| | |
|---|---|
| *Nazwa opracowania:* | **Koncepcja pracy geotermalnego źródła ciepła w systemie ciepłowniczym miasta Turek** |

| | | |
|---|---|---|
| *Zamawiający:* | PGKiM Sp. z o.o. TUREK | **Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej**<br>Spółka z o.o. w Turku<br>ul. Polna 4, 62-700 Turek<br>Tel.: (063) 28-00-321<br>www.pgkim-turek.pl |

# 1. Spis zawartości opracowania

## Spis treści

1. Spis zawartości opracowania ..... 2
1. Wstęp ..... 5
2. Opis aktualnego stanu w zakresie dostarczania ciepła w Turku ..... 7
2.1. Istniejąca infrastruktura ..... 7
3. Analiza możliwości wykorzystania energii geotermalnej na potrzeby działalności gospodarczej PGKiM Sp. z o.o. w Turku ..... 8
3.1. Rozbudowa systemu ciepłowniczego o 2 bloki kogeneracyjne ..... 9
4. Warianty budowy ciepłowni geotermalnej w ramach Inwestycji i analiza potrzeb PGKiM Sp. z o.o. w Turku przy uwzględnieniu lokalizacji Odwiertów Turek GT-1 i Turek GT-2. ... 11
5. Budowa ciepłowni geotermalnej w Turku ..... 16
5.1. Ogólny opis inwestycji ..... 16
5.1.1. Ogólny opis odwiertów geotermalnych ..... 16
5.1.2. Ogólny opis projektowanej Ciepłowni Geotermalnej ..... 16
5.1.3. Włączenie do istniejącego systemu ciepłowniczego ..... 17
5.1.4. Współpraca źródeł ciepła ..... 19
5.1.5. Rozbudowa systemu ciepłowniczego o Ciepłownię Geotermalną ..... 22
5.2. Wariant - Zespół sprężarkowych pomp ciepła ..... 24
5.2.1. Opis technologii. ..... 24
5.2.2. Obliczenie ilości możliwego do wykorzystania ciepła geotermalnego eksploatowanego z odwiertu Turek GT-1 z wykorzystaniem sprężarkowej pompy ciepła 29
5.3. Wariant Sprężarkowa pompa ciepła zasilana modułem kogeneracyjnym ..... 33
4. Wariant technologiczny ..... 39
4.1. Wariant realizacji inwestycji ..... 39

## Spis rysunków:

*Rysunek 1 Obecna lokalizacja centralnych źródeł ciepła w Turku* ..... 7
*Rysunek 2 Schemat systemu ciepłowniczego zasilanego z ciepłowni GETEC* ..... **Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.**

## Załączniki graficzne:

- Zał. Z-3.1 Wariant 3: DHE+SPC+CHP (schemat ogólny)
- Zał. Z-3.2 Wariant 3: DHE+SPC+CHP (tryb pracy: zimowy)
- Zał. Z-3.3 Wariant 3: DHE+SPC+CHP (tryb pracy: przejściowy)
- Zał. Z-3.4 Wariant 3: DHE+SPC+CHP (tryb pracy: letni)

*Słownik: DHE – bezpośredni wymiennik ciepła solanka/woda SPC – sprężarkowa pompa ciepła / CHP – kogeneracja GETEC*

# 1. Wstęp

Miasto Turek uzyskało w NFOŚiGW dofinansowanie na wiercenie otworu badawczego Turek GT-1, który po spełnieniu swojej roli badawczej zostanie wykorzystany, jako otwór eksploatacyjny wód termalnych. Odwiert zlokalizowany jest w niewielkiej odległości od miejskiej sieci ciepłowniczej oraz od głównego dostawcy ciepła dla mieszkańców ciepłowni GETEC. Zgodnie z założeniami projektu robót geologicznych dla rozpoznania i udokumentowania zasobów wód termalnych z poziomu dolnojurajskiego w Turku planuje się pozyskać wodę termalną o temperaturze około 80$^{o}$C i wydajności 54 m$^3$/h.

PGKiM Sp. z o.o. w Turku w ramach swojej działalności skupia w jednej strukturze całe spektrum usług komunalnych w tym wytwarzanie, przesył, dystrybucję oraz obrót ciepła dwoma wydzielonymi sieciami ciepłowniczymi stanowiącymi jego własność. Działalność przedsiębiorstwa realizowana jest poprzez cztery wyodrębnione wydziały: Zarządzania Nieruchomościami i Zieleniakiem, Wodociągów i Kanalizacji, Transportu i Oczyszczania Miasta oraz Energetyki Cieplnej.

PGKiM Sp. z o.o. w Turku, które zamierza wykorzystywać odnawialne źródło energii jakim jest ciepło geotermalne, które ma być uzyskiwane poprzez eksploatację wykonanego otworu geotermalnego Turek GT-1 o głębokości 2169 m, przez włączenie go do systemu ciepłowniczego.

W technologii przyjęto zastosowanie bezpośrednich wymienników ciepła i sprężarkowych pomp ciepła przy uwzględnieniu zasilania ich z modułów kogeneracyjnych ciepłowni GETEC.

W skład obiegu geotermalnego wchodzić będą następujące elementy:

1) Otwór geotermalny Turek GT-1, ujmujący utwory jury dolnej, przez który następuje przepływ wody geotermalnej ze złoża na powierzchnię. Otwór służyć będzie eksploatacji wody geotermalnej, która po odebraniu ciepła w wymiennikach ciepła i pompach ciepła zostanie ponownie zatłoczona nowoprojektowanym otworem zatłaczającym Turek GT-2.
2) Nowoprojektowany kierunkowy, chłonny otwór geotermalny Turek GT-2, o proponowanej długości/głębokości ok. 2650 m MD / 2158 m TVD ma za zadanie służyć, jako otwór chłonny do zatłaczania wody geotermalnej po uprzednim odebraniu ciepła w wymiennikach ciepła i pompach ciepła.
3) Wydobyta z otworu eksploatacyjnego za pomocą pomp głębinowych gorąca woda geotermalna o temperaturze około 80°C przepływać będzie rurociągami zbudowanymi z materiału odpornego na korozję, w ilości około 54 m$^3$/h do płytowych wymienników ciepła wykonanych z tytanu, gdzie będzie oddawać swoje ciepło powracającej od odbiorców ciepła wodzie sieciowej.
4) Po oddaniu ciepła w wymiennikach ciepła woda geotermalna będzie kierowana do pomp ciepła, dzięki którym nastąpi dodatkowy odbiór ciepła od wody geotermalnej i schłodzenie jej do temperatury około 20$^{o}$C
5) Wymienniki ciepła wykonane z tytanu stanowią sprzężenie pomiędzy obiegiem wody geotermalnej, a systemem ciepłowniczym dostarczającym ciepło odbiorcom.

6) Następnie woda geotermalna będzie zatłaczana z powrotem do warstwy wodonośnej poprzez nowoprojektowany chłonny otwór Turek GT-2.
7) W budynku ciepłowni, przed otworem chłonnym zostanie zainstalowana stacja filtrów samoczyszczących, której zadaniem jest odfiltrowanie jak największej ilości frakcji stałej znajdującej się w płynie geotermalnym przed jego zatłoczeniem do złoża. Stosuje się filtry workowe lub świecowe o filtracji do 1 μm. W zależności od uzyskanych parametrów chłonności w otworze GT-2 należy także przewidzieć zainstalowanie pompy do zatłaczania wody geotermalnej.

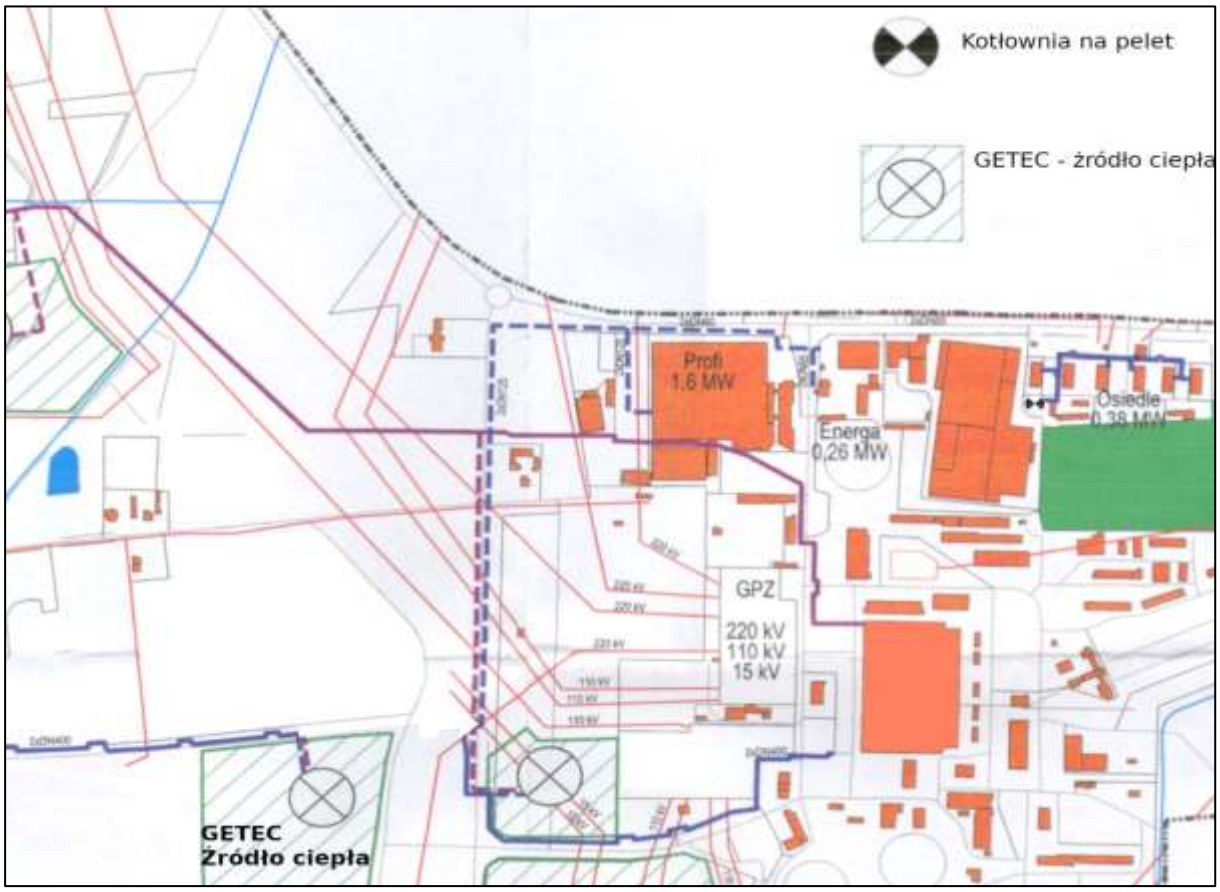
W przypadku odwiercenia otworu kierunkowego Turek GT-2 istnieje możliwość udostępnienia złoża w interwale dłuższym niż w przypadku otworu pionowego, co pozwoli na łatwiejsze zatłaczanie wykorzystanej wody termalnej z otworu Turek GT-1 z powrotem do złoża.

# 2. Opis aktualnego stanu w zakresie dostarczania ciepła w Turku

## 2.1. Istniejąca infrastruktura

Za zapewnienie ciągłości i powszechnej dostępności dostaw energii cieplnej dla celów centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla Miasta Turek odpowiedzialne jest PGKiM Sp. z o.o. w Turku oraz firma GETEC Polska.

Z informacji uzyskanych od PGKiM wynika, że w systemie ciepłowniczym miasta Turek funkcjonują dwie ciepłownie.




***Rysunek 1 Obecna lokalizacja centralnych źródeł ciepła w Turku***

Kotłownia miejska zlokalizowana przy ulicy Górniczej w Turku zasila 6 bloków mieszkalnych. Źródłem ciepła kotłowni jest jeden kocioł o mocy 0,45 MW opalany pelletem. Główną ciepłownią zaopatrującą miasto w ciepło jest GETEC. Instalacja składa się z budynku ciepłowni z 3 kotłami, 2 silosy na paliwo i 1 na popiół, filtry i komin oraz przyłączenie do sieci.

Kotłownia Miejska i Ciepłownia GETEC zaopatrują w ciepło dwie osobne sieci ciepłownicze. Włączenie ma dotyczyć źródła geotermalnego do systemu ciepłowniczego zasilanego z ciepłowni GETEC Polska, a schemat przedmiotowego systemu przedstawiono na rysunku 2. Nie przewiduje się ingerencji w istniejącą ciepłownię. Planowana Ciepłownia Geotermalna będzie stanowić niezależny obiekt. Wymagana jest modyfikacja sieci

ciepłowniczej przeprowadzona w taki sposób, aby umożliwić włączenie planowanej ciepłowni geotermalnej do systemu ciepłowniczego bez zakłócania pracy istniejącej ciepłowni.

## 3. Analiza możliwości wykorzystania energii geotermalnej na potrzeby działalności gospodarczej PGKiM Sp. z o.o. w Turku

Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o.o. w Turku jest przedsiębiorstwem skupiającym w jednej strukturze całe spektrum usług komunalnych. Przedsiębiorstwo realizuje swoją działalność poprzez cztery wyodrębnione organizacyjnie Wydziały, w tym Wydział Energetyki Cieplnej.

