

Analiza techniczno-ekonomiczna opłacalności nadbudowy węglowej elektrociepłowni parowej turbiną gazową i kotłem odzyskowym

Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej jest jedną z bardziej efektywnych technologii konwersji energii chemicznej paliw. W Polsce produkcja skojarzona jest realizowana głównie w elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych z kotłami węglowymi i turbinami parowymi [7]. Elektrociepłownie te charakteryzują się dużymi mocami wynikającymi z zapotrzebowania na ciepło, jakie występowało u odbiorców w latach, gdy były one projektowane. W ostatnim okresie zauważa się jednak znaczny spadek zapotrzebowania na ciepło, co wynika między innymi z racjonalizacji zużycia energii i restrukturyzacji przemysłu. Moce elektrociepłowni stają się więc często zbyt duże jak na obecne warunki. Mała elastyczność pracy układów parowych z kotłami węglowymi spowodowana stosunkowo wysokim poziomem minimalnych dopuszczalnych obciążeń poszczególnych urządzeń, a także znaczny wiek urządzeń, głównie kotłów i turbin, wymusza poszukiwanie nowych rozwiązań modernizacyjnych.

Jednym z rozwiązań umożliwiających poprawę warunków pracy i parametrów eksploatacyjnych elektrociepłowni jest budowa modułu z zasilaną gazem ziemnym turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Pozwala to dostosować wielkość urządzeń w elektrociepłowni do zapotrzebowania na nośniki energii oraz dodatkowo wpłynąć na obniżenie zużycia węgla i zmniejszyć wielkość emisji substancji szkodliwych. Poprawie powinny ulec również wskaźniki technicznej efektywności elektrociepłowni jako całości.

W dalszej części artykułu przedstawiono analizę techniczno-ekonomiczną celowości modernizacji zawodowej elektrociepłowni parowej poprzez nadbudowę turbiną gazową z kotłem odzyskowym. Przeanalizowano różne warianty technicznej realizacji projektu.

Charakterystyka pracy elektrociepłowni

Analizowana elektrociepłownia wytwarza gorącą wodę grzewczą na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej oraz parę technologiczną dla odbiorców przemysłowych. Obecnie w elektrociepłowni zainstalowane są trzy kotły parowe OP-130 opalane węglem kamiennym, kocioł wodny WP-120, dwa turbozespoły upustowo-kondensacyjne o mocy elektrycznej 18 MW i 12 MW oraz jeden turbozespół przeciwny o mocy 12 MW. Znamionowa wydajność kotła parowego wynosi 130 t/h (a maksymalna osiągnięta 150 t/h). W kotłach wytwarzana jest para prze-

grzana o ciśnieniu 3,8 MPa i temperaturze 450°C. Moc cieplna kotła wodnego wynosi 140 MW. Znamionowa moc elektryczna elektrociepłowni wynosi obecnie 42 MW, przy maksymalnej mocy cieplnej 332 MW.

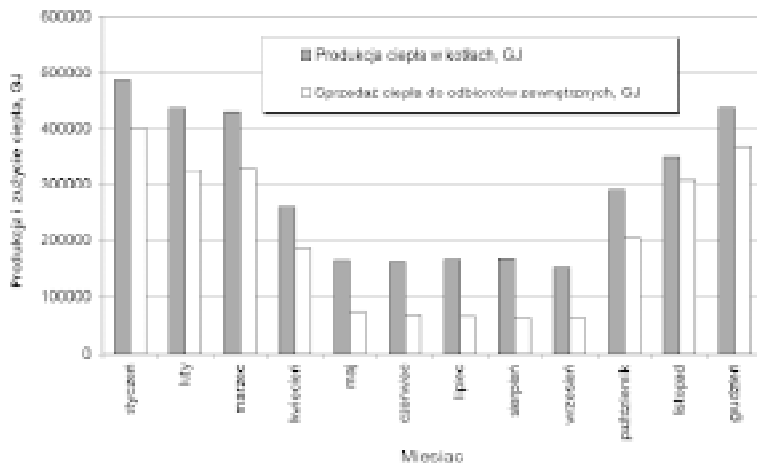
Największe problemy w pracy elektrociepłowni występują poza sezonem grzewczym, kiedy to znacznie obniża się zapotrzebowanie na ciepło. Wymagana produkcja pary w kotłach węglowych powinna wynosić wtedy 25–50 t/h. Minimalne zapotrzebowanie ciepła w wodzie gorącej występuje latem i wynosi 16 MW. Poza wodą grzewczą elektrociepłownia wytwarza parę technologiczną, której pobór charakteryzuje się znacznymi wahaniami w cyklu dobowym. Strumień pary technologicznej zmienia się od 0 do 17 t/h (z chwilowymi, krótkotrwałymi wzrostami do 20 t/h). W czasie zaniku odbiorów pary technologicznej i przy najmniejszym zapotrzebowaniu na ciepło sieciowe występuje najmniejsze zapotrzebowanie na parę: 25 t/h (z uwzględnieniem potrzeb własnych). Minimum techniczne kotłów OP-130 wynosi 80 t/h. Powoduje to, że w czasie najmniejszych obciążeń cieplnych układu znaczna część pary kierowana jest do turbin upustowo-kondensacyjnych. Na rysunku 1 przedstawiono produkcję ciepła w kotłach parowych oraz ilość ciepła kierowaną do odbiorców zewnętrznych w postaci pary technologicznej i gorącej wody.

