



Zastąpienie dwóch kotłowni jedną z zastosowaniem kogeneracji

Opracował: mgr inż. Wiesław Olasek

Olsztyn 2021 rok

Spis treści

1.	Wprowadzenie	2
2.	Bilans energii	3
3.	Parametry przyjęte do analizy	5
4.	Uproszczony schemat ideowy modernizacji	6
5.	Kotłownia szczytowa	7
6.	Dobór agregatu kogeneracyjnego	8
7.	Parametry techniczne i eksploatacyjne agregatów kogeneracyjnych	10
8.	Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP 496 kW	12
8.1.	Parametry agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 496 kW	12
8.2.	Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP o mocy 496 kWe	14
8.3.	Analiza efektywności finansowej inwestycji z CHP o mocy 496 kWe	19
9.	Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP 263 kW	21
9.1.	Parametry agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 263 kW	21
9.2.	Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP o mocy 263 kWe	22
9.3.	Analiza efektywności finansowej inwestycji z CHP o mocy 263 kWe	27
10.	Podsumowanie i wnioski końcowe	29
11.	Załączniki	33

1. Wprowadzenie

Poprzedni artykuł poświęcony zastosowaniu kogeneracji podczas modernizacji ciepłowni w przedsiębiorstwie energetyki ciepłej (dalej PEC) dotyczył prostego przypadku. Muszę jednak przyznać, że intuicyjne podejście do problemu podpowiadało zupełnie inne rozwiązania. Dla wielu osób uzyskana efektywność finansowa inwestycji była pewnym zaskoczeniem.

W artykułach oraz seminariach i warsztatach, które prowadzę, a także podczas spotkań z inwestorami wielokrotnie podkreślam, że w ogromnej większości przypadków możliwe jest zastosowanie wysokosprawnej gazowej kogeneracji, jednak czy jej zastosowanie jest w danym przypadku opłacalne pokazuje dopiero analiza efektywności ekonomicznej i finansowej. Intuicja bywa tu często zawodna.

Na podstawie przeprowadzonych w ostatnim okresie analiz modernizacji PEC mogę stwierdzić, że im mniejsza ciepłownia tym trudniejsza jest analiza efektywności.

Opisywany poniżej przypadek jest o tyle ciekawy, że dotyczy wykonania jednej ciepłowni na bazie istniejących dwóch starych lokalnych ciepłowni i zastosowania wysokosprawnej gazowej kogeneracji. Obie ciepłownie wchodziły w skład jednego systemu ciepłowniczego. Dalsze utrzymanie dwóch oddzielnych ciepłowni nie ma ekonomicznego uzasadnienia.

W skład obecnego systemu grzewczego wchodziły dwie kotłownie:

- kotłownia K1 wyposażona w gazowy kocioł o mocy 625 kW;
- kotłownia K2 posiada cztery kotły węglowe, każdy o mocy 700 kW.

Kotłownia K1 wykorzystywana jest jedynie w okresie letnim do produkcji ciepła na potrzeby ciepłej wody użytkowej (cwu). W okresie zimowym kotłownia K2 zaopatruje odbiorców w ciepło do ogrzewania i na potrzeby cwu.

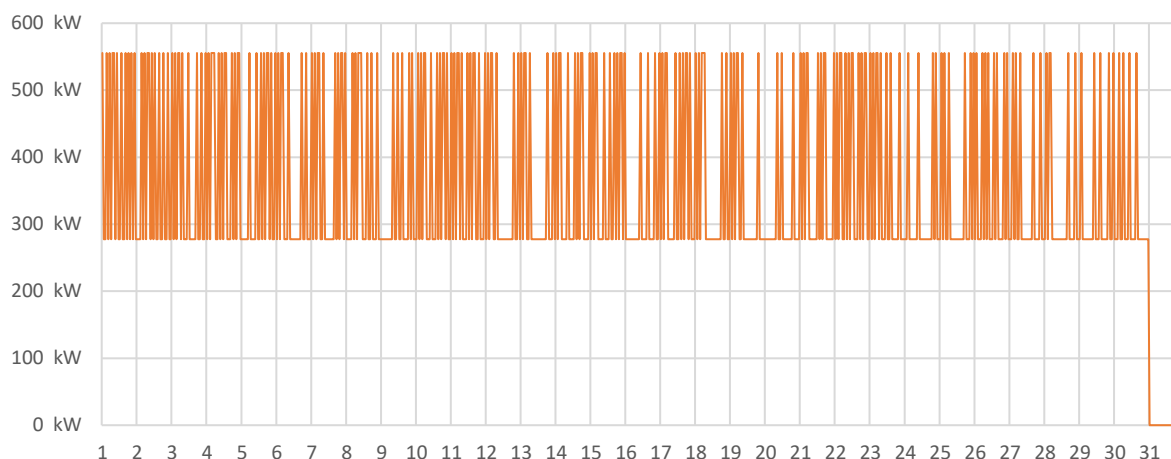
Załącznik 1¹ pokazuje obciążenie cieplne w roku bazowym w obu kotłowniach łącznie.

Można wyróżnić trzy okresy:

- od 1 stycznia do 7 maja włącznie – okres zimowego ogrzewania oraz produkcji cwu
- od 8 maja do 24 września – praca kotłowni K1 na potrzeby cwu
- od 25 września do 31 grudnia – okres zimowego ogrzewania oraz produkcji cwu

Profil produkcji ciepła w okresie letnim (pokazany poniżej we fragmencie w czerwcu) wynika z pracy palnika oraz z tego, że wykorzystywane są 3 zasobniki ciepłej wody (każdy po 3 m³), które są sukcesywnie ładowane w zależności od poboru cwu.

¹ Dla uzyskania lepszej czytelności część wykresów została zamieszczona w załącznikach.



Rys. 1 Praca kotłowni na potrzeby cwu w czerwcu

Uwaga: opracowanie profilu obciążenie cieplnego kotłowni nastroczało spore kłopoty ze względu na sposób dokonywania pomiarów produkcji ciepła oraz metodyki centralnego zbierania danych z poszczególnych kotłowni. Można jednak przyjąć, że chociaż dane wejściowe obarczone są pewnymi niedoskonałościami pomiarów to uzyskane wyniki pozwalają na dokonanie analiz z należytą starannością.

2. Bilans energii

Energia cieplna

W roku bazowym, w obu kotłowniach łącznie, wyprodukowano i sprzedano energii cieplnej:

➤ Kotłownia K1	1 071,39 MWh	co stanowiło	17,61% całości
➤ Kotłownia K2	5 011,54 MWh	co stanowiło	82,39% całości
➤ Razem	6 284,13 MWh		

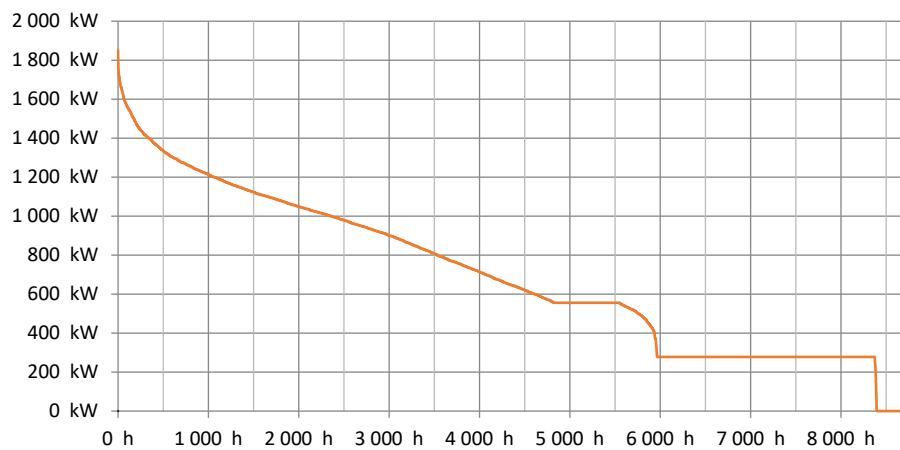
Na podstawie danych uzyskanych od Inwestora **cena produkcji ciepła** w poszczególnych kotłowniach była następująca:

➤ Kotłownia K1	65,41 zł/GJ		
➤ Kotłownia K2	52,76 zł/GJ		
➤ Średnia ważona	54,99 zł/GJ	co odpowiada	197,95 zł/MWh

Na podstawie danych uzyskanych od Inwestora **cena sprzedaży ciepła** w poszczególnych kotłowniach była następująca:

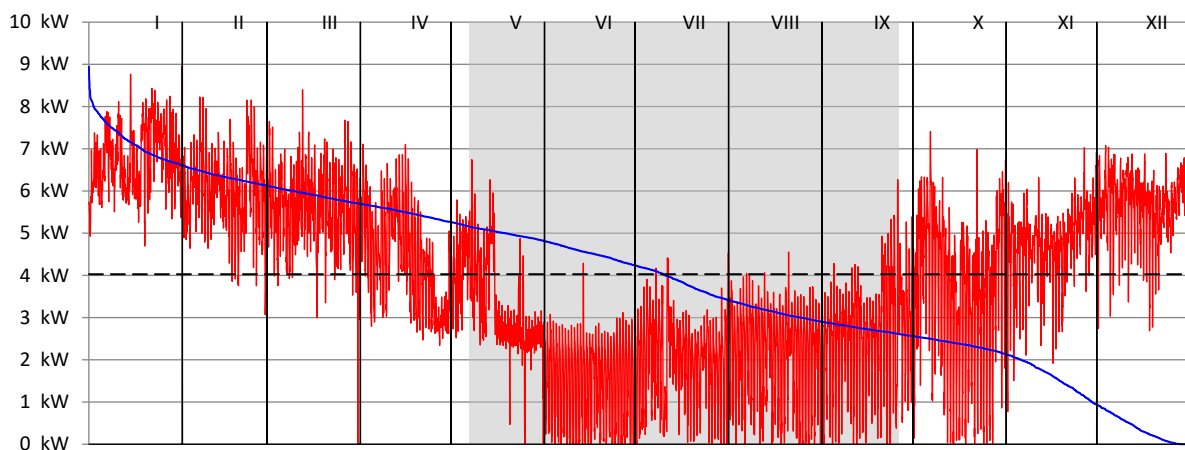
➤ Kotłownia K1	154,97 zł/GJ		
➤ Kotłownia K2	59,14 zł/GJ		
➤ Średnia ważona	76,01 zł/GJ	co odpowiada	273,65 zł/MWh

Na podstawie uzyskanych pomiarów określony został wykres uporządkowany profilu produkcji ciepła.

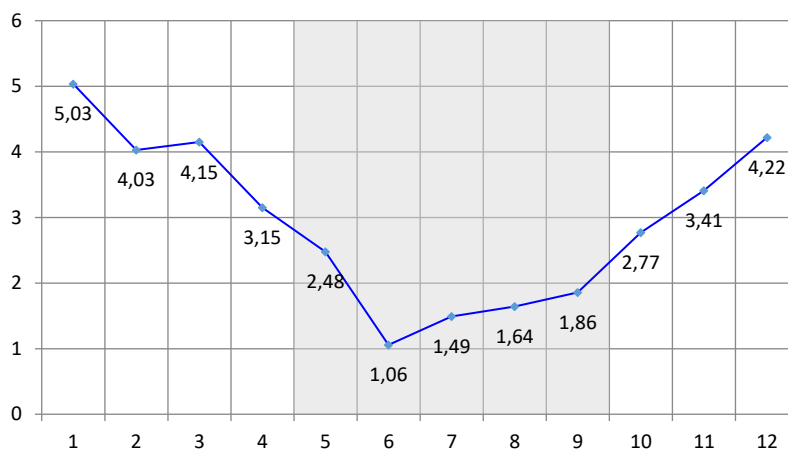


Rys. 2 Wykres uporządkowany produkcji ciepła

Energia elektryczna



Rys. 3 Roczny profil zakupu prądu – godzinowy i uporządkowany



Rys. 4 Miesięczny rozkład zużycia prądu MWh/mc

Kolorem szarym zaznaczono na obu wykresach okres letni.

W roku bazowym zakupiono 35,28 MWh prądu w cenie **537,81 zł/MWh** – cena z kosztami dystrybucji.

