

Leszek PAJĄK¹, Robert SKRZYPCZAK¹, Beata KĘPIŃSKA¹

ANALIZA I PROPOZYCJA ZASTOSOWANIA POMP CIEPŁA W GEOTERMALNYM SYSTEMIE C.O. W PODDĘBICACH

STRESZCZENIE

Artykuł informuje o zasobach geotermalnych dostępnych w rejonie Poddębic w odniesieniu do dolnokredowego poziomu wodonośnego. Scharakteryzowano infrastrukturę i moc systemu ciepłowniczego wykorzystującego tamże ciepło jego wód. Scharakteryzowano także potencjalnych nowych odbiorców ciepła z tego systemu. Przedstawiono model źródła energii dla obecnych i przyszłych odbiorców ciepła oraz przeanalizowano różne warianty jego pracy, w tym szczytowe zastosowanie pomp ciepła. Dla kolejnych wariantów oceniono efekty: energetyczny, ekonomiczny i ekologiczny. W odniesieniu do pracy systemu z uwzględnieniem nowych odbiorców ciepła wskazano na zasadność skorzystania wówczas z pomp ciepła, lecz jako efektywniejsze rozwiązanie zarekomendowano politykę obniżania wymaganej temperatury zasilania instalacji grzewczej u odbiorców i obniżania temperatury powrotu wody.

SŁOWA KLUCZOWE

Niecka mogileńsko-lódzka, Poddębice, wody geotermalne, pompy ciepła

* * *

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Pracownia Odnawialnych Źródeł Energii, ul. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków.

WPROWADZENIE

Poddębice w woj. łódzkim, zlokalizowane są w rejonie niecki mogileńsko-łódzkiej stanowiącej centralną część Nizy Polskiego, tj. jednego z najatrakcyjniejszych geotermalnie obszarów Polski. Rejon niecki mogileńsko-łódzkiej jest w nim z kolei najatrakcyjniejszy pod tym względem (Górecki red. 2006). W pierwszej kolejności mogą w nim być wykorzystywane zbiorniki dolnojurajskie i dolnokredowe o temperaturach wód występujących na Nizie w przedziale od 40 do 90°C, a zatem przydatnych dla celów grzewczych. Jednakże wody zbiornika dolnojurajskiego, które mogłyby być eksploatowane z głębokości ponad 2000 m p.p.t., są bardzo silnie zmineralizowane, co stanowi niekorzystny element dla ich eksploatacji. W rejonie Poddębic stwierdzono bardzo dobre parametry geotermalne ujęć obu zbiorników, w tym wysokie wydajności wód, rzędu 250 m³/h.

1. DOSTĘPNE ZASOBY GEOTERMALNE

Warunki geologiczne i hydrogeologiczne, w tym w odniesieniu do zasobów wód geotermalnych, zostały opisane w pracy Kępińskiej i in. (2017a). Na tej podstawie zestawiono założenia dotyczące parametrów geotermalnych:

- poziom wodonośny: dolna kreda,
- głębokość odwiertu: 2101 m p.p.t.,
- zakładana maksymalna wydajność: 252 m³/h,
- zakładana temperatura wody geotermalnej w złożu: 73°C,
- niska mineralizacja wody.

Występowanie niskiej mineralizacji wody umożliwi jednoczesną eksploatację zasobów geotermalnych. Ochłodzona woda, tj. po odebraniu z niej ciepła, gdyby spełniała warunki Ministra Zdrowia w sprawie jakości wody przeznaczonej do spożycia przez ludzi, mogłaby zostać zagospodarowana np. jako woda pitna, podobnie jak ma to miejsce w Mszczonowie.

2. ISTNIEJĄCA INFRASTRUKTURA CIEPŁOWNICZA I MOC SYSTEMU

Istniejąca sieć ciepłownicza pracuje przy pełnym (ilościowo-jakościowym) sterowaniu mocą dostarczoną. Parametry projektowe dla centralnego ogrzewania (zasilanie/powrót/temperatura wewnętrzna/temperatura zewnętrzna obliczeniowa), to 90/70/20/-20°C, a latem dla ciepłej wody użytkowej (zasilanie/powrót) 65/45°C. Aktualnie potrzeby cieplne są zaspokajane przez instalację geotermalną i trzy kotły, z których jeden zasilany jest biomasą, a dwa olejem opałowym. Obecnie całkowita moc cieplna zainstalowana to około 10 MW (7 MW z geotermii i około 3 MW z kotłów szczytowych). Na podstawie danych pomiarowych realnie wykorzystywaną moc maksymalną można oceniać na 5,5 MW. Jednakże dane z monitoringu pracy systemu w latach 2015 i 2016 wskazują, że przy temperaturze zewnętrznej

-10°C zapotrzebowanie na moc wynosi około 4 MW, a całkowita energia cieplna wytwarzana przez źródła energii szacowana jest na ~50–55 TJ/rok (Kępińska i in. 2017b). Zatem moc maksymalna wykorzystywana, szacowana na podstawie ilości energii wytworzonej przez źródło, może zostać określona na około 6,5 MW.

3. ISTNIEJĄCY SYSTEM W KONTEKŚCIE NOWYCH ODBIORCÓW ENERGII CIEPLNEJ

Zgodnie z założeniami operatora (Geotermia Poddębice Sp. z o.o.), ciepłownia geotermalna powinna bazować na ujęciu geotermalnym wspomaganym pompami ciepła. Typ pomp ciepła nie został jeszcze jednoznacznie określony. Mogą to być pompy sprężarkowe albo absorpcyjne.

W perspektywie kilku lat przewiduje się wzrost mocy zamówionej w systemie ciepłowniczym poprzez włączenie dodatkowych odbiorców, którymi będą:

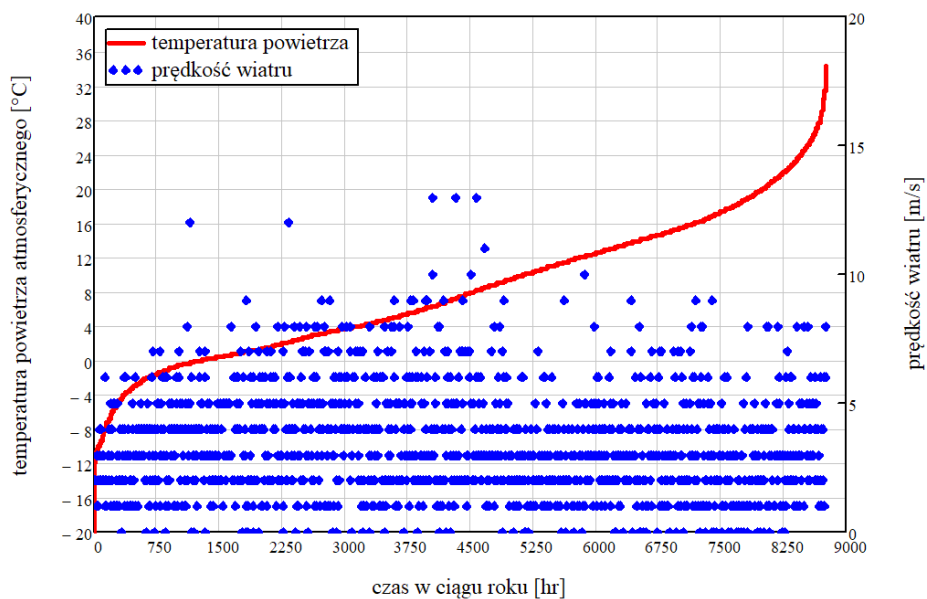
- budownictwo komunalne; włączenie nowych odbiorców spowoduje przyrost mocy maksymalnej zamówionej o około 12 MW,
- kompleks basenów, które poddane będą modernizacji i rozbudowie, spowoduje wzrost mocy zamówionej o około 1100 kW zimą i 1500 kW latem,
- dodatkowe obiekty ZOO Borysew, w tym obiekty kubaturowe (szacowane na pobór mocy w ilości ok. 600 kW) i zewnętrzne baseny dla zwierząt (ok. 6000 m² powierzchni lustra wody).