Wydział Energetyki Cieplnej prowadzi działalność gospodarczą związaną z wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją oraz obrotem ciepła dwoma wydzielonymi sieciami ciepłowniczymi, które stanowią jego własność. Celem wydziału jest ciągła, bezawaryjna i świadczona po konkurencyjnych cenach dostawa ciepła i ciepłej wody użytkowej do instytucji i mieszkańców na terenie miasta.

Największym dostawcą ciepła do sieci ciepłowniczych PGKiM jest firma GETEC Polska. Produkuje ona ciepło dla blisko całego miasta i sprzedaje tą energię dystrybutorowi, którym jest PGKiM Sp. z o.o. w Turku. Od 2018 roku po wygaszeniu elektrowni Adamów, ciepło dla miasta wytwarza firma GETEC Polska. Jednym z powodów wzrostu cen wytwarzania ciepła są opłaty za emisję $CO_2$. Wielkość emisji $CO_2$ z tytułu użytkowania węgla brunatnego, na którym głównie opiera się produkcja ciepła przez GETEC Polska, zgodnie z wydanymi poprzez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami wskaźnikami emisji do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji. W ostatnim okresie zauważalny jest wyraźny wzrost cen uprawnień do emisji $CO_2$.

Sposobem na obniżenie wielkości emisji $CO_2$ jest obniżenie zużycia węgla brunatnego poprzez wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii, do których zalicza się energia geotermalna. Wykorzystując energię wody geotermalnej z otworu Turek GT-1 przy wsparciu technologii możliwe jest istotne zredukowanie zużycia węgla brunatnego i obniżenie kosztów zakupu uprawnień do emisji $CO_2$. Technologia geotermalna jest w stanie pokryć całe zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim oraz znaczącą część w okresach przejściowych oraz zimowym redukując tym samym zużycie węgla.

Wielkość redukcji emisji $CO_2$ dzięki zastąpieniu spalania węgla brunatnego ciepłem geotermalnym można obliczyć stosując przeliczniki emisji $CO_2$/GJ ciepła.

Wykorzystanie technologii geotermalnej w systemie ciepłowniczym miasta Turek daje szansę na spełnienie wymogów efektywności energetycznej określonych w dyrektywie 2012/27/UE oraz poprawę ekologicznych standardów produkcji ciepła, znaczące zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i dostosowanie poziomu emisji do restrykcyjnych norm dyrektywy IED (dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych) i konkluzji BAT (ang. best available techniques). Uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego

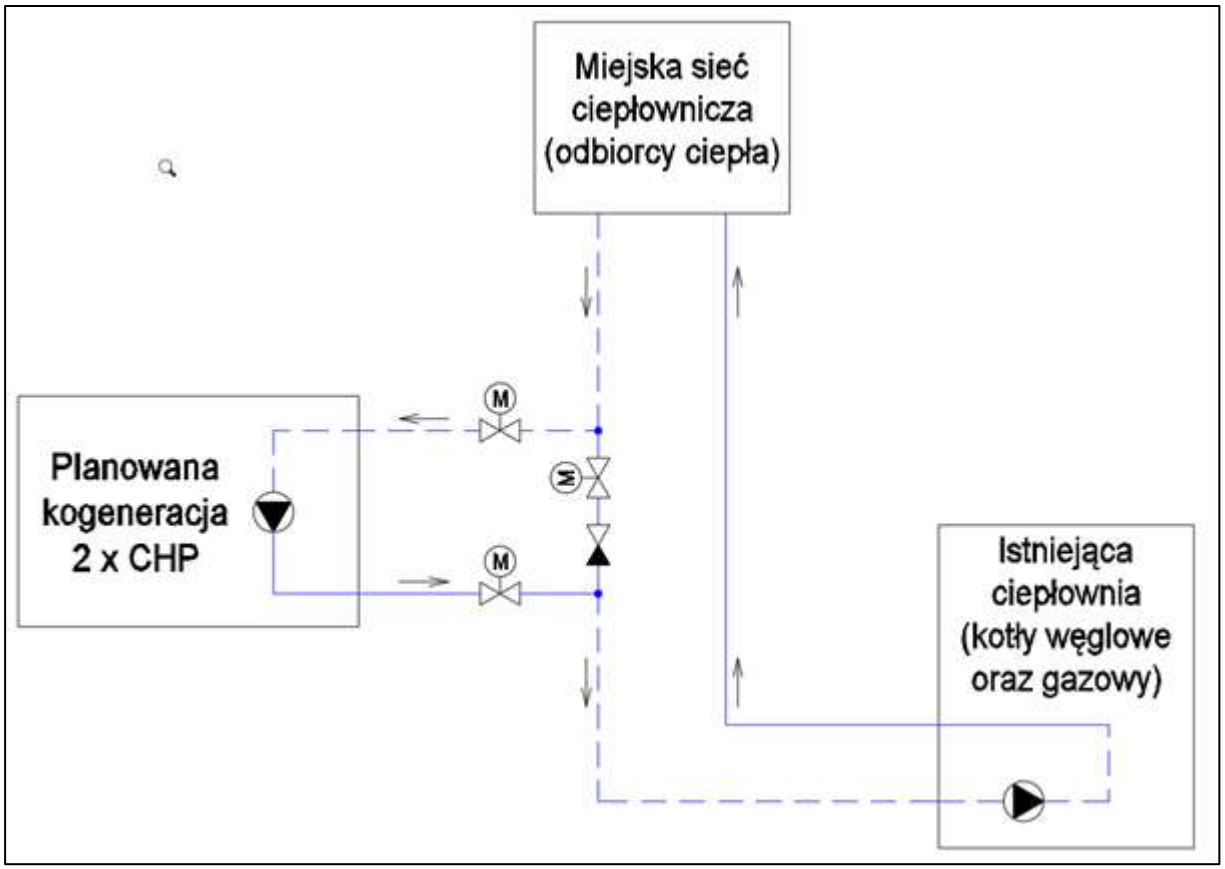
jest wymaganym warunkiem dla korzystania z mechanizmów pomocowych dla sektora ciepłowniczego w ramach nowej perspektywy finansowej.

### 3.1. Rozbudowa systemu ciepłowniczego o 2 bloki kogeneracyjne

Istniejąca kotłownia firmy GETEC ma zostać rozbudowana o urządzenia do skojarzonej produkcji energii cieplnej oraz elektrycznej. Planuje się wyposażenie obiektu w 2 bloki kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym o parametrach podstawowych:

- nominalna moc cieplna: Qt = 2 x 1,22 MWt = 2,44 MWt
- nominalna moc elektryczna: Qe = 2 x 0,999 MWt = 1,998 MWe

Przyjmuje się, że kogeneracja będzie zlokalizowana na terenie istniejącej kotłowni lub w jej bezpośrednim otoczeniu. Z tego powodu przyjęto, że włączenie kogeneracji do systemu ciepłowniczego również będzie miało miejsce przy samej kotłowni. Ponieważ kogeneracja powinna mieć priorytet w dostarczaniu ciepła w stosunku do istniejącej kotłowni, przyjęto założenie, że włączenie kogeneracji do systemu ciepłowniczego będzie miało miejsce przed istniejącą kotłownią. Obrazuje to poniższy schemat.




***Rysunek 2 Blokowy schemat włączenia kogeneracji do systemu ciepłowniczego***

Sposób włączenia kogeneracji należy traktować orientacyjnie, ponieważ kogeneracja nie jest przedmiotem niniejszego opracowania. Powyższy schemat nie uwzględnia ciepłowni geotermalnej. Schemat uwzględniający wszystkie przewidywane źródła ciepła znajduje się w dalszej części opracowania.

Przyjmuje się, że kogeneracja będzie pracować przez cały rok, ale ze zmienną wydajnością. Silniki kogeneracyjne przeważnie mogą pracować w zakresie wydajności od ok. 50% do 100% i taki zakres wydajności przyjęto do obliczeń.

Proponowany sposób współpracy kogeneracji z geotermią oraz istniejącą kotłownią przedstawiono w dalszej części opracowania.

# 4. Budowa ciepłowni geotermalnej w ramach Inwestycji i analiza potrzeb PGKiM Sp. z o.o. w Turku przy uwzględnieniu lokalizacji Odwiertów Turek GT-1 i Turek GT-2.

Lokalizacja otworu Turek GT-2 w pobliżu odwiertu Turek GT-1 na działkach gminnych nr ewid. 783/18 i 783/22.

Biorąc pod uwagę, że uzyskana wydajność wody termalnej z odwiertu Turek GT-1 wynosi 54 $m^3/h$ i nie może zostać zwiększona z istniejącego ujęcia, na co wskazują badania diagnostyczne wykonane i przedstawione w „Weryfikacji dokumentacji hydrogeologicznej ustalającej zasoby eksploatacyjne ujęcia wód termalnych „Turek GT-1" w Turku – ocena możliwości produkcyjnych", można przypuszczać, że pożądanym byłoby wykonacie drugiego otworu w konfiguracji otworu kierunkowego z horyzontalnym odcinkiem w strefie złożowej.

Taka konfiguracja drugiego otworu pozwoli na zwiększenie odcinka czynnego ujęcia wody termalnej co powinno przełożyć się na lepszą wydajność, lub jeżeli otwór ten zostanie przeznaczony do zatłaczania wody termalnej z powrotem do złoża, na lepsze parametry chłonności .

Należy rozważyć, zmianę konstrukcji drugiego otworu to znaczy, zmniejszenie kolumny produkcyjnej z 9 5/8" na 7 5/8" ponieważ uzyskana wydajność odwiertu , nie wymaga tak dużego przekroju otworu.

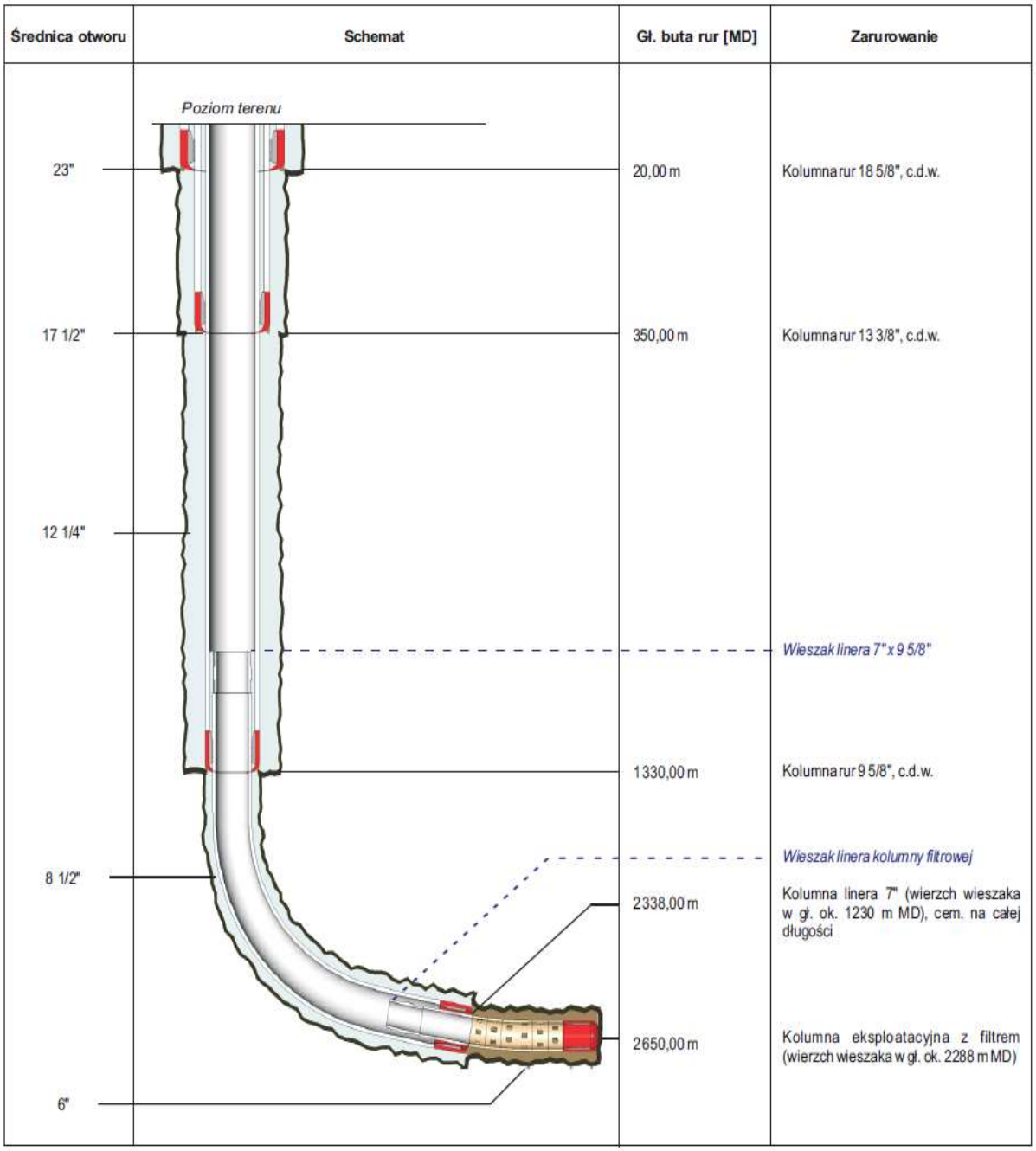
Można również rozważyć umieszczenie tubingu z materiału kompozytowego w nowym otworze Turek GT-2, który pozwoliłby na znacznie dłuższy czas życia odwiertu.

