

Wstępne studium techniczno-ekonomiczne
wykorzystania wód termalnych

ŚLESIN



PAŃSTWOWY
INSTYTUT
GEOLOGICZNY



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
Program Geologii Złożowej i Gospodarczej
Kierownik: Marcin Szuflicki

Skład autorski:

mgr inż. Bartłomiej Ciapała¹, mgr Izabella Gryszkiewicz², mgr inż. Marek Hajto¹,
dr inż. Michał Kaczmarczyk¹, mgr inż. Dorota Lasek-Woroszkiewicz², dr hab. inż. Leszek Pająk¹,
mgr Łukasz Smajdor², dr Mariusz Socha², dr hab. inż. Anna Sowizdzał¹, mgr Jadwiga Stożek²,
dr hab. inż. Barbara Tomaszewska¹, mgr inż. Agnieszka Wrzosek², mgr Ewa Zapora²

¹ Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica, Kraków, al. Mickiewicza 30

² Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa, ul. Rakowiecka 4

Redakcja i projekt typograficzny:

Anna Andraszek, Łukasz Borkowski, Agnieszka Byliniak, Monika Masiak

Projekt graficzny:

Monika Cyrklewicz

 Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



Warszawa, 2020



Sfinansowano ze środków
Narodowego Funduszu
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

SPIS TREŚCI

1.	CHARAKTERYSTYKA MIASTA/GMINY	2
1.1.	LOKALIZACJA	2
1.2.	FIZJOGRAFIA	2
1.3.	WARUNKI ŚRODOWISKOWE I HYDROGEOTERMALNE	3
2.	OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA RYNKU CIEPŁOWNICZEGO	4
3.	KONCEPCJA BUDOWY CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ	4
3.1.	GŁÓWNE PARAMETRY TECHNICZNE PROJEKTU	5
3.2.	BILANS ENERGETYCZNY ANALIZOWANEGO ODBIORCY ENERGII	5
3.2.1.	ODBIORCA KOMUNALNY – SIEĆ CIEPŁOWNICZA	6
3.2.2.	OBIEKTY REKREACYJNE – BASENY GEOTERMALNE	8
3.2.3.	WYKORZYSTANIE ENERGII GEOTERMALNEJ W SYSTEMIE KASKADOWYM – – SIEĆ CIEPŁOWNICZA ORAZ BASENY GEOTERMALNE	11
4.	WSTĘPNA OCENA FINANSOWA	14
4.1.	ZAŁOŻENIA DO WSTĘPNEJ OCENY FINANSOWEJ	14
4.2.	ODBIORCA KOMUNALNY – SIEĆ CIEPŁOWNICZA	14
4.2.1.	NAKŁADY INWESTYCYJNE	14
4.2.2.	KOSZTY OPERACYJNE	15
4.2.3.	OCENA FINANSOWA	15
4.3.	OBIEKTY REKREACYJNE – BASENY GEOTERMALNE	15
4.3.1.	NAKŁADY INWESTYCYJNE	15
4.3.2.	KOSZTY OPERACYJNE	15
4.3.3.	OCENA FINANSOWA	15
4.4.	WYKORZYSTANIE ENERGII GEOTERMALNEJ W SYSTEMIE KASKADOWYM – SIEĆ CIEPŁOWNICZA ORAZ BASENY GEOTERMALNE	15
4.4.1.	NAKŁADY INWESTYCYJNE	15
4.4.2.	KOSZTY OPERACYJNE	16
4.4.3.	OCENA FINANSOWA	16
5.	STAN ŚRODOWISKA	19
6.	ODDZIAŁYWANIE PROJEKTU NA ŚRODOWISKO NATURALNE	20
7.	PROGNOZA STANU TERMODYNAMICZNEGO I MOŻLIWOŚCI ZAGOSPODAROWANIA WÓD TERMALNYCH	24
8.	WNIOSKI	26
9.	POTENCJALNI INICJATORZY / PROMOTORZY PROJEKTU	27

1 CHARAKTERYSTYKA MIASTA | GMINY

1.1.

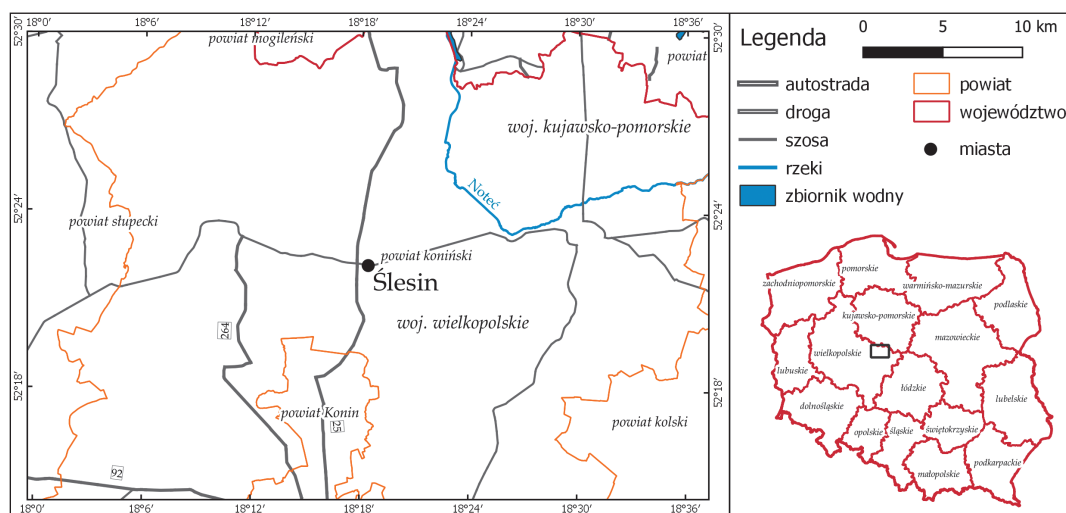
LOKALIZACJA

Gmina Ślesin administracyjnie znajduje się w powiecie konińskim, w województwie wielkopolskim. Gmina ma charakter miejsko-wiejski, obejmuje miasto Ślesin (siedziba gminy) i 51 wsi. Obszar wiejski podzielony jest na 26 sołectwa, zajmuje 145,7 km² pow. i jest zamieszkiwany przez ok. 14 tysięcy mieszkańców. Miasto Ślesin ma powierzchnię 7,18 km² i zamieszkuje je 3 136 mieszkańców. Gmina graniczy z 7 gminami powiatu konińskiego: Kazimierzem Biskupim, Kleczewem, Wilczynem, Skulskiem, Wierzbinkiem, Sompolnem, Kramskiem i miastem Konin. Przez miasto prowadzą drogi do Konina i Bydgoszczy (DK25) oraz Słupcy i Sompolna (DW263). Na terenie gminy mieści się jedno z ważniejszych miejsc kultu religijnego w Polsce – Sanktuarium Matki Bożej Licheńskiej, które generuje znaczący ruch turystyczny. Lokalizację Ślesina na tle mapy podziału administracyjnego pokazano na rysunku 1.1.

1.2.

FIZJOGRAFIA

Omawiany obszar leży w dwóch mezoregionach należących do makroregionu Pojezierze Wielkopolskie: zachodnia część leży na Pojezierzu Gnieźnieńskim, a wschodnia – na Pojezierzu Kujawskim. Teren gminy jest urozmaicony, różnica wysokości w jego granicach wynosi ponad 25 m. Najwyższy punkt terenu 108,9 m n.p.m. znajduje się w rejonie Lichenia. Charakterystyczną dla gminy formą jest przebiegająca południkowo rynną jezior Wąsowskiego, Mikozyńskiego i Ślesińskiego, odznaczająca się 200–600-metrową szerokością i stromymi 5–17-metrowymi zboczami (o spadkach ponad 10%). Rynna ta rozszerza się ku południowi, gdzie łączy się ze znacznie obszerniejszą rynną jezior Gostawskiego i Pątnowskiego. W południowo-wschodniej części gminy ciągnie się mniejsza i płytsza rynną jeziora Licheńskiego. Cały system jezior łączy się na południowym wschodzie z doliną Warty, a na północy – z doliną Noteci.



Rysunek 1.1.
Lokalizacja gminy Ślesin na tle mapy podziału administracyjnego

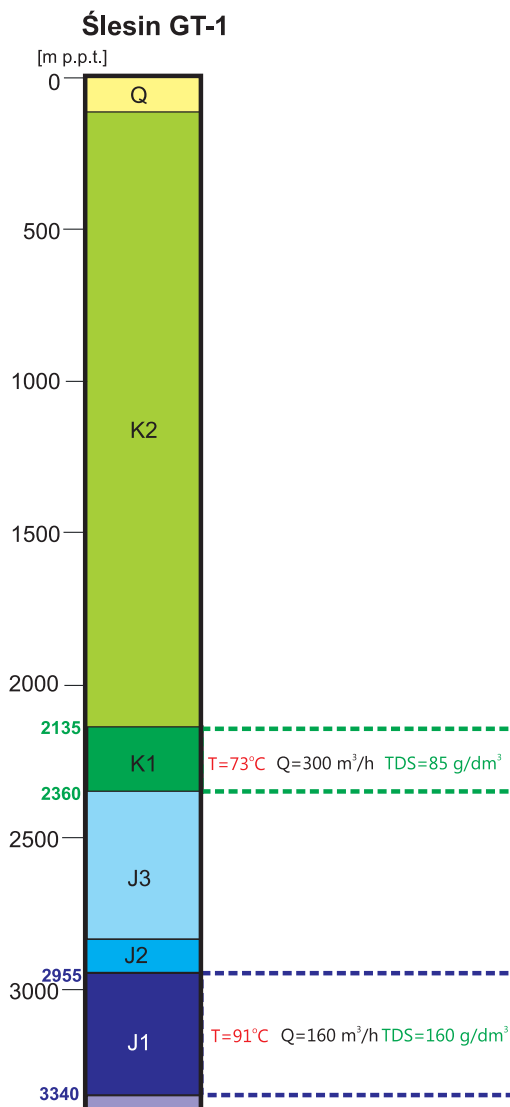
W granicach gminy, po jej wschodniej stronie, znajduje się fragment doliny Kanału Grójeckiego. Niemal cały obszar położony na zachód od rynny jeziornej zajmuje rozległa równina denno-morenowa będąca fragmentem Równiny Kleczewskiej. Znacznie bardziej urozmaicona jest powierzchnia równiny sandrowej wypełniającej obszar położony pomiędzy ślesińsko-pątnowskim systemem jezior, Kanałem Grójeckim i doliną Noteci. Występują tu liczne zagłębienia bezodpływowe tworzące długie i wąskie ciągi rynien roztopowych.

1.3.

WARUNKI ŚRODOWISKOWE I HYDROGEOTERMALNE

Ślesin położony jest w obrębie Niżu Polskiego, na obszarze synklinorium łódzkiego, stanowiącego środkowy fragment synklinorium szczecińsko-łódzko-miechowskiego. Synklinorium to jest wypełnione osadami kredy górnej znajdującymi się na starszych skałach wynurzających się na powierzchni podkenozoicznej w południowo-zachodnim skrzydle wału środkowopolskiego i na monoklinie przedsudeckiej oraz na elewacjach. Rejon ten należy do jednych z najbardziej perspektywicznych rejonów w Polsce pod względem efektywnego zagospodarowania zasobów geotermalnych. Wykorzystanie energii geotermalnej w tym regionie powinno być związane przede wszystkim ze zbiornikami dolnojurajskim i dolnokredowym.

Zbiornik dolnojurajski w rejonie Ślesina zalega na głębokości 2 955–3 340 m p.p.t. Miąższość całkowita utworów budujących zbiornik wynosi 385 m, przewidywana temperatura złożowa kształtuje się na poziomie 91°C, a mineralizacja wód jest rzędu 160 g/dm³. Należy spodziewać się wydajności otworów ok. 160 m³/h. Znaczny potencjał geotermalny jest związany także ze zbiornikiem dolnokredowym zalegającym w tym rejonie na głębokościach 2 135–2 360 m p.p.t. (miąższość 225 m). Wody tego zbiornika cechują się temperaturą ok. 73°C oraz mineralizacją na poziomie 85 g/dm³. Potencjalna wydajność ujęć w warstwie wodonośnej przyjmuje wartość rzędu 300 m³/h. Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Ślesina przedstawiono na rysunku 1.2.



Rysunek 1.2.
Przewidywany profil stratygraficzny rejonu Ślesina

2 OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA RYNKU CIEPŁOWNICZEGO

W gminie Ślesin nie funkcjonuje sieć gazownicza. Gazociąg wysokiego ciśnienia znajduje się poza terenem gminy. Nie są znane żadne parametry dotyczące stacji redukcyjno-pomiarowej (położenie, wydajność). Rurociąg średniego ciśnienia doprowadzony jest do przedsiębiorstwa ceramiki budowlanej Wienerberger w Honoratce. Zaopatrzenie indywidualne obiektów w ciepło

w większości bazuje na paliwach stałych wykorzystywanych w kotłach i innych paleniskach.