Nie jest dla nas ważne jaka byłaby opłacalność instalacji CHP w roku ubiegłym czy dwa lata temu. Interesuje nas opłacalność w roku bieżącym i w kolejnych latach. Dlatego do obliczeń przyjęto taryfę obowiązującą w 2021 roku wraz z obowiązującymi zmianami w opłatach, w tym opłatę mocową.

3. Parametry przyjęte do analizy

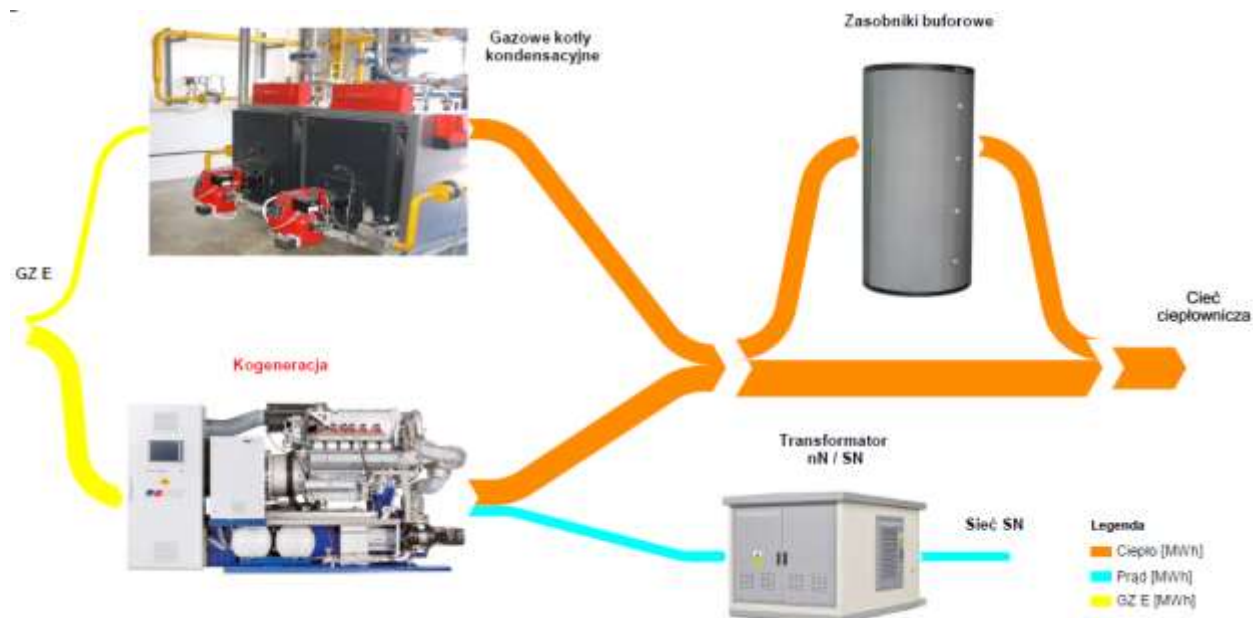
Do analizy przyjęto następujące warunki finansowe:

Wszystkie ceny i koszty są	netto
Okres życia projektu	15 lat
Stopa dyskontowa	1,15% (jest to stopa bazowej powiększona o marżę 100 punktów bazowych – UOKiK, obowiązująca od 01.03.2021 r)
Średni kurs EUR wg. NBP	4,4892 zł/€ (19.02.2021)
Wysokość premii gwarantowanej ²	148,49 zł/MWh
Współczynnik konwersji dla wskazanej lokalizacji	11,281 kWh/Nm ³
Cena zakupu dodatkowego prądu po modernizacji	1 014,16 zł/MWh
Cena odsprzedaży nadwyżek prądu z CHP	250,00 zł/MWh
Średnia ważona cena produkcji ciepła w roku bazowym	197,95 zł/MWh
Średnia ważona cena wytworzenia ciepła po modernizacji	178,46 zł/MWh
Cena gazu ziemnego dla określonego wolumenu	120,00 zł/MWh (wg zapytania)
Wskaźnik emisji polskich sieci elektroenergetycznych za 2020 r.	0,758 Mg CO ₂ /MWh

² Premia gwarantowana, jak wiele innych wskaźników związanych z energetyką, a kogeneracją w szczególności, podlega ciągłym aktualizacjom. Premia gwarantowana jest następnicą żółtych certyfikatów i tak jak one są niejednoznaczne i ciągle modyfikowane. Do analiz przyjęta została wartość określona w rozporządzeniu MKiŚ (Dz.U.2020.1914 z dnia 2020.10.30)

4. Uproszczony schemat ideowy modernizacji

Na podstawie bilansu energii, po przeprowadzonej wielowariantowej analizie proponuje się wykonanie nowej technologii kotłowni, której uproszczony schemat ideowy pokazany jest poniżej.



Rys. 5 Uproszczony schemat ideowy

Podstawowym źródłem energii elektrycznej i cieplnej ma być agregat kogeneracyjny. Prąd z CHP wykorzystywany będzie na potrzeby własne a nadwyżki kierowane będą do sieci elektroenergetycznej.

Dokładnie przeanalizowane będą dwa warianty pracy:

1. z CHP o mocy elektrycznej 496 kW
2. z CHP o mocy elektrycznej 263 kW

W obu wariantach ciepło z CHP kierowane jest bezpośrednio do sieci ciepłowniczej, a nadwyżki energii cieplnej gromadzone są w buforach. W przypadku zwiększonego zapotrzebowania na moc cieplną: w pierwszej kolejności rozładowywane są bufory, a przy dalszym zwiększonym poborze następuje włączenie gazowego kotła kondensacyjnego. W okresie zimowym oraz w okresie przerw serwisowych CHP gazowe kotły kondensacyjne stanowią główne źródło ciepła i pokrywają cały zakres potrzebnej mocy.

Moc cieplna pierwszego CHP wynosi 600 kW i jest zbyt duża na potrzeby w okresie letnim. Dlatego przewiduje się pracę tego agregatu tylko w okresie zimowym.

Drugi agregat kogeneracyjny został dobrany w taki sposób, żeby mógł pracować przez cały rok. W przypadku zmniejszonego poboru cwu w okresie letnim automatyka kotłowni ma umożliwić pracę CHP jedynie w wyznaczonych strefach czasowych w ciągu doby.

5. Kotłownia szczytowa

Trudno zgodzić się z teorią, że projektowanie lub analizy efektywności energetycznej i finansowej można wykonywać w oderwaniu od konkretnych urządzeń. Na etapie realizacji inwestycji można rozważać zastąpienie podanych w analizach urządzeń innymi modelami i producentami, jednak zawsze trzeba mieć na uwadze, że mają to być urządzenia „równoważne”, głównie pod względem standardu, efektywności energetycznej, sprawności. Ważne są także aspekty ekologiczne.

Podstawowa charakterystyka dobranego kotła na podstawie karty katalogowej:

- Sprawność znormalizowana: do 98% (H_s)
- Duża trwałość i wysokie bezpieczeństwo eksploatacji dzięki odpornym na korozję powierzchniom grzewczym Inox-Crossal wykonanym ze stali nierdzewnej;
- Bardzo skuteczne przekazywanie ciepła i wysoki stopień kondensacji dzięki powierzchni grzewczej Inox-Crossal;
- Efekt samoczyszczenia dzięki gładkiej powierzchni ze stali nierdzewnej;
- Spalanie z niską emisją zanieczyszczeń dzięki niskiemu obciążeniu i przelotowej formie komory spalania;
- Palnik promiennikowy MatriX o wysokiej wydajności i zwartej konstrukcji do szczególnie cichej i nieuciążliwej dla środowiska eksploatacji w zakresie modulacji do 1:6;
- Łatwe wstawienie do pomieszczenia technicznego dzięki dzielonej konstrukcji;
- 2 króćce wody powrotnej zapewniają optymalne pod względem kondensacji połączenie hydrauliczne;
- Prosty w obsłudze regulator z kolorowym wyświetlaczem dotykowym;
- Zintegrowana sieć WLAN do złącza serwisowego;

Zakres znamionowej mocy cieplnej 80/60 °C	156/938	kW
Obciążenie cieplne (Q_n)		
- max	952	kW
- min	159	kW
Dopuszczalna temperatura robocza	95	°C
Dopuszczalna temperatura na zasilaniu	110	°C
Max temperatura robocza	90	°C

Szacunkowy koszt dwóch kotłów z podstawowym wyposażeniem

518 444 zł.

6. Dobór agregatu kogeneracyjnego

Kilka poprzednich artykułów poświęconych było budowie, zasadzie działania oraz rodzajom pracy agregatów kogeneracyjnych, więc tym razem nie będziemy tych treści powtarzać.

Problemy dopasowania produkcji ciepła do zmiennego zapotrzebowania można rozwiązać przez jego akumulację. W okresie, kiedy zapotrzebowanie u odbiorców jest mniejsze od produkcji w układzie skojarzonym nadmiar ciepła akumuluje się w zasobniku gorącej wody. W okresie, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest większe niż jego produkcja, brakującą ilość ciepła pobiera się z zasobnika. W przypadku, gdy ilość ciepła zakumulowana w zasobniku byłaby niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania ciepła u odbiorców należy uruchomić dodatkowo źródło szczytowe. Oczywiście, za każdym razem musi być wykonany bilans energii elektrycznej i cieplnej i to nie tylko w zakresie mocy, ale i energii w czasie.

Przy większych mocach CHP sporym problemem staje się akumulacja nadwyżek ciepła.

W analizowanym przypadku przyjmujemy, że agregat będzie pracował w trybie Full Load.

Jednym z problemów jakie stoją przed Inwestorem jest wybór agregatu kogeneracyjnego. Zdarzają się sprzedawcy, którzy oferując swoje urządzenie przyjmują do określenia efektywności energetycznej i opłacalności inwestycji czas pracy CHP równy 8.760 godzin w ciągu roku. Agregat kogeneracyjny, jak każdy silnik spalinowy, musi podlegać przeglądom, konserwacji oraz planowym remontom. Jak każde urządzenie podlega również awariom. Każdy przegląd CHP lub naprawa wiąże się z jego wyłączeniem i odczekaniem aż ostygnie i dopiero wtedy możliwe jest wykonywanie wszelkich prac serwisowych.

W związku z powyższym w większości analiz przyjmowany jest wstępnie czas pracy CHP w ciągu roku **8.250 godzin**.

Przyjęcie takiego czasu pracy CHP w ciągu roku jest zgodne z wartością statystyczną takiego parametry CHP jak dyspozycyjność.

Dyspozycyjność określona jest następującym wzorem:

$$D = (\tau_o - (\tau_p + \tau_{np})) / \tau_o$$

gdzie:

τ_o – możliwy roczny czas pracy CHP

τ_p – roczny czas planowanych wyłączeń

τ_{np} – roczny czas nieplanowanych wyłączeń

Dla tłokowych silników spalinowych o mocy od 80 do 800 kW przyjmuje się wartość dyspozycyjności 94,5%, natomiast dla mocy powyżej 800 kW przyjmuje się wartość 91,20%.

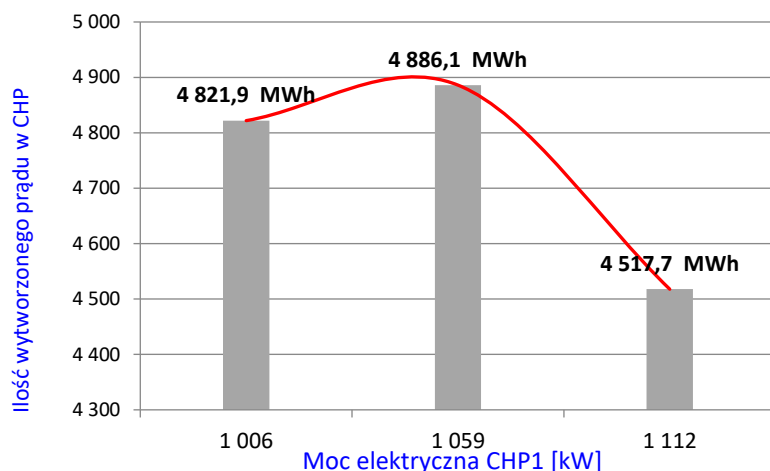
Przyjęty czas pracy CHP **8.250 godzin/rok** odpowiada współczynnikowi dyspozycyjności odpowiednio **94,18%**.

