaniach jakościowych).

Skoro na krzywej zapotrzebowania na moc niezbędną dla zabezpieczenia potrzeb odbiorcy wydzielić można obszary o zdecydowanie różnym współczynniku wykorzystania mocy, a całkowite koszty wytworzenia energii przez dane źródło zależą od stopnia jego wykorzystania w czasie, to może się okazać, że najniższe koszty wytworzenia energii uzyskane zostaną dla źródła korzystającego z różnych rodzajów nośników energii, wykorzystującego dodatkowo różne technologie i urządzenia. Teza ta stanowi podstawę dla tworzenia i prowadzenia analiz opłacalności wykorzystania hybrydowych źródeł energii. Połączenie kilku źródeł o różnej mocy, wykorzystujących dodatkowo różne nośniki, może pozwolić tak ustawić strukturę kosztów wytworzenia energii, że uzyska się poziom kosztów, który nie byłby możliwy do osiągnięcia w przypadku źródeł wykorzystujących tylko jedno źródło energii i jedną technologię jego wykorzystania.

W praktyce obok uwarunkowań ekonomicznych możliwość wykorzystania źródła energii jest limitowana przez inne uwarunkowania techniczne. Bywa często, że rozwiązanie sugerowane przez rachunek ekonomiczny nie jest niestety możliwe do technicznej realizacji. Przykładowo: koherencja (czyli spójność wymagań odbiorcy i możliwości źródła) temperatury maksymalnej możliwej do osiągnięcia w danym źródle z zapotrzebowaniem na temperaturę czynnika grzewczego w instalacji grzewczej odbiorcy limituje możliwość wykorzystania źródeł energii.



Ryc. 14.2.4. Schemat prezentujący wydzielenie obszarów o wysokiej i niskiej wartości współczynnika wykorzystania mocy (za granicę podziału uznano moc, dla której wartość współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej przekracza 0,75) (Pająk 2009)

Literatura

- Barbacki A.P., Bujakowski W., Pająk L. 2009. Optymalne strefy lokalizacji otworów geotermalnych dla zbiorników: Kredy Dolnej, Jury Dolnej i Triasu oraz potencjalne kierunki wykorzystania zbiornika triasowego. [W:] Bujakowski W., red. Opracowanie i testy zintegrowanej metodyki prac sejsmo-magnetotellurycznych w aspekcie rozpoznania przestrzennego wglębnej budowy geologicznej dla wskazania optymalnej lokalizacji otworów geotermalnych. Kraków: Wyd. Revel.
- Chmurzyńska A. 2018. Jak feniks z popiołów, czyli krótka historia Geotermii Stargard, GlobEnergia.
- Cleveland C.J., Morris C., red. 2006. Dictionary of energy. Elsevier.
- Lund J.W., Freeston D.H. 2001. World-Wide Direct Uses of Geothermal Energy 2000. Geothermics 3(1), Elsevier, Oxford, UK.
- Pająk L. 2009. Optymalizacja kompozycji i harmonogramu pracy hybrydowych źródeł energii, część I i II. Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja I 4 i II.
- Pająk L. i in. 2020. Review of the Low-Enthalpy Lower Cretaceous Geothermal Energy Resources in Poland as an Environmentally Friendly Source of Heat for Urban District Heating Systems. Energies 13(1302).
- PEC Geotermia Podhalańska 2022. PEC Geotermie Podhalańska, Rekordowy rok (<https://www.geotermia.pl/rekordowy-rok.html>).
- PEC Stargard 2022. PEC Stargard, System ciepłowniczy (<https://pec.stargard.pl/pec/system-cieplowniczy/>).

15. Rola energii geotermalnej w lokalnym rozwoju gospodarczym –

przykłady z Polski

15.1. Wprowadzenie

Studia nad energią geotermalną angażują różne dyscypliny naukowe ze względu na przewagę niewyczerpalności zasobów geotermalnych nad innymi zasobami odnawialnymi oraz na możliwość jej szerokiego wykorzystania w Polsce i na świecie. Oprócz tych właściwości zasoby geotermalne cechują się endogennym charakterem. Oznacza to, że w sposób optymalny ich eksploatacja odbywa się w miejscu, gdzie występują. Energia geotermalna wykorzystywana lokalnie może wpływać na gospodarkę lokalną w bezpośredni i pośredni sposób. Zainteresowanie tym zasobem wpływa również z założeń zrównoważonego rozwoju zawartych w krajowych planów energetycznych i oraz z ambicji Unii Europejskiej, aby znacząco uwzględnić energię geotermalną w bilansach energetycznych. Lokalne wykorzystywanie ciepła

i wody geotermalnej powinno zatem stać się priorytetem lokalnego bezpieczeństwa energetycznego dla gmin i regionów, które posiadają dogodne warunki dla eksploatacji tego zasobu. Lokalny aspekt geotermii jako czynnika rozwojowego rzadko natomiast pojawia się w istniejącej literaturze tematu. Ten rozdział przedstawia niektóre wyniki szeroko zakrojonych badań autorki na temat wpływu wykorzystywania zasobów geotermalnych na rozwój lokalny wybranych gmin w Polsce (Kurek 2021). Analiza lokalnego wykorzystywania geotermii pojawia się ze względu na potrzebę przyjrzenia się wartości płynącej z wysokonakładowych inwestycji geotermalnych w gminach. Badania oparte o wartości empiryczne miało doprowadzić do określenia wpływu zasobu geotermalnego na wskaźniki rozwoju gmin.

15.2. Wyzwania dla rozwoju geotermii w polskich gminach

Do głównych czynników decydujących o rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w gminach zalicza się zaopatrzenie w energię odbiorców indywidualnych i zbiorowych jako zadanie własne gminy wynikające z Ustawy o samorządzie gminnym z 1990* oraz nowelizacji Prawa Energetycznego z 2010 roku**. Samorządy są tym samym odpowiedzialne za planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, mając na uwadze wymogi zrównoważonego rozwoju i zastępowania paliw konwencjonalnych przez dostępne OZE. Zadaniem pośrednim, które wyznacza nowelizacja prawa energetycznego, jest m.in. rozpoznanie możliwości uwzględnienia źródeł odnawialnych w planach rozwoju gminy. Kształtowanie gospodarki energetycznej gminy ma zatem opierać się na rozwoju dostępnych zasobów

odnawialnych, zgodnie z interesami i potrzebami społeczności lokalnej.

Potencjał geotermii w gminach to konkurencyjność miejscowości rozumiana jako:

1. Produkcja energii geotermalnej zwiększająca szanse na niezależność energetyczną,
2. Rewitalizacja terenów miejskich i wiejskich,
3. Uruchamianie nowych gałęzi gospodarki powiązanych z użytkowaniem geotermii,
4. Tzw. *branding*, czyli zdobywanie marki gminy przyjaznej środowisku i mieszkańcom.

Szczególne znaczenie dla konkurencyjności mają wody geotermalne (termalne). Dzięki intensyfikacji prac związanych z rozpoznaniem, każdego roku obserwuje się wyraźny wzrost ich zasobów (ryc. 15.2.1). Do końca 2020 r.

* Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity Dz.U. 2001, Nr 142, poz. 1591 z późn. zm.).

** Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2010, Nr 21, poz. 104).

łącznie zasoby eksploatacyjne ujęć wód termalnych i leczniczych termalnych wynosiły 6 135,19 m³/h. Zostały one zatwierdzone dla 63 złóż wód termalnych, spośród których 28 charakteryzuje się także właściwościami leczniczymi. Pobór wód termalnych do celów gospodarczych od lat nieznacznie przekracza 20% wszystkich zatwierdzonych zasobów eksploatacyjnych tego typu wód. W 2020 r. wyniósł on 11 745 081,19 m³ (Sokołowski, Skrzypczyk 2021).

Szansą na zwiększanie roli geotermii w bilansie energetycznym kraju staje się zwiększanie świadomości zalet tego zasobu wśród zarówno instytucji publicznych jak i inwestorów. Pomimo obecnego niskiego wykorzystania zasobów geotermalnych w miksie energetycznym, mogą mieć one duże znaczenie dla rozwoju gospodarki i gałęzi powiązanych z lokalnym rozwojem. W przypadku np. województwa mazowieckiego – Mazowiecka Agencja Energetyczna (2017) podkreśla znaczenie geotermii dla rozwoju turystyki i leczenia sanatoryjnego, szczególnie na obszarze zachodniej i południowej części województwa.

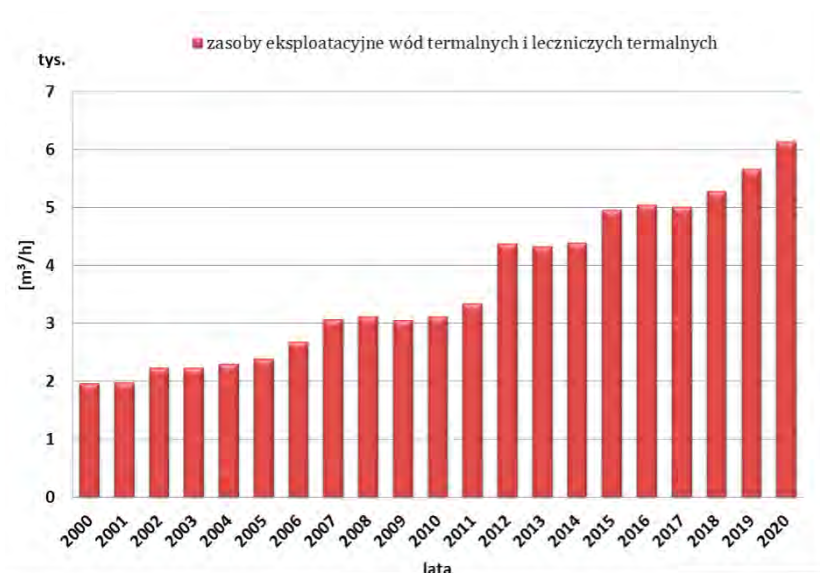
W kontekście funkcji geotermii jako czynnika wpływu społeczno-ekonomicznego Heinbach i in. (2014) uznają za wiodącą jednostką naukową w Niemczech, tj. Instytutem Badań Ekonomii Ekologicznej (Institute for Ecological Economy Research, IÖW), że model energetyki rozproszonej (tj. wytwarzanie energii z lokalnie dostępnych źródeł (jak OZE) przez małe jednostki) generuje miejscowo wartość dodaną i zatrudnienie oraz jest motorem ekonomicznym dla regionów słabszych lub rolniczych. Lund (2001) oraz Andritsos i in. (2003) podkreślają, że energia geotermalna uważana za zasób endogeniczny jest generowana i wykorzystywana lokalnie, co stanowi wartość dodaną dla lokalnych społeczności. W związku z rodzajami wartości dodanej energia geotermalna może przynieść mieszkańcom danego obszaru bezpośrednie

i trwale korzyści, co rodzi chęć eksploatacji tego zasobu także w innych lokalizacjach z dostępem do tego zasobu.

Wartość dodana rozumiana jest jako przyrost wartości dóbr w wyniku procesu produkcji, w związku z czym gmina geotermalna to taka, w której możliwe jest uzyskiwanie wartości dodanej z użytkowania zasobów geotermalnych. Wartość dodana nie wypływa tylko z faktu występowania zasobu. Dla interesu publicznego jest rekompensatą nakładów poniesionych na rozpoczęcie eksploatacji w postaci podatków bądź opłat pochodzących z działalności społeczno-gospodarczych wywołanych wykorzystaniem zasobów geotermalnych.

O wartości dodanej zatem można mówić w trzech wymiarach:

1. Gospodarka: rynek lokalny to główny obiorca wartości dodanej wytworzonej z eksploatacji geotermii. Ponadto użytkowanie geotermii lokalnie może uruchamiać nowe branże nieobecne wcześniej na lokalnym rynku np. rekreację lub usługi sanatoryjne. Szacunki Międzynarodowej Agencji Odnawialnych Źródeł Energii (IRENA 2017) dotyczące Polski mówią o zwiększeniu zatrudnienia wynikającego z użytkowania geotermii bezpośrednio i pośrednio do liczby 20 000 pracowników w 2030 r. Autorka przyjęła natomiast, że w 2020 r. bezpośrednio zatrudnienie w sektorze geotermalnym w Polsce znalazło około 300 osób*.
2. Środowisko: wartość dodana to obniżenie ryzyka zachorowań mieszkańców wynikająca ze znacznych redukcji emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń związanych z zastąpieniem konwencjonalnych źródeł energii źródłami geotermalnymi. Nowobilaska i in. (2011) mówi nawet o 70% redukcji emisji zanieczyszczeń powietrza obserwowanych po wprowadzeniu geotermalnych sieci ciepłowniczych na Podhalu.



Ryc. 15.2.1. Zmiany zasobów eksploatacyjnych ujęć wód termalnych (w tym leczniczych termalnych) w latach 2000–2022 (na podstawie bilansów zasobów złóż kopalni w Polsce za lata 2000–2022 (<http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce>))

* Kurek (2021) na podstawie wywiadów z ekspertami geotermalnymi w Polsce.

3. Społeczność: wartość dodana pojawia się w powstających możliwościach współdziałania sektora prywatnego, publicznego i instytucji ponadnarodowych (np. unijnych) w podnoszeniu poziomu życia mieszkańców dzięki różnemu zastosowaniu geotermii. To także powstawanie lokalnego *know-how* w wykorzystaniu i zarządzaniu zasobami służącego wymianie doświadczeń w celu wspierania rozwoju geotermii. Kolejną wartością społeczną to swoisty *branding* gmin opierający się na lokalnym patriotyzmie w stosunku do własnych zasobów/ lokalnych surowców.

W tym rozdziale przedstawione zostaną wyniki analizy rozwoju i gospodarki gmin, w których wykorzystywana jest geotermia. Zważywszy na charakter tego zasobu, można oczekiwać wartości dodanej z lokalnego wykorzystywania zasobów geotermalnych. Takie podejście do badania dotyczy identyfikacji wpływu zasobów geotermalnych na parametry rozwoju lokalnego gminy, gdzie są one spożytkowywane. Podstawowe założenie badań autorki mówiło, że geotermia przynosi pozytywny wpływ na mierzalne wskaźniki rozwoju gminy – czyli że jest ona tzw. stymulantą rozwoju lokalnego. W związku z tym badaniu podlegał okres rozwoju gminy, uwzględniający czas przed rozpoczęciem eksploatacji oraz okres wykorzystywania geotermii. Ten przekrój czasowy służył uchwyceniu zakładanej zmiany we wskaźnikach rozwoju zapoczątkowanej wprowadzeniem geotermii w gminie.

Problem badawczy wywodził się z koncepcji roli samorządu lokalnego sformułowanej między innymi przez Paryską (2001). Koncepcja ta mówi, że działania podejmowane przez samorząd lokalny mają przynosić korzyści ogólnospołeczne w miejscu ich prowadzenia, powodując wpływy do budżetu lokalnego, tworzenie miejsc pracy, rozbudowę infrastruktury, powiększanie rynku czy poprawę stanu środowiska. Wprowadzenie geotermii w obieg lokalny powinno zatem przynosić pozytywny efekt w przynajmniej jednej z wymienionych sfer oddziaływania lokalnego. Konsekwentnie, Maśloch (2015) wymienia jako współczesne zadanie dla gmin w Polsce inwestycje w lokalnie dostępne zasoby OZE – jako element zarówno bezpieczeństwa energetycznego, jak i, przede wszystkim, wykorzystania lokalnie dostępnych zasobów i budowania w oparciu o nie lokalnej gospodarki. Wymieniony

autor mówi także o potencjalnym wpływie wprowadzenia energetyki OZE na wzrost konkurencyjności gminy, ale także na zmianę profilu jednostki samorządowej i nowe możliwości rynkowe wypływające z powstania nowego lokalnego sektora. Dodatkowo, autor ten wskazuje na kwestię zmian jakościowych w lokalnej społeczności, które powstają dzięki inwestycjom w OZE i pojawiającym się możliwościom współdziałania władz lokalnych i zainteresowanych podmiotów prywatnych bądź jednostek pozarządowych.

Dla potrzeb badań autorki, podejście do analizy geotermii w wymiarze lokalnym rozpoczęło się od identyfikacji rozwoju lokalnego ze względu na założenie, że wykorzystanie zasobów geotermalnych pozytywnie wpływa na rozwój społeczno-ekonomiczny w gminach. Jak piszą Szewczuk i in. (2011), rozwój lokalny to proces zmian zachodzących na obszarze obejmującym miasta, gminy czy kraje, a zatem problem badawczy, którym zajmowała się autorka, traktował zasoby geotermalne jako istotny czynnik zmiany tego rozwoju. Choć w literaturze obecnych jest wiele definicji rozwoju lokalnego, to najczęściej pojawiają się dwa główne pojęcia: zrównoważony rozwój i dobrobyt gospodarczy. W klasycznym podejściu przyjętym przez Coffey i Polčse (1984) rozwój lokalny definiowany jest w kontekście zrównoważonego wzrostu gospodarczego mierzonego jako ekspansja przedsiębiorczości oraz rozwój firm i poprawa ogólnego dobrobytu gospodarczego danej społeczności. Według cytowanych autorów elementy endogeniczne, tj. każda przewaga lokalna, mają pozytywny wpływ na „ducha przedsiębiorczości” w danym obszarze lub w danej społeczności. Badania Kożuch (2011) oraz Strojnego i Barana (2014) odnoszą się do czterech czynników, które są kluczowe, aby ocenić potencjał zrównoważonego rozwoju lokalnego: potencjał społeczeństwa, potencjał gospodarki, potencjał otoczenia i potencjał instytucjonalny. Z ich ocen wyłaniają się wskaźniki rozwoju, których obserwacja posłużyła weryfikacji założenia badań autorki, według którego wykorzystywanie zasobów geotermalnych na szczeblu lokalnym może mieć pozytywny wpływ na kondycję społeczno-ekonomiczną gminy. W istocie rozważań nad rozwojem lokalnym i rolą geotermii tkwi pojęcie endogeniczności zasobów geotermalnych, które wyróżnia je spośród innych OZE.

15.3. Geotermia jako czynnik rozwoju społeczno-gospodarczego w polskich gminach

Zasoby geotermalne to zasoby naturalne zlokalizowane zazwyczaj na gruntach państwowych, zatem pierwszeństwo ich eksploatacji przysługuje władzom lokalnym i dostawcom mediów, w tym ciepła i wody. Dodatkowo mówimy o endogenicznym charakterze tego OZE ze względu na właściwe konkretnemu obszarowi wystę-

powanie geotermii (udokumentowane m.in. w atlasach geotermalnych; m.in. Górecki i in. 2006, 2011). Zasoby geotermalne są pożytkowane w miejscu ich produkcji, a geotermalne sieci przesyłowe budowane są na odległości zwykle do kilku do kilkunastu kilometrów. Jarczewski i in. (2015) twierdzą, że optymalne warunki eksploatacji

i wykorzystania geotermii można znaleźć w miejscach zlokalizowanych blisko ujęcia tego źródła lub w jego pobliżu, tzn. we względnie małych i średnich gminach o gęstej sieci obiektów mieszkalnych z infrastrukturą pomocniczą. Eksploatacja geotermii odbywa się lokalnie, a to pośrednio lub bezpośrednio wywiera pozytywny wpływ na miejscowy rynek pracy. Ponieważ zasoby geotermalne mają endogeniczną naturę, dlatego przedmiotem rozważań omawianych badań był administracyjny obszar gminy, gdzie występują, a nie regionów czy też województw.

W tej części rozdziału przedstawione są wybrane wyniki badań dotyczących wpływu geotermii na rozwój lokalny w Polsce. Badania te zaczerpnięte zostały z szeroko zakrojonej analizy tematu w pracy naukowej autorstwa Kurek (2021). Ze względu na pionierski charakter tej pracy, która po raz pierwszy empirycznie potwierdza zależności między wykorzystaniem zasobów geotermalnych a wskaźnikami rozwojowymi gmin, przedstawienie

wybranych przykładów dokumentujących te zależności jest celem tego podrozdziału. Praca ma charakter ex-post oraz jest formą ewaluacji użyteczności i lokalnych efektów inwestycji geotermalnych.

Ponieważ endogeniczny charakter geotermii odnosi się do miejsca jej występowania, eksploatacji i użytkowania – czyli obszaru gminy, przedmiotem badania był zbiór gmin w Polsce, w których jej zasoby istnieją (włączając gminy podhalańskie, gdzie ciepłownia i instalacje geotermalne działają od 1993 roku). Gminy bez wykorzystania ciepłowniczego geotermii nie zostały uwzględnione w badaniu. Tabela 15.3.1 przedstawia przedmiot badania, tj. gminy geotermalne w Polsce, które zostały wybrane do analizy wskaźników rozwoju ze względu na przyjęty minimalny okres stosowania geotermii, tzn. 5 lat. Ten sposób doboru okresu pozwolił na zaobserwowanie zmian we wskaźnikach rozwoju.

Tabela 15.3.1. Wybrane gminy geotermalne w Polsce (www.pgi.gov.pl)

	Gmina	Instalacja ciepłownicza, rozpoczęcie zaopatrywania w ciepło geotermalne	Geotermalne SPA
		Rok uruchomienia	
1	Mszczonów	1999	2008
2	Uniejów	2001	2008
3	Poddębice	2013	2011
4	Szaflary	1993	2007 (1-sze) i 2015 (2-gie)
5	Bukowina Tatrzańska*	2005	2008 (1-sze) i 2011 (2-gie)
6	Zakopane	2001	2006
7	Grudziądz*	2006	2006
8	Biały Dunajec	1996	brak
9	Poronin	2001	brak
10	Pyrzyce	1997	brak
11	Stargard	2005	brak

* Ośrodki rekreacyjne.

Gminy pokazane w tabeli 15.3.1 wykorzystują geotermię dostatecznie długo, by możliwa była obserwacja zmian w ich wskaźnikach rozwoju wraz z okresem eksploatacji. Ocena wpływu geotermii na wskaźniki rozwoju możliwa jest dzięki metodom analizy wielokryterialnej stosowanej w ekonomii regionalnej. Spodziewanym rezultatem jest wykazanie, poziom rozwoju lokalnego powiązany jest z wykorzystaniem geotermii. Jednakże, ewentualna zmiana wymaga porównania, które wykonano dla każdej gminy geotermalnej z odpowiadającą grupą gmin na zasadzie porównania benchmark. Jest to metoda ustalenia rozmiaru przewagi konkurencyjnej gmin geotermalnych.

W kontekście roli geotermii w rozwoju lokalnym można mówić o określeniu wywołanego typu jej wpływu na lokalną gospodarkę. Różnorodność bezpośredniego wykorzystania energii geotermalnej pokazana m.in. na

diagramie Lindala (ang. *Lindal diagram*), za Gudmundsonem (1985) to użytkowanie zasobów geotermalnych lokalnie. Aby odpowiedzieć na pytanie, jaki jest wpływ wykorzystania zasobów geotermalnych na rozwój gmin, w których one występują, na modelach zawierających dane lokalne zbadane zostały aktywności geotermalne.

Rybach (2003) klasyfikuje efekt użytkowania zasobów geotermalnych jako:

- bezpośredni (ekstrakcja ciepła i wody);
- pośredni (generacja prądu elektrycznego);
- wywołany (zmiany ekonomiczno-społeczne w miejscu eksploatacji).

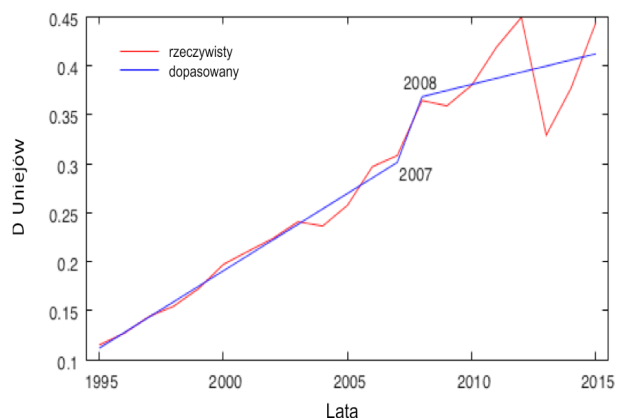
Z możliwości zastosowania energii geotermalnej oraz specyfiki jej użytkowania w Polsce wypływa teza, że wykorzystanie zasobów geotermalnych wywołuje zmiany społeczno-ekonomiczne w miejscowości, w której ma to

miejsce. Te zmiany spowodowane są nowymi zjawiskami rynkowymi, które zaczynają się rozwijać poprzez eksploatację i użytkowanie tych zasobów. Można zakładać, iż w oparciu o skalę wykorzystania zasobów geotermalnych gospodarka lokalna ma szansę rozwijać się w sposób zrównoważony. Wymiar bezpośredni i pośredni geotermii mierzony jest przy pomocy jednostek energii cieplnej i parametrów wody, dlatego jest on relatywnie łatwy do pokazania; miary energii i wody geotermalnej ukazują jej realną produkcję i zużycie. Natomiast w przypadku efektu wywołanego próby określenia jego wielkości są już trudniejsze. Ponieważ efekt wywołany odnosi się do zmian w sposobie rozwoju danego miejsca w kontekście eksploatacji i użytkowania geotermii uzasadnione jest mierzenie wskaźników rozwoju lokalnego. Trzy poniżej przedstawione badania podjęły próbę pomiaru wywołanego efektu geotermii w wybranych gminach.

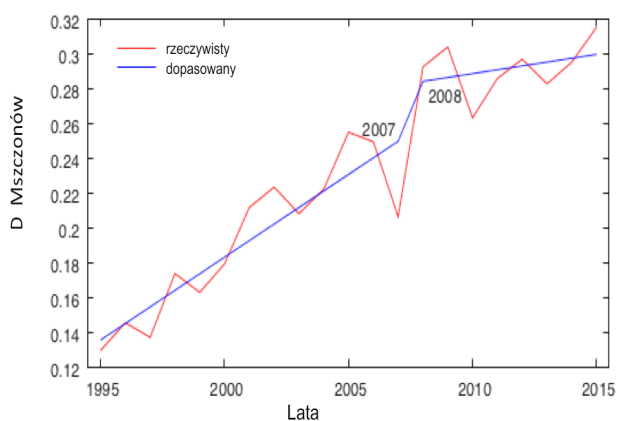
15.3.1. Rola ośrodków geotermalnych w rozwoju gmin

Badanie to służyło ocenie zależności między rozpoczęciem działalności przez uzdrowisko geotermalne i ośrodki rekreacyjne w gminach a parametrami opisującymi rozwój lokalny. Przyjęto, że uruchomienie geotermalnego uzdrowiska albo ośrodka rekreacyjnego w lokalnej gospodarce przyspiesza rozwój społeczno-gospodarczy gminy. W związku z tym, niezbędna była obserwacja historyczna lokalnych wskaźników tworzących obraz rozwoju lokalnego. Konceptualizacja modelu rozwoju lokalnego i dobranych wskaźników, które zagregowane utworzyły syntetyczny wskaźnik rozwoju lokalnego użyty w badaniach, została szerzej opisane przez Kurek (2021). Wybrane gminy podane w tabeli 15.3.1, które posiadają geotermalne ośrodki uzdrowiskowe i geotermalne zostały zbadane z perspektywy udziału ośrodków geotermalnych w dynamice rozwoju. Aby sprawdzić, czy wprowadzenie ośrodków geotermalnych przyspiesza rozwój społeczno-gospodarczy gmin, zbadano zależność między tymi obiektami a wskaźnikiem rozwoju lokalnego na przestrzeni kilkunastu lat. Analizowany był zatem okres przed i po wprowadzeniu ośrodka w gminie. Do ustalenia wskaźnika rozwoju lokalnego zastosowano metodę wielokryterialną, a do pomiaru relacji model regresji przełącznikowej (ang. *switch regression modelling*). Ryciny 15.3.1–15.3.5 przedstawiają wykresy wskaźnika rozwoju wybranej gminy z wprowadzoną daną uruchomienia ośrodka geotermalnego.

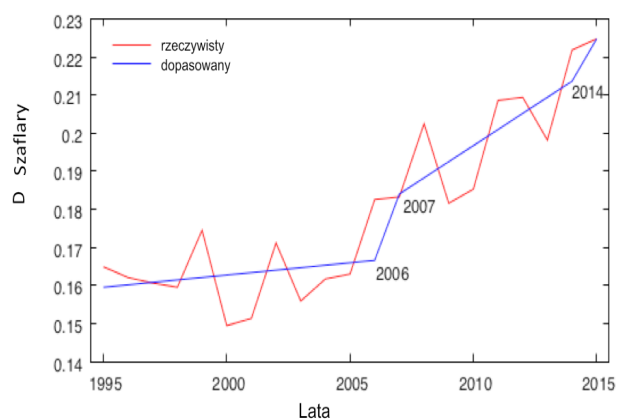
Analiza wykresów wskaźnika zmierzonego metodą regresji przełącznikowej wskazuje, że ośrodki geotermalne są czynnikiem „przełączającym” trend rozwoju pokazanych gmin na inny poziom i przyspieszającym go. Pokazane wykresy wskaźnika uwidaczniają moment zmiany dynamiki wskaźnika rozwoju lokalnego począwszy od momentu uruchomienia ośrodka geotermalnego w gminie. W każdym przypadku widzimy moment zmiany trendu wskaźnika od roku, w którym zaczął działać kompleks geotermalny. Przyspieszenie rozumiane jako wzrost



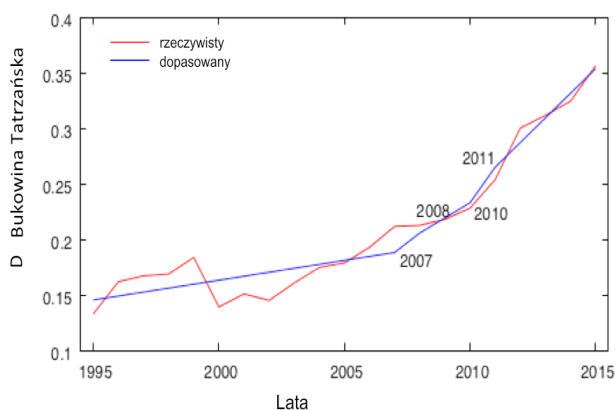
Ryc. 15.3.1. Rzeczywisty i dopasowany wykres modelu regresji wskaźnika rozwoju społeczno-ekonomicznego (D) dla Uniejowa, 2008 – rok uruchomienia ośrodka geotermalnego (Kurek 2021)



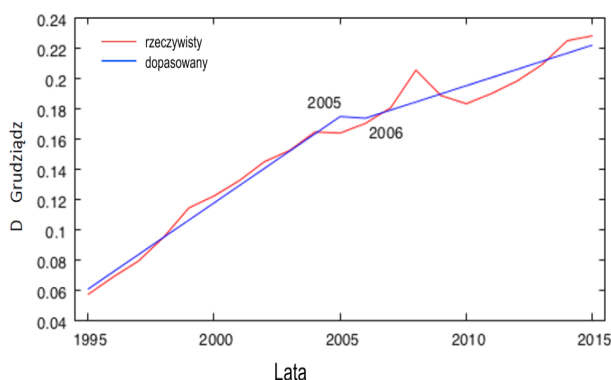
Ryc. 15.3.2. Rzeczywisty i dopasowany wykres modelu regresji wskaźnika rozwoju społeczno-ekonomicznego (D) dla Mszczonowa, 2008 – rok uruchomienia ośrodka geotermalnego (Kurek 2021)



Ryc. 15.3.3. Rzeczywisty i dopasowany wykres modelu regresji wskaźnika rozwoju społeczno-ekonomicznego (D) dla Szaflar, 2007 i 2014 – lata uruchomienia ośrodków geotermalnych (Kurek 2021)



Ryc. 15.3.4. Rzeczywisty i dopasowany wykres modelu regresji wskaźnika rozwoju społeczno-ekonomicznego (D) dla Bukowiny Tatrzańskiej, 2008 i 2011 – lata uruchomienia ośrodków geotermalnych (Kurek 2021)



Ryc. 15.3.5. Rzeczywisty i dopasowany wykres modelu regresji wskaźnika rozwoju społeczno-ekonomicznego (D) dla Grudziądza, 2006 – rok uruchomienia ośrodka geotermalnego (Kurek 2021)

wskaźnika to zaostrenie linii wykresu (dopasowanego) na powyższych rycinach. W przypadku gmin o niskiej początkowej wartości wskaźnika rozwojowego – Szaflar oraz Bukowiny Tatrzańskiej, razem z wprowadzeniem uzdrowisk i basenów geotermalnych obserwuje się jego dwukrotny wzrost. W tych gminach powstały dwa ośrodki geotermalne, co również wpływa na przyspieszoną dynamikę wskaźnika. Na rycinach 15.3.3 i 15.3.4 obserwuje się wzrost wskaźnika (zaostrenie linii wykresu) z każdym momentem uruchomienia kolejnego ośrodka. Przykład Uniejowa (ryc. 15.3.1), Mszczonowa (ryc. 15.3.2) i Grudziądza (ryc. 15.3.5) pokazuje stały i pozytywny wzrost wskaźnika rozwoju lokalnego również związany z działalnością obiektów geotermalnych.

Wymienione wyżej ryciny ilustrujące wyniki modelowania pozytywnie weryfikują hipotezę, że lokalny rozwój społeczno-gospodarczy gmin, w których działają geotermalne uzdrowiska i ośrodki rekreacyjne, wzrasta w czasie. Co istotne – wskazują również na nową specjalizację

turystyczną, która pojawia się wraz z wprowadzeniem obiektów geotermalnych w gminach. Rozwój lokalny ujęty przez wskaźniki społeczno-ekonomiczne wykazuje wyraźną relację z obiektami geotermalnymi. Można zatem uważać, iż endogeniczne zasoby geotermalne są elementem nowej specjalizacji (jak np. turystyka i rekreacja), a także wpływają na wzrost małych gospodarek lokalnych.

15.3.2. Przewaga konkurencyjna gmin geotermalnych

Następne badanie zaczerpnięte z publikacji Kurek (2021) dotyczyło szerszej kwestii badawczej: czy istnieje związek między rozwojem wykorzystania energii geotermalnej i konkurencyjnością gmin. To badanie kontynuowało rozważania nad endogenicznością zasobów geotermalnych uznanych za czynnik wzrostu lokalnego. Tym razem zaproponowano model zbadania tego problemu uwzględniający dostępne formy wykorzystania zasobów geotermalnych w wybranych jedenastu polskich gminach (podanych w tabeli 15.3.1).

Pojęcie konkurencyjności gminy odnosi się do przewagi konkurencyjnej, jaką niesie ze sobą wykorzystanie zasobów geotermalnych. O elemencie konkurencyjności geotermii jako przewagi rynkowej mówi sam Michael Porter, uznany autor i prekursor badań nad pojęciem przewagi konkurencyjnej. Analiza pojęcia konkurencyjności według Portera (1998, 2000) znajduje przewagę konkurencyjną w zastosowaniu lokalnych zasobów i wiedzy. Koncepty powstawania lokalnych klastrów i regionalnych efektów ekonomicznych są postrzegane jako optymalizacja zasobów endogenicznych. W cytowanych badaniach Portera miarą przewagi konkurencyjnej jest to, jak endogeniczna z natury innowacja przekształca się w lokalne know-how, czyli lokalną specjalizację. W pracy Portera (2010) dotyczącej geotermii jest ona uznana za lokalny kapitał. Główne ustalenia Portera dotyczą tworzenia wzajemnych powiązań ekonomicznych opartych o wspólne wykorzystanie zasobów geotermalnych (np. tworzenie klastrów geotermalnych), w których potencjał zasobów jest optymalnie i lokalnie wykorzystywany. Interakcje między różnymi podmiotami współ-wykorzystującymi energię geotermalną generują lokalną wiedzę i możliwości rynkowe. Porter podkreśla jednak, że zasoby geotermalne stają się przewagą konkurencyjną w zależności od skali ich pożytkowania. Innymi słowy, zwiększenie stopnia korzystania z możliwości, jakie oferuje geotermia, jest kluczem do lokalnej konkurencyjności.

Dla potwierdzenia tezy Portera i zmierzenia konkurencyjności gmin, która wynika z faktu użytkowania zasobu, porównano empirycznie wskaźniki społeczno-ekonomiczne zgodnie z metodologią benchmark. To znaczy, że badanie przeprowadzono dla dwóch grup gmin, tj. wymienionych gmin geotermalnych oraz gmin benchmark. Gminy stanowiące grupę odniesienia, tj. benchmarki, nie wykorzystują zasobów geotermalnych, ale na przykład inne OZE. Aby porównać konkurencyjność gmin i ich

benchmarków, opracowano wskaźnik konkurencyjności, używając eksperckiej metody wielokryterialnej (ang. *Analytical Hierarchy Process*). Dodatkowo zaproponowano model analizy panelowej z wykorzystaniem wskaźnika rozwoju lokalnego (opartego na danych społeczno-ekonomicznych) jako zmiennej zależnej modelu. Badania takie wykonano dla gmin geotermalnych oraz dla dobranych gmin benchmark. Przeprowadzone testy statystyczne ujawniły istotny związek między wskaźnikiem konkurencyjności a zmiennymi określającymi produkcję i wykorzystanie zasobów geotermalnych w gminach. Zależność ta nie występuje w przypadku gmin dobranych jako benchmarki; wskaźnik konkurencyjności nie wykazał zależności z danymi tych gmin (szerzej na temat: Kurek 2021). Obliczono, że na wzrost wskaźnika konkurencyjności gminy w 45% wpływa produkcja energii geotermalnej (rozumiana jako roczna produkcja energii geotermalnej, mierzona w GJ; dane uzyskano z ciepłowni geotermalnych); natomiast zmierzono, iż ośrodki geotermalne podnoszą o 20% lokalny wskaźnik konkurencyjności.

Badanie to ujawniło ponadto, że efekty lokalnego wykorzystania energii geotermalnej objawiają się w czasie. W związku z tym im więcej energii geotermalnej jest wytwarzane i wykorzystywane lokalnie, tym większy jest jej wpływ na konkurencyjność gminy, który wzrasta z czasem. Kierując się skróconymi wynikami modelowania konkurencyjności można zauważyć, że eksploatacja endogenicznych zasobów geotermalnych to szansa na wzmocnienie konkurencyjności gminy. Przedstawione obserwacje modelu uprawniają do wniosku, że konkurencyjność zwiększa się wraz ze wzrostem wykorzystania dostępnej energii geotermalnej wytwarzanej w posta-

ci zwiększenia skali produkcji geotermalnych gigadżuli wraz z powstawaniem geotermalnych ośrodków rekreacyjnych.