W gminie nie ma sieci ciepłowniczej. Szacunkowe zapotrzebowanie na energię ciepłą, wraz z informacjami dot. stosowanego paliwa oraz struktury zapotrzebowania na ciepło dla miasta Ślesin przedstawiono w tabeli 2.1.

SYSTEM CIEPŁOWNICZY MIASTA	BRAK	
STOSOWANE PALIWO	WĘGIEL, GAZ ZIEMNY, DREWNO, OLEJ OPAŁOWY	
Szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło	<ul style="list-style-type: none">• budynki wielorodzinne• budynki jednorodzinne• budynki związane z działalnością gospodarczą• budynki użyteczności publicznej	1,9 TJ/rok 331,1 TJ/rok 101,0 TJ/rok 114,7 TJ/rok
	Razem w skali roku	549 TJ/rok
Uwagi: Gmina nie posiada sieci ciepłowniczej. Dane na podstawie Planu Gospodarki Niskoemisyjnej (PGN) dla Gminy Ślesin na lata 2015–2020, Ślesin, 2015		

Tabela 2.1.
Szacunkowe zapotrzebowanie miasta na ciepło w Ślesinie

3 KONCEPCJA BUDOWY CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ

Koncepcja systemu ciepłowniczego wykorzystującego dostępne zasoby energii geotermalnej i ich zagospodarowanie zostały przedstawione w treści niniejszego rozdziału. Rozdział przedstawia analizowane charakterystyki odbiorcy energii oraz sposoby pokrycia zapotrzebowania dostępnymi źródłami energii. Koncepcja budowy ciepłowni geotermalnej wykorzystuje ogólny

schemat technologiczny instalacji źródła energii, który został przedstawiony na rysunku 3.1.

W Ślesinie nie ma dostępu do sieciowego gazu ziemnego. Nie istnieje również sieć ciepłownicza. Schemat pracy źródła energii jest następujący: woda termalna wydobywana jest na powierzchnię otworem produkcyjnym o głębokości stosownej do głębokości zalega-

nia horyzontu wodonośnego. Wypływając ze strefy filtra otworu produkcyjnego woda termalna traci część zawartej w niej energii, co skutkuje tym, że temperatura na głowicy otworu produkcyjnego jest niższa od temperatury złożowej. Różnica między temperaturą w strefie złoża i na głowicy będzie tym mniejsza im większy będzie strumień pozyskiwanej wody termalnej. Fakt ten jest brany pod uwagę w obliczeniach.

Następnie woda termalna jest kierowana do instalacji źródła energii. Jeżeli jej temperatura na głowicy otworu jest wyższa od temperatury powrotu czynnika pośredniczącego w wymianie energii między źródłem a odbiorcą, to woda jest kierowana na bezpośredni geotermalny wymiennik ciepła (bezpośredni wymiennik geotermalny). Podgrzewa tam wodę powrotną instalacji ciepłowniczej do możliwie wysokiej temperatury. Ten stopień odzysku energii od wód termalnych ma największą wartość, ponieważ pozyskana energia nie wymaga stosowania żadnych, poza wodą termalną, dodatkowych nośników. Jeżeli temperatura wody termalnej jest na tyle wysoka (powyżej 20°C), to może zostać ona wykorzystana jako źródło dolne w absorpcyjnych pompach ciepła. Warunkiem sugerującym konieczność wykorzystania pomp ciepła jest nieosiągnięcie przez wodę obiegu ciepłowniczego wymaganej temperatury zasilania odbiorcy (uwzględniając straty ciepła na przesył). Granicę temperatury, do której zakłada się ochładzanie wody termalnej w pompach ciepła stanowi temperatura 20°C.

Moc źródła dolnego możliwa do pozyskania limituje zatem moc pomp ciepła. Jeżeli w źródle energii nadal istnieje deficyt mocy (temperatura wody obiegu ciepłowniczego nadal nie osiągnęła temperatury wymaganej), to niezbędną część mocy dostarczają kotły

wspomagania szczytowego – zasilane lekkim olejem opałowym. W ocenie konsumpcji nośników energii brana jest pod uwagę również energia elektryczna, wykorzystywana do napędu pomp eksploatacyjnych i zatłaczających. Ilość zużywanej energii elektrycznej jest uzależniona od parametrów złożowych i strumienia eksploatowanej wody termalnej. W bilansie emisji globalnej brana jest pod uwagę emisja związana ze zużywaną energią elektryczną.

3.1.

GŁÓWNE PARAMETRY TECHNICZNE PROJEKTU

Zgodnie z założeniami analizowano trzy warianty wykorzystania energii geotermalnej:

(1) przez miejski system ciepłowniczy – w celach komunalnych, (2) w ośrodku balneo-rekreacyjnym (rekreacja) i (3) w kaskadzie wykorzystania zasobów geotermalnych. Największa moc przewidywana do osiągnięcia jest związana z kaskadowym wykorzystaniem energii. Kaskada składa się z połączonych dwóch grup odbiorców, tzw. odbiorcy komunalnego i odbiorcy wykorzystującego zasoby geotermalne w obiekcie o charakterze balneo-rekreacyjnym. Przewidywane parametry ujęcia wód termalnych w Ślesinie przedstawiono w tabeli 3.1.

3.2.

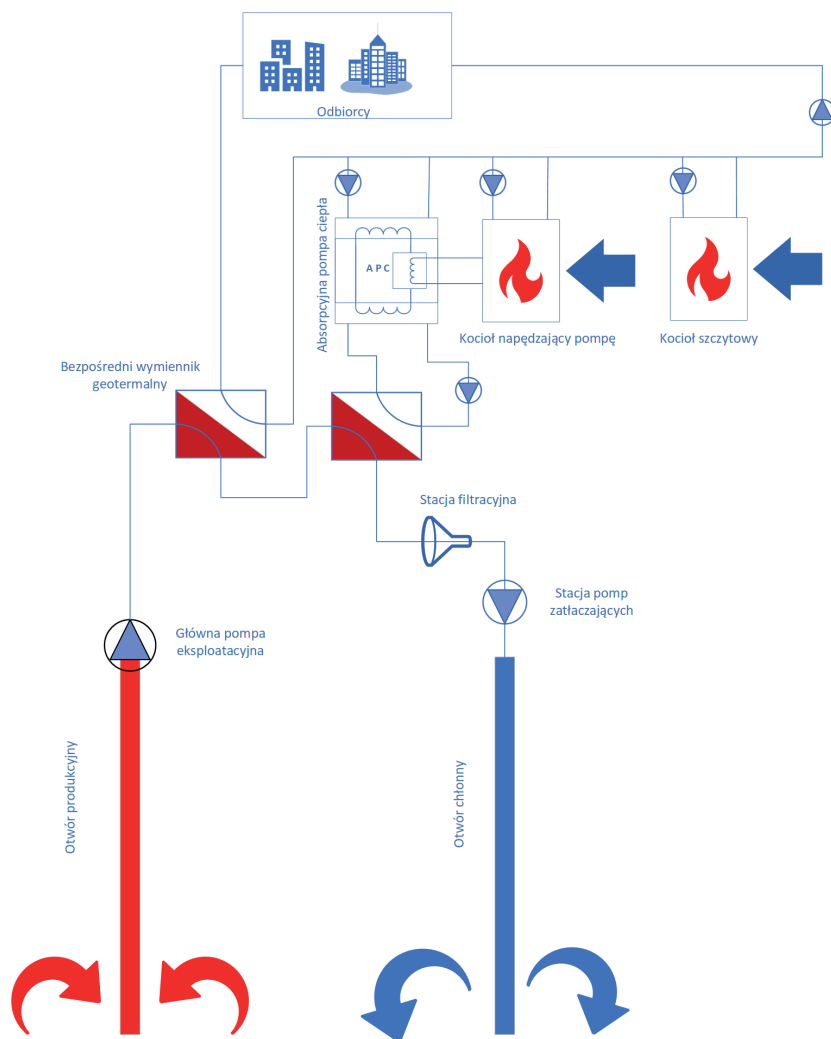
BILANS ENERGETYCZNY ANALIZOWANEGO ODBIORCY ENERGII

Charakterystykę wykorzystania energii geotermalnej w celu zaspokojenia potrzeb analizowanych grup odbiorców przedstawiono w dalszych rozdziałach. Zakładana jest rekonstrukcja istniejącego otworu. Założono, że pierwszy otwór zostanie wykonany ze środków do-

PARAMETR	WARTOŚĆ
Udostępniony poziom wodonośny	kreda dolna
Liczba otworów	2
Głębokość otworu (dipola) ($\pm 10\%$)	2 360 m
Głębokość zalegania stropu poziomego wodonośnego	2 135 m p.p.t.
Mineralizacja ogólna wody termalnej	85 g/dm ³
Temperatura wody w złożu / na wypływie	73/72°C
Potencjalna wydajność eksploatacyjna ujęcia	300 m ³ /h

Tabela 3.1.

Ważniejsze parametry eksploatacyjne źródła geotermalnego w Ślesinie



Rysunek 3.1.
Ogólny schemat technologiczny geotermalnego źródła energii wykorzystującego zasoby geotermalne, absorpcyjne pompy ciepła i kotły wspomaganie szczytowego na lekki olej opałowy dla Ślesina

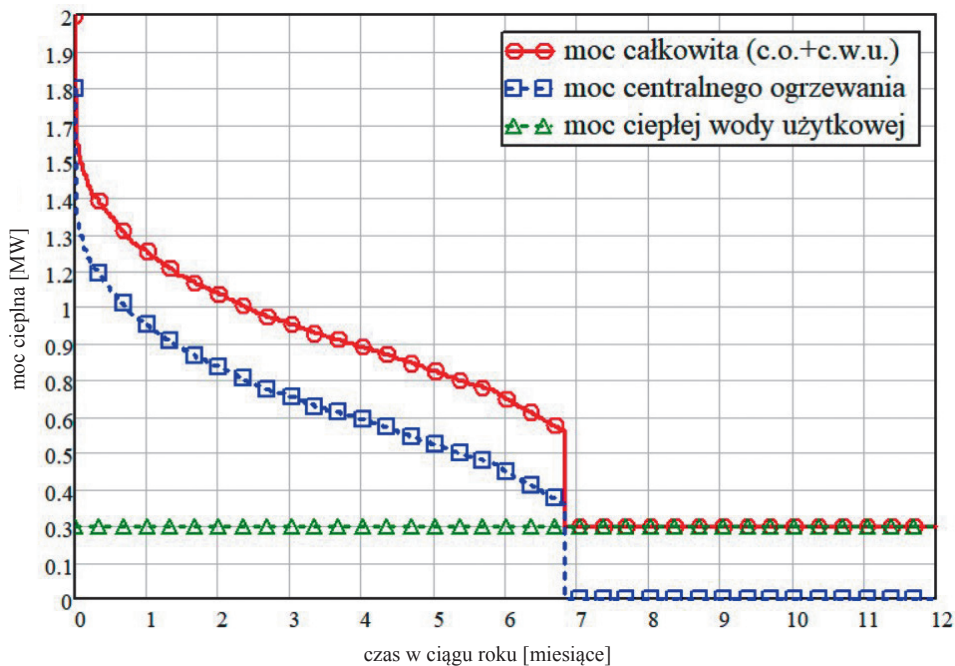
tacji. Ze względu na brak dostępu do sieciowego gazu ziemnego paliwem używanym do napędu pomp ciepła i w kotłach wspomaganie szczytowego będzie lekki olej opałowy.

3.2.1.