Z rysunku 1 wynika, że w okresie letnim odbiór ciepła przez odbiorców zapewnia wykorzystanie mniej niż 50% ciepła wytwarzanego w kotłach. Powoduje to znaczny spadek średniego wskaźnika wykorzystania energii chemicznej paliwa netto (sprawności całkowitej netto), określonego wzorem [3], [6], [7]:

$$\eta_c = \frac{E_{el} + Q_g}{PW_d} \quad (1)$$

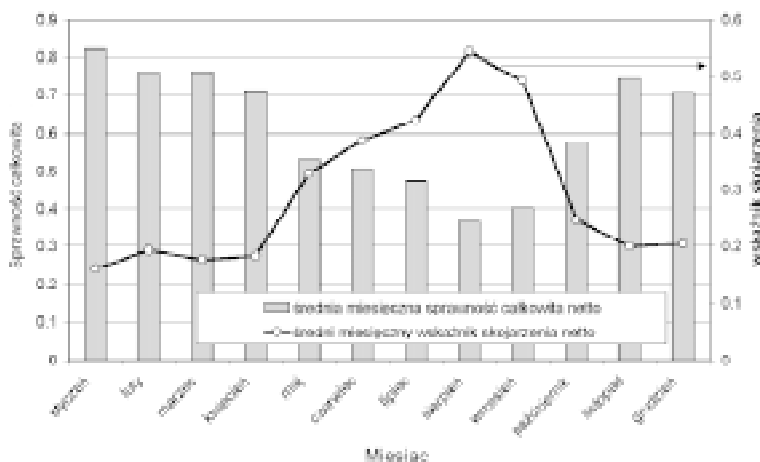
gdzie: E_{el} – energia elektryczna sprzedana w danym okresie, Q_g – ciepło sprzedane, P – ilość spalonego paliwa, W_d – wartość opałowa paliwa.

Zmiany średniej sprawności całkowitej netto i średniego wskaźnika skojarzenia netto $\sigma = E_{el}/Q_g$ dla elektrociepłowni przedstawiono na rysunku 2. Z rysunku tego wynika, że w okresie letnim efektywność wykorzystania paliwa w elektrociepłowni jest niska. Jest to efekt znacznego udziału pracy kondensacyjnej w całkowitej ilości zużywanej energii. Niska sprawność układu powoduje wzrost kosztu wytwarzania ciepła (związanego z kosztem paliwa i kosztami emisji substancji szkodliwych).



Rys. 1. Produkcja i odbiór ciepła z elektrociepłowni w ciągu roku

Rys. 2. Średnia miesięczna sprawność całkowita i wskaźnik skojarzenia EC



Analiza techniczna modernizacji elektrociepłowni

Proponowana modernizacja elektrociepłowni polegała na dobudowaniu układu z turbiną gazową i kotłem odzyskowym w celu poprawy wskaźników technicznych i obniżenia kosztu jednostkowego wytwarzania ciepła. Założono, że para produkowana w kotle odzyskowym ma parametry identyczne jak produkowana w kotłach węglowych, co umożliwi połączenie kotła odzyskowego z kolektorem pary świeżej za kotłami węglowymi. Dzięki takiemu rozwiązaniu warunki pracy układu parowego nie ulegną

zmianie. Ponadto budowa kotła odzyskowego o wydajności odpowiadającej obecnej minimalnej wydajności kotła węglowego pozwoli przy najmniejszych obciążeniach cieplnych odstawić z ruchu kotły węglowe, przy czym produkcja energii elektrycznej w układzie parowym pozostanie na nie zmienionym poziomie. Kocioł odzyskowy o takiej wydajności umożliwi wyłączenie pewnych turbozespołów kondensacyjnych, co powinno prowadzić do poprawy wskaźnika wykorzystania energii chemicznej paliwa.