15.3.3. Rola geotermii w zmianach struktury zatrudnienia w gminach geotermalnych

Powyżej pokazane zostały zależności pomiędzy parametrami eksploatacji geotermii a kondycją gminy wyrażonymi za pomocą wskaźników rozwoju społeczno-ekonomicznego, w tej części przedstawiono natomiast studium przypadku wybranych sektorów gospodarki w związku z lokalnym wykorzystaniem geotermii. Rolę zasobów geotermalnych w gminach mierzyć można również jako wpływ na zatrudnienie w powiązanych sektorach gospodarki. W tym celu analizie porównawczej przyświecało pytanie, czy lokalna struktura zatrudnienia zmienia się wraz z wykorzystywaniem zasobów geotermalnych. Zatrudnienie w wybranych gminach geotermalnych i ich powiatach (przyjętych jako obszar odniesienia) było obserwowane pod kątem zmiany strukturalnej w sektorach zatrudnienia według PKD w czasie. W tym celu przeprowadzono analizę porównawczą zatrudnienia w gminach geotermalnych i ich powiatach w dwóch okresach, tj. w latach 2005 i 2018. Badaniem objęto zbiór rodzajów działalności społeczno-gospodarczych usystematyzowanych w działach A-U PKD, które są prowadzone przez podmioty gospodarcze. Jest to tak zwana klasyfikacja PKD ilustrująca specjalizację i dynamikę gospodarki. Na poziomie gmin i powiatów sekcje PKD zostały zagregowane do pięciu grup (tab. 15.3.2).

Tabela 15.3.2. Grupy sekcji gospodarki wg PKD (Bank Danych Lokalnych – GUS)

Grupa	Sekcja PKD	Działalność gospodarcza
1	A	rolnictwo
2	B, C, D, E, F	przemysł, budownictwo, zaopatrzenie w energię
3	G, H, I, J	handel, transport, zakwaterowanie i gastronomia, informacja i komunikacja
4	K, L	działalność finansowa i ubezpieczeniowa, obsługa nieruchomości
5	M, N, O, P, Q, R, S, T, U	inne rodzaje działalności, w tym pojedyncza działalność gospodarcza

Ze względu na zmiany metodologiczne wprowadzone w zbieraniu statystyki zatrudnienia w Polsce związane z wejściem do Unii Europejskiej i przyjęciem metod Eurostatu, oficjalne dane PKD są spójne od 2005 r. wzyż. Stąd też użyto danych dotyczących zatrudnienia dopiero od podanego roku. Do badania zaadoptowano analizę przesunięć różnicowych (ang. *shift-share analysis*). Ta metoda, powszechnie stosowana w badaniach regionalnych, ma pomóc w badaniu zmian w lokalnych i powiatowych danych zatrudnienia. Stosując metodę przesunięć różnicowych w parach danych z każdej grupy działalności PKD (wg tab. 15.3.2) w latach 2005 i 2018. Oczekiwa-

ne są różnice w strukturze PKD w gminie i powiecie, ale także różnice w ilości zatrudnionych w grupach działalności gospodarczych 1–5 PKD. Pary gmin geotermalnych i powiatów, w jakich badane zostały przesunięcia w zatrudnieniu wg PKD przedstawia tabela 15.3.3.

Wyniki analizy przesunięć różnicowych (*shift-share*) wskazują na zauważalne przesunięcia pracujących do sektorów usługowych z tradycyjnych sektorów w badanym okresie 2005–2018. Zmiany najbardziej widoczne są w grupie 3 i 5 (tab. 15.3.2) reprezentujące sektory usługowe, handlu i działalności jednoosobowych. Ryciny 15.3.6–15.3.9 pokazują przesunięcia zatrudnienia mię-

Tabela 15.3.3. Gminy geotermalne, powiaty i województwa objęte analizą porównawczą shift-share (Bank Danych Lokalnych – GUS)

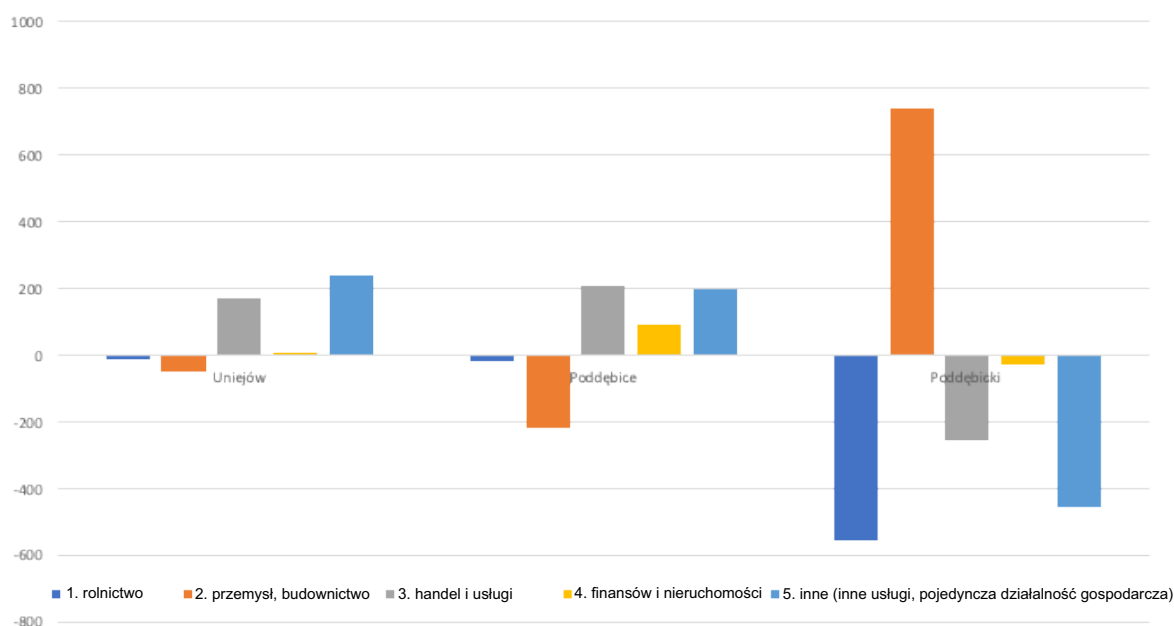
	Gmina (NUTS-5)	Typ	Powiat (NUTS 4)	Województwo (NUTS 2)
1	Mszczonów	miejsko-wiejska	Żyrardowski	Mazowieckie
2	Uniejów	miejsko-wiejska	Poddębicki	Łódzkie
3	Poddębice	miejsko-wiejska		
4	Stargard	wiejska	Stargardzki	Zachodniopomorskie
5	Pyrzyce	miejsko-wiejska	Pyrzycki	
6	Szaflary	wiejska	Nowotarski	Małopolskie
7	Zakopane	wiejska	Tatrzański	
8	Bukowina Tatrzańska	wiejska		
9	Poronin	wiejska		
10	Biały Dunajec	wiejska		

dzy grupami PKD w gminach geotermalnych oraz w powiatach.

Widoczne różnice między gminami a powiatami pokazują dokładnie odwrotny trend przesunięć szczególnie w grupie 3 (usługi i handel) oraz 5 (inne rodzaje działalności, w tym pojedyncza działalność gospodarcza) PKD. W gminach geotermalnych między rokiem 2005 i 2018 zaobserwowano istotny wzrost zatrudnionych, natomiast w powiatach zatrudnienie w tych dwóch grupach PKD odnotowało wyraźny spadek. Natomiast sektory tradycyjne jak rolnictwo czy przemysł ciężki straciły znacząco zatrudnionych w gminach geotermalnych, a zyskały w powiatach. Z tego trendu wnioskować można zatem o specyficznych warunkach w gminach geotermalnych sprzyjających

zatrudnieniu w sektorach usług i handlu. Wzrost zatrudnienia w gminie geotermalnej nie jest trendem powiatu, w którym się znajduje. Jest to zatem specyfika gminy powiązana z wykorzystaniem zasobów geotermalnych, głównie ośrodków rekreacyjnych i zdrowotnych. Mierzenie zatrudnienia w powiatach miało charakter badania kontrolnego, szerzej na ten temat wnioskuje Kurek (2021). Wzmógł trend zatrudnienia w usługach i handlu to efekt szerszego niż ciepłownictwo zastosowania zasobów geotermalnych. Interpretacja wyników analizy przesunięć różnicowych pokazuje ponadto, że w gminach geotermalnych powstało więcej miejsc pracy niż w powiatach.

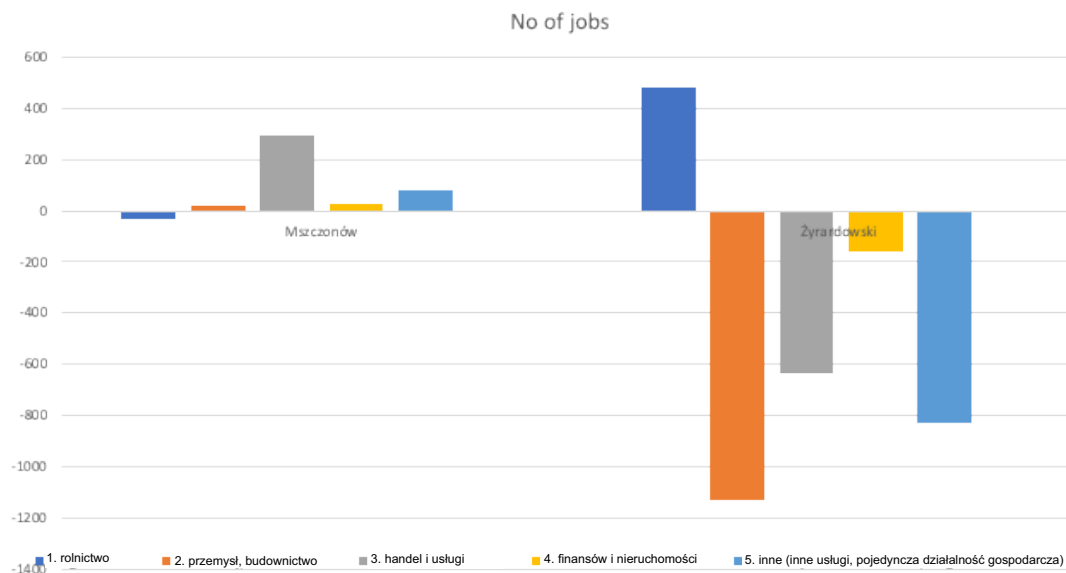
Na podstawie wyników tej analizy można zatem uznać, że uzdrowiska geotermalne i ośrodki rekreacyjne



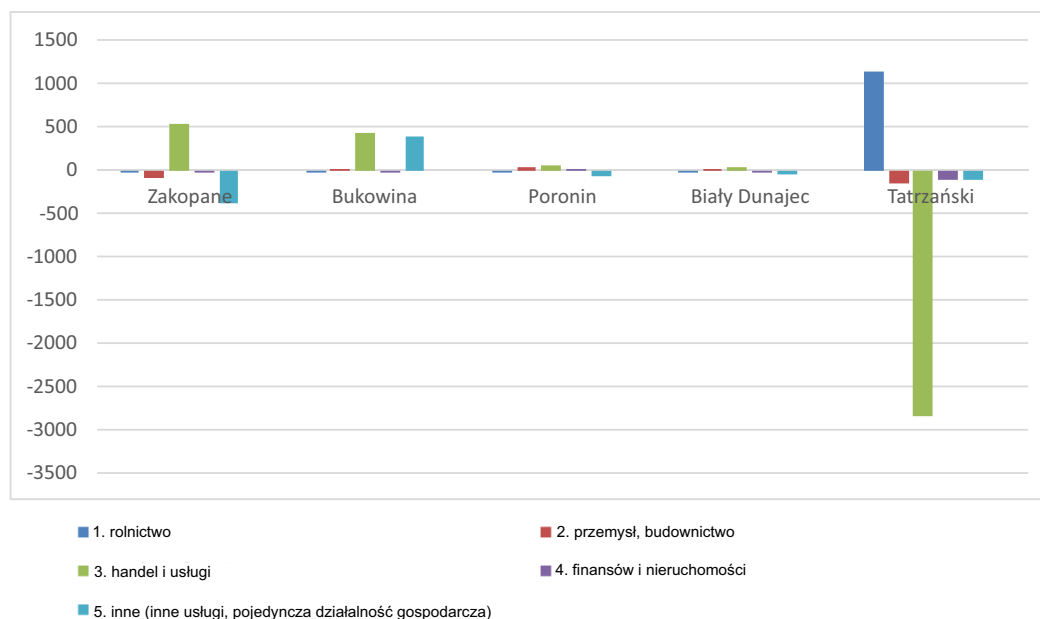
Ryc. 15.3.6. Porównanie przesunięć w latach 2005 i 2018 dla Uniejowa, Poddębic i powiatu poddębickiego według liczby zatrudnionych w grupach 1–5 kategorii PKD (por. tab. 15.3.2) (Kurek 2021)

generują dodatkowe zatrudnienie. Wpływają na zmianę lokalnej struktury zatrudnienia, wywołując dodatkowe zapotrzebowanie na usługi. Ów wpływ na zatrudnienie dotyczy głównie działalności turystycznej i hotelarskiej oraz usług powiązanych, a także infrastruktury rekreacyjno-sportowej oraz, co istotne, jednoosobowych działalności gospodarczych (więcej: Kurek 2021). Metoda analizy przesunięć zatrudnienia jest zatem użyteczna do zbada-

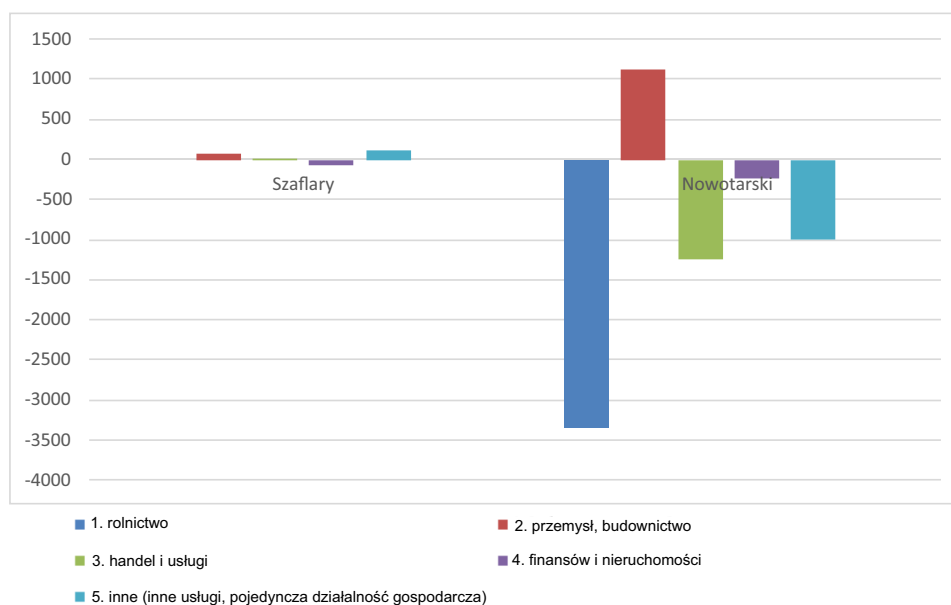
nia wywołanego wpływu geotermii w gminach. Zaproponowane podejście jest również pomocne przy rozważaniu warunków podaży i popytu na infrastrukturę w miejscowości geotermalnej, właśnie w oparciu o perspektywę wzrostu gospodarczego oceniane dynamiką zatrudnienia według PKD. W związku z tym zaproponowany model ma dalsze zastosowanie w badaniach oddziaływania geotermalnego na rozwój lokalny.



Ryc. 15.3.7. Porównanie przesunięć w latach 2005 i 2018 dla Mszczonowa i powiatu żyrdowskiego według liczby zatrudnionych w grupach 1–5 kategorii PKD (por. tab. 15.3.2) (Kurek 2021)



Ryc. 15.3.8. Porównanie przesunięć w latach 2005 i 2018 dla gmin podhalańskich Zakopane, Bukowina Tatrzańska, Poronin, Biały Dunajec i powiatu tatrzańskiego według liczby zatrudnionych w grupach 1–5 kategorii PKD (por. tab. 15.3.2) (Kurek 2021)



Ryc. 15.3.9. Porównanie przesunięć w latach 2005 i 2018 dla Szaflar i powiatu nowotarskiego według liczby zatrudnionych w grupach 1–5 kategorii PKD (por. tab. 15.3.2) (Kurek 2021)

15.4. Podsumowanie

Rola energii geotermalnej w rozwoju gmin jest konceptem, który zaczyna towarzyszyć planom rozszerzania i optymalizacji wykorzystania geotermii. O wpływie tego zasobu na kondycję społeczno-ekonomiczną gmin zaczyna się mówić więcej ze względu na znaczenie geotermii dla zdrowia i poprawy jakości życia mieszkańców. Także polityki krajowe i unijne zaczynają skupiać uwagę na wspólnotach geotermalnych, roli samorządów w procesie popularyzacji geotermii i mechanizmach wspierających rozwój geotermii w regionach.

Jak twierdzi Porter we wspomnianej wcześniej pracy dotyczącej konkurencyjności geotermii (Porter, 2010), jej lokalne wykorzystanie wpisuje się w kontekst zasady wzrostu endogenicznego. Przedstawione przykłady badań gmin geotermalnych w Polsce, które wykorzystują zasoby w bezpośredni sposób od kilkunastu lat, zdaje się potwierdzać tezy Portera. Jednak dotychczas stosunkowo niewielka liczba polskich gmin korzysta z dostępnych zasobów geotermalnych. Wyniki badań autorki dostarczają argumentów przemawiających za większym wykorzystaniem zasobów geotermalnych w polskich gminach.

Lokalne wykorzystywanie energii geotermalnej oznacza, że zyski i koszty energii nie wypływają z regionu, a mogą pomóc w obniżeniu kosztów energii (ciepła) w dłuższej perspektywie. Jednocześnie powstają nowe, lokalne łańcuchy wartości z kaskadowego użycia geotermii, co obserwujemy w Polsce m.in. na przykładzie ośrodków geotermalnych korzystających z wciąż ciepłej

wody, pochodzącej z lokalnych ciepłowni geotermalnych. Ponieważ instalacje geotermalne są współwłasnością lokalną, umożliwia to tworzenie nowych miejsc pracy zarówno bezpośrednio, jak i pośrednio. Właśnie wpływ na wzrost zatrudnienia wydaje się być ważnym elementem w analizie znaczenia geotermii dla lokalnych gospodarek.

Przedstawione badania wyraźnie pokazują związek między wzrostem zatrudnienia w gminie a pojawieniem się ośrodków geotermalnych (uzdrowiskowych, rekreacyjnych i sportowych). Wywołany wpływ geotermii na rozwój gmin na przykładzie pokazanej części badań autorki, to przede wszystkim wzrost konkurencyjności poprzez nową gałąź gospodarki, a co za tym idzie – nowa specjalizacja, jak np. turystyka w gminach, które dotychczas nie miały oferty turystycznej (mówimy tu np. o Szaflarach, Uniejowie, Poddębicach, Mszczonowie). W przypadku gmin, gdzie występowały już atrakcje turystyczne, obiekty geotermalne przyspieszają wzrost społeczno-ekonomiczny miejscowości (jak np. Bukowina Tatrzańska, Grudziądz).

Wraz ze wzrostem zastosowania geotermii i sprzyjającymi politykami krajowymi dotyczącymi zwiększania pozyskiwania ciepła z geotermii można spodziewać się rozszerzenia możliwości bezpośredniego użycia tego zasobu, jak pokazuje to m.in. diagram Lindalla. W Polsce wciąż nie stosuje się geotermii na przemysłową skalę, jak np. w ogrodnictwie i rolnictwie, przetwórstwie spożywczym albo przemyśle lekkim, pomimo rosnącego zapotrzebowania na zielone ciepło w tych sektorach. To

również tworzenie nowych miejsc pracy lokalnie, gdyż przemysłowe wykorzystanie geotermii również musi odbywać się blisko miejsca jej eksploatacji. Szersze wykorzystanie zasobów geotermalnych, komercjalizacja i regionalizacja wykorzystania geotermii (poza samym ciepłownictwem) to większy wpływ na lokalny rozwój społeczno-ekonomiczny i jednocześnie wartość dodana płynąca z lokalnego pożytkowania zasobu. Przy nadal ograniczonych możliwościach technologicznych i finansowych dla rozbudowywania samych instalacji geotermalnych, w związku z rolą rozwojową geotermii warto szukać teoretycznych i praktycznych rozwiązań hybrydowych OZE z jej udziałem. Trwałe wprowadzenie geotermii w pozaciepłownicze sektory gospodarki przejawia również funkcję społeczną. Lokalne zasoby OZE, które są wykorzystywane dla zdrowia, rekreacji i aktywności ekonomicznej, dostępne dla każdego mieszkańca, wzmacniają identyfikację społeczności lokalnych z tym niezwykle ciepłym z głębi Ziemi.

Literatura

- Andritsos N., Dalampakis P., Kolios N. 2003. Use of geothermal energy for tomato drying. *GeoHeat Center Quarterly Bul* 24(1).
- Coffey W.J., Polese M. 1984. The concept of local development: a stages model of endogenous regional growth. *Papers in Regional Science* 55(1).
- Górecki W. red. i in. 2006. Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim. Formacje mezozoiku. Kraków: AGH.
- Górecki W. red. i in. 2011. Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. Kraków: AGH.
- Gudmundsson J.S., Freeston D.H., Lienau P.J. 1985. Lindal diagram, *Transactions*, Vol. 9 – Part I, August 1985.
- Heinbach K., Aretz A., Hirschl B., Prahel A., Salecki S. 2014. Renewable energies and their impact on local value added and employment. *Energy, Sustainability and Society* 4(1), 1.
- IRENA, May 2017. Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2017 (<http://www.irena.org/publications/2017/May/Renewable-Energy-and-Jobs--Annual-Review--2017>).
- Jarczewski W., Huculak M., Dec M. 2015. Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce. *Prace geograficzne* 141. DOI: 10.4467/20833113PG.15.011.4063.
- Kożuch A. 2011. Rola samorządu terytorialnego we wspieraniu rozwoju lokalnego. *Instrumenty zarządzania rozwojem w przedsiębiorczych gminach*.
- Kurek K.A. 2021. Geothermal resources and local development in Poland (Praca Doktorska, Wageningen University and Research).
- Lund J.W., Freeston D.H. 2001. World-wide direct uses of geothermal energy 2000. *Geothermics* 30(1).
- Maśloch G. 2015. Koszty rozwoju energetyki odnawialnej na poziomie lokalnym i regionalnym w Polsce (aspekt teoretyczny). *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego* 29(3).
- Mazowiecka Agencja Energetyczna 2017. Odnawialne Źródła Energii, Mazowsze Rynkiem z przyszłością (<http://www.mae.com.pl/files/doswiadczenia-z-dzialalnosci-mazowieckiej-agencji-energetycznej.pdf>).
- Nowobiliska E. 2011. Możliwości wykorzystania zasobów wód termalnych w rejonie Podhala. *Inżynieria Ekologiczna*.
- Parysek J.J. 2001. Podstawy gospodarki lokalnej. Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Poznań.
- Porter M.E., 1998. Clusters and the new economics of competition. *Harvard Business Review* 76(6).
- Porter M.E. 2000. Location, competition, and economic development: Local clusters in a global economy. *Economic development quarterly* 14(1).
- Porter M.E. 2010. The Icelandic geothermal cluster: Enhancing competitiveness and creating a new engine of Icelandic growth. In *Proceedings of Icelandic Geothermal Conference, Reykjavik, Iceland (Vol. 1)*.
- Rybach L. 2003. Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics* 32(4).
- Sokolowski J., Skrzypczyk L. 2021. Solanki, wody lecznicze i termalne. [W:] Szufflicki M., Malon A., Tymiński M., red., Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31 XII 2020 r. Warszawa: PIG-PIB.
- Strojny J., Baran M. 2014. Przedsiębiorczość i innowacyjność w zarządzaniu rozwojem JST. *Przedsiębiorczość-Edukacja* 10.
- Szewczuk A., Kogut-Jaworska M., Ziolo M. 2011. Rozwój lokalny i regionalny. Teoria i praktyka. Warszawa: Wydawnictwo CH Bec.
- Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity Dz.U. 2001, nr 142, poz. 1591 z późn. zm.).
- Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz.U. 2010, nr 21, poz. 104).
<http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce>.
<https://bdl.stat.gov.pl/bdl>.
<https://pig.gov.pl>.
<https://heatroadmap.eu>.

16. Rekonstrukcje i adaptacje nieużytkowanych oraz negatywnych

otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii w Polsce –

doświadczenia i perspektywy

16.1. Wstęp

Geotermalne instalacje ciepłownicze wykorzystują nie tylko nowe otwory wiertnicze, w których udokumentowano zasoby wód geotermalnych, ale także w niektórych przypadkach otwory wcześniej wykonane dla różnych celów oraz otwory negatywne. Takie obiekty w różnych krajach, w tym w Polsce, poddawane są procesom rekonstrukcji i adaptacji dla potrzeb pozyskania ciepła Ziemi i jego wykorzystania w ciepłownictwie. W Polsce istnieje znaczny potencjał otworów dla takiego zagospodarowania. Na przestrzeni wielu lat zdobyto doświadczenia umożliwiające z powodzeniem korzystanie z technologii rekonstrukcyjnych. Opracowano i wdrożono szereg udanych przykładów praktycznych, prowadzone są także dalsze prace rozwijające ten kierunek technologii (co zasygnalizowano w innych rozdziałach). Do kluczowych należą przy tym m.in. kwestie techniczne i technologiczne związane z rekonstrukcją odwiertów. Ich szczegółowemu omówieniu, przekazaniu dotychczasowych polskich doświadczeń i dobrych praktyk poświęcony jest w dużej mierze niniejszy rozdział.

Rekonstrukcja odwiertu obejmuje szereg czynności technicznych i badawczych prowadzących w końcowym efekcie do uzyskania takiego stanu odwiertu i złoża, który umożliwia włączenie go do gospodarczego wykorzystania. W aspekcie geotermalnych potrzeb i celów, rekonstrukcja odwiertu może być realizowana w trzech obszarach, tj.:

- odtworzenie obiektu zniszczonego lub zlikwidowanego;
- odnowienie istniejącego obiektu;
- naprawa całego lub części istniejącego obiektu.

W tych obszarach możemy wyróżnić kompletną lub częściową rekonstrukcję takich obiektów.

W aspekcie rekonstrukcji interesujące są otwory niewykorzystane, które były wykonane w ubiegłych latach. W wielu krajach istnieje ogromna liczba takich odwiertów. Dane na ten temat można znaleźć w bazach danych specjalistycznych jednostek geologicznych danego kraju. Przykładowo: w Polsce na stronach Państwowego Instytutu Geologicznego–Państwowego Instytutu Badawczego (<http://otworywiertnicze.pgi.gov.pl/>, [\[bgr.gov.pl\]\(https://boreholemap.bgr.de/mapapps/resources/apps/boreholemap/index.html?lang=de\)\), a w Niemczech na stronach Federalnego Instytutu Nauk o Ziemi i Zasobów Naturalnych \(<https://boreholemap.bgr.de/mapapps/resources/apps/boreholemap/index.html?lang=de>\).](https://geologia.</p></div><div data-bbox=)

Dzięki takim odwiertom pozyskano w wielu krajach w okresie kilkudziesięciu lat informacje geologiczne, które posłużyły do opracowania szeregu map, atlasów i artykułów związanych z geotermią. Dotyczą one technologii stosowanych w klasycznych wierceniach geotermalnych (Barbier 2002), w instalacjach wspomaganych systemów geotermalnych, tzw. EGS (Lu 2018), a także dla rozpoznania zasobów geotermalnych (Fridleifsson, Freeston 1994), w tym: w skali Europy (Haenel, Staroste red. i in. 1988; Hurter, Haenel red. i in. 2002; Hurter, Schellschmidt 2003), bądź dla danego kraju, np. dla Niemiec (Agemar i in. 2014), dla Słowacji (Franko i in. 1995) czy też dla Ukrainy (Gordienko 2004). W Polsce opracowano w ramach tej tematyki specjalistyczne atlasy geotermalne (Górecki red. i in. 1990, 1995, 2006a, 2006b, 2011, 2012, 2013; Barbacki i in. 2006; Solik-Heliasz red. i in. 2009; Bujakowski, Tomaszewska red. i in. 2014; Górecki i in. 2015). W pracach tych można zapoznać się z zakresem rozpoznania wiertniczego, który dla wyżej wymienionych krajów można oszacować na kilkadziesiąt tysięcy odwiertów.

W Polsce od zakończenia II wojny światowej wykonano ponad 8400 odwiertów o głębokości co najmniej 1000 m. Odwierty te wykonywane były głównie w dwóch celach, tj. dla potrzeb przemysłu naftowego oraz dla rozpoznania budowy geologicznej i warunków złożowych kopalin. Praktycznie wszystkie wykonane odwierty były ukierunkowane na cele inne niż rozpoznanie i ujęcie wód geotermalnych (Bujakowski i in. 2020). Z tego względu mają one zwykle konstrukcję, a szczególnie zarurowanie, uniemożliwiające ich prostą adaptację do celów geotermalnych. Termin ich wykonania oraz poziom techniczny jednostki realizującej wiercenie stanowią istotną przesłankę oceny możliwości przeprowadzenia rekonstrukcji. Odwierty wykonane w latach 1990. i młodsze były realizowane z wykorzystaniem nowocześniejszych technologii dowiercania stref złożowych, a także ich udostępniania,

ujęcia i opróbowania. Ta grupa odwiertów stanowi potencjalny zasób obiektów odpowiednich do przeprowadzenia rekonstrukcji dla celów geotermalnych.

Odwierty wykonywane pod nadzorem Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego (PIG-PIB) to głównie wiercenia o charakterze badawczo-rozpoznawczo-strukturalnym. Z tego powodu były zwykle wykonywane do większych głębokości, większymi średnicami i bardziej szczegółowo opróbowane w porównaniu do wierceń wykonywanych dla przemysłu naftowego. W tym kontekście odwierty PIG-PIB są bardziej przydatne dla projektowanego zagospodarowania, aczkolwiek zdarza się, że i odwierty naftowe mogą być poddane rekonstrukcji, czego przykładem jest projekt rekonstrukcji odwiertu naftowego Kompina 2 (Bujakowski i in. 2009).

Szacuje się, że spośród tych kilku tysięcy głębokich odwiertów tylko niewielki procent nadaje się do reaktywacji

i zagospodarowania dla celów geotermalnych, w tym ciepłowniczych. Przykładowo – w rejonie powiatu piotrkowskiego, spośród ponad 50 istniejących głębokich odwiertów, na podstawie wstępnych ocen wskazano jedynie 10 otworów jako potencjalnie możliwych do przeprowadzenia rekonstrukcji (Bujakowski red. i in. 2014a). Z dużą pewnością można stwierdzić, że liczba ta ulegnie dalszej redukcji na etapie szczegółowej analizy poszczególnych dokumentacji otworowych. Przy założeniu, że tylko niewielki procent istniejących odwiertów nadawałby się do rekonstrukcji, to i tak ich liczba będzie na tyle duża, że ich zagospodarowanie po przeprowadzeniu rekonstrukcji może być bardzo istotne z ekologicznych względów, a być może także atrakcyjne z ekonomicznego punktu widzenia. W rozdziale podano wybrane szczegóły z tego zakresu, korzystając m.in. z niektórych informacji zawartych w publikacji Bujakowskiego i in. (2020).

16.2. Typy rekonstrukcji

W ostatnich kilkudziesięciu latach opracowano w Polsce kilkanaście projektów rekonstrukcji odwiertów w celu ich wykorzystania do funkcjonowania w systemie geotermalnym. Z tej grupy jedynie w kilku przypadkach skutecznie przeprowadzono prace rekonstrukcyjne. Odwierty, w których je zrealizowano lub zaprojektowano, można podzielić na cztery grupy w zależności od skali i zakresu tych prac. Poniżej zestawiono wybrane otwory z poszczególnych grup.

16.2.1. Grupa I. Odwierty zlikwidowane

Do tej grupy można zaliczyć odwierty, które po zakończeniu prac wiertniczych zlikwidowano wraz z rekultywacją terenu wiercenia. Przykładem takiego obiektu jest odwiert Mszczonów IG-1, który był wykonany, a następnie zlikwidowany w 1977 r. Został on zrekonstruowany w 1999 r. pod kierunkiem Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Celem rekonstrukcji odwiertu Mszczonów IG-1 było przywrócenie go do właściwego stanu technicznego i określenie bezpiecznej dla środowiska naturalnego wielkości wydobycia wody geotermalnej z poziomu utworów piaskowcowych kredy dolnej (Bujakowski 2000; Bujakowski 2015). Stan techniczny odwiertu przed i po rekonstrukcji przedstawiono na rycinie 16.2.1.

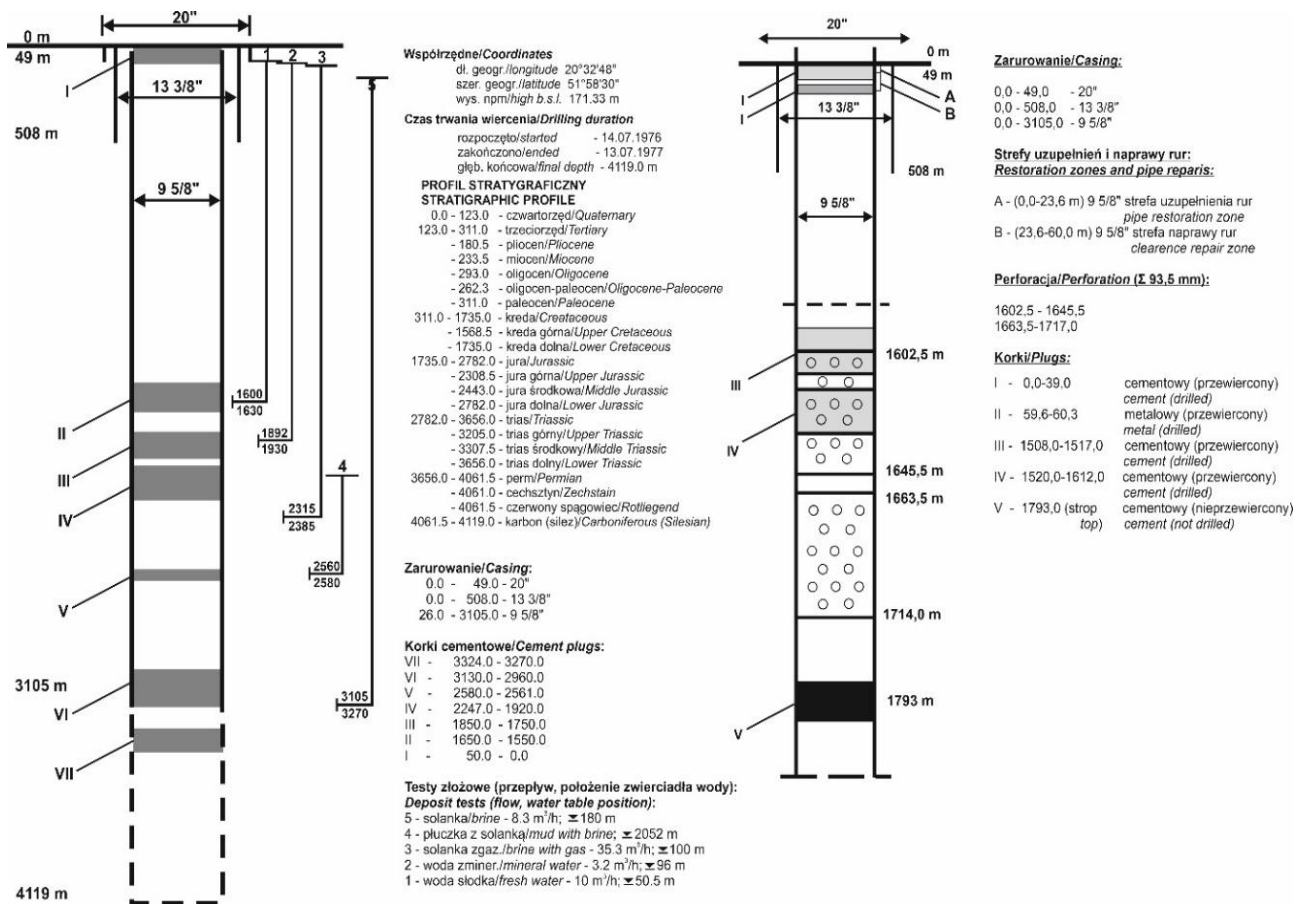
Interwał objęty rekonstrukcją sięgał głębokości 1793 m p.p.t., gdzie znajduje się strop korka cementowego. Szczegółowa metodologia rekonstrukcji obejmowała prace techniczne i badania zmierzające do uzyskania bezpiecznego stanu technicznego otworu i udostępnienia wód geotermalnych z dolnokredowego poziomu wodonośnego. Wykonane prace techniczne i badania złożowe obejmowały:

1. Prace techniczne, w skład których weszły:
 - prace wiertnicze i zabezpieczające otwór;
 - udostępnienie strefy złożowej;
 - instalacje i urządzenia eksploatacyjne.
2. Badania i testy złożowe obejmujące:
 - pompowanie oczyszczające;
 - pompowanie pomiarowe;
 - pompowanie przedeksplatacyjne;
 - testy hydrodynamiczne;
 - badania geofizyczne stref chłonnych;
 - badania stanu technicznego odwiertu;
 - badania fizyko-chemiczne wód;
 - badania mineralogiczno-petrograficzne;
 - badania izotopowe wód.

