



Kogeneracyjny w firmach ciepłowniczych

Opracował: mgr inż. Wiesław Olasek

Olsztyn 2020 rok

Spis treści

| | |
|--|----|
| 1. Wprowadzenie | 3 |
| 2. Dane wejściowe | 5 |
| 2.1. Profil produkcji ciepła..... | 5 |
| 2.2. Profil zużycia prądu | 7 |
| 3. Dobór agregatu kogeneracyjnego | 9 |
| 3.1. Warunki zastosowania kogeneracji gazowej w firmie ciepłowniczej | 9 |
| 3.2. Tryb pracy instalacji z agregatem kogeneracyjnym..... | 11 |
| 4. Podsumowanie..... | 17 |

1. Wprowadzenie

Trudno ocenić jaki jest rzeczywisty społeczny poziom świadomości kryzysu klimatycznego skoro nawet rządzący w wielu krajach mają z tym problemy. Jednak globalny system w jakim żyjemy wymusza pewne działania niezależnie od woli rządzących. Trudno walczyć ze smogiem nie eliminując równocześnie węgla jako najpopularniejszego paliwa. Zapóźnienia w gospodarce odpadami powodują, że w dalszym ciągu nagminnie jest spalanie śmieci.

Wstrzymanie, metodami administracyjnymi, wzrostu ceny prądu uspiło wielu decydentów w firmach. Perspektywa znacznego wzrostu cen energii zmusza jednak do myślenia i działania. Pojawiają się nadzieje na przywrócenie korzystnych warunków dla energetyki wiatrowej. Nastąpił kolosalny wzrost zainteresowania fotowoltaiką. Może znowu stworzone zostaną lepsze warunki do rozwoju biogazowni rolniczych. Biogazownie to nie tylko energia elektryczna i ciepła, ale także utylizacja odpadów organicznych w rolnictwie i przetwórstwie spożywczym.

W energetyce zawodowej i systemach ciepłowniczych coraz trudniej uzasadnić stałe podnoszenie ceny ciepła. Trzeba szukać alternatywnych rozwiązań technicznych. Wprawdzie gaz ziemny też jest paliwem nieodnawialnym jednak jego negatywne oddziaływanie na środowisko jest znacznie mniejsze niż spalanie węgla.

W ostatnim okresie nastąpiła także reaktywacja pomysłu na energetykę jądrową – w mojej ocenie trudno brać to na poważnie. Wiele lat temu, jako technik nukleonik, przygotowywany byłem do pracy w elektrowni atomowej w Żarnowcu. Po kilkudziesięciu latach jesteśmy w punkcie wyjścia (z pamiątkową rozbabraną budową za ogromne pieniądze). Gdy świat odchodzi od energetyki jądrowej i rozwija odnawialne źródła energii my znowu roimy sny o potędze – atomowej.

Wiele zakładów produkcyjnych i ciepłowniczych zlecają wykonanie analiz mających dać odpowiedź na pytanie: czy pozostać przy kotłowni węglowej (miałowej) czy zmieniać technologię na gaz ziemny. Pytanie wydaje się być retoryczne. Przejście na gaz ziemny wiąże się z dużymi wydatkami inwestycyjnymi, ale otwiera sporo nowych możliwości technicznych i ekonomicznych na przyszłość.

Za sprawą dotacji, pewnym objawieniem dla ciepłownictwa stała się wysokosprawna gazowa kogeneracja.

Czy kogeneracja może stać się panaceum na problemy ciepłownictwa? Z całą pewnością nie może i jest wiele czynników świadczących o tym.

Z punktu widzenia technologicznego, głównym produktem dla ciepłowni jest woda o odpowiednio wysokiej temperaturze. W tym artykule nie będziemy zajmowali się czynnikiem grzewczym w postaci pary.

Kogeneracja (dalej CHP - Combined Heating and Power) jest **skojarzonym, czyli równoczesnym** wytwarzaniem prądu i gorącej wody o temperaturze ok **90 °C**. Zwykle w agregatach kogeneracyjnych moc ciepła jest porównywalna lub większa niż moc elektryczna.

Układ kogeneracyjny może pracować w kilku trybach, z których najistotniejsze to¹:

- A. Praca zorientowana na produkcję energii elektrycznej (**Electricity Tracking – tryb ET**) – moc modułu regulowana jest według krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną, a

¹ Skorek J. Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej układów kogeneracyjnych małej mocy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002. ISBN 83-7335-127-2

ciepło jest produktem ubocznym. Niedobory ciepła wytwarzane są w innych źródłach, natomiast nadwyżki ciepła są zagospodarowane lub rozpraszane w otoczeniu przez chłodnice wentylatorowe (chłodzenie silnika) lub w postaci gorących spalin.

- B. Praca zorientowana na produkcję ciepła (**Heat Tracking – tryb HT**) – moc modułu regulowana jest według krzywej zapotrzebowania na ciepło, a energia elektryczna jest produktem ubocznym. Bilans energii elektrycznej zamykany jest poprzez odpowiednio jej zakup bądź sprzedaż do sieci.
- C. Praca modułu bez skojarzenia – moduł wytwarza jedynie energię elektryczną, a ciepło jest rozpraszane w otoczeniu – są to zwykle agregaty prądotwórcze, a nie kogeneracyjne.
- D. Praca modułu pełną mocą bez względu na chwilowe zapotrzebowanie ciepła i energii elektrycznej (**Full Load – tryb FL**) – tryb ten jest kombinacją trybów A, B i C. Może tu wystąpić zarówno zakup jak i sprzedaż energii elektrycznej jak również wytwarzanie ciepła w innych źródłach czy też jego inne zagospodarowanie lub rozpraszanie.

Wybór pomiędzy tymi trybami jest możliwy o ile układ kogeneracyjny jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej. W przeciwnym wypadku, np. w układach wyspowych **stosuje się tylko pracę w trybie ET**.

Pewnym uproszczeniem jest określenie trybu pracy A lub B jako „pracy wyspowej” agregatu. Precyzyjnie rzecz ujmując należałoby przyjąć, że praca wyspowa polega na całkowitym odseparowaniu agregatu i odbiorników od zewnętrznych sieci elektroenergetycznych.

Tryb pracy Full Load (FL) określany jest potocznie „pracą na sieć”.

Zanim zaczniemy rozważania o przydatności kogeneracji w firmach ciepłowniczych - kilka uwag podstawowych:

- Nie ma jednego uniwersalnego, korzystnego z punktu widzenia technicznego i finansowego, systemu kogeneracyjnego. Jest bardzo dużo czynników decydujących o wyniku finansowym inwestycji.
- Każdy inwestor musi odpowiedzieć sobie na pytanie: czy kogeneracja ma być „dekoracją” świadcząca o jego nowoczesności, czy ma być dobrana w sposób optymalny i przynosić wymierne korzyści. W pierwszym przypadku trzeba dysponować jedynie sporymi środkami finansowymi do wydania, a w drugim przypadku realizacja inwestycji musi być poprzedzona wykonaniem studium przedinwestycyjnego.
- Studium przedinwestycyjne musi być wykonane na podstawie 15 minutowych pomiarów zużycia prądu oraz godzinowych pomiarów zużycia (produkcji) ciepła za cały rok bazowy.
- Studium przedinwestycyjne powinien wykonywać doświadczony audytor niezależny od producentów i dystrybutorów urządzeń.

Niniejszy artykuł ma na celu zasygnalizowanie podstawowych problemów z jakimi zetknie się inwestor decydując się na zastosowanie kogeneracji.

Tym razem pozostaniemy przy ogólnych zagadnieniach związanych z techniką kogeneracji bez odpowiedzi na pytanie **na ile** poszczególne warianty są opłacalne.