Zastosowanie materiałów kompozytowych jako tubingu oraz wykonanie odcinka czynnego jako horyzontalnego wpłynie na zwiększenie kosztów otworu, ale z drugiej strony, dzięki usytuowaniu drugiego otworu w pobliżu już istniejącego, w znacznym stopniu zmniejszy cenę rurociągu łączącego obydwa odwierty.

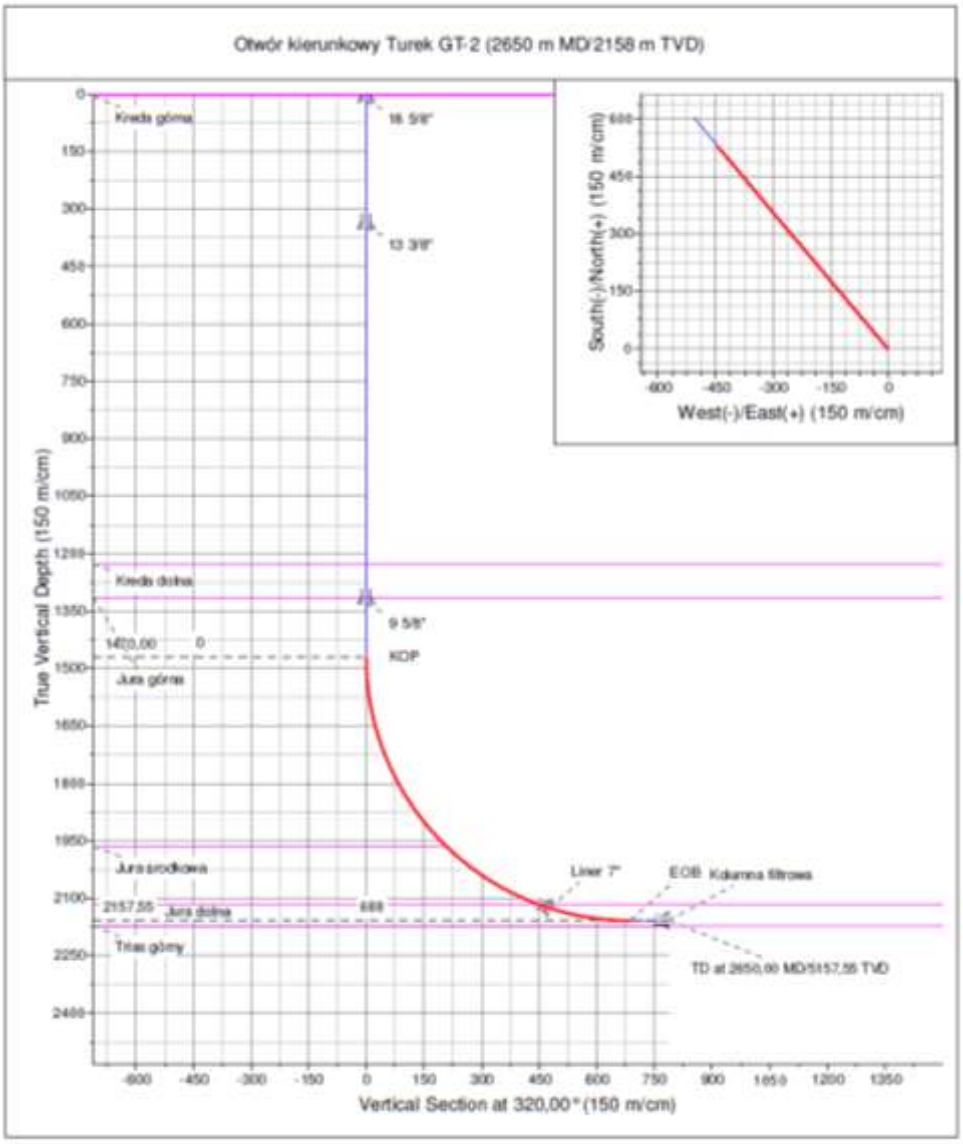
Wiercenie kierunkowego otworu geotermalnego Turek GT – 2 z sekcją horyzontalną w strefie złożowej proponuje się do głębokości 2650m MD (2157,55m TVD), z ostatnią kolumną eksploatacyjną również o średnicy 4 1/2". Do odwiercenia kierunkowego otworu geotermalnego Turek GT – 2 zalecane jest wykorzystane urządzenia wiertniczego o udźwigu na haku co najmniej 150 ton wyposażonego dodatkowo w napęd górny top - drive oraz minimum dwie pompy płuczkowe o mocy 750 HP każda. Konstrukcja otworu zakłada zawieszenie rur 7" na wieszaku zapiętym i uszczelnionym w rurach 9 5/8" co pozwoli na zmniejszenie oporów przepływu oraz zmniejszenie kosztów rur okładzinowych i zabiegów cementowania. Zaprojektowana konstrukcja otworu pozwoli na zmniejszenie kosztów w trakcie realizacji wiercenia. Jest to związane z mniejszą ilością wytworzonych odpadów wiertniczych oraz mniejszą objętością płynów wiertniczych używanych w trakcie wiercenia. Proponowana trajektoria ze 100 metrowym odcinkiem horyzontalnym pozwoli na zwiększenie kontaktu z serią złożową co powinno wpłynąć pozytywnie na ciśnienie zatłaczania wody złożowej.

***Projektowana konstrukcja Turek TG-2 (kierunkowy):***

ok. 20 m – 18 5/8”, c.d.w.
ok. 350 m – 13 3/8”, c.d.w.
ok. 1330 m – 9 5/8”, c.d.w.
ok. 2338 m (ok. 2125 m TVD) – 7” (liner z wieszakiem w gł. ok. 1230 m MD/TVD), cementowany na całej długości
ok. 2650 m (ok. 2158 m TVD) – kolumna eksploatacyjna z filtrem (wierzch wieszaka w gł. ok. 2288 m MD/2108 m TVD).




***Rysunek 3 Projektowana konstrukcja otworu kierunkowego Turek GT-2***




SECTION DETAILS

| Sec | MD | Inc | Azi | TVD | +N/-S | +E/-W | Dleg | TFace | VSect |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| 2 | 1470,00 | 0,00 | 0,00 | 1470,00 | 0,00 | 0,00 | 0,000 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | 2550,00 | 90,00 | 320,00 | 2157,55 | 526,69 | -441,95 | 2,500 | 320,00 | 687,55 |
| 4 | 2650,00 | 90,00 | 320,00 | 2157,55 | 603,30 | -506,23 | 0,000 | 0,00 | 787,55 |

CASING DETAILS

| TVD | MD | Name | Size |
|---|---|---|---|
| 20,00 | 20,00 | 18 5/8" | 18,625 |
| 350,00 | 350,00 | 13 3/8" | 13,375 |
| 1330,00 | 1330,00 | 9 5/8" | 9,625 |
| 2125,00 | 2337,59 | Liner 7" | 7,000 |
| 2157,55 | 2650,00 | Kolumna filtrowa | |

FORMATION TOP DETAILS

| TVDPath | MDPath | Formation |
|---|---|---|
| 0,00 | 0,00 | Q |
| 5,00 | 5,00 | Kreda górna |
| 1228,00 | 1228,00 | Kreda dolna |
| 1313,50 | 1313,50 | Jura górna |
| 1965,00 | 2022,60 | Jura środkowa |
| 2115,00 | 2306,85 | Jura dolna |

***Rysunek 4 Schemat konstrukcji otworu kierunkowego Turek GT-2***

W obiegu wody geotermalnej, woda wydobywana z otworu trafia rurociągiem geotermalnym do Ciepłowni Geotermalnej, gdzie oddaje swoje ciepło do obiegu sieciowego. Następnie schłodzona woda geotermalna kolejnym rurociągiem transportowana jest do otworu zatłaczającego. Rurociągi geotermalne wykonywane są z rur preizolowanych, z materiałów kompozytowych wzmacnianych włóknem szklanym, które cechują się doskonałą odpornością na korozję, również w przypadku wód termalnych wysokozmineralizowanych, dobrymi właściwościami izolacyjnymi oraz wytrzymałościowymi w porównaniu do rur stalowych i PE. Odległość pomiędzy głowicami obydwu otworów determinuje długość rurociągu geotermalnego (rys. 5).

***Rysunek 5 Trasa rurociągów geotermalnych z otworem Turek GT-2 w sąsiedztwie Odwiertu GT-1***

# 5. Budowa ciepłowni geotermalnej w Turku

Wariant z wykorzystaniem sprężarkowej pompy ciepła zasilanej energią elektryczną z modułu kogeneracyjnego GETEC.

## 5.1. Ogólny opis inwestycji

### 5.1.1. Ogólny opis odwiertów geotermalnych

Na terenie inwestycji istnieje wykonany w 2019 roku odwiert geotermalny Turek GT-1. Dla tego odwiertu zatwierdzone zostały zasoby eksploatacyjne w wysokości 54 $m^3$/h wody geotermalnej o temperaturze 77,9 $^oC$ na wypływie. Mineralizacja wynosi 130 mg/$dm^3$ (ok. 13,3%) i w związku z tym w dalszej części opracowania woda geotermalna będzie nazywana solanką geotermalną.

Udokumentowana temperatura wody geotermalnej w złożu (przy dnie odwiertu) wynosi 83$^o$C. Przyjmuję się, że po dłuższym czasie eksploatacji odwiertu oraz wygrzaniu górotworu (warstw otaczających odwiert) woda geotermalna na wypływie (na powierzchni) osiągnie temperaturę ok. 80$^o$C.

Dla zatłaczania schłodzonej solanki geotermalnej przewiduje się wykonanie otworu zatłaczającego Turek GT-2.

### 5.1.2. Ogólny opis projektowanej Ciepłowni Geotermalnej

Projektowana Ciepłownia Geotermalna będzie stanowić, oprócz istniejącej ciepłowni opalanej węglem brunatnym w postaci pyłu, istotne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego oparte na energii odnawialnej (OZE).

Zakłada się, że Ciepłownia Geotermalna będzie zlokalizowana w pobliżu ul. Korytkowskiej, na działkach nr 783/18 i 783/22, w pobliżu istniejącej ciepłowni firmy GETEC (ok. 300 m w linii prostej).

Zastosowanie wariantu z wymiennikiem geotermalnym i zespołem elektrycznych sprężarkowych pomp ciepła (od ok. 1,70 MW do ok. 4,35 MW).

W budynku Ciepłowni Geotermalnej (względnie na terenie przynależnym do Ciepłowni Geo.) będą umieszczone wszystkie urządzenia związane z produkcją ciepła opartą na geotermii, tj.: wymienniki ciepła, pompy ciepła, stabilizacja, SUW, armatura odcinająca, kontrolno-pomiarowa, zabezpieczająca i inne niezbędne urządzenia.

W budynku ciepłowni geotermalnej należy również umieścić urządzenia związane z eksploatacją solanki geotermalnej takie jak filtry workowe, filtry świecowe, armaturę odcinającą, kontrolno-pomiarową, zabezpieczającą, układ stabilizacji oraz awaryjnego zaazotowania instalacji solankowej oraz wszelkie inne niezbędne urządzenia i wyposażenie.

### 5.1.3. Włączenie do istniejącego systemu ciepłowniczego

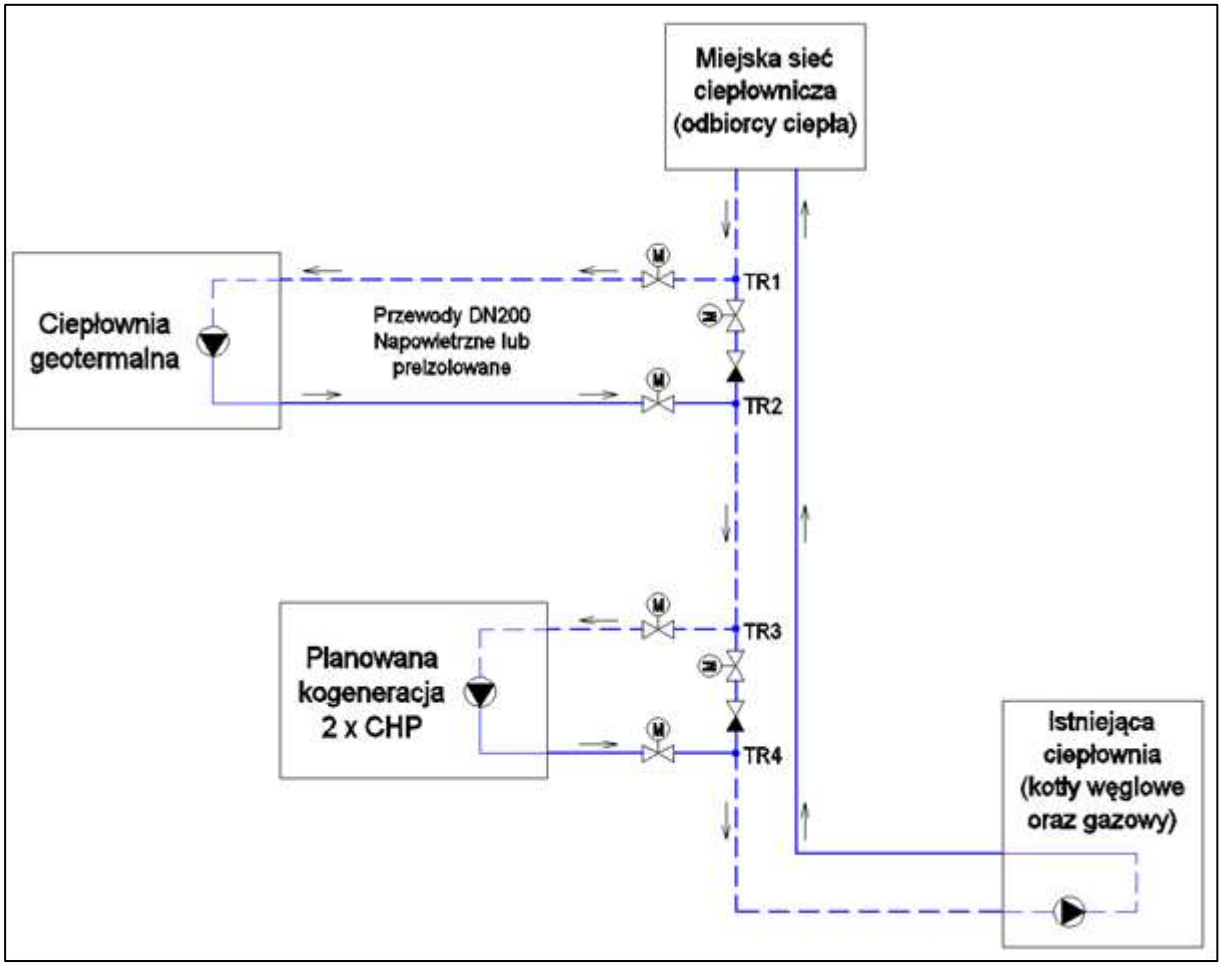
Przewiduje się, że Ciepłownia Geotermalna (CG) będzie zlokalizowana w pobliżu ul. Korytkowskiej, a więc w bliskiej odległości od istniejącej ciepłowni GETEC. Wpięcie CG do istniejącej sieci ciepłowniczej proponuje się zrealizować poprzez wykonanie odgałęzień DN400/DN200 od głównej magistrali ciepłowniczej prowadzonej napowietrznie. Połączenie pomiędzy trójnikami (odgałęzieniami DN200), a CG można wykonać:

a. jako rury prowadzone również napowietrznie, prowadzonych na estakadzie;
b. w systemie rur preizolowanych prowadzonych w gruncie.