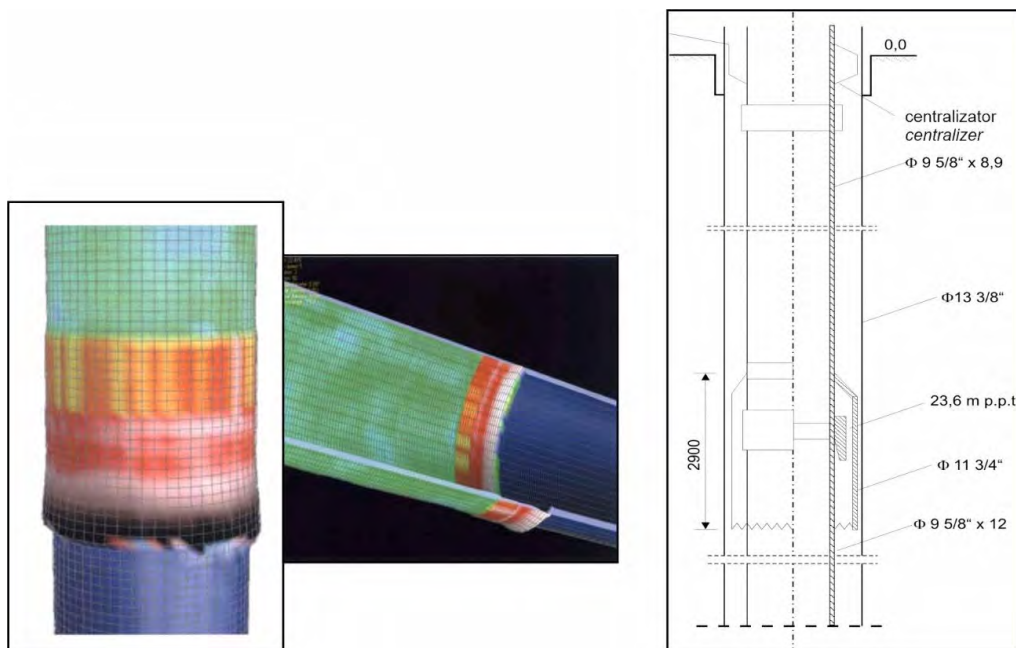
Szczególne znaczenie miały prace i badania diagnostyczne stanu rur okładzinowych i naprawy stwierdzonych uszkodzeń. Na rycinie 16.2.2 przedstawiono wynik przykładowych prac rekonstrukcyjnych jakim jest zdiagnozowany sondami MIT 60, a następnie naprawiony odcinek uszkodzonych rur okładzinowych w głębokości 23 m.

Drugim ważnym zadaniem, obok oceny stanu technicznego odwiertu, było określenie bezpiecznej dla środowiska przyrodniczego wielkości wydobycia wody geotermalnej. Z szeregu przeprowadzonych badań warto wyszczególnić badania strefy złożowej z wykorzystaniem kompleksowej sondy Production Log (PL), w skład której wchodzi: mufolokator – CCL, sonda gamma – GRT, elektrotermometr – TLT, ciśnieniomierz – SPT, i przepływomierz – FBF. Celem badań PL strefy złożowej wód geotermalnych były:

- ocena produktywności poszczególnych interwałów (udział procentowy w całkowitym przypływie);
- ocena przypływów z poszczególnych interwałów kompleksu zbiornikowego;



Ryc. 16.2.1. Odwiert Mszczonów IG-1 przed (rok 1977) i po rekonstrukcji (rok 1999)



Ryc. 16.2.2. Przykładowy obraz wyników badań stanu technicznego otworu Mszczonów IG-1 za pomocą sondy MIT 60: zdiagnozowane uszkodzenia rur okładzinowych w głębokości 23 m, następnie naprawione podczas prac rekonstrukcyjnych

- lokalizacja stref nieprodukcyjnych (rozważanie możliwości powtórnej perforacji lub innych zabiegów udrażniających horyzonty wodonośne);
- określenie miąższości efektywnej strefy złożowej dla oceny wydajności złoża.

Badania sondą Production Log były kontynuowane w celu kontroli pracy złoża (ryc. 16.2.3). Z porównania analiz pomiarów z poprzednich lat wynika, że produktywność odwiertu nie ulega w czasie znaczącym zmianom, z wyjątkiem I cyklu badań, kiedy to stwierdzono brak chłonności w interwale dolnej perforacji. Zgodnie z tymi badaniami produktywność dolnej strefy złoża oceniona została na około 70%, a strefy górnej na około 30%. Największa, skokowa zmiana wartości produktywności odwiertu występuje na odcinku kilkunastu centymetrów w głębokości około 1680 m (Bujakowski i in. 2013b).

Po wykonaniu rekonstrukcji, odwiert Mszczonów IG-1 od 2000 roku do chwili obecnej (2022 r.) pracuje stabilnie jako eksploatacyjny (wydobywczy) w układzie jednotworowym (w odróżnieniu od układów wielotworowych, w których zachodzi proces wydobywania i zatłaczania wód) z jednoczesnym wykorzystaniem wód do celów grzewczych i pitnych oraz kąpieliskowych. Dzięki wykonanym pracom rekonstrukcyjnym udokumentowano wody geotermalne o następujących parametrach:

- wydajność 60 m³/h;
- depresja S = 24,6 m;
- temperatura 40,5°C;
- mineralizacja 0,49 g/dm³;
- typ wód HCO₃-Cl-Na-Ca;
- zwierciadło statyczne wody na głębokości 53 m p.p.t.

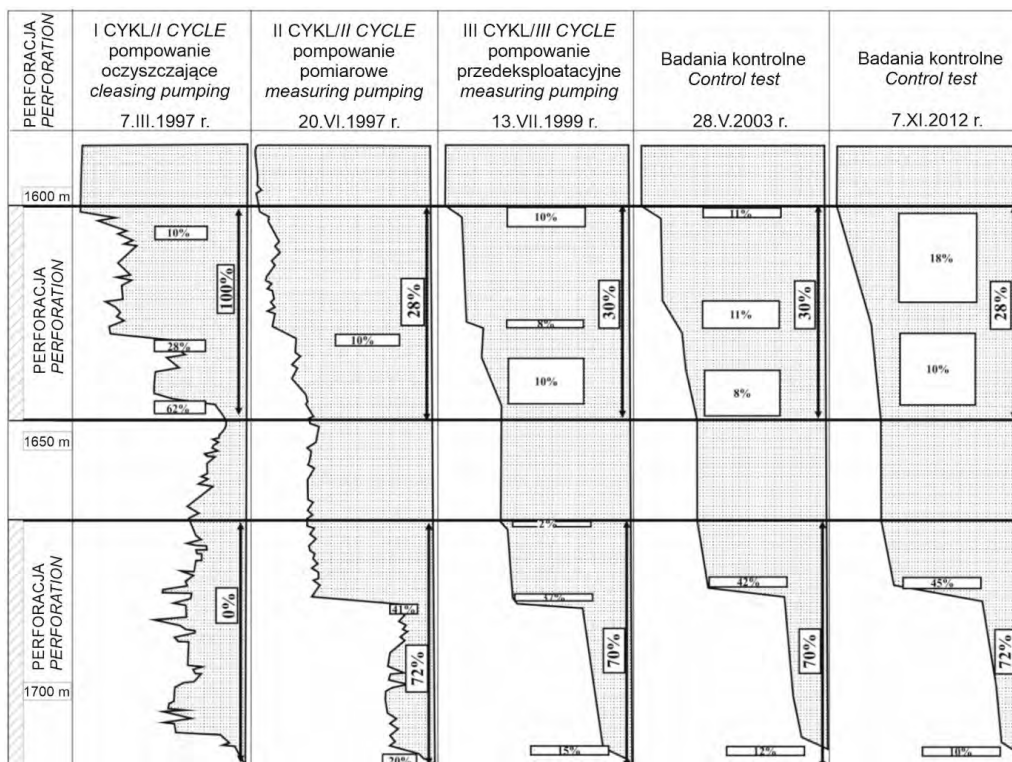
16.2.2. Grupa II. Odwierty pozostawione

W tej grupie ujęte są odwierty niezlikwidowane, z pozostawionymi elementami wyposażenia powierzchniowego oraz, czasami, z udokumentowanymi zasobami wód geotermalnych.

Zaliczono do niej np. odwiert Bańska IG-1, którego wiercenie ukończono w 1981 r., a który został zrekonstruowany i oddany do eksploatacji w pierwszej w Polsce ciepłowniczkiej instalacji geotermalnej w 1993 r. Inne odwierty zaliczane do tej grupy to m.in.: 3 odwierty w Uniejowie (Uniejów IGH-1 z 1978 r., Uniejów PIG/AGH-1 i Uniejów PIG/AGH-2 wykonane w 1990/1991 r. i uruchomione w 2001 r.), 2 odwierty Skierniewice GT-1 i Skierniewice GT-2 (wykonane, odpowiednio w 1991 i 1997 r. – z projektem wykorzystania z 2011 r. i projektem rekonstrukcji z 2018 r., obecnie projekt jest na etapie wdrożenia), a także odwiert Poręba Wielka IG-1 (wykonany w 1975 r., zrekonstruowany w 2012).

Otwór Poręba Wielka IG-1 został wykonany w latach 1973–1975. Udostępniono w nim poziom wód geotermalnych w seriach należących do okna tektonicznego Mszały Dolnej (Karpaty fliszowe) w warstwach inoceramowych (kreda górna – paleocen) w interwale 1804,0–2002,4 m. W dniu 05.11.1976 r. zatwierdzono zasoby eksploatacyjne wody geotermalnej w wysokości Q = 12,1 m³/h (samowypływ) o temperaturze na wypływie 42°C i mineralizacji wody około 22 g/dm³ (Poprawa i in. 1975). Otwór Poręba Wielka IG-1 od czasu zakończenia jego wiercenia i próbowania w 1975 r. nie był eksploatowany.

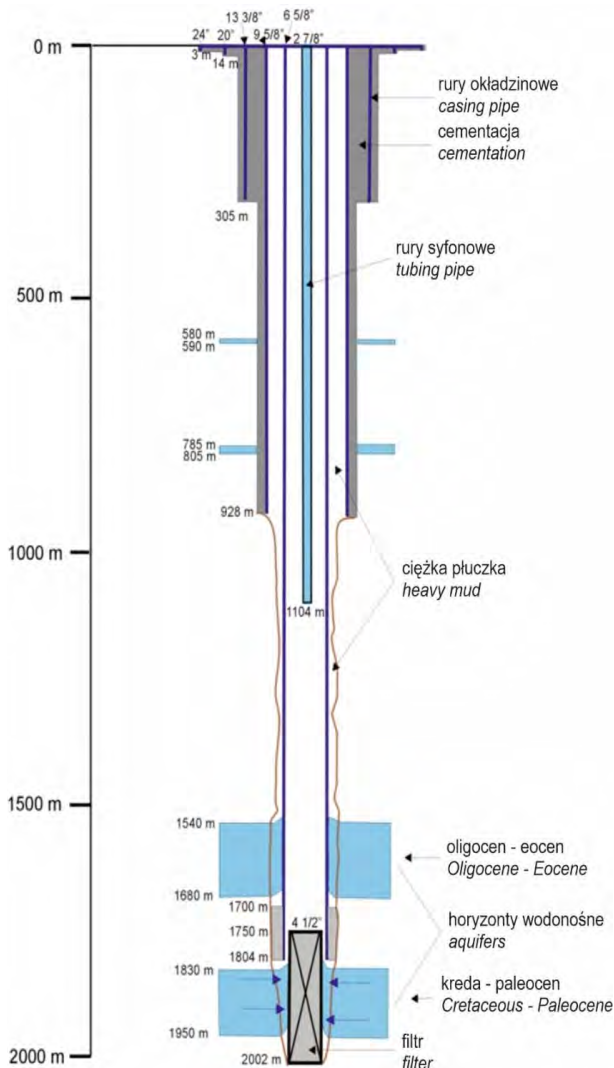
Po 35 latach, w 2010 r. opracowany został w IGSMiE PAN *Projekt prac geologicznych w celu aktualizacji za-*



Ryc. 16.2.3. Obraz chłonności/produktywności strefy złożowej w otworze Mszczonów IG-1

sobów eksploatacyjnych wód geotermalnych dla otworu Poręba Wielka IG-1. Celem projektu było pozyskanie wód geotermalnych, których wykorzystanie planowane jest do celów balneologicznych i rekreacyjnych. Zaprojektowane prace miały na celu potwierdzenie zatwierdzonej wielkości zasobów eksploatacyjnych wód geotermalnych z otworu Poręba Wielka IG-1 z 1976 r. wynoszącej jak wyżej podano $12,1 \text{ m}^3/\text{h}$ (Poprawa i in. 1975) lub określenie możliwości pozyskania większej ich ilości. Jest to przykład rekonstrukcji otworu pozostawionego – niezlikwidowanego i nieeksploatowanego od czasu wykonania. Schematyczną konstrukcją otworu przed rekonstrukcją pokazano na rycinie 16.2.4.

Podobnie jak w przypadku rekonstrukcji otworu Mszczonów IG-1, także dla otworu Poręba Wielka IG-1 zaprojektowano i przeprowadzono prace techniczne i badania stanu otworu oraz strefy złożowej. Pierwszym działaniem było szablonowanie otworu w celu sprawdzenia jego drożności, a po udrożnieniu otworu przystąpiono do wykonania badań geofizycznych (Dziedzic 2012) zmierzają-



Ryc. 16.2.4. Stan techniczny otworu Poręba Wielka IG-1 w 1975 r.

cych do określenia stanu technicznego rur okładzinowych oraz skuteczności ich zacementowania. W tym celu wykonano pomiary zestawem sond zawierających:

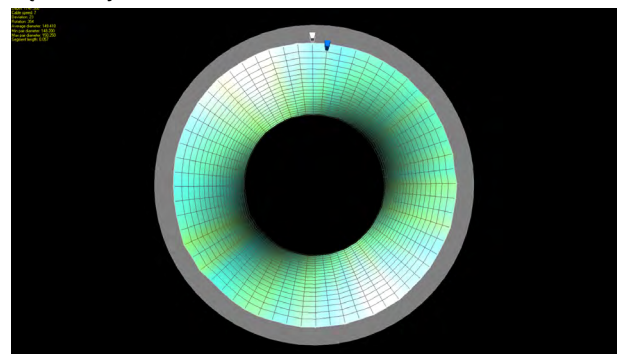
- średnicomierz wieloramienny MIT 60 w interwale 0–1749 m;
- średnicomierz wieloramienny MIT 24 w interwale 1749–2002,1 m;
- grubościomierz rur MTT;
- cementomierz radialny RBT;
- elektrotermometr TLT;
- inklinometr KITA.

Na podstawie zarejestrowanych pomiarów wykonanych w odwiercie Poręba Wielka IG-1 stan techniczny rur oceniono jako dobry, a średnicę wewnętrzną rur ID oszacowano na odpowiadającą danym katalogowym. Na rycinie 16.2.5 pokazano wybrany, typowy dla całego odwiertu, wygląd rur w głębokości 1747 m zarejestrowany przez sondę MIT 60.

Po wykonaniu projektowanych pomiarów geofizycznych i badań hydrogeologicznych dokonano wymiany zdemontowanego tuż po rozpoczęciu prac rekonstrukcyjnych, dotychczasowego zagłowiczenia otworu na nowe. W związku z możliwym przyszłym wykorzystaniem odwiertu Poręba Wielka IG-1 jako otworu chłonnego zdecydowano o wykonaniu nowej głowicy częściowo w wersji kwasoodpornej z uwagi na dużą mineralizację wody wynoszącą około $23\text{--}24 \text{ g}/\text{dm}^3$. Przed montażem wykonana została próba ciśnieniowa na ciśnienie robocze 10 MPa. Dzięki pracom uzyskano dobry stan techniczny odwiertu, udokumentowano i zatwierdzono następujące zasoby eksploatacyjne wody geotermalnej (Bujakowski i in. 2013c):

- typ chemiczny wody: $\text{Cl-HCO}_3\text{-Na, J}$;
- mineralizacja wody: $23\text{--}24 \text{ g}/\text{dm}^3$;
- temperatura wody na wypływie: $42,1 \text{ }^\circ\text{C}$ przy $Q = 16,1 \text{ m}^3/\text{h}$;
- statyczne zwierciadło w wygrzonym otworze: 1060,53 m n.p.m. (przy rzędnej terenu 517,43 m n.p.m. (ciśnienie artezyjskie wynosi około 0,54 MPa).

Dla otworu Poręba Wielka IG-1 eksploatowanego z wydajnością $16,1 \text{ m}^3/\text{h}$, przy depresji $s = 511,9 \text{ m}$, teoretycznie wyznaczony zasięg zmian hydrodynamicznych będzie wynosić 1048 m.



Ryc. 16.2.5. Obraz stanu rur w otworze Poręba Wielka IG-1 zarejestrowany przez sondę MIT 60 w trakcie badań i rekonstrukcji (2012 r.)

Koncesję na eksploatację wody geotermalnej z otworu Poręba Wielka GT-1 posiada Przedsiębiorstwo Gorczańskie Wody Termalne sp. z o.o.

16.2.3. Grupa III. Odwierty uszkodzone

W tej grupie znalazły się odwierty, które uległy zużyciu lub awarii w trakcie pracy w systemie dubletu eksploatacyjno-chłonnego lub w których znacząco obniżyły się parametry złożowe. Przykładem takich obiektów są: 4 odwierty w Pyrzycach (wykonane po 1992 r. i uruchomione w zakładzie geotermalnym w 1997 r., później kilkakrotnie modyfikowane i uzdatniane), odwiert Stargard Szczeciński GT-2 (wykonany w 2005 r. – naprawiony i funkcjonujący w zakładzie geotermalnym od 2012 r.), a także odwiert Biały Dunajec PAN-1.

Rekonstrukcja otworu Biały Dunajec PAN-1 była kilkietapowa i dotyczyła naprawy ujęcia złoża wodonośnego i uszkodzonej kolumny eksploatacyjnej rur. Otwór ten został wykonany przez IGSMiE PAN w 1990 roku do głębokości 2394 m i funkcjonował w systemie PEC Geotermia Podhalańska SA jako odwiert chłonny do 2003 r., kiedy stwierdzono nieszczelność rur okładzinowych kolumny eksploatacyjnej 9 5/8". Odwiert został wyłączony z eksploatacji i w 2011 r. przeprowadzono jego pierwszą rekonstrukcję polegającą na naprawie uszkodzonej kolumny rur poprzez wprowadzenie rur 7" i ich zacementowanie (Dubiel i in. 2012). W następnych latach odwiert nie pracował prawidłowo. Stwierdzono spadek chłonności od pierwotnej około 200 m³/h do kilkunastu m³/h jako efekt niepełnej drożności spowodowanej pozostawionym w otworze fragmentem przewodu wiertniczego (ok. 240 m). Zdecydowano się więc na przeprowadzenie drugiego etapu prac rekonstrukcyjnych polegających na likwidacji dolnej partii otworu i wykonaniu kierunkowego pogłębienia od głębokości 2136 m, udostępniającego nową partię złoża do głębokości 2500 m TVD (ryc. 16.2.6).

W 2013 r. operator zakładu geotermalnego PEC Geotermia Podhalańska SA na podstawie projektu kierunkowego pogłębienia otworu wykonał ten etap rekonstrukcji. W trakcie jego realizacji stwierdzono potrzebę zaprojektowania dodatkowego pogłębienia otworu o około 125 m, tj. do głębokości 2625 m TVD dla uzyskania w ten sposób znacznie większego interwału udostępniającego złoża. Ostatecznie otwór odwiercono do głębokości 2606,1 m MD (2592,8 m TVD).

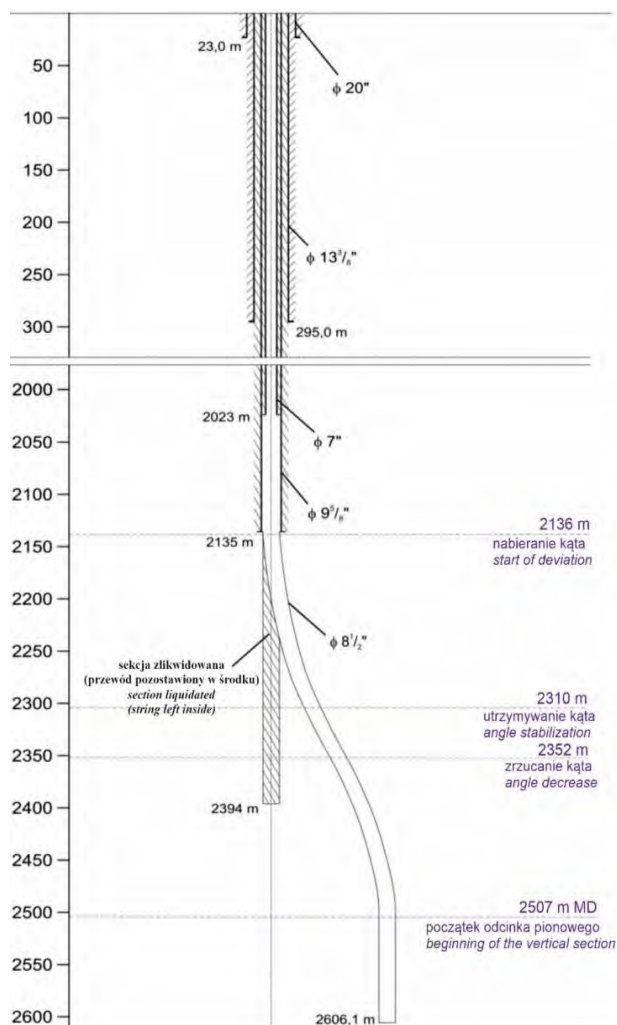
Dzięki rekonstrukcji uszkodzonego odwiertu Biały Dunajec PAN-1 (Bujakowski i in. 2014b) uzyskano pełną jego sprawność do pracy w systemie eksploatacyjno-chłonnym, dokumentując chłonność 375 m³/h przy ciśnieniu tłoczenia 6,3 MPa.

16.2.4. Grupa IV. Odwierty negatywne

W tej grupie ujęte są odwierty, które nie osiągnęły celu geologicznego, a są wyposażone w zarurowanie i uzbrojone w elementy powierzchniowe. Przykładami są odwierty Czarny Potok GT-1 w Krynicy (wykonany

w 2011 r.) i Sękowa GT-1 (wykonany w 2020 r.), w których nie udokumentowano zasobów wód geotermalnych.

Otwór Czarny Potok GT-1 wykonany został na podstawie projektu robót geologicznych i koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złoża wód termalnych. Zrealizowane prace geologiczne pozwoliły na rozpoznanie budowy geologicznej głęboko zalegających partii utworów fliszowych jednostki magurskiej na terenie Krynicy-Zdroju. Był to jednocześnie pierwszy głęboki otwór (2853,3 m) wykonany w tym rejonie. Niestety, cel prac objętych koncesją nie został osiągnięty. W związku z negatywnym efektem geologicznym, czyli brakiem uzyskania przyływu wody termalnej w otworze Czarny Potok GT-1, opracowany został projekt innowacyjnego wykorzystania tego odwiertu. Celem prac projektowych wykonanych w 2012 roku przez IGSMiE PAN było pozyskanie ciepła Ziemi z odwiertu poprzez zaadaptowanie obecnej jego konstrukcji na potrzeby otworowego współosiowego wymiennika ciepła. Jest to pierwszy tego typu projekt w Polsce dla odwiertu głębokiego, aczkolwiek prowadzone już były prace analityczne dla zagospodarowania głębokich odwiertów do celów geotermalnych



Ryc. 16.2.6. Schemat kilkietapowej rekonstrukcji otworu Biały Dunajec PAN-1 (Bujakowski i in. 2015)

(Gonet i in. 2011; Śliwa i in. 2018). W Europie podobne rozwiązania były i są przedmiotem analiz, zwłaszcza w zakresie adaptacji odwiertów ponaftowych (Bauer i in. 2011; Kohl i in. 2002). Rozwiązania te znalazły zastosowanie i funkcjonują już od lat 1990. m.in. w Prenzlau (Niemcy), gdzie dublet odwiertów geotermalnych został zaadoptowany do tej technologii. Powodem wdrożenia tego rozwiązania było to, że warstwa złożowa okazała się niemal bezwodna. Ponadto, z różnych powodów, także tych związanych z rosnącymi kosztami energii z ropy i gazu ziemnego w okresie tzw. kryzysu energetycznego pod koniec lat 90., otworowe wymienniki ciepła uruchomiono również w innych krajach, np. w Szwajcarii (Weggis i Bad Weisbach), w Austrii (Altheim). Podobne projekty w Niemczech zrealizowano w 2006 r. w Aachen, a w 2007 r. w Arnsberg (Doelling, Schulte 2010).

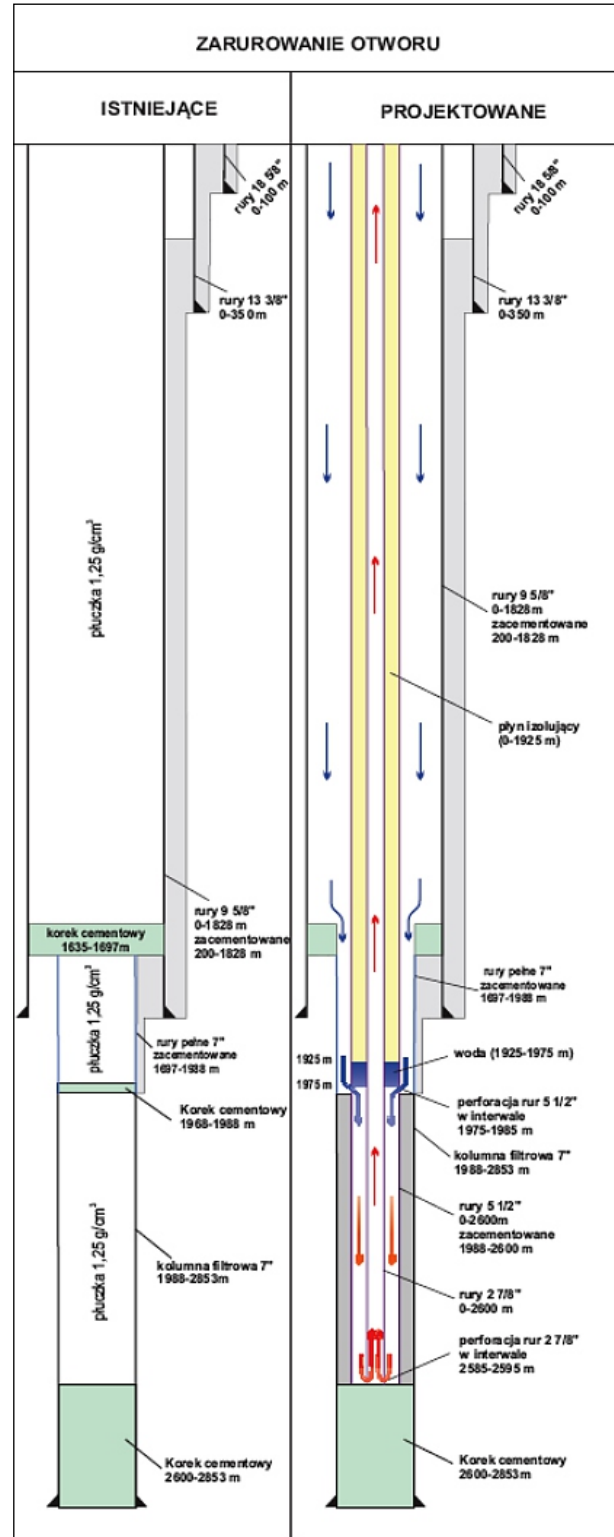
W założeniach adaptacji negatywnego odwiertu Czarny Potok GT-1 jako otworowego wymiennika ciepła zakładano, że ciepło Ziemi pozyskane dzięki projektowanej instalacji będzie zagospodarowane w planowanym ośrodku rekreacyjno-sportowym. Opracowanych zostało kilka wariantów posadowienia koncentrycznych rur wglębnych, którymi medium robocze pompowane będzie z zewnątrz do otworu.

Na podstawie przeprowadzonych badań modelowych oszacowano, że najkorzystniejsze rozwiązanie umożliwi pozyskanie około 250–300 kW mocy cieplnej. Założono, że otwór zagospodarowany zostanie do głębokości 2600 m, konstrukcja otworowego wglębnego wymiennika ciepła będzie szczelna i medium (woda obiegowa) nie będzie kontaktować się bezpośrednio ze środowiskiem skalnym. Jej ogrzanie nastąpi poprzez kontakt ze stalowymi rurami osłonowymi (ryc. 16.2.7). Jako medium pozyskujące ciepło z górotworu wykorzystana byłaby woda o niskiej mineralizacji.

Bezpośrednie pozyskiwanie ciepła Ziemi za pomocą głębokiego otworowego współosiowego wymiennika ciepła z zamkniętym obiegiem wody jest bezpieczne dla środowiska. Zaprojektowany wymiennik ciepła składa się z konstrukcji rur stalowych, stanowiących obudowę zewnętrzną oraz rur produkcyjnych – cienkich koncentrycznych rur posadowionych w tej samej obudowie. Kolumnę zewnętrzną w analizowanym przypadku pełniłaby obecna konstrukcja otworu Czarny Potok GT-1. Pomiedzy rurami zewnętrzną i wewnętrzną znajdować się miał dodatkowo płyn izolujący (azot techniczny bądź olej mineralny, ryc. 16.2.7), co pozwoliłoby na ograniczenie strat ciepła na drodze przepływu wody w otworze. W konstrukcji otworowego współosiowego wymiennika ciepła zasadniczą rolę odgrywa kolumna zewnętrzna, której rolę spełnia częściowo system zarurowania pozostawiony w otworze Czarny Potok GT-1 oraz system współosiowych kolumn wewnętrznych.

Opracowany projekt uzyskał ochronę patentową (Bujakowski i in. 2014c), w ramach której przedstawiono trzy warianty rozwiązania technicznego wymiennika w zależności od głębokości i konstrukcji otworu. Projekt ten nie został jednak do chwili obecnej zrealizowany.

W ostatnich latach wykonano szereg odwiertów mających na celu udostępnienie wód geotermalnych. Niektóre z nich okazały się negatywne, podobnie jak odwiert Czarny Potok GT-1. Jednym z nich jest wykonany w 2020 r. odwiert Sękowa GT-1, dla którego została wykonana



Ryc. 16.2.7. Schematy technologiczne odwiertu Czarny Potok GT-1 przed i po adaptacji na głęboki otworowy wymiennik ciepła (odpowiednio po lewej i prawej stronie ryciny)

Dokumentacja prac geologicznych niekończących się udokumentowaniem zasobów wód podziemnych polegających na poszukiwaniu wód termalnych otworem Sękowa GT-1 w miejscowości Sękowa (Kukuła i in. 2020). W oparciu o tę dokumentację i z inicjatywy Głównego Geologa Kraju Pana dr. Piotra Dziadzię powołany został zespół specjalistów z IGSMiE PAN i z AGH Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu, którego zadaniem było przeanalizowanie możliwości zastosowania dla tego odwiertu technologii głębokiego otworowego wymiennika ciepła

dla wykorzystania poniesionych w przeszłości nakładów finansowych na geologiczne prace wiertnicze i wytworzenie ekologicznego źródła energii. W efekcie opracowana została kompleksowa koncepcja obejmująca wytworzenie otworowego wymiennika ciepła i określenie warunków techniczno-energetycznych racjonalnego wykorzystania energii z takiego źródła. Trwają prace nad pozyskaniem środków finansowych na realizację takiej pierwszej w Polsce instalacji.

16.3. Podsumowanie

W Polsce działa siedem zakładów geotermalnych wytwarzających i sprzedających ciepło do celów grzewczych: PEC Geotermia Podhalańska SA, Geotermia Pyrzyce sp. z o.o., Geotermia Mazowiecka SA, Geotermia Uniejów sp. z o.o., Geotermia Stargard sp. z o.o., Geotermia Poddębice sp. z o.o. i Geotermia Toruń sp. z o.o. Jedynie w zakładzie geotermalnym w Poddębicach nie wykonywano zabiegów rekonstrukcyjnych odwiertów. W pozostałych zakładach takie prace były wykonywane, a na Podhalu, w Mszczonowie i w Uniejowie odegrały kluczową rolę na wstępnym etapie uruchamiania zakładów ciepłowniczych. W Pyrzycach i w Stargardzie geotermalne dublety odwiertów po okresie bezawaryjnej pracy uległy uszkodzeniu i poddane zostały z sukcesem procesom naprawczym. Z powyższej perspektywy wynika, że zabiegi rekonstrukcyjne mają niebagatelne znaczenie dla komercyjnego i stabilnego wykorzystania energii geotermalnej. Zdobyte doświadczenia i różnorodność metodyki przeprowadzonych w Polsce zabiegów rekonstrukcji dają podstawy do poważnej analizy i dyskusji nad możliwościami i racjonalnością zagospodarowania starych, niefunkcjonujących odwiertów.

Literatura

Agemar T., Weber J., Schulz R. 2014. Deep Geothermal Energy Production in Germany. *Energies* 7.

Barbacki A., Bujakowski W., Pająk L. 2006. Atlas zbiorników wód geotermalnych małopolski. Kraków: IGSMiE PAN.

Barbier E. 2002. Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6(1–2).

Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., Diersch H.-J.G. 2011. Thermal resistance and capacity models for borehole heat exchangers. *International Journal of Energy Research* 35(4).

Bujakowski W. 2015. Rekonstrukcja odwiertu Mszczonów IG-1 na tle innych, wybranych rekonstrukcji otworów geotermalnych. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 1.

Bujakowski W. red. i in. 2000. Wybrane problemy wykorzystania geotermii – część 1. *Studia, Rozprawy, Monografie* 76, Kraków: IGSMiE PAN.

Bujakowski W., Barbacki A., Bielec B., Graczyk S., Hołojuch G., Kępińska B., Kotowski T., Pająk L., Tomaszewska B. 2009. Projekt prac geologicznych w celu poszukiwania i rozpoznania zasobów wód termalnych w rejonie Łowicza. *Archiwum IGSMiE PAN, Kraków*.

Bujakowski W., Bielec B., Hołojuch G., Graczyk S., Kępińska B., Pająk L., Tomaszewska B. 2011. Projekt prac geologicznych na wykorzystanie ciepła ziemi otworem Czarny Potok GT-1. *Archiwum IGSMiE PAN, Kraków*.

Bujakowski W., Balcer M., Bielec B. 2013a. Porównawczy obraz produktywności poziomu wodonośnego na podstawie badań zestawem sond PL i sondą MIT60 na przykładzie odwiertu geotermalnego Mszczonów IG-1. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 1.

Bujakowski W., Balcer M., Bielec B. 2013b. Ocena zmian stanu technicznego rur okładzinowych w trakcie wieloletniej eksploatacji odwiertu geotermalnego Mszczonów IG-1. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 1.

Bujakowski W., Barbacki A., Bielec B., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kępińska B., Miecznik M., Pająk L., Skrzypczak R., Tomaszewska B. 2013c. Dodatek nr 1 do dokumentacji hydrogeologicznej podziemnych wód mineralnych z utworów paleogenu – otwór Rabka IG-1 i utworów kredy-paleogenu – otwór Poręba Wielka IG-1 w związku z ustaleniem nowych zasobów eksploatacyjnych wód termalnych otworu Poręba Wielka IG-1. *Archiwum IGSMiE PAN, Kraków*.

Bujakowski W., red., Tomaszewska B., red., Barbacki A., Bielec B., Borsukiewicz-Gozdur A., Ciężkowski W., Chowaniec J., Czerwińska B., Franus W., Freiwald P., Górecki W., Hajto M., Hołojuch G., Kaczmarek R., Kasztelewicz A., Kępińska B., Kujawa T., Leśniak G., Mazurek R., Miecznik M., Nowak W., Przelaskowska A., Skrzypczak R., Sowiżdżał A., Stachel A., Wiśniewski S. 2014. Atlas wykorzystania wód termalnych do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej w układach binarnych w Polsce. Kraków: Wyd. JAK.