2. Dane wejściowe

Większość inwestorów podejmując decyzję o realizacji inwestycji liczy na dofinansowanie w postaci dotacji. W większości konkursów związanych z modernizacją systemów energetycznych lub instalacją kogeneracji jest zapis „wraz z OZE”. Oznacza to, że w każdym projekcie należy przewidzieć jakieś elementy odnawialnych źródeł energii. W przypadku energetyki ciepłej wielkiego wyboru nie mamy. Mało prawdopodobne jest powiązanie ciepłowni z biogazownią - kwestie lokalizacyjne, stała dostępność odpowiednich substratów i w odpowiednich ilościach.

Technologia ORC (ang. Organic Rankine Cycle) do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, przy zastosowaniu biomasy jako paliwa, wiąże się z bardzo dużymi kosztami. Atutem tej technologii może być wykorzystanie dotychczasowych składów węgla przy ciepłowni do składowania biomasy (musi być jednak zapewnione zabezpieczenie przed warunkami atmosferycznymi).

Żeby zachować możliwie najkrótsze linie przesyłowe ciepła ciepłownie zlokalizowane są w pobliżu odbiorców, więc zastosowanie wiatraków o rozsądnej mocy też nie wchodzi w rachubę.

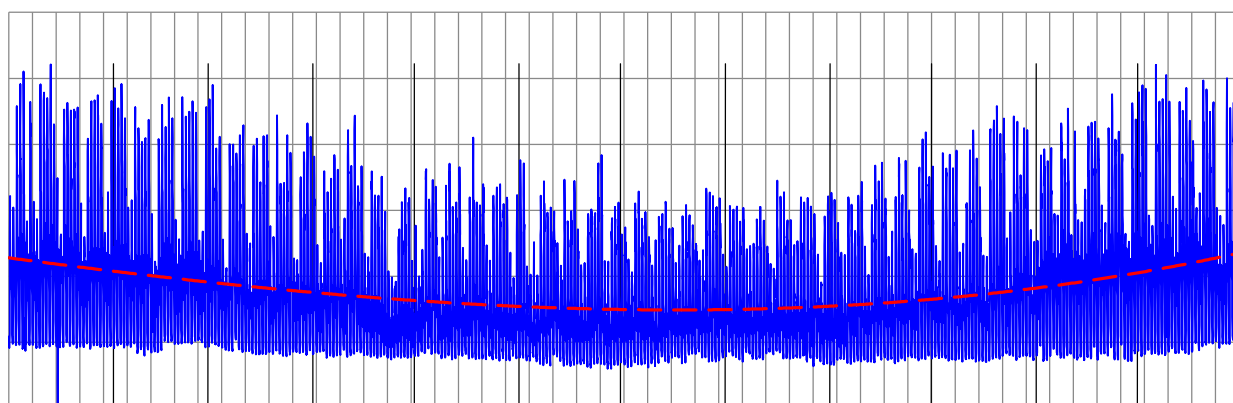
Najlepszy wyjściem pozostaje wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych.

W artykule „Kogeneracja z fotowoltaiką” omówione zostały zasady doboru mocy instalacji PV i mocy elektrycznej kogeneracji do profilu energetycznego obiektu.

Można w tym miejscu stwierdzić, że w firmie ciepłowniczej prąd nie jest głównym medium tylko ciepło. Pamiętajmy jednak, że przychody z tytułu obowiązującej obecnie premii gwarantowanej (wcześniej żółte certyfikaty) zależą od ilości wyprodukowanej w kogeneracji energii elektrycznej.

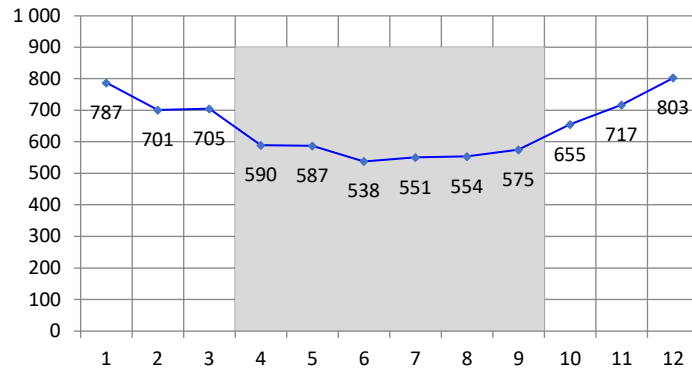
2.1. Profil produkcji ciepła

Do wstępnej analizy przyjęto ciepłownię, której godzinowa produkcja ciepła pokazana jest poniżej na wykresie.



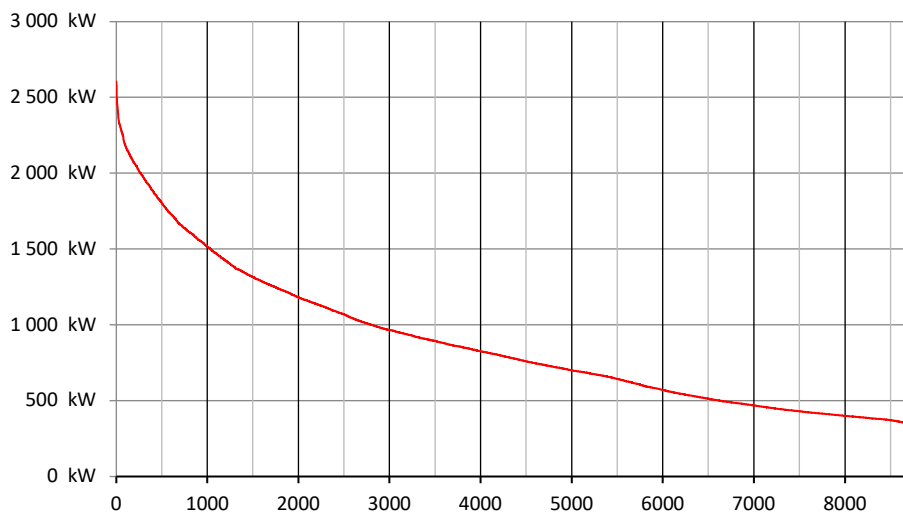
Rys. 1 Godzinowa produkcja ciepła w poszczególnych miesiącach wraz z linią trendu

Wyraźnie widać, że w okresach letnich następuje znacznie zmniejszenie produkcji ciepła. Widać to także na wykresie pokazującym produkcję ciepła w poszczególnych miesiącach.



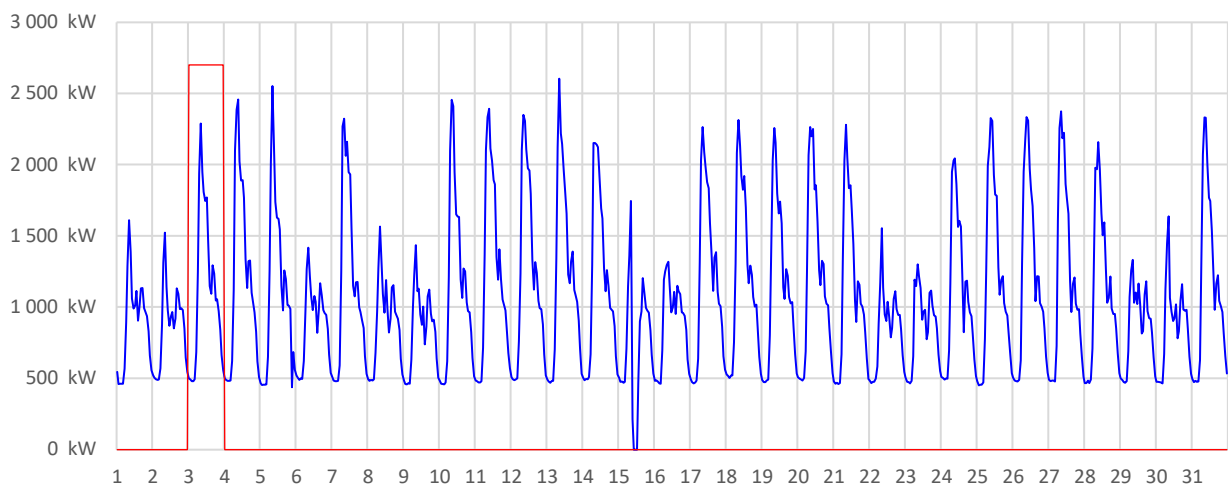
Rys. 2 Produkcja ciepła w poszczególnych miesiącach [MWh/mc]

Z wielkości produkcji można domniemywać, że okres letni trwa od kwietnia do września włącznie (szare pole na wykresie). Jest to zapewne produkcja ciepłej wody użytkowej.