Z założenia realizacja projektu powinna zmierzać do obniżenia jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła, gdyż przy nie zmienionej ilości sprzedawanego ciepła wzrośnie

Tabela 1

Warianty techniczne modernizacji elektrociepłowni [2]

Wariant	Opis wariantu	Zainstalowana moc elektryczna (moc cieplna), MW	Sprawność elektryczna turbozespołu, %	Temperatura spalin za turbiną, °C	Strumień spalin za turbiną, kg/s
1	turbina <i>ABB</i> GT10B, kocioł odzyskowy z dopalaniem o wydajności $G_{max} = 85$ ton pary/h	24,6 (67,2)	34,2	543	78,1
2	turbina <i>ABB</i> GT10B, kocioł odzyskowy bez dopalania o wydajności $G_{max} = 39$ ton pary/h, wymiennik ciepłowniczy spaliny-woda o mocy 8,6 MW	24,6 (37)	34,2	543	78,1
3	turbina <i>GE</i> PG5371(PA), kocioł odzyskowy bez dopalania o wydajności $G_{max} = 49$ ton pary/h i wymiennik ciepłowniczy spaliny-woda o mocy 15 MW	26,3 (52,8)	28,5	487	122,9

sprzedaż energii elektrycznej. Z drugiej jednak strony, realizacja projektu wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych oraz częściowej zamiany taniego paliwa (węgla) na droższe gazowe. Inwestycja będzie więc miała sens tylko wtedy, gdy korzyści techniczne doprowadzą do wygenerowania dodatniego efektu ekonomicznego.

Rozpatrzono trzy warianty modernizacji elektrociepłowni. Podstawowe wskaźniki techniczne analizowanych rozwiązań przedstawiono w tabeli 1 [2]. W każdym przypadku zaproponowano instalację kotła odzyskowego jednocieśnieniowego. Schemat zmodernizowanej części elektrociepłowni przedstawiono na rysunku 3.

Jako pierwszy analizowano wariant z turbiną gazową typu *ABB GT10B* i kotłem odzyskowym z dopalaniem (rys. 3). Zastosowanie dopalania pozwala osiągnąć wydajność kotła odzyskowego na poziomie 85 t/h, co zapewnia nie zmienione warunki pracy układu parowego. Para o temperaturze 450°C i ciśnieniu 3,9 MPa wytwarzana w kotle odzyskowym kierowana jest do kolektora pary świeżej wraz z parą z kotłów węglowych. Woda zasilająca kocioł odzyskowy doprowadzana będzie z istniejących odgazowycy. Założono, że układ gazowy będzie pracował w podstawie obciążenia cieplnego elektrociepłowni, co zapewni jego maksymalne wykorzystanie w ciągu roku. Roczny czas pracy przyjęto równy 8350 godzin.

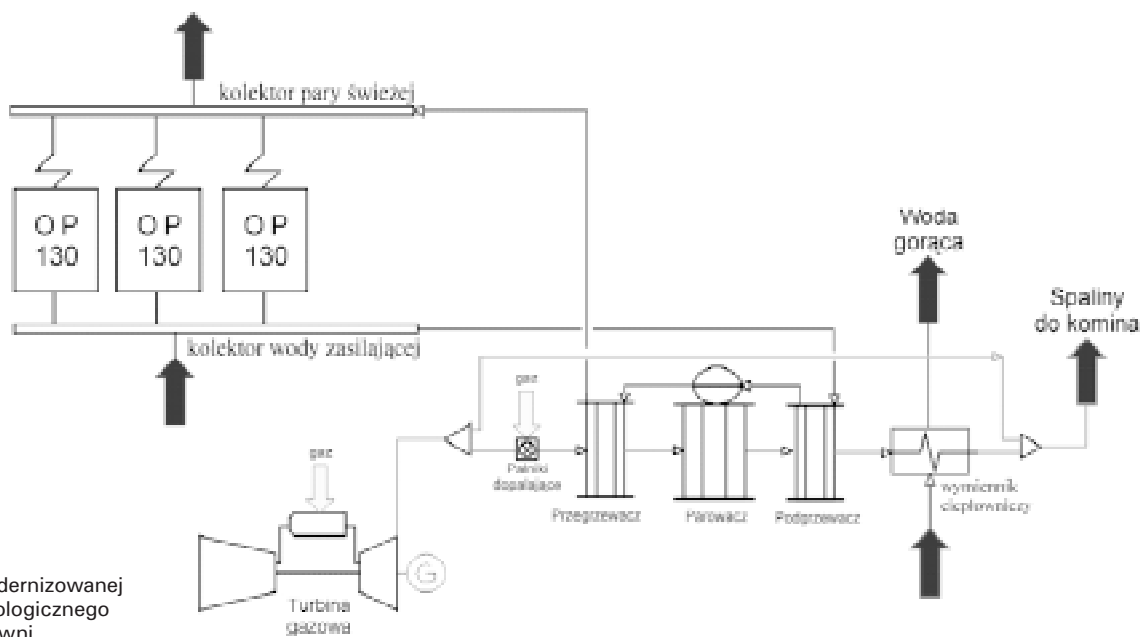
Parametry techniczne turbozespołu w warunkach ISO przedstawiono w tabeli 1. Osiągane rzeczywiście parametry turbozespołu są uzależnione od strat ciśnienia na wlocie i wylocie z turbiny oraz od temperatury otoczenia. Możliwy do uzyskania strumień pary oszacowano przyjmując wartość przewężenia temperaturowego w parowaczu kotła odzyskowego (pinch) równą 15 K. Średni wskaźnik wykorzystania energii chemicznej paliwa w układzie gazowym wynosi około 0,74 (w układzie bez dopalania).