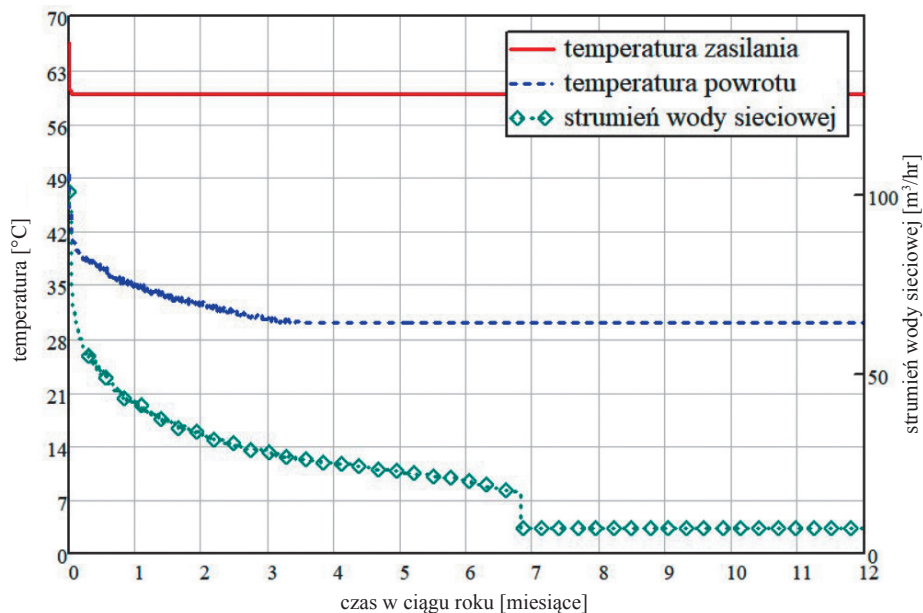
ODBIORCA KOMUNALNY – SIEĆ CIEPŁOWNICZA

Odbiorca komunalny wykorzystuje energię geotermalną w celu zaspokojenia potrzeb związanych z centralnym ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej. W lokalizacji nie ma sieci ciepłowniczej o znacznym zasięgu. Przy założeniu, że do źródła ener-

gii zostanie włączone 37% mieszkańców zapotrzebowanie na moc i energię oszacowano na ok. 2 MW. Zapotrzebowanie na całkowitą moc grzewczą jest znacząco mniejsze od możliwości pozyskania mocy z dubletu geotermalnego, przy założeniu schłodzenia wody o 20°C wynosi ona ok. 17 MW. Przy zastosowaniu pomp ciepła i schłodzeniu do ok. 20°C moc ujęcia wynosi ok. 25 MW. W przypadku Ślesina celowa wydaje się redukcja możliwego do pozyskania strumienia wody termalnej. Wartość eksploatowanego strumienia zostanie określona poniżej, tak by uzyskać minimalne koszty całkowite jednostkowe wytwarzania



Rysunek 3.2.
Krzywa (uporządkowana malejąco) zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej dla odbiorcy komunalnego w Ślesinie



Rysunek 3.3.
Krzywa (uporządkowana malejąco) sterowania mocą dostarczoną do odbiorcy komunalnego w Ślesinie

energii. W ten sposób ustalono optymalną wartość eksploatowanego strumienia na poziomie 85 m³/h. Zbiorną charakterystykę odbiorców energii włączonych do sieci przedstawiono rysunkach 3.2 i 3.3. Krzywe z rysunku 3.2 przedstawiają chwilowe, uporządkowane malejąco, zapotrzebowanie na moc grzewczą związaną z centralnym ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej, począwszy od miesiąca o najwyższym zapotrzebowaniu na energię (nie według kolejnych miesięcy w roku). Założono, że instalacje grzewcze odbiorców zostaną zaprojektowane na parametry 70/50°C (obniżone parametry), a instalacje przygotowania ciepłej wody na parametry 60/30°C (rys. 3.3).

Ważniejsze parametry eksploatacyjne systemu przedstawiono w tabeli 3.2.

Możliwości geotermalnego źródła energii, w stosunku do zapotrzebowania na nią (tab. 2.1), są niewielkie. Energia geotermalna pozyskiwana jednym dubletem może dostarczyć ok. 4% potrzebnej energii. Nie powinno być zatem problemów z jej zagospodarowaniem.

Na rysunku 3.2 przedstawiono uporządkowany malejąco wykres zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy komunalnego, natomiast na rysunku 3.3 – wykres uporządkowany malejąco sterowania mocą dostarczoną.

Wykorzystując model matematyczny źródła energii oraz charakterystykę odbiorcy, a także uwzględniając straty na przesył energii, określono harmonogram pracy geotermalnego źródła energii, który przedstawiono na krzywych uporządkowanych malejąco na rysunku 3.4. Analiza wykresu wskazuje, że całkowite zapotrzebowanie na moc zostaje pokryte przy wykorzystaniu wymiennika bezpośredniego, przy symbolicznej (bliskiej zeru) ilości energii wytworzonej nieznaczną mocą pomp ciepła. Ich obecność w systemie wynika z braku odpowiednio wysokiej temperatury zasilania.

3.2.2.

OBIEKTY REKREACYJNE – BASENY GEOTERMALNE

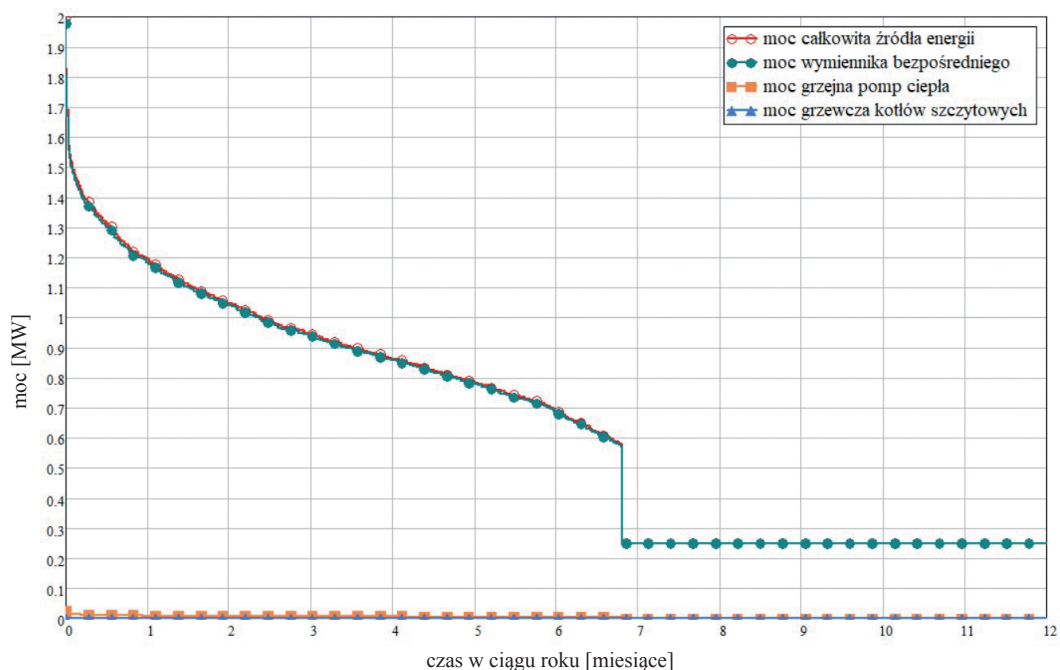
Zestawienie podstawowych danych dotyczących wykorzystania energii geotermalnej w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych obiektu rekreacyjnego zestawia tabela 3.3.

Na rysunku 3.5 przedstawiono chwilowe, uporządkowane malejąco zapotrzebowanie na moc grzewczą kompleksu rekreacyjnego, natomiast na rysunku 3.6 – uporządkowany malejąco wykres sterowania mocą dostarczoną odbiorcy. Założono, że obiekt został wyposażony w instalacje ogrzewania niskotemperaturowego

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ
Szczytowe źródło ciepła	brak
Nominalna moc ciepłowni geotermalnej	2,1 MW
Nominalna moc wymiennika geotermalnego	2,1 MW
Nominalna moc grzewcza pomp ciepła	<0,1 MW
Nominalna moc kotła szczytowego	n/d
Roczna produkcja ciepła:	20,7 TJ (100%)
- geotermalnego	20,6 TJ (>99%)
- z kotłów szczytowych i kotłów napędowych pomp ciepła	0,1 TJ (<1%)
Roczny współczynnik obciążenia wymiennika	0,321
Roczne zużycie paliwa kopalnego (lekkiego oleju opałowego)	3,2 tys. m ³
Roczne zużycie energii elektrycznej	665 MWh
Dostawy ciepła	20,7 TJ c.o./ c.w.u.* (w sez.letnim 100% c.g.*)

*c.o. – centralne ogrzewanie; c.w.u. – ciepła woda użytkowa; c.g. - ciepło geotermalne

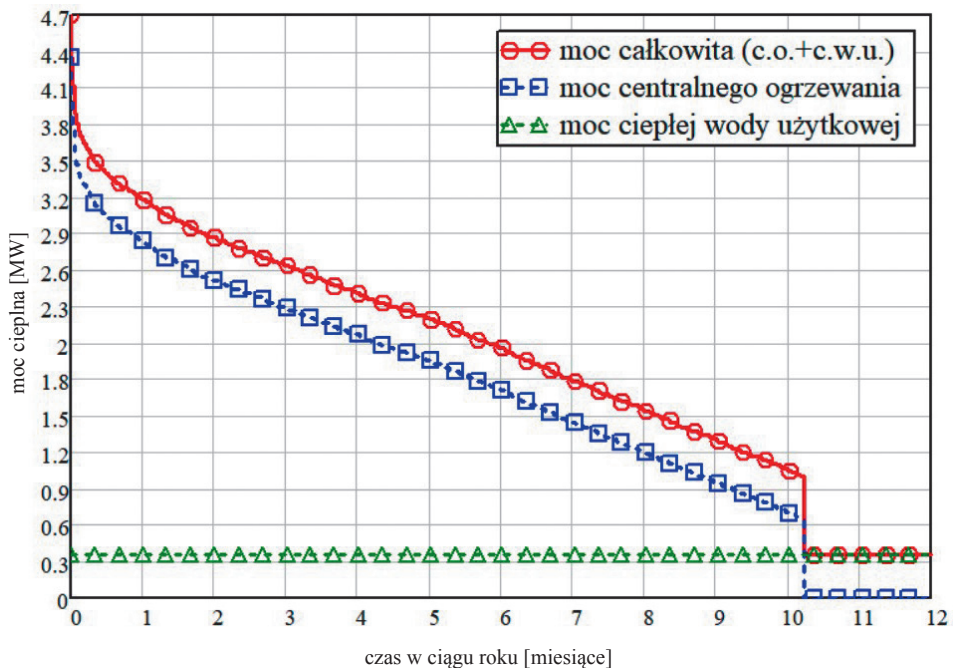
Tabela 3.2.
Bilans energetyczny geotermalnego systemu ciepłowniczego w Ślesinie



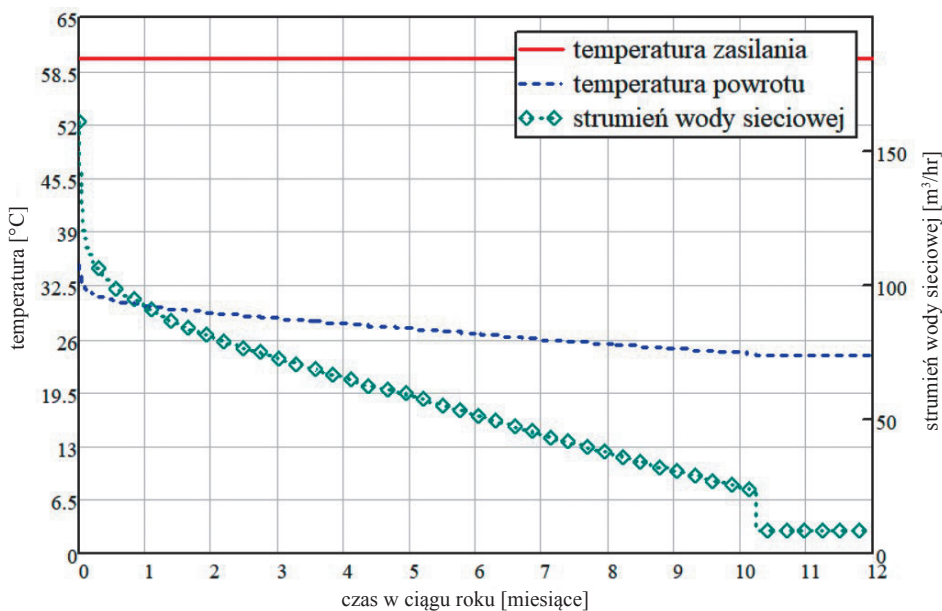
Rysunek 3.4.
Krzywa (uporządkowana malejąco) pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej, przy wykorzystaniu analizowanych źródeł energii dla obiektów komunalnych w Ślesinie

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ
Szczytowe źródło ciepła	brak
Nominalna moc ciepłowni geotermalnej	4,7 MW
Nominalna moc wymiennika geotermalnego	4,7 MW
Nominalna moc grzewcza pomp ciepła	<0,1 MW
Nominalna moc kotła szczytowego	n/d
Roczna produkcja ciepła:	60,9 TJ (100%)
- geotermalnego	60,6 TJ (>99%)
- z kotłów szczytowych	0,3 TJ (<1%)
Roczny współczynnik obciążenia wymiennika	0,412
Roczne zużycie paliwa kopalnego (gazu ziemnego typu E (GZ 50))	8,5 tys. m ³
Roczne zużycie energii elektrycznej	1 158 MWh
Dostawy ciepła	60,9 TJ c.o./ c.w.u.(w sez. letnim 100% c.g.)