Odległość pomiędzy trójnikami (oznaczonymi TR1 i TR2) na głównym rurociągu magistralnym powinna wynosić ok. 4–5 metrów. Pomiędzy trójnikami powinien zostać zamontowany zawór zwrotny DN400 oraz zawór odcinający DN400 z siłownikiem elektrycznym. Średnicę przewodów prowadzonych do CG określono wstępnie na DN200. Na odejściach do/z CG należy zamontować zawory odcinające DN200 z siłownikami elektrycznymi.

Na rzecz systemu ciepłowniczego będą pracować 3 osobne źródła ciepła – geotermia, kogeneracja oraz kotłownia. Istotnym jest, aby geotermia została wpięta w system jako pierwsza – przed kogeneracją oraz kotłownią węglową. Ma to na celu skierowanie do geotermii wody o jak najniższej temperaturze. Efektywność ciepłowni geotermalnej będzie tym większa im niższa będzie temperatura wody powrotnej.

Blokowy schemat obrazujący sposób włączenia ciepłowni geotermalnej do systemu ciepłowniczego przedstawiono na rysunku nr 7. Sposób włączenia kogeneracji pokazano jako analogiczny do sposobu włączenia geotermii, ale należy to traktować wyłącznie orientacyjnie. Kogeneracja nie jest przedmiotem niniejszego opracowania, ale musi zostać uwzględniona w obliczeniach.




***Rysunek 6 Blokowy schemat włączenia Ciepłowni Geotermalnej do systemu ciepłowniczego***

Ciepłownia Geotermalna będzie dogrzewać wodę sieciową powrotną zgodnie z aktualnymi (chwilowymi) potrzebami lub własnymi możliwościami. Do CG będzie kierowana część strumienia wody sieciowej pobierana trójnikiem TR1. Aby nie dopuścić do szeregowej pracy pomp obiegowych w CG oraz kotłowni GETEC przyjęto zasadę, że do geotermii będzie kierowane ok. 90% strumienia wody sieciowej, ale jednocześnie nie więcej niż ok. 200 t/h. Pozostałe 10% będzie przepływać by-passem (zawór odcinający pomiędzy trójnikami TR1 i TR2 powinien być otwarty). Ograniczenie maksymalnego przepływu do ok. 200 t/h ma na celu uniknięcie przewymiarowywania urządzeń w CG. Przepływy wody sieciowej przez sieć ciepłowniczą w sezonie grzewczym mogą być wyższe niż 400 t/h.

Podgrzany w CG strumień wody sieciowej będzie kierowany do trójnika TR2 na głównej magistrali sieci ciepłowniczej, gdzie nastąpi zmieszanie z pozostałym (nieskierowanym do CG) strumieniem wody. Następnie woda sieciowa zostanie skierowana do kogeneracji (CHP) oraz istniejącej ciepłowni, gdzie zostanie dogrzana do wymaganej temperatury i za pomocą istniejących pomp sieciowych skierowana do sieci ciepłowniczej. Jeżeli temperatura wody sieciowej po podgrzaniu w CG oraz kogeneracji CHP jest odpowiednia, to nie będzie koniecznie dogrzewanie wody w istniejącej ciepłowni.

### 5.1.4. Współpraca źródeł ciepła

Zakładając, że nastąpi rozbudowa systemu ciepłowniczego w Turku o Ciepłownię Geotermalną w systemie ciepłowniczym będą występować następujące źródła energii:

- ciepłownia geotermalna CG;
- planowana kogeneracja CHP (GETEC);
- istniejąca ciepłownia GETEC.

Celem rozbudowy i modernizacji systemu ciepłowniczego nie jest zwiększenie mocy cieplnej układu, a ograniczenie zużycia paliwa w postaci pyłu węgla brunatnego i redukcja emisji $CO_2$ oraz zanieczyszczeń. W związku z tym priorytet w wytwarzaniu ciepła powinny mieć geotermia oraz kogeneracja. W związku z tym nie jest możliwa rezygnacja z węglowego źródła ciepła. Projektowane geotermalne źródło ciepła oraz kogeneracja posiadają również ograniczenia technologiczne w zakresie możliwości przygotowania czynnika grzewczego o odpowiedniej temperaturze – praktycznie nie jest możliwe przygotowanie wody sieciowej o temperaturze wyższej niż ok. 90$^{o}$C (wobec ok. 130-140$^{o}$C w kotłach węglowych).

W czasie pracy kogeneracji następuje jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej oraz elektrycznej. Nie ma możliwości wytwarzania wyłączenie np. energii elektrycznej, co w przypadku występowania geotermalnego źródła ciepła pracującego w priorytecie było by rozwiązaniem korzystnym, ale technicznie nie jest możliwe. Istnieje możliwość produkcji energii elektrycznej z jednoczesnym zrzutem wyprodukowanej energii cieplnej do atmosfery za pomocą awaryjnej chłodnicy wentylatorowej, ale taki sposób pracy kogeneracji jest wysoce nieekonomiczny, ponieważ energia cieplna jest bezpowrotnie tracona.

Przyjęto założenie, że kogeneracja będzie pracować przez cały rok (ok. 8760 godzin) i będzie stanowić źródło energii elektrycznej dla planowanej ciepłowni geotermalnej. Nadwyżki energii elektrycznej będą sprzedawane do sieci elektroenergetycznej, a ciepło będzie przekazywane do sieci ciepłowniczej. Taki sposób pracy jest szczególnie korzystny w czasie sezonu grzewczego, kiedy zapotrzebowanie na energię cieplną jest wysokie i nie powinno być problemu z wykorzystaniem ciepła zarówno z geotermii jak i kogeneracji i oba obiekty będą mogły pracować z wysokimi wydajnościami.

Nieco inaczej powinna wyglądać praca obu źródeł ciepła w okresie letnim. Przyjęto założenie, że w czasie lata kogeneracja będzie pracować z minimalną wydajnością, tj. będzie w sposób ciągły wytwarzać ok. 0,5 MW energii elektrycznej oraz ok. 0,61 MW energii cieplnej (jeden blok pracujący z wydajnością ok. 50%). Moc ciepłowni geotermalnej (cieplna) zostanie ograniczona do takiego poziomu, aby uzupełnić brakującą moc cieplną. Zgodnie z danymi archiwalnymi wymagana moc cieplna w sezonie letnim oscyluje w granicach ok. 2,5 do 4,2 MW (średnio ok. 3,5 MW). Oznacza to, że ok. 0,60 MW będzie dostarczane z kogeneracji, a pozostałe 2,9 MW z geotermii. Jeżeli geotermia nie będzie w stanie dostarczyć wymaganego strumienia ciepła, to powinna zostać zwiększona moc kogeneracji. Dopiero gdy wspólna praca geotermii i kogeneracji będzie niewystarczająca do pokrycia potrzeb sieci powinna zostać uruchomiona istniejąca kotłownia.

W związku z powyższym aby maksymalnie ograniczyć zużycie paliw kopalnych (węgla i gazu) przyjęto następujące priorytety w kolejności działania poszczególnych źródeł ciepła i pozyskiwania z nich energii:

1A. Ciepłownia Geotermalna (CG);

1B. Bloki kogeneracyjne (CHP);

2. Istniejąca ciepłownia węglowo-gazowa.

W okresie letnim powinny pracować wyłącznie CG oraz CHP. W sezonie grzewczym, gdy moc cieplna pochodząca z układu geotermalnego oraz kogeneracji jest niewystarczająca do procesu wytwarzania ciepła powinna zostać dołączona istniejąca ciepłownia węglowo-gazowa.

**Sterowanie układem**

W punkcie 5.1.3 pokazano uproszczony sposób włączenia źródeł ciepła do systemu ciepłowniczego celem zapewnienia prawidłowego działania całego procesu grzewczego. Zaleca się, aby do wspólnego systemu automatyki były włączone wszystkie źródła ciepła. Na etapie projektowym należy przewidzieć zastosowanie odpowiedniej armatury oraz czujników temperatury w stosownych miejscach sieci.

W największym uproszczeniu sposób sterowania zespołem CG + CHP + KOTŁ będzie się różnił w zależności od pory roku.

**SEZON LETNI** W okresie sezonu letniego, gdy zapotrzebowanie na moc cieplną jest nie większe niż ok. 4,0 MW praca układu powinna wyglądać następująco:

1) W sieci ciepłowniczej występuje obciążenie cieplne wynikające z potrzeb odbiorców w danym momencie (obciążenie jest zmienne w czasie);
2) CHP - pracuje 1 blok kogeneracyjny z minimalną mocą cieplną (ok. 0,6 MW);
3) Do CG kierowany jest strumień wody sieciowej stanowiący ok. 90% aktualnego (chwilowego przepływu);
4) Możliwa do przekazania przez CG moc cieplna stanowi różnicę między aktualnym (chwilowym) zapotrzebowaniem na ciepło, a mocą CHP (CHP pracuje z minimalną mocą ok. 0,6 MW). Woda sieciowa zostanie podgrzana w CG do temperatury ok. 67-68$^{o}$C.
5) W trójniku TR2 na magistrali ciepłowniczej nastąpi zmieszanie wody podgrzanej w CG z pozostałą wodą sieciową niekierowaną do CG;
6) W trójniku TR3 część wody sieciowej powinna zostać skierowana do kogeneracji, gdzie powinno nastąpić jej dalsze podgrzanie;
7) Podgrzana w CHP woda sieciowa będzie oddana do TR4, gdzie nastąpi zmieszanie z wodą nieskierowaną do CHP (bypassem). Po zmieszaniu woda sieciowa powinna posiadać odpowiednią temperaturę, zgodną z obowiązującą tabelą regulacyjną.
8) Woda po CG i CHP powinna zostać przetłoczona przez kotłownię i skierowana do sieci ciepłowniczej, ale nie ma potrzeby uruchamiania kotłów.

**SEZON GRZEWCZY (ZIMOWY)** W czasie sezonu grzewczego, gdy zapotrzebowanie na moc cieplną będzie zazwyczaj znacząco przekraczać możliwości CG oraz CHP, praca układu powinna wyglądać następująco:

1) W sieci ciepłowniczej występuje obciążenie cieplne wynikające z potrzeb odbiorców w danym momencie (obciążenie jest zmienne w czasie);
2) Do CG kierowany jest strumień wody sieciowej stanowiący ok. 90% aktualnego (chwilowego przepływu), ale nie więcej niż ok. 200 t/h.
3) Geotermia powinna pracować z maksymalną mocą cieplną. Skierowany do CG strumień wody sieciowej zostanie podgrzany do temperatury wynikającej ze strumienia wody, temperatury wody powrotnej oraz mocy CG;
4) W trójniku TR2 na sieci ciepłowniczej nastąpi zmieszanie wody podgrzanej w CG z wodą sieciową nieskierowaną do CG;
5) W trójniku TR3 część wody sieciowej powinna zostać skierowana do kogeneracji, gdzie powinno nastąpić jej dalsze podgrzanie;
6) Kogeneracja powinna pracować z maksymalną mocą, tj. ok. 2,4 MW. Podgrzana w CHP woda sieciowa będzie oddana do TR4, gdzie nastąpi zmieszanie z wodą nieskierowaną do CHP (bypassem).
7) Woda sieciowa po CG i CHP wpływa do kotłowni, gdzie powinna zostać dogrzana kotłami węglowymi lub gazowym do temperatury wymaganej aktualną tabelą regulacyjną i skierowana do sieci ciepłowniczej

W związku z powyższym można wyróżnić dwa podstawowe przypadki pracy źródeł ciepła:

I. Samodzielna praca ciepłowni geotermalnej CG oraz kogeneracji CHP;
II. Równoległa praca CG, kogeneracji CHP oraz ciepłowni GETEC;

Parametry sieci ciepłowniczej

Temperatura wody sieci ciepłowniczej w czasie sezonu grzewczego jest zależna od temperatury powietrza zewnętrznego i powinna być ustalana na podstawie aktualnej tabeli regulacyjnej. W czasie sezonu letniego parametry sieci powinny być w przybliżeniu stałe. Obowiązująca dla lat grzewczych 2019 i 2020 tabela regulacyjna jest korzystna z punktu widzenia geotermalnego źródła ciepła. Przykładowo dla temperatur powietrza zewnętrznego od +12oC do -2oC temperatury wody powrotnej powinny wynosić od 41 do 50oC, co daje znaczne możliwości w wykorzystaniu bezpośredniej wymiany ciepła. W załączeniu raporty temperaturowe pracy sieci za lata 2019 i 2020.