- Bujakowski W. red., Barbacki A., Bielec B., Hołojuch G., Kasztelewicz A., Kępińska B., Lankof L., Miecznik M., Mierzwa E., Pająk L., Skrzypczak R., Tomaszewska B. 2014a. Studium rozpoznania i zagospodarowania lokalnych zasobów OZE Lokalnej Grupy Działania BUD-UJ RAZEM. Kraków: IGSMiE PAN.
- Bujakowski W., Bielec B., Hołojuch G., Tomaszewska B. 2014b. Projekt robót geologicznych na wykonanie dodatkowego pogłębienia otworu chłonnego Biały Dunajec PAN-1. Archiwum IGSMiE PAN, Kraków.
- Bujakowski W., Pająk L., Tomaszewska B., Hołojuch G., Łuszczewski J. 2014c. Otworowy wymiennik ciepła. Zgłoszenie Patentowe nr 401721. Biuletyn Urzędu Patentowego Nr 11(1054). Patent polski, PL 222 919.
- Bujakowski W. i in. (praca zbiorowa) 2015. Dokumentacja hydrogeologiczna określająca warunki hydrogeologiczne w związku z wtłaczaniem wód do górotworu otworem Biały Dunajec PAN-1. Arch. Przedsiębiorstwo Energetyki ciepłej Geotermia Podhalańska SA i Archiwum IGSMiE PAN, Kraków.
- Bujakowski W., Balcer M., Barbacki A., Bielec B., Tomaszewska B., Pająk L., Skrzypczak R., Dendys M., Kasztelewicz A., Dajek B. 2017. Otwór geotermalny Mszczonów IG-1 – rekonstrukcja i wieloletnia eksploatacja. Studia, Rozprawy, Monografie 206, Kraków: IGSMiE PAN.
- Bujakowski W., Bielec B., Miecznik M., Pająk L. 2020. Reconstruction of geothermal boreholes in Poland. *Geothermal Energy* 8(10).
- Doelling R., Schulte I. 2010. Deep Groundsourced Heat Exchanger with Coaxial Pipe, Closed Water Circuit – Improvement Proposals in Project Development and Technical Pipe Conception. *Proceedings World Geothermal Congress*.
- Dubiel S., Luboń K., Luboń W., Wartak W. 2012: Problemy rekonstrukcji odwiertów geotermalnych na przykładzie odwiertu Biały Dunajec PAN-1. *AGH Drilling Oil Gas* 29(1).
- Dziedzic E. 2012. Ocena stanu zacementowania rur 6 5/8" w otworze Poręba Wielka IG-1. *Geofizyka Kraków sp. z o.o.*, Baza Geofizyki Wiertniczej Krosno.
- Franko O., Remšik A., Fendek M. red. 1995. Atlas of geothermal energy of Slovakia. Dionýz Štúr Institute of Geology. Bratislava.
- Fridleifsson I.B., Freeston D.H. 1994. Geothermal Energy Research and Development. *Geothermics* 23(2).
- Gonet A., Śliwa T., Stryczek S., Sapińska-Śliwa A., Jaszczur M., Pająk L., Złotkowski A. 2011. Metodyka identyfikacji potencjału cieplnego górotworu wraz z technologią wykonania i eksploatacji otworowych wymienników ciepła. Kraków: AGH.
- Gordienko V.V., Gordienko I.V. red. 2004: Geothermal Atlas of Ukraine. National Academy of Sciences of Ukraine. Institute of Geophysics of S. I. Subbotin. Kiev.
- Górecki W. red., Adamczyk A.F., Szczepański A., Szklarczyk T. 1990. Atlas wód geotermalnych Niżu Polskiego. ISE AGH Kraków. Okręgowe Przed. Geodezyjno-Kartograficzne.
- Górecki W. red., Kuźniak T., Łapinkiewicz A.P., Maćkowski T., Strzetelski W., Szklarczyk T. 1995. Atlas zasobów energii geotermalnej na Niżu Polskim. Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS”, Kraków.
- Górecki W. red. i in. 2006a. Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim. Kraków: AGH.
- Górecki W. red. i in. 2006b. Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niżu Polskim. Kraków: AGH.
- Górecki W. red. i in. 2011. Atlas zasobów wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich. Kraków: AGH.
- Górecki W. red. i in. 2012. Atlas geotermalny zapadliska przedkarpacciego. Kraków: AGH.
- Górecki W. red. i in. 2013. Atlas geotermalny Karpat Wschodnich. Kraków: AGH.
- Górecki W., Sowiżdżał A., Hajto M., Wachowicz-Pyzik A. 2015. Atlases of geothermal waters and energy resources in Poland. *Environ Earth Sci.* 74.
- Haenel R., Staroste E. red. i in. 1988. Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland. Publishing company Th. Schaefer, Hannover, Germany.
- Hurter S., Heanel R. red. i in. 2002. Atlas of Geothermal Resources in Europe. Office for the Official Publications of the European Communities, Luxemburg.
- Hurter S., Schellschmidt R. 2003. Atlas of Geothermal Resources in Europe. *Geothermics* 32(4–6).
- Kohl T., Brenni R., Eugster W. 2002. System performance of a deep borehole heat exchanger. *Geothermics* 6(31).
- Kukuła M., Bystron K., Guty Ł., Kosiek K. 2020. Dokumentacja prac geologicznych niekończących się udokumentowaniem zasobów wód podziemnych polegających na poszukiwaniu wód termalnych otworem Sękowa GT-1 w miejscowości Sękowa. PBG GEOPROFIL Marcin Kukuła, PRO-INVEST SOLUTIONS sp. z o.o. sk. Kraków, listopad 2020. Arch. Gminy Sękowa.
- Lu Shyi-Min. 2018. A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, Part 2.
- Poprawa D., Burtan J., Jasionowicz J. 1975. Dokumentacja hydrogeologiczna podziemnych wód mineralnych z utworów paleogenu – otwór Rabka IG-1 i utworów kredy-paleocenu – otwór Poręba Wielka IG-1. Arch. OK PIG. Kraków.
- Solik-Heliasz E. red. i in. 2009. Atlas zasobów energii geotermalnej w rejonie górnośląskim. Utwory neogenu, karbonu i dewonu. Katowice: GIG.
- Śliwa T., Kruszewski M., Zare A., Assadi M., Sapińska-Śliwa A. 2018. Potential application of vacuum insulated tubing for deep borehole exchangers. *Geothermics* V. <https://boreholemap.bgr.de/mapapps/resources/apps/boreholemap/index.html?lang=de>.
- <https://geologia.pgi.gov.pl>.
- <http://otworywiertnicze.pgi.gov.pl/>.

17. Innowacyjne zastosowania wód energii geotermalnej – przykłady z Islandii

17.1. Pure North Recycling – woda geotermalna do oczyszczania przetwarzanego plastiku

Pure North Recycling (PNR) to firma znajdująca się w Hveragerði, zaledwie 44 km na wschód od Reykjavíku. Przedsiębiorstwo wykorzystuje geotermalną wodę odpadową do oczyszczania plastiku, który następnie podlega przetworzeniu (ryc. 17.1.1). Temperatura wody użytej w tym procesie jest nieco wyższa niż w innych firmach na świecie prowadzących podobną działalność. Muszą one podgrzewać wodę, ale i tak nie są w stanie uzyskać tak wysokiej temperatury, jaką ma woda dostępna w PRN. Oznacza to dla nich konieczność stosowania środków chemicznych, aby zrekompensować niskie temperatury, co skutkuje niekorzystnym wpływem na środowisko. Geotermię wykorzystuje się również w procesie suszenia – cały proces technologiczny jest więc oparty wyłącznie na energii odnawialnej. Przedsiębiorstwa w innych krajach muszą uciekać się do nieodnawialnych źródeł energii, np. ropy naftowej czy energii jądrowej.

Proces recyklingu realizowany w PNR oszczędza około 1,8 tony oleju opałowego na każdą tonę odzyskiwanych odpadów plastikowych oraz 1,52 tony CO₂. W ten sposób ogranicza się ślad węglowy nawet o 80% w porównaniu do podobnych technologii w Europie. Ponadto, liczby te nie uwzględniają oszczędności ropy i CO₂ wynikających z lokalnej realizacji procesu. Zmniejsza się zapotrzebowanie na eksport oraz import tworzyw sztucznych. Warto



Ryc. 17.1.1. Recyklingowany barwiony plastik z folii do owijania balotów siana (Kristjánsson 2021)

również wspomnieć, że technologia stosowana w PNR ogranicza zużycie wody o 40%, a energii o 35% na każdą wyprodukowaną tonę (Kristjánsson 2021).

Pełna wydajność przedsiębiorstwa wynosi 20 000 ton/rocznie, ale w 2020 r. firma oceniła, że podda recyklingowi 5000 ton odpadów plastikowych. Stale poszukuje możliwości zwiększenia produkcji, jednak segregacja odpadów z tworzyw sztucznych stanowi poważną przeszkodę (Stefánsson 2020).

17.2. Gospodarstwo VAXA – wertykalne uprawy szklarniowe

Uprawy szklarniowe w Islandii mają wieloletnią historię mimo pozornie niesprzyjających warunków. Stało się to możliwe dzięki dostępowi do geotermii. Gospodarstwo VAXA powstało w 2018 i zapisało nowy rozdział w historii branży dzięki uprawom wertykalnym (ryc. 17.2.1). To zaawansowana technologicznie metoda uprawy w pomieszczeniach. Zamiast w tradycyjnych szklarniach, rośliny rosną w budynkach bez dostępu światła słonecznego, a więc w pełni uzależnionych od sztucznego oświetlenia i ciepła z geotermii. Uprawia się je na wielopiętrowych regałach ustawio-

nych w szczelnych pomieszczeniach wyposażonych w LED-ową instalację oświetleniową z monitorowanym widmem, systemem czasowego podlewania oraz nawożenia. Ta technologia oraz odejście od tradycyjnych szklarni czy pól uprawnych o dużych powierzchniach umożliwiają uprawy bliżej rynku zbytu oraz większą oszczędność miejsca. Przedsiębiorstwo ponownie wykorzystuje wodę z produkcji. Pompuje się ją do specjalnego zbiornika, oczyszcza, a następnie tłoczy do półek na regałach, gdzie rosną rośliny. Dzięki temu rozwiązaniu do uprawy jednego kilograma sałaty zu-

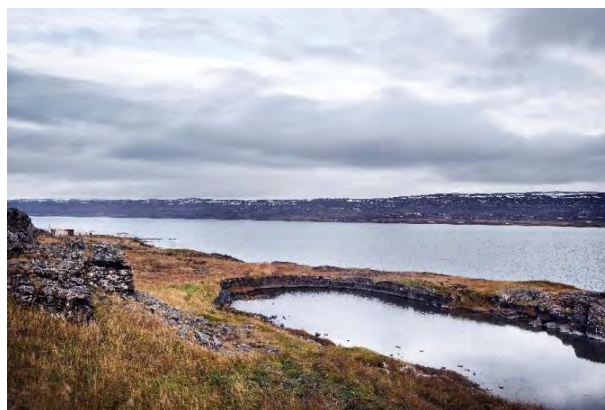


Ryc. 17.2.1. Wnętrze gospodarstwa VAXA – wertykalna uprawa roślin (Huhta 2021)

żywa się zaledwie jednego litra wody. Dla porównania: w tradycyjnej szklarni potrzeba przynajmniej 15 razy więcej wody, a na otwartym polu nawet 250 razy więcej (Huhta 2021). Opisana metoda jest ponadto dziesięciokrotnie bardziej wydajna niż tradycyjna uprawa szklarniowa i sto razy bardziej wydajna niż uprawa polowa (Green by Iceland).

17.3. Saltverk – odzyskiwanie soli z wody morskiej przy użyciu wody geotermalnej

Saltverk to założone w 2011 r. islandzkie przedsiębiorstwo produkujące sól przy wykorzystaniu energii geotermalnej. Tradycja tej metody wytwarzania soli sięga XVIII w., ale ostatnio zyskuje coraz większą popularność. Firma ma siedzibę na półwyspie Reykjane (ryc. 17.3.1). Wodę morską pompuje się do otwartych kadzi, gdzie jest ogrzewana do postaci mocno nasyconej solanki. Następnie gotuje się solankę, aż na powierzchni pojawią się białe kryształki, które następnie opadają na dno kadzi, a pozostałą ciecz się odsącza. Tak otrzymaną sól suszy się i pakuje. Cały proces odbywa się ręcznie, a do ogrzania, gotowania i suszenia soli stosowana jest woda z gorących źródeł o temperaturze około 90°C. Dzięki wykorzystaniu wyłącznie energii geotermalnej, wszystkie czynności są przyjazne środowisku, nie pozostawiają śladu węglowego ani nie powodują emisji CO₂ czy CH₄. (Saltverk).



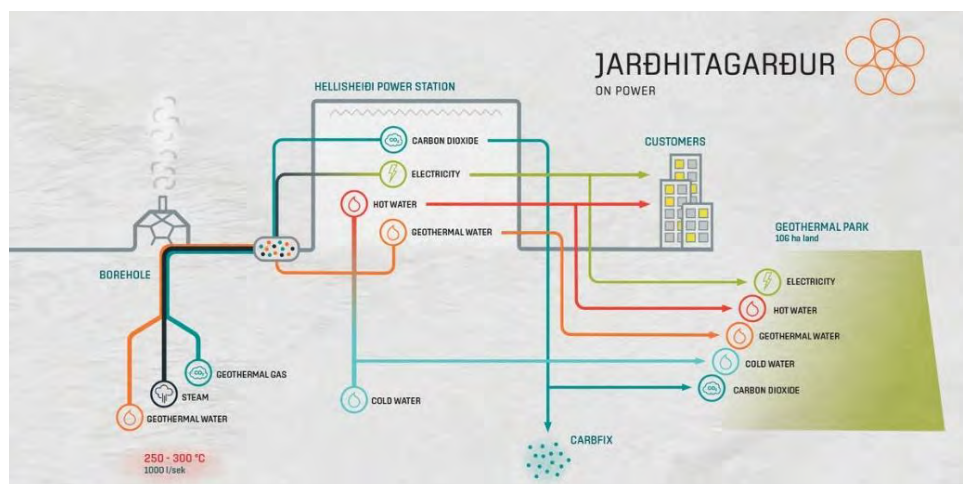
Ryc. 17.3.1. Saltverk na półwyspie Reykjanes (Saltverk)

17.4. Park Geotermalny

17.4.1. Informacje ogólne

Park Geotermalny (ang. *Geothermal Park*, GP) znajduje się na terenie elektrowni Hellisheidi, 25 km na wschód od Reykjavíku (ryc. 17.4.1). Powstał z myślą o pełnym wykorzystaniu zasobów z elektrowni Hellisheidi. Jego całkowita powierzchnia wynosi 103 ha. Najważniejszym celem było stworzenie synergii oraz promowanie gospodarki cyrkularnej, w ramach której jedna firma może wykorzystać produkty uboczne z działalności innej jako surowce lub zasoby. Dotychczas powstały centra prac rozwojowych i zatrudniono

naukowców. Z oferty mogą skorzystać firmy, które, zanim rozpoczną oficjalną działalność, chcą przeprowadzić badania, używając dostępnych na tym terenie zasobów. Przedsiębiorstwa, które już działają w Parku Geotermalnym, to Carbfix, Geosilica, VAXA Technologies i Climeworks. Wykorzystują one różne zasoby z elektrowni w swoich wyrobach i do produkcji. Uniwersytet Islandzki prowadzi natomiast badania nad stosowaniem gazu do produkcji związków zawierających bakterie i mikroorganizmy (Grćnir 2021).

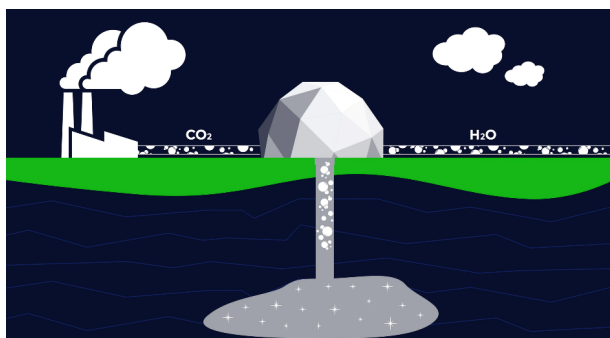


Ryc. 17.4.1. Uproszczony schemat obszaru geotermalnego w rejonie Hellisheiði (ON)

borehole – otwór; carbon dioxide – dwutlenek węgla; electricity – elektryczność; hot water – gorąca woda; geothermal water – woda geotermalna; geothermal gas – gaz geotermalny; steam – para; cold water – zimna woda; customers – klienci

17.4.2. Carbfix i Climeworks – wychwytywanie CO₂ i H₂S i ich trwale podziemne magazynowanie

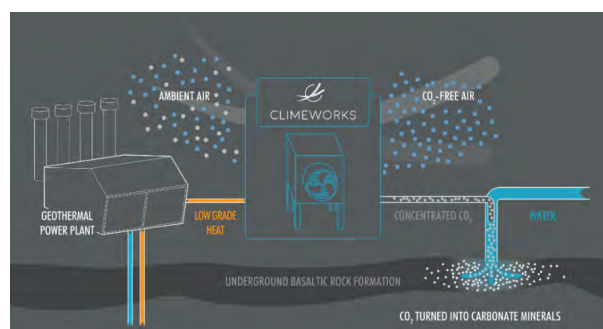
Carbfix powstał w 2006 r. jako projekt, ale w ciągu siedmiu lat rozwinął się w pełni funkcjonalny proces przemysłowy polegający na wychwytywaniu CO₂ i H₂S ze źródeł emisji, a następnie na trwałym podziemnym magazynowaniu tych związków w postaci stałej w bazaltach (ryc. 17.4.2). Od 2014 r. Carbfix wtłoczył niemal 77 500 ton CO₂. Stale aktualizowane informacje są dostępne na stronie www.carbfix.com. Znajduje się tam również najlepszy opis samego procesu: „Instalacje geotermalne wykorzystują parę z pól geotermalnych zawierającą CO₂. W czasie wytwarzania energii elektrycznej dochodzi do uwolnienia tego CO₂. W elektrowniach uwalniany dwutlenek węgla rozpuszcza się w wodzie w tzw. płuczkach wieżowych (ang. scrubbing towers). Wodę zawierającą CO₂ wtłacza się następnie pod ziemię korzystając z tzw. otworów zatłaczających o głębokości ponad 2000 m. Zalegający na tej głębokości bazalt znakomicie sprawdza się do tego celu, ponieważ zawiera składniki niezbędne, aby związać CO₂ w skałę” (Snæbjörnsdóttir i in. 2020).



Ryc. 17.4.2. Proces Carbfix (Snæbjörnsdóttir i in. 2020)

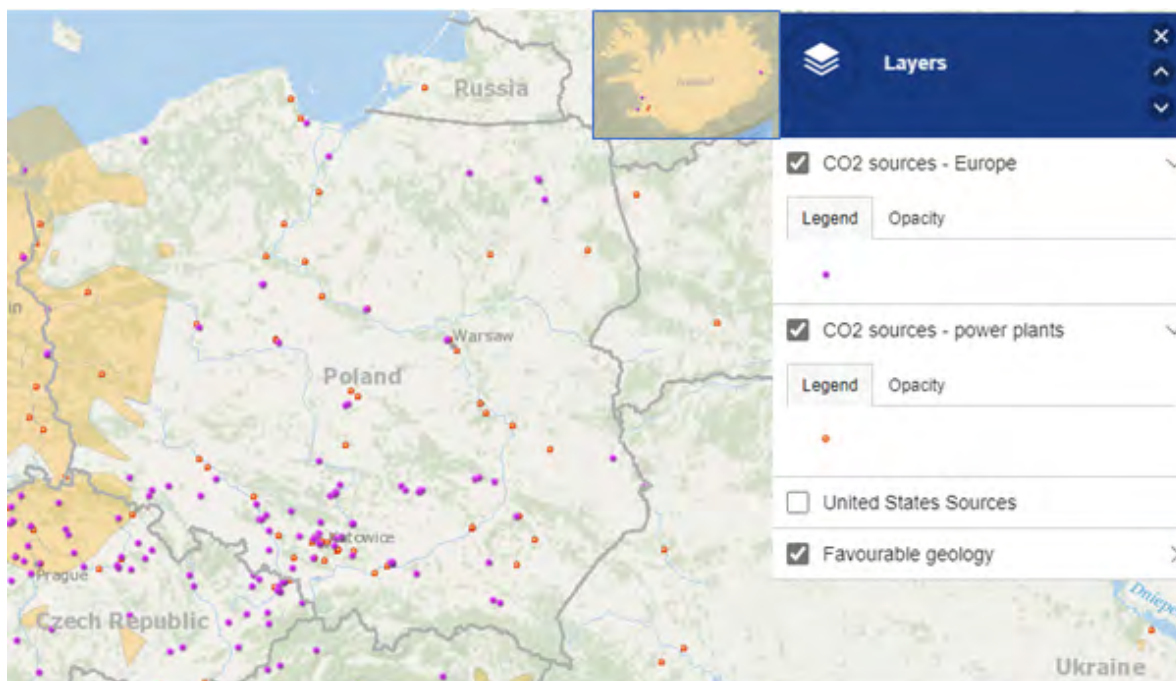
Od pięciu lat Carbfix współpracuje z firmą Climeworks. Climeworks dysponuje instalacją znajdującą się przy siedzibie Carbfix i specjalizuje się w technologii DAC polegającą na wychwytywaniu CO₂ bezpośrednio z atmosfery. Łączy się to w całość z procesem Carbfix umożliwiającym bezpieczne i trwale magazynowanie CO₂. Na rycinie 17.4.3 przedstawiono schemat tej współpracy.

Firma Carbfix opracowała atlas, czy raczej narzędzie przedstawiające miejsca na świecie, w których można zastosować metodę Carbfix. Według zawartych w tym atlasie danych Europa teoretycznie powinna być w stanie zmagazynować w skałach przynajmniej 4000 mld ton CO₂. Mapy obrazujące dane dla Polski i Islandii przedstawia rycina 17.4.4. Są również dostępne na stronie: www.carbfix.com/atlas.



Ryc. 17.4.3. Połączony proces Carbfix i Climeworks (Carbfix)

ambient air – powietrze otoczenia; geothermal power plant – elektrownia geotermalna; low grade heat – ciepło niskiej jakości; underground basaltic rock formation – podziemna bazaltowa formacja skalna; concentrated CO₂ – skoncentrowany CO₂; CO₂ free air – powietrze wolne od CO₂; water – woda; CO₂ turned into carbonate minerals – CO₂ zamienić się w minerały węglanowe



Ryc. 17.4.4. Mapy z atlasów złóż surowców mineralnych w Polsce i na Islandii. Kolor żółty oznacza korzystne warunki geologiczne do stosowania metody Carbfix (Carbfix)

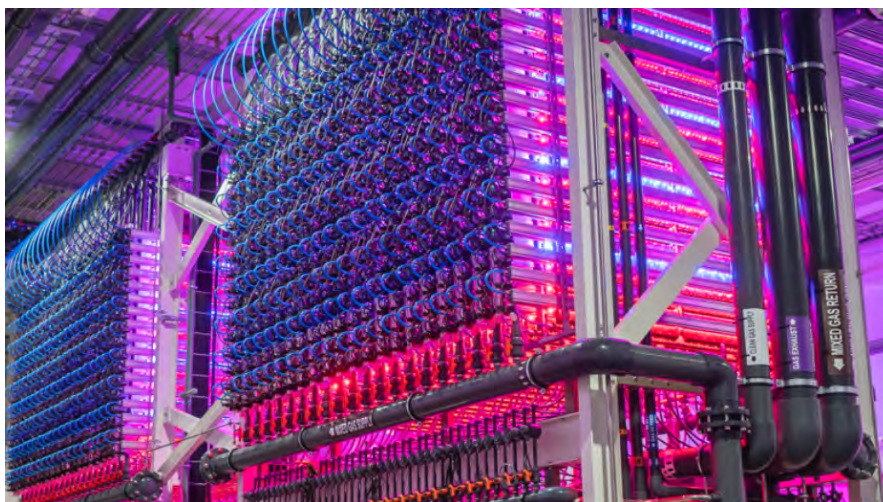
layers – warstwy; CO₂ sources – Europa – źródła CO₂ – Europa; CO₂ sources – power plants – źródła CO₂ – elektrownie; United States sources – źródła amerykańskie; favourable geology – korzystna geologia; legend – legenda; opacity – nieprzezroczystość

17.4.3. Geosilica – wytwarzanie produktów z odzyskiwanej krzemionki

GeoSilica to firma założona w 2012 r., specjalizująca się w produkcji płynnych naturalnych suplementów diety do codziennego stosowania, wspomagających regenerację i/lub odbudowę organizmu. Firma wykorzystuje rewolucyjną metodę obróbki substancji mineralnych zawartych w wodzie geotermalnej. Główna działalność skupia się na wytwarzaniu produktów z krzemionki dzięki wykorzystaniu wody odpadowej (ang. *waste water*) z elektrowni

geotermalnych. Krzemionka często powoduje problem skalingu w instalacjach geotermalnych oraz różnych urządzeniach, dlatego też najczęściej jest ponownie zatlaczana lub zrzucana do oceanu (Green by Iceland).

Firma GeoSilica opracowała dwuetapowy proces produkcji. Pierwszy z nich polega na zwiększeniu stężenia krzemionki w wyseparowanej wodzie geotermalnej, bez zmiany składu wody. W drugim etapie wodę geotermalną stopniowo zastępuje się czystą wodą gruntową z danego obszaru, przy jednoczesnym utrzymaniu stałego poziomu stężenia krzemionki. Produktem końcowym jest



Ryc. 17.4.5. Wnętrze centrum produkcji alg VAXA Technologies w Hellisheidi (Green by Iceland, VAXA)

krzemionka o dużym stopniu czystości w postaci bardzo małych cząstek w czystej wodzie gruntowej. W procesie produkcyjnym nie stosuje się żadnych substancji chemicznych (Tanja 2018).

17.4.4. VAXA Technologies – hodowla mikroalg

VAXA Technologies to przedsiębiorstwo z branży high-tech produkujące mikroalgi. Ma swoją siedzibę w metalowej hali w pobliżu elektrowni Hellisheidi. Do produkcji alg wykorzystuje czystą energię oraz gorącą i zimną wodę (wodę zrzutową) z elektrowni. Firma korzysta ponadto

z technologii bezpośredniego wychwytywania CO₂ z elektrowni, aby użyć go do hodowli alg. Tym samym proces realizowany w VAXA Technologies jest w pełni zrównoważony i nie pozostawia śladu węglowego. Mikroalgi rosną przez cały rok w zamkniętych fotobioreaktorach z oświetleniem ledowym (ryc. 17.4.5). Ta technologia optymalizuje ich wzrost, potrzebuje mniej miejsca, znacznie mniej wody oraz nie wymaga stosowania pestycydów ani antybiotyków. W porównaniu do alg uprawianych na lądzie, ich plony z VAXA są 250 razy większe niż plony soi z takiej samej powierzchni pola. Ponadto, uprawa soi pochłania 200 razy więcej słodkiej wody (Green by Iceland, VAXA).

17.5. Park Zasobów

17.5.1. Informacje ogólne

Park Zasobów (*Resource Park*, RP) obejmuje teren elektrowni Svartsengi (pierwszej na świecie elektrociepłowni geotermalnej – ang. *combined heat and power plant*, CHP) oraz elektrowni Reykjanes na półwyspie o tej samej nazwie. Koncepcja Parku Zasobów powstała wokół idei społeczeństwa, które nie wytwarza odpadów (ang. *a society without waste*), tzn. odpady produkcyjne z jednej firmy służą jako surowiec w innej. Działają tam podmioty z różnych branż, np. Blue Lagoon, ORF Genetics, Stolt Sea Farm czy Carbon Recycling International (CRI). Dwie firmy korzystają ponadto z geotermii w procesie suszenia ryb, działa również hodowla ryb. Niedawno podpisano kontrakt na budowę hodowli łososia (o wydajności 400 tys. ton) – w trzech etapach, w ciągu jedenastu lat. Będzie ona używać wody zrzutowe z elektrowni geotermalnych, które w przeciwnym razie trafiłyby częściowo niewykorzystane do oceanu (Grónir iðngarðar 2021).

17.5.2. Blue Lagoon (Błękitna Laguna)

Jest to jedno z najpopularniejszych i najchętniej odwiedzanych przez turystów miejsc, ogłoszone przez National Geographic jednym z cudów świata. Jest to laguna utworzona przez wody zrzutowe z geotermalnej elektrowni Svartsengi. Woda z tego zbiornika leczy choroby skóry i przeciwdziała jej starzeniu. Warto jednak wspomnieć, że działa tam również klinika i centrum badawcze. Blue Lagoon to przedsiębiorstwo będące pionierem w uprawie alg, które od dziesięciu lat stosuje bogaty w CO₂ gaz z elektrowni do ich uprawy (HS Orka).

17.5.3. Carbon Recycling International – produkcja paliwa z CO₂

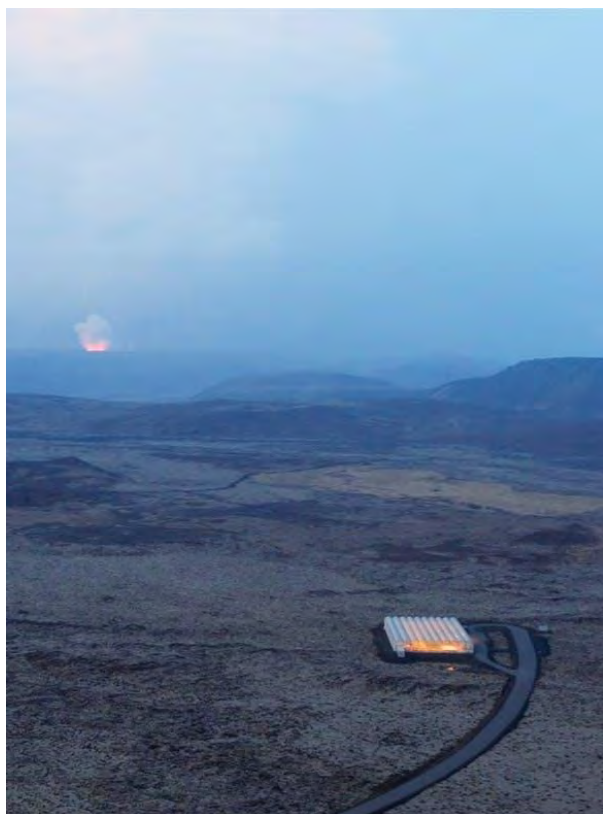
Carbon Recycling International (CRI) powstał w Islandii w 2006 r. Pierwszy zakład wybudowano w 2011 r. w pobliżu elektrowni Svartsengi. Dysponował pierwszą na świecie instalacją do produkcji paliwa z CO₂ na skalę przemysłową, a także pierwszą na świecie instalacją do konwersji energii w paliwa płynne, gdzie zastosowano elektrolizę na dużą skalę.

Produkcja polega na wychwytywaniu CO₂ z elektrowni geotermalnej i jego oczyszczaniu przed kolejnym etapem, którym jest synteza metanolu. Metanol powstaje z gazu syntezowego zawierającego wodór otrzymany w wyniku elektrolizy wody i CO₂. Geotermia przydaje się na ostatnim etapie procesu, gdzie parę geotermalną używa się do oczyszczania i usuwania wody. W pełnym cyklu życia takiego paliwa produkt uwalnia 90% mniej CO₂ niż paliwa kopalne.

Roczna wydajność produkcyjna wynosi obecnie 4000 ton płynnego metanolu, co odpowiada 5500 ton odzyskiwanego CO₂ (Carbon Recycling International).

17.5.4. ORF Genetics – produkcja białek

Przedsiębiorstwo ORF Genetics założono w 2001 r. z myślą o opracowywaniu innowacyjnych, opłacalnych i możliwych rozwiązań w produkcji białek rekombinowanych. Jako podłoże transportowe w produkcji rekombinowanych ludzkich i zwierzęcych czynników wzrostu firma wykorzystuje ziarna jęczmienia. Dorobek ORF Genetics obejmuje produkty do badań technologii bazujących na komórkach macierzystych, pielęgnacji skóry, biofarmaceutyków oraz dla branży produkcji mięsa z hodowli komórkowych. Jęczmień rośnie w szklarni o powierzchni 2016 m² (ryc. 17.5.1) wykorzystującej geotermię do ogrzewania i produkcji, co przekłada się na ujemny ślad węglowy (ORF Genetics).



Ryc. 17.5.1. Szklarnia ORF Genetics

17.6. Varmaorka – energia elektryczna i ciepło z małych źródeł geotermalnych

Varmaorka to islandzka firma specjalizująca się w produkcji energii elektrycznej i ciepła z małych źródeł geotermalnych. Produkcja energii w systemach binarnych jest technologią znaną i wykorzystywaną zarówno w przypadku ciepła odpadowego, jak i geotermii. Jeśli pozostałe ciepło zostanie wykorzystane w sposób bezpośredni (ogrzewanie pomieszczeń, suszenie), mówimy o kogeneracji. W Islandii wody o temperaturze poniżej 180°C zazwyczaj nie używa się do produkcji energii elektrycznej, jednak istnieją pewne wyjątki, którymi są elektrownie Svartsengi i Husavik. W elektrowniach binarnych stosuje się różne rodzaje turbin i wirników, od turbin tradycyjnych po sprężarki śrubowo-spiralne działające w trybie rozprężania (zmniejszanie ciśnienia zamiast kompresji, przeciwnie niż w tradycyjnych pompach ciepła). W ramach rozbudowy niedawno zainstalowano wysokoobrotową rozprężarkę wykorzystującą różnicę ciśnień. Rozprężarkę wyprodukowała firma Climeon ze Szwecji współpracująca na Islandii z lokalnym przedsiębiorstwem Varmaorka. Obecnie działa kilka bloków o mocy 150 kW w dwóch miejscowościach: Fludir (ryc. 17.6.1) i Reykholt.



Ryc. 17.6.1. Widok ogólny obiektów ORC we Fludir (Varmaorka)

Literatura

- Carbfix: Direct Air Capture (www.carbfix.com/direct-air-capture).
- Carbon Recycling International. Projects (www.carbonrecycling.is/projects).
- Grónir I. 2021. Tækifæri fyrir Ísland (www.islandsstofa.is/media/1/graenir-idngardar-14-sept-2021).
- Green by Iceland. GeoSilica (www.greenbyiceland.com/geosilica/).
- Green by Iceland. The future of agriculture and algaculture (www.greenbyiceland.com/the-future-of-agriculture-and-algaculture/).
- Green by Iceland: VAXA FARM (www.greenbyiceland.com/vaxa-farm/).
- HS Orka. Our Partners. Resourcepark (www.resourcepark.is/our-partners/).
- Huhta R. 2021. The Farm Of The Future: VAXA Introduces A New Way Of Farming (www.grapevine.is/icelandic-culture/2021/10/08/the-farm-of-the-future-vaxa-introduces-a-new-way-of-farming/).
- Kristjánsson H. 2021. Íslenskur landbúnaður sagður í kjörstöðu til að endurvinna plast sem til fellur í greininni (www.bbl.is/folk/lif-og-starf/islenskur-landbunadur-sagdur-i-kjorstodu-til-ad-endurvinna-plast-sem-til-fellur-i-greininni).
- ON. Geothermal Park (www.on.is/en/environment/geothermal-park/).
- ORF Genetics. Our Technology (www.orfgenetics.com/our-technology/).
- Saltverk: Press (www.saltverk.com/pages/press).
- Saltverk: Sustainability (www.saltverk.com/pages/sustainability).
- Snóbjörnsdóttir S.Ó., Steiñórsdóttir K., Snorradóttir S.Ó., Helgason K. 2020. Protecting Our Climate by Turning CO₂ Into Stone (www.carbfix.com/protecting-our-climate-by-turning-co2-into-stone).
- Stefánsson S.E. 2020: Nýr búnaður fyrir 150 milljónir (www.mbl.is/vidskipti/frettir/2020/02/07/nyr_bunadur_fyrir_150_milljонir/).
- Tanja, 2018. Business model in Iceland GeoSilica (www.socialenterprisebr.net/2018/03/business-model-in-iceland-geosilica/).
- www.carbfix.com/atlas
- Varmaorka. Kópsvatn (www.varmaorka.is/en-US/projects/kopsvatn/).

18. Kierunki innowacyjnych zastosowań wody i energii geotermalnej –

przykłady z Polski

18.1. Zwiększenie znaczenia odbiorcy w geotermalnych systemach ciepłowniczych

Jednym z kierunków propagujących efektywne wykorzystanie energii geotermalnej w systemach energetycznych jest nieco odmienne podejście do roli odbiorcy w systemie. Dominuje tu pragmatyczne z biznesowego punktu widzenia podejście, że zdecydowanie łatwiej jest dopasować możliwości systemu energetycznego, w tym w szczególności źródła energii, do wymagań odbiorcy, niż dopasować wymogi stawiane przez system przez odbiorcę.

Wyższe koszty wytwarzania energii i tak ostatecznie pokryje odbiorca. Praktyczność tego podejścia związana jest częściowo z tym, że zmiana w instalacji odbiorcy wymaga zmian w tej częściach instalacji, która nie jest własnością operatora systemu energetycznego. Ważne jest jednak by przekonać odbiorcę do tego, że on również wpływa na sposób pracy systemu energetycznego. W tym koszty wytwarzania energii. Nie chodzi tu o oczywistą zależność wiążącą popyt na ilość energii z opłatami. Chodzi o zwrócenie uwagi, że parametry, z jakimi musi pracować źródło, wpływają na koszty pokrycia potrzeb energetycznych. W głównej mierze chodzi o wymaganą temperaturę zasilania. Poprzez temperaturę odbiorca wpływa również na koszty wytwarzania i przesyłu energii (niższa temperatura oznacza mniejsze straty ciepła w rurociągach).

Zadać można pytanie: dlaczego zawsze za jednostkę energii płacimy tyle samo? Powinno być oczywiste, że jeżeli zamiast 70°C do zaspokojenia potrzeb potrzebować będą 40°C, powinienem płacić mniej. Skoro temperatura nośnika energii jest w przybliżeniu zawsze stała, to energię w przedziale temperatur od 70 do 40°C może zużyć ktoś inny. A razem możemy złożyć się na koszty eksploatacji instalacji. Wówczas cena jednostki energii będzie niższa. Gdyby uzależnić cenę energii od temperatury, dostarczylibyśmy odbiorcy argument, dla którego warto byłoby inwestować w modernizację instalacji ogrzewania. Licząc na przyszłe oszczędności, odbiorca miałby szansę odzyskać część, a może nawet całość zainwestowanych pieniędzy. Z prawnego punktu widzenia w obecnej chwili uzależnienie ceny energii od jej poziomu temperaturowego nie jest możliwe. Z technicznego punktu widzenia jest ono jednak realne. Liczniki energii cieplnej wyposażone

są w termometry, zatem operacja z technicznego punktu widzenia jest dość łatwa w realizacji. Nie mówiąc już o tym, że w sytuacji, gdy nośnik energii ma zawsze taką samą temperaturę na zasilaniu, to można przejść na opłaty nie za ilość ciepła, a za ilość/objętość pobranej wody. Można przypuszczać, że takie podejście przeniosłoby inwestycję w zakresie modernizacji instalacji grzewczych w całości na odbiorcę energii. Otworzyłoby to dodatkową drogę do upowszechnienia kaskadowego łączenia odbiorców energii w ramach systemu.

Obniżając temperaturę powrotu, powodujemy wzrost mocy ujęcia. Jeżeli przyrostem mocy nie jesteśmy zainteresowani, to argumentem za redukcją strumienia jest redukcja kosztów pompowania wody geotermalnej. Można oczekiwać wzrostu poziomu zwierciadła wody w otworze produkcyjnym i spadku wymagań co do ciśnienia zatłaczania w otworze chłonnym. Przy mniejszym wymaganym strumieniu płynu geotermalnego spodziewać się można spadku zapotrzebowania na dodatkową energię elektryczną.