Wydajność kotła odzyskowego dobrano zakładając, że strumień wytwarzanej pary zapewni nie zmienione warunki pracy układu parowego (nie ulega więc zmianie ilość energii elektrycznej wytwarzanej w układzie parowym).

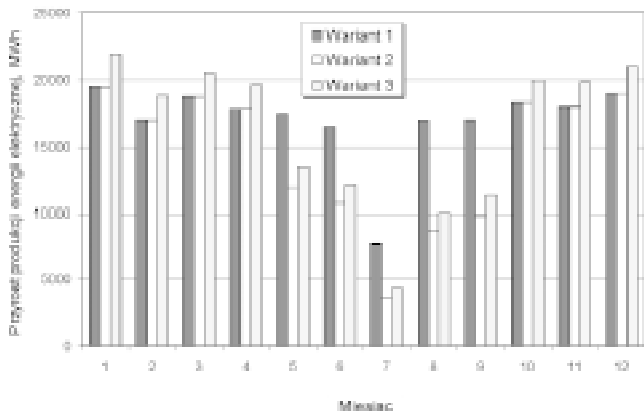
Wymagany przez turbozespół strumień pary wynosi wtedy około 85 t/h., co wymusza zastosowanie dopalania w kotle odzyskowym. Paliuki dopalające uruchamiane będą tylko wtedy, gdy odstawiane są kotły węglowe. W czasie pracy z dopalaniem sprawność całkowita dla układu gazowego wzrasta do $\eta_{cg} = 0,89$, co wynika z niższej temperatury spalin opuszczających kocioł odzyskowy (zmienia się rozkład temperatury). Moment odstawienia kotłów węglowych obliczono na podstawie średniej wydajności kotłów. Jeżeli wydajność staje się mniejsza od minimum technicznego jednego kotła węglowego, to kotły węglowe są odstawiane z ruchu. Oszacowano, że czas wyłączenia kotłów może wynosić 5 miesięcy w roku (maj–wrzesień). W okresie tym wymagane jest jednak dopalanie gazu w kotle odzyskowym.

Wytwarzanie nie zmienionej ilości pary zapewnia wprawdzie przyrost produkcji energii elektrycznej, z drugiej jednak strony wymagana jest dalsza praca turbin kondensacyjnych. W rezultacie uzyskuje się niewielki przyrost wskaźnika wykorzystania energii chemicznej paliwa w elektrociepłowni. Z rysunku 6 wynika, że pomimo stosunkowo wysokiej sprawności całkowitej układu gazowego $\eta_{cg} = 0,89$, sprawność elektrociepłowni jako całości η_{cEC} pozostaje nadal na niskim poziomie (około 0,5).

Podkreślić można, że w wyniku modernizacji układu nie następuje przyrost produkcji ciepła, a jedynie zwiększa się ilość wytwarzanej energii elektrycznej. Jednocześnie praca układu gazowego prowadzi do zmniejszenia zużycia paliwa w układzie węglowym. Stąd też dodatkowa ilość energii elektrycznej obciążona jest znacznie mniejszym zużyciem energii chemicznej paliwa niż w przypadku samodzielnej pracy turbiny gazowej (rys. 5). Wynika to z faktu, że od energii chemicznej gazu ziemnego spalane w turbinie odejmowana jest wartość zaoszczędzonej energii chemicznej nie spalonego węgla i oleju. Największe zmniejszenie jednostkowego zużycia energii napędowej następuje w okresie letnim, kiedy kotłownia węglowa jest odstawiana z ruchu.



Rys. 3. Schemat zmodernizowanej części układu technologicznego elektrociepłowni



Rys. 4. Przyrost produkcji energii elektrycznej dla analizowanych wariantów

Drugi z analizowanych wariantów modernizacji, w stosunku do wariantu wyjściowego charakteryzuje się brakiem dopalania w kotle odzyskowym. Dla parametrów spalin za turbiną gazową kocioł ten może osiągnąć wydajność 39 t/h. W tym przypadku założono, że w okresie letnim odstawiane będą z ruchu również turboszespoły upustowo-kondensacyjne. Przeprowadzone obliczenia bilansowe pokazały, że dla tej wydajności kotła odzyskowego możliwe będzie wykorzystanie jedynie turbiny przeciwprężnej. Minimalna moc tej turbiny wynosi 1,8 MW przy strumieniu dolotowym pary równym 17 t/h. W efekcie realizacja wariantu 2 prowadzi do znacznie mniejszego przyrostu produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowni (rys. 4).