Tabela 3.3.
Bilans energetyczny systemu geotermalnego (rekreacja) w Ślesinie



Rysunek 3.5.
Krzywa (uporządkowana malejąco) zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej dla odbiorcy typu obiektu baseny rekreacyjne w Ślesinie



Rysunek 3.6.
Krzywa (uporządkowana malejąco) sterowania mocą dostarczoną do odbiorcy typu obiektu baseny rekreacyjne w Ślesinie

60/35°C, a instalacja przygotowania ciepłej wody – na parametry 60/20°C.

Minimalne koszty jednostkowe pokrycia potrzeb ciepłych w przypadku odbiorcy balneologicznego osiągnięto przy strumieniu wody termalnej 115 m³/h.

Na rysunku 3.7 przedstawiono krzywe (uporządkowane malejąco) pokrycia potrzeb ciepłych obiektu źródłem energii wykorzystującym geotermię. Z harmonogramu pracy źródeł wynika, że nie jest konieczne stosowanie kotłów wspomagania szczytowego ani pomp ciepła.

3.2.3.

WYKORZYSTANIE ENERGII GEOTERMALNEJ W SYSTEMIE KASKADOWYM – SIEĆ CIEPŁOWNICZA ORAZ BASENY GEOTERMALNE

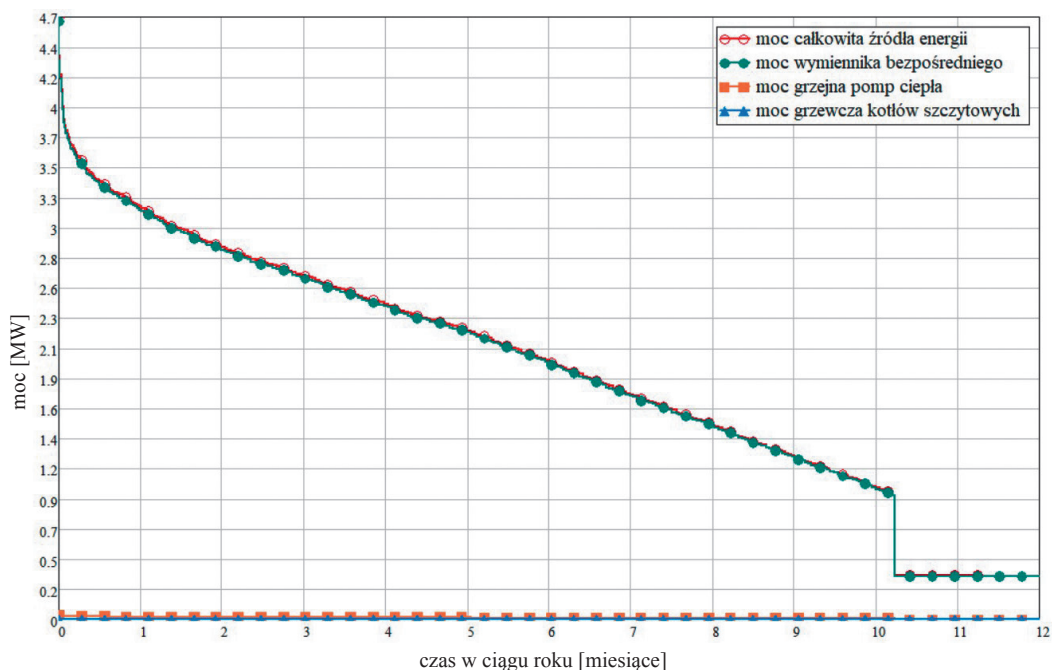
W skład systemu kaskadowego wchodzi odbiorca komunalny i rekreacyjny. Moc odbiorcy jest równa sumie mocy odbiorcy komunalnego i rekreacyjnego. Zestawienie bilansu energetycznego dla systemu kaskadowego przedstawia tabela 3.4.

Na rysunku 3.8 przedstawiono uporządkowaną malejąco krzywą zapotrzebowania na moc odbiorcy

kaskadowego, jest ona sumą krzywych opisujących zapotrzebowanie na moc odbiorcy komunalnego i rekreacyjnego. Rysunek 3.9 przedstawia krzywą sterowania mocą dostarczoną.

Analiza ilości energii, oddanej przez poszczególne źródła, jest możliwa na podstawie wykresu (rys. 3.10), który przedstawia sposób pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą dla odbiorcy. Z wykresu wynika, że pompy ciepła w instalacji źródła ciepła pełnią rolę uzupełnienia deficytu temperatury i pracują przez bardzo krótki okres. Prawie cała energia zużywana przez odbiorcę kaskadowego jest zaspokajana wymiennikiem bezpośrednim. Minimalne koszty jednostkowe pokrycia potrzeb ciepłych w przypadku odbiorcy kaskadowego osiągnięto przy strumieniu wody termalnej 125 m³/h.

Na rysunku 3.10 przedstawiono uporządkowaną malejąco krzywą pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej, przy wykorzystaniu analizowanych źródeł dla kaskadowego wykorzystania energii w Ślesinie.

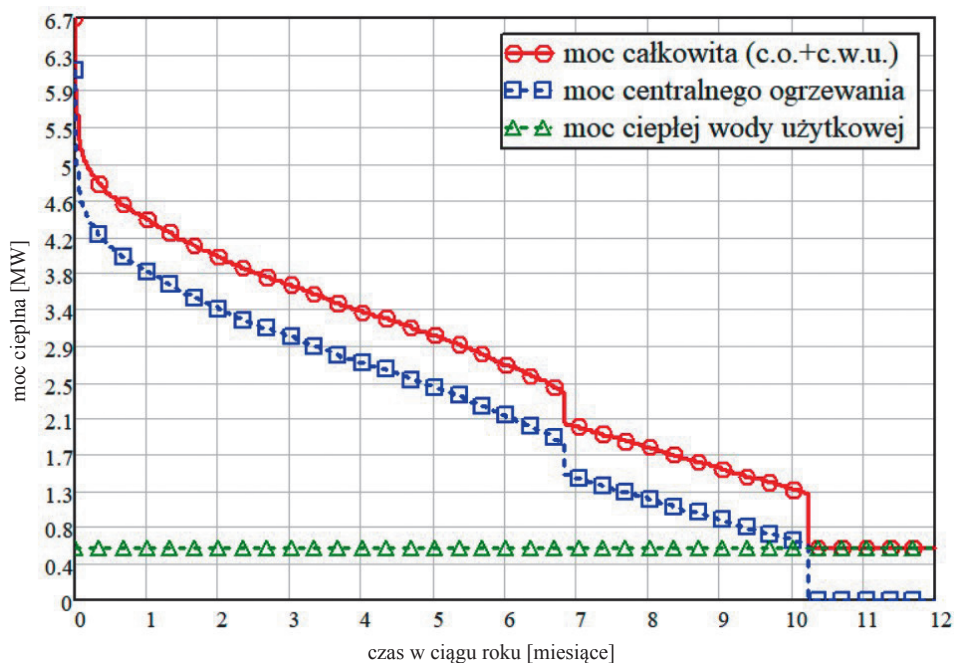


Rysunek 3.7.

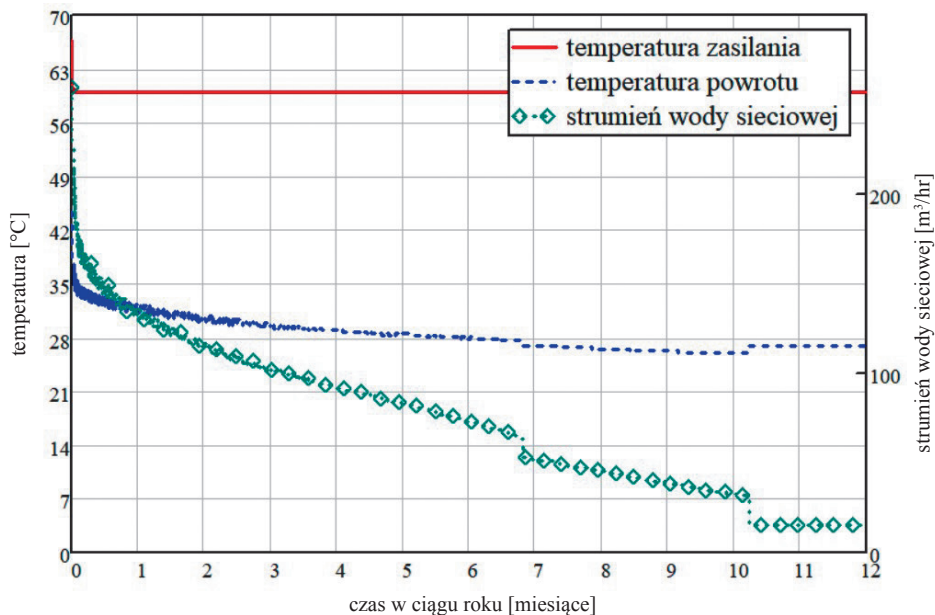
Krzywa (uporządkowana malejąco) pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej, przy wykorzystaniu analizowanych źródeł dla obiektów typu baseny rekreacyjne w Ślesinie

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ
Szczytowe źródło ciepła	Brak
Nominalna moc ciepłowni geotermalnej	8,2 MW
Nominalna moc wymiennika geotermalnego	5,4 MW
Nominalna moc grzewcza pomp ciepła	2,9 MW
Nominalna moc kotła szczytowego	n/d
Roczna produkcja ciepła: - geotermalnego - z kotłów szczytowych	81,6 TJ (100%) 81,2 TJ (99%) 0,4 TJ (1%)
Roczny współczynnik obciążenia wymiennika	0,384
Roczne zużycie paliwa kopalnego (lekkiego oleju opałowego)	13,5 tys. m ³
Roczne zużycie energii elektrycznej	1 351 MWh
Dostawy ciepła	81,6 TJ c.o./ c.w.u.(w sez. letnim 100% c.g.)

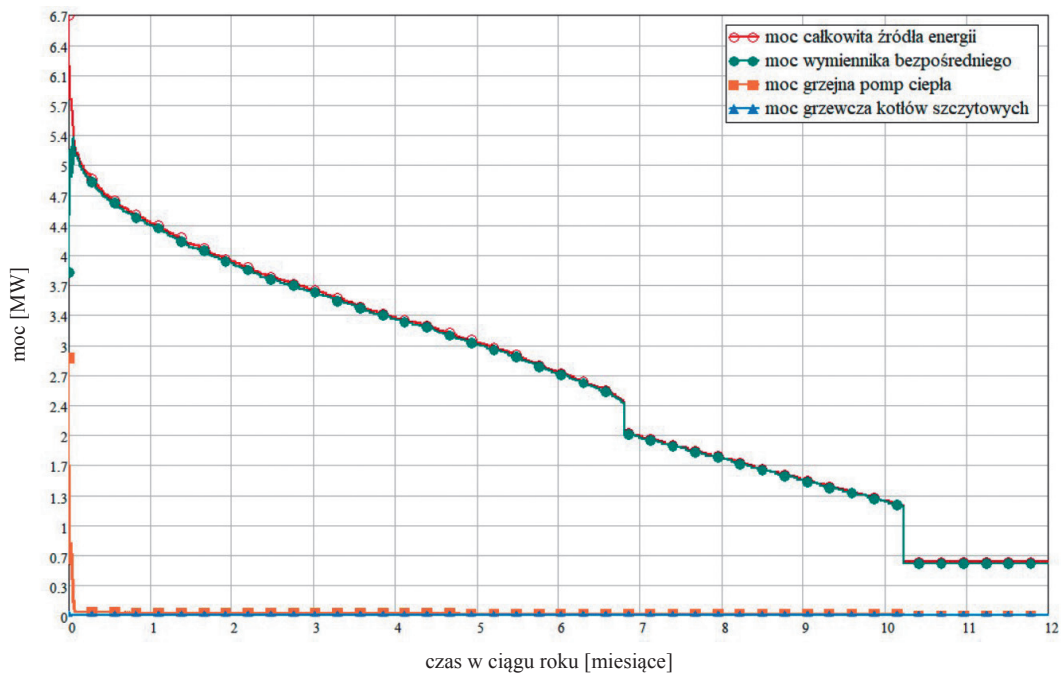
Tabela 3.4.
Bilans energetyczny systemu geotermalnego w kaskadzie w Ślesinie



Rysunek 3.8.
Krzywa (uporządkowana malejąco) zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem ciepłej wody użytkowej w kaskadowym wykorzystaniu energii w Ślesinie



Rysunek 3.9.
Krzywa (uporządkowana malejąco) sterowania mocą dostarczoną do odbiorcy typu kaskadowego w Ślesinie



Rysunek 3.10.
Krzywa (uporządkowana malejąco) pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą związaną z ogrzewaniem i przygotowaniem c.w.u., przy wykorzystaniu analizowanych źródeł w kaskadowym wykorzystaniu energii w Ślesinie

4

WSTĘPNA OCENA FINANSOWA

4.1.