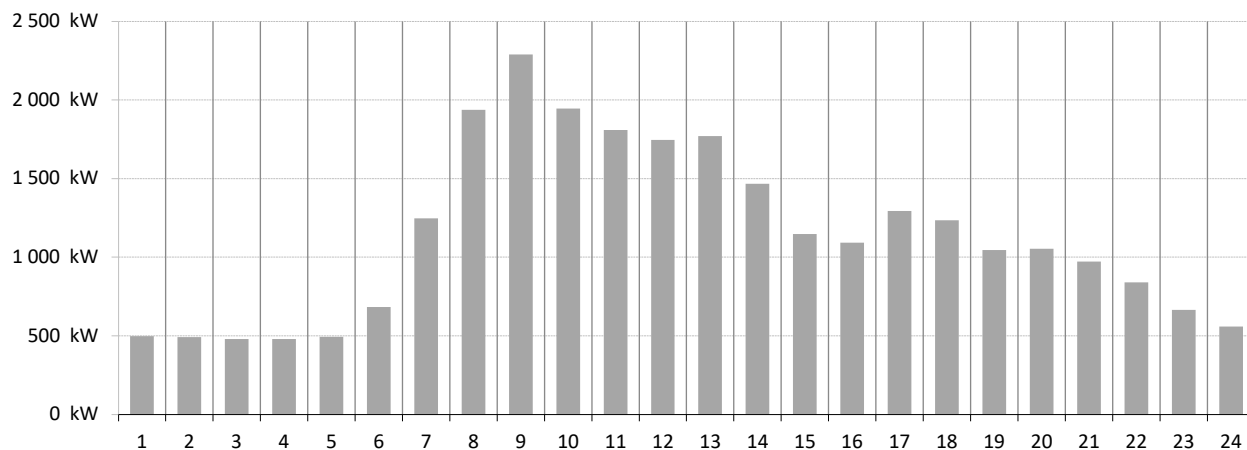


Rys. 3 Profil uporządkowany produkcji ciepła

Dobierając agregat kogeneracyjny warto znać także miesięczne i dobowe profile produkcji ciepła.



Rys. 4 Produkcja ciepła w styczniu



Rys. 5 Produkcja ciepła w dniu 3 stycznia (czerwona bramka na poprzednim rysunku)

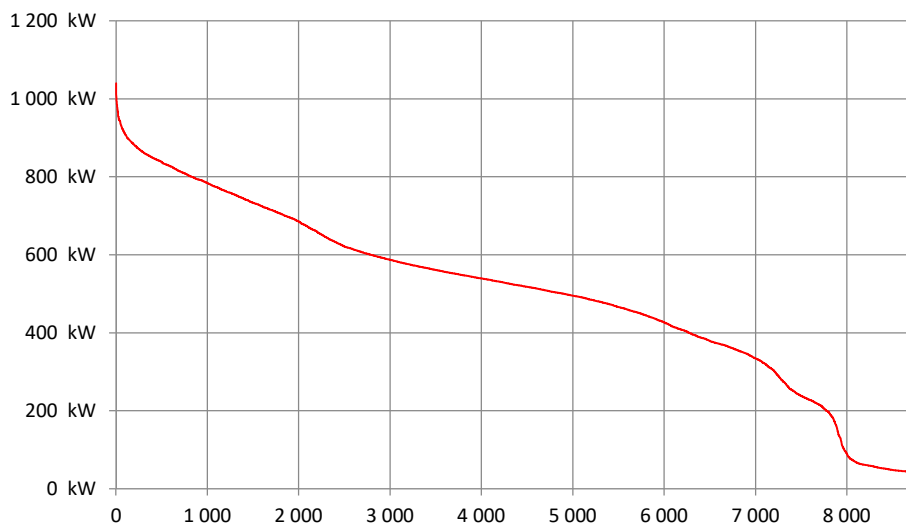
Znajomość profilu produkcji ciepła pozwoli na precyzyjne zaprojektowanie systemu sterowania, dobranie optymalnej wielkości kotła szczytowego oraz zbiorników buforowych.

2.2. Profil zużycia prądu

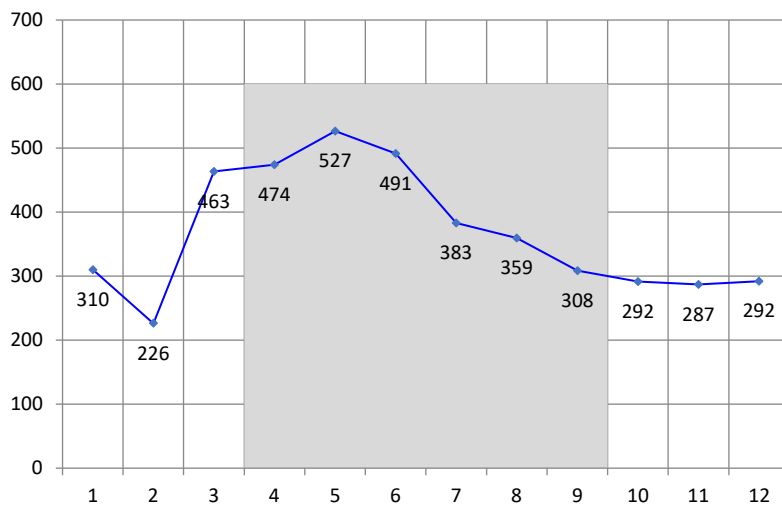
Ponieważ kogeneracja jest skojarzonym (równoczesnym) wytwarzaniem prądu i ciepła, musimy znać profil zużycia prądu w roku bazowym. O ile ciepło z kogeneracji możemy produkować z pewnym wyprzedzeniem w stosunku do bieżących potrzeb i magazynować gorącą wodę w buforach, to magazynowanie prądu w takich ilościach nie jest możliwe. Nadwyżki prądu w stosunku do bieżących potrzeb muszą być oddawane do sieci elektroenergetycznej.

Przygotowując inwestycję polegającą na instalacji CHP należy wystąpić do Operatora Systemu Dystrybucji (OSD) o wydanie warunków przyłączenia. Ponieważ moc elektryczna firmy ciepłowniczej jest zwykle dużo mniejsza od mocy cieplnej kotłowni, to może się okazać, że odpowiadająca profilowi cieplnemu moc elektryczna CHP też będzie na tyle duża, że nie będzie możliwy odbiór tak dużej mocy do sieci lub odpowiedni punkt odbioru będzie na tyle odległy, że wykonanie sieci przyłączeniowej będzie za drogie lub zbyt skomplikowane ze względu np. na zabudowę.