4. MODEL ŹRÓDŁA ENERGII

W celu określenia efektów stosowania źródła energii należy w pierwszym rzędzie ustalić charakterystykę odbiorcy. Uzależniona jest ona od rodzaju instalacji grzewczej, tj. jej parametrów projektowych, oraz od lokalnych warunków klimatycznych. Dla potrzeb niniejszych rozważań, warunki klimatyczne zostały opisane przy wykorzystaniu typowych lat meteorologicznych, tj. w sposób zalecany przez Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa (2017) do sporządzania obliczeń energetycznych. Najbliższą omawianej lokalizacji jest stacja meteorologiczna w Łodzi (współrzędne geograficzne: 51.7500000 N, 19.4666667 E).

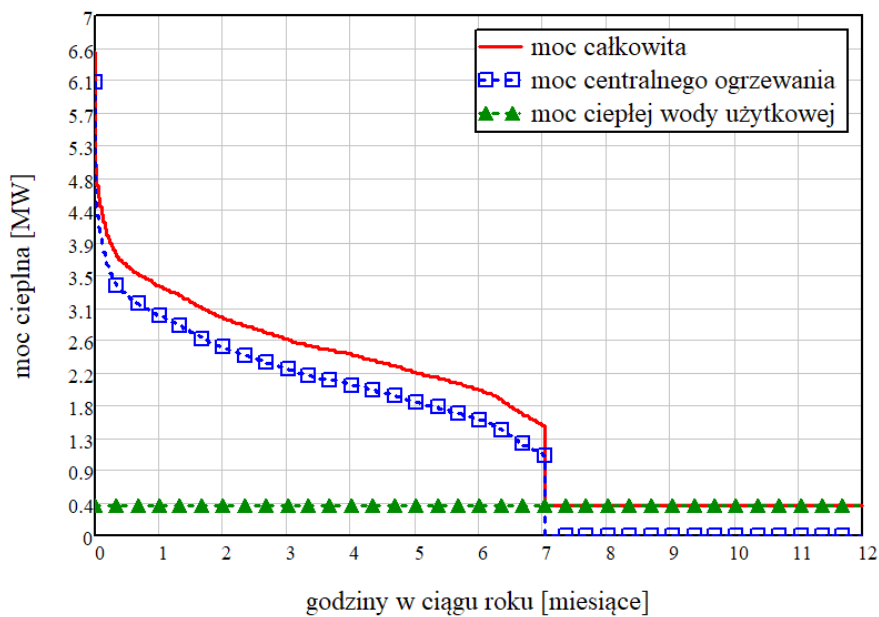
Rysunek 1 przedstawia rozkład temperatury powietrza atmosferycznego i prędkości wiatru na stacji meteorologicznej w Łodzi. Prezentowane na wykresach rozkłady parametrów są uporządkowane rosnąco w odniesieniu do temperatury powietrza. Najniższa temperatura, oryginalnie odnotowana w latach meteorologicznych, to -12,5°C. Polskie Normy (PN-EN 12831) zalecają, by dla strefy, w której zlokalizowane są Poddębice, stosowana zewnętrzna temperatura obliczeniowa wynosiła -20°C. W związku z tym w oryginalnym pliku *Typowych lat meteorologicznych* dokonano zamiany temperatury -12,5°C na temperaturę zalecaną przez PN. Prezentowany wykres zamianę tę już uwzględnia.

Na rysunkach od 2 do 5 przedstawiono charakterystykę cieplną odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez sieć ciepłowniczą w Poddębicach.



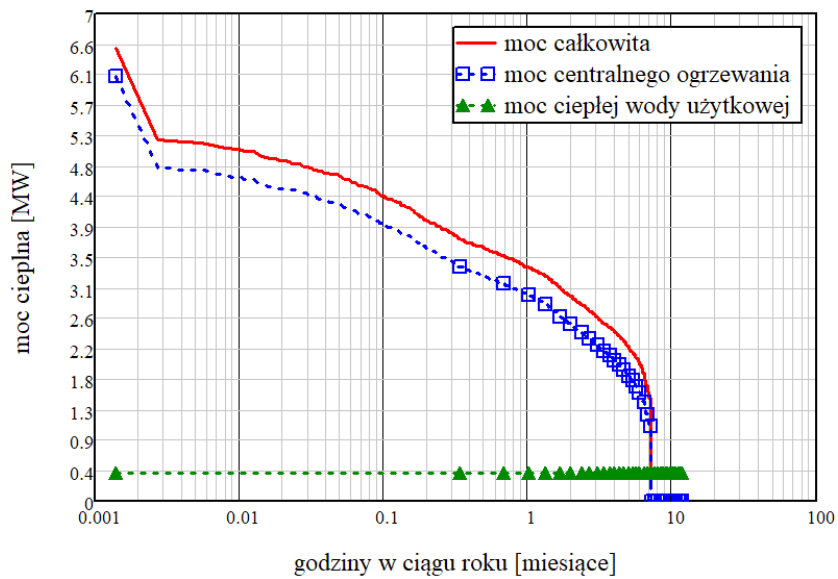
Rys. 1. Lokalne warunki atmosferyczne dla stacji meteorologicznej Łódź (MIiB 2017)

Fig. 1. Local weather conditions for the meteorological station in Łódź (MIiB 2017)



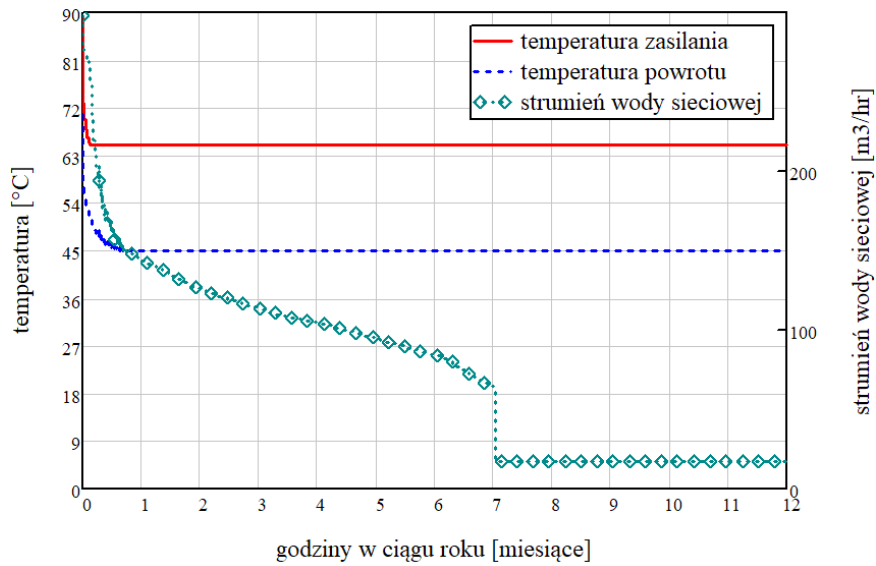
Rys. 2. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu

Fig. 2. Characteristics of the thermal power demand for the customer being currently served vs. time



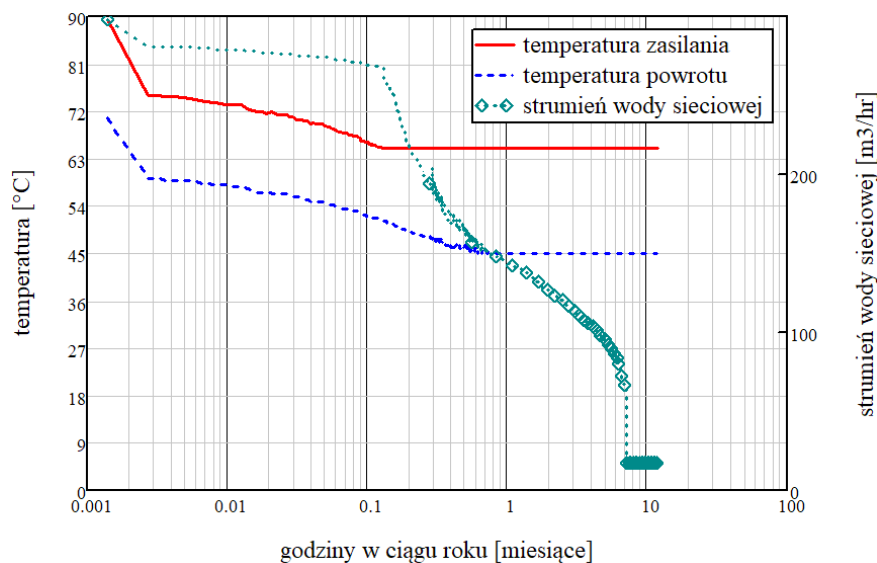
Rys. 3. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego w funkcji czasu – skala logarytmiczna