Obliczenia termodynamiczne kotła odzyskowego wykazały, że temperatura spalin na wylocie z podgrzewacza wody jest stosunkowo wysoka (około 196°C). Zaproponowano więc zainstalowanie za kotłem odzyskowym dodatkowego wymiennika ciepłowniczego. Przy ochłodzeniu spalin do temperatury 90°C uzyskuje się moc cieplną wymiennika 8,6 MW.

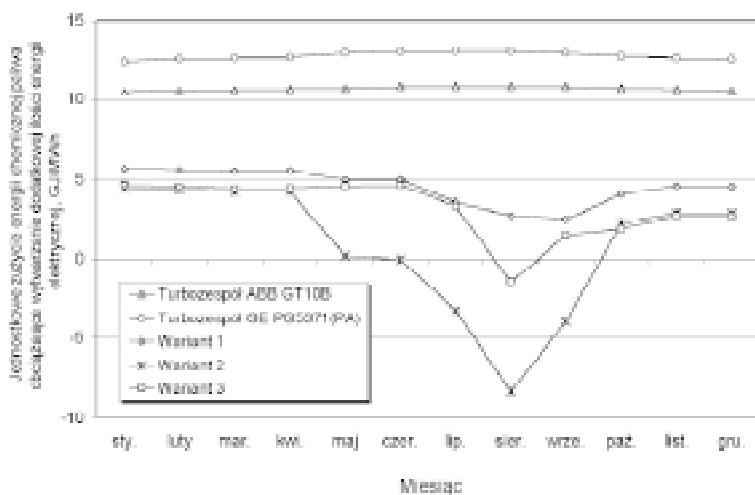
Jako ostatni wariant rozpatrzono budowę układu gazowego z wykorzystaniem turbiny gazowej GE PG5371(PA) o mniejszej sprawności energetycznej, lecz większej entalpii spalin wylotowych niż w przypadku turbiny ABB GT10B. Rozwiązanie takie umożliwia zwiększenie mocy cieplnej kotła odzyskowego bez zastosowania dopalania oraz wyższą niż w wariantie 2 produkcję energii elektrycznej (rys. 4).

Wydajność kotła odzyskowego (bez dopalania) określono na 48 t/h. Przy założonych ograniczeniach temperaturowych w kotle temperatura spalin wylotowych z kotła wynosi ok. 210°C. Daje to możliwość dodatkowej produkcji ok. 15 MW ciepła z wykorzystaniem spalinowego wymiennika ciepłowniczego. Całkowita średnia łączna moc cieplna bloku gazowego wyniesie więc 60 MW. Podobnie jak w pierwszych dwóch wariantach w okresie letnim nie będą pracowały kotły węglowe i turbiny upustowo-kondensacyjne (wystarczy praca turbiny przeciwprężnej).

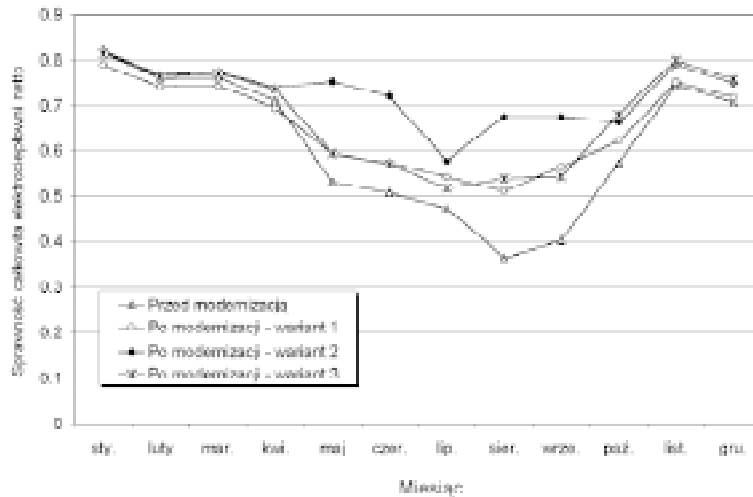
Wskaźniki technicznej efektywności przedstawiono na rysunkach 4–6. W stosunku do wariantu z turbiną ABB GT10B obniżeniu uległ wskaźnik wykorzystania energii chemicznej paliwa w elektrociepłowni jako całości. W okresie letnim wartości te są porównywalne z użytymi w wariantie 1, a w okresie zimowym z układem przed modernizacją. Wynika to z niższej sprawności energetycznej turbiny PG 5371(PA) oraz z faktu, że moc cieplna układu w okresie letnim nie jest w pełni wykorzystywana. Ponadto mniejsza sprawność wytwarzania energii elektrycznej powoduje, że przyrost ilości energii elektrycznej związany jest z większym zużyciem paliwa. Jednostkowe zużycie paliwa na produkcję dodatkowej ilości energii elektrycznej jest tu większe niż w przypadku wariantu 2 (rys. 5).