Dobór agregatu kogeneracyjnego można podzielić na dwa etapy:

- określenie optymalnej mocy niezależnie od dostępnego typoszeregu;
- wybór określonego modelu.

Metoda optymalizacji mocy CHP opisana została w moich artykułach dostępnych na stronie <http://dotacje-ue.com.pl/do-pobrania/>.

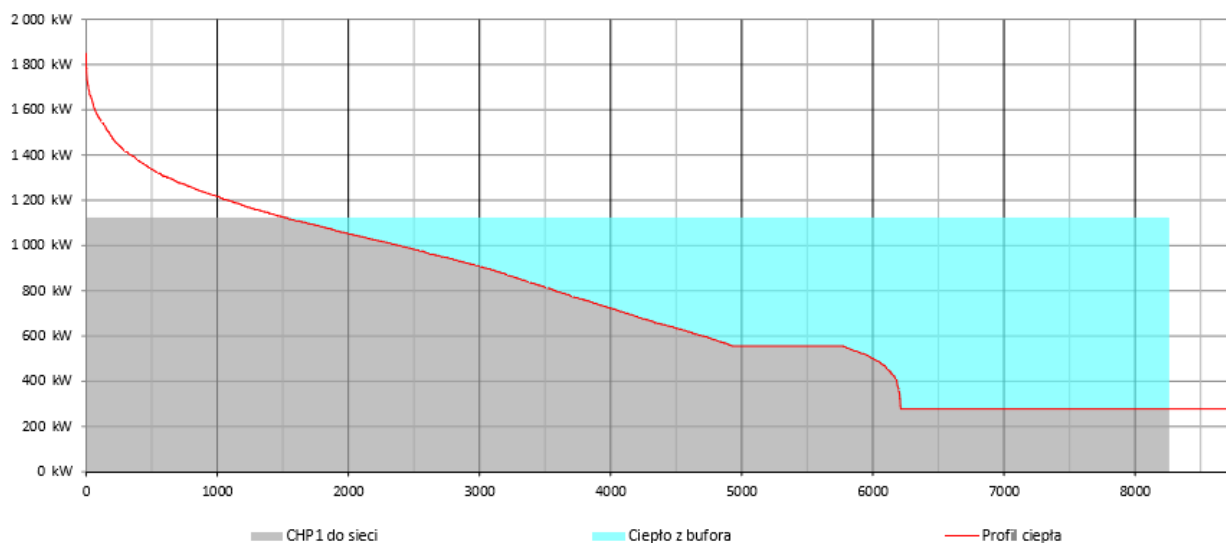
Dysponując profilem godzinowym zapotrzebowania na moc ciepłą wykonany został wykres uporządkowany. Przyjmując margines $\pm 5\%$ dla CHP mniejszego i większego od optymalnego określamy moc CHP, przy której uzyskamy największą ilość energii z kogeneracji (zakładając, że CHP ma pracować wyłącznie na potrzeby odbiorców).



Rys. 6 Optymalna moc CHP

Największą ilość energii cieplnej (4.886,10 MWh/rok) uzyskujemy dla CHP o mocy cieplnej 1.059 kW. Dysponując odpowiednią bazą danych agregatów kogeneracyjnych różnych firm można przyjąć, że najbliższe moce elektryczne CHP odpowiadające optymalnej mocy cieplnej zawierają się w granicach od 999 kW do 1.124 kW.

Poniżej pokazany został wykres pracy CHP o mocy elektrycznej 999 kW i mocy cieplnej 1.124 kW.



Rys. 7 Profil zapotrzebowania na moc ciepłą i praca CHP o mocy elektrycznej 999 kW

Godzinowy układ pokrycia potrzeb ciepła pokazuje załącznik 2.

Jak widać na załączniku 3, już od marca większość ciepła na sieć pobierana by była z buforów.

Gdyby system pracował w trybie ET byłby to doskonały agregat do potrzeb prądu.

Wniosek z powyższej analizy jest taki, że nie zawsze to co intuicyjne wydaje się najbardziej korzystne i co pokazuje wykres uporządkowany jest najlepszym rozwiązaniem w konkretnym przypadku.

Tryb pracy HT jest trudny do zrealizowania ze względu na sterowanie pracą silnika w funkcji zmieniającego się obciążenia cieplnego sieci.

Dlatego w dalszej części analizowana jest praca CHP w trybie Full Load dwóch agregatów kogeneracyjnych:

- mocy elektrycznej 496 kW i cieplnej 600 kW
- mocy elektrycznej 263 kW i cieplnej 390 kW

7. Parametry techniczne i eksploatacyjne agregatów kogeneracyjnych

Wbrew pozorom rynek agregatów kogeneracyjnych nie jest taki duży jak by się mogło wydawać.

Określenie „producent” agregatu kogeneracyjnego w polskich warunkach nie jest jednoznaczne. Trudno byłoby wskazać polską firmę, która zajmuje się pełną kompletacją CHP. Uważam, że prawdziwym mianem producenta należałoby określić firmę, która dostarcza w jednym komplecie, na wspólnej ramie, silnik spalinowy, generator oraz niezbędne do pracy wyposażenie.

Dysponując „surową” wersją agregatu, na kolejnym etapie produkcji (często już w Polsce) następuje dobrojenie urządzenia, wyposażenie w odpowiednią automatykę, wymienniki ciepła i inne elementy wynikające z zamówienia. Inna jest kompletacją agregatu pod standardowe potrzeby w trybie pracy ET, inna pod absorpcję, a zupełnie inna pod poligenerację z produkcją pary.

Przy wielu producentach i dystrybutorach, jak się dobrze przyjrzeć specyfikacji urządzenia okazuje się, że wiele firm korzysta z tych samych silników i generatorów. Wielu producentów ogranicza swój typoszereg do kilku podstawowych urządzeń o maksymalnej mocy elektrycznej około 560 kW. W Polsce, ze względów formalnych, podstawowymi agregatami są urządzenia o mocy elektrycznej ok. 500 kW oraz 999 kW (prawo do premii gwarantowanej a wcześniej do żółtych certyfikatów).

Z punktu widzenia przeciętnego użytkownika przy doborze agregatu warto zwracać uwagę na kilka podstawowych parametrów:

- Pojemność silnika [dm³]
- Obciążenie na jednostkę pojemności kW/dm³
- Temperatura spalin
- Monitorowanie temperatury spalin w każdym cylindrze
- Obracające się zawory

- Turbosprężarki – olej w układzie dolotowym
- Agregat wyprodukowany i przetestowany przez producenta silnika
- Możliwość uczestniczenia przedstawiciela inwestora w testach końcowych CHP
- Globalny serwis agregatu
- Ilość cylindrów
- Ilość operacji związanych ze świecami na rok (wymiana / regulacja)
- Rewizja pozwalająca na szybką wymianę zestawu tłok/cylinder
- Układ antystukowy
- Dodatkowy elektryczny układ smarowania
- Możliwość pracy na 250 NOx
- Zużycie oleju g/kWh
- Zużycie glikolu na rok
- Powierzchnia wlotu cieczy chłodzącej [mm²]
- Energochłonność systemu
- Możliwość zakupu zamiennych świec zapłonowych
- Wspólna, zintegrowana platforma sterowania i nadzoru
- Otwarty sterownik umożliwiający serwisowanie innym firmom
- Bezpośredni dostawca
- Integracja serwisu oraz otwartość na szkolenie
- Ilość stałych punktów serwisowych zobligowanych do reakcji serwisowej
- Dostępność do dokumentacji projektowej

Wiele z przytoczonych parametrów ma wpływ np. na „wyżyłowanie” silnik. Zależy nam na spokojnej i stabilnej pracy silnika, co w znaczący sposób wpływa na jego żywotność. Pracujący spokojnie silnik jest mniej wrażliwy np. na ewentualne zabrudzenia intercoolera, na wyższą temperaturę zewnętrzną oraz na niższą zawartość metanu.

Monitorowanie temperatury spalin w każdym cylindrze jest niezbędnym narzędziem diagnostycznym zabezpieczającym przed poważnymi awariami głowic.

Obracające się zawory zmniejszają ryzyko uszkodzenia gniazda zaworowego.

Większość awarii i kosztów serwisu jest związanych z pojedynczym cylindrem (głowice, zawory, świece, tłoki, cylindry, korbowody). Im większa ilość cylindrów tym większe prawdopodobieństwo awarii, wyższe koszty serwisu oraz dłuższy czas serwisu.

Każdy profesjonalny silnik przemysłowy wyposażony jest w rewizję pozwalającą na szybką wymianę zestawu tłok/cylinder. W znacznym stopniu skraca to czas potrzebny na wymianę elementów i nie ma potrzeby zdejmowania miski olejowej.

Dodatkowy elektryczny układ smarowania ma znaczenie w przypadku nagłych zatrzymań silnika. Można wtedy uruchomić dodatkowy układ napędzany pompą elektryczną i wychłodzić turbosprężarkę oraz inne podzespoły silnika. Przed uruchomieniem silnik jest dodatkowo smarowany, aby zmniejszyć zużycie podzespołów do minimum.

Zużycie oleju mówi o dokładności wykonania silnika i spasowaniu jego elementów. Ma ono też bezpośredni wpływ na koszty eksploatacji.

Im większa powierzchnia przyłącza wlotu cieczy chłodzącej tym mniejsza prędkość liniowa cieczy chłodzącej, a zatem im mniejsza prędkość liniowa cieczy tym mniejsze zużycie bloku i cały układ chłodzenia pracuje na mniejszych „obrotach”. Również im większa jest delta T tym przepływ cieczy przez silnik jest mniejszy i układ chłodzenia pracuje na mniejszych „obrotach”. Różnice pomiędzy silnikami bywają bardzo duże.

Podstawowymi elementami eksploatacyjnymi w silnikach są świece i olej. Niektóre firmy uzależniają gwarancję od stosowania tylko ich materiałów eksploatacyjnych. Należy zapewnić sobie możliwość samodzielnego zakupu rekomendowanych materiałów eksploatacyjnych lub ich zamienników.

W interesie inwestora jest dokonanie zakupu agregatu kogeneracyjnego od generalnego dystrybutora lub jego bezpośredniego partnera (wszystko zależy od polityki i struktury sprzedaży firmy). Niektóre firmy dysponują jedynie rozbudowanym działem sprzedaży bez zaplecza technicznego na odpowiednim poziomie.

8. Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP 496 kW

8.1. Parametry agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 496 kW

Mając na uwadze wysoka jakość urządzeń, niezawodność, rozsądne koszty eksploatacji oraz serwis na terenie Polski do analizy przyjęto agregat kogeneracyjny z silnikiem firmy Liebherr.