- raport_2019

- raport_2020

### 5.1.5. Rozbudowa systemu ciepłowniczego o Ciepłownię Geotermalną

Słownik:
DHE – bezpośredni wymiennik ciepła solanka/woda
SPC – sprężarkowa pompa ciepła
CHP - bloki kogeneracje (poza ciepłownią geotermalną)
COAL – istniejąca kotłownia węglowo-gazowa (poza ciepłownią geotermalną)

Przewiduje się rozbudowę systemu ciepłowniczego o część geotermalną. Zakłada się wykorzystanie wymiennika ciepła (DHE) wraz ze sprężarkową elektryczną pompą ciepła woda/woda (SPC), modułem kogeneracyjnym (CHP) oraz istniejącej ciepłowni GETEC.

Zakłada się wybudowanie nowego budynku przeznaczonego wyłączenie na urządzenia i technologię związaną z geotermią.

***Rysunek 7 Proponowane zagospodarowanie terenu Ciepłowni Geotermalnej w Turku***

Wariant DHE+SPC: wymiennik ciepła + sprężarkowa pompa ciepła

## 5.2. Wariant - Zespół sprężarkowych pomp ciepła

### 5.2.1. Opis technologii.

W wariancie przewiduje się zastosowanie bezpośredniego wymiennika ciepła (DHE) oraz trzech zespołów sprężarkowych pomp ciepła typu woda/woda zasilanych energią elektryczną. Dolnym źródłem ciepła dla pomp ciepła będzie ciepło pochodzące z solanki geotermalnej przekazywane za pomocą pośredniego układu hydraulicznego.

Wydajność odwiertu (ok. 54 $m^3$/h) oraz temperatura solanki (ok. 80$^o$C) i możliwości jej schładzania (założono maksymalne schłodzenie do ok. 20$^o$C) umożliwiają zastosowanie zespołu pomp ciepła o mocy cieplnej do ok. 3,2 MWt, z tym, że moc zespołu pomp ciepła będzie zmienna, zależna od schłodzenia solanki w wymienniku ciepła DHE. Przy współpracy z geotermalnym wymiennikiem ciepła pracującym z mocą ok. 1,70 MWt możliwe jest uzyskanie mocy cieplnej pomp ciepła na poziomie ok. 2,30 MW, co w sumie daje moc ciepłowni geotermalnej na poziomie do ok. 4,0 MWt. Przy niższym stopniu wykorzystania ciepła w wymienniku geotermalnym (dla mocy ok. 1,0 MWt) możliwe jest uzyskanie mocy cieplnej pomp ciepła na poziomie ok. 3,30 MWt. Sprężarkowe pompy ciepła umożliwiają podgrzanie wody sieciowej do ponad 90$^o$C. W praktyce, ze względu na ograniczoną moc cieplną urządzeń oraz znaczne przepływy wody sieciowej, w sezonie grzewczym pompy ciepła wraz z wymiennikiem ciepła umożliwią podgrzanie wody sieciowej do temperatury ok. 65-77$^o$C. Po zmieszaniu z niepodgrzaną wodą powrotną temperatura wody sieciowej kierowanej do planowanej kogeneracji oraz istniejącej ciepłowni będzie wynosić ok. 52-75$^o$C (wartość bardzo zależna od rozpatrywanego okresu czasu). Przewidywane wartości podano na schematach ideowych Z-3.1 do Z-3.4.

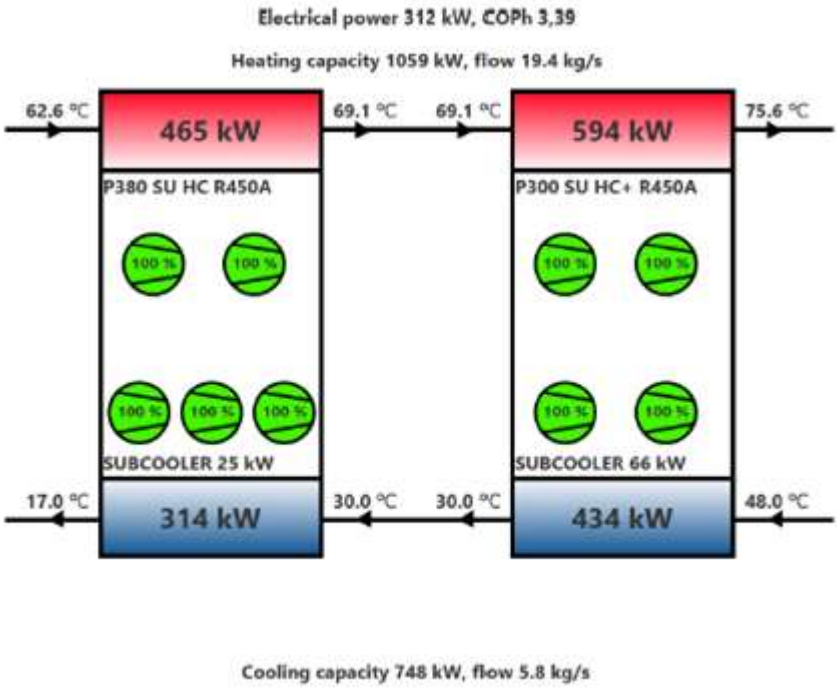
Wstępnie dobrano następujące pompy ciepła:

- zespół 1: OILON P380 SU HC + P300 SU HC (w układzie szeregowym);
- zespół 2: OILON P380 SU HC + P300 SU HC (w układzie szeregowym);
- zespół 3: OILON P380 SU HC + P300 SU HC (w układzie szeregowym);

W celu uzyskania odpowiedniego wykorzystania ciepła z solanki przy jednoczesnym uzyskaniu odpowiedniej mocy cieplnej konieczne jest stworzenie szeregowo-równoległego układu pomp ciepła. Wymienione wyżej zespoły pomp ciepła powinny być połączone względem siebie w układzie kaskadowym. W zależności od wymaganej mocy cieplnej będą pracować 1, 2 lub 3 zespoły pomp ciepła. Przewiduje się, że zawsze będzie występować szeregowa praca pomp ciepła (czyli obu stopni), choć proponowany układ hydrauliczny umożliwia pracę tylko jednego urządzenia.

Podstawowe parametry pracy jednego zespołu sprężarkowych pomp ciepła obrazuje przedstawiony poniżej fragment karty doboru urządzeń.

| *Typ* | |
|---|---|
| Pompy ciepła | 2 |
| Moc grzewcza | 1059 kW |
| Zdolność chłodzenia wg EN 12900 | 748 kW |
| Pobór mocy | 312 kW |
| COP | 3,39 |
| **Radiator (skraplacz)** | |
| Rodzaj medium grzewczego | woda |
| Temperatura wlotowa radiatora | 62.6 °C |
| Temperatura wylotowa radiatora | 75.6 °C |
| Przepływ | 19.9 l/s |
| Strata ciśnienia w wymienniku ciepła | 59 kPa |
| **Źródło ciepła (parownik)** | |
| Rodzaj czynnika chłodniczego | woda |
| Temperatura wlotowa źródła ciepła | 48.0 °C |
| Temperatura wylotowa źródła ciepła | 17.0 °C |
| Przepływ | 5.8 l/s |
| Strata ciśnienia w wymienniku ciepła | 3 kPa |




***Rysunek 8 Fragment karty doboru pomp ciepła***

Uwaga: w przedstawionym fragmencie karty doboru pomp ciepła podane są parametry dla jednego zespołu urządzeń. Zakłada się zastosowanie trzech zespołów urządzeń. Dla powyższego przykładu moc cieplna 3 zespołów wynosi 3 x 1059 = 3177 kW = ok. 3,2 MWt.

Kolejność wykorzystania źródeł ciepła:

1A. DHE+SPC: bezpośredni wymiennik ciepła + sprężarkowe pompy ciepła (priorytet);

1B. CHP: planowana kogeneracja (priorytet);

2. COAL: istniejąca ciepłownia GETEC.

Źródło energii elektrycznej dla silnika sprężarki

Do działania sprężarkowych elektrycznych pomp ciepła wymagane jest dostarczenie energii elektrycznej w ilości około 0,8-0,9 MWe i napięciu 400 V. Moc elektryczna rzędu 900 kW będzie wymagana okazjonalnie, ale nie można wykluczyć takiej sytuacji. Przewiduje się, że wymagana moc elektryczna dla pomp ciepła powinna wynosić ok. 0,4 MWe w sezonie letnim oraz średnio ok. 0,6-0,7 MWe w sezonie grzewczym.

Moc elektryczną pozostałych urządzeń szacuje się na około 200 kW + przyjmuje się rezerwę ok. 100 kW. W sumie wymaganą dla ciepłowni moc elektryczną szacuje się na ok. 1,1 - 1,2 MWe.

Przyjęto założenie, że głównym źródłem energii elektrycznej dla sprężarkowych pomp ciepła oraz pozostałych urządzeń będą planowane bloki kogeneracyjne przy ciepłowni GETEC. Niezależnie od bloków kogeneracyjnych ciepłownia powinna być wyposażona w przyłącze elektroenergetyczne zasilane z sieci.

Budynek ciepłowni

Budynek ciepłowni należy wykonać jako wolnostojący, o konstrukcji stalowej lub żelbetowej, ze ścianami i dachem wykonanymi np. z płyt warstwowych. Powierzchnia hali technologicznej powinna wynosić ok. 600 $m^2$. Wysokość hali ok. 6-7 m w świetle. Budynek ciepłowni powinien posiadać dodatkowe pomieszczenia pomocnicze (sterownię, magazyn, pomieszczenie transformatora i rozdzielni elektrycznej, ewentualnie dodatkowe pomieszczenie dla załogi). Posadzka budynku musi być odpowiednia do posadowienia urządzeń o masie do 30 ton. Konstrukcja budynku powinna umożliwiać zastosowanie podpór, zawiesi i mocowań rurociągów technologicznych o średnicach do ok. 250 mm, wraz z przejmowaniem sił od naprężeń. Budynek należy wyposażyć w odpowiednią wentylację nawiewną i wywiewną, system detekcji freonu, kanalizację technologiczną (solankową oraz sanitarną) oraz wszelkie pozostałe niezbędne urządzenia i zabezpieczenia.

Układ hydrauliczny oraz główne urządzenia

Zgodnie z punktem 5.2.1 przyjęto założenie, że kogeneracja powinna pracować przez cały rok. W sezonie letnim moc kogeneracji będzie ograniczona do minimum, ale w okresie grzewczym (zimowym) nie będą występować znaczące ograniczenia w pracy tego źródła. Sposób współpracy obu źródeł powinien być realizowany zgodnie z opisem w 5.2.1.

W zależności od rozpatrywanej pory roku, ciepłownia geotermalna wraz z kogeneracją będą stanowiły samodzielne źródło ciepła lub będą spełniać rolę wstępnego podgrzania wody sieciowej, która następnie będzie dogrzana do wymaganej temperatury przez istniejącą ciepłownię węglową.

Do ciepłowni geotermalnej dostarczany będzie strumień wody sieciowej z trójnika TR1 na sieci ciepłowniczej w okolicach istniejącej ciepłowni. Strumień wody sieciowej doprowadzanej do ciepłowni geotermalnej będzie różny w ciągu roku, ale zaleca się, aby w miarę możliwości był nie większy niż ok. 200 t/h. Istnieje możliwość skierowania do CG większego strumienia wody, ale nie ma to uzasadnienia zarówno energetycznego jak i ekonomicznego.