Z porównania analizowanych wariantów wynika, że wysoka sprawność turbiny gazowej ABB GT10B (w porównaniu z PG 5371(PA)) oraz znaczny stopień wykorzystania energii chemicznej spalin prowadzą w wariantie 2 do wyraźnej poprawy średniej sprawności elektrociepłowni netto (rys. 6). Sprawność całkowita netto dla elektrociepłowni przyjmuje tu wartości powyżej 65% (poza lipcem, kiedy turbina gazowa jest odstawiana w celu wykonania czynności serwisowych).

Również wielkość jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa przypadającej na wytworzenie dodatkowej ilości energii elektrycznej przedstawia się najkorzystniej w wariantie 2 (rys. 5). W okresie letnim wielkość ta przyjmuje wartości ujemne, co przy dodatnim przyroście produkcji świadczy o obniżeniu zużycia energii chemicznej paliw w stosunku do stanu obecnego. Przedsięwzięcie jest więc efektywne z technicznego punktu widzenia.



Rys. 5. Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa na wytworzenie dodatkowej energii elektrycznej (w turbinach gazowych i w elektrociepłowni)



Rys. 6. Średnia sprawność całkowita elektrociepłowni netto w analizowanych wariantach

Analiza efektywności ekonomicznej modernizacji elektrociepłowni

W dalszej części artykułu przeprowadzono obliczenia opłacalności przedsięwzięcia. Przeprowadzona analiza ekonomiczna ma charakter porównawczy (stan po realizacji inwestycji i stan obecny). Za główny wskaźnik decydujący o opłacalności inwestycji przyjęto wartość zysku netto NPV po okresie N lat eksploatacji [1], [4], [5], wyrażony wzorem:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^N \alpha_t CF_t \quad (2)$$

gdzie: t – bieżący rok eksploatacji, N – całkowita liczba lat eksploatacji, CF_t – przepływ pieniężny obliczony na końcu roku t .

Obliczano również inne wskaźniki opłacalności, tzn. wewnętrzną stopę zwrotu IRR oraz prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych $SPBP$ i $DPBP$. Analizę ekonomiczną przeprowadzono przy założeniu niezmiennej ilości sprzedawanego ciepła. Wynika stąd, że po realizacji inwestycji sprzedaż ciepła z elektrociepłowni nie przyniesie dodatkowych przychodów. Realizacja projektu (a co się z tym wiąże całość poniesionych nakładów inwestycyjnych) prowadzi do następujących korzyści:

- wzrost produkcji (i sprzedaży) energii elektrycznej,
- zmniejszenie zużycia węgla spalane w kotłach (mniejszy czas pracy kotłów),
- mniejsze koszty remontów kotłów węglowych,
- zmniejszenia emisji zanieczyszczeń.

Z drugiej strony pojawiają się natomiast koszty związane z pracą układu gazowego, z których podstawowe, to nakłady inwestycyjne na część gazową oraz koszt zużywanego gazu. Roczną zmianę przepływów pieniężnych związanych z modernizacją określa zależność:

$$\Delta CF = CF' - CF = \Delta E_{el_s} e_{el} - \Delta K_W - (\Delta K_G - F') - P_d' + A' + L' \quad (3)$$

gdzie: wielkości z indeksem ' dotyczą układu gazowego; ΔE_{el_s} – przyrost sprzedaży energii elektrycznej; e_{el} – jednostkowa cena sprzedaży energii elektrycznej; ΔK_W – obniżenie kosztów w układzie węglowym; ΔK_G – wzrost kosztów w układzie gazowym; F – koszty finansowe (odsetki); P_d – podatek dochodowy; A – amortyzacja; L – wartość likwidacyjna.

Ponadto w analizach badano zmianę jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w elektrociepłowni. Obecnie koszt jednostkowy produkcji ciepła można opisać zależnością wynikającą z obciążenia produkcji energii elektrycznej kosztem granicznym, wynikającym ze sprzedaży energii elektrycznej [7]:

$$k_c = \frac{K - E_{el_s} e_{el}}{Q_s} \quad (4)$$

gdzie: K – całkowite roczne koszty działalności EC; k_c – jednostkowy koszt wytwarzania ciepła, PLN/GJ.

Po modernizacji układu średni jednostkowy koszt wytwarzania ciepła wyniesie:

$$k_c^* = \frac{K - (-\Delta K_W) + (-\Delta K_{TG}) - (E_{el_s} + \Delta E_{el_s}) e_{el}}{Q_s} \quad (5)$$

Warunkiem koniecznym (ale nie wystarczającym) opłacalności inwestycji jest:

$$\Delta k_c = k_c^* - k_c = \frac{(\Delta K_{TG}) - (-\Delta K_W) - \Delta E_{el_s} e_{el}}{Q_s} < 0 \quad (6)$$