Fig. 3. Characteristics of the instantaneous power demand for the customer being currently served, as a function of time – logarithmic scale



Rys. 4. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiągniętej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system

Fig. 4. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for the customer being currently served by the system



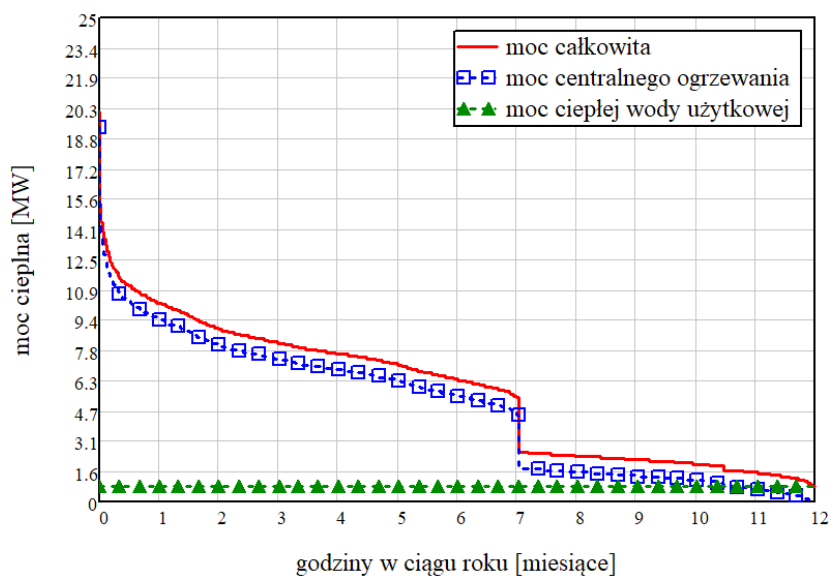
Rys. 5. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiągniętej temperatury powrotu dla odbiorcy aktualnie obsługiwanego przez system – skala logarytmiczna

Fig. 5. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for the customer being currently served by the system – logarithmic scale

Bazując na opisanych powyżej założeniach dotyczących rozwoju systemu ciepłowniczego (pkt 3), sporządzono charakterystykę odbiorcy docelowego. Przedstawiono ją na rysunkach od 6 do 9. Założono, że sterowanie temperaturą zasilania instalacji uzależnione jest jedynie od temperatury powietrza atmosferycznego. Prezentowane na rysunkach charakterystyki uporządkowano malejąco w odniesieniu do zapotrzebowania na moc całkowitą. Ze względu na to, że w przypadku basenów zewnętrznych zapotrzebowanie na moc całkowitą silnie zależy od prędkości wiatru i wilgotności powietrza, na krzywych zapotrzebowania na temperaturę zasilania i otrzymywaną temperaturę powrotu (rys. 8 i 9) pojawiają się pewne zaburzenia. Są one efektem relatywnie niskiej wtedy temperatury powietrza atmosferycznego przy niezbyt znaczącym zapotrzebowaniu na moc, ponieważ wysoka była wilgotność powietrza i niska prędkość wiatru, co oznacza małe wówczas zapotrzebowanie na moc grzewczą.

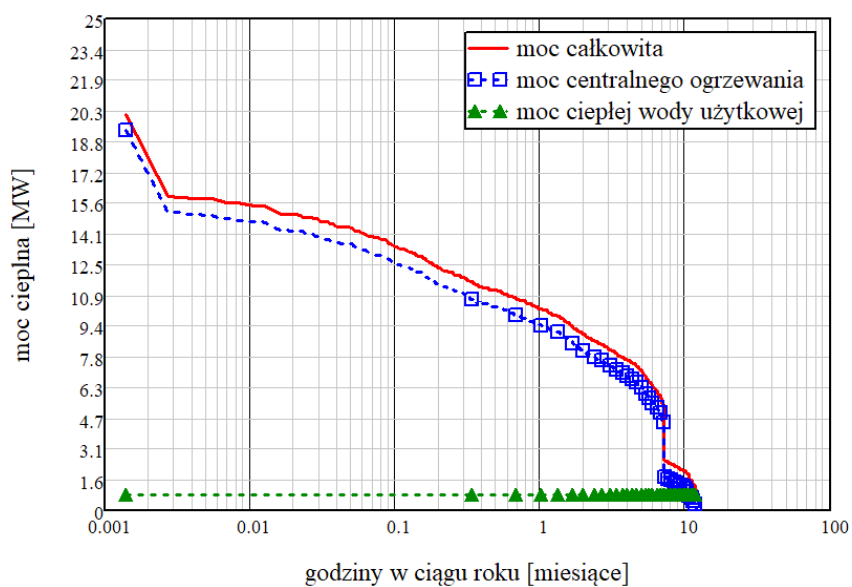
5. WYNIKI OBLICZEŃ ENERGETYCZNYCH, EKONOMICZNYCH I EFEKT EKOLOGICZNY

Obliczenia energetyczne, ekonomiczne oraz szacunki związane z określeniem efektu ekologicznego przeprowadzono przy wykorzystaniu modelu matematycznego źródła energii współpracującego ze zdefiniowanym powyżej odbiorcą. Źródło energii dawało



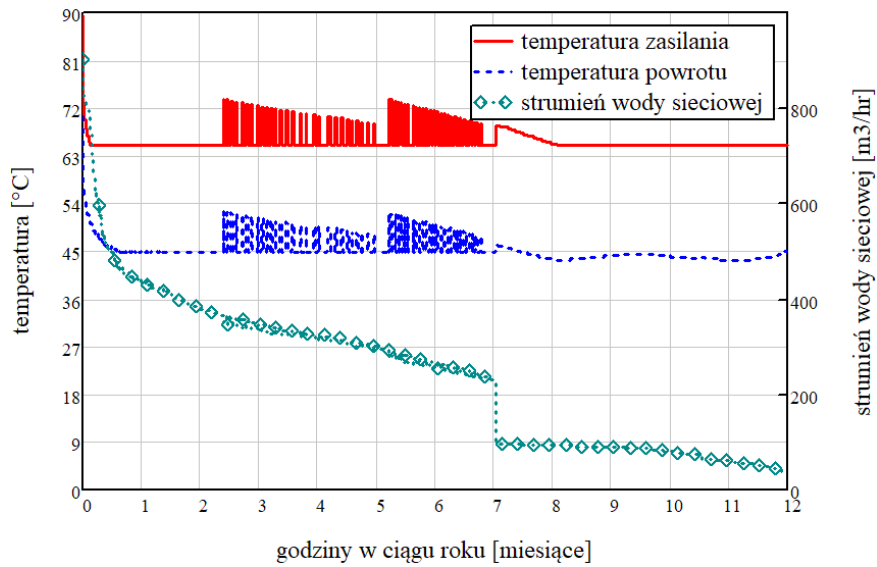
Rys. 6. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców w funkcji czasu

Fig. 6. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for an “extended customer”



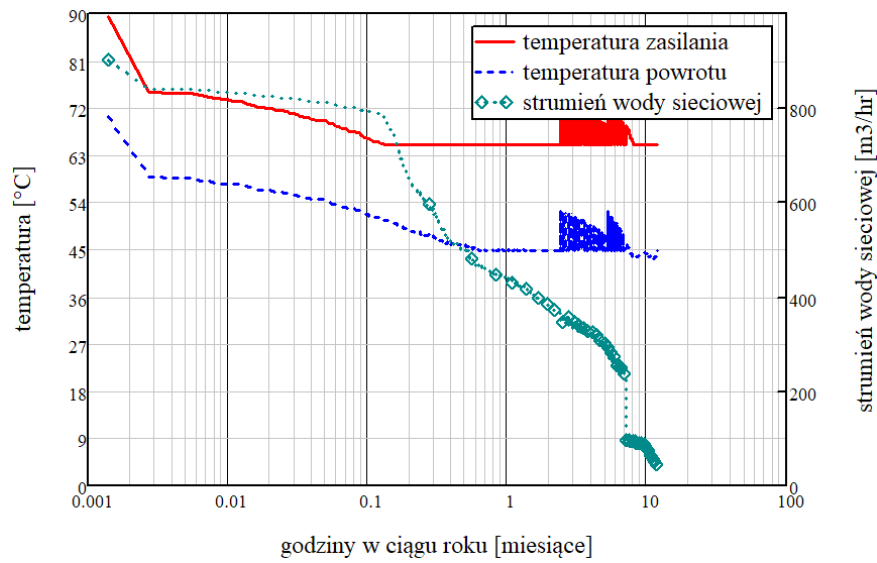
Rys. 7. Charakterystyka chwilowego zapotrzebowania na moc dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców w funkcji czasu – skala logarytmiczna