W celu ochrony urządzeń w ciepłowni w pierwszej kolejności woda jest kierowana na filtrodmilnik magnetyczny. Następnie woda sieciowa jest kierowana do geotermalnego płytowego skręcanego wymiennika ciepła gdzie następuje bezpośrednia wymiana ciepła między solanką w wodą sieciowa. Ze względu na agresywność chemiczną solanki wymiennik ten powinien być wykonany z tytanu. Bezpośrednia wymiana ciepła w wymienniku będzie następować jeżeli temperatura wody sieciowej wprowadzanej na wymiennik będzie niższa niż 80$^{o}$C (co występuje przez cały rok). Zakłada się, że do wymiennika ciepła będzie kierowany cały strumień wody sieciowej kierowany do CG. Woda sieciowa zostanie podgrzana w wymienniku ciepła do maksymalnie ok. 65$^{o}$C (w praktyce do niższej temperatury wynikowej w zakresie 55-65$^{o}$C, wynikającej z wielkości przepływu wody sieciowej i ograniczonych możliwości cieplnych wymiennika geotermalnego). Następnie wstępnie podgrzana w wymienniku geo. woda sieciowa będzie skierowana do parowników sprężarkowych pomp ciepła, gdzie zostanie podgrzana do maks. ok. 90$^{o}$C i skierowana do sieci ciepłowniczej. W praktyce temperatura wody po podgrzaniu w pompach ciepła będzie niższa. W okresie letnim należy przygotować wodę o temperaturze wynikającej z potrzeb sieci oraz kogeneracji. W sezonie grzewczym woda zostanie podgrzana do temperatury wynikowej, która jest zależna od strumienia i temperatury wody sieciowej. Po zmieszaniu w trójniku na sieci ciepłowniczej (TR2) temperatura wody sieciowej powrotnej wyniesie ok. 55-68$^{o}$C (w zależności od rozpatrywanego przypadku). Praca sprężarkowych pomp ciepła powinna być ograniczona do takiego stopnia, aby woda sieciowa po zmieszaniu w trójniku TR2 nie przekroczyła temperatury ok. 68$^{o}$C. Wynika to z wymogów technologii bloków kogeneracyjnych, których wodny układ chłodniczy pracuje z parametrami 70/90$^{o}$C. Jeżeli temperatura wody sieciowej wpływającej do wymiennika ciepła kogeneracji będzie wyższa niż ok. 68$^{O}$C może być konieczne stosowanie awaryjnego zrzutu ciepła z kogeneracji do atmosfery, co wiąże się ze stratami energii.

W pompie ciepła woda sieciowa może zostać podgrzana do maksymalnie ok. 68$^{o}$C w okresie letnim oraz do ok. 65-75$^{o}$C w okresie grzewczym. Założono stosunkowo wysoki strumień wody sieciowej (do ok. 200 t/h). Ma to na celu obniżenie temperatury wody opuszczającej pompy ciepła, co korzystnie wpływa na ich współczynnik COP (im wyższa temperatura wody tym niższe COP). Jednocześnie utrzymywana jest odpowiednia moc cieplna urządzeń.

Moc pomp ciepła jest ograniczona strumieniem solanki geotermalnej oraz możliwościami jej schłodzenia. Przyjęto, że solanka będzie schładzana maks. do ok. 20$^{o}$C. Po podgrzaniu wody sieciowej w pompie ciepła do temperatury ok. 65-78$^{o}$C zostanie skierowana do trójnika na istniejącej sieci ciepłowniczej gdzie nastąpi zmieszanie z niepodgrzaną wodą sieciową i doprowadzona do planowanej kogeneracji oraz istniejącej ciepłowni.

Pośredni układ hydrauliczny dolnego źródła ciepła

W celu przekazania energii cieplnej z solanki do parowników pomp ciepła konieczne jest zastosowanie pośredniego układu hydraulicznego składającego się z podstawowych elementów: wymiennika ciepła, pompy obiegowej, zbiornika buforowego, zaworu 3-drogowego mieszającego, układu stabilizacji ciśnienia, zabezpieczeń, rurociągów oraz odpowiedniego układu zaworów odcinających ręcznych oraz zaworów z siłownikami. Na schemacie technologicznym połączenia rurociągowe opisywanego systemu zostały narysowane kolorem zielonym. Czynnikiem obiegowym w układzie powinna być woda, względnie roztwór glikolu o niskim stężeniu.

W wymienniku ciepła następuje przekazanie ciepła z solanki do wody. Podgrzana woda kierowana jest do parowników pomp ciepła, gdzie nastąpi jej schłodzenie. Schłodzona woda jest kierowana ponownie do wymiennika ciepła. Układ powinien być wyposażony w zbiornik buforowy o pojemności ok. 4-5 $m^3$ służący do stabilizacji pracy instalacji. Maksymalna temperatura czynnika obiegowego wpływającego do parowników pomp ciepła nie powinna być wyższa niż ok. 48-49$^o$C. Temperatura solanki umożliwia podgrzanie wody do temperatury wyższej. W celu zabezpieczenia parownika przed przegrzaniem konieczne jest zastosowanie 3-drogowego zaworu regulacyjnego, który będzie realizował tzw. zimne zmieszanie.

Przy pompach ciepła powinny być zamontowane zawory odcinające umożliwiające przepływ wody przez parownik lub by-pass urządzenia.

Rezerwowy geotermalny wymiennik ciepła

Zaleca się wykonanie instalacji geotermalnej zawierającej 2 wymienniki ciepła, w tym jeden przewidziany jako rezerwowy. W razie awarii jednego z wymienników istnieje możliwość szybkiego przełączenia na pracę drugiego urządzenia.

Sterowanie procesem grzewczym

Sterowanie pracą pomp ciepła oraz wymiennika ciepła powinno zapewniać właściwą koordynację wszystkich urządzeń i poprawną współpracę z planowaną kogeneracją gazową oraz istniejącą ciepłownią. Jest to bardzo istotny element systemu ciepłowniczego warunkujący zapewnienie pożądanego efektu energetycznego.

Możliwości wytwarzania ciepła

Możliwości wytwarzania ciepła układu DHE+SPC pokazano na odpowiednich rysunkach (załączniki Z-3.1 do Z-3.4)

Ciepłownia geotermalna (DHE+SPC) wraz z planowaną kogeneracją (CHP) mogą stanowić samodzielne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego miasta Turek w momencie, gdy wymagana moc cieplna sieci nie przekracza ok. 6,7 MW i jednocześnie temperatura zasilania wody sieciowej jest nie wyższa niż ok. 80$^o$C. Dotyczy to praktycznie wyłącznie okresu letniego (moc ok. 3-4 MW przy T=ok. 70/41$^o$C) czyli ok. 40% roku (ok. 3600 h). Przez pozostałą część roku wymagane jest dodatkowe dostarczanie ciepła za pomocą istniejącej ciepłowni.

Możliwości zwiększenia mocy

Założono, że solanka może być schłodzona maksymalnie do ok. 20°C. Istnieje techniczna możliwość pracy pomp ciepła w taki sposób, aby schłodzić solankę np. do 10°C. Dobrane wstępnie pompy ciepła mają techniczne możliwości oraz rezerwę wydajności i ewentualna praca w taki sposób nie powinna powodować wzrostu nakładów inwestycyjnych. Bardziej intensywne schładzanie solanki spowoduje zwiększenie wyjściowej mocy cieplnej pomp ciepła, ale będzie skutkować obniżeniem współczynnika COP i nieco mniej ekonomiczną pracą układu. Należy mieć również na uwadze, że schładzanie wody geotermalnej do tak niskich temperatur może skutkować wystąpieniem niepożądanych zjawisk fizykochemicznych. Zbytnie schłodzenie solanki pociąga za sobą zwiększenie jej lepkości, przez co zwiększają się opory przy zatłaczaniu. Nie zaleca się schładzania solanki do tak niskich temperatur bez 100%-owej pewności, że nie wpłynie to do niekorzystnie na całość systemu związanego z wodą geotermalną.

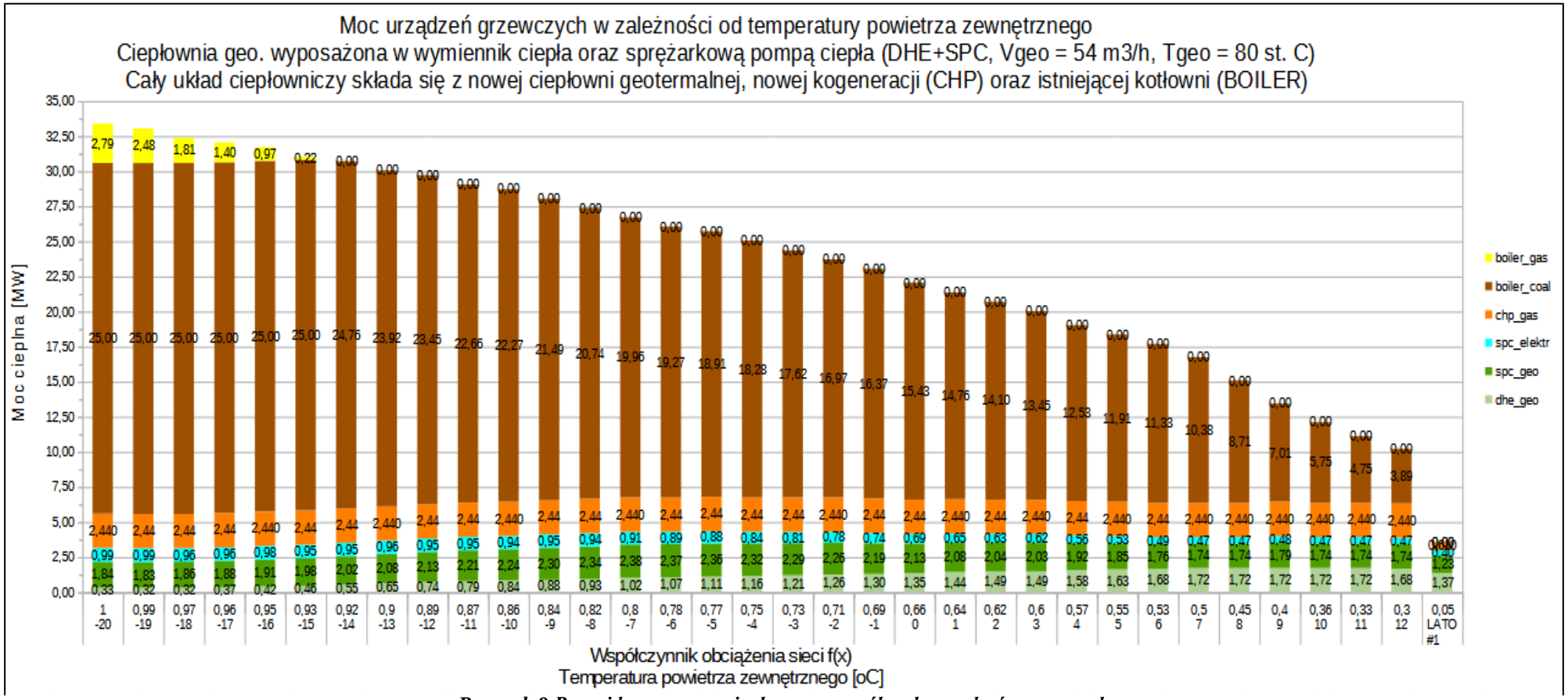
### 5.2.2. Obliczenie ilości możliwego do wykorzystania ciepła geotermalnego eksploatowanego z odwiertu Turek GT-1 z wykorzystaniem sprężarkowej pompy ciepła

Wpływ na system ciepłowniczy

Zastosowanie sprężarkowej pompy ciepła podwyższa możliwości pozyskiwania ciepła ze źródła geotermalnego oraz moc całej ciepłowni geotermalnej. Wraz z kogeneracją tego rodzaju technologie znacząco wpływają na cały system ciepłowniczy miasta Turek. Umożliwiają całkowitą rezygnację ze źródła węglowego przez cały okres letni (ok. 3300 h, co stanowi ok. 35-40% roku).

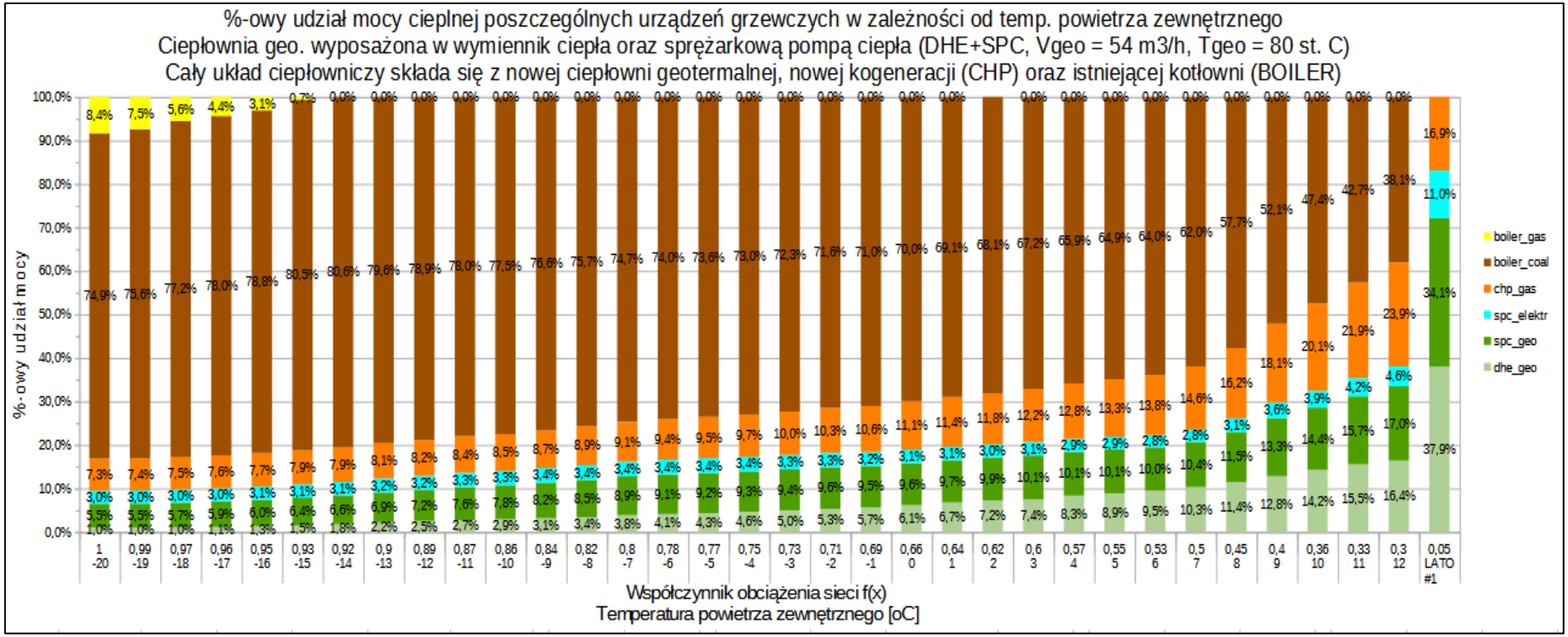
Ciepłownia geotermalna wyposażona w sprężarkową pompę ciepła posiada szczytową moc cieplną na poziomie 4,6 MW.