Podstawowe parametry rekomendowanego agregatu kogeneracyjnego:

Model	MP 600 L-CU	
Silnik producent	Liebherr	
Model silnika	G 9512	
Ilość cylindrów	12	
Prądnica producent	Marelli	
Prądnica model	MJB 355 MB4	
Moc max kVA	800 kVA /640 kW	
Moc w paliwie max	1 290	kW
Moc elektryczna przy $\cos\phi = 1$	496	kW
Moc cieplna max	600	kW
Spr. elektryczna	38,40	%
Spr. cieplna	46,50	%
Sprawność całkowita	84,90	%
Temperatura spali	475	°C
Spaliny gorące	2 747	kg/h

Przyłącze gazu	DN 50	
Przyłącze ogrzewania	DN 80	
Wyjście spalin	DN 250	
Nominalne zużycie gazu	125,68	Nm ³ /h
- co odpowiada	1,42	MWh/h
Czas międzyserwisowy	1 500	meth
Średnioroczna przerwa serwisowa	64	h
Czas pracy CHP ³	4 958	h/rok
Roczne zużycie gazu przez CHP	623 121	Nm ³
- co odpowiada	7 029	MWh/rok
Średnia prognozowana cena gazu	1,35	zł/Nm ³
- co odpowiada	120,00	zł/MWh
Szacunkowy koszt gazu do CHP	843 532	zł/rok
<u>Produkcja prądu i ciepła</u>		
Prąd z CHP na potrzeby własne	26,02	MWh/rok
Prąd z CHP oddany do sieci	2 433,15	MWh/rok
Razem	2 459,17	MWh/rok
Ciepło z CHP	2 956,20	MWh/rok
Razem prąd i ciepło z CHP	5 415,37	MWh/rok
Średnioroczna cena eksploatacji CHP ⁴	43,80	zł/mth
Koszt emisji gazów do atmosfery	889	zł/rok
Średnia cena energii z CHP	196,03	zł/MWh
- co odpowiada	54,45	zł/GJ
Jednostkowy wskaźnik emisji CO₂	171,34	kg/MWh

³ wynikający z profilu pracy oraz uwzględniający przerwy serwisowe

⁴ Cena nie obejmuje gazu

8.2. Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP o mocy 496 kW

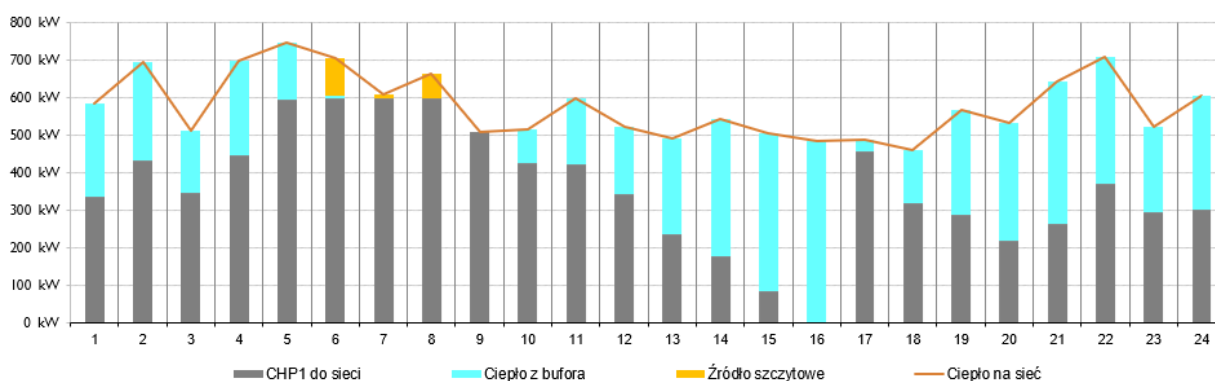
Podstawą wykonania analizy efektywności energetycznej i finansowej kogeneracji jest profil godzinowego obciążenia dla całego roku, który dla CHP o mocy cieplnej 600 kW pokazuje załącznik 4. Jeśli „powiększymy” profil maja (załącznik 5) to widać, że CHP kończy pracę w dniu 7 maja.

Należy zwrócić uwagę na ciepło z CHP oddawane bezpośrednio do sieci oraz ciepło z bufora. Z obu wykresów widać, że przez cały rok pracuje gazowa kotłownia szczytowa.

Żeby w pełni zrozumieć pracę systemu grzewczego należy się dodatkowo wyjaśnienie.

Otóż, przy mocy cieplnej CHP 600 kW i pracy typu FL nie jest możliwe bieżące wykorzystanie całości energii cieplnej na potrzeby sieci. Ponieważ nie mamy możliwości oddziaływania na chwilową moc CHP, więc nadwyżki energii są magazynowane w buforach. Okazuje się, że gdybyśmy wszystkie nadwyżki ciepła odprowadzali do buforów to pojemność buforów musiałyby być bardzo duża a i tak trudno byłoby racjonalnie rozładować zgromadzoną w nich energię cieplną. Dlatego wprowadzono ograniczeni pracy CHP w okresie letnim i zimowym.

CHP podczas pracy, w sposób ciągły, przekazuje energię cieplną do sieci a nadwyżkami ładuje bufor. W przypadku zwiększonego (ponadnormatywnego) zapotrzebowania na energię cieplną cały czas mamy do dyspozycji gazową kotłownię szczytową, która pokryje wszelkie ewentualne chwilowe niedobory mocy.



Rys. 8 Praca systemu w dniu 1 maja

Jak widać na powyższym wykresie, nawet 1 maja, nastąpiłoby włączenie kotła szczytowego. Pracę kotłów szczytowych w ciągu roku pokazuje załącznik 6.

Załącznik 4 i 6 pokazuje także przerwy serwisowe w ciągu roku.

Wyprzedzając trochę kolejność analizy – jako źródło szczytowe dobrane zostały dwa gazowe kotły kondensacyjne, każdy o mocy nominalnej 938 kW i mocy minimalnej 156 kW.

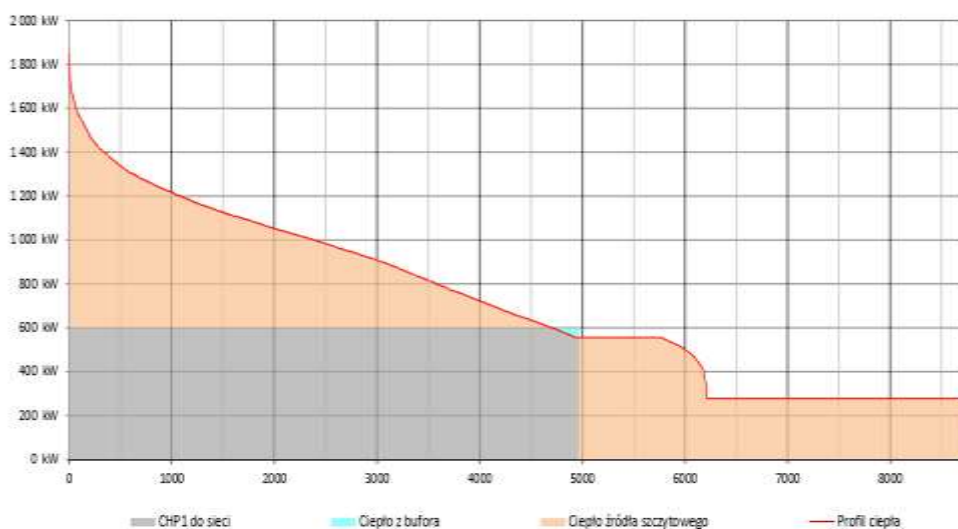
Dobierając urządzenia należy przyjmować wartości maksymalne obciążenia. Pewnym uproszczeniem jest przyjęcie rozpoczęcia pracy systemu grzewczego z CHP na dzień 1 stycznia. Równie dobrze mógłby to być każdy inny dzień. Ze względu na przyjęty tryb pracy CHP, w ciągu roku omawiany agregat miałby trzy przeglądy serwisowe. Trzeba mieć także świadomość, że w każdym kolejnym roku eksploatacji przegląd będzie wypadał w innym okresie. Terminy serwis-

wania będą się przesuwwały w czasie. Z pewnością taki przegląd wypadnie także w okresie zimowym, podczas silnych mrozów, czyli największego obciążenia. O ile przegląd serwisowy możemy trochę „przeciagnąć” to na stany awaryjne nie mamy wpływu. Dlatego moc źródła szczytowego musi zapewniać całkowite pokrycie zapotrzebowania na ciepło w takich warunkach ekstremalnych.

Ważną informacją przy doborze CHP jest okres pracy, liczony w motogodzinach, pomiędzy kolejnymi przeglądami serwisowymi. Producenci bardzo różnie podchodzą do tego zagadnienia. Zwykle określają okres między przeglądami na 1 500 – 2 000 mth. Zdarzają się przypadki skrajne, takie jak 800 mth i ponad 3 000 mth. W pierwszym przypadku (800 mth) można liczyć się z niską ceną zakupu CHP oraz relatywnie wysoką ceną usług serwisowych (choćby ze względu na ich częstotliwość) – zdecydowanie nie zaleca się korzystania z takich „okazji”. Nie wspominamy tu o ewentualnej wymianie dobrych świec na równie dobre ale nowe.

Jeśli uwzględnimy przyjęte ograniczenia czasowe pracy CHP w ciągu roku oraz w ciągu doby to okaże się, że CHP będzie pracował jedynie **4 958 mth**. Wykorzystanie ciepła zgromadzonego w buforze też będzie niewielkie.

Najlepiej widać to na wykresie uporządkowanym obciążenia cieplnego.

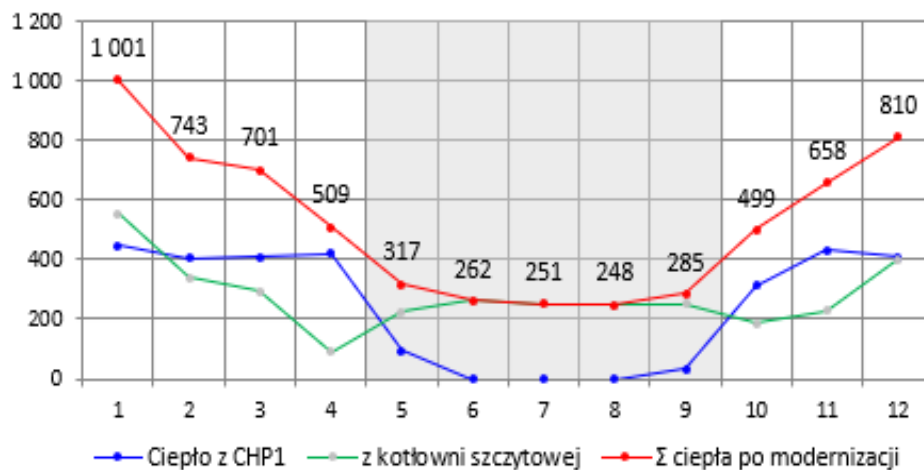


Rys. 9 Wykres uporządkowany pracy CHP o mocy cieplnej 600 kW

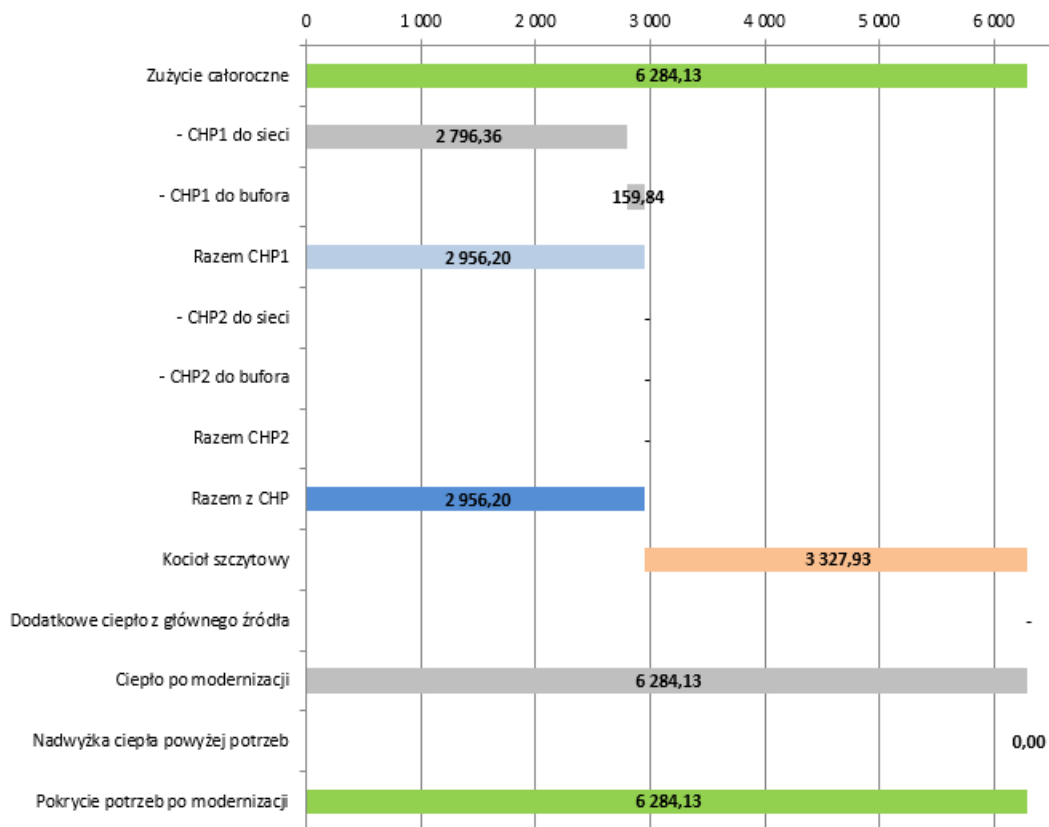
Zapotrzebowanie na ciepło do sieci pokrywane jest:

- | | |
|---------------------------------|------------------|
| ➤ z CHP | 2.956,20 MWh/rok |
| ➤ z gazowej kotłowni szczytowej | 3.327,93 MWh/rok |
| ➤ Razem | 6.284,13 MWh/rok |

Ponieważ CHP pracuje w sposób ciągły na poziomie mocy nominalnej niezbędne jest wykorzystanie buforów do gromadzenia chwilowych nadwyżek ciepła. Praca kotła gazowego, a szczególnie kondensacyjnego jest elastyczna w szerokim zakresie mocy i bufor można wykorzystać do poprawy płynności pracy systemu ciepłowniczego.