ZAŁOŻENIA DO WSTĘPNEJ OCENY FINANSOWEJ

W celu wykonania wstępnej oceny finansowej oraz obliczenia podstawowych parametrów efektywności ekonomicznej inwestycji w warunkach ryzyka geologicznego przyjęto następujące założenia (tab. 4.1).

Do obliczeń przyjęto, że środki inwestycyjne wydatkowane są w ciągu jednego roku, który jest rokiem zerowym, a po jego zakończeniu ciepłownia geotermalna rozpoczyna funkcjonowanie, ponosząc jedynie koszty eksploatacyjne i bieżącej konserwacji. Założono, że ciepłownia będzie funkcjonować przez 25 lat następujących po zakończeniu inwestycji i w tym czasie nie będą konieczne nakłady finansowe przekraczające przyjęty budżet remontów, konserwacji i napraw bieżących. Jako zysk w każdym roku funkcjonowania instalacji przyjęto przychody netto związane ze sprzedażą energii „przy źródle” – bez uwzględniania strat ciepła i należnych opłat przesyłowych, które wykazują się dużą zmiennością w zależności od uwarunkowań lokalnych. Rozwiązaniem alternatywnym była ciepłownia konwencjonalna opalana węglem kamiennym, która przez cały okres 25 lat dostarcza energię cieplną w cenie równej 53,45 zł (według wartości pieniądza w 2019 roku). Jest to wartość równa prognozowanej cenie ciepła dla odbiorców przemysłowych podana w Załączniku 2 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (ceny wg siły nabywczej pieniądza w 2007 roku) skorygowanej o inflację w latach 2007–2019.

Dla każdego z 25 lat funkcjonowania ciepłowni (dla lat od $i = 1$ do $n = 25$) obliczono bilans finansowy, który został zdyskontowany na podstawie indywidualnie obliczonej stopy dyskonta. Następnie obliczono, z wykorzystaniem odpowiedniej funkcji, wskaźnik NPV (wartość zaktualizowana netto) dla całego okresu przewidywanej amortyzacji inwestycji (25 lat). Na podstawie otrzymanej tabeli określono czas zwrotu inwestycji (podano całkowitą liczbę lat, w których przynajmniej w części danego roku wskaźnik NPV jest mniejszy niż 0,00 zł), a wskaźnik dla 25. roku funkcjonowania instalacji został podany jako końcowa wartość NPV inwestycji i użyty do dalszych obliczeń.

Na wartość współczynnika NPV w długim okresie miała wpływ zarówno różnica w cenie jednostki

energii uzyskanej w ciepłowni geotermalnej i przyjętą referencyjną ceną energii z ciepłowni węglowej, jak i wielkość odbiorcy i jego parametry odbioru ciepła. Należy zatem wyciągnąć wniosek, że ujemny wskaźnik NPV, uzyskany w obliczeniach według obecnie przyjętych kryteriów, nie przesądza o nieopłacalności inwestycji w przyszłości, np. gdy odbiorca komunalny zdecyduje się na obniżenie temperatury zasilania w ciepłociągu lub nastąpi rozbudowa miejscowości i związany z tym wzrost konsumpcji energii cieplnej. Innymi słowy, cechą charakterystyczną geotermii jest wysoka kapitałochłonność na etapie inwestycji, co przekłada się na wymóg maksymalizacji współczynnika obciążenia – jak największego odbioru energii geotermalnej.

W przypadku, gdy NPV przybiera wartości większe od zera, inwestycja powinna przynieść zwrot poniesionych nakładów oraz zysk równy obliczonemu NPV. Dodatnia wartość wskaźnika NPV oznacza, że nastąpił zwrot z inwestycji i zarobek w warunkach w pełni komercyjnych. Ujemna wartość wskaźnika NPV nie przesądza o nieopłacalności inwestycji, jeśli wewnętrzna stopa zwrotu IRR jest większa od 0. W takiej sytuacji inwestycja nie jest w pełni atrakcyjna ekonomicznie, jednak stabilna finansowo, a podmioty zainteresowane nieco niższą stopą zwrotu, efektami pozafinansowymi lub prowadzone not-for-profit mogą postrzegać ciepłownię geotermalną jako atrakcyjną inwestycję.

4.2.

ODBIORCA KOMUNALNY – SIEĆ CIEPŁOWNICZA

Prognozowane nakłady finansowe na uruchomienie źródła energii zestawiono w rozdziale 4.2.1, prognozowane koszty eksploatacji wraz ze strukturą kosztów przedstawia rozdział 4.2.2.

4.2.1.

NAKLADY INWESTYCYJNE

Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej oszacowano na 15 295 tys. zł. Zestawienie prognozowanych nakładów inwestycyjnych na instalację geotermalną w Ślesinie, uwzględniającą wyłącznie odbiorcę komunalnego, przedstawiono w tabeli 4.2.

4.2.2.

KOSZTY OPERACYJNE

Koszty całkowite eksploatacji rocznej oszacowano na 1 148 tys. zł/rok. Zestawienie przewidywanych kosztów operacyjnych instalacji w Ślesinie, uwzględniającej wyłącznie odbiorcę komunalnego przedstawiono w tabeli 4.3.

4.2.3.

OCENA FINANSOWA

Zestawienie podstawowych wskaźników finansowej efektywności systemu ciepłowniczego pracującego wyłącznie dla odbiorcy komunalnego przedstawiono w tabeli 4.4.

4.3.

OBIEKTY REKREACYJNE – BASENY GEOTERMALNE

Prognozowane nakłady finansowe na uruchomienie źródła energii zaspokajającego potrzeby obiektu rekreacyjnego zestawiono w rozdziale 4.3.1, a prognozowane koszty eksploatacji wraz ze strukturą kosztów przedstawia rozdział 4.3.2.

4.3.1.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii ciepłej to 15 556 tys. zł. Zestawienie prognozowanych nakładów inwestycyjnych na instalację geotermalną w Ślesinie, uwzględniającą wykorzysta-

nie do celów rekreacyjnych, przedstawiono w tabeli 4.5.

4.3.2.

KOSZTY OPERACYJNE

Koszty całkowite eksploatacji rocznej to 1405 tys. zł/rok. Zestawienie przewidywanych kosztów operacyjnych instalacji w Ślesinie, uwzględniającej wykorzystanie wód do celów rekreacyjnych, przedstawiono w tabeli 4.6.

4.3.3.

OCENA FINANSOWA

Zestawienie podstawowych wskaźników finansowej efektywności systemu ciepłowniczego wykorzystującej wody termalne do celów rekreacyjnych przedstawiono w tabeli 4.7.

4.4.

WYKORZYSTANIE ENERGII GEOTERMALNEJ W SYSTEMIE KASKADOWYM – SIĘĆ CIEPŁOWNICZA ORAZ BASENY GEOTERMALNE

Prognozowane nakłady finansowe na uruchomienie źródła energii zestawiono w rozdziale 4.4.1, prognozowane koszty eksploatacji wraz ze strukturą kosztów przedstawia rozdział 4.4.2.

4.4.1.

NAKŁADY INWESTYCYJNE

Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii ciepłej to 20 842 tys. zł. Zestawienie prognozowanych nakładów inwestycyjnych na insta-

WSKAŹNIK	WARTOŚĆ [%/ROK]
Przewidywany poziom inflacji	2
Rynkowa stopa procentowa	1,7
Średnie krajowe ryzyko inwestycyjne (rentowność 10 letnich polskich obligacji skarbowych)	3
Prawdopodobieństwo zagospodarowania złoża wód termalnych (do obliczeń wskaźnika EMV*) – p	99
Ryzyko projektu (do obliczeń stopy dyskontowej) $r_{proj} = 100\% - p$	1
Realna stopa dyskontowa (oszacowana przy wykorzystaniu równania Fishera)	5,59

*EMV – wskaźnik oczekiwanego efektu finansowego, wyznacza się określając możliwe do uzyskania zyski bądź straty z przedsięwzięcia i prawdopodobieństwo ich wystąpienia

Tabela 4.1.

Założenia do wstępnej oceny finansowej dla Ślesina

lację geotermalną w Ślesinie, uwzględniającą wykorzystanie wód termalnych w systemie kaskadowym, przedstawiono w tabeli 4.8.

4.4.2.

KOSZTY OPERACYJNE

Koszty całkowite eksploatacji rocznej to 1 995 tys. zł/rok. Zestawienie kosztów operacyjnych instalacji pracującej w systemie kaskadowym przedstawiono w tabeli 4.9.

4.4.3.

OCENA FINANSOWA

Zestawienie podstawowych wskaźników finansowej efektywności systemu ciepłowniczego pracującego w systemie kaskadowym przedstawiono w tabeli 4.10.

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ]
Otwór produkcyjny	0 (dotacja)
Otwór chłonny	13 000
Wymiennik bezpośredni oraz wymiennik źródła dolnego pomp ciepła	102
Pompy ciepła (wraz z kołami napędowymi)	36
Kotły szczytowe na lekki olej opałowy	0
Rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe	700
Budynki	55
Koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane	1 402
Sumaryczne prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła	15 295

Tabela 4.2.

Zestawienie nakładów inwestycyjnych na instalację w Ślesinie – odbiorca komunalny

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ/ROK]
Koszty całkowite eksploatacji rocznej	1 148
- Koszty stałe, w tym:	841
- amortyzacja środków trwałych	700
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących	141
- Koszty zmienne (w tym głównie koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii)	307

Tabela 4.3.

Zestawienie kosztów operacyjnych instalacji w Ślesinie – odbiorca komunalny

KRYTERIUM	WARTOŚĆ
SPOSÓB FINANSOWANIA INWESTYCJI	1. OTWÓR DOTOWANY
Cena wytworzenia ciepła	55 zł/GJ
Wartość zaktualizowana netto (NPV)	-12 565 910,76 zł
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)	–
Oczekiwany efekt finansowy (EMV)	-12 578 933,43 zł
Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	–

Tabela 4.4.

Wskaźniki finansowej efektywności geotermalnego systemu ciepłowniczego w Ślesinie – odbiorca komunalny

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ]
Otwór produkcyjny	13 000
Otwór chłonny	0 (dotacja)
Wymiennik bezpośredni oraz wymiennik źródła dolnego pomp ciepła	233
Pompy ciepła (wraz z kołami napędowymi)	57
Kotły szczytowe na gaz ziemny	0
Rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe	700
Budynki	125
Koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane	1 441
Sumaryczne prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła	15 556

Tabela 4.5.
Zestawienie nakładów inwestycyjnych na instalację w Ślesinie – baseny geotermalne

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ/ROK]
Koszty całkowite eksploatacji rocznej	1 405
- Koszty stałe, w tym:	862
- amortyzacja środków trwałych	717
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących	145
- Koszty zmienne (w tym głównie koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii)	543

Tabela 4.6.
Zestawienie kosztów operacyjnych instalacji w Ślesinie – baseny geotermalne

KRYTERIUM	WARTOŚĆ
SPOSÓB FINANSOWANIA INWESTYCJI	1. OTWÓR DOTOWANY
Cena wytworzenia ciepła	23 zł/GJ
Wartość zaktualizowana netto (NPV)	13 940 232,42 zł
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)	18,39%
Oczekiwany efekt finansowy (EMV)	13 132 025,44 zł
Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	8 lat

Tabela 4.7.
Wskaźniki finansowej efektywności geotermalnego systemu ciepłowniczego w Ślesinie – baseny geotermalne

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ]
Otwór produkcyjny	13 000
Otwór chłonny	0 (dotacja)
Wymiennik bezpośredni oraz wymiennik źródła dolnego pomp ciepła	327
Pompy ciepła (wraz z kołami napędowymi)	4 318
Kotły szczytowe na lekki olej opałowy	0
Rurociągi połączeniowe i magistrale przesyłowe	700
Budynki	179
Koszt montażu, rezerwa na wydatki niespodziewane	2 318
Sumaryczne prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła	20 842

Tabela 4.8.
Zestawienie nakładów inwestycyjnych na instalację w Ślesinie – system kaskadowy

POZYCJA BILANSU	WARTOŚĆ [TYS. ZŁ/ROK]
Koszty całkowite eksploatacji rocznej	1 995
- Koszty stałe, w tym:	1352
- amortyzacja środków trwałych	1097
- koszty remontów, konserwacji i napraw bieżących	255
- Koszty zmienne (głównie koszty zakupu konwencjonalnych nośników energii)	643

Tabela 4.9.
Zestawienie kosztów operacyjnych instalacji w Ślesinie – system kaskadowy

KRYTERIUM	WARTOŚĆ
SPOSÓB FINANSOWANIA INWESTYCJI	1. OTWÓR DOTOWANY
Cena wytworzenia ciepła	24 zł/GJ
Wartość zaktualizowana netto (NPV)	18 178 894,26 zł
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)	18,56%
Oczekiwany efekt finansowy (EMV)	17 243 527,43 zł
Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	8 lat

Tabela 4.10.
Wskaźniki finansowej efektywności geotermalnego systemu ciepłowniczego w Ślesinie – system kaskadowy

5 STAN ŚRODOWISKA

Źródła powierzchniowej emisji zanieczyszczeń są wskazane w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej i są to kotłownie indywidualne. Jako środki zaradcze wskazane są: zmiana paliwa, wymiana kotła, ograniczenie zapotrzebowania na ciepło (termomodernizacja), wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE).