Na poniższym wykresie (rys. 9) przedstawiono przewidywaną moc cieplną poszczególnych urządzeń wchodzących w skład systemu ciepłowniczego miasta Turek w zależności od obciążenia cieplnego sieci. Na osi x podano współczynnik obciążenia sieci (od 0,05 do 1,0) oraz odpowiadającą danemu współczynnikowi temperaturę powietrza zewnętrznego (od +12 do -20°C). Na osi y podana jest moc cieplna sieci.




***Rysunek 9 Przewidywana moc cieplna poszczególnych urządzeń grzewczych***

Na poniższym wykresie (rys. 10) przedstawiono przewidywany procentowy udział mocy cieplnej poszczególnych urządzeń wchodzących w skład systemu ciepłowniczego miasta Turek w zależności od obciążenia cieplnego sieci. Na osi x podano współczynnik obciążenia sieci (od 0,05 do 1,0) oraz odpowiadającą danemu współczynnikowi temperaturę powietrza zewnętrznego (od +12 do -20$^{o}$C). Na osi y podany jest procentowy udział mocy cieplnej.




***Rysunek 10 Przewidywany procentowy udział mocy cieplnej urządzeń grzewczych***

## 5.3. Wariant Sprężarkowa pompa ciepła zasilana modułem kogeneracyjnym

***Tabela 1 Zestawienie kosztów inwestycyjnych***

| Zakres / rodzaj robót | Uwagi | Wartość /podstawa | Jedn. | Wskaźnik PLN / m2 lub jedn. | Koszt PLN (netto) |
|---|---|---|---|---|---|
| **BUDOWA BUDYNKU CIEPŁOWNI GEOTERM.** | | | | | |
| Budynek ciepłowni i instalacje nietechnologiczne | W tym zakres ogólnobudowlany i instalacji podstawowych nietechnologicznych (wod-kan, elektryczne nN, zasilanie obiektu, wentylacji, c.o., etc.), wraz z rezerwa wskaźnikową ok. 25%. Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.3.004 | | m2 pow. netto | | |
| Technologia ciepłownicza w obrębie budynku | Wg odrębnego zestawienia w ramach opracowania | | | | |
| Rurociąg ciepłowniczy z Ciepłowni Geotermalnej do miejsca wpięcia do sieci ciepłowniczej | Dwie rury stalowe preizolowane DN200 z robocizną | | PLN/mb | | |
| Instalacje specjalistyczne i obsługi technologii ciepła | W tym AKPiA, słaboprądowe, system pomiaru jakości wody termalnej i stabilizacji ciśnienia, układ przyłącza wody termalnej, konstrukcje stalowe wsporcze rurociągów technologicznych, etc. Ocena własna na bazie analogicznych projektów. | | PLN | | |
| Elementy dodatkowe / Wyposażenie + rezerwa | Ponadnormatywne, nie ujęte we wskaźnikach wznoszenia budynków. W tym wyposażenie specjalistyczne nieinstalacyjne, meble, urządzenia, suwnice, etc. | | PLN | | |
| **ZAGOSPODAROWANIE TERENU** | | | | | |
| Nawierzchnie utwardzone | Dotyczy połączenia budynku z istniejącymi nawierzchniami. | | m2 | | |
| Zasilanie elektroenergetyczne | Przyjęto przyłącz na podst. przykładowej umowy przyłączeniowej. | | | | |
| Sieć uzbrojenia terenu (nowa) | Związana z realizacją budynku - przyłącz wody, kanalizacja sanitarna, kable elektryczne nN, kanalizacja opadowa, etc. Wartość jako wskaźnik wzgl. kosztu realizacji budynku ciepłowni z instalacjami bez technologii | | PLN | | |
| Pompa głębinowa w odwiercie | Wraz z technologią obsługującą i osprzętem, falownikami, zasilaniem | | kmpl. | | |
| Rekultywacja terenu | Zieleń urządzona, nawierzchnie trawiaste, etc. | | m2 | | |
| Wygrodzenie terenu | Siatka przemysłowa, słupki, podwaliny, furty, bramy; Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.12 | | mb | | |
| Rezerwa wskaźnikowa | Ocena własna | | PLN | | |
| **POMPOWNIA GEOTERMALNA** | | | | | |
| Budynek pompowni i instalacje nietechnologiczne | W tym zakres ogólnobudowlany i instalacji podstawowych nietechnologicznych (wod-kan, elektryczne nN, zasilanie obiektu, wentylacji, etc.), wraz z rezerwa wskaźnikową ok. 15%. Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.3.004 | | m2 pow. netto | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Instalacja technologiczna zatłaczania wody geotermalnej | Instalacja technologiczna (montaż pomp, filtrów świecowych, armatury max DN200), wyposażenie, rezerwa | | kmpl. | | |
| **PRZYŁĄCZA GEOTERMALNE** | | | | | |
| Rurociągi na wodę geotermalną z odwiertu GT-1 do ciepłowni | Rura fiberglass np. DN125, światłowód | | mb | | |
| Rurociągi na wodę geotermalną z ciepłowni do odwiertu zatłaczającego GT-2 | Rura fiberglass np. DN125, światłowód , zakres łączny odcinka dzielony pomiędzy ciepłownia a stacją pompowni oraz odcinka pomiędzy pompownią a odwiertem) | | mb | | |
| Rurociąg tranzytowy do przepłukiwania pomiędzy GT-1 a GT-2 | Rura fiberglass np. DN125, | | mb | | |
| Rurociągi zrzutu awaryjnego za zaworami bezpieczeństwa | Rura fiberglass np. DN125, | | mb | | |
| **ODWIERTY GEOTERMALNE** | | | | | |
| Odwiert Turek GT-2 | Wykonanie nowego otworu | | kmpl. | | |

**W nakładach inwestycyjnych nie uwzględniono: nowej komory ciepłowniczej na istniejącej sieci.*

***Tabela 2 Zestawienie kosztów technologii Wariantu***

| **Proj. ciepłownia geotermalna TUREK**<br>**Wariant 3: DHE+SPC** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| **STRONA SIECIOWA** | | | | |
| **Materiał** | **Producent** | **Ilość** | **Cena jedn.** | **Cena PLN** |
| **UKŁAD POMP SIECIOWYCH** | | | | |
| Pompa wody sieciowej, np. NK 50-200/2019 (3 szt.)<br>Wraz z przetwornicami częstotliwości, sterownikami do kontroli i sterowania pomp i zestawem czujników, mierników i nadajników do zestawu pomp. | GRUNDFOS | kpl. | | |
| **WYPOSAŻENIE UKŁADU SIECIOWEGO** | | | | |
| Filtrodmulniki, armatura odcinająca ręczna lub z siłownikami, armatura regulacyjna z siłownikami, zawory bezpieczeństwa, zbiorniki rozprężne, zawory spustowe, zbiorniczki odpowietrzające, kompensatory, układ stabilizacji ciśnienia.<br>Urządzenia w klasie ciśnieniowej min. PN16, dostosowane do pracy z wodą o temperaturze 120ºC. | TERMEN, BRAY, AUMA, ARI, TUBES, SIEMENS, TRANTER | kpl. | | |
| **ELEMENTY KONTROLNO-POMIAROWE** | | | | |
| Elektroniczne czujniki (przetworniki) ciśnienia, temperatury oraz przewodności elektrycznej. Przepływomierze lub ciepłomierze ultradźwiękowe.<br>Manometry, termometry tarczowe | WIKA<br>ABB<br>SIEMENS | kpl. | | |
| | | | | |
| **ZESPÓŁ SPRĘŻARKOWYCH POMP CIEPŁA** | | | | |
| Zespół 2 sprężarkowych pomp ciepłą typu solanka/woda składający się z urządzeń podłączonych szeregowo.<br>Typ: OILON P380 SI HC + P300 SU HC+<br>Wyposażone w dedykowaną automatykę, panele dotykowe, detektory freonu. | OILON | 3 kpl. | | |
| | | | | |
| **WYMIENNIKI CIEPŁA** | | | | |
| Wymiennik ciepła woda geotermalna/woda sieciowa<br>o parametrach podstawowych:<br>Q = do ok. 1,70 MW<br>Opory przepływu: do ok. 0,5 bar.<br>Wraz z izolacją termiczną.<br>Klasa ciśnieniowa: min. PN16.<br>Płyty wykonane z tytanu. | TRANTER | 2 kpl. | | |
| | | | | |
| **WYPOSAŻENIE UKŁADU DOCHŁADZACZY POMP CIEPŁA** | | | | |
| Armatura odcinająca ręczna lub z siłownikami, armatura regulacyjna z siłownikami,<br>Urządzenia w klasie ciśnieniowej min. PN16, dostosowane do pracy z wodą o temperaturze 120ºC. | BRAY, IMI | kpl. | | |
| | | | | |
| **RUROCIĄGI, IZOLACJE, MOCOWANIA, PODESTY** | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Rurociągi stalowe (stal czarna kotłowa, np. P235GH), kształtki, izolacje termiczne i antykorozyjne, kołnierze, śruby, uszczelki. | handl. | kpl. | | |
| System mocowań/podwieszeń rurociągów, konstrukcje wsporcze. | handl. | kpl. | | |
| Podesty dostępowe | | kpl. | | |
| | | | **Suma sieć:** | |
| | | | | |
| **UKŁAD POŚREDNI POMP CIEPŁA** | | | | |
| **Materiał** | **Producent** | **Ilość** | **Cena jedn.** | **Cena PLN** |
| **WYMIENNIK CIEPŁA** | | | | |
| Wymiennik ciepła woda geotermalna/woda ciepłownicza<br>o parametrach podstawowych:<br>Q = do ok. 2,40 MW<br>Opory przepływu: do ok. 0,5 bar.<br>Wraz z izolacją termiczną.<br>Klasa ciśnieniowa: min. PN16.<br>Płyty wykonane z tytanu. | TRANTER | 2 kpl. | | |
| **WYPOSAŻENIE INSTALACJI** | | | | |
| Armatura odcinająca ręczna lub z siłownikami, armatura regulacyjna z siłownikami, filtry, zbiorniczki odpowietrzające, czujniki temperatury, zawory spustowe, zawory bezpieczeństwa, naczynie wzbiorcze<br>Urządzenia w klasie ciśnieniowej min. PN16 | BRAY, ARI, BROEN, LOOS, WIKA | kpl. | | |
| Zbiornik buforowy V = 4 m3 | GALMET | 1 kpl. | | |
| Pompy obiegowe układu pośredniego pomp ciepła.<br>V = 58 t/h, H = 40 mH2O | GRUNDFOS | 2 kpl. | | |
| Jednostka sterująca z uzupełnianiem ubytków wody i odgazowaniem, zbiornik podstawowy 300 $dm^3$ oraz zestaw przyłączeniowy. | REFLEX | 1 kpl. | | |
| **ELEMENTY KONTROLNO-POMIAROWE** | | | | |
| Elektroniczne czujniki (przetworniki) ciśnienia, temperatury oraz przewodności elektrycznej, przepływomierze ultradźwiękowe, Manometry, termometry tarczowe. | WIKA<br>ABB<br>SIEMENS | kpl. | | |
| | | | | |
| **RUROCIĄGI, IZOLACJE, MOCOWANIA** | | | | |
| Rurociągi stalowe (stal czarna kotłowa, np. P235GH), kształtki, izolacje termiczne i antykorozyjne, kołnierze, śruby, uszczelki, system mocowań/podwieszeń rurociągów, konstrukcje wsporcze. | | kpl. | | |
| System mocowań/podwieszeń rurociągów, konstrukcje wsporcze. | | kpl. | | |
| | | | **Suma pośr..:** | |
| | | | | |
| **STRONA SOLANKOWA (GEOTERMALNA) W CIEPŁOWNI** | | | | |