Uporządkowane zużycie prądu, przykładowego obiektu, pokazuje kolejny wykres.

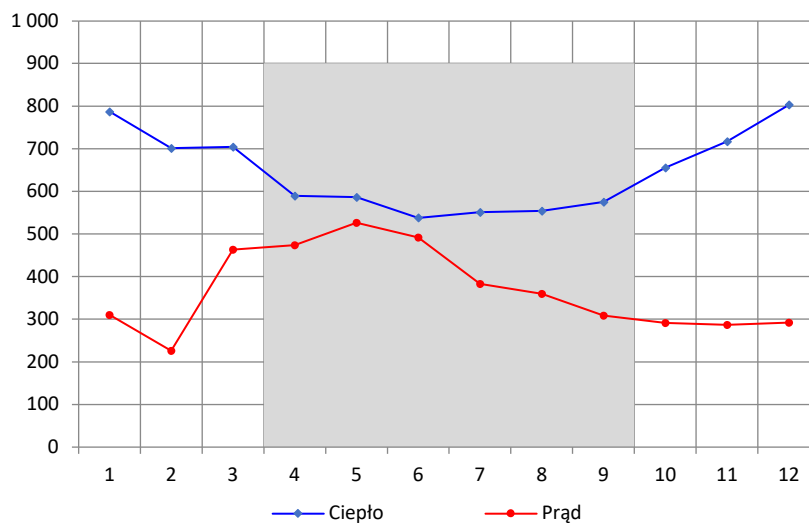


Rys. 6 Wykres uporządkowany zużycia prądu



Rys. 7 Zużycie prądu w poszczególnych miesiącach [MWh/mc]

Możemy jeszcze porównać, kiedy występuje największe zapotrzebowanie na prąd i ciepło.



Rys. 8 Profil prądu i ciepła [MWh/mc]

Jak widać, w naszym przypadku największe zapotrzebowanie na prąd występuje w miesiącach letnich, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest najmniejsze. Ponieważ premia gwarantowana przysługuje za wytworzenie prądu w kogeneracji, więc trzeba dobrać agregat kogeneracyjny takiej mocy żeby nie trzeba było rozpraszać nadwyżek ciepła.

3. Dobór agregatu kogeneracyjnego

Gdyby trzeba było, jednym zdaniem, odpowiedzieć na pytanie - czy kogeneracja w firmie ciepłowniczej ma sens to należałoby odpowiedzieć:

Generalnie rzecz biorąc, zastosowanie kogeneracji w firmie ciepłowniczej jest z technicznego punktu widzenia zasadne, ale czy w konkretnym przypadku jest opłacalne, to można stwierdzić dopiero po dokonaniu analizy energetycznej i finansowej.

Wszelkie doборы nie poparte rzetelnymi analizami stanowią element „mniemanologii stosowanej” i mogą narazić inwestora na znaczne straty finansowe.

Warunkiem sine qua non kogeneracji jest posiadanie przyłącza gazowego, możliwość zastosowania instalacji LNG (ang. liquefied natural gas) lub biogazu.

3.1. Warunki zastosowania kogeneracji gazowej w firmie ciepłowniczej

Jeśli porównać koszt wytworzenia energii w agregacie kogeneracyjnym i ciepła w kotle gazowym to bezwzględnie ciepło z kotła jest tańsze. Inwestycyjnie, kocioł o mocy porównywalnej z mocą cieplną agregatu kogeneracyjnego jest też tańszy.

Za kogeneracją przemawia bardzo korzystny koszt wytworzenia energii elektrycznej w porównaniu z prądem sieciowym.

Bezwzględnie należy pamiętać, że przy analizie efektywności finansowej kogeneracji należy brać pod uwagę **łącznie** oszczędności lub straty uzyskana na prądzie i ciepłe z kogeneracji.

Zapewnienie ciągłości pracy palnika gazowego w kotle jest zdecydowanie prostsze niż zapewnienie nieprzerwanej pracy agregatu kogeneracyjnego. Oczywiście oba urządzenia wymagają serwisowania, ale, pomijając przypadki usuwania awarii, serwisowanie palnika gazowego jest znacznie łatwiejsze i nie wymaga np. wystudzenia kotła. Procedura serwisowania spaliniowego silnika gazowego jest znacznie bardziej złożona i kosztowna.

Standardowa wersja automatyki agregatu kogeneracyjnego nie gwarantuje pracy urządzenia w przypadku zaniku prądu w sieci – wszystko staje.

Jeśli podstawowym medium z agregatu kogeneracyjnego ma być gorąca woda to przy odpowiednio dużej mocy cieplnej mogą wystąpić problemy z przekazaniem nadwyżek prądu do sieci elektroenergetycznej (wielkość mocy przyłączeniowej).

Przy odpowiednio dużej mocy cieplnej CHP oraz dużej bezwładności sieci wodnej trudno mówić o prostym sterowaniu pracą silnika w funkcji chwilowego obciążenia – trzeba stosować bufory gorącej wody.

Nie można jednoznacznie określić opłacalności zastosowania CHP chociażby ze względu na różne wielkości i warunki pracy kotłowni oraz parametry sieci ciepłowniczych.

Jednym z załączników dostaw ciepła jest tabela regulacyjna wody sieciowej. Poniższa przykładowa tabela dotyczy parametrów sieci 135/70 °C.

Mając na uwadze, że agregaty kogeneracyjne pracują na parametrach gorącej wody 90/70 °C, to w tym konkretnym przypadku, agregat mógłby pracować samodzielnie do temperatury zewnętrznej około -2 °C. Przy dalszym spadku temperatury zewnętrznej niezbędne byłoby uruchomienie kotła grzewczego.

Tabela 1 Tabela regulacyjna wody sieciowej 135/70 °C

| Temperatura zewnętrzna | Temperatury zasilania | Temperatury powrotu |
|------------------------|-----------------------|---------------------|
| -20 | 135 | 70 |
| -19 | 133 | 69 |
| -18 | 130 | 68 |
| -17 | 128 | 67 |
| -16 | 125 | 66 |
| -15 | 123 | 65 |
| -14 | 121 | 64 |
| -13 | 118 | 63 |
| -12 | 115 | 62 |
| -11 | 113 | 61 |
| -10 | 111 | 60 |
| -9 | 108 | 59 |
| -8 | 105 | 58 |
| -7 | 102 | 57 |
| -6 | 99 | 56 |
| -5 | 97 | 55 |
| -4 | 95 | 54 |
| -3 | 93 | 53 |
| -2 | 91 | 52 |
| -1 | 88 | 51 |
| 0 | 86 | 50 |
| 1 | 84 | 49 |
| 2 | 81 | 48 |
| 3 | 79 | 47 |
| 4 | 76 | 46 |
| 5 | 72 | 45 |
| 6 | 69 | 44 |
| 7 | 66 | 43 |
| 8 | 63 | 42 |
| 9 | 59 | 41 |
| 10 | 56 | 40 |
| 11 | 53 | 39 |
| 12 | 50 | 38 |

Przedstawiony problem nie występuje w instalacjach pracujących na niskich parametrach. Zapewnienie wymaganych parametrów czynnika grzewczego nie powinno stanowić problemu, gdyż zawsze wymagane jest zastosowanie gazowego kotła szczytowego.