Rys. 10 Miesięczne pokrycie zapotrzebowania na ciepło MWh/mc



Rys. 11 Bilans ciepła MWh/rok

Koszty ogrzewania po modernizacji

Źródło ciepła	Ilość [MWh/rok]	Udział	Cena [zł/MWh]	Koszt [zł/rok]
CHP1	2 956,20	47,04%	196,03	579 512
Źródło szczytowe	3 327,93	52,96%	153,42	510 585
Razem	6 284,13	100%		1 090 097

Średnia ważona cena ciepła po modernizacji	173,47 zł/MWh	
- co odpowiada	48,19 zł/GJ	
Koszt ciepła w roku bazowym	1 243 973	zł/rok
Koszt ciepła po modernizacji	1 090 097	zł/rok
Oszczędności na ciepłe	153 876	zł/rok

Bilans prądu

Zużycie prądu w roku bazowym	35,28	MWh/rok
Prąd z CHP na potrzeby własne	26,02	MWh/rok
Prąd zakupiony z sieci na potrzeby własne	9,26	MWh/rok
Prąd z CHP oddany do sieci	2 433,15	MWh/rok

Koszty prądu po modernizacji

Koszt zakupu prądu w roku bazowym	18 974	zł/rok
Koszt zakupu prądu na potrzeby własne po modernizacji	5 101	zł/rok
Koszt zakupu prądu z sieci po modernizacji	5 333	zł/rok
Razem koszt prądu po modernizacji	10 434	zł/rok
		zł/rok
Koszt wytworzenia prądu przekazanego do sieci	476 977	zł/rok
Przychód ze sprzedaży prądu do sieci	608 287	zł/rok

Zysk na wytworzeniu prądu po modernizacji **139 850** **zł/rok**

Przedstawiona powyżej efektywność energetyczna uwzględnia gazową kotłownię szczytową i w tym zakresie sprawa jest oczywista. Najwięcej kontrowersji jest przy analizie efektywności finansowej.

Jeśli obliczenia wykonywane są jedynie na podstawie faktur za prąd i ciepło to taka „analiza” jest nic niewarta. Dość skomplikowaną sprawą analityczną jest uwzględnienie w pracy CHP przerw serwisowych, a jeszcze większym problemem jest wprowadzenie okresów pracy CHP w ciągu roku oraz dobowych stref czasowych.

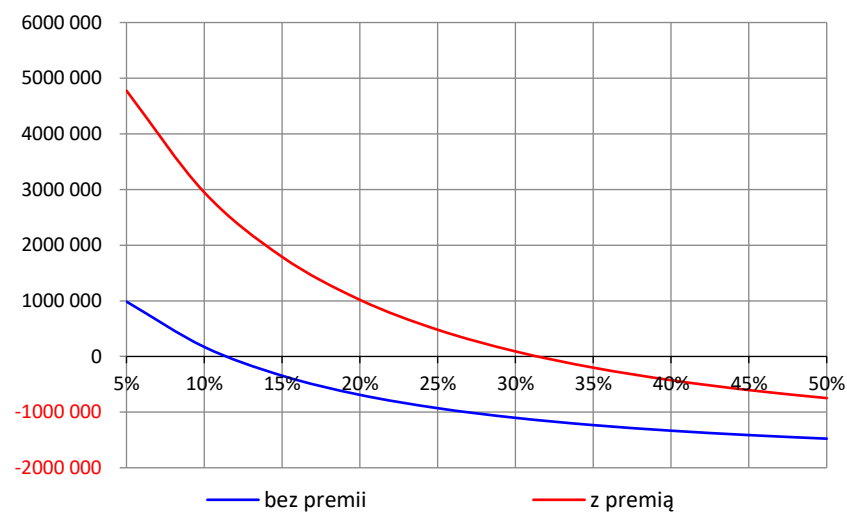
Żeby uzyskać dobre wskaźniki sprzedawcy urządzeń przyjmują często do kalkulacji jedynie koszty agregatu kogeneracyjnego.

Na ile różnią się takie analizy pokazane zostanie w dalszej części opracowania.

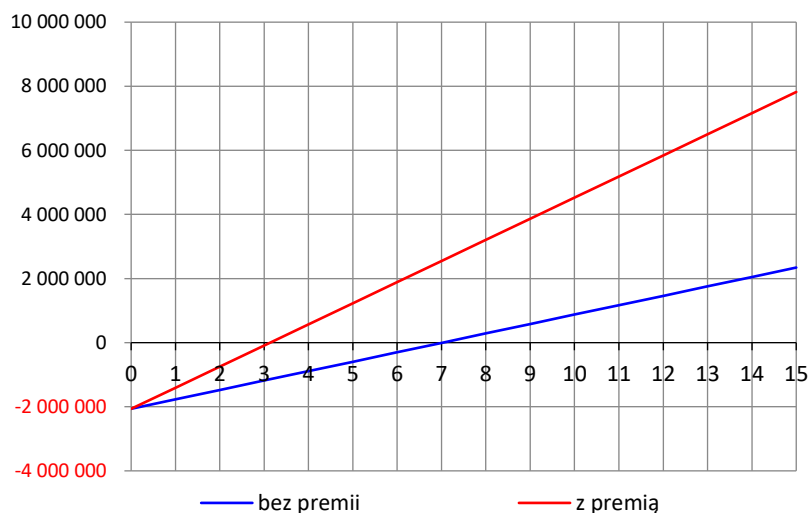
Koszt agregatu kogeneracyjnego	1 582 892	zł
Koszt gazowego kotła szczytowego	480 046	zł
Razem	2 062 938	zł

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe	153 876	153 876	zł/rok
Oszczędność na prądzie	139 850	139 850	zł/rok
Premia gwarantowana		365 162	zł/rok
Razem	293 726	658 888	zł/rok

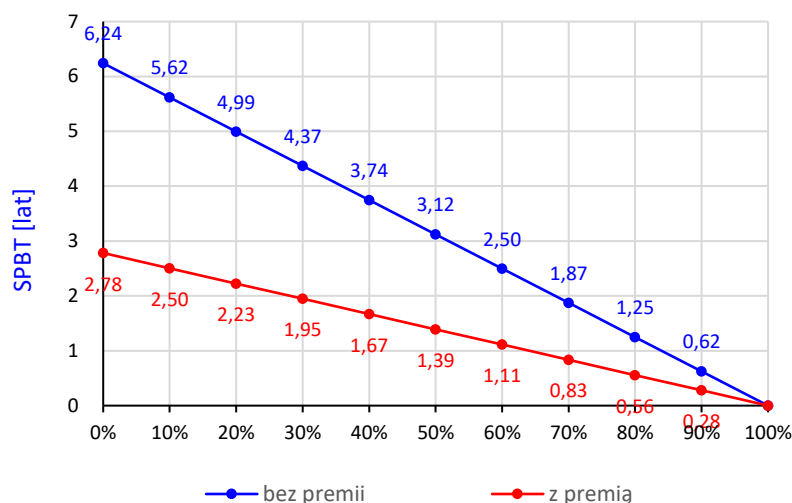
Prosty okres zwrotu SPBT	7,02	3,13	lat
Bieżąca wartość netto NPV	1 962 718	6 967 433	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	11,43%	31,41%	



Rys. 12 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 13 Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)



Rys. 14 SPBT w funkcji wysokości dotacji (bez kosztów finansowych)

8.3. Analiza efektywności finansowej inwestycji z CHP o mocy 496 kW

Gdyby poprzestać na analizie efektywności finansowej samej kogeneracji i kotłów szczytowych to wynik jest bardzo obiecujący zarówno w przypadku uzyskania premii gwarantowanej jak i bez premii.

Premia gwarantowana jest upolitycznionym instrumentem finansowym i z pewnością w trakcie przygotowywania i realizacji inwestycji będzie się zmieniać (potwierdzają to ostatnie lata). Najbezpieczniej będzie przyjąć wartości średnie wskaźników efektywności finansowej.

Wspomniane już było, że analizowana inwestycja to nie tylko agregat kogeneracyjny i kotły gazowe.

Najczęściej nie wykonuje się kompleksowej analizy energetycznej i finansowej lub studium przedinwestycyjnego i za podstawę do wydatkowania milionów złotych wystarczają jakieś hipotetyczne wskaźniki.

Jeśli zależy nam na rzetelnym podejściu do oceny efektywności inwestycji to musimy uwzględnić pozostałe koszty związane z przygotowaniem i realizacją inwestycji.

Szacunkowe koszty inwestycji bez kosztów finansowych⁵ wynoszą **3 754 336 zł**.

Ważną kwestią jest harmonogram przygotowania i realizacji inwestycji oraz oczekiwany okres czerpania korzyści z systemu ciepłowniczego:

- początek realizacji inwestycji 2022 rok
- pierwsza premia gwarantowana 2023 rok

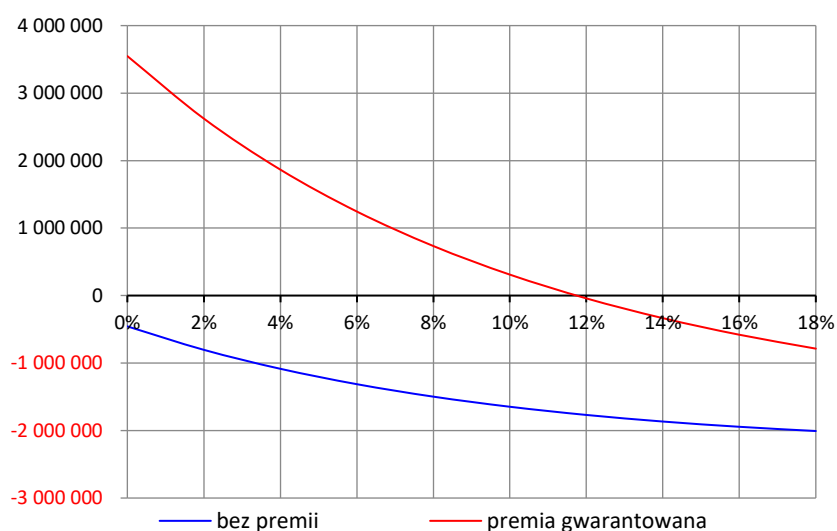
Na podstawie intensywności eksploatacji CHP wyliczono, że w roku będą trzy przerwy serwisowe, a remont kapitalny wystąpi **po 8 latach** eksploatacji. Przyjęto, że koszt remontu kapitalnego wyniesie 70% kosztu nowego agregatu kogeneracyjnego.