W obliczeniach nie uwzględniono obniżenia kosztów remontów i kosztów materiałów pomocniczych i surowców nieenergetycznych (część pozycji – ΔK_W) związanego z ograniczeniem wykorzystania kotłowni węglowej. Pozycja ta jest bowiem trudna do oszacowania, a ma nie-

wielki wpływ na wyniki obliczeń. W obliczeniach ujęto jedynie obniżenie kosztów emisji oraz obniżenie zużycia węgla i oleju opałowego. Obliczenia ekonomiczne przeprowadzono przy następujących ważniejszych założeniach:

- ceny nie zawierają podatku VAT,
- modernizacja nie powoduje zmiany kosztów osobowych oraz kosztów ogólnych,
- jako bazowy poziom cen przyjęto: cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci 117 PLN/MWh, średnia cena sprzedaży ciepła 18 PLN/GJ, cena zakupu węgla energetycznego (z kosztami transportu) 200 PLN/tonę, cena oleju opałowego 1300 PLN/tonę; cenę zakupu gazu ziemnego przyjęto jako 0,495 PLN/m³,
- udział własny inwestora w finansowaniu przedsięwzięcia wynosi 13,5% wymaganych nakładów inwestycyjnych; pozostała wymagana część sfinansowana zostanie z kredytu komercyjnego o stopie procentowej 20% w skali roku,
- czas spłaty kredytu przyjęto 7 lat, a czas budowy obiektu 2 lata,
- w pierwszym roku budowy wydatkowanych będzie 30% nakładów inwestycyjnych,
- czas eksploatacji obiektu $N=20$ lat,
- stopa dyskonta dla przyjętego wariantu finansowania $r=9\%$.

Całkowite nakłady inwestycyjne wymagane na realizację wariantu 1 oszacowano na poziomie 88 621 000 PLN (w tym turbozespół 38 377 500 PLN i kocioł odzyskowy z układem dopalania 22 430 000 PLN). Stwierdzono, że realizacja inwestycji nie jest opłacalna. Dla $N=20$ lat eksploatacji nie uzyskuje się dodatniej wartości zysku ΔNPV ($\Delta NPV = -90468206$ PLN). Jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w EC wzrasta średnio o 3,66 PLN/GJ. Obliczony próg rentowności (BEP) dla ceny sprzedaży energii elektrycznej wynosi 187,4 PLN/MWh, a dla ceny zakupu gazu otrzymano wartość znacznie niższą od wyjściowej ceny gazu, tzn. 0,293 PLN/m³ (co daje cenę jednostki energii chemicznej paliwa 8,37 PLN/GJ: mniejszą niż dla węgla, tzn. 8,69 PLN/GJ). Inwestycja wykazuje największą wrażliwość na zmianę ceny gazu ziemnego, następnie na cenę sprzedaży energii elektrycznej, a w ostatniej kolejności (z analizowanych) na cenę węgla. Jedną z ważniejszych przyczyn braku opłacalności wariantu 1 są wysokie nakłady inwestycyjne na budowę kotła odzyskowego z dopalaniem. Podkreślenia wymaga, że praca sekcji dopalającej i produkcja pary z maksymalną wydajnością odbywają się przez stosunkowo krótki okres w ciągu roku (5 miesięcy).

W wariantcie 2 zmniejsza się ilość wytwarzanej energii elektrycznej, ale realizacja układu wymaga niższych nakładów inwestycyjnych (głównie na kocioł odzyskowy). Całkowite nakłady inwestycyjne oszacowano tu na 70 371 000 PLN. W wyniku obliczeń otrzymano przy bazowym poziomie cen wartość ΔNPV równą – 8 979 004 PLN i okresy zwrotu większe od 20 lat. Pomimo znacznych korzyści energetycznych inwestycja również nie jest opłacalna. W stosunku do stanu obecnego

nie uległ jednak zmianie średni jednostkowy koszt wytwarzania ciepła. Ponadto prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych osiągnął wartość 10,3 roku, co świadczy, że na niską opłacalność uzyskaną w analizie dyskontowej wpływa wysoki koszt pozyskania kapitału. Podobnie jak w wariantcie 1 inwestycja wykazuje największą wrażliwość na cenę zakupu gazu ziemnego. Przy stosunkowo niskiej cenie węgla i energii elektrycznej zmiana ceny gazu powoduje znaczne zmiany ΔNPV . Wartości progów rentowności BEP wynoszą odpowiednio: cena sprzedaży energii elektrycznej 125,22 PLN/MWh, cena zakupu węgla 217,15 PLN/tonę oraz cena zakupu gazu ziemnego 0,472 PLN/m³.

W wariantcie 3 całkowite nakłady inwestycyjne oszacowano na poziomie 68 895 000 PLN. Nakłady te są mniejsze niż w poprzednich wariantach, głównie ze względu na niższy koszt turbiny gazowej i kotła odzyskowego. Wyniki obliczeń dla cen bazowych ponownie wykazały jednak nieopłacalność inwestycji. Wartość ΔNPV wynosi – 69 644 848 PLN. Ponadto wzrasta jednostkowy koszt wytwarzania ciepła: średnio o 2,77 PLN/GJ. Uzyskane wyniki są gorsze niż w wariantcie 2. Wprawdzie w stosunku do obu poprzednich wariantów obniżone zostały wymagane nakłady inwestycyjne, to jednak podwyższeniu uległ koszt eksploatacji, głównie wskutek większego zużycia gazu.