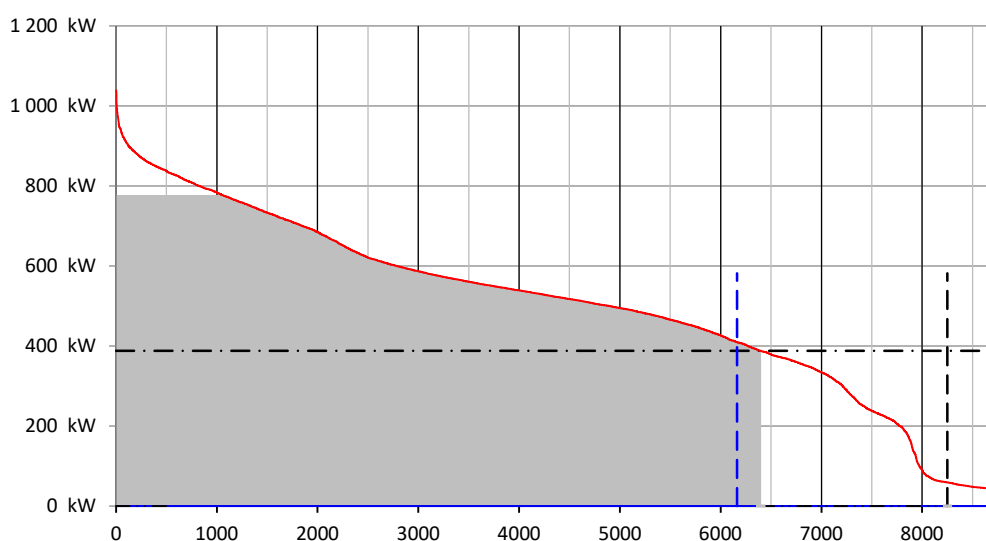
Bardzo ważnym elementem jest określenie kiedy CHP ma pracować. Ciepło z kogeneracji jest droższe niż z kotła, więc wykorzystywanie kogeneracji równoległe z kotłami przez cały rok może nie być zbyt opłacalne (ale można to stwierdzić dopiero po dokładnej analizie).

Firmy ciepłownicze najczęściej skłaniają się do zastosowania kogeneracji w sytuacji znacznej różnicy mocy cieplnej w okresie letnim i zimowym. Zapewnienie ciepłej wody użytkowej w lato przy wykorzystaniu kotłów dużej mocy jest mało opłacalne. Okres letni to także czas przeglądów i remontów kotłowni, więc byłoby dobrze móc wszystkie kotły wyłączyć z eksploatacji. Z wykresu na rys. 2 widać, że możliwe byłoby zastosowanie kogeneracji w okresie od kwietnia do września włącznie. W tym okresie mamy prawie stały pobór mocy cieplnej.

3.2. Tryb pracy instalacji z agregatem kogeneracyjnym

W sytuacji, w której zależy nam na stałych dostawach ciepła zastosowanie trybu pracy **Electricity Tracking (ET)** zapewne nie będzie rozwiązaniem optymalnym, co nie znaczy, że niemożliwym do zastosowania.

Tryb ET polega na tym, że praca agregatu kogeneracyjnego uzależniona jest od chwilowego zapotrzebowania na prąd. Równocześnie nie ma żadnych nadwyżek prądu z kogeneracji oddawanych do sieci. Ilość ciepła użytecznego z CHP jest proporcjonalna do ilości prądu produkowanego. Zwykle oferenci agregatów kogeneracyjnych, określając zyski z kogeneracji, przyjmują, że CHP pracuje cały rok (czyli 8.760 mth/rok), jest trochę lepiej jak zakładają jakieś przerwy serwisowo-remontowe – to wtedy przyjmują zwykle ok 8.250 mth/rok. Założenie teoretycznego czasu pracy 8.250 mth/rok jest uproszczonym założeniem poglądowym. Dopiero po dokonaniu optymalizacji mocy elektrycznej CHP do godzinowego profilu zużycia prądu następuje weryfikacja tych założeń.



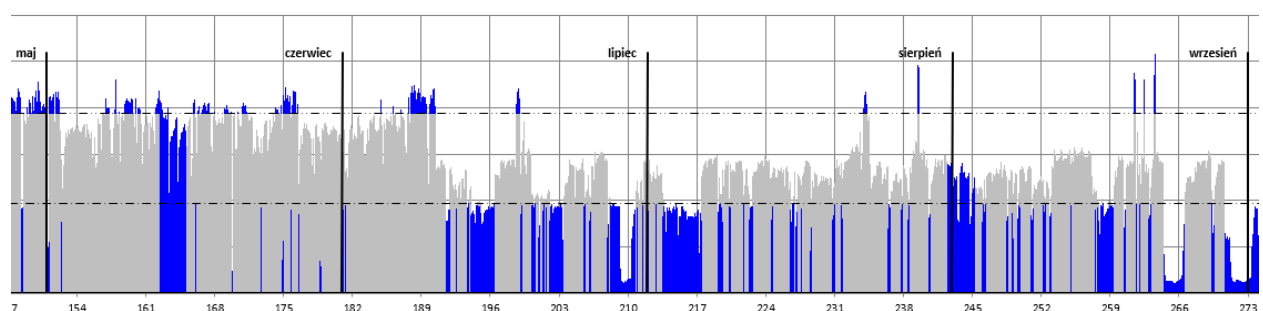
Rys. 9 Wykres uporządkowany pracy optymalnego agregatu kogeneracyjnego

Wstępnie zakładaliśmy, że CHP może pracować 8.250 mth/rok (czarna pionowa przerywana linia). Po uwzględnieniu profilu uporządkowanego obciążenia i minimalnej dopuszczalnej mocy elektrycznej pracy CHP (pozioma linia przerywana - określona przez producenta silnika) okazało się, że czas pracy wynosi **6.398 mth/rok**.

Jeśli dodatkowo uwzględnimy czas międzyservisowy i średnioroczny czas na przegląd serwisowy okazało się, że CHP będzie pracować jedynie **6.164 mth/rok** (pionowa niebieska linia przerywana).

Podobne rozczarowanie spotka nas po obliczeniu średniej wartości mocy elektrycznej z jaką pracuje CHP – jest to **601 kW**, co stanowi **77,4%** mocy nominalnej CHP równej 776 kW.

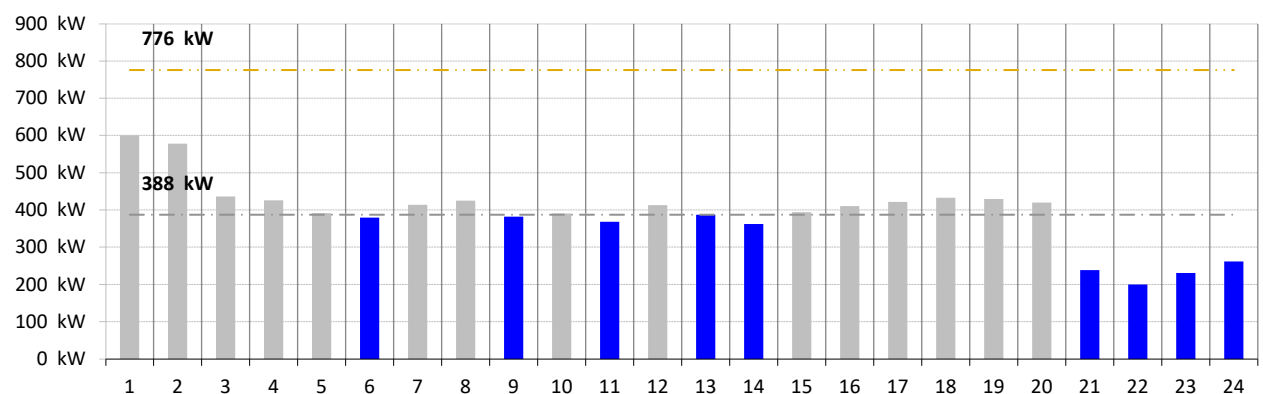
Na wykresie uporządkowanym wszystko wygląda bardzo ładnie, a inwestor jest przekonany, że w okresie letnim CHP zapewni **stałą i ciągłą** ilość gorącej wody – nic bardziej mylnego.