⁵ Do kosztów finansowych zaliczamy koszty związane z pozyskaniem kredytu i jego spłaty

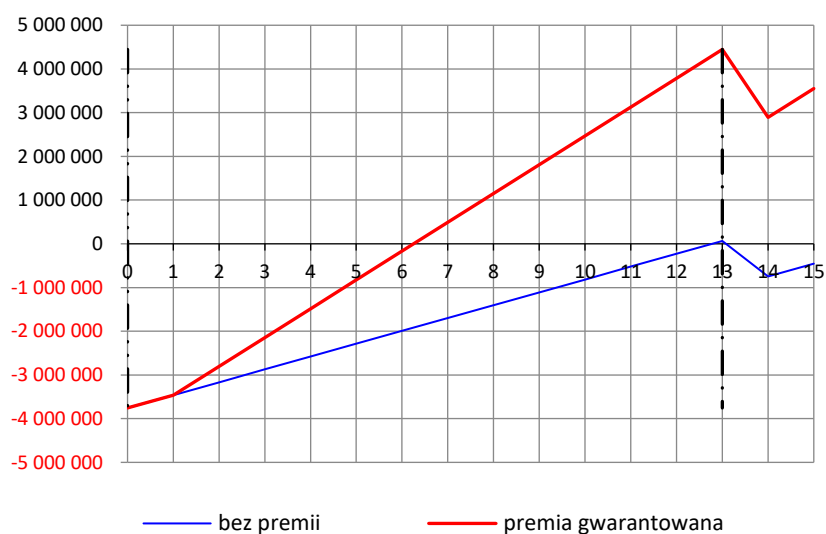
Wskaźniki efektywności finansowej inwestycji:

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe	153 876	153 876	zł/rok
Oszczędność na prądzie	139 850	139 850	zł/rok
Premia gwarantowana		365 162	zł/rok
Razem	293 726	658 888	zł/rok

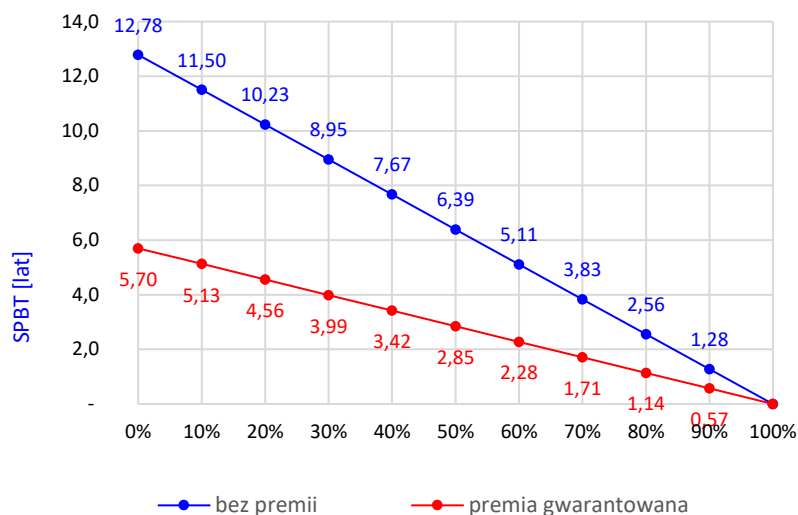
Prosty okres zwrotu SPBT	≥12 ÷ 13	≥6 ÷ 7	lat
Bieżąca wartość netto NPV	-672 799	3 026 787	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	-2,11%	11,75%	



Rys. 15 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 16 Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)



Rys. 17 SPBT w funkcji wysokości dotacji (bez kosztów finansowych)

9. Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP 263 kW

9.1. Parametry agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 263 kW

Wiele firm ogranicza maksymalną moc swoich agregatów kogeneracyjnych „od góry” kończąc typoszereg na trochę powyżej 500 kW. Inne produkują agregaty o mocach zaczynających się od kilkuset kW zwykle jest to około 500 kW. Tak mamy i w tym przypadku.

Podstawowe parametry drugiego (mniejszego) agregatu kogeneracyjnego są następujące:

Silnik producent	MAN	
Model silnika	E3262 E302	
Ilość cylindrów	12	
Prądnica model	LSA 46.3 L10	
Moc pozorna przy $\cos\phi = 0,8$	325 kVA	
Moc w paliwie max	693	kW
Moc elektryczna przy $\cos\phi = 1$	263	kW
Moc cieplna max	390	kW
Spr. elektryczna	38,00	%
Spr. cieplna	56,20	%
Sprawność całkowita	94,20	%
Nominalne zużycie gazu	69,30	Nm ³ /h
- co odpowiada	0,78	MWh/h
Czas międzyserwisowy	1 500	mth

Średnioroczna przerwa serwisowa	64	h
Czas pracy CHP ⁶	8 440	h/rok
Roczne zużycie gazu przez CHP	584 892	Nm ³
- co odpowiada	6 598	MWh/rok
Średnia prognozowana cena gazu	1,35	zł/Nm ³
- co odpowiada	120,00	zł/MWh
Szacunkowy koszt gazu do CHP	791 780	zł/rok
Prąd z CHP na potrzeby własne	34,05	MWh/rok
Prąd z CHP oddany do sieci	2 185,67	MWh/rok
Razem	2 219,72	MWh/rok
Ciepło z CHP	3 119,22	MWh/rok
Razem prąd i ciepło z CHP	5 338,94	MWh/rok
Średnioroczna cena eksploatacji CHP ⁷	43,80	zł/mth
Koszt emisji gazów do atmosfery	835	zł/rok
Średnia cena energii z CHP	217,70	zł/MWh
- co odpowiada	60,47	zł/GJ
Jednostkowy wskaźnik emisji CO₂	215,16	kg/MWh

9.2. Analiza efektywności energetycznej i finansowej CHP o mocy 263 kW

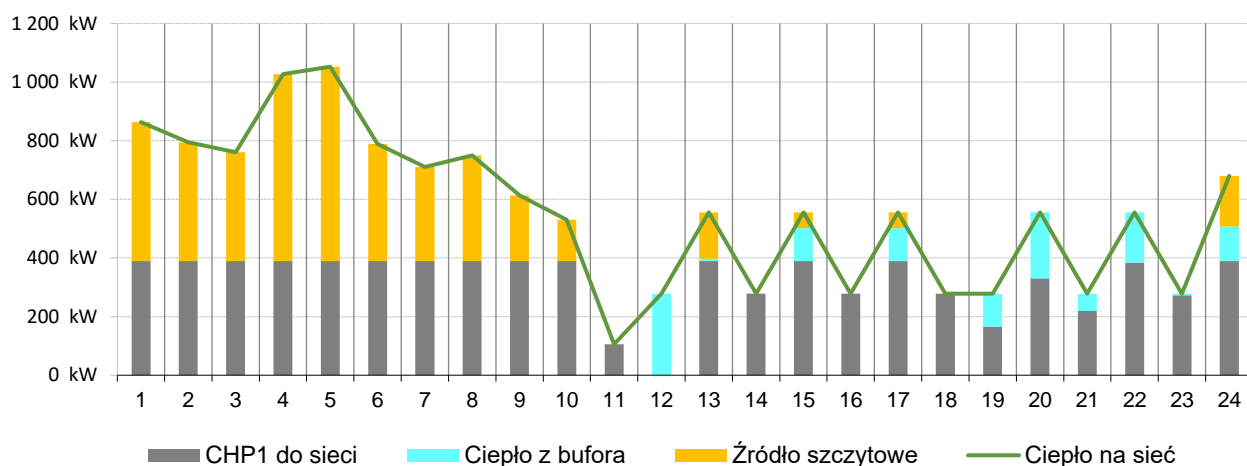
Jak wspomniano wcześniej podstawą wykonania analizy efektywności energetycznej i finansowej kogeneracji jest profil godzinowego obciążenia dla całego roku, który dla CHP o mocy cieplnej 390 kW pokazuje załącznik 7.

Godzinowe pokrycie zapotrzebowania na moc cieplną CHP o mocy cieplnej 390 kW w maju pokazuje załącznik 8.

W odróżnieniu od poprzedniego wariantu analizowany agregat pracuje przez cały rok.

⁶ wynikający z profilu pracy oraz uwzględniający przerwy serwisowe

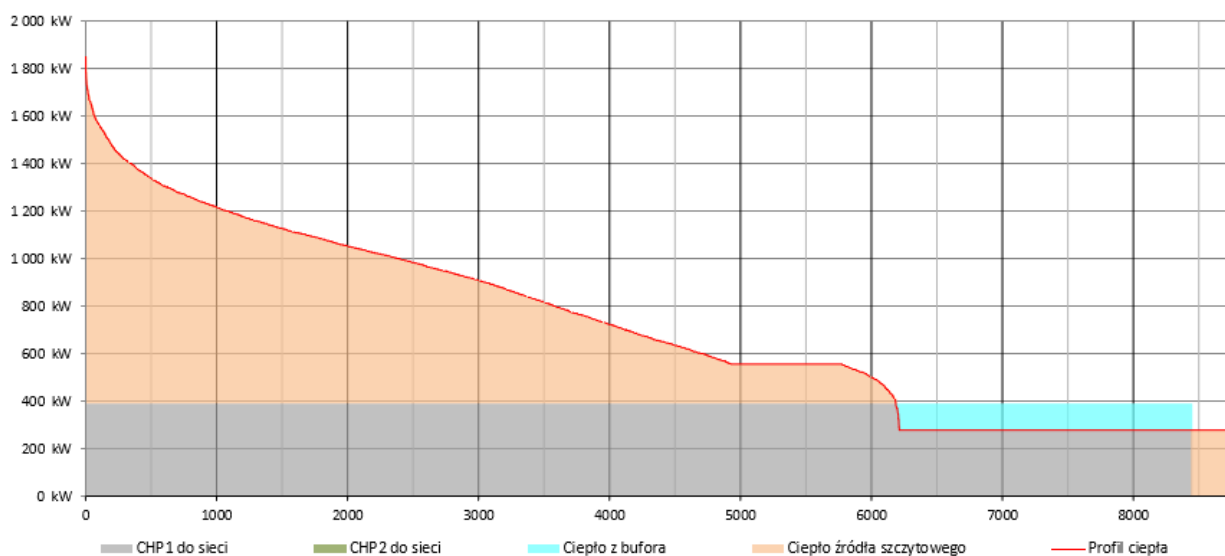
⁷ Cena nie obejmuje gazu



Rys. 18 Praca systemu w dniu 7 maja

Pracę kotłowni szczytowej w ciągu roku pokazuje załącznik 9.

Dla przyjętego, tak jak poprzednio, okresu między przeglądami 1 500 mth, należy się liczyć nie z trzema, ale z pięcioma przerwami serwisowymi w ciągu roku. CHP będzie pracował w ciągu roku **8 440 mth**. Pewna część ciepła będzie sukcesywnie gromadzona w buforze.

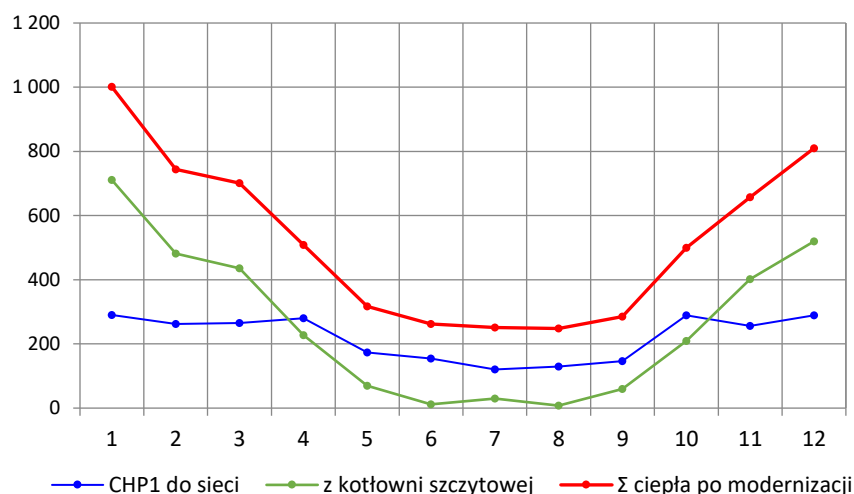


Rys. 19 Wykres uporządkowany pracy CHP o mocy cieplnej 600 kW

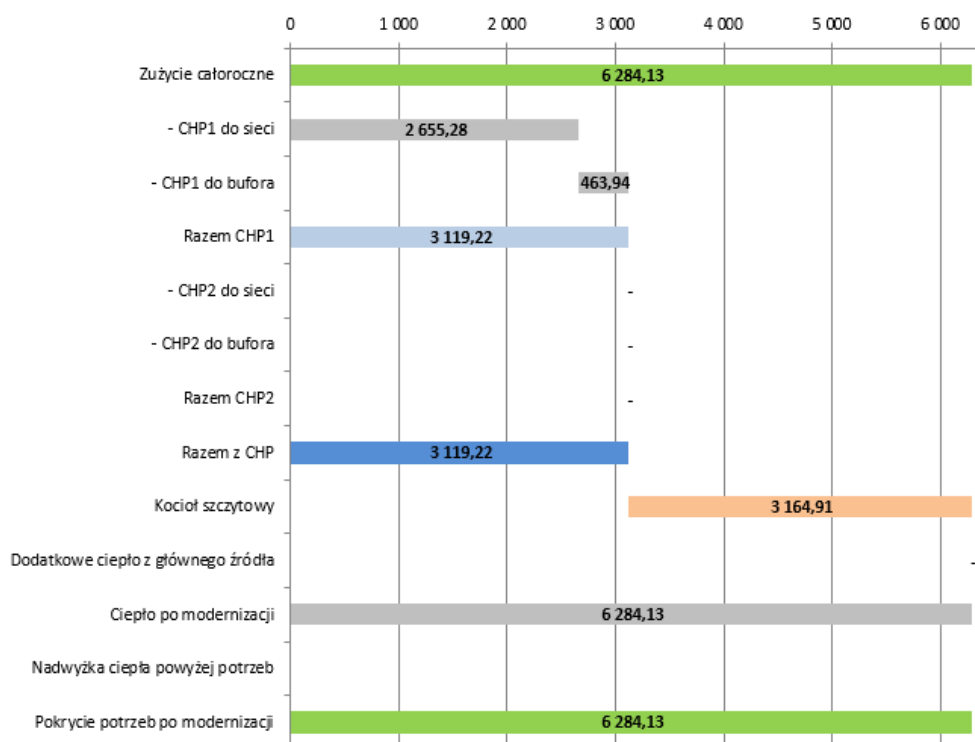
Zapotrzebowanie na ciepło pokrywane jest:

- z CHP 3 119,22 MWh/rok
- z gazowej kotłowni szczytowej 3 164,91 MWh/rok
- **Razem** **6 284,13 MWh/rok**

Ponieważ CHP pracuje w sposób ciągły na poziomie mocy nominalnej niezbędne jest wykorzystaniem buforów do gromadzenia chwilowych nadwyżek ciepła. Z powyższego zestawienia widać, że CHP i szczytowa kotłownia gazowa zapewniają ciepło prawie idealnie po 50%.



Rys. 20 Miesięczne pokrycie zapotrzebowania na ciepło MWh/mc



Rys. 21 Bilans ciepła MWh/rok

Koszty ogrzewania po modernizacji

Źródło ciepła	Ilość [MWh/rok]	Udział	Cena [zł/MWh]	Koszt [zł/rok]
CHP1	3 119,22	49,64%	217,83	679 452
Źródło szczytowe	3 164,91	50,36%	153,42	485 573
Razem	6 284,13	100%		1 165 026

Średnia ważona cena ciepła po modernizacji

185,39 zł/MWh

- co odpowiada

51,50 zł/GJ

Koszt ciepła w roku bazowym	1 243 973	zł/rok
Koszt ciepła po modernizacji	1 165 026	zł/rok
Oszczędności na ciepłe	78 948	zł/rok

Bilans prądu

Zużycie prądu w roku bazowym	35,28	MWh/rok
Prąd z CHP na potrzeby własne	34,05	MWh/rok
Prąd zakupiony z sieci na potrzeby własne	1,23	MWh/rok
Prąd z CHP oddany do sieci	2 185,67	MWh/rok

Koszty prądu po modernizacji

Koszt zakupu prądu w roku bazowym	18 974	zł/rok
Koszt zakupu prądu na potrzeby własne po modernizacji	7 417	zł/rok
Koszt zakupu prądu z sieci po modernizacji	1 248	zł/rok
Razem koszt prądu po modernizacji	8 668	zł/rok

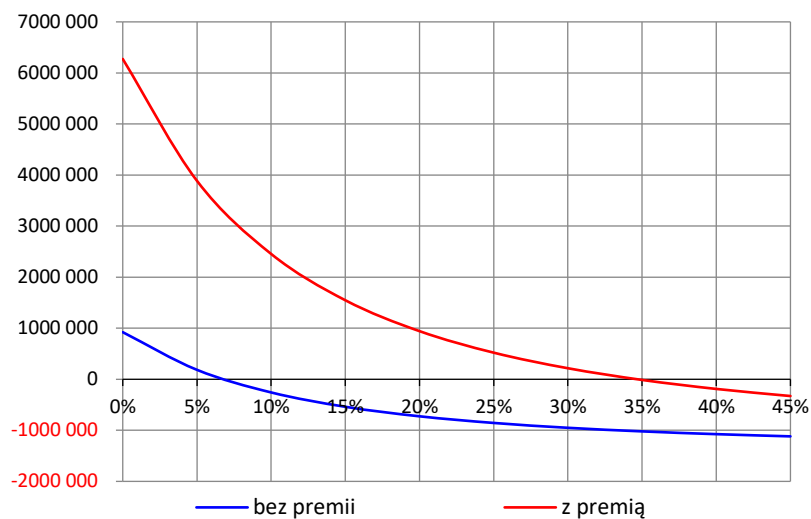
Koszt wytworzenia prądu przekazanego do sieci	476 099	zł/rok
Przychód ze sprzedaży prądu do sieci	546 417	zł/rok

Zysk na wytworzeniu prądu po modernizacji **80 627** **zł/rok**

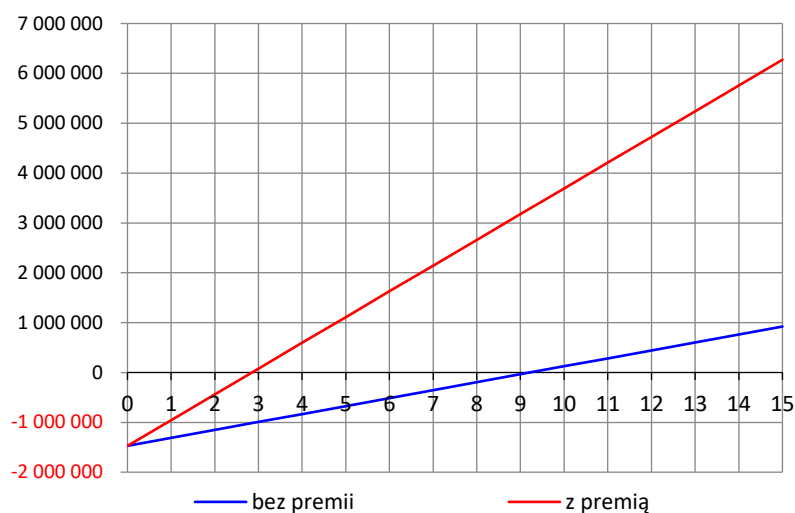
Koszt agregatu kogeneracyjnego	991 324	zł
Koszt gazowego kotła szczytowego	480 046	zł
Razem	1 471 370	zł

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe	78 948	78 948	zł/rok
Oszczędność na prądzie	80 627	80 627	zł/rok
Premia gwarantowana		356 709	zł/rok
Razem	159 575	516 284	zł/rok

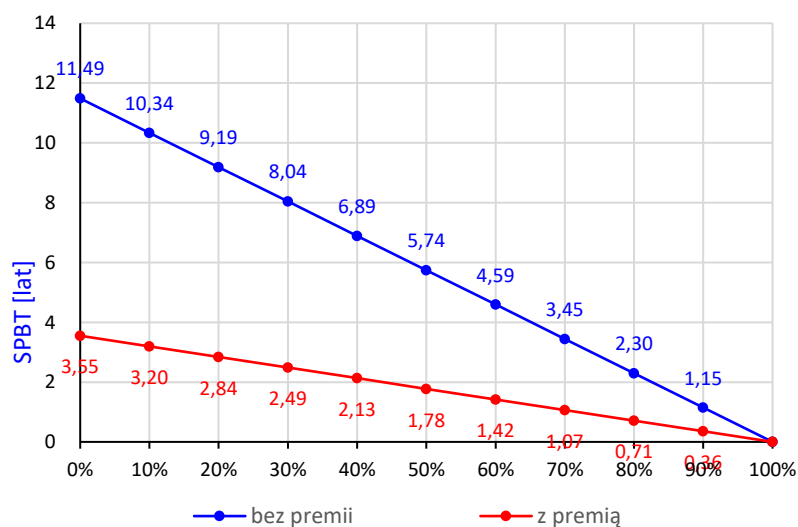
Prosty okres zwrotu SPBT	9,22	2,85	lat
Bieżąca wartość netto NPV	715 683	5 604 549	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	6,81%	34,69%	



Rys. 22 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 23 Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)



Rys. 24 SPBT w funkcji wysokości dotacji (bez kosztów finansowych)

9.3. Analiza efektywności finansowej inwestycji z CHP o mocy 263 kWe

Gdyby poprzestać na analizie efektywności finansowej samej kogeneracji i kotłów szczytowych to wynik jest bardzo obiecujący zarówno w przypadku uzyskania premii gwarantowanej jak i bez premii.

Premia gwarantowana jest upolitycznionym instrumentem finansowym i z pewnością w trakcie przygotowywania i realizacji inwestycji będzie się zmieniać (potwierdzają to ostatnie lata). Przy podejmowaniu decyzji o realizacji inwestycji najbezpieczniej będzie przyjąć wartości średnie wskaźników efektywności finansowej.

Wspomniane już było, że analizowana inwestycja to nie tylko agregat kogeneracyjny i kotły gazowe. Najczęściej nie wykonuje się kompleksowej analizy energetycznej i finansowej lub studium przedinwestycyjnego i za podstawę do wydatkowania milionów złotych wystarczają jakieś hipotetyczne wskaźniki.

Jeśli zależy nam na rzetelnym podejściu do oceny efektywności inwestycji to musimy uwzględnić pozostałe koszty związane z przygotowaniem i realizacją inwestycji.

Szacunkowe podstawowe koszty inwestycji bez kosztów finansowych to **3 137 768 zł.**

Tak samo jak w poprzednim wariantcie:

- początek realizacji inwestycji 2022 rok
- pierwsza premia gwarantowana 2023 rok

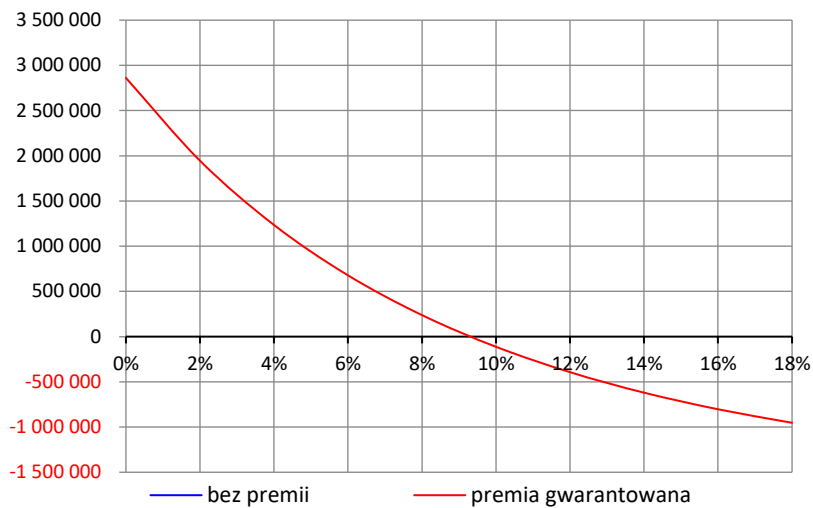
Na podstawie intensywności eksploatacji CHP przyjęto, że w roku będą trzy przerwy serwisowe, a remont kapitalny wystąpi **po 8 latach** eksploatacji.

Przyjęto, że koszt remontu kapitalnego wyniesie 70% kosztu nowego agregatu kogeneracyjnego.