Jeżeli skupimy się na praktycznym zastosowaniu teoretycznych wskazówek dotyczących optymalnej konfiguracji energetycznej systemów geotermalnych to, niestety, trudno jest obecnie wskazać przykłady całkowicie je spełniające wykorzystania energii geotermalnej w Polsce. Niektóre instalacje ciepłownicze wpisują się częściowo w rozwiązania technicznie poprawne i skuteczne. Można tu wspomnieć o systemie zarządzanym przez PEC Geotermia Podhalańska SA, gdzie osiągnięto wymagane temperatury zasilania systemu ciepłowniczego zbliżone do temperatury wody złożowej. Efekt tych działań jest doskonale widoczny: 97,08% energii w tym systemie pochodzi z geotermii (PEC Geotermia Podhalańska 2022). Instalacja kaskadowego wykorzystania energii, którą testowo i demonstracyjnie uruchomiono w Doświadczalnym Zakładzie Geotermalnym IGSMiE PAN na Podhalu pokazała, że praktyczna adaptacja idei kaskadowych systemów geotermalnych jest, a raczej była możliwa, już wiele lat temu. Intensywny rozwój branży rekreacyjnej, wellness & spa, balneoterapeutycznej pokazał, że cieszy się ona dużym zainteresowaniem. Stanowią też idealnego

odbiorcę energii niskotemperaturowej, po wcześniejszym wykorzystaniu ciepłowniczym. Dodatkowe zagospodarowanie wody geotermalnej jako wartościowego surowca wpływa na inne, pozaenergetyczne efekty. Być może rosnące ceny nośników energii zintensyfikują technicznie dostępne i w miarę proste działania zmierzające do podniesienia efektywności systemów geotermalnych. Oczywiście modernizacja systemu ciepłowniczego, szczególnie wymagająca interwencji w instalacje odbiorcy, jest bardzo trudna. Problematyką w tym zakresie zajmuje się realizowany w IGSMiE PAN projekt *Poprawa efektywności wykorzystania energii geotermalnej poprzez dopasowanie charakterystyki odbiorcy*, User4GeoEnergy Projekt (nr 2018-1-0502) finansowany przez Islandię, Liechtenstein i Norwegię za pośrednictwem Funduszu Grantów EOG i Norweskiego Funduszu Współpracy Regionalnej (IGSMiE PAN, 2022). Projekt jest kolejnym realizowanym przy wsparciu MF EOG i NMF, a uitorowały mu drogę dwa pionierskie projekty z lat 2016–2017 ukierunkowane na zagadnienia geotermalne w Polsce z udziałem partnerów z Polski, Islandii, a w niektórych przypadkach także Norwegii i EGEC (www.eeagrants.agh.edu.pl): *Potencjał dla wykorzystania energii geotermalnej w Polsce – miasto Poddębice* (2016–2017, MF EOG 2009–2014, Fundusz Współpracy Dwustronnej) oraz *Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce* (2017, MF EOG 2009–2014, Fundusz Współpracy Dwustronnej).

Ostatnie lata wskazują na zdecydowany rozwój i upowszechnienie technologii pomp ciepła, również dotyczy to instalacji geotermalnych. Pompy ciepła pozwalają podnieść temperaturę niskotemperaturowych zasobów energii cieplnej. Ich zastosowanie jest wskazane wszędzie tam, gdzie temperatura zasobów energii geotermalnej nie jest możliwa do bezpośredniego wykorzystania. W praktyce oznacza to temperatury poniżej 40°C. Pamiętajmy jednak, że woda o temperaturze 40°C z powodzeniem stanowić może źródło energii dla bezpośredniego wykorzystania w instalacjach ogrzewania wielkopowierzchniowego. Efektywnie można ją wykorzystać ochładzając, bez użycia pomp ciepła do temperatury rzędu 28°C. Oczywiście instalacja czy też modernizacja istniejących instalacji grzewczych w użytkowanych obiektach jest raczej trudna lub niemożliwa (np. w obiektach zabytkowych). Możliwe jest jednak przeprowadzenie zabiegów zmierzających do zwiększenia powierzchni grzejnej grzejników i obniżenie wymaganych temperatur roboczych. Nawet jeżeli nie będziemy w stanie obejść się bez pomp ciepła, to warunki ich pracy ulegną zdecydowanej poprawie (wzrośnie współczynnik efektywności grzejnej). Będąc w zasięgu geotermalnego źródła energii, w przypadku nowych obiektów warto wykorzystać ogrzewanie wielkopowierzchniowe. Nowy budynek może zostać włączony do systemu kaskadowo, po zaspokojeniu potrzeb obiektu, który wymaga wyższych temperatur zasilania.

18.2. Efektywne wykorzystanie schłodzonych wód geotermalnych

Jak wcześniej podawano, w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN od wielu lat prezentowany jest pięciostopniowy system kaskadowego odbioru i wykorzystania ciepła geotermalnego, oparty na obiegu wtórnym wody ciepłowniczej, który obejmuje sieć ciepłowniczą i ciepłą wodę użytkową dla obiektów Laboratorium; suszarnię drewna; szklarnię parapetową; obiekt chowu ryb ciepłolubnych; tunele foliowe do upraw warzyw. W 2010 r. system został wzbogacony o stanowisko odsalania wód geotermalnych, oparte na metodach membranowych. Obejmuje ono zintegrowany proces łączący odżelazianie wody z wykorzystaniem złoża katalitycznego, ultrafiltrację i dwa niezależne systemy nanofiltracji / odwróconej osmozy umożliwiające modelowanie właściwości fizykochemicznych ochłodzonej wody geotermalnej z odzyskiem permeatu spełniającego wymogi wody przeznaczonej do spożycia i na cele gospodarcze oraz koncentratu o wielokierunkowym zagospodarowaniu (Tomaszewska 2014) (ryc. 18.2.1).

Wskazanie optymalnych rozwiązań technologicznych i ekonomicznych dla zagospodarowania potencjału schłodzonych wód geotermalnych wykorzystanych

uprzednio w celach energetycznych to obszar badawczy realizowany z powodzeniem od ponad dekady. Ma on na celu zaprezentowanie rozwiązań ukierunkowanych na racjonalizację gospodarki wodami geotermalnymi, w szczególności w przypadkach, gdy wody te nie są zatłaczane do górotworu, a zrzucane do wód powierzchniowych, kanalizacji lub tylko częściowo włączane do górotworu. Nowe udokumentowane możliwości zagospodarowania schłodzonych wód geotermalnych to m.in.:

- wykorzystanie jako wody przeznaczonej do spożycia i na cele gospodarcze, zarówno wód które eksploatowane są z górotworu jako wody słodkie, jak również wdrażając zaawansowane procesy odsalania dla wód słonawych, bardziej zmineralizowanych;
- wykorzystanie odsolonych i uzdatnionych wód jako wód sieciowych do dystrybucji ciepła i ciepłej wody użytkowej w sieciach ciepłowniczych;
- wytwarzanie koncentratów i soli na bazie wód geotermalnych o właściwościach prozdrowotnych, balneologicznych, jak również leczniczych. Udokumentowano możliwość wytwarzania roztworów do inhalacji dróg oddechowych i płukań nosa oraz jamy ustnej w celu



Ryc. 18.2.1. System odsalania wód geotermalnych w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN (fot. B. Tomaszewska)

rozluźnienia i usunięcia śluzu oraz łagodzenia stanów zapalnych, do celów kąpielowych, kosmetycznych; kremów, płynów micelarnych;

- odzysku pierwiastków o znaczeniu gospodarczym, w szczególności litu, z wykorzystaniem procesów adsorpcji i desorpcji oraz procesów membranowych;
- wykorzystaniu uzdatnionych wód geotermalnych do nawadniania upraw prowadzonych w szklarniach ogrzewanych ciepłem geotermalnym;
- wytwarzania energii elektrycznej z gradientu zasolenia.

Prace badawcze zrealizowano poprzez kompleksowe i interdyscyplinarne badania w zakresie geotermii, hydrogeologii, wykorzystania technologii uzdatniania wód, inżynierii i ochrony środowiska, a także gospodarki wodnej, balneologii, modelowania w hydrogeologii i geotermii. Badania polegały na kompleksowym rozpoznaniu najbardziej optymalnych procesów dla ograniczenia kosztów oraz efektywnego usuwania z wód składników niepożądanych. Wykonane zostały szczegółowe testy jakości uzyskiwanego permeatu i koncentratu, celem dopełnienia wymagań jakościowych oraz prawnych dla wskazań i kierunków zagospodarowania wytworzonych produktów. Kompleksowości i multidyscyplinarnego podejścia do całości zagadnienia dopełniły rozważania dotyczące zasobów wód (ilości), jakie mogą zostać poddane procesom uzdatniania w danych uwarunkowaniach geologiczno-złożowych. W tym celu wykonano modelowania hydrodynamiczne pracy systemu geotermalnego w długiej perspektywie czasowej (50 lat). W wyniku badań potwierdzono możliwość zastosowania uzdatnionej wody geotermalnej do spożycia przez ludzi, jak również w celach gospodarczych, np. wykorzystania jako wody w ciepłowniczych systemach sieciowych. Z kolei koncentraty tych wód mogą być rozpatrywane jako surowce o znaczeniu balneologicznym i kosmetycznym (Tomaszewska

2018). Wyniki prac badawczych, które pozwoliły na wskazanie wymienionych zastosowań od 1 do 4 były prezentowane na licznych konferencjach oraz opublikowane w wielu pracach o zasięgu międzynarodowym (m.in. Tomaszewska i in. 2017a, 2017b, 2017c, 2018; Tomaszewska, Dendys 2018; Tyszer i in. 2021; Tyszer, Tomaszewska 2021a i b; oraz podsumowane w monografii pod red. Tomaszewskiej 2018; Siekierka i in. 2018; Wiśniewska i in. 2018).

Wykorzystanie uzdatnionych wód geotermalnych do nawadniania upraw prowadzonych w szklarniach ogrzewanych ciepłem geotermalnym (pkt 5) wpisuje się w racjonalizację wykorzystania zasobów wód i energii geotermalnej w sektorze spożywczym. Ciepło geotermalne jest stosowane w wielu innych krajach (m.in. na Islandii, Nowej Zelandii) do ogrzewania szklarni z uprawami owoców i warzyw. Innowacyjnym kierunkiem jest wykorzystanie nie tylko energii, ale również wody geotermalnej, czyli nośnika tej energii. Woda ta, po procesie schłodzenia często traktowana jest jako ściek/odpad. Przeprowadzone w IGSMiE PAN badania wykazały możliwość pozyskania wody o właściwościach fizykochemicznych odpowiednich dla kluczowej produkcji rolnej. Istnieje możliwość przygotowania, na bazie schłodzonej wody geotermalnej, roztworów wodnych do nawadniania, roztworów pozbawionych toksycznych pierwiastków i zawierających naturalne składniki, łatwo przyswajanych przez rośliny. Wydajność produkcji rolnej zależy w dużym stopniu od zabezpieczenia zasobów wody, energii i ziemi. Uprawy rolne, w zależności od gatunków roślin, wymagają odpowiedniego przygotowania wody, której skład fizykochemiczny powinien spełniać określone wymagania. Produkcja żywności jest coraz bardziej energochłonnym sektorem, a zapotrzebowanie na energię wymagane jest na wszystkich etapach łańcucha rolno-spożywczego. W wielu przypadkach koszty energii mogą stanowić znaczną część cał-

kwitego kosztu produkcji w rolnictwie, uwzględniając również koszty nawadniania (Tomaszewska i in. 2021a, 2021b). Rycina 18.2.2 prezentuje efekty upraw w trakcie prac badawczych nad projektem *Woda-Energia-Żywność: Wody geotermalne dla rolnictwa, Geo4Food*, w ramach umowy bilateralnej polsko-tureckiej POLTUR3/Geo4Food/4/2019, finansowanej ze środków NCBIr oraz TÜBITAK.

Energia gradientu zasolenia określana jako SGP (ang. *Salinity Gradient Power*), SGE (ang. *Salinity Gradient Energy*) lub SDE (ang. *Salinity Difference Energy*), ale również jako *Blue – energy* jest to energia wykorzystująca różnicę potencjału elektrochemicznego pomiędzy roztworami o wysokim stężeniu soli a tymi o niższej mineralizacji (Bryjak i in. 2018; Siekierka i in. 2020; Bundschuh i in. 2021). Mieszając dwa strumienie roztworów o różnym zasoleniu można generować energię elektryczną. Koncepcja takiego wykorzystywania ma swoje korzenie w obserwacji natury, a mianowicie generacji prądu przez strętę, potocznie zwaną węgorzem elektrycznym. Pomimo że technologia we wczesnej fazie została opisana już w 1954 r. przez Pattle (1954), to spotykała się wówczas z barierą w postaci ograniczonego dostępu do technologii z zakresu wysokowydajnych membran. Od kilku lat obserwuje się wzrost zainteresowania tym zagadnieniem w odniesieniu do generacji prądu z mieszania strumieni wody morskiej i słodkiej. Potencjał, jaki niesie za sobą ta technologia, według różnych źródeł jest szacowany od 1,4 TW do 2,6 TW w skali świata (Tufa i in. 2018; Bundschuh i in. 2021).



Ryc. 18.2.2. Uprawy szklarniowe przy zastosowaniu wód i energii geotermalnej w Laboratorium Geotermalnym IGSMiE PAN (Projekt Geo4Food)

Szczególnie interesujące może być w przyszłości pozyskiwanie energii z gradientu zasolenia w oparciu o mieszanie strumieni wysokozasolonych wód geotermalnych z wodami słonymi. Tym zagadnieniom poświęcony był projekt Geotherm (Zagospodarowanie wód geotermalnych: odzysk energii oraz produkcja wody).

18.3. Retencja wody w płytszych poziomach wodonośnych

W 2018 r. zakończony został projekt zrealizowany przez Geotermię Mazowiecką SA (lidera) we współpracy z IGSMiE PAN oraz Politechniką Warszawską ukierunkowany na opracowanie innowacyjnej, co najmniej w skali kraju, metody magazynowania wykorzystanych energetycznie wód geotermalnych w płytkich horyzontach wodonośnych. W jego ramach wykonano badania i obserwacje zmierzające do ustalenia optymalnych parametrów procesu zatłaczania wykorzystanych energetycznie wód geotermalnych z uwzględnieniem własności zbiorniko-

wych poziomu czwartorzędowego, który stanowić ma dla nich kolektor. Opracowano prototyp platformy badawczej wraz z systemem doprowadzającym wykorzystane energetycznie wody geotermalne, której częścią są otwory badawcze. Jest to kierunek dla retencjonowania wykorzystanych energetycznie wód geotermalnych poprzez ich magazynowanie w poziomie czwartorzędowym, co w przypadku wód słodkich stanowi sposób poprawy bilansu wodami zwykłymi (Bujakowski i in. 2021).

18.4. Magazynowanie ciepła w górotworze

Podziemne magazynowanie ciepła w górotworze (ang. *Underground Thermal Energy Storage, UTES*) jest jedną z najbardziej obiecujących metod sezonowego, a zatem długoterminowego magazynowania ciepła.

Magazynowanie takie pozwala wyrównać krzywą zapotrzebowania na moc cieplną lub/oraz chłodniczą, ograniczając w ten sposób wykorzystanie źródeł szczytowych. Metoda ta doczekała się już licznych rozwiązań techno-

logicznych. Część z tych technologii, w tym m.in. BTES, a zwłaszcza ATES, przeszły już wiele lat temu z fazy badawczej do komercyjnej oferując rozwiązania konkurencyjne rynkowo względem tradycyjnych sposobów dostarczania ciepła. Badania i wdrożenia w zakresie podanych technologii zainicjowano także w Polsce. Poniżej krótko omówiono obie wspomniane technologie.

BTES (ang. *Borehole Thermal Energy Storage*) – jest to magazynowanie ciepła (rzadziej chłodu), które odbywa się za pomocą otworowych wymienników ciepła i polega na przemianym składowaniu oraz pobieraniu ciepła z górotworu. Cykl magazynowania i pobierania energii ma charakter sezonowy. Akumulatorem dla gromadzonego ciepła jest grunt lub skały, a nie warstwa wodonośna. Jednostkowa pojemność cieplna magazynów w technologii BTES wynosi około 15–30 kWh/m³ gruntu. Magazynowanie oraz pobieranie ciepła odbywa się w obiegu zamkniętym poprzez umieszczenie pojedynczych lub podwójnych U-rurek wypełnionych cieczą w odwierconych otworach. Typowa średnica otworu to 150 mm (Cabeza 2015). Przestrzeń pomiędzy U-rurkami i ściankami otworu jest wypełniona zaczynem cementowym o wysokim współczynniku przewodzenia. Struktura geometryczna systemu BTES składa z jednego do kilkuset pionowych wymienników ciepła ułożonych najczęściej radialnie od centrum układu ku jego brzegom. Odległość pomiędzy kolejnymi otworami jest rzędu od 2 do 5 m (Cabeza 2015). Głębokość otworów wynosi przeważnie od kilkunastu do około 200 m. W zasadzie każdy rodzaj gruntu i skał, od luźnych piasków po skały krystaliczne, może służyć jako akumulator energii cieplnej. Obecność wody jest niepożądana ze względu na ryzyko adwekcji ciepła.

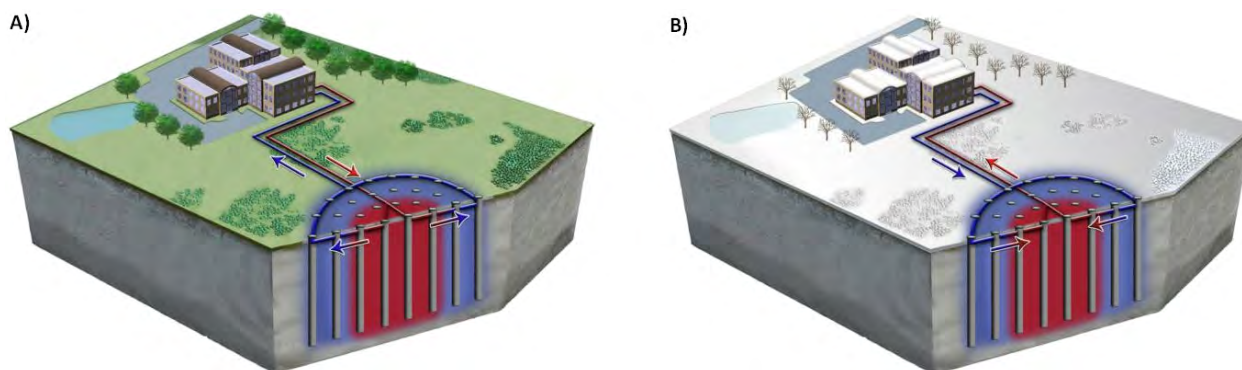
W trakcie sezonu letniego, przy nadmiarze ciepła pochodzącego m.in. z kolektorów słonecznych, ogrzana ciecz jest transportowana w kierunku od centrum układu wymienników ku jego obrzeżom. W ten sposób następuje stopniowe oddawanie ciepła do gruntu, przy czym centrum magazynu posiada wyższą temperaturę niż jego obrzeże. W okresie zimowym następuje odwrócenie obiegu. Chłodna ciecz jest pompowana od wymienników znajdujących się na obrzeżach w kierunku centrum układu, stopniowo odbierając ciepło z gruntu (ryc. 18.4.1) i podnosząc swoją temperaturę. Temperatura krążącej

cieczy w centrum układu wymienników może wynosić nawet 90°C, co jest podyktowane zarówno charakterem źródła ciepła, jak i termoodpornością materiału, z którego wykonano U-rurki. Źródłem ciepła mogą być kolektory słoneczne, ciepło odpadowe z procesów przemysłowych lub też inne formy nadwyżki energii cieplnej. Wygrzewanie górotworu (w centrum) do osiągnięcia zakładanej pojemności cieplnej układu może trwać kilka lat.

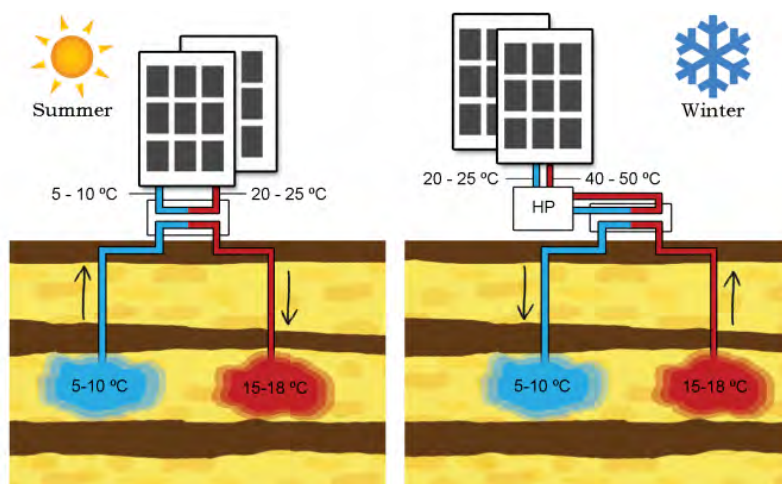
Koszty inwestycyjne (CAPEX) komercyjnych instalacji BTES można oszacować na poziomie 1–3 EUR/kWh pojemności cieplnej, natomiast koszty operacyjne (OPEX) na poziomie 3 do 10 EUR/MWh (Lautkankare 2021). Jak podają Mangold i Deschaintre (2015) oraz Kallesře i in. (2021), ekonomicznie opłacalna inwestycja w magazyn ciepła w BTES zaczyna się od pojemności około 20 000 m³, co odpowiada pojemności cieplnej około 400 MWh, tj. 1,44 TJ.

W Polsce badania nad rozwojem technologii BTES (nie samymi otworowymi wymiennikami ciepła) trwają od niedawna, bo zaledwie od kilku lat. Prawdopodobnie pierwsza w Polsce klasyczna instalacja BTES wykorzystująca zewnętrzne źródło ciepła powstanie w Bańskiej Niżnej na terenie Laboratorium Geotermalnego IGSMiE PAN. Wstępne założenia obejmują wykonanie 36 otworowych wymienników ciepła o głębokości 20 m, dla których źródłem ciepła może być zarówno pobliski odwiert geotermalny Bańska IG-1 (temperatura wody na wypływie osiąga do 82°C), jak i instalacja kolektorów słonecznych o szacunkowej powierzchni czynnej około 200 m². Oba źródła ciepła powinny umożliwić wygrzanie rdzenia gruntowego magazynu ciepła do temperatury około 70°C. Wykorzystany zostanie również pośredni zbiornik (zasobnik) ciepła do krótkoterminowego magazynowania i odbioru ciepła. Prace badawcze trwają, a uruchomienie instalacji jest przewidziane na przełomie I i II kwartału 2023 r.

ATES (ang. *Aquifer Thermal Energy Storage*) – jest to sposób niskotemperaturowego magazynowania ciepła i chłodu w warstwie wodonośnej, który polega na wykonaniu minimum 1 pary otworów (tzw. dubletu) udostępniających wytypowany poziom wodonośny. Jeden z otworów w parze pełni rolę otworu zimnego służącego magazynowaniu chłodu, a drugi rolę otworu ciepłego – do



Ryc. 18.4.1. Schemat ideowy działania systemu BTES: A. w okresie letnim, B. w okresie zimowym (<http://www.underground-energy.com/BTES.html>)



Ryc. 18.4.2. Schemat ilustrujący pracę systemu ATES w trybie cyklicznym (Bloemendal i in. 2018)

magazynowania ciepła. W sezonie letnim woda o temperaturze około 5–10°C wydobywana z otworu zimnego jest kierowana do wymiennika ciepła, w którym odbiera ciepło z klimatyzowanego budynku. Po przejściu przez wymiennik woda podgrzana przeważnie do temperatury około 15–18°C jest zatłaczana do otworu ciepłego. W sezonie zimowym następuje odwrócenie obiegu. Woda z otworu ciepłego kierowana jest na parowacz sprężarkowej pompy ciepła, dzięki czemu możliwe jest podgrzanie wody powrotnej z budynku do temperatury 40–50°C, podczas gdy woda pochodząca z warstwy wodonośnej jest schładzana do temperatury około 5–10°C, a następnie zatłaczana do otworu zimnego (ryc. 18.4.2). Jeśli woda eksploatowana otworem zimnym w sezonie letnim ma temperaturę 6°C lub niższą, to może być stosowana do chłodzenia bezpośrednio, tj. z pominięciem pompy ciepła. W ten sposób uzyskuje się bardzo efektywny ekonomicznie sposób chłodzenia (z ang. *free cooling*).

Systemy ATES pracujące w trybie cyklicznym wymagają zasadniczo warstwy wodonośnej zdolnej do gromadzenia i oddawania wody (piasków i żwirów wodonośnych o miąższości >10 m, zwykle 20–50 m) o wysokim współczynniku filtracji (powyżej $1 \cdot 10^{-5}$ m/s), a jednocześnie o niewielkim gradiencie hydraulicznym i niskiej naturalnej prędkości filtracji wód (<25 m/rok), co pozwala na minimalizację adwekcyjnych strat ciepła. Taka warstwa powinna być ograniczona od dołu i góry warstwami nieprzepuszczalnymi (m.in. glinami) dla ochrony przed mieszaniem wód podgrzanych z chłodniejszymi, np. wodami opadowymi (Lee 2013; Sommer i in. 2014; Malina, Bujak 2017; Miecznik, Skrzypczak 2019). Należy też unikać gradientów geochemicznych, gdyż mieszanie wód o różnym składzie chemicznym może spowodować kolmatację filtrów studziennych oraz obniżenie sprawności i wydajności studni, a w konsekwencji zwiększyć koszty eksploatacji systemu.

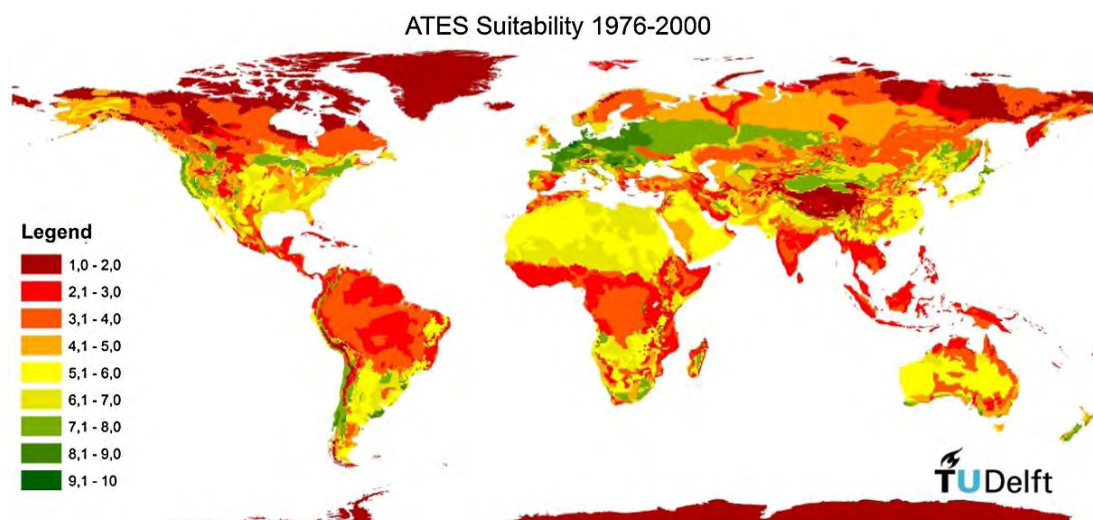
Typowy odbiorca energii cieplnej pozyskiwanej w technologii ATES to duży obiekt kubaturowy wymagający chłodzenia w sezonie letnim oraz ogrzewania ni-

skotemperaturowego w sezonie zimowym (ogrzewanie podłogowe lub nadmuchowe) – duże budynki mieszkalne, biurowce, szpitale, centra komputerowe wymagające stałego chłodzenia, muzea, magazyny, szklarnie, dworce kolejowe, terminale lotniskowe.

Technologia ATES jest bardzo popularna w Holandii, gdzie w latach 1990–2020 oddano do użytku ponad 2800 instalacji, co stanowi około 85% liczby wszystkich instalacji ATES na świecie (Fleuchaus 2021). Technologia ta jest również stosunkowo popularna w Szwecji, Danii, Belgii oraz Anglii. Nieliczne instalacje znajdują się m.in. też w Chinach, USA, Niemczech i Norwegii.

Jednostkowa pojemność cieplna technologii ATES wynosi około 30–40 kWh/m³ objętości zbiornika z warstwą wodonośną. Jest to zatem około dwukrotnie wyższa gęstość magazynowania energii w porównaniu z BTES. Koszty inwestycyjne systemów ATES są silnie zależne od skali instalacji. Dla małych instalacji ATES o mocach rzędu 200 kW koszt jednostkowy wynosi około 600–900 EUR/kW, podczas gdy dla instalacji dużych rzędu kilku MW koszty jednostkowe kształtują się na poziomie 300 EUR/kW (Fleuchaus 2021). Dane te podano na podstawie Holandii – głównego rynku ATES na świecie. Czas zwrotu instalacji ATES jest stosunkowo krótki – średnio wynosi 6 lat, jeżeli stosowana jest zarówno w celu dostarczenia chłodu, jak i ciepła. Ze względu na możliwość dostarczania chłodu z pominięciem pompy ciepła duży odbiór chłodu pełni kluczową rolę w opłacalności systemu. Są znane instalacje ATES, których czas zwrotu jest szacowany na 2–5 lat (Fleuchaus 2021).

Podobnie jak w przypadku BTES, szersze zainteresowanie technologią ATES w Polsce rozpoczęło się niedawno. Nieliczne opracowania dotyczyły zarówno ogólnego przybliżenia tej technologii polskim czytelnikom (np. Miecznik 2016; Miecznik, Skrzypczak 2019), jej zastosowań w remediacji wód podziemnych (Malina, Bujak 2017) oraz kilku opracowań w skali regionalnej i lokalnej (Lemoine 2016, 2018, 2021; Bujakowski i in. 2016; Skrzypczak i in. 2017). Jak wykazali m.in. naukowcy z Uniwersytetu



Ryc. 18.4.3. Mapa świata przydatności obszarów do zastosowania technologii ATES na podstawie danych hydrogeologicznych i obserwacji klimatycznych z lat 1976–2000 (Bloemendal i in. 2015)

Technicznego w Delft (Bloemendal i in. 2015), Polska posiada na większości obszaru jedne z najlepszych na świecie warunków do stosowania technologii ATES, gdyż w naszej strefie klimatycznej jest zapotrzebowanie zarówno na ciepło, jak i na chłód. Zagregowana ocena obejmująca oba te czynniki wyniosła dla Polski od 7,1 do 9,0 w skali 1–10 (ryc. 18.4.3).

Środowiska naukowe w Polsce związane z geotermią od kilku lat zabiegają o pozyskanie finansowania dla szeroko zakrojonych prac badawczych dla oceny możliwości i warunków rozwoju technologii ATES w Polsce, a zwłaszcza opracowania szczegółowych map potencjału, np. w formie serwisu mapowego online (Geoportal). Karty z propozycjami projektów badawczych były składane przez zespół PIG-PIB, IGSMiE PAN oraz AGH m.in. do Ministerstwa Środowiska. Dotychczas brakuje jednak zainteresowania odpowiednich organów tym zagadnieniem.

Literatura

- Bloemendal M., Olsthoorn T., van den Ven F. 2015. Combining climatic and geo-hydrological preconditions as a method to determine world potential for aquifer thermal energy storage. *Science of the Total Environment* 538, 15.
- Bloemendal M., Jaxa-Rosen M., Olsthoorn T. 2018. Methods for planning ATES systems. *Applied Energy* 216.
- Bryjak M., Kabay N., Guler E., Tomaszewska B. 2018. Concept for energy harvesting from the salinity gradient on the basis of geothermal water. *WEENTECH Proc. Energy*.
- Bujakowski W., Bielec B., Skrzypczak R. 2016. Technologia ATES i możliwości jej zastosowania w rejonie piotrkowskim. *Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN* 92.
- Bujakowski W. 2021. Tematyka geotermalna w aktualnej działalności naukowo-badawczej IGSMiE PAN w latach 2019–2021 i plany na przyszłość. *Przegląd Geologiczny* 69(9).
- Bundschuh J., Kaczmarczyk M., Ghaffour N., Tomaszewska B. 2021. State-of-the-art of renewable energy sources used in water desalination: Present and future prospects. *Desalination* 508.
- Cabeza L.F. 2015: *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*. Woodhead Publishing, Cambridge.
- Fleuchaus P., Schüppler S., Godschalk B., Bakema G., Zorn R., Blum P. 2021. Techno-economic performance evaluation of Aquifer Thermal Energy Storage. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April – October 2021, Paper no. 29036*.
- Kallesře A.J., Vangkilde-Pedersen T., Nielsen J.E., Bakema G., Egermann P., Maragna C., Hahn F., Guglielmetti L., Koorneef J. 2021. HEATSTORE – Underground Thermal Energy Storage (UTES) – State of the Art, Example Cases and Lessons Learned. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April – October 2021, Artykuł nr 29091*.
- Lautkankare R., Sivula T., Martinkauppi B. 2021. Comparison Between Different Generations of BTES (Borehole Thermal Energy Storage) and Geothermal Heat Pumps. *Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April – October 2021, Paper no. 29037*.
- Lee K.S. 2013. *Underground Thermal Energy Storage*. Green Energy and Technology. Springer-Verlag, London.
- Lemoine G. 2016. Analiza niskotemperaturowego potencjału energetycznego obszarów młodoglacjalnych na przykładzie Pojezierza Kaszubskiego – podejście metodologiczne. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 55(1)
- Lemoine G. 2018. Perspektywy międzysezonowego magazynowania ciepła w płytkich warstwach wodonośnych z obszarów młodoglacjalnych na przykładzie Rynny Słuszeńskiej Wysoczyzny Żarnowieckiej. *Technika Po-*

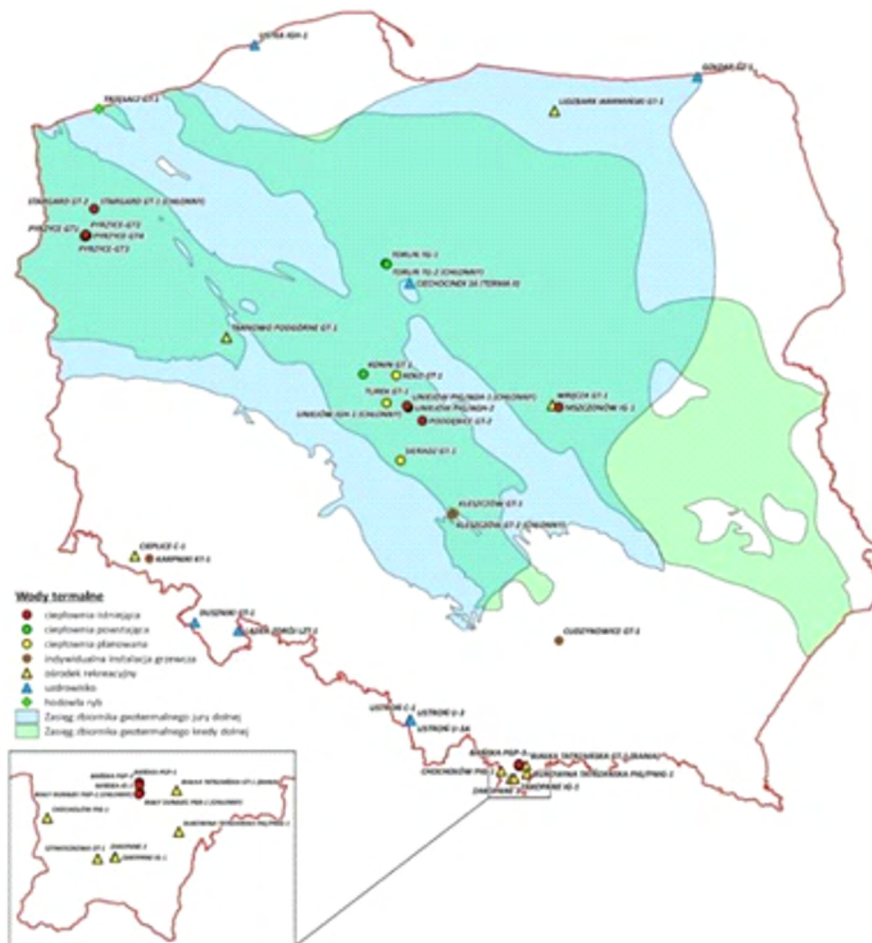
- szukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój 57(2).
- Lemoine G. 2021. Ocena możliwości wykorzystania płytkich wód podziemnych kościuskiej wyspy morenowej do sezonowego magazynowania chłodu i ciepła. *Przegląd Geologiczny* 69(10).
- Malina G., Bujak I. 2017. Ocena możliwości skojarzenia magazynowania energii cieplnej w warstwie wodonośnej z remediacją wód podziemnych. *Ochrona Środowiska* 39(3).
- Mangold D., Deschaintre L. 2015. Seasonal Thermal Energy Storage – Report on State of the Art and Necessary Further R+D. Stuttgart: International Energy Agency – Solar Heating & Cooling Programme (SHC), Task 45 Large Systems.
- Miecznik M. 2016. Podziemne magazynowanie energii cieplnej – metody i zastosowania. *Przegląd Geologiczny* 64(7).
- Miecznik M., Skrzypczak R. 2019. Initial assessment of the possibility of using ATES technology in Poland by low-temperature heat and cold consumers. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 22(1).
- Pattle R.E. 1954. Production of electric power by mixing fresh and salt water in the hydroelectric pile. *Nature* 174(4431).
- Siekierka A., Tomaszewska B., Bryjak M. 2018. Lithium Capturing From Geothermal Water By Hybrid Capacitive Deionization. *Desalination* 436.
- Siekierka A., Smolińska-Kempisty K., Bryjak M. 2020. Charge doped electrodes for power production using the salinity gradient in CapMix. *Desalination*, 495, 114670.
- Skrzypczak R., Kasztelewicz A., Lankof L., Miecznik M. 2017. Analiza warunków geologicznych dla systemu podziemnego magazynowania ciepła (ATES) w mieście Sochaczew. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 56(2).
- Sommer W.T., Doornenbal P.J., Drijver B.C., van Gaans P.F.M., Leusbrock I., Grotenhuis J.T.C., Rijnaarts H.H.M. 2014. Thermal performance and heat transport in aquifer thermal energy storage. *Hydrogeology Journal* 22(1).
- Tomaszewska B. 2014. Ocena możliwości efektywnego wykorzystania schłodzonych wód termalnych *Studia, Rozprawy, Monografie* 190.
- Tomaszewska B., Bodzek M., Rajca M., Tyszer M. 2017a. Geothermal water treatment. Membrane selection for the RO process. *Desalination and Water Treatment* 64.
- Tomaszewska B., Rajca M., Kmiecik E., Bodzek M., Bujakowski W., Tyszer M., Wątor K. 2017b. Process of geothermal water treatment by reverse osmosis. The research with antiscalants. *Desalination and Water Treatment*, 73.
- Tomaszewska B., Pająk L., Hołojuch G. 2017c. Energy and environmental analysis of disposing of concentrate by injecting it back into the deep geological formation. *Desalination and Water Treatment* 69.
- Tomaszewska B. 2018. New approach to the utilisation of concentrates obtained during geothermal water desalination. *Desalination and Water Treatment* 128.
- Tomaszewska B. red., Bujakowski W., Kępińska B., Bodzek M., Rajca M., Pająk L., Tyszer M., Dendys M., Kasztelewicz A., Miecznik M. 2018. *Pozyskanie Wód Pitnych Oraz Cieczy I Substancji Balneologicznych W Procesie Uzdatniania Wód Geotermalnych*. Kraków: IGSMiE PAN.
- Tomaszewska B., Dendys M. 2018. Zero-waste initiatives – waste geothermal water as a source of medicinal raw material and drinking water. *Desalination and Water Treatment* 112.
- Tomaszewska B., Pająk L., Bundschuh J., Bujakowski W. 2018. Low-enthalpy geothermal energy as a source of energy and integrated freshwater production in inland areas: technological and economic feasibility. *Desalination* 435.
- Tomaszewska B., Kabay N., Baba A., Bryjak M., Bujakowski W., Kępińska B., Gokcen Akkurt G., Tyszer M., Czubernat M., Mukti M., Kasztelewicz A., Eser Ökten H., Meriç M.K. 2021a. Woda-Energia-Żywność: Wody Geotermalne Dla Rolnictwa. VII Ogólnopolski Kongres Geotermalny 28–30 IX 2021. Książka Rozszerzonych Abstraktów. (https://Kongresgeotermalny.PI/Wp-Content/Uploads/2021/12/Vii_Okg-Ksi%C4%85%C5%Bcka_Abstrakt%C3%B3w_2021-End.pdf).
- Tomaszewska B., Tyszer M., Czubernat M., Mukti M., Kępińska B., Bujakowski W. 2021b. Hydroponiczne i glebowe uprawy sałaty z wykorzystaniem wody i energii geotermalnej. VII Ogólnopolski Kongres Geotermalny 28–30 IX 2021. Książka Rozszerzonych Abstraktów (https://Kongresgeotermalny.PI/Wp-Content/Uploads/2021/12/Vii_Okg-Ksi%C4%85%C5%Bcka_Abstrakt%C3%B3w_2021-End.pdf).
- Tufa R.A., Pawłowski S., Veerman J., Bouzek K., Fontananova E., Di Profio G., Curcio E. 2018. Progress and prospects in reverse electrodialysis for salinity gradient energy conversion and storage. *Applied Energy* 225.
- Tyszer M., Bujakowski W., Tomaszewska B., Bielec B. 2020. Geothermal Water Management Using the Example of the Polish Lowland (Poland) – Key Aspects Related to Co-Management of Drinking and Geothermal Water. *Energies* 13(10), DOI: 10.3390/en13102412.
- Tyszer M., Tomaszewska B. 2021. A detailed analysis of the influence of selected process parameters on the desalination of geothermal water using nanofiltration/reverse osmosis membranes. *Desalination and Water Treatment* 214.
- Wiśniewska M., Fijałkowska G., Ostolska I., Franus W., Nosal-Wiercińska A., Tomaszewska B., Gościńska J., Wójcik G. 2018. Investigations of the possibility of lithium acquisition from geothermal water using natural and synthetic zeolites applying poly(acrylic acid). *Journal of Cleaner Production* 195.
- www.eeagrants.agh.edu.pl
<https://www.geoportal.gov.pl>
<https://www.solarthermalworld.org/>
<http://www.underground-energy.com/BTES.html>

19. Zakład geotermalny w Mszczonowie

19.1. Wprowadzenie

Zakład geotermalny w Mszczonowie jest jednym z siedmiu obecnie pracujących w Polsce, które zajmują się wytwarzaniem i dystrybucją ciepła. Jest trzecim pod względem kolejności uruchamiania (2000 r.), po Podhalu i Pyrzycach, a przed Uniejowem, Stargardem, Poddębicami i Toruniem. Przegląd wymienionych oraz innych instalacji geotermalnych w Polsce podano w rozdziale 10. Zawiera on m.in. zwięzłe informacje o instalacji w Mszczonowie, która jest przykładem dobrych praktyk zagospodarowania energii geotermalnej w Polsce wybranym jako jedno z miejsc odwiedzanych podczas wizyty

technicznej w ramach działań szkoleniowych w Polsce w Projekcie *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie geotermii* dofinansowanym ze środków MF EOG. Rycina 18.1.1 przedstawia lokalizację wybranych otworów geotermalnych w Polsce oraz ich obecne wykorzystanie, m.in. w Mszczonowie, na tle zasięgów zbiorników dolnej kredy i dolnej jury na Niżu Polski, które są szczególnie perspektywiczne dla wykorzystania wód i energii geotermalnej w ciepłownictwie, zwłaszcza sieciowym.