Rys. 10 Praca CHP w okresie letnim

Szare pola na wykresie to praca CHP, czyli prąd i ciepło. Pola niebieskie to prąd kupowany z sieci. Przekładając to na ciepło – tam gdzie jest kolor niebieski CHP nie pracuje, a nawet jak pracuje to ze średnią mocą.

W piątek 20 lipca 2018 roku praca CHP wyglądałaby następująco:

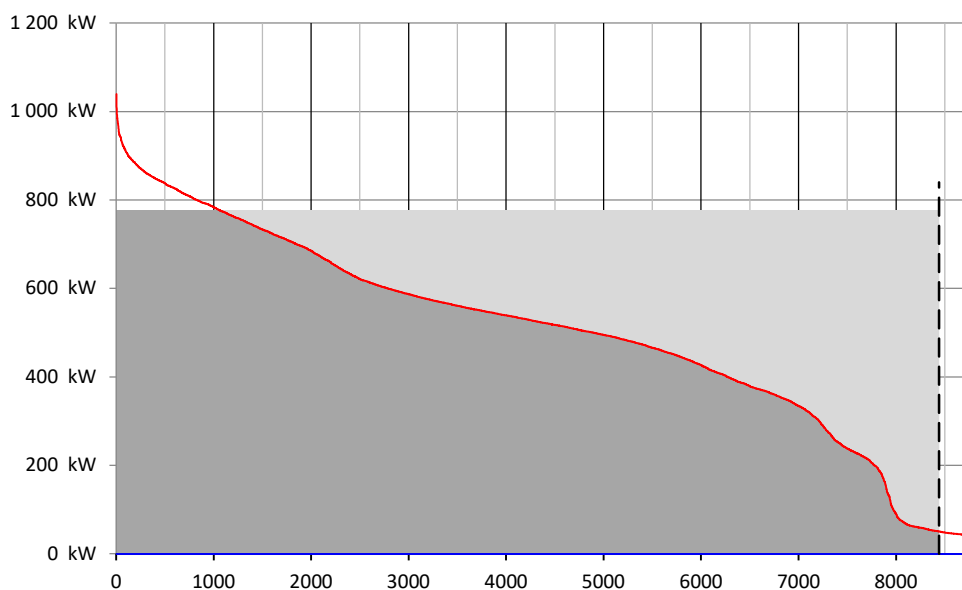


Rys. 11 Praca CHP 20.07.2018 r.

Gdybyśmy przyjęli, że CHP ma pracować tylko w okresie letnim (IV – IX) to z CHP uzyskamy ok **2.330 MWh** ciepła przy zapotrzebowaniu w tym okresie na poziomie **3.395 MWh**, czyli ok **68,6%**.

Wszystko to oznacza to, że błędem by było nie zadbać o kocioł szczytowy.

Drugim trybem pracy, który należy rozważyć, jest tryb **Full Load (FL)** polegający na tym, że agregat kogeneracyjny pracuje cały czas z mocą nominalną. Prąd wykorzystywany jest na bieżąco na potrzeby własne, a nadwyżka jest odprowadzana do sieci elektroenergetycznej.

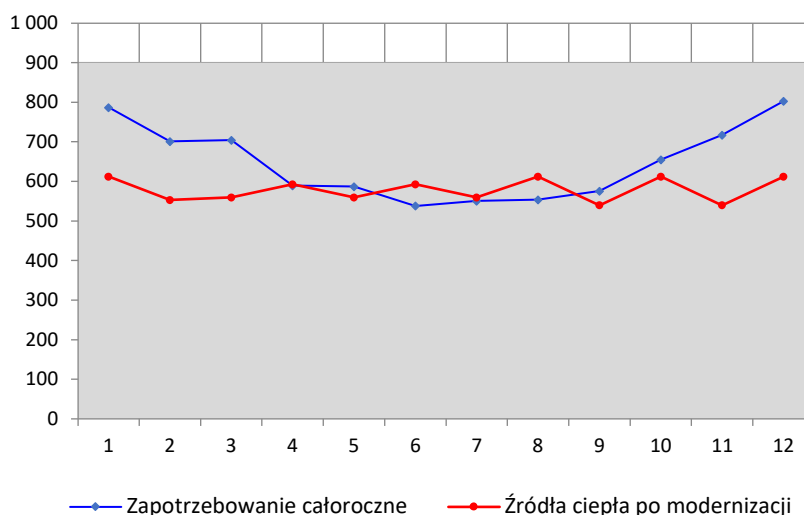


Rys. 12 Praca CHP w trybie Full Load

Jest to ten sam agregat co w poprzednim trybie - 776 kW_e. Na szczególne podkreślenie zasługuje fakt, że w tym trybie agregat pracuje **8.440 mth/rok** i tak jak poprzednio planowane są 4 przeglądy serwisowe przy okresie międzyserwisowym 1.500 mth.

Tak znaczne wydłużenie czasu pracy CHP wynika z braku ograniczenia dopuszczalnej mocy minimalnej z jaką może pracować silnik (cały czas jest moc nominalna).

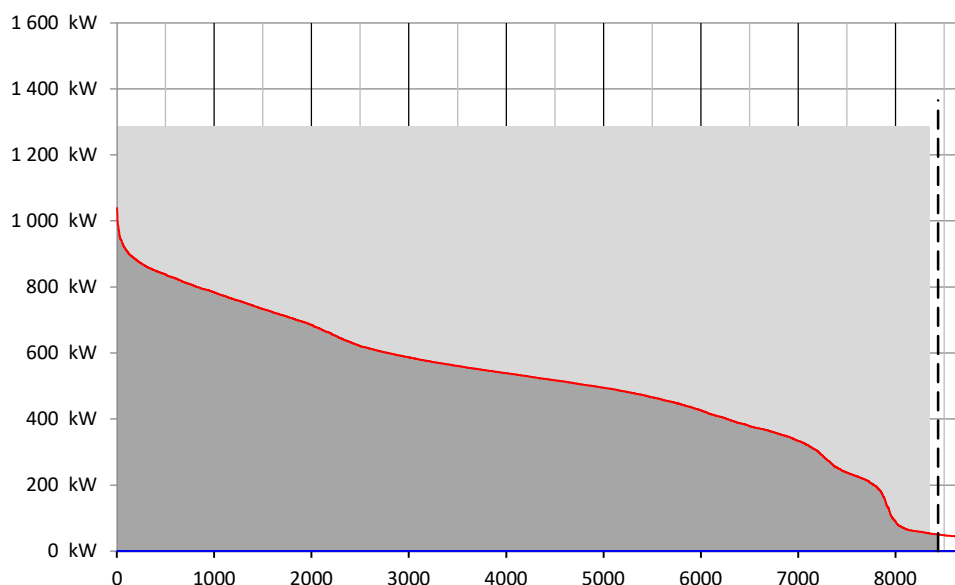
Przyjmując, jak poprzednio, że CHP ma pracować tylko w okresie letnim (IV – IX) to z CHP uzyskamy ok **3.457 MWh** ciepła przy zapotrzebowaniu w tym okresie na poziomie **3.395 MWh**, czyli ok **101,83%** (czerwona linia na kolejnym wykresie jest powyżej linii niebieskiej).