| Materiał | Producent | Ilość | Cena jedn. | Cena PLN |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| Obudowa filtracyjna na filtry workowe (ze stali 316Ti), armatura odcinająca ręczna, armatura regulacyjna z siłownikami elektrycznymi (ze stali Hastelloy), kompensatory, zawory bezpieczeństwa. | CHEMTECH, BRAY, AUMA, SIEMENS, ARI | kpl. | | |
| **STABILIZACJA INSTALACJI SOLANKOWEJ** | | | | |
| System stabilizacji i zaazotowania składający się ze zbiornika ciśnieniowego, przepustnic, układu zaazotowania, butli na sprężony azot, armatury i zabezpieczeń. | | kpl. | | |
| **ELEMENTY KONTROLNO-POMIAROWE** | | | | |
| Elektroniczne czujniki (przetworniki) ciśnienia, temperatury oraz przewodności elektrycznej, przepływomierze elektromagnetyczne (Hastelloy lub wyłożenie PTFE).<br>Manometry, termometry tarczowe. | WIKA | kpl. | | |
| **RUROCIĄGI, IZOLACJE, MOCOWANIA** | | | | |
| Rurociągi ze stali nierdzewnej. rurociągi z tworzywa sztucznego (np. tzw. Fiberglass), kształtki, izolacje termiczne, kołnierze, śruby, uszczelki. | | kpl. | | |
| Studnie odwodnieniowe wraz z zaworami i rurociągami odporne na działanie solanki. | | kpl. | | |
| System mocowań/podwieszeń rurociągów, konstrukcje wsporcze. | | kpl. | | |
| | | | **Suma geo:** | |
| | | | | |
| **STRONA SOLANKOWA (GEOTERMALNA) PRZY ODWIERCIE ZATŁ.** | | | | |
| **Materiał** | **Producent** | **Ilość** | **Cena jedn.** | **Cena PLN** |
| **WYPOSAŻENIE HYDRAULICZNE PRZY ODWIERCIE ZATŁ.** | | | | |
| Obudowa filtracyjna na filtry świecowe (ze stali 316Ti), armatura odcinająca ręczna, armatura regulacyjna z siłownikami elektrycznymi (ze stali Hastelloy), przepływomierze elektromagnetyczne (Hastelloy lub wyłożenie PTFE), zawory, czujniki ciśnienia, temperatury. | TERMEN, BRAY, AUMA, ARI, SIEMENS, WIKA | kpl. | | |
| Układ dozowania roztworu kwasu solnego | | kpl. | | |
| **RUROCIĄGI, IZOLACJE, MOCOWANIA** | | | | |
| Rurociągi ze stali nierdzewnej, rurociągi z tworzywa sztucznego (np. tzw. Fiberglass), kształtki, izolacje termiczne, kołnierze, śruby, uszczelki | | kpl. | | |
| System mocowań/podwieszeń rurociągów, konstrukcje wsporcze. | | kpl. | | |
| | | | **Suma geo:** | |
| | | | | |
| **PODŁĄCZENIE DO ISTNIEJĄCEJ SIECI CIEPŁOWNICZEJ (inst. zewn.)** | | | | |
| Rurociągi preizolowane DN200/315 | | ~170 mb | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Armatura odcinająca ręczna oraz z siłownikami, armatura zwrotna, studzienki odwodnieniowe | | kpl. | | |
| | | | **Suma zewn:** | |
| | | | | |
| **POZOSTAŁE** | | | | |
| **Materiał** | **Producent** | **Ilość** | **Cena jedn.** | **Cena PLN** |
| System AKPiA dla całego obiektu | | 1 kpl. | - | |
| System wentylacji obiektu | | 1 kpl. | - | |
| Instalacje sanitarne (wodociągowa, kanalizacje) | | 1 kpl. | - | |
| Instalacje elektryczne | | 1 kpl. | - | |
| Instalacje elektryczne – transformator | | 1 kpl. | - | |
| Instalacje elektryczne – UPS (baterie) | | 1 kpl. | - | |
| | | | **Suma inst.:** | |
| | | | | |
| **Razem materiały CIEPŁOWNIA + ZATŁACZANIE** | | | | |
| | | | | |
| **Robocizna i sprzęt –kwoty materiałów** | | | | |
| | | | | |
| **RAZEM CIEPŁOWNIA MATERIAŁY + ROBOCIZNA** | | | | |

# 4. Wariant technologiczny

## 4.1. Wariant realizacji inwestycji

Wariant – DHE+SPC: wymiennik + sprężarkowe pompy ciepła

Podstawowe cechy:

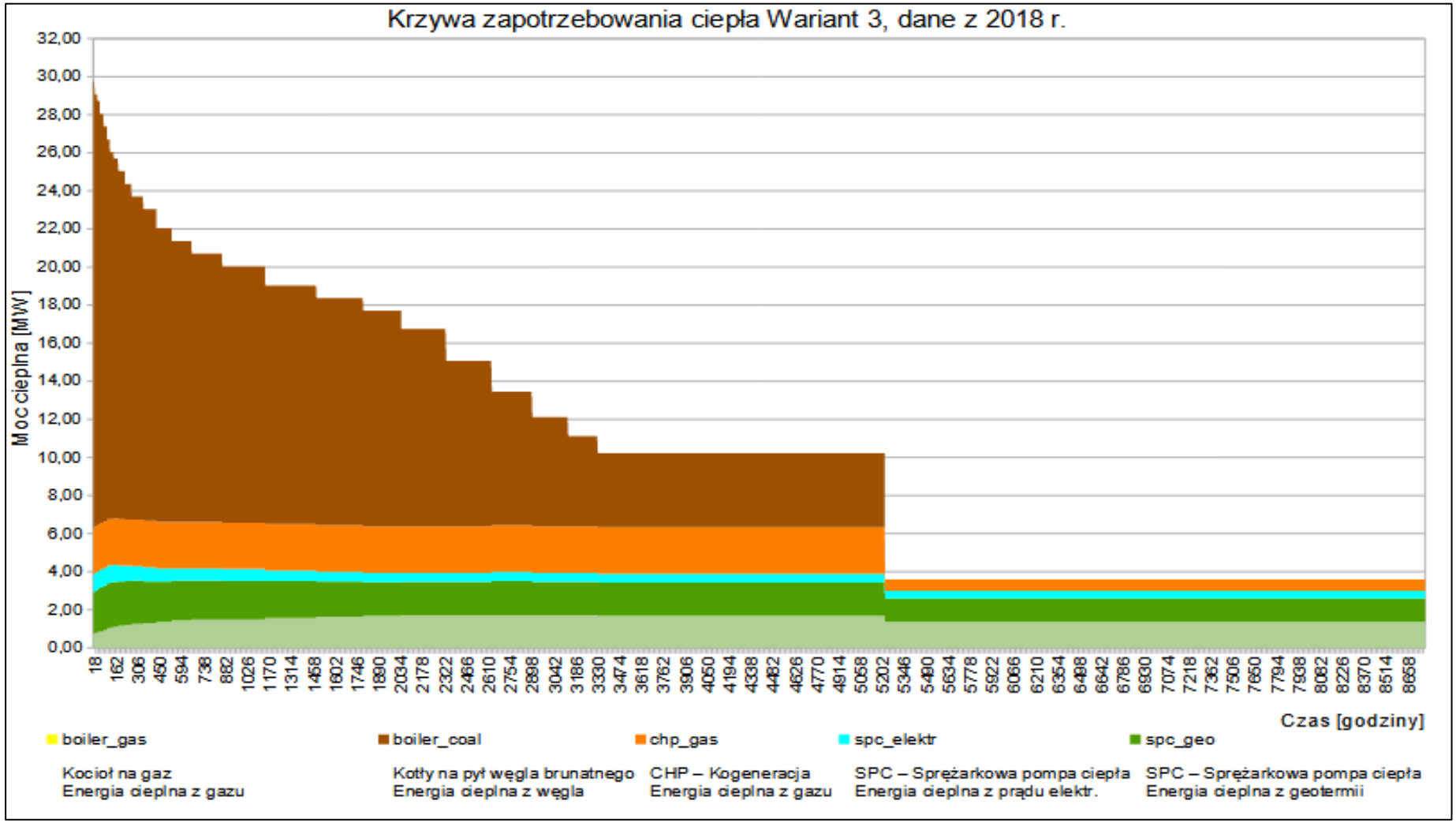
- maksymalne wykorzystanie możliwości odwiertu geotermalnego (schłodzenie solanki z 80°C do ok. 20°C);
- średnia moc cieplna ciepłowni geotermalnej – do ok. 4,3 MWt;
- możliwość wykorzystania energii elektrycznej z planowanej kogeneracji przy ciepłowni GETEC;
- możliwość pracy ciepłowni geotermalnej z mocą od ok. 0,1 do ok. 4,3 MWt (szeroki zakres „modulacji");
- całkowity brak emisji CO2 i brak emisji pyłów w stosunku do źródła węglowego. Ciepłownia jest całkowicie zeroemisyjna;
- w miksie z kogeneracją możliwość uzyskania statusu sieci wysokosprawnej.

***Tabela 3 wskaźniki mocy i produkcji z ciepłowni geotermalnej do uzyskania***

| | **Wariant DHE + SPC** |
|---|---|
| **Moc części geotermalnej projektu (MWt)** | 3,50 |
| **Łączna moc instalacji (MWt)** | 4,30 |
| **Minimalna produkcja ciepła z energią elektryczną do napędu pomp z modułu kogeneracyjnego GETEC (MWh/rok)** | 31 380 |

Minimalna ilość ciepła wytworzona z instalacji geotermalnej 112.968 GJ (31.380 MWh), w tym:

- Odwiert geotermalny bezpośrednio 13.217 MWh,
- Sprężarkowa pompa ciepła 13.993 MWh,
- Energia elektryczna do napędu pompy ciepła zamieniana na ciepło 4.170 MWh.




***Rysunek 12 Krzywa zapotrzebowania ciepła, dane 2018 rok***

***Tabela 1 Zestawienie koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych***

| Zakres / rodzaj robót | Uwagi | Wartość /podstawa | Jedn. | Wskaźnik PLN / m2 lub jedn. | Koszt PLN (netto) |
|---|---|---|---|---|---|
| **BUDOWA BUDYNKU CIEPŁOWNI GEOTERM.** | | | | | |
| Budynek ciepłowni i instalacje nietechnologiczne | W tym zakres ogólnobudowlany i instalacji podstawowych nietechnologicznych (wod-kan, elektryczne nN, zasilanie obiektu, wentylacji, c.o., etc.), wraz z rezerwa wskaźnikową ok. 25%. Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.3.004 | | m2 pow. netto | | |
| Technologia ciepłownicza w obrębie budynku | Wg odrębnego zestawienia w ramach opracowania | | | | |
| Rurociąg ciepłowniczy z Ciepłowni Geotermalnej do miejsca wpięcia do sieci ciepłowniczej | Dwie rury stalowe preizolowane DN125 z robocizną | | PLN/mb | | |
| Instalacje specjalistyczne i obsługi technologii ciepła | W tym AKPiA, słaboprądowe, system pomiaru jakości wody termalnej i stabilizacji ciśnienia, układ przyłącza wody termalnej, konstrukcje stalowe wsporcze rurociągów technologicznych, etc. Ocena własna na bazie analogicznych projektów. | | PLN | | |
| Elementy dodatkowe / Wyposażenie + rezerwa | Ponadnormatywne, nie ujęte we wskaźnikach wznoszenia budynków. W tym wyposażenie specjalistyczne nieinstalacyjne, meble, urządzenia, suwnice, etc. | | PLN | | |
| **ZAGOSPODAROWANIE TERENU** | | | | | |
| Nawierzchnie utwardzone | Dotyczy połączenia budynku z istniejącymi nawierzchniami. | | m2 | | |
| Zasilanie elektroenergetyczne | Przyjęto przyłącz na podst. przykładowej umowy przyłączeniowej. Nie wliczono | | | | |
| Przyłącz gazu, w tym stacja red.-pomiar. | Przyjęto przyłącz na podst. przykładowej umowy przyłączeniowej | | | | |
| Sieć uzbrojenia terenu (nowa) | Związana z realizacją budynku - przyłącz wody, kanalizacja sanitarna, kable elektryczne nN, kanalizacja opadowa, etc. Wartość jako wskaźnik wzgl. kosztu realizacji budynku ciepłowni z instalacjami bez technologii | | PLN | | |
| Pompa głębinowa w odwiercie | Wraz z technologią obsługującą i osprzętem, falownikami, zasilaniem | | kmpl. | | |
| Rekultywacja terenu | Zieleń urządzona, nawierzchnie trawiaste, etc. | | m2 | | |
| Wygrodzenie terenu | Siatka przemysłowa, słupki, podwaliny, furty, bramy; Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.12 | | mb | | |
| Rezerwa wskaźnikowa | Ocena własna | | PLN | | |
| **POMPOWNIA GEOTERMALNA** | | | | | |
| Budynek pompowni i instalacje nietechnologiczne | W tym zakres ogólnobudowlany i instalacji podstawowych nietechnologicznych (wod-kan, elektryczne nN, zasilanie obiektu, wentylacji, etc.), wraz z rezerwa | | m2 pow. netto | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | wskaźnikową ok. 15%.<br>Na podstawie kompilacji BISTYP BCOI.3.004 | | | | |
| Instalacja technologiczna zatłaczania wody geotermalnej | Instalacja technologiczna (montaż pomp, filtrów świecowych, armatury max DN200), wyposażenie, rezerwa | | kmpl. | | |
| **PRZYŁĄCZA GEOTERMALNE** | | | | | |
| Rurociągi na wodę geotermalną z odwiertu GT-1 do ciepłowni | Rura fiberglass np. DN150, światłowód | | mb | | |
| Rurociągi na wodę geotermalną z ciepłowni do odwiertu zatłaczającego GT-2 | Rura fiberglass np. DN150, światłowód , zakres łączny odcinka dzielony pomiędzy ciepłownia a stacją pompowni oraz odcinka pomiędzy pompownią a odwiertem) | | mb | | |
| Rurociąg tranzytowy do przepłukiwania pomiędzy GT-1 a GT-2 | Rura fiberglass np. DN150, | | mb | | |
| Rurociągi zrzutu awaryjnego za zaworami bezpieczeństwa | Rura fiberglass np. DN150, | | mb | | |
| **ODWIERTY GEOTERMALNE** | | | | | |
| Odwiert Turek GT-2 | Rekonstrukcja istniejącego otworu | | kmpl. | | |

**W nakładach inwestycyjnych nie uwzględniono: nowej komory ciepłowniczej na istniejącej sieci.*