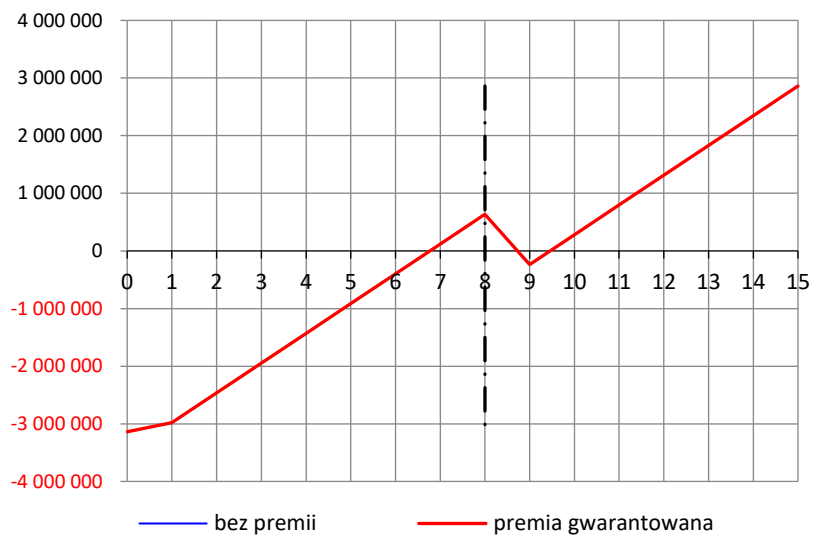
Wskaźniki efektywności finansowej inwestycji:

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe	78 948	78 948	zł/rok
Oszczędność na prądzie	80 627	80 627	zł/rok
Premia gwarantowana		356 709	zł/rok
Razem	159 575	516 284	zł/rok

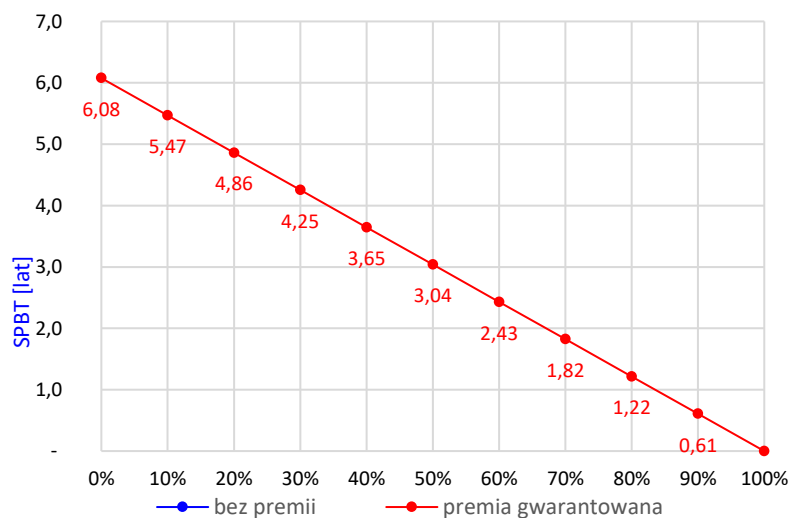
Prosty okres zwrotu SPBT	powyżej 15 lat	≥6 ÷ 7	lat
Bieżąca wartość netto NPV	-1 576 781	2 333 364	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	-6,94%	9,31%	



Rys. 25 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 26 Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)



Rys. 27 SPBT w funkcji wysokości dotacji (bez kosztów finansowych)

10. Podsumowanie i wnioski końcowe

W artykule przedstawiona została analiza efektywności energetycznej i finansowej dla dwóch wariantów CHP. Dodatkowo przeanalizowano różne uwarunkowania realizacji inwestycji.

Te dwa warianty to dwa różne agregaty kogeneracyjne, różniące się nie tylko mocą, ale także wymagające różnego wykorzystania w systemie ciepłowniczym.

Pierwszy agregat, o mocy elektrycznej 496 kW i mocy cieplnej 600 kW może być wykorzystywany tylko w okresie zimowym. CHP pracuje pełną mocą, bez względu na chwilowe zapotrzebowanie ciepła i energii elektrycznej (tryb FL). Utrzymywanie pracy CHP w okresie letnim wymagałoby zastosowania buforów o ogromnej pojemności, które byłyby rozładowywane dopiero w kolejnym okresie zimowym.

Drugi agregat, o mocy elektrycznej 263 kW i cieplnej 390 kW może pracować w trybie FL przez cały rok.

W obu wariantach niezbędne jest wykorzystanie źródła szczytowego, którym w obu wariantach są dwa gazowe kotły kondensacyjne. Moc kotłów została tak dobrana żeby w przypadku CHP pokryć w całości zapotrzebowanie na ciepło.

W obu wariantach rozpatrywany był wpływ premii gwarantowanej związanej z wytwarzaniem prądu w nowej gazowej wysokosprawnej kogeneracji.

Analizowane były także dwa zakresy kosztów inwestycji. Pierwszy zakres obejmował jedynie koszt CHP i kotłów gazowych. Drugi zakres obejmował szacunkowe koszty całej inwestycji.

Zwykle, żeby zachęcić inwestora do realizacji inwestycji, pokazywany jest wariant super optymistyczny, czyli całoroczna praca CHP, z pełnym wykorzystaniem energii z CHP oraz z maksymalną zachętą finansową (premią gwarantowaną, czy jak to było kilka lat temu z żółtymi certyfikatami).

Podsumowanie powyższych wariantów jest następujące:

Wariant pierwszy – CHP o mocy elektrycznej 496 kW i cieplnej 600 kW

W wariacie pierwszym z CHP wykorzystuje się w ciągu roku **2 956,20 MWh** ciepła, co stanowi **47,04%** całego zapotrzebowania na ciepło.

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe	153 876	153 876	zł/rok
Oszczędność na prądzie	139 850	139 850	zł/rok
Premia gwarantowana		365 162	zł/rok
Razem	293 726	658 888	zł/rok

Efektywność finansowa kogeneracji

Koszt CHP i kotłów gazowych

2 062 938 zł

Prosty okres zwrotu SPBT	7,02	3,13	lat
Bieżąca wartość netto NPV	1 962 718	6 967 433	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	11,43%	31,41%	

Efektywność finansowa inwestycji

Koszt inwestycji

3 754 336 zł

Prosty okres zwrotu SPBT	≥12 ÷ 13	≥6 ÷ 7	lat
Bieżąca wartość netto NPV	-672 799	3 026 787	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	-2,11%	11,75%	

Wnioski:

- Duży wpływ na efektywność finansową inwestycji ma istnienie oraz wysokość premii gwarantowanej dla nowej wysokosprawnej kogeneracji gazowej.
- Gdyby rozpatrywać jedynie koszt CHP i kotłów gazowych to inwestycja jest opłacalna bez względu na wysokość premii gwarantowanej (SPBT akceptowalne nawet bez premii, NPV dodatnie, IRR większe od stopy dyskontowej).
- Ocena efektywności finansowej całości inwestycji jest pozytywna jedynie dla przypadku, w którym utrzymana zostanie premia gwarantowana. Bez premii inwestycja nie jest opłacalna.
- Inwestycja staje się opłacalna nawet bez premii gwarantowanej, jeśli uzyskana zostanie dotacja na poziomie nie niższym niż 45% kosztów kwalifikowanych.
- Przy mocy cieplnej CHP równej 600 kW czas pracy agregatu wynosi **4 958 mth/rok**.

Wariant drugi – CHP o mocy elektrycznej 263 kW i cieplnej 390 kW

W wariantcie drugim z CHP wykorzystuje się w ciągu roku **3 119,22 MWh** ciepła, co stanowi **49,64%** całego zapotrzebowania na ciepło, czyli o **2,6** punktu procentowego więcej niż w wariantcie pierwszym.

	bez premii	z premią	
Oszczędność na ciepłe z CHP i kotła gazowego	78 948	78 948	zł/rok
Oszczędności na prądzie z CHP	80 627	80 627	zł/rok
Premia gwarantowana		356 709	
Razem	159 575	516 284	zł/rok

Efektywność finansowa kogeneracji

Koszt CHP i kotłów gazowych

1 471 370 zł

Prosty okres zwrotu SPBT	9,22	2,85	lat
Bieżąca wartość netto NPV	715 683	5 604 549	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	6,81%	34,69%	

Efektywność finansowa inwestycji

Koszt inwestycji

3 137 768 zł

Prosty okres zwrotu SPBT	powyżej 15 lat	≥6 ÷ 7	lat
Bieżąca wartość netto NPV	-1 576 781	2 333 364	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	-6,94%	9,31%	

Wnioski:

- Tak samo jako w poprzednim wariantcie duży wpływ na efektywność finansową inwestycji ma istnienie oraz wysokość premii gwarantowanej dla nowej wysokosprawnej kogeneracji gazowej.
- Gdyby rozpatrywać jedynie koszt CHP i kotłów gazowych to inwestycja jest opłacalna bez względu na wysokość premii gwarantowanej (SPBT akceptowalne nawet bez premii, NPV dodatnie, IRR większe od stopy dyskontowej). Pewne wątpliwości może budzić długi okres zwrotu przy braku premii gwarantowanej.
- Ocena efektywności finansowej całości inwestycji jest pozytywna jedynie dla przypadku, w którym utrzymana zostanie premia gwarantowana. Bez premii inwestycja nie jest opłacalna.
- Inwestycja staje się opłacalna nawet bez premii gwarantowanej, jeśli uzyskana zostanie dotacja na poziomie nie niższym niż 45% kosztów kwalifikowanych.
- Przy mocy cieplnej CHP równej 390 kW czas pracy agregatu wynosi **8 440 mth/rok**.

Wnioski końcowe:

Porównanie wskaźników efektywności finansowej obu inwestycji przy założeniu, że premia gwarantowana będzie obowiązywała:

	CHP 600 kWt	CHP 390 kWt	
Prosty okres zwrotu SPBT	≥6 ÷ 7	≥6 ÷ 7	lat
Bieżąca wartość netto NPV	3 026 787	2 333 364	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	11,75%	9,31%	

Inwestycja jest bardziej opłacalna w realizacji jeśli:

- ma krótszy prosty okres zwrotu SPBT
- ma większą wartość bieżącą netto NPV i NPV jest wartością dodatnią

- ma większą wartość wewnętrzną stopy zwrotu IRR i IRR jest większe od stopy dyskonta

Wszystkie te warunki spełnia inwestycja z CHP o mocy cieplnej 600 kW

Jedną z najważniejszych kwestii dla Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej jest odpowiedź na pytanie: jaki wpływ na cenę ciepła będzie miała realizacja inwestycji z CHP.

Źródło ciepła	Cena ciepła netto zł/GJ	Kotłownia K14	Kotłownia K8	Średnia ważona
Koszt produkcji ciepła		65,41	52,76	54,99
Cena sprzedaży ciepła		154,97	59,14	76,01
Koszt produkcji ciepła z CHP 600 kWt				54,45
Koszt produkcji ciepła kotłowni CHP 600 kWt				48,19
Koszt produkcji ciepła z CHP 390 kWt				60,47
Koszt produkcji ciepła kotłowni CHP 390 kWt				51,50

W obu wariantach, po zastosowaniu CHP i gazowych kotłów kondensacyjnych, **produkcja ciepła będzie tańsza niż jest to obecnie.**

Cena sprzedaży ciepła z nowej ciepłowni **nie musi być wyższa** niż cena obecnie obowiązująca.

Należy przyjąć, że inwestycja polegająca na zainstalowaniu CHP o mocy elektrycznej 496 kW i mocy cieplnej 600 kW oraz dwóch gazowych kotłów kondensacyjnych jest opłacalna przy określonych w analizie założeniach.

11. Załączniki

Załącznik 1	Roczne łączne obciążenie cieplne kotłowni K1 i K2
Załącznik 2	Pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą w ciągu roku przez CHP o mocy cieplnej 1 124 kW
Załącznik 3	Pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą w ciągu roku przez CHP o mocy elektrycznej 999 kW – kwiecień
Załącznik 4	Pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą w ciągu roku przez CHP o mocy cieplnej 600 kW
Załącznik 5	Godzinowe pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą CHP o mocy cieplnej 600 kW - maj
Załącznik 6	Godzinowe obciążenie źródła szczytowego
Załącznik 7	Pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą w ciągu roku przez CHP o mocy cieplnej 390 kW
Załącznik 8	Godzinowe pokrycie zapotrzebowania na moc ciepłą CHP o mocy cieplnej 390 kW - maj
Załącznik 9	Godzinowa praca kotłów szczytowych z CHP o mocy cieplnej 390 kW