Rys. 13 Zapotrzebowanie i uzysk ciepła przy pracy całorocznej

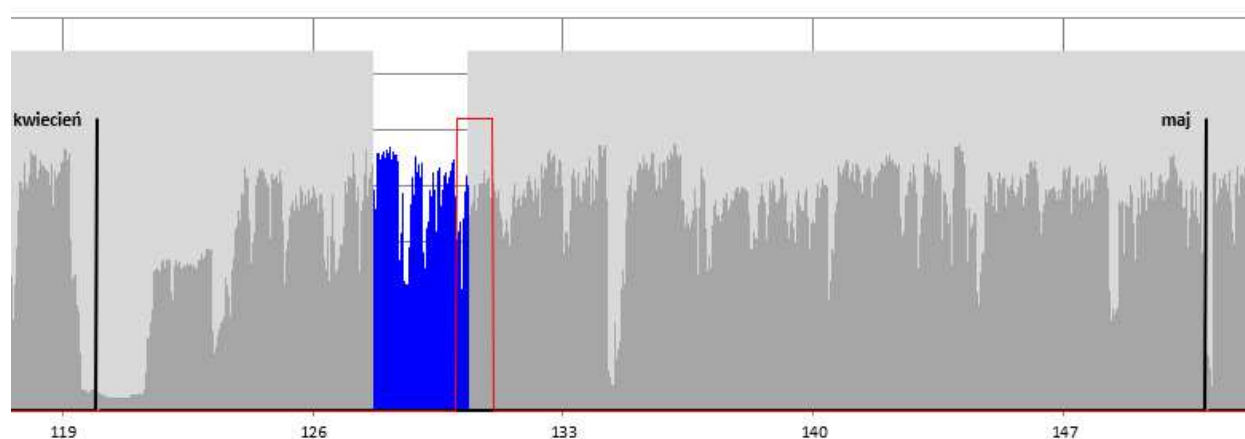
Widać, że w okresie letnim uzysk ciepła z CHP przewyższa zapotrzebowanie.

Z wykresu na rys. 12 widać, że moc CHP jest mniejsza niż maksymalne zapotrzebowanie mocy. Możliwe byłoby, w trybie FL przyjęcie mocy CHP przewyższającej maksymalne zapotrzebowanie.



Rys. 14 Praca CHP o mocy większej niż maksymalne zapotrzebowanie

Wykres uporządkowany powstaje niezależnie od analizy prac serwisowych w układzie godzinowym. Na podstawie wykresu uporządkowanego można by dojść do wniosku, że będziemy potrzebowali źródła szczytowego o mocy kilkadziesiąt kilowatów. Jeśli jednak popatrzymy na wykres w czasie rzeczywistym to sytuacja jest inna.

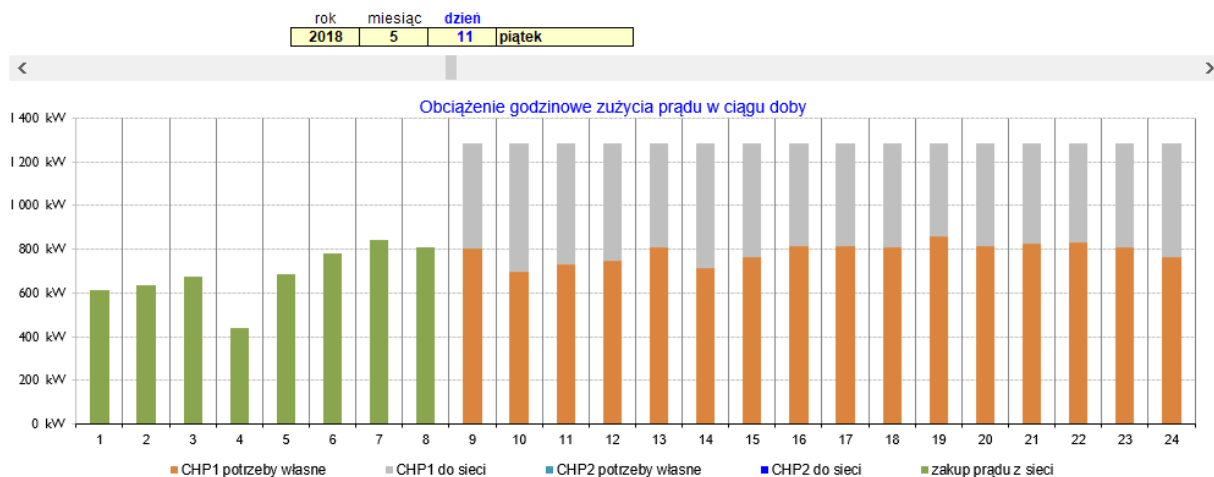


Rys. 15 Praca CHP w układzie godzinowym

Na powyższym wykresie pokazany jest prąd z CHP na potrzeby własne (szary ciemniejszy), prąd oddawany do sieci (szary jasny) oraz prąd kupowany z sieci w czasie przerwy serwisowej (kolor niebieski).

W okresie przerwy serwisowej pobór prądu z sieci przekracza 800 kW.

Czerwona bramka na wykresie pokazuje wybraną dobę, której godzinowe zapotrzebowanie na prąd pokazane jest na kolejnym wykresie.

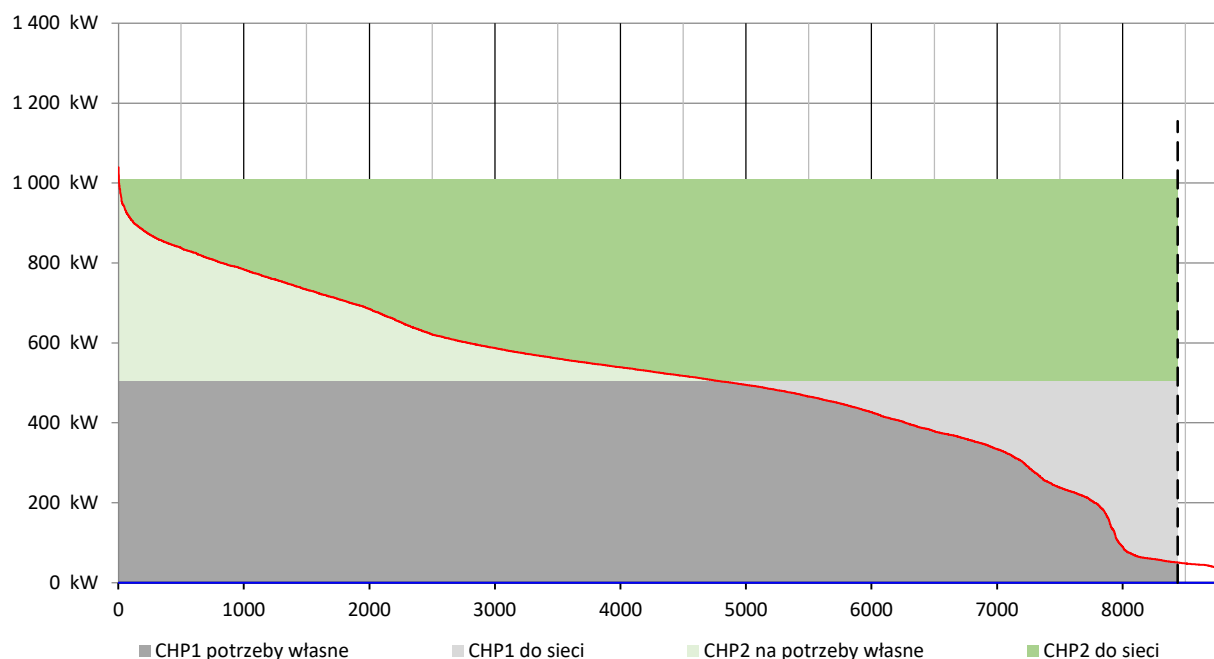


Rys. 16 Godzinowa praca CHP

Powszechne wśród inwestorów i sprzedawców agregaty kogeneracyjne jest przeświadczenie, o wyższości instalacji dwóch agregatów kogeneracyjnych zamiast jednego optymalnego. O ile nie trudno zrozumieć intencje sprzedających (co dwa agregaty sprzedane to nie jeden) to jak wytłumaczyć takie przeświadczenie wśród inwestorów?