Ryc. 19.1.1. Otwory geotermalne w Polsce i ich zagospodarowanie (na podstawie CBDH 2021); zasięgi zbiornika dolnej jury i dolnej kredy według Góreckiego red. i in. 2006

19.2. Ogólna charakterystyka Zakładu Geotermalnego w Mszczonowie

Firma Geotermia Mazowiecka SA – podstawowe informacje

Odwiert geotermalny Mszczonów IG-1 wykonano w latach 1976–1977 w celu m.in. poszukiwań złóż ropy i gazu. Z uwagi na brak ich zasobów odwiert zlikwidowano poprzez zamknięcie wytypowanych horyzontów zbiornikowych korkami cementowymi. Po zakończeniu prac wiertniczych przeprowadzono pełną rekultywację terenu wiertni, a w miejscu otworu powstał plac handlowy (Bujakowski 2015).

W 1992 r. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk przedstawił władzom samorządowym Żyrardowa inicjatywę wykorzystania ciepła wód geotermalnych stwierdzonych w wymienionym otworze. W listopadzie 1991 r. Przedsiębiorstwo Geologiczne Polgeol opracowało *Projekt rekonstrukcji i badań hydrogeologicznych wód geotermalnych z horyzontu kredowego w otworze Mszczonów IG-1* (Bujakowska i in. 1991). 16 czerwca 1994 r. nastąpiło formalne powołanie Geotermii Żyrardowskiej SA i rozpoczęcie jej funkcjonowania. W 1995 r. Spółka zmieniła nazwę na „Geotermia Mazowiecka SA” oraz rozszerzyła akcjonariat. Przygotowano projekt wykorzystania wody geotermalnej do celów grzewczych. Analiza geologiczna danych archiwalnych oraz analiza potencjału rynku ciepłowniczego miasta Mszczonowa wykazały, iż najbardziej perspektywicznym jest poziom dolnej kredy w głębokości około 1600–1700 m p.p.t. i o temperaturze wody na wypływie 42°C (Balcer 2015). Dodatkowym atutem udostępnienia tego poziomu wodonośnego był fakt, iż zawarte w nim wody geotermalne są słabo zmineralizowane, co otwierało także inne perspektywy ich wykorzystania, m.in. do celów pitnych czy też rekreacyjnych.

W 1996 r. na podstawie wniosku do Komitetu Badań Naukowych opracowanego przez IGSMiE PAN rozpoczęto prace rekonstrukcyjne w otworze oraz budowę Zakładu Geotermalnego w Mszczonowie. W 1997 r. Zakład ten rozpoczął produkcję energii cieplnej. Jego uroczyste otwarcie nastąpiło 25 maja 2000 r.

Koszt inwestycji wyniósł blisko 10 mln złotych (Kurek 2015). Woda geotermalna została zagospodarowana przede wszystkim do celów ciepłowniczych, a od 2008 r. zasila obiekt rekreacyjny „Termy Mszczonowskie”. Woda geotermalna, po oddaniu części ciepła, jest stosowana także do celów pitnych. Woda geotermalna o temperaturze 40,5°C skutecznie ogrzewa odbiorców w Mszczonowie do momentu, gdy temperatura zewnętrzna nie spada poniżej –5,0°C. Przy spadku temperatury poniżej –5,0°C jest dodatkowo podgrzewana gazem (Balcer 2015). Schłodzona woda geotermalna, po przejściu przez instalację odżelaziania, jest kierowana do miejskiej sieci wodociągowej jako woda pitna o stwierdzonej wysokiej jakości.

W 2011 r. Geotermia Mazowiecka SA zrealizowała kolejną inwestycję w swoim systemie ciepłowniczym *Budowa instalacji odzysku ciepła II stopnia w Zakładzie Geotermalnym w Mszczonowie*.

Pod nazwą Geotermia Mazowiecka SA funkcjonuje nie tylko Zakład Geotermalny w Mszczonowie. W 1998 r. w skład Geotermii Mazowieckiej SA wszedł także konwencjonalny system ciepłowniczy dostarczający ciepło do Chodakowa jednej z dzielnic Sochaczewa.

W 2003 r. do struktury wytwórczej Spółki przystąpiło miasto Błonie, a na przełomie 2008 i 2009 r. ze swoim systemem grzewczym dołączył Ożarów Mazowiecki. W tym samym czasie Spółka zbudowała w Sochaczewie kolejną ciepłownię przez co umożliwiła dostarczanie ciepła do około 40% mieszkańców tego miasta. Ostatnim etapem rozwoju Geotermii Mazowieckiej SA było zbudowanie w Żyrardowie ciepłowni gazowej.

Geotermia Mazowiecka SA posiada koncesję na wytwarzanie ciepła od 1998 r. Przedmiot działalności objętej tą koncesją stanowi działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu ciepła w sześciu źródłach. Są to:

1. Zakład Geotermalny w Mszczonowie o łącznej mocy zainstalowanej 8,5 MW, wyposażony w trzy kotły wodne oraz dwie absorpcyjne pompy ciepła wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny.
2. Ciepłownia „Chodaków” w Sochaczewie o łącznej mocy zainstalowanej 6,8 MW wyposażona w dwa kotły wodne o mocy zainstalowanej 2,9 MW każdy wykorzystujące jako paliwo miał węglowy oraz dwa kotły wodne o mocy zainstalowanej 0,5 MW każdy przystosowane do spalania biomasy.
3. Kotłownia w Błoniu o łącznej mocy zainstalowanej 9,9 MW wyposażona w trzy kotły wodne wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny.
4. Kotłownia w Ożarowie Mazowieckim o łącznej mocy zainstalowanej 14,0 MW wyposażona w trzy kotły wodne wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny.
5. Kotłownia w Sochaczewie o łącznej mocy zainstalowanej 3,5 MW wyposażona w dwa kotły wodne wykorzystujące jako paliwo miał węglowy.
6. Kotłownia w Żyrardowie o łącznej mocy zainstalowanej 10,0 MW wyposażona w jeden kocioł wodny wykorzystujący jako paliwo gaz ziemny.

Od 1998 r. Geotermia Mazowiecka SA posiada także koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła wytwarzanego we własnych źródłach następującymi sieciami ciepłowniczymi (Bujakowski i in. 2017):

1. Na terenie Mszczonowa, w której nośnikiem ciepła jest woda o granicznej temperaturze zasilania 80°C i powrotu 60°C.
2. Na terenie Mszczonowa, w której nośnikiem ciepła jest woda o granicznej temperaturze zasilania 70°C i powrotu 50°C.



Ryc. 19.2.1. Lokalizacja Zakładu Geotermalnego oraz otworu geotermalnego Mszczonów IG-1 (www.geoportal.gov.pl)

3. Na terenie Sochaczewa, w której nośnikiem ciepła jest woda o granicznej temperaturze zasilania 90°C i powrotu 70°C.
4. Na terenie Błonia, w której nośnikiem ciepła jest woda o granicznej temperaturze zasilania 95°C i powrotu 75°C.
5. Na terenie Ożarowa Mazowieckiego, w której nośnikiem ciepła jest woda o granicznej temperaturze zasilania 90°C i powrotu 70°C.

Położenie Zakładu Geotermalnego i otworu geotermalnego Mszczonów GT-1 przedstawia rycina 19.2.1.

Zarys geologii rejonu Mszczonowa i litologii poziomów zbiornikowych wód geotermalnych

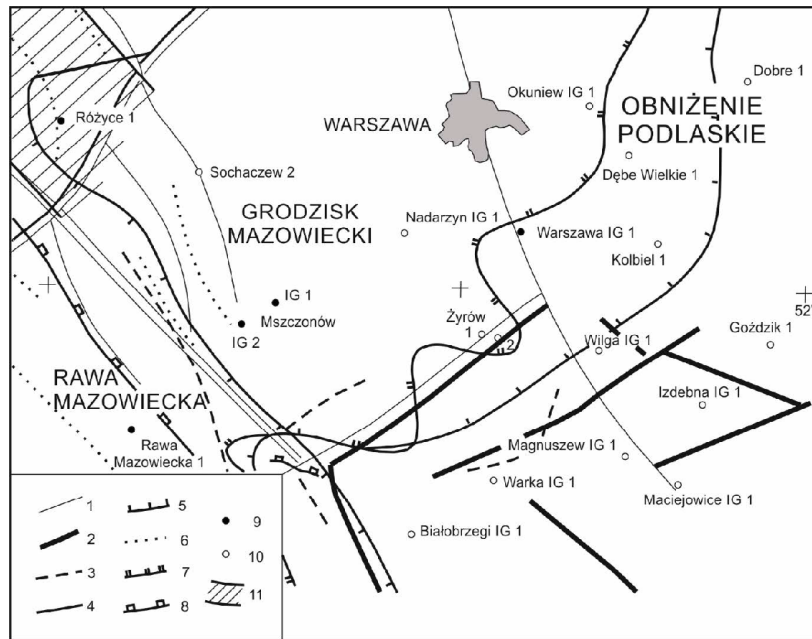
Mszczonów położony jest w południowej części niecki warszawskiej, w obrębie bloku Grodziska Mazowieckiego (ryc. 19.2.2). Południowo-wschodnią granicę tego bloku stanowi strefa dyslokacyjna Grójec-Żyrów, a północno-zachodnią – jednostka Płońska (Bujakowski i in. 2017; Tomaszewska 2015). Utwory permsko-mezozoiczne bloku Grodziska są stosunkowo słabo zaburzone. Uskok i lokalne podniesienia antyklinalne występują jedynie w jego części zachodniej wzdłuż linii dyslokacyjnej Łowicz–Nowe Miasto. Wszystkie struktury tektoniczne przykryte są utworami młodszymi, głównie górnokredowymi.

W rejonie bloku Grodziska Mazowieckiego odwiercono kilka głębokich otworów (ryc. 19.2.2 i 19.2.3), m.in. Mszczonów IG-1, Mszczonów IG-2, Nadarzyn IG-1, Sochaczew 2, a w strefie odgraniczającej blok Grodziska od Bruzdy Kujawskiej znajdują się otwory Raducz IG-1, Skierniewice GT-1, Skierniewice GT-2 (Bujakowski i in. 1999). W ostatnich latach wykonano też m.in. otwór geotermalny Sochaczew GT-1, a w 2022–2023 – otwór Mszczonów GT-1.

W profilu geologicznym powyżej utworów triasu stwierdzono terygeniczne serie piaskowcowo-ilaste jury dolnej (ryc. 19.2.3). Miąższość tych formacji w rejonie Mszczonowa waha się od 200 do 500 m, przy czym w otworze Mszczonów IG-1 wynosi 339 m (Bujakowska i in. 1991).

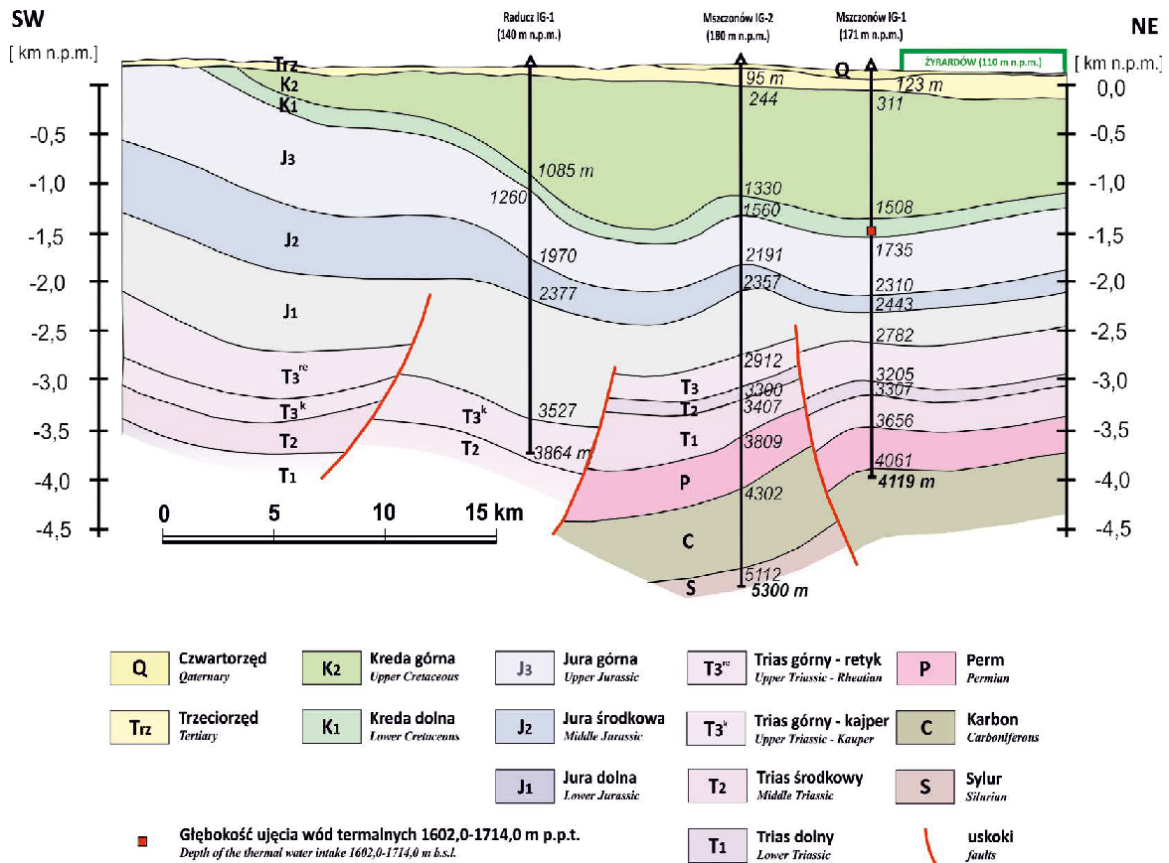
Kompleks dolnojurański w rejonie Mszczonowa stanowi poziom o korzystnych właściwościach zbiornikowych dla wód geotermalnych. Serie jury środkowej są natomiast zbudowane z ciemnych ilowców i mułowców przeławianych piaskowcami (aalen), a w wyższych partiach z dolomitów i wapieni z glaukonitem (kelowej). Miąższość tych serii w otworze Mszczonów IG-1 wynosi 133 m. Profil jury górnej zawiera płytkowodne wapień gruzłowe, skaliste, organodetrytyczne i oolitowo-onkolitowe, a wyżej wapień i margle z wkładkami łupków marglistych i mułowców, wapień z wkładkami oolitowymi, z anhydrytem i gipsem. Miąższość formacji jury górnej w rejonie Mszczonowa wynosi od 500 do 600 m (w otworze Mszczonów IG-1 jest to 575 m).

Cykl sedymentacyjny utworów kredy rozpoczyna się w obrębie bloku Grodziska Mazowieckiego w górnym walanżynie (kreda dolna). Są to ciemne utwory mułowcowo-ilaste, miejscami piaszczysto-dolomitowo-syde rytowe. W kierunku południowo-wschodnim zastępują je wapień i margle. Powyżej leżą piaskowce glaukonitowe i piaski albu dolnego i środkowego, należące do głównego kompleksu zbiornikowego wód geotermalnych eksploatowanych w Mszczonowie i planowanych do eksploatacji m.in. w Sochaczewie. Miąższość utworów kredy dolnej wynosi 200–300 m, a w otworze Mszczonów IG-1 osiąga 132,5 m. Profil utworów kredy górnej (od albu górnego) zawiera serie węglanowe – wapień, margle, opoki, gezy i kreda pizująca. Miąższość osadów górnej kredy waha się od 900 do 1300 m. W otworze Mszczonów IG-1 wynosi 1275,5 m (Barbacki i in. 2000; Bujakowski i in. 1999).

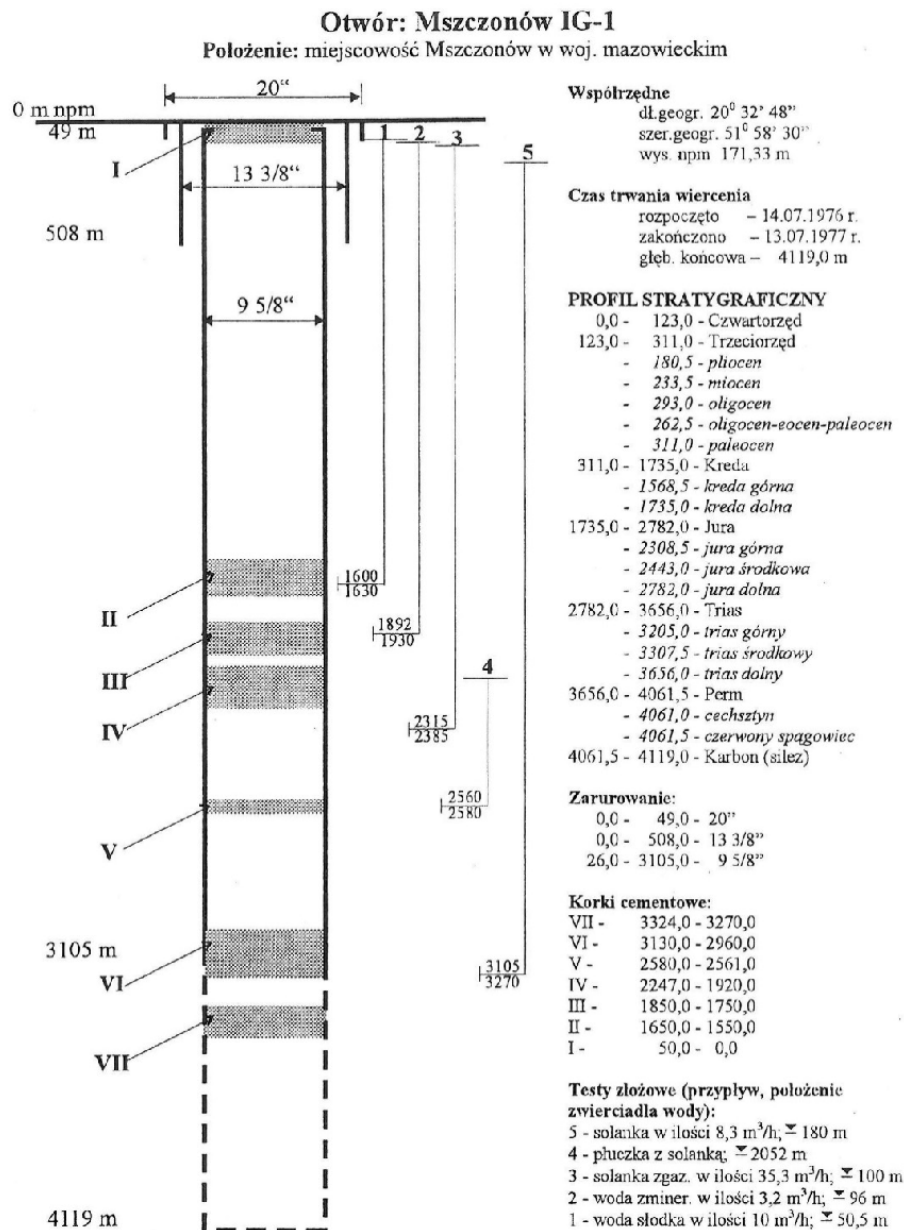


Ryc. 19.2.2. Mapa jednostek strukturalnych kompleksu cechsztyńsko-mezozoicznego rejonu Mszczonowa i Sochaczewa oraz położenie głębokich otworów (Tomaszewska 2015). Pokazana jest m.in. lokalizacja otworów geotermalnych Mszczonów GT-1 i Sochaczew GT-1

- 1 – granice jednostek; 2 – ważniejsze uskoki i strefy uskokowe; 3 – strefy regionalnych gradientów nachylenia powierzchni strukturalnych; 4 – granice obszarów o różnych typach genetycznych struktur lokalnych bądź różnych kierunkach strukturalnych;
- 5 – ważniejsze strefy zwiększonych gradientów miąższości w cechszynie (główne piętro Z2) i mezozoiku (głównie jura i dolna kreda); 6 – osie ważniejszych ciągów struktur lokalnych; 7 – zasięg soli cechsztyńskich piętra Z2; 8 – zasięg kredy górnej; 9 – otwory wiertnicze, które przebiły kompleks; 10 – wybrane otwory, które nie przebiły kompleksu; 11 – stopień w podłożu skonsolidowanym



Ryc. 19.2.3. Przekrój geologiczny przez rejon Mszczonowa (Barbacki i in. 2000)



Ryc. 19.2.4. Odwiert Mszczonów IG-1 – stan w 1977 r. według dokumentacji hydrogeologicznej (Barbacki i in. 2000; Bujakowski 2015)

Jak wcześniej podano, Mszczonów IG-1 był odwiertem geologiczno-strukturalnym, który wykonano w 1976–1977 r. m.in. w celach poszukiwania ropy i gazu. Podstawowym jego zadaniem było zbadanie zmienności facjalnej utworów dolomitu głównego na obszarze niecki warszawskiej. Do głębokości 4119 m w otworze przewiercono utwory mezozoiku, permu i kilkadziesiąt metrów utworów karbonu (ryc. 19.2.4). Podczas jego wiercenia opróbowano główne poziomy zbiornikowe pod kątem oceny warunków hydrogeologicznych. Testy złożowe zostały przeprowadzone w pięciu wytypowanych

interwałach głębokości odpowiadających położeniu stref zbiornikowych kredy dolnej, jury górnej, jury środkowej i jury dolnej oraz triasu (Bujakowski 2015). Wyniki opróbowania poziomu dolnokredowego wskazały, że jest on najbardziej korzystnym kompleksem zbiornikowym wód geotermalnych w rejonie Mszczonowa (Tomaszewska 2015), co wynikało z położenia zwierciadła wód, niskiej mineralizacji oraz niewielkiej głębokości zbiornika. Poziom ten został wybrany jako przedmiot trwającego do dzisiaj wydobywania wody geotermalnej dla celów ciepłowniczych i innych.

19.3. Rekonstrukcja otworu Mszczonów IG-1

Rekonstrukcja otworu Mszczonów IG-1 była pierwszą w Polsce kompletną rekonstrukcją starego, zlikwidowanego odwiertu poszukiwawczego dla celów geotermalnych (Bujakowski i in. 2017; Barbacki i in. 2000). Główne informacje na ten temat podano uprzednio w rozdziale 15, w tym zaś podano więcej szczegółów.

W ramach przedsięwzięcia planowano przeprowadzenie etapu prac badawczo-rozwojowych, w czasie których otwór Mszczonów IG-1 miał zostać dostosowany do potrzeb eksploatacji wody geotermalnej ze zbiornika dolnej kredy (ryc. 19.3.1). Następnym etapem projektu wiodącego miały być działania wdrożeniowe z wykonaniem systemu ciepłowniczego, opartego na energii wód geotermalnych. Celem rekonstrukcji odwiertu było przywrócenie go do właściwego stanu technicznego, gwarantującego bezpieczny montaż agregatu pompowego w odwiercie oraz stabilne pompowanie wód geotermalnych. Innym ważnym zadaniem rekonstrukcji było określenie bezpiecznej dla środowiska naturalnego wielkości wydobycia wody geotermalnej oraz jej jakości, ponieważ w przypadku nieprzydatności do celów konsumpcyjnych, należałoby zatłaczać wodę do złoża odwiertem chłonnym, co zasadniczo zmieniłoby ekonomiczny plan całego przedsięwzięcia.

Prace rekonstrukcyjne wykonane zostały zgodnie z metodyką opracowaną w IGSMiE PAN. W pierwszym etapie zakładała ona realizację prac technicznych obejmujących m.in.:

- prace wiertnicze i zabezpieczające otwór;
- udostępnienie strefy złożowej;
- wprowadzenie instalacji oraz urządzeń eksploatacyjnych.

Wykonano szereg badań, m.in. sondą Production Log PL (ryc. 19.3.2), które wskazały na nierównomierną chłonność w obrębie sferforowanych partii orurowanych strefy złożowej. Oszacowano, że górna część w przedziale głębokości 1602–1642 m sumarycznie chłonęła około 30% wód trzema odcinkami o większej chłonności (Bujakowski i in. 2017):

- 1602–1605 m (około 3 m) – chłonność około 10%;
- 1627–1628 m (około 1 m) – chłonność około 8%;
- 1633–1642 m (około 9 m) – chłonność około 10%.

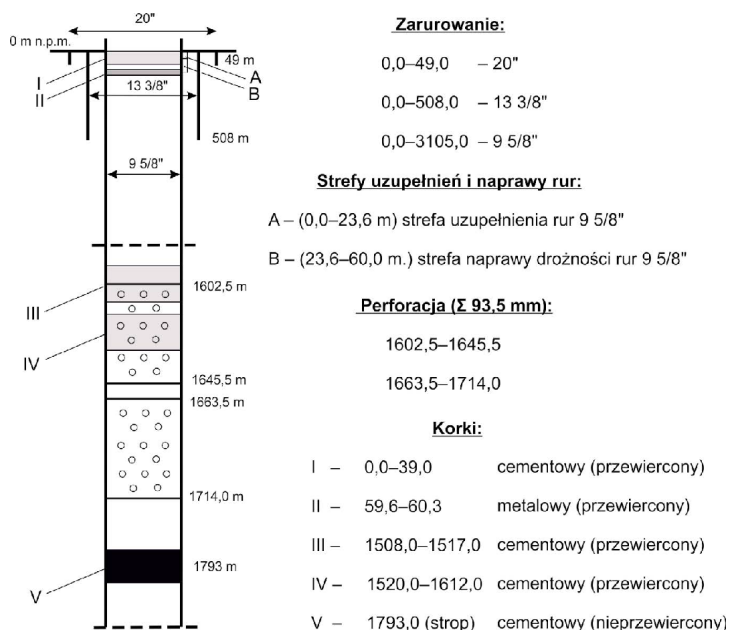
Dolna sferforowana część złoża w przedziale głębokości 1665–1714 m wykazała chłonność około 70% ze znaczną nierównomiernością w całym interwale, z dwoma strefami o szczególnie wysokiej chłonności:

- 1680–1681 m (około 1 m) – chłonność około 37%;
- 1709–1711 m (około 2 m) – chłonność około 15%.

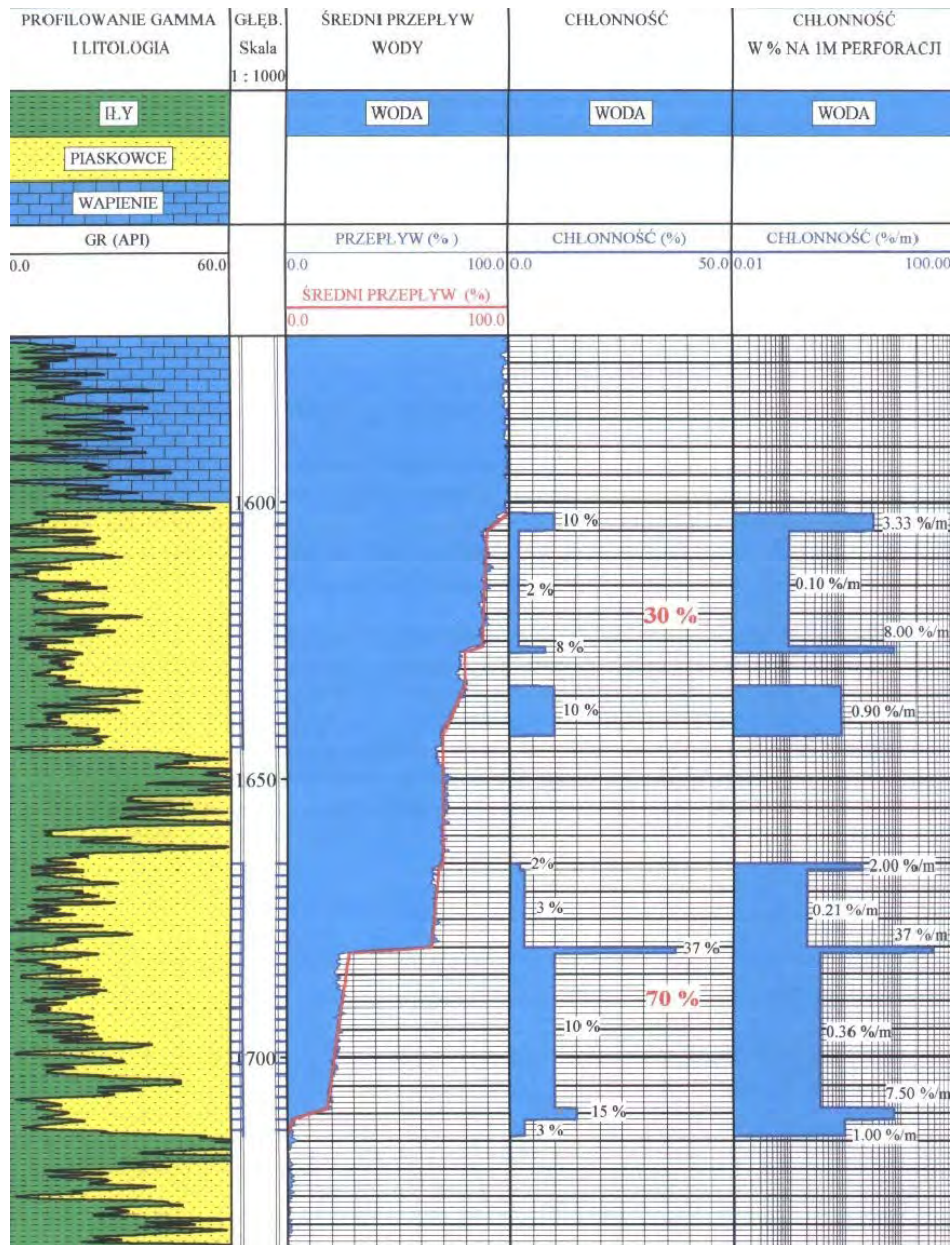
Stwierdzono, że chłonność w głębokości 1680–1681 m może wskazywać na uszkodzenie rur okładzinowych.

Stan techniczny otworu

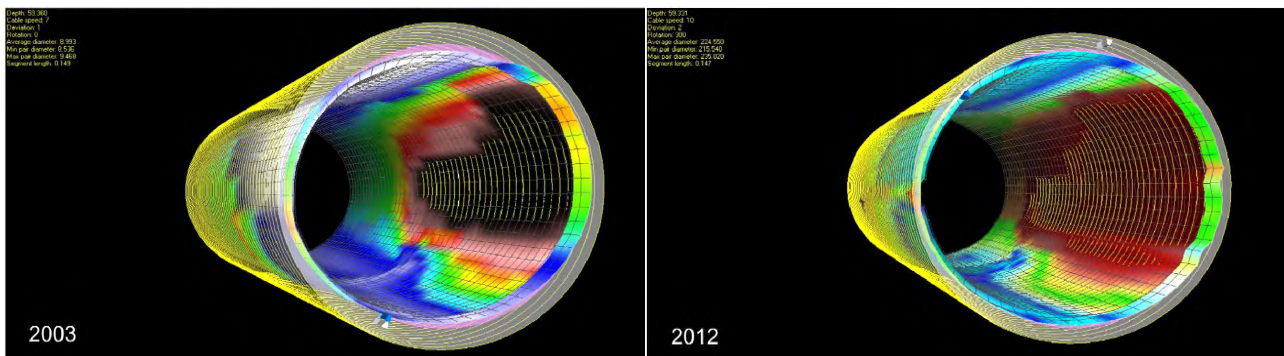
Badanie stanu technicznego otworu Mszczonów IG-1 za pomocą sondy MIT60 firmy Sondex prowadzone były dwukrotnie, tj. w 2003 oraz 2012 r. (ryc. 19.3.3). Badanie polegało na sprawdzeniu stanu stalowych rur okładzinowych 9 5/8", a dokładnie – na pomiarze średnicy wewnętrznej rur (Bielec, Balcer 2015). W 2003 r. pomiary przeprowadzono w głębokościach 0–105 m i 1560–1724 m obejmujących dwie perforacje (Zychowicz, Miziołek 2003; Bielec, Balcer 2015). W 2012 r. badanie wykonano dla całego zarurowania otworu, tj. 0,0–1786,0 m (Wójcik 2012; Bielec, Balcer 2015).



Ryc. 19.3.1. Stan techniczny otworu Mszczonów IG-1 w trakcie rekonstrukcji i strefy perforacji utworów dolnej kredy (Bujakowski i in. 2004)



Ryc. 19.3.2. Zestawienie wyników badań zestawem sond Production Log (PL) w otworze Mszczonów IG-1 wykonanych w trakcie rekonstrukcji (Barbacki i in. 2000)



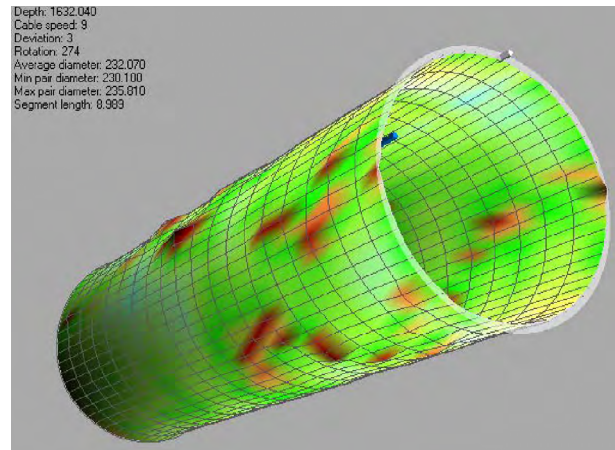
Ryc. 19.3.3. Obraz deformacji rur okładzinowych 9 5/8" na głębokości około 59 m uzyskany na podstawie pomiarów sondą MIT60. Widok wybrzuszonej ściany rury (Bielec, Balcer 2015)

Strefa sperforowana

Perforacja w otworze Mszczonów IG-1 wykonana została w dwóch interwałach (1602,5–1645,5 m oraz 1663,5–1714,0 m) przy użyciu perforatora bezkorpusowego (Bielec, Balcer 2015). Przy zakładanej gęstości strzelania wynoszącej 30 ładunków na 1 mb otworu, perforacja każdego odcinka musiała zostać wykonana wielokrotnie. Przy braku kontroli skutecznej perforacji i niedostatecznym dowiązaniu głębokościowym poszczególnych zabiegów mogło dochodzić do nierównomiernego rozmieszczenia i nadmiernego zagęszczenia przestrzelin w poszczególnych odcinkach perforacji w interwale 1605–1632 m lub pozostawienia fragmentów rur niedostatecznie sperforowanych albo niesperforowanych w interwale 1711–1713 m. I rzeczywiście, wyniki wykonanych pomiarów geofizycznych wykazały występowanie na znaczną skalę nierównomierności wykonania zabiegu perforacji (Bielec, Balcer 2015). Na głębokości około 1680 m stwierdzono około 14-centymetrowy odcinek, w obrębie którego perforacja wykonana została tylko po jednej stronie rur, a przypuszczalnie penetracja górotworu poza rurami sięgnęła zaledwie poza zewnętrzny obrys rur (ryc. 19.3.4).