Zestawienia wskaźników wymaganych nakładów inwestycyjnych oraz wskaźnika NPV dla wszystkich analizowanych wariantów przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2

Warianty techniczne modernizacji elektrociepłowni

Wariant	Całkowity nakład inwestycyjny J_o , PLN	Zdyskontowany zysk netto NPV , PLN
1	88 621 000	-90 468 206
2	70 371 000	-8 979 004
3	68 895 000	-69 644 848

Wnioski końcowe

W artykule przeanalizowano techniczne i ekonomiczne aspekty rozbudowy elektrociepłowni zawodowej parowej o blok z turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Wykonane obliczenia techniczne i ekonomiczne doprowadziły do następujących wniosków.

1. Nadbudowa istniejącej elektrociepłowni parowej zasilanej węglem kamiennym jest przedsięwzięciem korzystnym z technicznego punktu widzenia. W wyniku jego realizacji wzrasta elastyczność pracy układu cieplnego elektrociepłowni jako całości oraz poprawie ulega wskaźnik wykorzystania energii chemicznej paliwa (zwłaszcza w okresie najmniejszych obciążeń cieplnych). Przyrost produkcji energii elektrycznej pociąga za sobą stosunkowo niewielki przyrost (a czasem wręcz zmniejszenie) zużycia energii chemicznej paliw. Z ekonomicznego punktu widzenia, dla przyjętego wyjściowego

- poziomu cen (energia elektryczna 117 PLN/MWh, gaz 0,495 PLN/m³, węgiel 200 PLN/tonę), budowa układu z turbiną i kotłem odzyskowym w żadnym z proponowanych wariantów nie jest jednak przedsięwzięciem opłacalnym, co jest w głównej mierze wynikiem niskiej ceny sprzedaży energii elektrycznej, wysokiej ceny zakupu gazu ziemnego oraz stosunkowo niskiej ceny zakupu węgla.
2. Analiza wrażliwości inwestycji na zmiany cen paliw i energii w każdym z analizowanych przypadków ponownie wykazała największą zależność wskaźników opłacalności od ceny gazu. Najmniejszą wrażliwość inwestycja wykazuje w stosunku do ceny zakupu węgla, co związane jest z jego niską ceną zakupu. Zastąpienie taniego węgla stosunkowo drożym gazem ziemnym powoduje, że oszczędność energii chemicznej paliw nie pociąga za sobą oszczędności kosztów.
 3. Najkorzystniejsze wyniki uzyskano dla wariantu 2, tzn. z turbiną gazową o stosunkowo wysokiej sprawności, kotłem odzyskowym bez dopalania i wymiennikiem ciepłowniczym spaliny-woda. Obliczenia wykazały, że dla cen bazowych inwestycja znajduje się na granicy opłacalności. Analizy wrażliwości wykazały, że dla uzyskania opłacalności nie są wymagane znaczne zmiany cen nośników energii. Szczególnie istotny jest stosunkowo niski próg rentowności dla ceny sprzedaży energii elektrycznej, który wydaje się wartością realną w niedalekiej przeszłości.

4. Budowa układu z turbiną gazową może być opłacalna w momencie zaistnienia konieczności likwidacji kotłów węglowych. Pozwoli to na poprawę atrakcyjności układu gazowego w wyniku uniknięcia nakładów finansowych na budowę nowych i uniknięcia kosztów eksploatacji kotłów.

LITERATURA

- [1] Behrens W., Hawranek P.M.: Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility UNIDO. Warszawa 1993
- [2] Gas Turbines World. 1999–2000 Handbook. A Pequot Publication. Volume 20
- [3] Kalina J., Skorek J.: Zastosowanie turbin gazowych w ciepłownictwie. Materiały II Krajowej Konferencji „Gazterm '99”. Międzyzdroje, 14–26 maja 1999
- [4] Skorek J., Kalina J., Bartnik R.: Koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w zasilanych gazem ziemnym małych układach skojarzonych oraz ich efektywność ekonomiczna. *Energetyka* 1998, nr 8
- [5] Skorek J., Wronkowski H., Kalina J., Bartnik R.: Analiza porównawcza efektywności ekonomicznej skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w prostym i kombinowanym układzie z turbiną gazową małej mocy. *Energetyka* 1999, nr 3
- [6] Stromberg J., Franck P., Berntsson T.: Learning from experiences with Gas-Turbine-Based CHP in Industry. CADDET Analyses Series No. 9. Sitard, Netherlands 1993
- [7] Szargut J., Ziębik A.: Podstawy energetyki cieplnej. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1998