Fig. 7. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for an “extended customer” – logarithmic scale



Rys. 8. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiągniętej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców

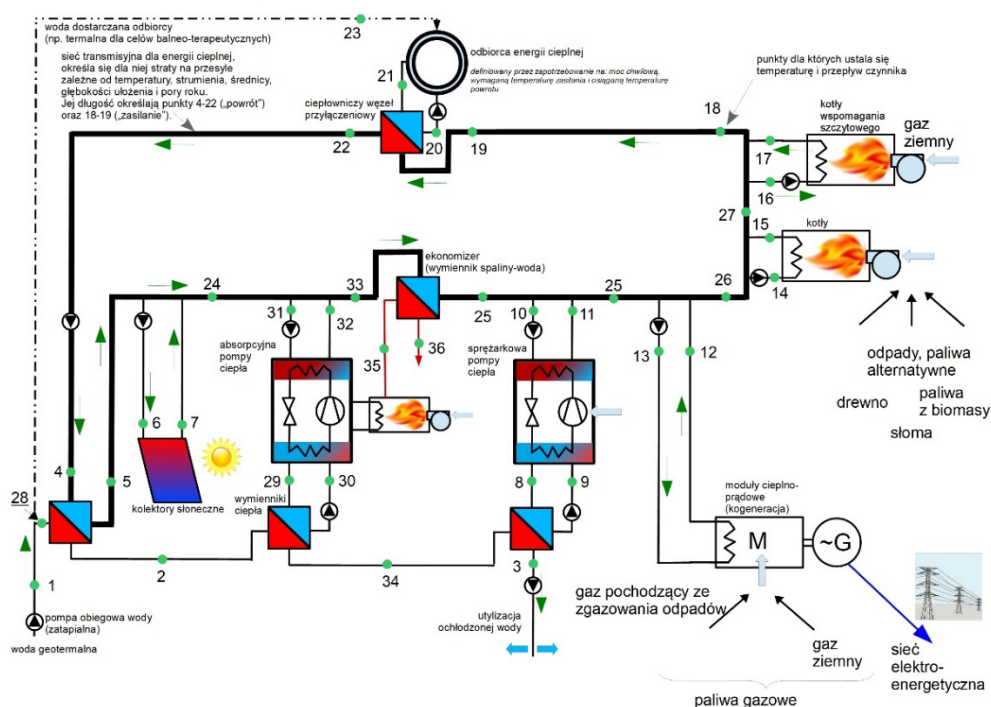
Fig. 8. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for an "extended customer"



Rys. 9. Charakterystyka dynamiczna zmienności wymaganej temperatury zasilania i strumienia czynnika roboczego oraz osiągniętej temperatury powrotu dla odbiorcy poszerzonego o nowych odbiorców – skala logarytmiczna

Fig. 9. Dynamic characteristics of the variation of the required flow temperature and the flow of the working fluid, as well as the return temperature obtained, for an "extended customer" – logarithmic scale

możliwość analizowania efektów pracy wielu źródeł współpracujących razem w systemie hybrydowym. Ogólny, teoretyczny schemat hybrydowego źródła energii przedstawiono na rysunku 10. Ulegał on adaptacji, stosownie do analizowanych wymagań. Model zawierał następujące elementy: bezpośredni wymiennik ciepła geotermalnego, pompy ciepła absorpcyjne albo sprężarkowe (alternatywnie – zależnie od przyjętego wariantu obliczeń) oraz kotły wspomaganie szczytowego na wysokometanowy sieciowy gaz ziemny. Z analiz wykluczono pokazane na schemacie: kolektory słoneczne, moduły ciepłno-prądowe i kotły na paliwo alternatywne. W przypadku sprężarkowych pomp ciepła założono zastosowanie pomp, które pozwalają osiągnąć temperatury na wyjściu ze skraplacza wyższe od rozwiązań standardowych (małej mocy). Wymaga to stosowania wysokich ciśnień skraplania czynnika roboczego i specjalnych, ale dostępnych na rynku rozwiązań.



Rys. 10. Schemat teoretyczny hybrydowego źródła energii, efekty różnych wariantów pracy określa się przy wykorzystaniu modelu matematycznego

Fig. 10. A diagram of a hybrid energy source which was used for the estimation based on a mathematical model

Ceny konwencjonalnych nośników energii przyjęto zgodnie z sugestią ekspertów obsługujących podobne instalacje ciepłownicze (Geotermia Mazowiecka SA). Pochodzą one z rynkowych ofert dostawy nośników i są aktualne dla drugiej połowy 2017 r. Założono cenę netto zakupu sieciowego gazu ziemnego 110 PLN/MWhr (co przy ciepłe spalania gazu

na analizowanym terenie na poziomie 39 MJ/m^3 oznacza cenę jego zakupu w przeliczeniu na objętość jako ok. $1,204 \text{ PLN/m}^3$). Cenę netto zakupu sieciowej energii elektrycznej założono na poziomie 300 PLN/MWhr . Powyższe ceny zakupu nośników konwencjonalnej energii napędowej uznać można za bardzo atrakcyjne. Dla porównania, średnie ceny netto powyższych nośników określone na podstawie standardowych taryf rozliczeniowych oszacować można na około $1,6\text{--}1,8 \text{ PLN/m}^3$ dla gazu ziemnego (w odniesieniu do objętości gazu o ciepłe spalania na poziomie 39 MJ/m^3) i $400\text{--}480 \text{ PLN/MWhr}$ dla sieciowej energii elektrycznej.

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

Analizowano następujące warianty wykorzystania energii geotermalnej:

Wariant gA (*g-geothermal A-ctual user*) – wariant porównawczy, tj. odniesienia; zakładał wykorzystanie pracującego obecnie systemu w celu zaspokojenia potrzeb cieplnych odbiorcy aktualnie obsługiwanego (podłączonego do sieci ciepłowniczej), którego charakterystykę przedstawiono na rysunkach 2–5.

Wariant gE (*g-geothermal E-xtended user*) – wariant porównawczy, zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego o nowe obiekty (charakterystyka odbiorcy przedstawiona na rys. od 6 do 9), źródło szczytowe miały stanowić kotły na gaz ziemny.

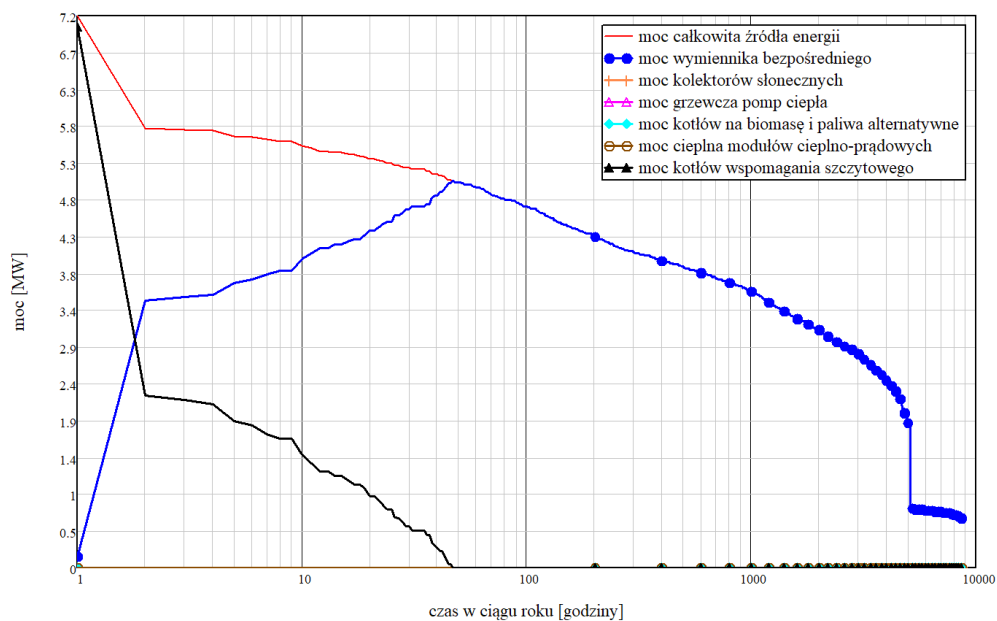
Wariant ahpA (*a-bsorption h-eat p-ump A-ctual user*) – wariant zakładał obsługę przez źródło energii odbiorców aktualnie podłączonych do sieci ciepłowniczej (rys. od 2 do 5). Źródło energii wykorzystywałoby zasoby geotermalne przy wykorzystaniu absorpcyjnych pomp ciepła.