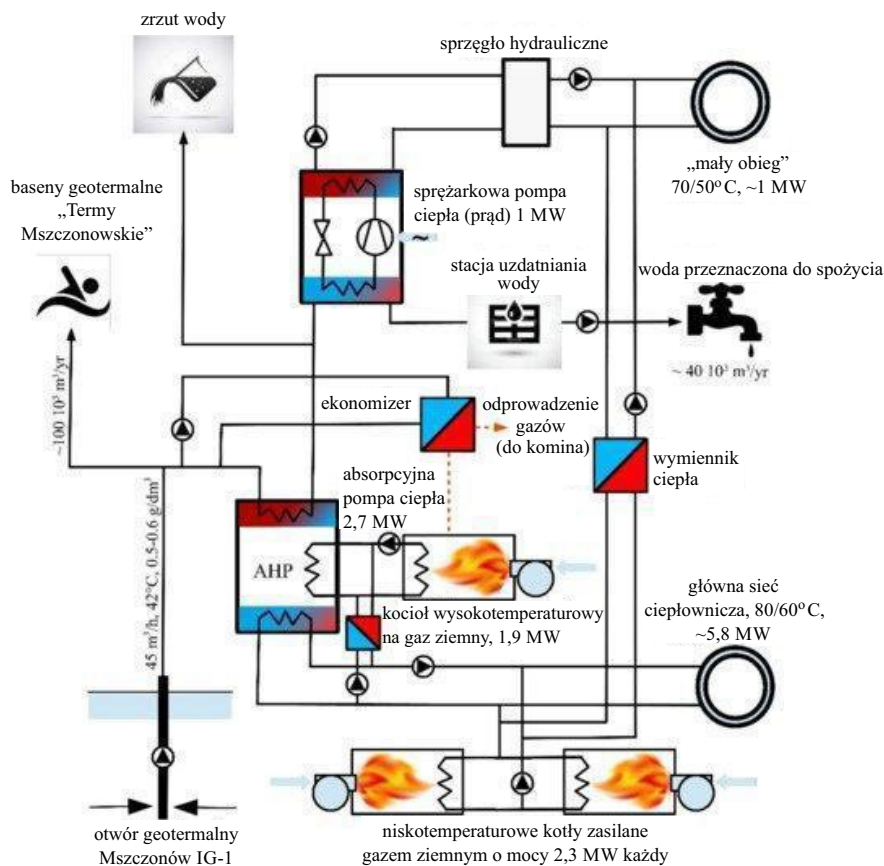
Zakład Geotermalny

Zakład Geotermalny w Mszczonowie, podobnie jak inne zakłady geotermalne, składa się z części podziemnej i powierzchniowej. Część podziemną tworzą głownie,



Ryc. 19.3.4. Obraz perforacji rur na głębokości około 1632 m otrzymany z pomiaru sondą MIT 60. Widoczne wielopunktowe uszkodzenia rur po odpaleniu ładunków perforatora na odcinku około 9 mb w otworze Mszczonów IG-1, 2012 r. (Bielec, Balcer 2015)

opisane powyżej, warstwa wodonośna i otwór wiertniczy stanowiący ujęcie wód geotermalnych. Część powierzchniową stanowią urządzenia i instalacje odbierające energię od wód geotermalnych i przekazujące ją użytkownikom oraz urządzenia wspomagające w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię (ryc. 19.3.5).



Ryc. 19.3.5. Schemat instalacji geotermalnej w Mszczonowie (Pająk i in. 2020)

19.4. Ciepłownia geotermalna

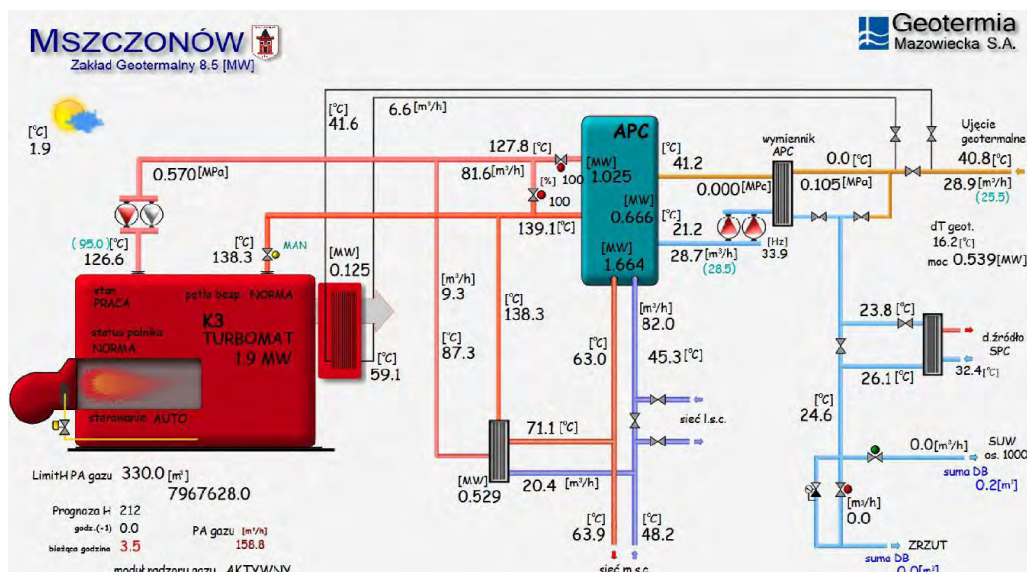
Rozruch technologiczny instalacji geotermalnej w Mszczonowie nastąpił w grudniu 1999 r., po niecałych trzech latach jej budowy. Formalne zakończenie wszystkich prac objętych projektem nastąpiło w maju 2000 roku. Zakład Geotermalny zastąpił trzy osiedlowe kotłownie w centrum miasta, spalające miał węglowy.

Woda geotermalna wydobywana jest z odwiertu Mszczonów IG-1 za pomocą wielostopniowej pompy głębinowej typu GC i przetłaczana preizolowanym rurociągiem o średnicy 125 mm i długości 1650 m do zlokalizowanego w centrum Mszczonowa Zakładu Geotermalnego. Temperatura początkowa wody geotermalnej, przy przepływie nominalnym $45 \text{ m}^3/\text{h}$, wynosi 42°C . Strata temperatury w czasie przepływu wód rurociągiem na odcinku odwiert – ciepłownia wynosi około $1,5^\circ\text{C}$.

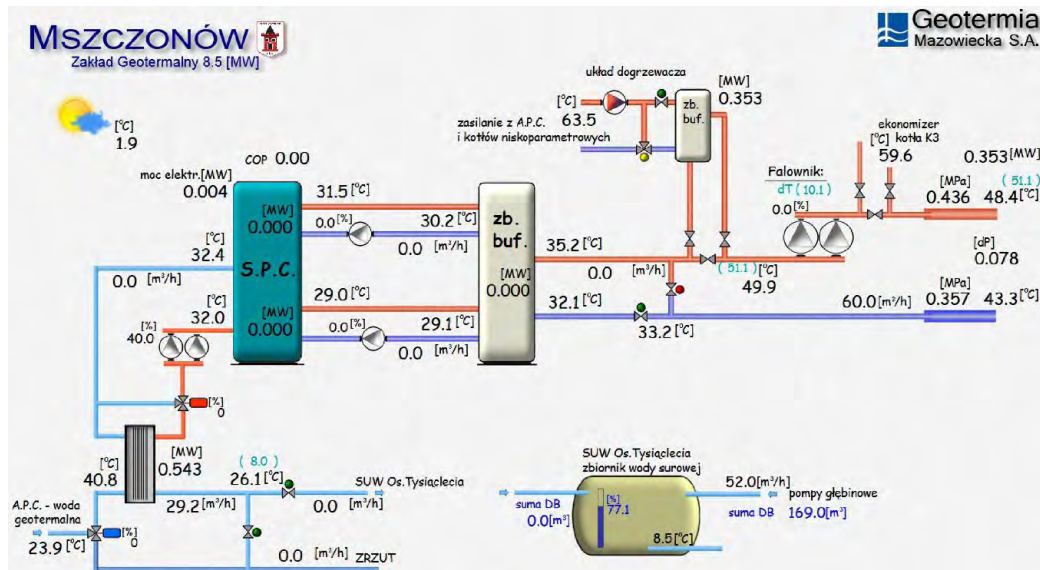
W Zakładzie Geotermalnym część strumienia wody geotermalnej trafia do ekonomizera współpracującego z kotłem wysokoparametrowym o mocy nominalnej $1,9 \text{ MW}$, który z kolei napędza absorpcyjną pompę ciepła. Całkowita moc nominalna ekonomizera wynosi $0,5 \text{ MW}$, a spaliny pochodzące ze spalania gazu schładzane są w nim do temperatury poniżej 58°C , czyli poniżej temperatury punktu rosy dla pary wodnej zawartej w spalinach.

Jednocześnie pozwala to na podgrzanie wody geotermalnej – co podnosi sprawność pompy absorpcyjnej i wpływa na efektywność pracy całego systemu.

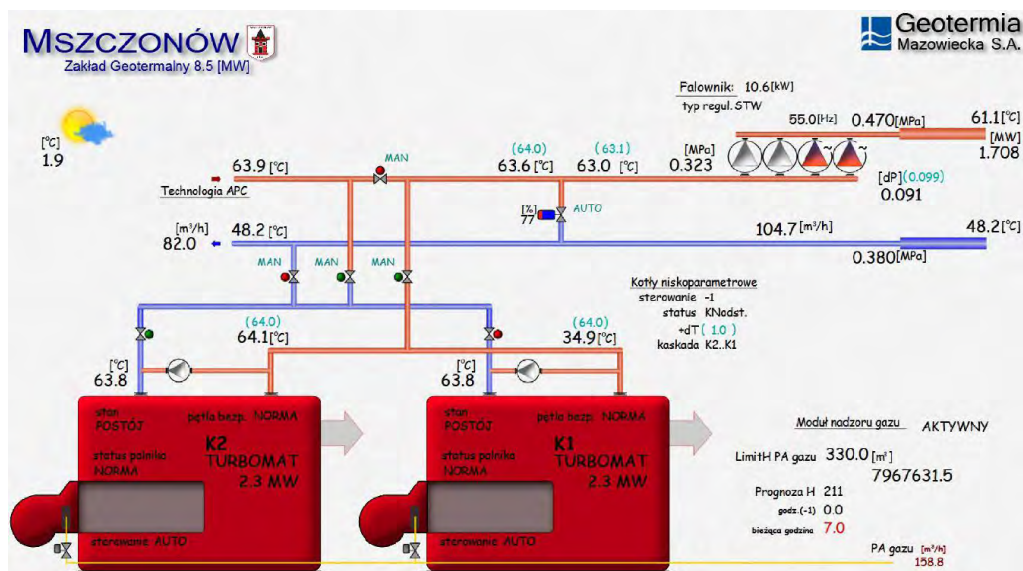
Z ekonomizera woda o temperaturze około 44°C trafia do absorpcyjnej pompy ciepła o mocy nominalnej $2,7 \text{ MW}$, gdzie jest schładzana do temperatury $20\text{--}30^\circ\text{C}$, a odzyskana energia kierowana jest do miejskiego systemu ciepłowniczego – tzw. dużego obiegu (ryc. 19.4.1). Do niedawna funkcjonował drugi stopień odzysku energii od wody geotermalnej, który stanowiła sprężarkowa pompa ciepła o mocy 1 MW (ryc. 19.4.2), z której energia kierowana była do miejskiego systemu dystrybucji ciepła, tzw. małego obiegu. Sprężarkowa pompa ciepła schładzała wodę geotermalną od temperatury około 25°C do około 17°C . Obecnie pompę sprężarkową zastępuje istniejąca absorpcyjna pompa ciepła. Zakład Geotermalny wyposażony jest dodatkowo w dwa wodno-gazowe kotły niskoparametrowe o mocy $2,4 \text{ MW}$ każdy, stanowiące tzw. układ szczytowy ciepłowni (ryc. 19.4.3). W Mszczonowie funkcjonują zatem dwie niezależne sieci dystrybucji energii cieplnej (Geotermia Mazowiecka 2017).



Ryc. 19.4.1. Schemat podłączenia absorpcyjnej pompy ciepła (APC) (Geotermia Mazowiecka SA)



Ryc. 19.4.2. Schemat technologiczny włączenia do systemu sprężarkowej pompy ciepła (SPC) (Geotermia Mazowiecka SA)



Ryc. 19.4.3. Schemat połączenia kotłów szczytowych z siecią ciepłowniczą w Mszczonowie (Geotermia Mazowiecka SA)

19.5. Zagospodarowanie wód geotermalnych w Mszczonowie

Ciepłownictwo

Przed budową Zakładu Geotermalnego i rozpoczęciem eksploatacji określone zostało zapotrzebowanie na wodę oraz na energię cieplną w Mszczonowie (Barbacki i in. 2000). Potrzeby odbiorców oszacowano na podstawie charakteru istniejących źródeł ciepła oraz planowanej ich przebudowy poprzez włączenie nowego źródła ciepła. Ówczesnie w Mszczonowie działały trzy kotłowne

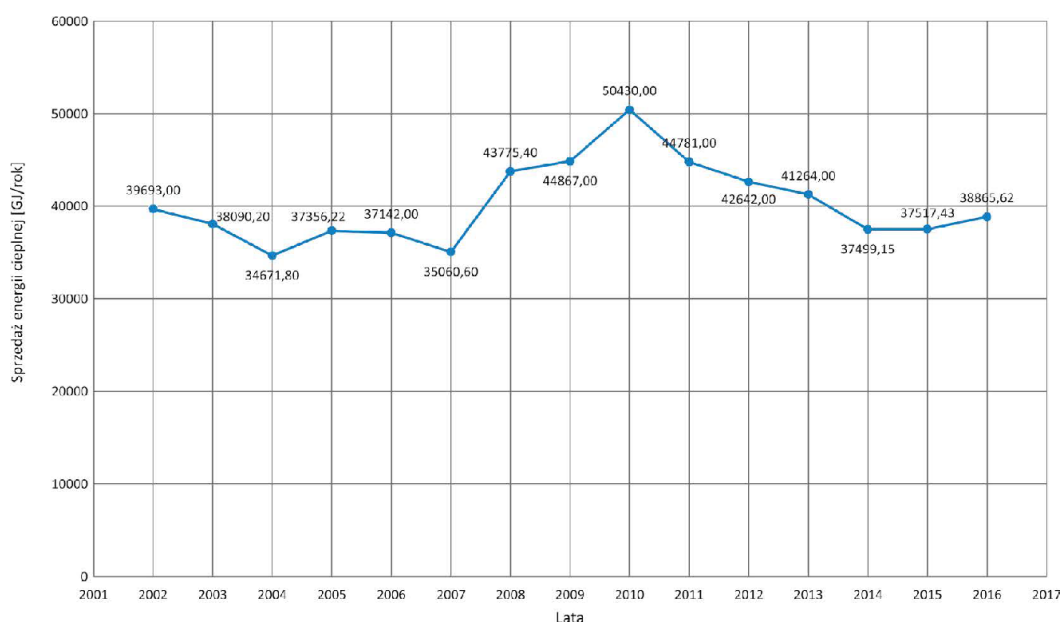
węglowe zaopatrujące w ciepło osiedla Dworcowa I, II oraz III. Kotłownie opalane były miałem węglowym i ogrzewały około 20% zasobów mieszkaniowych. Zgodnie z założeniami projektowymi kotłownie węglowe miały zostać zastąpione ciepłownią geotermalną zasilaną wodami z otworu Mszczonów IG-1, a w razie potrzeby, w okresie jesienno-zimowym, źródło geotermalne wspomagane miało być kotłami wodnymi na gaz ziemny.

Budowa ciepłowni geotermalnej zrealizowana została w dwóch etapach. W etapie I wybudowany został budynek kotłowni oraz zainstalowane zostały dwa kotły wodne, niskotemperaturowe 95/70°C, o mocy 2,2 MW każdy. Budynek wyposażony został w zaplecze techniczne, w którym znalazły się m.in. pompy obiegowe wody obiegu ciepłowniczego oraz stacja uzdatniania wody. W etapie II zainstalowana została absorpcyjna pompa ciepła o wydajności 2,7 MW zasilana wysokotemperaturowym kotłem wodnym o mocy 1,8 MW, temperaturze zasilania około 160°C i ciśnieniu 16 bar. Rycina 19.5.1 przedstawia

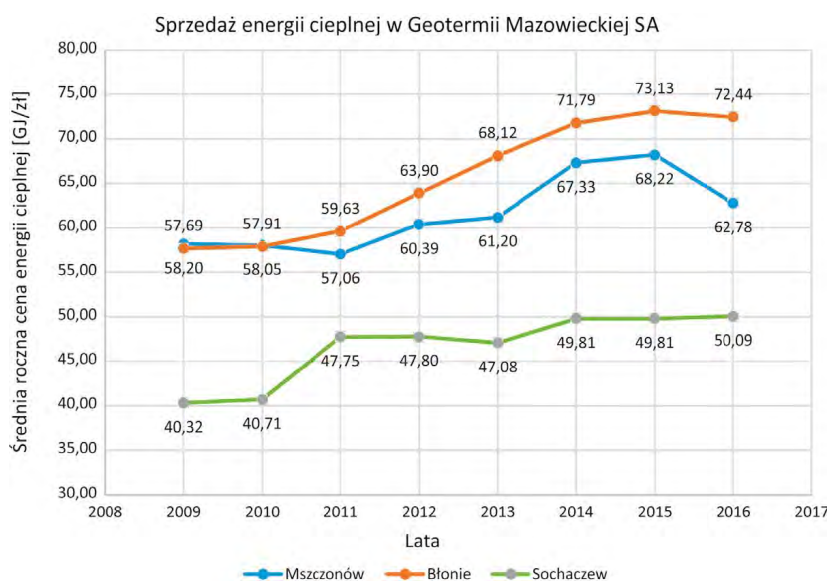
poziom sprzedaży energii w latach 2001–2016, natomiast rycina 19.5.2 przedstawia poziom cen za 1 GJ energii i ich zmiany w czasie, jakie miały miejsce w 3 ciepłowniach obsługiwanych przez Geotermię Mazowiecką SA. Warto podkreślić, że od 2010 r. ceny za energię z geotermii są niższe od cen energii z gazu ziemnego.

Woda pitna

Schłodzona woda geotermalna po wyjściu z pomp ciepła i ochładzacza wentylatorowego przetwarzana jest do stacji uzdatniania wody. W tej zmodernizowanej sta-



Ryc. 19.5.1. Sprzedaż energii cieplnej przez Zakład Geotermalny w Mszczonowie w latach 2002–2016 (opracowano na podstawie danych Geotermii Mazowieckiej SA)



Ryc. 19.5.2. Cena netto energii cieplnej w Geotermii Mazowieckiej SA w latach 2009–2016 (opracowano na podstawie danych Geotermii Mazowieckiej SA)

cji, wyposażonej w pełni automatyczne filtry mineralne, miesza się wodę geotermalną i wodę czwartorzędową, uzdatnia je do parametrów wody pitnej i pompami podaje do miejskiej sieci wodociągowej, a stamtąd do kranów mieszkańców Mszczonowa (Balcer 2015).

Termy Mszczonowskie i basen Deepspot

Kompleks basenów „Termy Mszczonowskie” otwarto 28 czerwca 2008 r. Właścicielem obiektu jest Gmina Mszczonów, która przeznaczyła na jego budowę 30% środków, pozostałe 70% pochodziło z dofinansowania Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Obiektem zarządza Ośrodek Sportu i Rekreacji w Mszczonowie.

Kompleks cieszy się dużym zainteresowaniem wśród mieszkańców aglomeracji warszawsko-lódzkiej. Goście mogą skorzystać z dwóch całorocznych basenów z surową

wodą geotermalną o temperaturze 30–34°C. Wpływa ona korzystnie na schorzenia reumatyczne i układ kostny, stąd też osoby ze schorzeniami kończyn górnych i dolnych, gościem i problemami reumatycznymi przyjeżdżają do Mszczonowa z całej Polski (Kurek 2015). Korzystanie z kąpeli w wodzie geotermalnej poprawia również samopoczucie i stabilizuje układ nerwowy. Woda w basenach nie jest filtrowana ani wzbogacana, aby zachować jej naturalne właściwości. Podwyższona zawartość związków żelaza powoduje mętność wody i nadaje jej brązowo-zielonkawy kolor.

Od 2020 r. woda z otworu Mszczonów IG-1 zasila basen Deepspot w pobliżu Term Mszczonowskich do tzw. freedivingu i nurkowania sportowego. Jest to najgłębszy obiekt tego typu w Europie. Ma głębokość nieco ponad 45 m, mieści 8000 m³ wody o temperaturze 32–34°C.

19.6. Aktualne realizowane inwestycje

W ramach programu priorytetowego Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej *Polska Geotermia Plus* realizowane są prace w zakresie, których wchodzi:

- wykonanie nowego otworu geotermalnego „Mszczonów GT-1”;
- rekonstrukcja istniejącego otworu „Mszczonów IG-1”;
- modernizacja ciepłowni geotermalnej i sieci ciepłowniczej.

Według stanu na koniec lutego 2023 r. wykonany został już nowy otwór Mszczonów GT-1 do głębokości 1750 m. Ujęto w nim poziom wód geotermalnych dolnej kredy na głębokości 1602 m. Trwają jeszcze badania hydrogeologiczne (próbną eksploatacja). W dalszej kolejności wykonana zostanie rekonstrukcja istniejącego otworu „Mszczonów IG-1” polegająca na dostosowaniu go do pełnienia roli otworu chłonnego. Równolegle trwają roboty modernizacyjne w ciepłowni geotermalnej. Zakończenie prac przewidziane jest na grudzień 2023 roku.

Literatura

Balcer M. 2015. Geotermia Mazowiecka – historia, teraźniejszość i przyszłość. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój 54/1.

Barbacki A., Bujakowski W., Graczyk S., Hołojuch G., Kazanowska A., Kępińska B., Pająk L., Uliasz-Misiak B. 2000. Rekonstrukcja otworu Mszczonów IG-1 na potrzeby złoża geotermalnego do systemu grzewczego. [W:] Bujakowski W. red. 2000. Wybrane problemy wykorzystania geotermii – I. Kraków: IGSMiE PAN.

Bielec B., Balcer M. 2015. Wieloletni monitoring eksploatacji złoża wód termalnych, stanu technicznego odwiertu Mszczonów IG-1 i strefy złożowej. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój 54/1.

Bujakowska K., Biernat H., Jaworska I. 1991. Projekt rekonstrukcji otworu i badań hydrogeologicznych wód geotermalnych z horyzontu kredowego w otworze Mszczonów IG-1. Arch. Przedsiębiorstwo Geologiczne „Polgeol”, Warszawa.

Bujakowski W. 2015. Rekonstrukcja odwiertu Mszczonów IG-1 na tle innych, wybranych rekonstrukcji otworów geotermalnych. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój 54/1.

Bujakowski W. i in. 1999. Dokumentacja powykonawcza z prac badawczo-rozwojowych „Dostosowanie otworu Mszczonów IG-1 dla potrzeb eksploatacji złoża geotermalnego do systemu grzewczego”. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.

Bujakowski W. i in. 2004. Sprawozdanie merytoryczne z wykonania projektu celowego „System badawczo-pomiarowy dla optymalnej pracy zakładu geotermalnego w Mszczonowie”. Arch. IGSMiE PAN, Kraków.

Bujakowski W., Balcer M., Barbacki P., Bielec B., Tomaszewska B., Pająk L., Skrzypczak R., Dendys M., Kasztelewicz., Dajek B. 2017. Otwór geotermalny Mszczonów IG-1 – rekonstrukcja i wieloletnia eksploatacja. Studia Rozprawy Monografie 206. Kraków: IGSMiE PAN.

Centralny Bank Danych Hydrogeologicznych, CBDH, 2021.

Geotermia Mazowiecka 2017. Dane pochodzące z monitoringu pracy ciepłowni w Mszczonowie – materiał źródłowy. Archiwum Geotermii Mazowieckiej SA, Mszczonów.

Górecki W. red. i in. 2006: Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim. Formacje mezozoiku. Ministerstwo Środowiska, ZSE AGH.

Kurek G. 2015. Słowo od Burmistrza. Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój 54/1.

Pająk L., Tomaszewska B., Bujakowski W., Bielec B., Dendys M. 2020. Review of the Low-Enthalpy Lower Cretaceous Geothermal Energy Resources in Poland as an Environ-

- mentally Friendly Source of Heat for Urban District Heating Systems, *Energies* 2020.
- Tomaszewska B. 2015. Warunki hydrogeotermalne w regionie Mszczonowa. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój* 54/1.
- Wójcik R. 2012. Określenie stanu technicznego rur 9 5/8" na podstawie kawernomierza wieloramiennego MIT-60. *Geofizyka Kraków SA. Arch. Geotermia Mazowiecka SA.*
- Zychowicz J., Miziołek E. 2003. Pomiary geofizyki wiertniczej i wyniki prac interpretacyjnych wykonanych dla oceny chłonności piaskowców kredy w otworze Mszczonów IG-1. *Geofizyka Kraków SA. Arch. Geotermia Mazowiecka SA, Mszczonów.*
- www.geoportal.gov.pl.

20. Geotermalny projekt ciepłowniczy w Sochaczewie

20.1. Wstęp

Racjonalne gospodarowanie energią na obszarze gminy, ochrona środowiska przyrodniczego w skali lokalnej, rozwój gospodarczy i ochrona mieszkańców gminy przed nadmiernymi kosztami energii stanowią kluczowe elementy polityki określającej lokalne bezpieczeństwo energetyczne. Działania Miasta Sochaczew w tym obszarze koncentrują się więc wokół wykorzystania lokalnego potencjału geotermalnego.

W celu potwierdzenia i wykorzystania tego potencjału wykonano odwiert badawczy w ramach przedsięwzięcia *Rozpoznanie możliwości wykorzystania zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych na obszarze Gminy Miasto Sochaczew poprzez wykonanie otworu geotermalnego Sochaczew GT-1 na działce o numerze ewidencyjnym 24/4 obręb ewidencyjny Sochaczew Centrum*. Na realizację tego przedsięwzięcia Miasto Sochaczew uzyskało dofinansowanie w formie dotacji ze środków NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego *Geologia i górnictwo Część 1) Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopalin i wód podziemnych*.

W wyniku prac wykonany został odwiert Sochaczew GT-1, którego parametry zasobów eksploatacyjnych wód termalnych przedstawiają się następująco:

- głębokość odwiertu 1540 ;
- temperatura na wypływie z otworu 44–47°C;
- mineralizacja 0,962 g/dm³;
- wydajność 180 m³/h (samowypływ).

Kolejnym etapem w geotermalnym uciepłownieniu Miasta Sochaczew było złożenie przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sochaczew sp. z o.o. (PEC Sochaczew) wniosku o dofinansowanie na realizację przedsięwzięcia *Budowa zakładu geotermalnego w Sochaczewie* w ramach programu priorytetowego nr 5.18 *Polska Geotermia Plus*. W ramach tego zadania wykonany zostanie otwór geotermalny Sochaczew GT-2, który w wyniku funkcjonalnego połączenia z istniejącym otworem Sochaczew GT-1 utworzy dublet geotermalny; wybudowany zostanie zakład geotermalny wraz z rurociągiem; zmodernizowany zostanie również istniejący system przesyłu ciepła oraz węzły ciepłownicze.

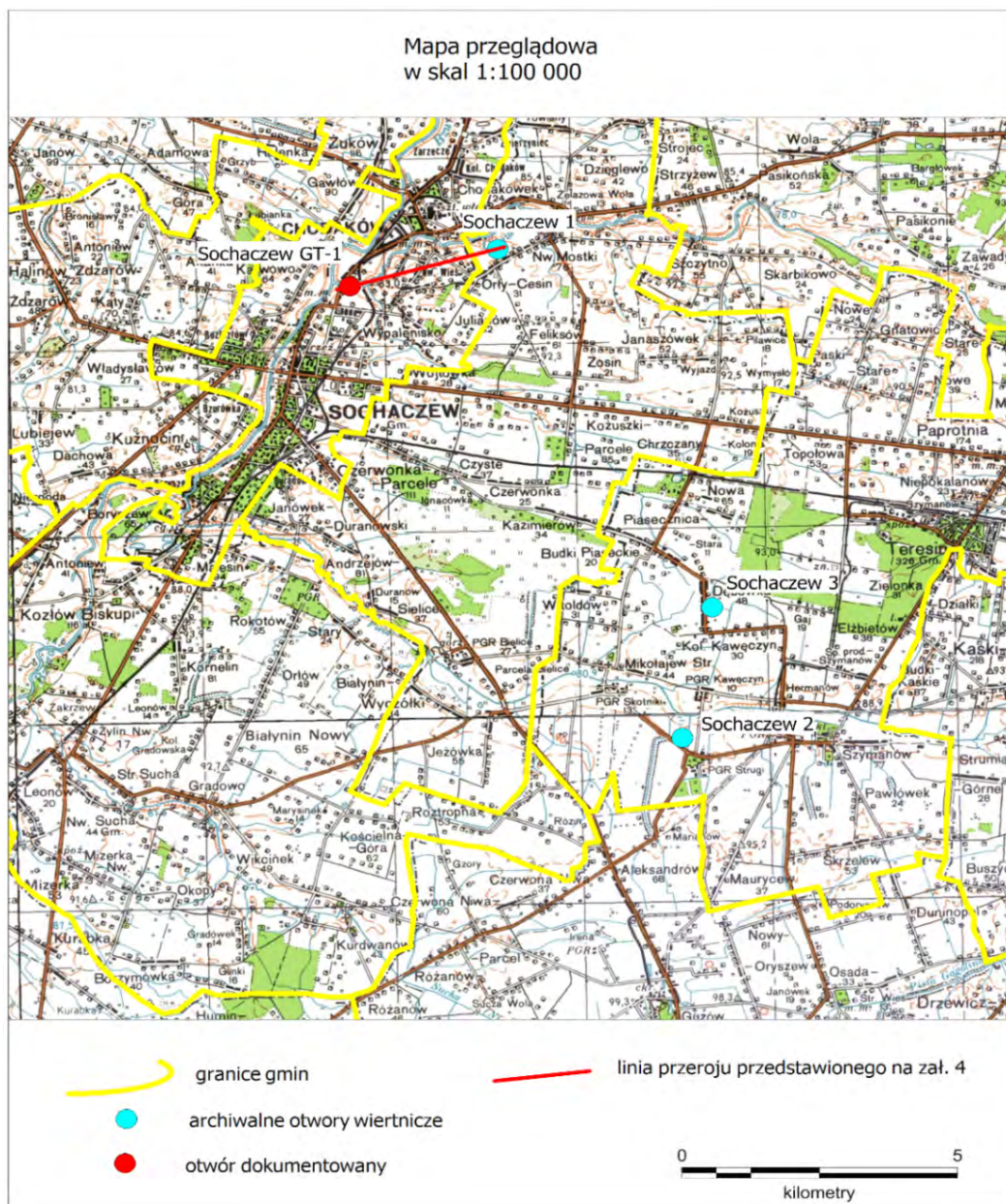
20.2. Geneza projektu geotermalnego w Sochaczewie

Roboty geologiczne polegające na poszukiwaniu i rozpoznawaniu wód termalnych otworem Sochaczew GT-1 na terenie miasta miały na celu zbadanie występowania wód termalnych o temperaturach powyżej 40°C, które można by eksploatować do celów energetycznych. Otwór zlokalizowano na terenie niezagospodarowanej działki, której właścicielem jest Inwestor – Gmina Miasto Sochaczew (ryc. 20.2.1). Dodatkowym atutem lokalizacji był fakt, że w najbliższym otoczeniu miejsca prac znajdują się PEC Sochaczew, niewykorzystywane obecnie tereny przemysłowe, a od strony północnej tereny zielone wraz z przepływającą tam rzeką Utratą.

W rejonie wykonanych prac zrealizowano szereg badań sejsmicznych 2D. Pierwsze z nich w latach 70. i 80. ubiegłego wieku, głównie dla przemysłu naftowego, jak również w celu rozpoznania budowy geologicznej tego

rejonu Polski. Jakość ówczesnej sejsmiki nie pozwalała jednakże na dokładne odwzorowanie głębszych horyzontów. Brak jest nowszych badań sejsmicznych 2D o wyższej rozdzielczości, które dawałyby lepsze rozpoznanie budowy geologiczno-strukturalnej oraz jednoznaczny oceną skał pod kątem właściwości zbiornikowych i nasycających je mediów.

Otwór zlokalizowano na terenie głównego zbiornika wód podziemnych GZWP nr 215 (subniecka warszawska, część centralna) w utworach oligocenu. Najbliższymi głębokimi otworami przewiercającymi utwory kredy dolnej są Sochaczew 1, Sochaczew 2 i Sochaczew 3. Od wykonanego otworu położone są one odpowiednio w odległości około 3, 10,5 i 9 km. Pozostałe głębokie otwory są już w znacznych odległościach od wykonanego otworu. Lokalizacja otworu została podyktowana sposobem za-



Ryc. 20.2.1. Lokalizacja otworu Sochaczew GT-1 na mapie przeglądowej
(Załącznik nr 1 do Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia
wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1)

gospodarowania powierzchni terenu, możliwością wykorzystania wód termalnych do celów energetycznych oraz warunkami geologicznymi, jak też możliwość usytuowania w jej obrębie urządzenia wiertniczego oraz jego zaplecza.

Dla określenia minimalnej wydajności otworu produkcyjnego oraz minimalnej oczekiwanej temperatury wody i jej parametrów chemicznych, które pozwalałyby

na uznanie efektów wiercenia za pozytywne rozwiązanie zadania geologicznego, przeanalizowano szereg materiałów archiwalnych. Założono, iż minimalne parametry złoża powinny przedstawiać się następująco:

- zapotrzebowanie na wodę do celów energetycznych w wysokości około 120 m³/h;
- temperatura w wysokości 40°C;
- mineralizacja poniżej 1 g/dm³.

20.3. Realizacja odwiertu geotermalnego Sochaczew GT-1

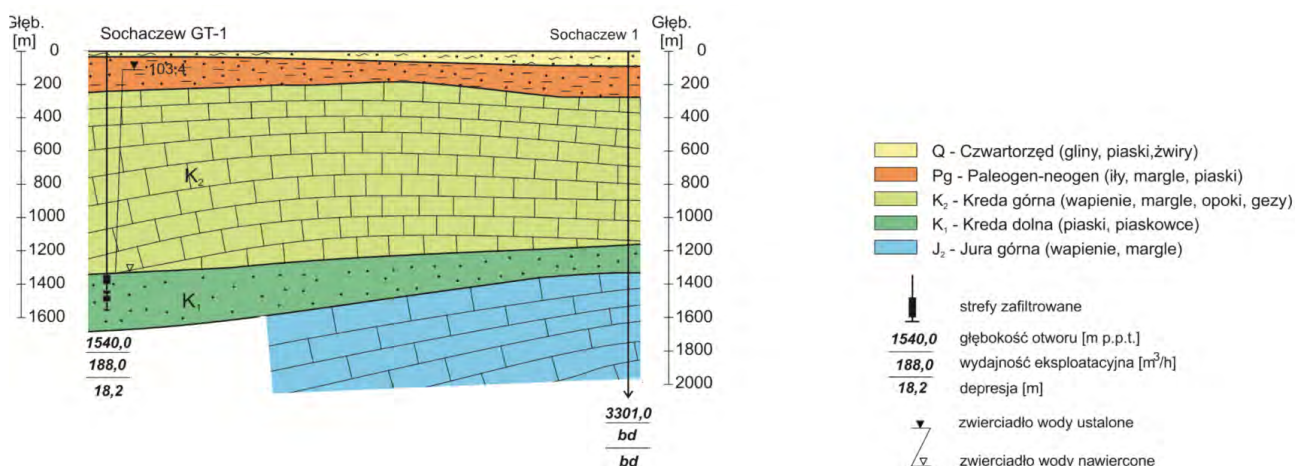
Jak wcześniej wspomniano, na podstawie Umowy dotacji Nr 224/2017/Wn-07/FG-HG-GD/D z dnia 26.09.2017 r. Gmina Miasto Sochaczew otrzymała dofinansowanie ze środków NFOŚiGW w ramach programu priorytetowego *Geologia i górnictwo Część 1) Poznanie budowy geologicznej kraju oraz gospodarka zasobami złóż kopalin i wód podziemnych* na realizację przedsięwzięcia *Rozpoznanie możliwości wykorzystania zasobów geotermalnych do celów ciepłowniczych na obszarze Gminy Miasto Sochaczew poprzez wykonanie otworu geotermalnego Sochaczew GT-1 na działce o numerze ewidencyjnym 24/4 obręb ewidencyjny Sochaczew Centrum*. Prace

nad wierceniem otworu Sochaczew GT-1 trwały od dnia 9.08.2018 r. do dnia 30.11.2018 r. Obejmowały jego odwiercenie, zafiltrowanie, zażwirowanie i badania hydrogeologiczne (pompowania oczyszczające i pomiarowe). Wykonawcą była spółka G-Drilling SA, która wykorzystwała wiertnicę typu TD-160. Nadzór i dozór geologiczny sprawowała firma HPC Polgeol SA. Rycina 20.3.1. przedstawia ogólny widok wiertni otworu Sochaczew GT-1.