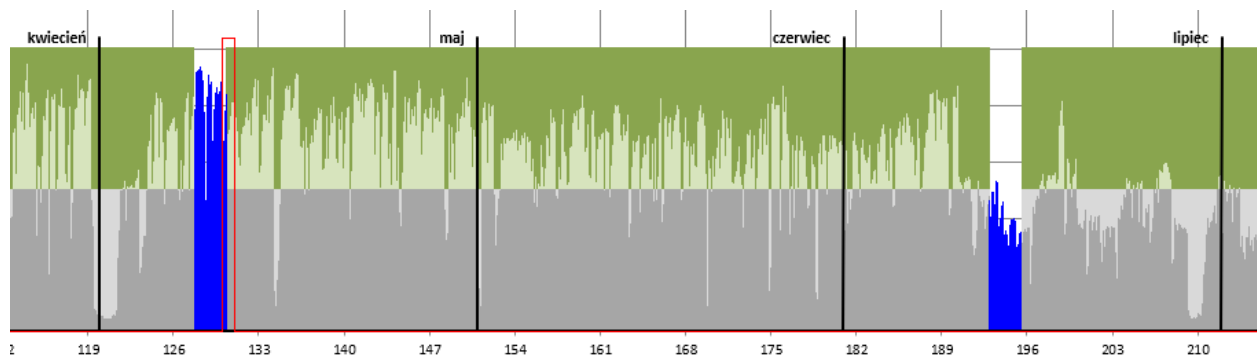
Zwykle inwestycja polegająca na instalacji kogeneracji jest działaniem jednorazowym. Szczególnie w trybie pracy FL następuje uruchomienie obu agregatów w tym samym czasie.

Oba agregaty pracują na mocy nominalnej i oba w tym samym czasie osiągają wyznaczony czas na serwis.

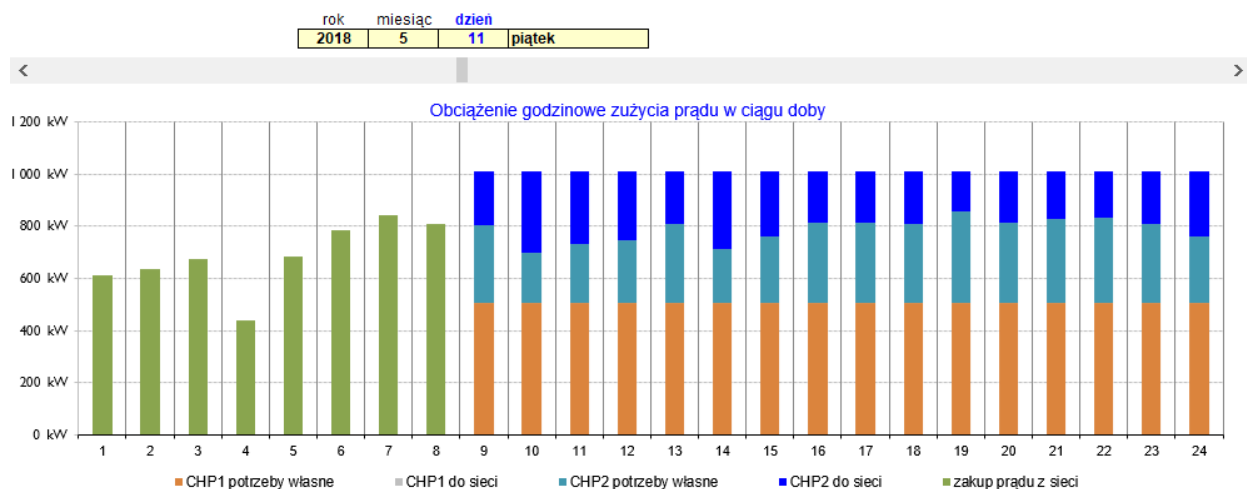


Rys. 17 Praca dwóch jednakowych agregatów kogeneracyjnych

Poniżej pokazany jest godzinowy układ pracy CHP1 i CHP2 oraz przerwy serwisowy.



Rys. 18 Godzinowy układ pracy CHP1 i CHP2



Rys. 19 Praca we wskazanej dobie

Uwaga:

Kolory na wykresie z rys. 19 Excel ustala sobie sam i nie odpowiadają one tym z rys. 18.

Oczywiście, organizacyjnie i technicznie można opóźnić uruchomienie drugiego agregatu np. o miesiąc, ale wtedy koszty serwisu ulegną znacznemu zwiększeniu. Nie ma np. darmowych przyjazdów.

Im mniejsza moc agregatu kogeneracyjnego tym koszt jednostkowy €/kW_e jest wyższy.

Częstym tłumaczeniem jest, że jak się agregat zepsuje to zwykle jeden – drugi będzie pracował dalej. Jakie to ma jednak znacznie w sytuacji, gdy i tak mamy mieć kocioł szczytowy o odpowiedniej mocy?

W ostateczności za każdym razem należy wykonać studium przedinwestycyjne, które odpowie na wszelkie tego typu pytania.

4. Podsumowanie

Celem artykułu było przedstawienie różnych wariantów związanych z zastosowaniem kogeneracji w firmie ciepłowniczej. Wbrew pozorom jest to materia dość złożona a końcowy wynik, czyli opłacalność inwestycji, zależy od wielu czynników, w tym wielu niezależnych od inwestorów.

Są jednak elementy w pełni zależne od inwestorów. Zbyt często decyzje o wydatkowaniu milionów złotych podejmowane są na podstawie bardzo pobieżnej analizy faktur zużycia prądu i ciepła lub opinii innych użytkowników kogeneracji.

I warto w tym miejscu postawić proste pytania: ilu inwestorów przyzna się, że w wyniku zaniechania należytego przygotowania inwestycji agregat kogeneracyjny nie spełnia pokładanych w nim nadziei oraz ilu inwestorów dokonało analizy uzyskanych efektów energetycznych i finansowych po przynajmniej rocznym okresie eksploatacji?

Na końcowy efekt finansowy inwestycji w kogenerację wpływają czynniki, na które ani analitycy, ani inwestorzy nie mają wpływu – po prostu energetyka jest przesiąknięta polityką.

Dlatego tak ważne jest wykonanie studium przedinwestycyjnego, w którym rozpatruje się różne warianty przy różnych wartościach cenotwórczych. Jeśli przyjmujemy tryb pracy FL to decydujący wpływ na opłacalność będzie miała cena gazu oraz cena za jaką jesteśmy w stanie **sprzedać** nadwyżki prądu.

Trudno znaleźć przypadek, gdy przy prawidłowo dobranym agregacie kogeneracyjnym, cena wytworzonego w CHP prądu będzie wyższa od prądu z sieci. Ale przy niekorzystnych warunkach cenowych może się okazać, że cena sprzedaży nadwyżek prądu z CHP do sieci będzie niższa niż jej wytworzenie – wtedy z każdą godziną pracy CHP straty się powiększają.

Reasumując, kogeneracja jest bardzo dobrym rozwiązaniem dla firm ciepłowniczych jeśli jest prawidłowo dobrana.

Studium przedinwestycyjne jest podstawowym dokumentem **dla inwestora** do podjęcia decyzji, a program funkcjonalno-użytkowy podstawowym dokumentem **dla wykonawcy** w celu prawidłowego zrealizowania optymalnego dla inwestora wariantu.