Wariant chpA (*c-mpressor h-eat p-ump A-ctual user*) – wariant zakładający obsługę aktualnie podłączonych odbiorców energii (rys. od 2 do 5) przy wykorzystaniu zasobów geotermalnych przez źródło korzystające ze sprężarkowych pomp ciepła.

Wariant ahpE (*a-bsorption h-eat p-ump E-xtended user*) – wariant zakładał obsługę odbiorcy poszerzonego (rys. od 6 do 9) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i absorpcyjnych pomp ciepła.

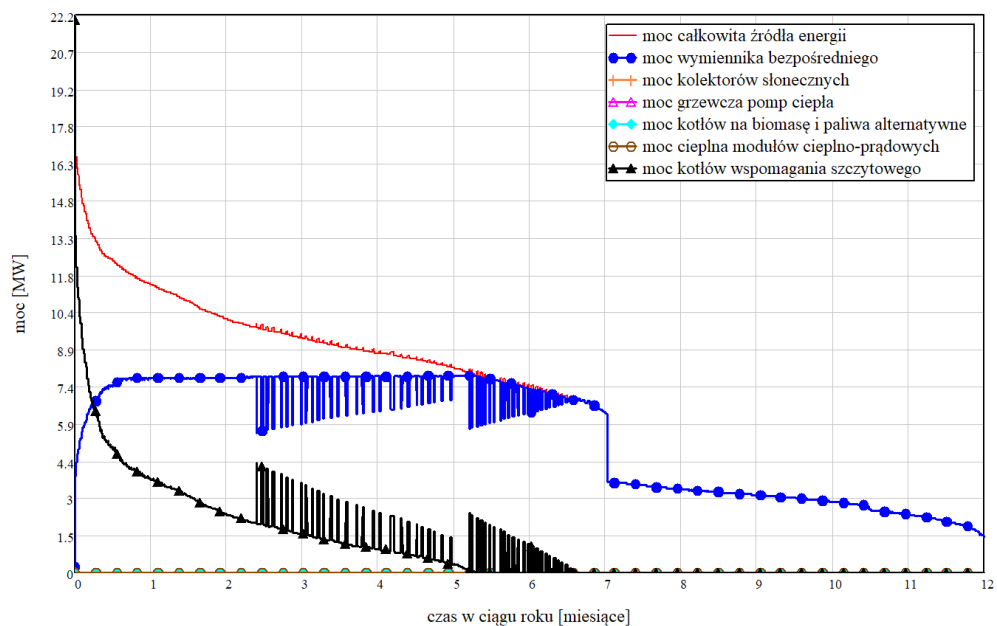
Wariant chpE (*c-mpressor h-eat p-ump E-xtended user*) – wariant zakładający zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorcy poszerzonego (rys. od 6 do 9) przy wykorzystaniu energii geotermalnej i sprężarkowych pomp ciepła.

Schematy pracy dla poszczególnych analizowanych wariantów, schematy pokrycia zapotrzebowania na energię cieplną, udziały mocy pobranej w wodzie geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła, oraz schemat pokrycia na moc chwilową, przedstawiono na rysunkach 11–20.



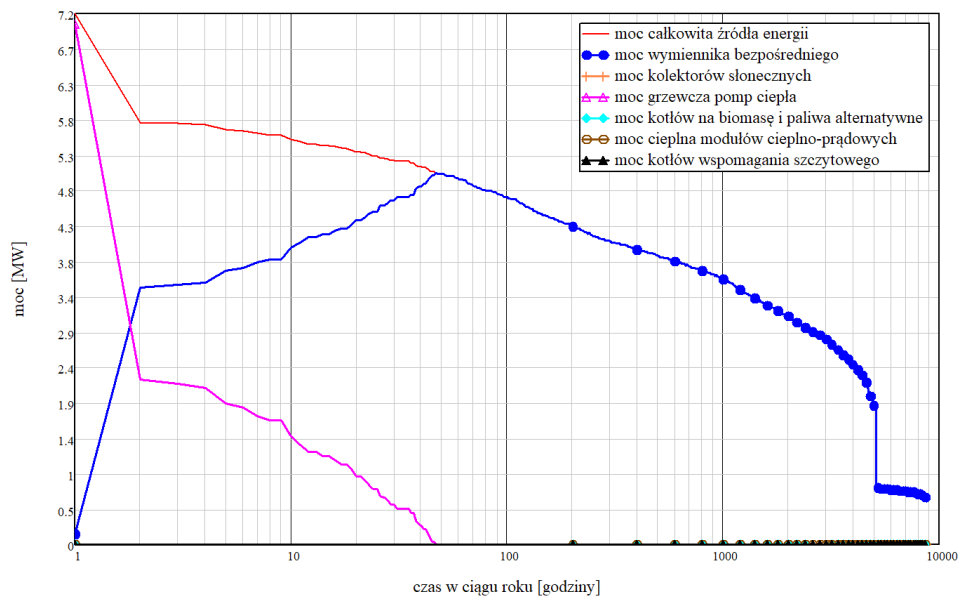
Rys. 11. Schemat pracy źródła energii w wariantcie gA (logarymiczna skala czasu)

Fig. 11. A diagram of a source of energy operation in Option gA (logarithmic time scale)



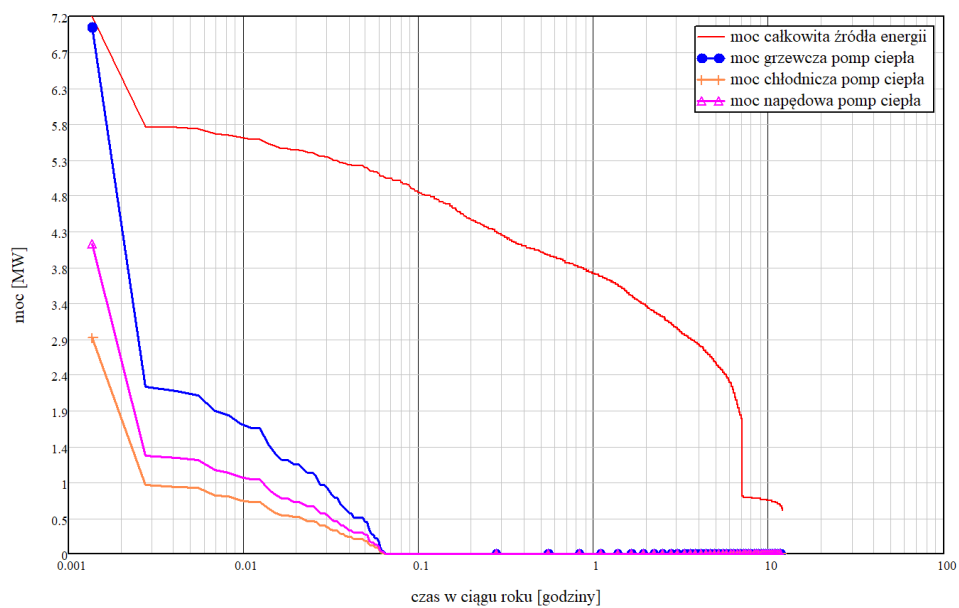
Rys. 12. Schemat pracy źródła energii w wariantcie gE