Projektowana głębokość otworu Sochaczew GT-1 wynosiła 1400 m ($\pm 10\%$), tj. do nawiercenia około 20 m utworów jury górnej. W wyniku różnic między rzeczywistym a projektowanym profilem litologicznym otwór



Ryc. 20.3.1. Ogólny widok wiertni otworu Sochaczew GT-1 (Załącznik nr 1 do Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1)



Ryc. 20.3.2. Przekrój geologiczny z elementami hydrogeologii przez rejon otwór Sochaczew GT-1 (Załącznik nr 4 do Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych przez otwór Sochaczew GT-1)

wykonano ostatecznie do maksymalnej dopuszczalnej głębokości końcowej 1540 m i zakończono w utworach dolnej kredy. Jury górnej nie nawiercono. Do eksploatacji ujęto poziom wody w zbiorniku dolnej kredy, instalując filtr Johnsona o średnicy 6 5/8" w interwale głębokości 1306,19–1 505,00 m p.p.t. Łączna długość części roboczej filtra wynosi 73,70 m (ryc. 20.3.2).

Parametry wody termalnej ustalono podczas próbnego pompowania po zafiltrowaniu otworu w warunkach samowypływu przy ustalonej wydajności 188 m³/h i średnim ciśnieniu na głowicy 0,45 bar. Temperatura wody na wypływie osiągnęła wartość 44,3°C, natomiast mineralizacja nie przekracza 1 g/dm³. W dniu 29.03.2019 r. Gmina Miasto Sochaczew złożyła wniosek do Marszałka Województwa Mazowieckiego o zatwierdzenie dokumentacji hydrogeologicznej *Dokumentacja hydrogeologiczna ustalająca zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1*. Decyzją Nr 127/19/PE.I z dnia 30.05.2019 r. Marszałek zatwierdził *Dokumentację hydrogeologiczną ustalającą zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1* i uznał, że przedłożone opracowanie spełnia wymagania określone w § 2 i 8 rozporządzenia Ministra Środowiska z 16 listopada 2016 r. ws. dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz.U. z 2016 r., poz. 2033).

Zgodnie z zatwierdzoną dokumentacją ustalone zostały zasoby eksploatacyjne wód termalnych ujętych

otworem Sochaczew GT-1 o głębokości 1505 m p.p.t. w następującej wysokości:

- maksymalna wydajność eksploatacyjna $Q = 180,0 \text{ m}^3/\text{h}$;
- depresja $S = 18,2 \text{ m}$;
- temperatura wody na wypływie: 44,3°C;
- mineralizacja: 0,962 g/dm³.

Wylot otworu został zabezpieczony i ogrodzony (ryc. 20.3.3). W 2022–2023 r. trwały przygotowania do dalszych prac związanych z realizacją inwestycji geotermalnej.



Ryc. 20.3.3. Wylot otworu Sochaczew GT-1 – zabezpieczony i ogrodzony. Maj 2022 r. (fot. Arch. Gminy Miasta Sochaczew)

20.4. Doświadczenia Miasta Sochaczew związane z realizacją inwestycji geotermalnej

Wykorzystanie wód termalnych w ciepłownictwie, pomimo dysponowania znacznymi krajowymi zasobami geotermalnymi oraz niekwestionowanych korzyści wynikających z jej zastosowania, jest jak dotąd niewystarczające. Energia geotermalna jest bowiem jednym z trudniejszych do pozyskania rodzajem odnawialnego źródła energii, zarówno pod względem technicznym, jak i administracyjnym czy formalnoprawnym. Niemniej jednak tego rodzaju inwestycje są pożądane z punktu widzenia władz samorządowych. Racjonalne gospodarowanie energią na obszarze gminy, rozwój gospodarczy i ochrona mieszkańców gminy przed nadmiernymi kosztami energii stanowią kluczowe elementy polityki określającej lokalne bezpieczeństwo energetyczne. Obowiązek planowania i organizacji działań związanych z zabezpieczeniem energetycznym obszaru miasta wymaga od jednostek samorządu terytorialnego dążenia do osiągnięcia jak

największej samowystarczalności energetycznej gminy, przez właściwe wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych.

Działania podejmowane na rzecz poprawy lokalnego bezpieczeństwa energetycznego Miasta Sochaczew koncentrują się wokół lokalnego potencjału geotermalnego. Z uwagi na wielopłaszczyznowy charakter pozyskiwania i przetwarzania tego rodzaju energii, działania podejmowane przez Gminę Miasto Sochaczew w większości skupiają się na opracowywaniu odpowiedniej dokumentacji, pozyskiwaniu funduszy na realizację przedsięwzięć i zapewnianiu odpowiednich montażu finansowych.

Dofinansowanie udzielone przez NFOŚiGW na rzecz Miasta Sochaczew stało się impulsem do podejmowania kolejnych działań dążących do powstania zakładu geotermalnego na terenie Miasta Sochaczewa.

20.5. Współpraca Miasta Sochaczew w zakresie geotermii z ośrodkami krajowymi i zagranicznymi. Korzystanie z dobrych praktyk dzięki udziałowi w projekcie MF EOG

Dla Miasta Sochaczew niewątpliwym atutem, a zarazem wyróżnieniem, jest możliwość współpracy oraz korzystania z wiedzy i doświadczeń wielu różnych partnerów, do których zaliczają się m.in. Geotermia Mazowiecka SA (posiadająca niemal 25 lat doświadczeń w pozyskiwaniu energii z wód termalnych) przedstawiciele Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN oraz Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, NFOŚiGW, Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz wiele innych firm, ośrodków badawczych, samorządów zainteresowanych lub realizujących prace związane z geotermią.

Kontynuowanie działań związanych z wykorzystaniem lokalnego potencjału geotermalnego na terenie Sochaczewa byłoby niemożliwe bez współpracy i korzystania z doświadczeń polskich i światowych liderów w tym zakresie, w szczególności z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Politechniki Wrocławskiej, Krajowej Agencji Energii w Islandii, Christian Michelsen Research AS w Norwegii oraz z Europejskiej Rady Energii Geotermalnej (www.eeagrants.agh.edu.pl). Gmina Miasto Sochaczew, jako jedna z czterech samorządów miejskich wnioskujących o dofinansowanie z NFOŚiGW na realizację odwiertów geotermalnych, brała bowiem udział w 2017 r. w Projekcie *Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce*. W ramach tego Projektu, realizowanego dzięki Funduszowi Współpracy Dwustronnej ze środków MF EOG 2009–2014, przedstawiciele Sochaczewa brali udział w wielu konferencjach, szkoleniach oraz spotkaniach w Polsce, a także odbyli wizyty studyjne w Norwegii i Islandii. Szczególnie ważnym elementem Projektu dla sochaczewskiego samorządu była możliwość bezpośredniego poznania rozwiązań technicznych stosowanych w krajach, które przodują na świecie w zagospodarowaniu ciepła Ziemi: Islandia dzięki wodom i parom geotermalnym, a Norwegia dzięki pompom ciepła. Współpraca Polski, Islandii i Norwegii w zakresie energii geotermalnej w ramach MF EOG i Funduszy Norweskich będzie w nadchodzących latach niezwykle ważna dla rozwoju całego sektora ciepłownictwa ekologicznego w Polsce.

Wynikiem tego Projektu było opracowanie wszechstronnego Raportu dotyczącego m.in. studiów możliwości wykorzystania geotermii w lokalnym ciepłownictwie, a także propozycje projektów pilotażowych (Kępińska red. i in. 2017). W przypadku Sochaczewa wnioski z przeprowadzonych badań i analiz oraz zaproponowane koncepcje zagospodarowania wód geotermalnych dla celów ciepłowniczych znalazły kontynuację w planowanym

przedsięwzięciu polegającym na budowie zakładu opartego na dublecie otworów geotermalnych.

Efektem wizyty studyjnej na Islandii w 2017 r., podczas której samorządowcy zapoznali się z doświadczeniami i dobrymi praktykami islandzkich klastrów energii, było powołanie Sochaczewskiego Klastra Energii (KSE). Jego celem jest organizacja lokalnej platformy współpracy na rzecz pełnego wykorzystania potencjału geotermalnego. Przyjmując rolę Koordynatora Klastra, samorząd jest nie tylko inicjatorem jego powstania, ale także aktywnie wspiera również jego rozwój. Współpraca lokalnych przedsiębiorców z Gminą Miastem Sochaczew wynika jednakże z potrzeb obu stron: lokalni wytwórcy energii elektrycznej i ciepłej potrzebują wsparcia samorządu, aby utrzymać się na rynku i obniżyć koszty świadczonych usług, podczas gdy dla Miasta niezbędne jest wykorzystanie lokalnych zasobów geotermalnych w celu uzyskania znacznego stopnia niezależności energetycznej, zgodnie z założeniami lokalnej polityki energetycznej.

Osią powstania Klastra było wykorzystanie energii geotermalnej do produkcji ciepła, a następnie wprowadzenie schłodzonej i uzdatnionej wody termalnej do miejskiej sieci wodociągowej. Konstrukcja SKE zdeterminowała niejako uczestników tej inicjatywy, którymi są Miasto Sochaczew (koordynator), PEC Sochaczew sp. z o.o., Geotermia Mazowiecka SA oraz Zakład Wodociągów i Kanalizacji – Sochaczew sp. z o.o. (ZWiK) (ryc. 20.5.1).



Ryc. 20.5.1. Sochaczewski Klaster Energii

Współpraca samorządu z lokalnymi przedsiębiorcami, w szczególności z wytwórcami energii ciepłej, jest niezwykle ważna dla każdej ze stron. Aby móc obniżyć koszty świadczonych usług, wytwórcy potrzebują wsparcia samorządów, natomiast dla Gminy niezbędne jest wykorzystanie lokalnego potencjału geotermalnego w celu uzyskania znacznego stopnia niezależności energetycznej, jako gwarancji swobodnego rozwoju gospodarczego. Wykorzystanie geotermii ma też szczególne znaczenie ze względu na aspekt ekologiczny.

Misją SKE jest także wzrost świadomości lokalnej społeczności odnośnie wytwarzania energii i odpowiedzialnego zużywania zasobów naturalnych, a zarazem rozwój i aktywizacja społeczeństwa obywatelskiego na poziomie lokalnym. Należy też podkreślić, że SKE uzyskał Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii w I Konkursie organizowanym przez Departament Energii Odnawialnej Rozproszonej i Ciepłownictwa w Ministerstwie Energii.

Realizacja przedsięwzięć geotermalnych przez samorządy stanowi nie tylko ogromne wyzwanie finansowe wynikające z wysokich nakładów inwestycyjnych na budowę odpowiedniej infrastruktury technicznej czy też

wykonania odwiertów. Ze względu na znaczny stopień skomplikowania planowanych inwestycji, w tym również dwoisty charakter ciepłowni geotermalnych, które są jednocześnie zakładami górnictwami, bardzo istotne z punktu widzenia samorządów jest wsparcie merytoryczne na każdym etapie projektu. Niezwykle ważne jest zatem podejmowanie współpracy z instytucjami i ekspertami zajmującymi się merytorycznie geotermią, a ponadto organizacja i uczestnictwo w działaniach szkoleniowych, edukacyjnych, informacyjnych czy też popularyzacyjnych dotyczących geotermii.

20.6. Perspektywy i planowane kierunki wykorzystania zasobów geotermalnych

Możliwości zagospodarowania rozpoznanych zasobów geotermalnych w ciepłownictwie i określenie przyszłych zamierzeń samorządu względem odwiertu wymagało dokonania analizy wielu czynników, tj. konieczności powstania odpowiedniej infrastruktury technicznej, dysponowania niezbędnym potencjałem ekonomiczno-finansowym oraz innych aspektów organizacyjno-technologicznych związanych z budową i eksploatacją tego rodzaju obiektu.

Priorytetowym celem podejmowanych działań było zwiększenie stopnia wykorzystania odnawialnych źródeł energii w systemie ciepłowniczym Miasta Sochaczewa oraz dywersyfikacja źródeł ciepła skutkująca wzrostem bezpieczeństwa energetycznego w wyniku uniezależnienia od stosowanego obecnie gazu. Ocena istniejącego potencjału geotermalnego wskazuje, że najbardziej optymalnym wariantem jest budowa jednostki wytwórczej wykorzystującej ten potencjał oraz jej przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Tak zdefiniowany projekt mieści się również wśród przedsięwzięć zawartych w *Koncepcji powołania i funkcjonowania Sochaczewskiego Klastra Energii*.

W ramach prac przygotowawczych PEC Sochaczew (jako Wnioskodawca) wraz z partnerami Klastra przeprowadził analizy techniczno-energetyczne, które wskazały a możliwość wykorzystania istniejących zasobów geotermalnych w celu nie tylko wsparcia systemu grzewczego, ale również potwierdziły możliwość zasilenia systemu zaopatrzenia w wodę. Pozytywne wyniki badań parametrów fizyko-chemicznych wody geotermalnej wskazały, że po odebraniu z niej części energii może być skierowana do systemu zaopatrzenia miasta w wodę. Projekt stał się zatem kompleksową odpowiedzią na zidentyfikowane potrzeby, a jego realizacja przyczyni się do dalszego prawidłowego i sprawnego funkcjonowania systemu ciepłowniczego

W dniu 21.02.2020 r. PEC Sochaczew złożyło wniosek do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o dofinansowanie przedsięwzięcia *Budowa zakładu geotermalnego w Sochaczewie* w ramach

programu priorytetowego nr 5.18 *Polska Geotermia Plus*. Koncepcja wykorzystania energii geotermalnej na potrzeby ciepłownicze obejmuje wykonanie otworu geotermalnego Sochaczew GT-2 oraz utworzenie dubletu z istniejącym otworem Sochaczew GT-1 (którego właścicielem jest Gmina Miasto Sochaczew), budowę zakładu geotermalnego, a także wykonanie rurociągu i modernizację przesyłu ciepła oraz węzłów cieplnych. Dublet geotermalny, jaki utworzą projektowany otwór Sochaczew GT-2 oraz istniejący otwór Sochaczew GT-1, wykorzystywany będzie do produkcji energii cieplnej dla zaopatrzenia w ciepło oraz ciepłą wodę użytkową odbiorców na terenie miasta Sochaczewa.

W ramach planowanej inwestycji zrealizowane zostaną następujące etapy i elementy infrastruktury technicznej:

- przygotowanie dokumentacji technicznej wraz z pozyskaniem pozwoleń na budowę;
- wykonanie odwiertu chłonnego Sochaczew GT-2;
- pozyskanie koncesji na eksploatację dubletu geotermalnego GT-1 – GT-2;
- budynek zakładu geotermalnego;
- technologia zakładu geotermalnego;
- rurociąg wody geotermalnej;
- odwiert produkcyjny;
- modernizacja przesyłu ciepła;
- modernizacja węzłów cieplnych;
- budowa przyłącza, instalacji wewnętrznej oraz zewnętrznej gazu.

Planowane jest odwiercenie otworu geotermalnego Sochaczew GT-2 wraz z wykonaniem pełnego zestawu badań i testów złożowych. Ponieważ przewiduje się wstępnie, że projektowany otwór Sochaczew GT-2 będzie pracował jako otwór chłonny, to w wymienionym projekcie przewiduje się określenie także jego zdolności chłonnych. Odwiert umożliwi pracę w systemie dubletu. Woda geotermalna będzie wydobywana otworem produkcyjnym, odda ciepło w wymienniku ciepła oraz pompie ciepła do wody obiegowej, a następnie schłodzona

będzie zatłaczana otworem chłonnym do górotworu, co wpłynie korzystnie na bilans wód termalnych zbiornika kredy dolnej w tym rejonie. Rozwiązanie to zapewni nie tylko odnawialność złoża oraz utrzymanie jego parametrów eksploatacyjnych, ale także spełnienie wymogów ochrony środowiska (brak degradacji wód podziemnych). Planuje się wykonanie otworu pionowego o głębokości 1650 m ($\pm 10\%$). Faktyczna głębokość posadowienia poszczególnych kolumn rur okładzinowych będzie uzależniona od stwierdzonych warunków geologicznych.

Podczas realizacji planowanych prac geologicznych przewiduje się wykonanie badań z zakresu geofizyki wiertniczej. Podczas realizacji robót geologicznych, w zależności od stwierdzonych warunków hydrogeologicznych przeprowadzone zostaną obserwacje i badania związane przede wszystkim z horyzontem wodonośnym (w zbiorniku kredy dolnej) oraz przewiercanymi skałami nadległymi. Zamontowane zostaną pompy zatłaczające, które będą pracować w systemie równoległym w układzie praca-rezerwa. Pompy będą jednostopniowymi pompami odśrodkowymi w układzie *in-line* ze standardowym silnikiem i mechanicznymi uszczelnieniami wału. Automatyka sterująca pracą odwiertu chłonnego będzie kompatybilna z wprowadzonym systemem nadrzędnym monitorującym pracę całego zakładu geotermalnego. Zostanie również wybudowane przyłącze energetyczne.

Będą też zrealizowane prace związane z adaptacją odwiertu Sochaczew GT-1 do pracy w dublecie geotermalnym i włączenie go do systemu ciepłowniczego. Otwór ten będzie otworem produkcyjnym. Zostanie wykonane jego zabezpieczenie w postaci dwóch kontenerów magazynowych. W jednej części będzie znajdować się głowica odwiertu, druga część kontenera będzie stanowić zaplecze techniczne. Automatyka sterująca pracą ujęcia geotermalnego będzie kompatybilna z wprowadzonym systemem nadrzędnym monitorującym pracę całego zakładu. Automatyka będzie umożliwiać sterowanie zdalne systemem pracy ciepłowni, z możliwością ustawiania parametrów pracy poszczególnych układów technologicznych poprzez sterowanie zadanym przepływem,

ciśnieniami, temperaturą itp. System pozwoli też na archiwizowanie parametrów pracy ciepłowni z możliwością podglądu i wydruku raportów dla określonego przedziału czasu (dnia, miesiąca itp.).

Kolejnym etapem inwestycji jest budowa zakładu geotermalnego. Jego technologia będzie opierać się na współpracy z istniejącą ciepłownią węglową o mocy 3,5 MW. Budynek będzie stanowić kompletnie wyposażoną halę w konstrukcji stalowej o wymiarach: 40 m długości, 20 m szerokości i 8 m wysokości, w której będą wszystkie urządzenia technologiczne, sterownia i zaplecze socjalno-administracyjne.

Zakład geotermalny wyposażony będzie w absorpcyjną pompę ciepła wraz z szafą sterowniczą oraz możliwością wpięcia do nadrzędnego systemu sterowania ($2 \times 2,5$ MW), kocioł wysokotemperaturowy z szafą sterowniczą ($2 \times 3,2$ MW), wymienniki sieciowe, wymienniki geotermalne, pompy sieciowe, urządzenia technologiczne (rurociągi, armatura regulacyjna, armatura odcinająca, urządzenia kontrolno-pomiarowe, instalacja automatyki oraz elektryczna, układ stabilizacji ciśnienia), pompy wody geotermalnej, automatykę sterującą pracą ujęcia geotermalnego, stacją uzdatniania wody.

Literatura

Kępińska red. i in. 2017. Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia możliwości dla wybranych obszarów w Polsce. Raport z wizyt studyjnych. Projekt dofinansowany przez MF EOG (www.eeagrants.agh.edu.pl).

Załącznik nr 1 do Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1. Arch. Gminy Miasta Sochaczew.

Załącznik nr 4 do Dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych z utworów kredy dolnej ujętych otworem Sochaczew GT-1. Arch. Gminy Miasta Sochaczew.

21. Identyfikacja luk w wiedzy głównych interesariuszy w Polsce na temat geotermii na poziomie krajowym oraz sugestie poprawy

Tematy zidentyfikowane jako luki w wiedzy, które należy zmniejszyć poprzez działania szkoleniowe. Sugestie poprawy

Działania szkoleniowe w Polsce należą do głównych zadań Projektu EOG *Budowanie zdolności kluczowych zainteresowanych stron w dziedzinie energii geotermalnej (2020–2024)*. Są ukierunkowane na geotermalne ciepłownictwo sieciowe jako najważniejszą dziedzinę obecnego i przyszłego wykorzystania tego źródła energii w Polsce. Geotermia jest bowiem nieemisyjna, przyczynia się do łagodzenia zmian klimatycznych, a także do poprawy jakości życia i zdrowia społeczeństwa. Z tego względu od kilku lat z większą intensywnością i konsekwencją ogłaszane są publiczne programy priorytetowe wsparcia finansowego projektów inwestycyjnych w tym zakresie, wykonywane są różnorodne prace badawczo-rozwojowe, wprowadzane odpowiednie zapisy dotyczące geotermii w krajowych strategiach i politykach energetycznych.

Jak podkreślono w Przedmowie, niezbędne jest jednoczesne prowadzenie działań szkoleniowych, które ułatwią przedstawicielom kluczowych podmiotów zaangażowanych w rozwój ciepłownictwa geotermalnego niwelowanie luk w już posiadanej wiedzy w tym zakresie, umożliwią jej pogłębienie, skorzystanie z doświadczeń i dobrych praktyk krajowych i zagranicznych, poznanie wybranych instalacjami oraz efektów ich pracy.

Wyjątkowe możliwości w tym zakresie zaoferował polskim interesariuszom wymieniony wyżej Projekt realizowany przez partnerów z Krajowej Agencji Energii Islandii oraz z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Polsce – wiodących instytucji w swoich krajach w branży geotermalnej.

Projekt należy do grupy przedsięwzięć wspierających inicjatywy ukierunkowane na rozwój ciepłownictwa geotermalnego w Polsce, a w jego ramach zaplanowano m.in. działania szkoleniowe w Polsce. Aby jak najlepiej spełniły swą rolę, opracowano ich odpowiedni program, którego podstawą była wcześniejsza identyfikacja przez lidera Projektu luk w wiedzy i potrzeb w zakresie ich niwelowania. Było to możliwe dzięki wieloletniej działalności IGSMiE PAN w branży geotermalnej w Polsce, kontaktom z instytucjami publicznymi, samorządami, inwestorami, administracją geologiczną różnych szczebli, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, organizacjami branżowymi, z innymi podmiotami i wyrażanym przez nie potrzebom i propozycjom.

Zwrócono się także do interesariuszy Projektu z prośbą o sugestie, które tematy i doświadczenia praktyczne są im jeszcze mało znane, a natomiast istotne w kontekście rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w kraju i realizacji inwestycji w tym zakresie, przekazu jakich informacji i do-

świadczeń oczekiwali od specjalistów islandzkich i polskich. Skorzystano także z uwag i propozycji ze strony uczestników 1. Rundy Działań szkoleniowych w Polsce w 2022 roku.

Dzięki takiemu podejściu zidentyfikowano luki w wiedzy wśród kluczowych interesariuszy na poziomie krajowym, a następnie partnerzy Projektu określili tematy służące poszerzeniu przez interesariuszy już posiadanej lub też uzyskaniu nowej wiedzy, opracowano również odpowiedni program działań szkoleniowych dostosowany do ich potrzeb. Zawiera on szerokie spektrum tematów, które naświetlają różnorodne zagadnienia dotyczące ciepłownictwa geotermalnego, koncentrując się na aspektach istotnych dla uwarunkowań polskich. Wskazuje m.in. na optymalne rozwiązania i doświadczenia z Islandii – kraju wiodącego w Europie i na świecie pod względem zastosowań energii geotermalnej, m.in. w ciepłownictwie, a także na dotychczasowe polskie rozwiązania i doświadczenia. Program może być modyfikowany i uzupełniany, w zależności od potrzeb uczestników kolejnych Działań szkoleniowych lub też innych zainteresowanych podmiotów.

Zidentyfikowane luki w wiedzy i proponowane tematy służące ich niwelowaniu, które były podstawą do opracowania programu Działań szkoleniowych w ramach Projektu EOG, zestawiono poniżej.

Proponowana tematyka Działań szkoleniowych dla niwelowania zidentyfikowanych luk w wiedzy i podniesienia jej obecnego poziomu

Grupy zidentyfikowanych luk w wiedzy i zaproponowaną tematykę Działań szkoleniowych służącą ich niwelowaniu oraz poprawie obecnego poziomu przedstawiają się następująco:

- potencjał zasobowy perspektywiczny dla ciepłownictwa geotermalnego w Polsce;
- energia geotermalna w politykach i strategiach energetycznych Polski. Obecne i przewidywane programy i sposoby wsparcia publicznego;
- możliwości finansowania projektów z zakresu ciepłownictwa geotermalnego w Polsce;
- podstawowe aspekty formalne, administracyjne, proceduralne związane z projektami geotermalnymi ukierunkowanymi na ciepłownictwo sieciowe;
- geotermia w ciepłownictwie sieciowym – rozwiązania optymalne energetycznie, technologicznie, kluczowe elementy, współpraca kilku źródeł;
- korzyści ekologiczne, środowiskowe, klimatyczne związane z geotermalnym ciepłownictwem sieciowym, rola w gospodarce niskoemisyjnej;

- główne problemy w eksploatacji złóż i systemów geotermalnych w warunkach polskich – przyczyny, sposoby ograniczania. Doświadczenia zagraniczne i polskie, z których można skorzystać;
- doświadczenia, dobre praktyki pracujących geotermalnych ciepłowniczych systemów w Polsce przydatne dla kolejnych inwestycji w tym zakresie w Polsce;
- doświadczenia, dobre praktyki organizacji i funkcjonowania geotermalnych systemów ciepłowniczych na Islandii – wybrane przykłady odpowiednie dla Polski;
- możliwości i metody bardziej efektywnego i innowacyjnego wykorzystywania energii geotermalnej w ciepłownictwie i do innych celów. Projekty w realizacji i planowane w Islandii i w Polsce;
- sposoby skutecznego działania administracji publicznej na rzecz rozwoju stosowania energii geotermalnej;
- możliwości poznania przykładów dobrych praktyk, wymiany doświadczeń, nawiązania kontaktów i współpracy.

Podane grupy zidentyfikowanych luk i tematów budzących zainteresowanie zestawiono w tabeli i wskazano, w zakresie których tematów opracowanego programu Działań szkoleniowych zostały one uwzględnione.

Program i tematyka trzydniowych Działań szkoleniowych wynikające ze zidentyfikowanych luk w wiedzy, pro-

pozycji ze strony partnerów i przedstawicieli zainteresowanych stron zostały doprecyzowane, zestawione w kilku grupach tematycznych w taki sposób, aby były tematycznie spójne, prezentowane przez wykładowców z Islandii i z Polski w ramach całościowych bloków.

Pierwszy dzień Działań szkoleniowych dotyczy zagadnień wprowadzających, a następnie grupy tematów przedstawionych przez specjalistów islandzkich. W programie drugiego dnia zawarto tematykę prezentowaną głównie przez wykładowców z Polski. W trzecim dniu zaplanowano wizyty techniczne w wybranych geotermalnych instalacjach ciepłowniczych (pracujących i w trakcie realizacji). W 2022 i 2023 r. były to instalacje w Mszczonowie i w Sochaczewie. Przewidziano także bezpośrednią wymianę doświadczeń, dyskusje, nawiązywanie kontaktów między uczestnikami, wykładowcami i ekspertami.

Dla potrzeb Działań szkoleniowych w Polsce przygotowano materiały informacyjne w formie streszczeń oraz prezentacji poszczególnych tematów ujętych w programie. W sposób dogłębny tematy te zostały ujęte w niniejszym podręczniku dopasowanym do potrzeb interesariuszy, opracowanym przez specjalistów islandzkich i polskich.

Luki, tematy do uzupełnienia lub poprawy stanu wiedzy nt. ciepłownictwa geotermalnego i powiązanych kwestii zidentyfikowane wśród grupy kluczowych zainteresowanych stron w Polsce – oraz tematy uwzględnione w programie Działań szkoleniowych Projektu EOG służące niwelowaniu tych luk, podniesieniu poziomu istniejącej i nabyciu nowej wiedzy

Zidentyfikowane luki, proponowane zagadnienia dla uzupełnienia lub poprawy stanu istniejącej wiedzy	Tematy uwzględnione w programie Działań szkoleniowych w Polsce dla niwelowania luk, poprawy stanu istniejącej oraz uzyskania nowej wiedzy
Dostępne krajowe i międzynarodowe programy finansowego wsparcia ciepłownictwa geotermalnego w Polsce. Rodzaje, zasady przyznawania, podmioty, do których one są i będą kierowane. Niektóre samorządy i inne podmioty są zainteresowane rozwojem projektów. Potrzebne jest jednak wsparcie zewnętrzne, gdyż inwestycje są kosztowne. Możliwości w ramach funduszy krajowych, unijnych, NMF i MF EOG. Możliwości współpracy z podmiotami z Islandii.	W programie zawarto tematy: <ul style="list-style-type: none"> • Finansowanie projektów geotermalnych w Polsce. • Możliwości współpracy polsko-islandzkiej w obszarze geotermii. Informacje opracowali i przedstawili specjaliści z Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej podczas Działań w 2022 r. oraz, zaktualizowane, w 2023 roku.
Podstawy wiedzy na temat energii geotermalnej.	W programie zawarto m.in. tematy: <ul style="list-style-type: none"> • Wpływ instalacji na środowisko w skali globalnej i lokalnej. Przykłady stosowania energii geotermalnej w niskoemisyjnym ciepłownictwie w Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski.
Niewystarczająca wiedza i orientacja co do krajowych zasobów energii geotermalnej, odpowiednich zwłaszcza dla ciepłownictwa.	W programie zawarto temat: <ul style="list-style-type: none"> • Zasoby geotermalne w Polsce.
Obecna i przewidywana rola geotermii w Polsce wśród innych nośników energii pierwotnej, w tym OZE, struktura ich zużycia i udział geotermii.	Splot kilku zagadnień w ramach kilku tematów, m.in.: <ul style="list-style-type: none"> • Przegląd wykorzystania energii geotermalnej w Polsce oraz perspektywy dalszego rozwoju. • Geotermia w politykach, strategiach energetycznych Polski.
Podstawowe przepisy prawne, procedury formalne, administracyjne w Polsce związane z geotermalnymi projektami ciepłowniczymi.	W programie umieszczono temat: <ul style="list-style-type: none"> • Organizacja i prowadzenie projektów geotermalnych w Polsce (aspekty formalne i prawne).

<p>Organizacja i zarządzanie projektami geotermalnymi.</p> <p>Sposoby zaangażowania instytucji rządowych – doświadczenia z Islandii.</p>	<p>W programie umieszczono kilka tematów, w których uwzględniono wymienione aspekty, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Administracja publiczna na rzecz energii geotermalnej – Nowe spojrzenie na rolę rządu. Kwestie proceduralne. Pokonywanie barier. • Optymalne metody zrównoważonej eksploatacji energii geotermalnej w ciepłownictwie sieciowym – Wnioski z rozwoju geotermii w Islandii dla drogi ku społeczeństwu o zrównoważonej energetyce. • Geotermia w krajowej polityce energetycznej. Wartość ekonomiczna i klimatyczna zasobów geotermalnych. Parki zasobów, klastry geotermalne. Studium przypadku – Islandia.
<p>Efekty ekologiczne funkcjonowania ciepłowniczych instalacji geotermalnych.</p>	<p>W programie zawarto m.in. tematy:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wpływ instalacji na środowisko w skali globalnej i lokalnej. • Przykłady stosowania energii geotermalnej w niskoemisyjnym ciepłownictwie w Islandii jako dobre praktyki dla Polski.
<p>Zrównoważona eksploatacja zasobów i gospodarowanie energią geotermalną – ogólne zasady, przykłady.</p>	<p>W programie wątek ten zawarto m.in. w tematach:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wprowadzenie do energii geotermalnej. • Wnioski z rozwoju geotermii w Islandii dla drogi ku społeczeństwu o zrównoważonej gospodarce energetycznej.
<p>Możliwości i sposoby efektywnego energetycznie włączania niskotemperaturowego ciepła z geotermii do systemów grzewczych w Polsce.</p>	<p>Te kwestie zawarto w kilku tematach, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Przykłady stosowania energii geotermalnej w niskoemisyjnym ciepłownictwie w Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski. • Przykłady geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Polsce dla dalszego pomyślnego rozwoju. • Rekonstrukcje i adaptacje nieużytkowanych i negatywnych otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii w Polsce – doświadczenia oraz perspektywy.
<p>Wpływ poszczególnych elementów ciepłowniczego systemu geotermalnego na osiągnięte efekty końcowe jego pracy. Cechy wspólne i różnice między geotermią a innymi nośnikami energii (konwencjonalnymi, OZE).</p> <p>Charakterystyka źródła geotermalnego w porównaniu z innymi nośnikami energii.</p>	<p>Do tych kilku powiązanych kwestii odnoszą się tematy w bloku „Najlepsze praktyki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w zakresie zarządzania oraz inżynierii”:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Podstawowe metody i technologie geotermalnego ciepłownictwa sieciowego – wybrane aspekty techniczne, energetyczne, instalacyjne, ekonomiczne, in. istotne dla polskich warunków. • Typowe wyzwania w eksploatacji geotermalnych otworów i systemów ciepłowniczych,
<p>Zidentyfikowane luki, proponowane zagadnienia dla uzupełnienia lub poprawy stanu istniejącej wiedzy</p>	<p>Tematy uwzględnione w programie Działań szkoleniowych w Polsce dla niwelowania luk, poprawy stanu istniejącej oraz uzyskania nowej wiedzy</p>
<p>Specyfika poszczególnych elementów systemów oraz instalacji ciepłowniczych których elementem jest energia geotermalna.</p> <p>Zasady optymalnej współpracy składowej geotermalnej z innymi rodzajami energii o różnych charakterystykach w układach ciepłowniczych.</p> <p>Podobieństwa, różnice między geotermią i innymi OZE w kontekście jej stosowania w ciepłownictwie.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dobór pomp ciepła i kotłów szczytowych w systemach ciepłowniczych ze źródłem geotermalnym. Moc a roczne zużycie energii. • Przykłady stosowania energii geotermalnej w nieemisyjnym ciepłownictwie w Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski. • Charakterystyka geotermalnego źródła energii i wpływ poszczególnych elementów systemu geotermalnego na efektywność jego pracy. • Przykłady geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Polsce dla dalszego pomyślnego rozwoju.
<p>Korzyści i zalety ekologiczne, ekonomiczne, inne stosowania geotermii w ciepłownictwie. Przykłady dobrych praktyk w tych zakresach,</p>	<p>Te kwestie zawarto w kilku tematach, m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Przykłady stosowania energii geotermalnej w nieemisyjnym ciepłownictwie w Islandii jako najlepsze praktyki dla Polski.
<p>Wybrane doświadczenia Islandii i Polski z pracy geotermalnych systemów grzewczych.</p> <p>Bliższe poznanie przykładów przydatnych dla kolejnych systemów, które są w Polsce w trakcie realizacji i projektowania.</p>	<p>Tematy, które uwzględniają wymienione aspekty:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Przykłady geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w Polsce dla dalszego pomyślnego rozwoju. • Rekonstrukcje i adaptacje nieużytkowanych i negatywnych otworów wiertniczych dla potrzeb geotermii w Polsce – doświadczenia oraz perspektywy. • Wizyty techniczne podczas Działań szkoleniowych w celu zapoznania się z działaniem wybranych instalacji geotermalnych. • Uwzględnienie w programie Wizyty studyjnej na Islandii ciepłowniczych instalacji geotermalnych, które posiadają parametry zbliżone do warunków polskich.
<p>Kwestie, na jakie należy zwracać uwagę przy projektowaniu instalacji ciepłowniczych z udziałem geotermii. Pompy ciepła, pompy wstępne, inne.</p>	<p>Blok tematów „Najlepsze praktyki geotermalnego ciepłownictwa sieciowego w zakresie zarządzania oraz inżynierii”:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Podstawowe metody i technologie geotermalnego ciepłownictwa sieciowego – wybrane aspekty techniczne, energetyczne, instalacyjne, ekonomiczne istotne dla polskich warunków. • Typowe wyzwania w eksploatacji geotermalnych otworów i systemów ciepłowniczych.

	<ul style="list-style-type: none"> • Dobór pomp ciepła i kotłów szczytowych w systemach ciepłowniczych ze źródłem geotermalnym. • Moc a roczne zużycie energii.
Podstawowe problemy podczas eksploatacji instalacji geotermalnych. Sposoby ich przewidywania i ograniczania.	<p>W programie umieszczono tematy:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Postępowanie z nieskrapającymi się gazami w wodach geotermalnych. • Skaling i korozja w instalacjach geotermalnych. Przyczyny, ograniczanie.
W ostatnich latach w wielu krajach podejmuje się wiele innowacyjnych działań i projektów w energetyce, także w branży OZE. Jakże już są i mogą być innowacyjne sposoby zagospodarowania geotermii na Islandii oraz w Polsce – także jako elementy jej wszechstronnego wykorzystania (którego centrum jest ciepłownictwo).	<p>W programie umieszczono temat krótki przegląd innowacyjnych zastosowań geotermii w Islandii i w Polsce:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Przykłady z Islandii. • Przykłady z Polski.

Podręcznik posłuży uczestnikom Działań szkoleniowych, a także innym kluczowym interesariuszom, w pogłębieniu i utrwaleniu wiedzy uzyskanej podczas wymienionych Działań, będzie pomocny w dalszej pracy

związanej z projektami geotermalnymi. Będzie też przydatny m.in. dla studentów kierunków związanych z odnawialnymi źródłami energii i geotermią, a także dla innych zainteresowanych osób.

Iceland 
Liechtenstein
Norway grants

keygeothermal.pl

Wspólnie działamy na rzecz Europy **zielonej**, **konkurencyjnej** i **sprzyjającej integracji społecznej**

IGSMiE PAN – Wydawnictwo

Nakład 150 egz.

Objętość ark. wyd. 46,0; ark. druk. 63,5 (x4)

Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska, ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice

**Podręcznik został wydany dzięki wsparciu finansowemu
udzielanemu przez Islandię, Liechtenstein oraz Norwegię**

**OS-2023-03
ISBN 978-83-67606-29-5**