Źródła liniowej emisji zanieczyszczeń są wskazane w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej. Jako środki zaradcze wskazane są: ograniczenie ruchu samochodów, zwiększenie udziału komunikacji miejskiej w transporcie, rozwój systemów ścieżek rowerowych.

Źródła punktowej emisji zanieczyszczeń nie są wskazane w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej. Niewielka ilość zakładów przemysłowych, które znajdują się na terenie gminy, nie ma znacznego wpływu na jakość powietrza.

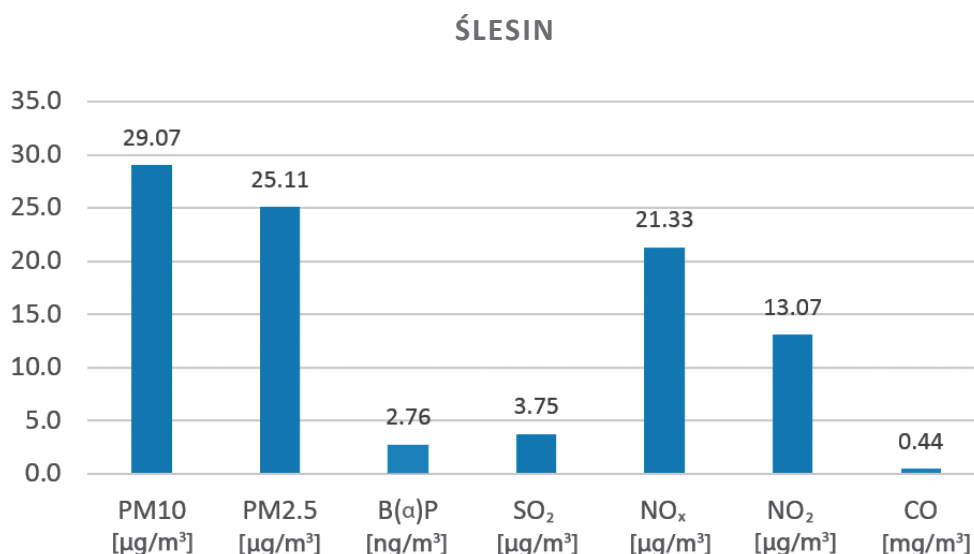
Dokonano klasyfikacji stanu jakości powietrza ze względu na poszczególne substancje zanieczyszczające, jednak ich średnioroczne stężenia są nieznanne. Tlenki azotu (NO_x) na terenie gminy zakwalifikowano

do klasy A zanieczyszczeń. Dwutlenek siarki (SO_2) zakwalifikowano do klasy A zanieczyszczeń. Benzo(α)piren zakwalifikowano do klasy C zanieczyszczeń.

Pył $\text{PM}_{2,5}$ zakwalifikowano do klasy A zanieczyszczeń. Pył PM_{10} zakwalifikowano do klasy C zanieczyszczeń. Emisja dwutlenku węgla w gminie Ślesin w 2013 roku wynosiła 59 744,57 Mg. Podział na sektory jest następujący:

- sektor komunalny – 8 900,87 Mg;
- transport kołowy – pojazdy gminne – nieznanne;
- transport kołowy na terenie gminy – ogółem – 11 933,67 mg;
- gospodarka odpadami – nieznanne;
- gospodarka wodna – nieznanne;
- gospodarka ściekami – nieznanne;
- konsumpcja energii elektrycznej – nieznanne;
- oświetlenie ulic – 3 608,7 Mg.

Zestawienie danych pomiarowych zanieczyszczeń powietrza dla gminy Ślesin w 2018 roku przedstawiono na rysunku 5.1.



Rysunek 5.1.
Zestawienie wyników analizy danych pomiarowych zanieczyszczeń powietrza dla gminy Ślesin w 2018 roku

6

ODDZIAŁYWANIE PROJEKTU NA ŚRODOWISKO NATURALNE

Analizę efektu ekologicznego przeprowadzono na podstawie trzech scenariuszy bazowych przy założonych emisjach zgodnych z dokumentami „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw – kotły o nominalnej mocy do 5 MW” (https://krajowabaza.kobize.pl/docs/male_kotly.pdf) oraz „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 2017 rok” (https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_2018.pdf) wydanymi przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) – Instytut Ochrony Środowiska-Państwowy Instytut Badawczy. W każdym ze scenariuszy ekwiwalent 100% energii dostarczanej przez ciepłownię geotermalną (tab. 3.2) jest wytwarzany:

- w pierwszym – w kotłach węglowych;
 - w drugim – w kotłach opalanych gazem ziemny;
 - w trzecim – w kotłach opalanych olejem opałowym.
- Obliczeń emisji przed uruchomieniem ciepłowni geotermalnej dokonano z użyciem współczynników emisji wg KOBIZE oraz następujących założeń:

- Węgiel kamienny
 - sprawność kotła: 85%, ruszt stały, ciąg naturalny, moc <0,5 MW;
 - kaloryczność węgla kamiennego: 25 MJ/kg;
 - zawartość siarki całkowita: 1%;
 - zawartość popiołu: 10%.
- Gaz ziemny
 - sprawność kotła: 90%, moc <0,5 MW;
 - kaloryczność: 38 MJ/m³;
 - zawartość siarki: 7 mg/m³.
- Olej opałowy
 - sprawność kotła: 90%, moc <0,5 MW;
 - kaloryczność: 42,6 MJ/kg;
 - zawartość siarki: 0,1%.

Na obecnym etapie nie jest możliwe wiarygodne określenie efektu ekologicznego inwestycji w hipotetyczną ciepłownię geotermalną. Wynika to z jednej strony z braku wiarygodnych, porównywalnych i aktualnych

źródeł informacji o wykorzystywanych obecnie paliwach w analizowanych lokalizacjach, a z drugiej – z nieokreślenia docelowej grupy odbiorców ciepła z ciepłowni geotermalnej. Zaleca się, by przed przystąpieniem do projektowania ciepłowni przeprowadzić dokładną inwentaryzację stosowanych źródeł ciepła w całej miejscowości lub wśród zadeklarowanych potencjalnych odbiorców.

W celu ułatwienia dokonania oszacowania efektu ekologicznego, w tabeli 6.1 przedstawiono efekty ekologiczne dla powyższych trzech hipotetycznych sytuacji, w których cała przyjęta roczna konsumpcja ciepła byłaby zaspokojona poprzez spalanie węgla kamiennego lub gazu ziemnego lub lekkiego oleju opałowego. Zestawienie emisji zanieczyszczeń przed uruchomieniem hipotetycznej ciepłowni geotermalnej przedstawiono w tabeli 6.1.

W rzeczywistej grupie potencjalnych odbiorców ciepła geotermalnego należy spodziewać się pewnego miksu energetycznego. Określone proporcje sposobu dostarczania ciepła (przykładowo 75/20/5, odpowiednio węgiel kamienny, gaz ziemny i olej opałowy) pozwalają na obliczenie według poniższego wzoru efektu ekologicznego spodziewanego po przyłączeniu do ciepłowni określonej grupy odbiorców.

$$(p_w \cdot E_i^w + p_g \cdot E_i^g + p_o \cdot E_i^o) \cdot \frac{\text{spodziewana roczna konsumpcja ciepła}}{\text{przyjęta roczna konsumpcja ciepła}}$$

[wzór 6.1]

gdzie:

p_w, p_g, p_o – udział danego paliwa w miksie energetycznym (jako ułamek);

E_i^w, E_i^g, E_i^o – emisja określonego zanieczyszczenia związana z zaspokojeniem 100% zapotrzebowania na ciepło danym paliwem (według tab. 6.1).

Specyfika eksploatacji geotermalnej wymusza zużycie energii elektrycznej, co związane jest z zastosowaniem pomp tłoczących w otworach geotermalnych (eksploatacyjnej, zatłaczającej itp.) dostarczających strumień wody termalnej na powierzchnię. Stąd, w przypadku ciepłowni geotermalnej, efekt

ekologiczny posiada dwa wyraźne aspekty – lokalny i globalny (występują one również w przypadku konwencjonalnych źródeł ciepła, jednak różnice są marginalne). W ujęciu lokalnym (w lokalizacji funkcjonującej instalacji geotermalnej) emisja jest bardzo silnie zredukowana. W ujęciu globalnym, ze względu na współczynniki emisyjności polskiej energetyki, lokalne zużycie energii elektrycznej napędzającej np. pompy eksploatacyjną (zatłaczającą) oraz niekiedy zasilające szczytowe źródła ciepła, może powodować wzrost wskaźników emisyjności na poziomie globalnym.

W zestawieniu przedstawiono wartości poszczególnych parametrów redukcji emisji w ujęciu lokalnym (tab. 6.2) oraz globalnym (tab. 6.3). Należy podkreślić, że lokalna emisja zanieczyszczeń przez ciepłownię geotermalną jest związana wyłącznie z wykorzystaniem paliw przez szczytowe źródła ciepła (gaz ziemny, olej opałowy, biomasa) i wiąże się z dopasowaniem ciepłowni do obecnych potrzeb odbiorców. Absorpcyjne pompy ciepła również mają wpływ na emisję w skali lokalnej.

Zużycie energii elektrycznej i powiązana emisja w elektrowniach konwencjonalnych są podyktowane koniecznością wypompowania wody termalnej na powierzchnię oraz jej ponowne wtłoczenie do górotworu po odebraniu ciepła. Stąd, w przypadku wystąpienia samowypływu oraz możliwości obniżenia wymagań odbiorcy co do temperatur występujących w sieci ciepłowniczej, zużycie konwencjonalnych nośników energii oraz związana z tym emisja globalna ulegnie obniżeniu. Spodziewana roczna konsumpcja ciepła jest możliwa do dokładnego określenia po ustaleniu docelowej grupy odbiorców. Przyjęta roczna konsumpcja ciepła w wariantcie komunalnym (wykorzystanym do obliczeń efektu ekologicznego i ekonomicznego) przedstawiona została w tabeli 6.2.

Effekt ekologiczny wynikający z wykorzystania energii geotermalnej w wytypowanych lokalizacjach został obliczony na podstawie oszacowanej ilości energii, jaką instalacja geotermalna dostarczy do odbiorców (tab. 6.2). Posłużyła ona jako punkt wyjścia do obliczenia ilości paliwa konwencjonalnego, które musiałyby zostać spalane, aby dostarczyć analogiczną ilość energii.

W celu oceny wielkości emisji poszczególnych substancji do atmosfery wykorzystano metodykę Krajowego KOBIZE: „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw – kotły o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW” według wzoru:

$$E = B \cdot W$$

[wzór 6.2]

gdzie:

E – emisja substancji;

B – zużycie paliwa/energii elektrycznej;

W – wskaźnik emisji na jednostkę zużytego paliwa/energii elektrycznej

Do określenia emisji związanej z produkcją energii elektrycznej przyjęto wartości za „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 2017 rok”.

Do produkcji ciepła ciepłownia geotermalna korzysta z energii dostarczanej z trzech rodzajów energii: ciepła geotermalnego, energii elektrycznej (do zasilania pomp głębinowych) i paliw gazowych lub płynnych (do kotłów szczytowych i napędzających pompy ciepła). W przeciwieństwie do tradycyjnego sposobu zaopatrzenia w ciepło, następuje przestrzenny podział emisji. O ile w przypadku spalania paliw emisja ma miejsce w pobliżu odbiorcy ciepła i może zostać nazwana emisją lokalną (tak rozumiana w tabelach 6.1 i 6.2), o tyle zużywana energia elektryczna (pomijalna w przypadku tradycyjnych palenisk) wiąże się z emisją oddaloną od miejsca jej zużycia i zostaje wliczona dopiero do emisji globalnej (całkowitej) związanej z dostarczeniem ciepła geotermalnego.