Fig. 12. A diagram of a source of energy operation in Option gE



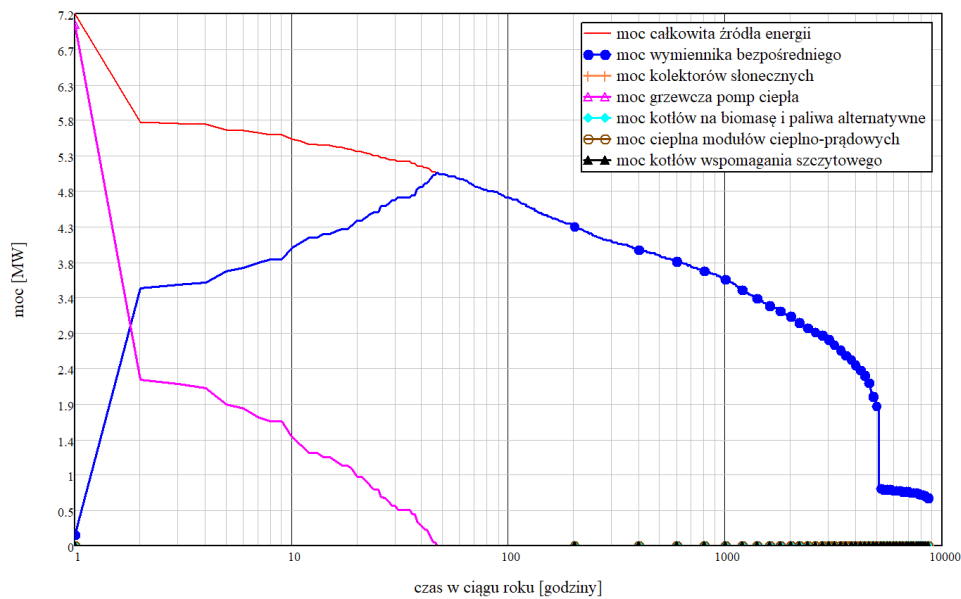
Rys. 13. Schemat pracy źródła energii w wariantcie ahpA (logarytmiczna skala czasu)

Fig. 13. A diagram of a source of energy operation in Option ahpA (logarithmic time scale)



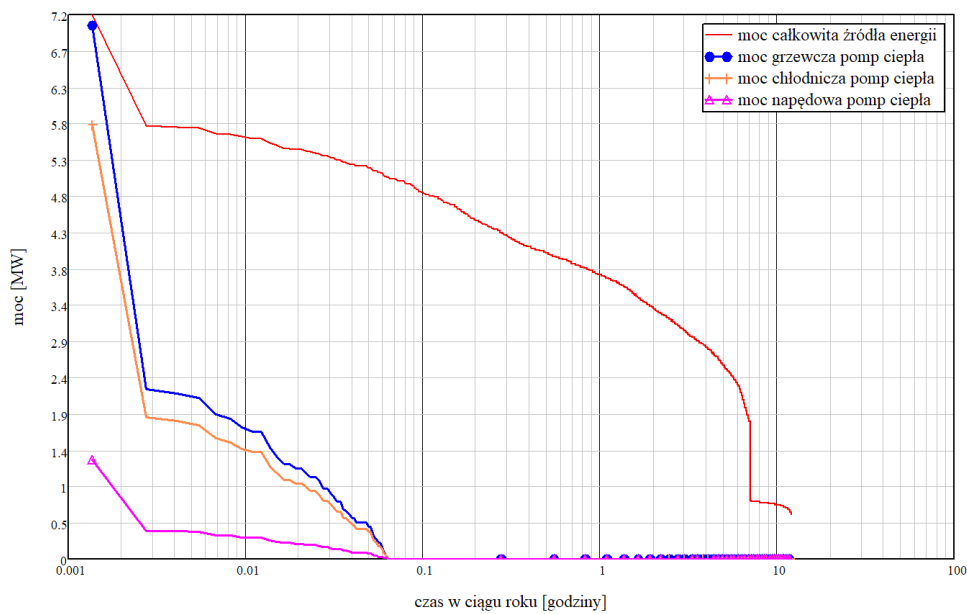
Rys. 14. Udział mocy pobieranej od wody geotermalnej i mocy napędowej w mocy całkowitej pomp ciepła dla wariantu ahpA (logarytmiczna skala czasu)

Fig. 14. Shares of cooling (geothermal) and drive power for the heat pumps in Option ahpA (logarithmic time scale)



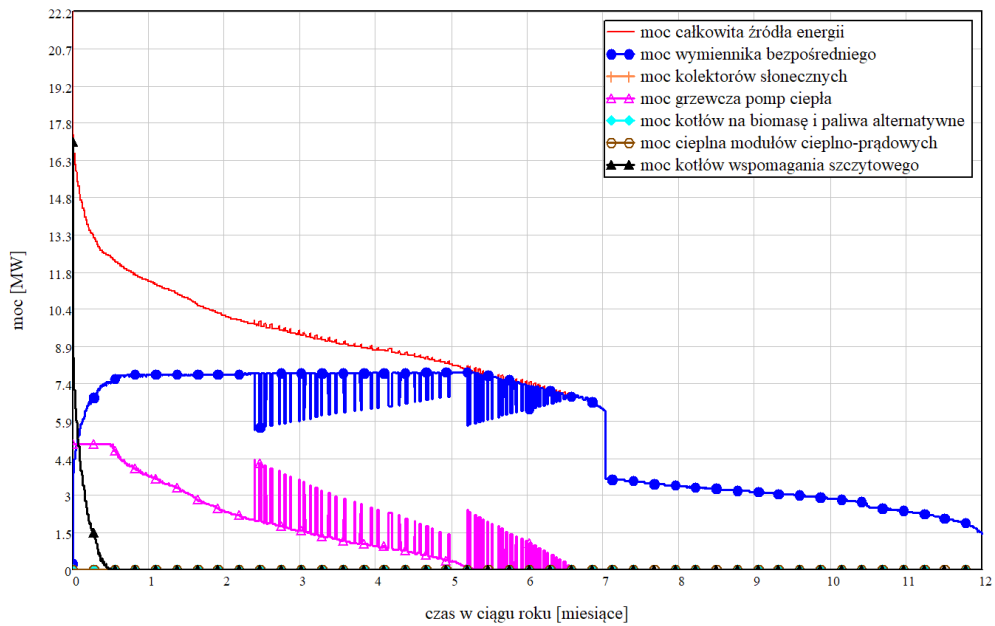
Rys. 15. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc chwilową w wariantcie chpA (logarytmiczna skala czasu)

Fig. 15. A diagram of a source of energy operation in Option chpA (logarithmic time scale)



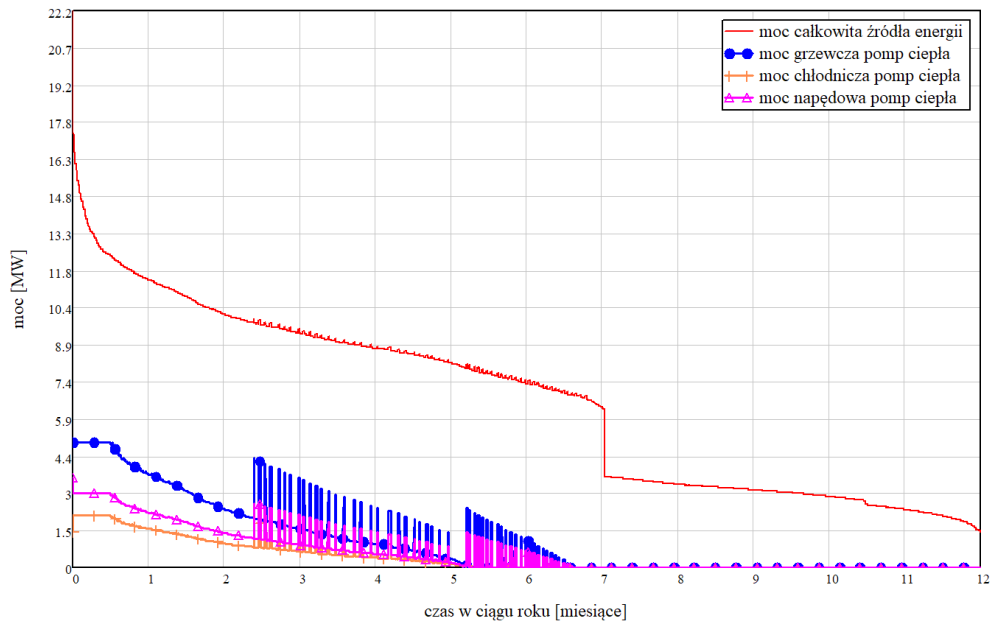
Rys. 16. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej sprężarkowych pomp ciepła w wariantcie chpA (logarytmiczna skala czasu)

Fig. 16. Shares of cooling (geothermal) and drive power for heat pumps in Option chpA (logarithmic time scale)