Emisja lokalna jest z reguły utożsamiana z tzw. niską emisją, w przypadku której łatwość rozcieńczenia i odprowadzania zanieczyszczeń jest ograniczona, w związku z czym emitowane zanieczyszczenia wywołują zjawisko smogu (Kaczmarczyk i in., 2015). Emisja w elektrowniach to tzw. wysoka emisja, w której spaliny oczyszczane są w instalacjach przemysłowych i odprowadzane w sposób umożliwiający szybkie rozcieńczenie zanieczyszczeń, w niewielkim stopniu przyczyniając się do obniżenia jakości powietrza.

Uruchomienie zakładu geotermalnego skutkuje całkowitym wyeliminowaniem problemu lokalnej emisji substancji smogotwórczych. Uzyskany efekt jest w przeliczeniu na jednostkę energii zależny wyłącznie od stosowanego paliwa i sposobu spalania paliwa, więc w warunkach działającej instalacji stały, a jego opis liczbowy prezentuje tabela 6.2.

Uwzględniając zapotrzebowanie na energię elektryczną, można obliczyć całkowity (globalny) efekt ekologiczny.

ZANIECZYSZCZENIE	EMISJA ZANIECZYSZCZENIA PRZED URUCHOMIENIEM CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ W RÓŻNYCH WARIANTACH - E ₁		
	100% WĘGIEL KAMIENNY	100% GAZ ZIEMNY	100% LEKKI OLEJ OPAŁOWY
	[KG/ROK]	[KG/ROK]	[KG/ROK]
SO _x	15 616	8,5	1 101
NO _x	2 147	922	1 295,7
CO	43 920	182	369
CO ₂	1 806 000	1 213 000	1 749 000
Pył zawieszony	9 760	0,30	220,3
Benzo(α)piren	13,7	0	0,17

Tabela 6.1.

Emisja zanieczyszczeń w Ślesinie przed uruchomieniem ciepłowni geotermalnej (E₁) (tzw. tło zanieczyszczeń dla różnych wariantów źródeł ciepła). W przypadku lokalnych kotłowni emisja lokalna jest praktycznie równa emisji globalnej

ZANIECZYSZCZENIE	LOKALNA EMISJA ZANIECZYSZCZENIA PO URUCHOMIENIU CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ						
	Emisja E ₂ lokalnie	OGROMACZENIE EMISJI (E ₁ – E ₂) W STOSUNKU DO					
		100% węgiel kamienny		100% gaz ziemny		100% lekki olej opałowy	
		Emisja uniknięta lokalnie	Redukcja emisji lokalnie	Emisja uniknięta lokalnie	Redukcja emisji lokalnie	Emisja uniknięta lokalnie	Redukcja emisji lokalnie
	[kg/rok]	[kg/rok]	[%]	[kg/rok]	[%]	[kg/rok]	[%]
SO _x	5,35	15 611	>99,9	3,1	37,1	1 096	99,5
NO _x	6	2 141	99,7	915	99,3	1 290	99,5
CO	1,8	43 918	>99,9	179	98,5	367	99,4
CO ₂	9 000	1 797 000	99,5	1 204 000	99,3	1 741 000	99,5
Pył całkowity (TSP)	1,071	9 759	>99,9	-0,77	-254,3	219	99,5
Benzo(α) piren	n/d	13,7	>99,9	n/d	n/d	0,17	>99,9

Tabela 6.2.

Szacowana emisja lokalna związana z funkcjonowaniem ciepłowni geotermalnej (E₂) w Ślesinie i uzyskane po jej uruchomieniu ograniczenie emisji lokalnej – wariant komunalny. Redukcja emisji została obliczona wg wzoru: 100% · (E₁ – E₂)/E₁

Uzyskiwane wartości emisji unikniętej oraz redukcji emisji są mniejsze, gdyż w Polsce prąd w znacznej mierze jest produkowany w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Tak więc zużywanie energii elektrycznej obciąża środowisko pewną ilością zanieczyszczeń. Ilości te podawane są co roku jako wskaźniki emisyjności. Globalny efekt ekologiczny jest w związku z tym zmienny w czasie w zakresie, w którym zmieniają się wskaźniki emisyjności dla energii elektrycznej dostępnej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ich zmniejszenie lub wykorzystanie energii elektrycznej pochodzącej z innych źródeł (w tym odnawialnych) może znacząco poprawić globalny efekt ekologiczny.

Należy jednak podkreślić, że dla większości zanieczyszczeń pozytywny efekt ekologiczny jest utrzymany niezależnie od przyjętego alternatywnego sposobu zaspokojenia zapotrzebowania na energię.

W szczególności dotyczy to CO₂ oraz CO, nie odnotowuje się też emisji benzo(α)pirenu. Jedynie w przypadku emisji pyłów oraz tlenu siarki i azotu mogą wystąpić zwiększenia emisji tych zanieczyszczeń do atmosfery. Wynika to z faktu, iż paliwa gazowe i płynne są niemal całkowicie pozbawione siarki oraz substancji mogących tworzyć istotne ilości pyłu unoszonego ze spalinami do atmosfery, zaś paliwa stosowane w elektrowniach konwencjonalnych zawierają znaczące ilości prekursorów tych zanieczyszczeń.

Zaopatrzenie ciepłowni geotermalnej w energię elektryczną pochodzącą ze źródeł o niskich współczynnikach emisyjności poprawi globalny efekt ekologiczny, jednak jego obliczenie wymagałoby przeprowadzenia analiz dla zakładu ciepłowniczego o szczegółowo opisanej specyfikacji i harmonogramie funkcjonowania.

ZANIECZYSZCZENIE	GLOBALNA EMISJA ZANIECZYSZCZENIA PO URUCHOMIENIU CIEPŁOWNI GEOTERMALNEJ						
	Emisja E ₂ globalnie	OGRANICZENIE EMISJI (E ₁ – E ₂) W STOSUNKU DO					
		100% węgiel kamienny		100% gaz ziemny		100% lekki olej opałowy	
		Emisja uniknięta globalnie	Redukcja emisji globalnie	Emisja uniknięta globalnie	Redukcja emisji globalnie	Emisja uniknięta globalnie	Redukcja emisji globalnie
	[kg/rok]	[kg/rok]	[%]	[kg/rok]	[%]	[kg/rok]	[%]
SO _x	490	15 126	96,9	-482,1	-5 678,4	611	55,5
NO _x	499	1 648	76,8	422	45,8	797	61,5
CO	178	43 742	99,6	3	1,7	191	51,8
CO ₂	526 000	1 280 000	70,9	687 000	56,6	1 223 000	69,9
Pył całkowity (TSP)	30,3	9 730,0	99,7	-30,0	-10 000,0	190,0	86,3
Benzo(α)piren	n/d	13,7	100,0	n/d	n/d	0,17	100,0

Tabela 6.3.

Szacowana emisja globalna (z uwzględnieniem energii elektrycznej) związana z funkcjonowaniem ciepłowni geotermalnej (E₂) w Ślesinie i uzyskane po jej uruchomieniu ograniczenie emisji globalnej – wariant komunalny. Redukcja emisji została obliczona wg wzoru: $100\% \cdot (E_1 - E_2)/E_1$

7

PROGNOZA STANU TERMODYNAMICZNEGO I MOŻLIWOŚCI ZAGOSPODAROWANIA WÓD TERMALNYCH

Zasadniczy wpływ na powstawanie minerałów wtórnych w systemach geotermalnych mają takie czynniki, jak: temperatura, ciśnienie, skład mineralogiczny i typ litologiczny skał zbiornikowych, przepuszczalność skał, ilość i dostępność płynów złożowych (warunkowanych przepuszczalnością skał), skład płynów geotermalnych, czas życia systemu i trwania procesów hydrotermalnych. Zwykle oddziałują one we wzajemnym powiązaniu.

Minerały wtórne mogą być wytrącane z wody termalnej na skutek zmiany stanu termodynamicznego wody, najczęściej spowodowanej zmianą jej temperatury, odczynu pH, układu redox, a zatem problem może pojawić się już na samym początku eksploatacji i narastać w miarę upływu czasu, w skrajnych przypadkach aż do unieruchomienia instalacji. Prognozę stanu termodynamicznego wody termalnej w Ślesinie zrealizowano na podstawie dostępnych danych hydrogeochemicznych z otworu Ślesin IGH-1, przy uwzględnieniu korelacji z danymi z innych otworów badawczych, w których stwierdzono wody o mineralizacji ok. 84 g/dm³ w utworach kredy dolnej.

Należy zaznaczyć, że zakres oznaczeń wykonanych w otworach referencyjnych, był znikomy, a wiarygodność wielu oznaczeń budziła duże wątpliwości, z tego względu nie powinny one stanowić podstawy dokonywania prognoz termodynamicznych w układzie woda-skała. Nie stanowiły materiału odpowiedniego do wykonania modelowania termodynamicznego. Nie można również na ich podstawie określić wiarygodnie bezpiecznej temperatury schłodzenia w instalacji geotermalnej.

Z tego względu, przedstawione wyniki badań mają charakter przybliżony, a stan roztworu wodnego (bilansu, specjacji, stopnia jego nasycenia względem określonych faz mineralnych), przy uwzględnieniu wpływu zmienności temperatury na wartość obliczanych parametrów, ma charakter czysto orientacyjny.

W obliczeniach przyjęto:

- odczyn wody obojętny (pH 7,0) – pomierzony w wodzie z otworu Ślesin IGH-1;

- środowisko redukcyjne (Eh -120 mV) – przyjęto arbitralnie, na podstawie własnego doświadczenia, zgodnie z wynikami analiz pochodzących z otworów archiwalnych (Bank Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalni) – brak danych dot. Eh – podstawowego parametru wymagane do modelowania geochemicznego;
- temperatura wody złożowej 72,7°C i głowicowej 72°C przy wydobyciu na poziomie 300 m³/h. Jest to woda typu chlorkowo-sodowego.

W obliczeniach przyjęto zakres zmienności temperatury wody od prognozowanej temperatury złożowej, poprzez temperaturę głowicową, do 20°C, co pozwoliło na wskazanie prognozowanej, optymalnej temperatury schłodzenia wody zatłaczanej do górotworu. Zatem na wykresach zobrazowano prognozę nasycenia wody względem wybranych minerałów, dla temperatury wody w górotworze, temperatury wody na głowicy i dalej, dla wody schłodzonej.

Prognoza stanu równowagi termodynamicznej wody wykazała, że przy temperaturze w złożu 72,7°C, woda wykazuje stan przesylenia wszystkimi rozpatrywanymi węglanowymi formami mineralnymi: aragonitem, kalcytem i dolomitem, co jest tendencją sprzyjającą wytrącaniu osadów wtórnych z wody. Odnotowano stan równowagi wody z kwarcem i anhydrytem (rys. 7.1). Wraz z obniżaniem temperatury wody termalnej jest zachowana tendencja do wytrącania osadów węglanowych, co przy dużym strumieniu eksploatowanej wody może powodować trudności eksploatacyjne poprzez narastanie osadów w rurociągach i otworze chłonnym. Wraz ze schładzaniem wody rośnie również tendencja do wytrącania z wody minerałów krzemionkowych. Powyżej stwierdzona tendencja do wytrącania osadów z wody, w pełnym spektrum temperaturowym jest wynikiem przyjętych w modelowaniu geochemicznym warunków brzegowych w zakresie odczynu wody, układu redox i temperatury. Zwłaszcza założenia, na podstawie pomierzonego w otworze Ślesin IGH-1 obojętnego odczynu pH wody, przyczyniły się do uzyskanych rezultatów.

Analizując wyniki modelowania geochemicznego (rys. 7.1), zauważa się, że schłodzenie wody do temperatury nawet 20°C nie zmniejsza w sposób istotny tendencji do wytrącania węglanowych form mineralnych (aragonitu, kalcytu i dolomitu) oraz form krzemionkowych. Zatem należy się liczyć z możliwością zaistnienia silnej tendencji skalingowej wód, bez względu na poziom schłodzenia.

Należy jednoznacznie podkreślić, że podstawą obliczeń były równania wynikające z bilansu masy i prawa działania mas dla danej rozpatrywanej analizy chemicznej wody oraz przyjętych parametrów fizycznych. Wyniki obliczeń równowag termodynamicznych dla wody termalnej opracowano, przyjmując znane i stwierdzone w innych otworach wskaźniki fizyczne. Należy jednak mieć na uwadze, że występowanie gazów w wodzie, zwłaszcza kwaśnych, czy inny niż założono odczyn pH wody jak również układ redoks, może wpłynąć na prognozę stanu termodynamicznego w układzie woda–skała.