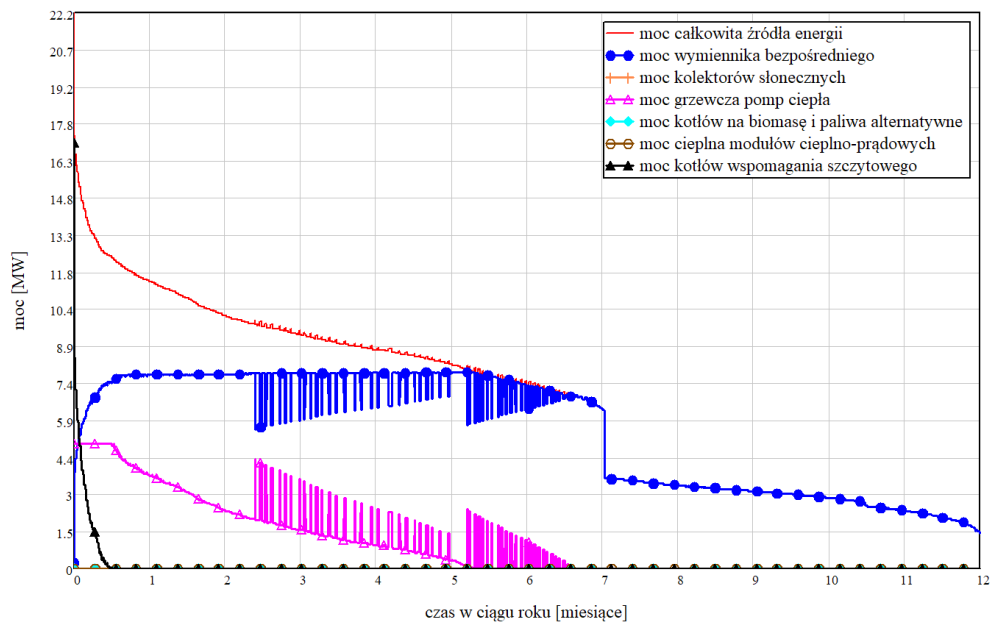
Rys. 17. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc grzewczą odbiorcy w wariantcie ahpE

Fig. 17. A diagram of a source of energy operation in Option ahpE



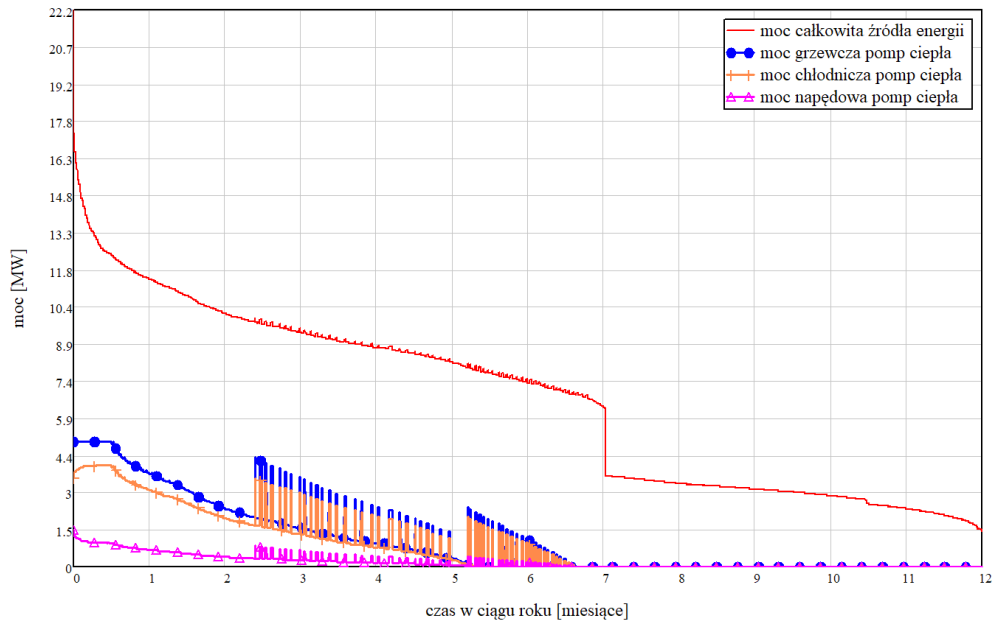
Rys. 18. Udział mocy geotermalnej i napędowej w mocy całkowitej grzewczej pompy ciepła dla wariantu ahpE

Fig. 18. Shares of cooling (geothermal) and drive power for heat pumps in Option ahpE



Rys. 19. Schemat pokrycia zapotrzebowania na moc odbiorcy w wariantcie chpE

Fig. 19. A diagram of a source of energy operation in Option chpE



Rys. 20. Udział mocy geotermalnej i napędowej w całkowitej mocy grzewczej pomp ciepła w wariantcie chpE

Fig. 20. Shares of cooling (geothermal) and drive power for heat pumps in Option chpE

Tabela 1 zawiera zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i energetycznych dla analizowanych wariantów. Szacowany efekt ekologiczny podano w dwóch wariantach:

- efekt lokalny – odnosi się do prognozowanej emisji wybranych dziewięciu substancji zanieczyszczających atmosferę. Nie uwzględnia on emisji generowanej w trakcie wytwarzania energii eklektycznej zużywanej przez pompy ciepła i pompy obiegowe,
- efekt globalny (w skali globalnej) – uwzględnia emisję zanieczyszczeń generowaną przez elektrownie w trakcie wytwarzania energii elektrycznej, zużywanej przez instalację analizowanego źródła energii.

Tabela 1

Zestawienie głównych parametrów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych cechujących analizowane warianty dla miasta Poddębice

Table 1

Summary of the main technical, economic and ecologic parameters characterising the analyzed Options for the town of Poddębice

Nazwa wariantu:	gA	ahpA	chpA	gE	ahpE	chpE
1	2	3	4	5	6	7
Parametr	Wartości					
Moc maksymalna odbiorcy energii [kW]	6 505	6 505	6 505	20 117	20 117	20 117
Konsumpcja energii przez odbiorcę [GJ/rok]	53 547	53 547	53 547	177 042	177 042	177 042
Cena netto zakupu sieciowego gazu ziemnego [zł/m ³]	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204	1,204
Cena netto zakupu sieciowej energii elektrycznej [zł/MWh]	300	300	300	300	300	300
Geotermia (wykorzystanie bezpośrednie)						
Stan otworu produkcyjnego	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy	nowy
Stan otworu chłonnego	brak	brak	brak	brak	brak	brak
Moc maksymalna uzyskiwana na wymienniku bezpośrednim [kW]	5 058	5 058	5 058	7 846	7 846	7 846
Ilość energii uzyskanej z wymiennika bezpośredniego [GJ/rok]	64 666	64 666	64 666	172 824	172 824	172 824
Konsumpcja energii elektrycznej przez pompy geotermalne [MWh/rok]	4 510	4 510	4 510	4 510	4 510	4 510
Kotły szczytowe – gaz ziemny sieciowy						
Moc maksymalna zainstalowana (używana) w kotłach gazowych [kW]	7 077	0	0	21 994	16 994	16 994
Ilość energii cieplnej wytwarzanej w kotłach gazowych [GJ/rok]	159	0	0	36 931	3 047	3 047
Prognozowane nakłady inwestycyjne na wytworzenie źródła energii cieplnej [tys. zł]	21 219	29 499	29 499	33 476	39 326	39 326

Tab. 1 cd.

Tab. 1 cont.

1	2	3	4	5	6	7
Parametr	Wartości					
Koszty i cena						
Koszty całkowite eksploatacji rocznej [tys. zł/rok]	2 738	3 274	3 273	4 940	4 787	4 531
– koszty stałe [tys. zł/rok]	1 379	1 917	1 917	2 176	2 556	25 56
– koszty zmienne [tys. zł/rok]	1 359	1 356	1 355	2 764	2 231	1 975
Cena sprzedaży energii cieplnej odbiorcy finalnemu (wliczając straty na przesyle) [zł/GJ]	51	61	61	28	27	26
Emisja zanieczyszczeń odniesiona do jednostki wytworzonej energii cieplnej [kg/GJ]						
lokalnie						
– benzo(a)piren	0	0	0	0	0	0
– sadza	0	0	0	0	0	0
– pył całkowity	0	0	0	0	0	0
– CO ₂ (dwutlenek węgla)	0,179	0,106	0	12,616	7,85	1,041
– CO (tlenek węgla)	0	0	0	0,002	0,001	0
– NO _x przeliczone na dwutlenek azotu (NO ₂)	0	0	0	0,008	0,005	0,001
– SO ₂ (dwutlenek siarki)	0	0	0	0	0	0
– węglowodory alifatyczne	0	0	0	0,007	0,004	0,001
– węglowodory aromatyczne	0	0	0	0	0	0
globalnie						
– benzo(a)piren	0	0	0	0	0	0
– sadza	0,002	0,002	0,002	0	0	0,001
– pył całkowity	0,032	0,032	0,032	0,01	0,01	0,013
– CO ₂ (dwutlenek węgla)	88,359	88,285	88,325	39,286	34,521	37,672
– CO (tlenek węgla)	0,2	0,2	0,201	0,063	0,062	0,083
– NO _x przeliczone na dwutlenek azotu (NO ₂)	0,16	0,16	0,161	0,057	0,054	0,067
– SO ₂ (dwutlenek siarki)	0,545	0,545	0,546	0,165	0,165	0,226
– węglowodory alifatyczne	0	0	0	0,007	0,004	0,001
– węglowodory aromatyczne	0,01	0,01	0,01	0,003	0,003	0,004

W prezentowanej tabeli, w pozycji związanej z kosztami ponoszonymi na wykonanie otworu geotermalnego, widnieją prognozowane nakłady inwestycyjne na ten cel. Mimo że poziom prognozowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych nie obejmuje istniejącego otworu, amortyzacja środków trwałych generowana przez otwór jest ujęta w kalkulacjach. Wszystkie zestawione w tabeli wartości, odnoszące się do cen i kosztów, są wartościami netto.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przeprowadzone symulacje pracy systemu ciepłowniczego w Poddębicach świadczą o dużym znaczeniu charakterystyki odbiorcy energii na osiągnięte efekty ekonomiczne, energetyczne i ekologiczne. W przypadku Poddębic temperatura wody geotermalnej jest na tyle wysoka, że przez większą część sezonu ciepłowniczego ujęcie geotermalne pracuje z wyrównaną mocą. Przy odbiorcach aktualnie podłączonych do systemu ciepłowniczego, bazując na danych pogodowych pochodzących z typowych lat meteorologicznych, konieczność wspomaganie szczytowego może mieć miejsce przez około 50 godzin/rok (rys. 11). Wykonane obliczenia potwierdzają wnioski wyciągnięte już wcześniej (Kępińska i in. 2017b), że wykorzystanie drogiego źródła energii, jakim jest pompa ciepła, w tej sytuacji nie jest racjonalne. Wykorzystanie pomp ciepła przy obecnej strukturze odbiorców spowodowałoby wzrost ceny sprzedaży energii cieplnej dla odbiorcy finalnego, a osiągnięte efekty ograniczenia emisji zanieczyszczeń nie byłyby praktycznie zauważalne – nawet w skali lokalnej.

Poszerzenie grona odbiorców energii (o obiekty planowane długofalowo do włączenia w miejską geotermalną sieć ciepłowniczą) znacząco zmieni efekty funkcjonowania źródła energii. Ujęcie geotermalne pracować będzie przez ok. pół roku z mocą nominalną (rys. 12). Wykorzystanie w tych warunkach pomp ciepła może przynieść korzystne efekty, chociaż – co wynika z obliczeń (rys. 17 i 19) – wykorzystanie mocy w nich zainstalowanej nie będzie wyrównane w ciągu roku. Wpłyne to na osiągnięte efekty ekonomiczne pracy źródła i znajdzie swe odbicie w cenie, jaką za zakup energii zapłaci odbiorca końcowy. W przypadku wykorzystania kotłów na gaz ziemny będzie to ok. 28 PNL/GJ netto (wariant gE – tab. 1), a w wariantcie zakładającym wykorzystanie pomp ciepła 26–27 PNL/GJ netto (warianty ahpE i chp – tabela 1). Oszacowana cena sprzedaży energii odbiorcy finalnemu (ujmuje koszty wytwarzania i dystrybucji energii) jest bardzo niska i z powodzeniem można ją porównać z ceną sprzedaży energii pochodzącej z elektrociepłowni węglowych, bez kosztów dystrybucji.

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

Artykuł opracowano i opublikowano w ramach Projektu EOG „Energia geotermalna – podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce” dofinansowanego ze środków Mechanizmu Finansowego EOG 2009–2014 w ramach Funduszu Współpracy Dwustronnej na poziomie Programu PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii” (Umowa nr 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D). Realizatorzy Projektu: Konsorcjum Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (beneficjent), AGH Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie i Politechniki Wrocławskiej we współpracy z partnerami z krajów Darczyńców: National Energy Authority (Islandia) oraz Christian Michelsen Research AS (Norwegia), a także z zespołem Europejskiej Rady Energii Geotermalnej, ekspertami i przedstawicielami wybranych miast: Konstancyna Łódzkiego, Poddębice, Sochaczewa, Łódka-Zdroju.

LITERATURA

- Górecki, W. red. 2006. *Atlas Zasobów geotermalnych na Niżu Polskim*. Min. Środ. NFOŚiGW, AGH w Krakowie, PIG w Warszawie, Kraków.
- Kępińska i in. 2017a – Kępińska, B., Pająk, L., Bujakowski, W., Kasztelewicz, A., Hajto, M., Sowiżdżał, A., Papiernik, B., Pétursson, B., Tulinius, H., Thorgilsson, G., Einarsson, Ó.P., Karska, A. i Peraj, A. 2017a. Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice. Part 1. Selected reservoir and exploitation aspects of current and further geothermal district heating and other uses’ development in Poddębice. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* R. 56, z. 1, s. 3–21.
- Kępińska i in. 2017b – Kępińska, B., Pająk, L., Bujakowski, W., Kasztelewicz, A., Hajto, M., Sowiżdżał, A., Papiernik, B., Pétursson, B., Tulinius, H., Thorgilsson, G., Einarsson, Ó.P., Karska, A. i Peraj, A. 2017b. Geothermal utilization potential in Poland – the town of Poddębice. Part 2. Selected energetic aspects of current and future geothermal district heating in Poddębice. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój* R. 56, z. 1, s. 23–38.
- MiB, 2017 [Online] Dostępne w: http://mib.gov.pl/2-Wskazniki_emisji_wartosci_opalowe_paliwa.htm [Dostęp: 15.11.2017].
- PN-EN 12831.

ANALYSIS AND PROPOSAL FOR HEAT PUMP USE IN THE GEOTHERMAL DISTRICT HEATING SYSTEM IN PODDĘBICE

ABSTRACT

The article informs about the geothermal resources available in the Poddębice region in relation to the Lower Cretaceous aquifer. It characterizes the infrastructure and power of the heating system utilizing the heat of its water. This is also characterized by potential new heat recipients from this system. A model of the source of energy for current and future heat consumers was presented, and various variants of its operation were analyzed, including the peak use of heat pumps. For further variants, the following effects were evaluated: energetic, economic and ecological. With respect to the operation of the system with regard to new heat consumers it was pointed out that the use of heat pumps was a good idea, but as a more effective solution, the policy of reducing the required flow temperature of the heating system the part of the customer and lowering the return temperature was recommended.

KEYWORDS

Geothermal water, heat infrastructure, energy consumers, energy sources, models and variants, energy, economic and ecological effects


Iceland
Liechtenstein
Norway grants

The paper was prepared and published as part of the EEA Project on “Geothermal energy – a basis for low-emission heating, improving living conditions and sustainable development – preliminary studies for selected areas in Poland”, co-funded by the Financial Mechanism of the European Economic Area (EEA) 2009–2014, as part of the Bilateral Co-operation Fund, at the Level of PL04 Programme “Energy Saving and the Promotion of Renewable Energy Sources” (Agreement No. 173/2017/Wn50/OA-XN-05/D). Project performers: The Consortium of The Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences (Beneficiary), The AGH University of Science and Technology in Kraków, and The Wrocław University of Science and Technology, in co-operation with the Partners from the Donor countries: The National Energy Authority (Iceland) and the Christian Michelsen Research AS (Norway). The Project performers were also European Geothermal Energy Council, experts and representatives of selected towns: Konstantynów Łódzki, Poddębice, Sochaczew, Łądek-Zdrój.