Przewiduje się, że woda w temperaturze złożowej ok. 72,7°C będzie nasycona głównymi minerałami budującymi skały zbiornikowe (piaskowce) tj. krzemianami, glinokrzemianami i minerałami ilastymi oraz skałami węglanowymi, z uwagi na stan przesylenia tymi minerałami. Woda będzie wykazywać stan równowagi z anhydrytem oraz będzie niedosycona gipsem.

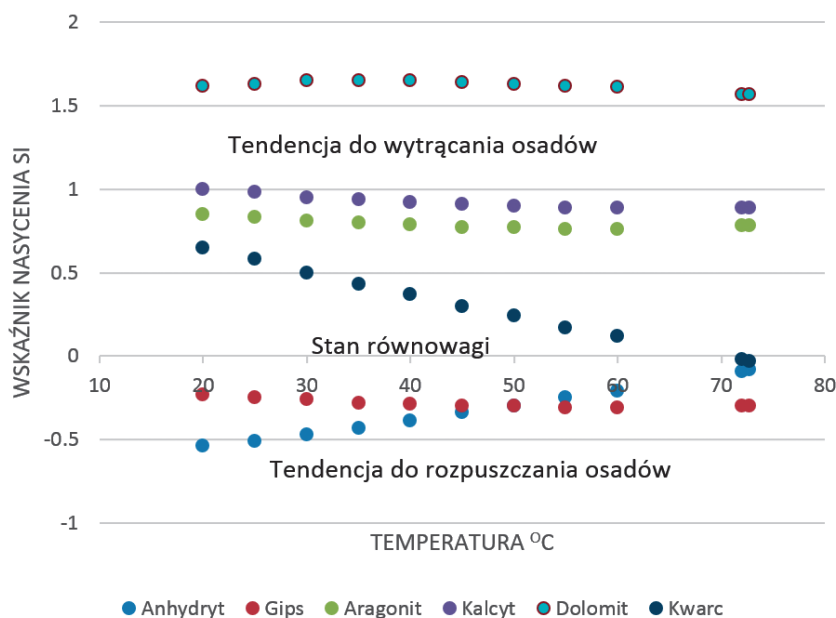
Wody kredy dolnej w rejonie Ślesina to solanki o prognozowanej mineralizacji ok. 84 g/dm³. Speł-

niają one kryterium wykorzystania w balneoterapii, jednak pod warunkiem co najmniej 2-krotnego rozcieńczenia. Cechą szczególną tak wysoko zasolonych wód jest zwykle podwyższona zawartość siarczanów, chlorków sodu, wapnia i magnezu, żelaza, jodu, bromków, boru, strontu, fluoru, ale często również kwasu metakrzemowego. Wody te pod względem hydrochemicznym klasyfikuje się jako wody chlorkowo-sodowe.

Z wód termalnych solankowych jest możliwy odzysk soli jodowo-bromowych oraz soli wykorzystywanych w kosmetyce. Prognozowana mineralizacja wody termalnej w Ślesinie kwalifikuje je do pozyskiwania produktu stałego, soli kąpielowych i leczniczych. Będą również interesującym surowcem składowym kremów, toników, płynów micelarnych, maseczek, przy wykorzystaniu niewielkiego strumienia wody, i dozowaniu wody w niewielkich ilościach, lub w formie rozcieńczonej.

W tym celu zwykle stosuje się energochłonne technologie wyparnego zatężania wód z krystalizacją koncentratu. Alternatywnie jest możliwe rozważenie procesów hybrydowych bazujących na technikach membranowych oraz metodach wyparnych (najczęściej odwrócona osmoza – metody wyparne lub nanofiltracja–odwrócona osmoza–metody wyparne).

Wykazana w wyniku modelowania geochemicznego skłonność do wytrącania faz węglanowych



Rysunek 7.1.
Prognoza stanu termodynamicznego wody termalnej w Ślesinie

i krzemionkowych w wodzie termalnej w warunkach złożowych i eksploatacyjnych, jak również w wodzie schłodzonej do 20°C, zdecyduje bez wątplenia o konieczności zastosowania wstępnego uzdatniania wody lub zastosowania antyskalantów/inhibitorów, ograniczających wytrącanie osadów w instalacjach ciepłowniczych, rurociągach i lub procesach zatężania. W kontekście balneoterapeutycznego wykorzystania chlorek sodu jest jednym z najważniejszych związków

chemicznych powszechnie stosowanych w lecznictwie, kosmetologii ale również w przemyśle. Sole powstałe na bazie wód termalnych, bogate w mikroelementy, takie jak jodki i krzemionkę, są szczególnie cenione w tym zakresie. Składniki te wpływają bowiem pozytywnie na kondycję skóry lub mają korzystny wpływ na układ oddechowy. Szczególnym przykładem potwierdzającym tę kwestię jest kąpielisko Blue Lagun na Islandii.

8 WNIOSKI

Rozpatrzone scenariusze znacząco różnią się ceną jednostkową wytworzenia energii cieplnej, co wiąże się z wielkością rocznego zapotrzebowania na energię. Uwagę zwraca skrajnie wysoki udział energii geotermalnej w ogólnej produkcji ciepła w ciepłowni (tab.8.1). Wynika on z podobnego poziomu temperatury wymaganego przez system ciepłowniczy oraz tej dostępnej w złożu geotermalnym.

Uruchomienie ciepłowni geotermalnej umożliwi niemal całkowitą eliminację lokalnej emisji zanieczyszczeń do atmosfery (wariant komunalny i kaskadowy), a także rozwój atrakcji turystycznych i balneoterapii. Wody termalne we Ślesinie mogą być wykorzystywane w celach balneoterapeutycznych pod warunkiem co najmniej 2-krotnego rozcieńczenia, oraz w rekreacji i kosmetologii. Na etapie eksploatacji należy się liczyć z możliwością wytrącania węglanowych i krzemionkowych form mineralnych z wody.

PARAMETR	WARIANT		
	KOMUNALNY	REKREACJA	KASKADA
Roczna produkcja ciepła [TJ]:			
- geotermalnego	20,6	60,6	81,2
- z kotłów szczytowych i napędu pomp ciepła	0,1	0,27	0,4
Roczna produkcja energii [TJ] / moc maksymalna [MW]	20,7 / 2,0	60,9 / 4,7	81,6 / 8,2
Udział OZE w produkcji ciepła [%]	99,5	99,6	99,5
Nakłady inwestycyjne [tys. zł]	15295	15556	20842
Cena wytworzenia energii [zł/GJ]	55	23	24
Wskaźniki emisji jednostkowej	(lokalnie/globalnie)	(lokalnie/globalnie)	(lokalnie/globalnie)
CO ₂ [kg/GJ]	0,24/33,85	0,22/20,12	0,26/17,59
SO ₂ [kg/GJ]	<0,01/0,21	<0,01/0,12	<0,01/0,11
NO _x [kg/GJ]	<0,01/0,06	<0,01/0,04	<0,01/0,03
Pył [kg/GJ]	<0,01/0,01	0,01/0,01	<0,01/0,01

Tabela 8.1.
Zestawienie najważniejszych parametrów technicznych, ekonomicznych i środowiskowych ciepłowni geotermalnej w Ślesinie w trzech wariantach

9

FINANSOWANIE PROJEKTU

Inwestycje związane z wykorzystaniem wód termalnych charakteryzują się dużymi początkowymi nakładami finansowymi oraz długim okresem zwrotu poniesionych nakładów. Dlatego powinny one korzystać ze wszelkiej możliwej pomocy, także finansowej, oferowanej przez takie instytucje państwa jak Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) czy Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Inicjatorami bądź promotorami projektów geotermalnych mogą być zarówno podmioty gospodarcze jak i jednostki samorządu terytorialnego tj. miasta i gminy. W związku z faktem, że projekty geotermalne, w szczególności we wstępnym etapie poszukiwania i rozpoznania złoża, obarczone są ryzykiem geologicznym, wsparcie ze strony państwa obejmuje różne formy dofinansowania, w tym pożyczki i dotacje. Intensywność dofinansowania jest uzależniona od charakteru beneficjenta oraz formy dofinansowania. W powyższym zakresie w chwili obecnej funkcjonują dwa programy wsparcia, finansowane ze środków krajowych, których operatorem jest NFOŚiGW, a mianowicie:

9.1.

UDOSTĘPNIANIE WÓD TERMALNYCH W POLSCE:

W nowym programie priorytetowym NFOŚiGW oraz Ministerstwo Środowiska stawiają na zwiększenie liczby dotowanych odwiertów geotermalnych. Program powinien pozwolić na uzyskanie lepszych efektów w zakresie rozwoju geotermii w Polsce przy mniejszych nakładach finansowych i mniejszym ryzyku udostępnienia zasobów wód termalnych niż miało to miejsce dotychczas. W celu usprawnienia przygotowania wniosków oraz załączonych do nich projektów robót geologicznych, Ministerstwo Środowiska przekazało do NFOŚiGW katalog rekomendacji i zaleceń dotyczących projektowania robót geologicznych w celu udostępnienia wód termalnych w Polsce, które są dostępne dla wnioskodawców jako część dokumentów programowych.

Celem tego programu jest wsparcie jednostek samorządu terytorialnego w wykonywaniu prac i robót geologicznych związanych z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż wód termalnych, umożliwiających wykorzystanie pozyskanego ciepła lub energii do ogrzewania.

Formą dofinansowania jest dotacja. Dofinansowanie możliwe jest do 100% kosztów kwalifikowanych dla przedsięwzięć takich jak poszukiwanie i rozpoznawanie złóż wód termalnych.

Po rozpoznaniu złóż wód termalnych, kontynuacja przedsięwzięć może nastąpić np. w ramach programu priorytetowego NFOŚiGW pn. „Polska Geotermia Plus”.

9. 2.

POLSKA GEOTERMIA PLUS

Z programu tego dofinansowane mogą być budowa nowej, rozbudowa lub modernizacja istniejącej ciepłowni geotermalnej, opartej na źródle geotermalnym, lub modernizacja lub rozbudowa istniejących źródeł wytwarzania energii o ciepłownię geotermalną, opartej na źródle geotermalnym.

Beneficjentami tego programu mogą być Przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2018 r. poz. 646, z późn. zm.) wykonujący działalność gospodarczą.

Podstawowymi formami dofinansowania jest dotacja i pożyczka. Dofinansowanie w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych, dofinansowanie w formie dotacji do 40% kosztów kwalifikowanych, w ramach budowy nowej, rozbudowy lub modernizacji istniejącej ciepłowni geotermalnej lub modernizacji lub rozbudowy istniejących źródeł wytwarzania energii o ciepłownię geotermalną do 50% kosztów kwalifikowanych. Warunkiem udzielenia dotacji jest zaciągnięcie pożyczki z NFOŚiGW, w części stanowiącej uzupełnienie do 100% kosztów kwalifikowanych.

Wsparcie finansowe przy realizacji projektów geotermalnych można uzyskać również ze środków bezwzrotnej pomocy finansowej dla Polski w postaci dwóch instrumentów pod nazwą: Mechanizm Finansowy EOG oraz Norweski Mechanizm Finansowy (potocznie znanych jako fundusze norweskie), pochodzi z trzech krajów EFTA (Europejskiego Stowarzyszenie Wolnego Handlu), będących zarazem członkami EOG (Europejskiego Obszaru Gospodarczego), tj. Norwegii, Islandii i Liechtensteinu.

Obecnie obywają się nabór wniosków w ramach obszaru programowego:

9.3.

ENERGIA ODNAWIALNA, EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA, BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE (BUDOWA ŹRÓDEŁ CIEPŁA WYKORZYSTUJĄCYCH ENERGIĘ GEOTERMALNĄ – GEOTERMIA GŁĘBOKA)

Celem tego programu 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 źródeł i możliwość ich wykorzystania do celów grzewczych lub energetycznych

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;
- Dodatkowo zakres przedmiotowy projektów może obejmować działania edukacyjno-szkoleniowe, które mogą być realizowane, jako działania uzupełniające dla działań inwestycyjnych.

O dofinansowanie w ramach naboru wniosków, w tym programie mogą ubiegać się małe, średnie i duże przedsiębiorstwa, jednostki samorządu terytorialnego, a także ich związki. Poziom dopuszczalnego wnioskowanego dofinansowania projektu wynosi maksymalnie 50% kosztów kwalifikowalnych.

LITERATURA

- KACZMARCZYK M. [red.] i in., 2015: Niska emisja. Od przyczyn występowania do sposobów eliminacji, GEOSYSTEM Burek, Kotyza s.c., Kraków, 2015;
- SKOMPSKI S., 1993. Objąsnienia do Szczegółowej mapy geologicznej Polski arkusz Oborniki Wielkopolskie (433); Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta i Gminy Ślesin. Centrum Doradztwa Energetycznego Sp. z o.o.



