

Bolesław ZAPOROWSKI\*

## Efektywność energetyczna i ekonomiczna skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono koncepcje podstawowych układów technologicznych skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach gazowych i gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym oraz analizę efektywności energetycznej i ekonomicznej tych układów. Analizowano układy technologiczne elektrociepłowni gazowych: a) z silnikiem gazowym i b) z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym oraz elektrociepłowni gazowo-parowych: a) z turbiną parową upustowo-kondensacyjną i b) z turbiną parową przeciwprężną. Dla poszczególnych rodzajów układów technologicznych elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych przedstawiono wyniki analizy ich efektywności energetycznej i ekonomicznej.

**SŁOWA KLUCZOWE:** elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe, efektywność energetyczna, efektywność ekonomiczna

### Wprowadzenie

Jednym z ważnych celów rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej z paliw konwencjonalnych w XXI wieku będzie zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Jest to uzasadnione między innymi koniecznością zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, wy-

\* Dr hab. inż. , prof. PP — Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej;  
e-mail: boleslaw.zaporowski@put.poznan.pl

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

nikającą z protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz strategią zrównoważonego rozwoju energetyki. Cel ten może być osiągnięty między innymi przez: zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału elektrociepłowni w wytwarzaniu energii elektrycznej, częściowe zastąpienie w elektrowniach i elektrociepłowniach węgla gazem ziemnym oraz zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych, w tym biomasy, w wytwarzaniu energii elektrycznej. Szczególnie dużą rolę w podwyższeniu efektywności energetycznej wykorzystania paliw kopalnych i przez to uzyskanie ich oszczędności może odegrać rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Jest to jeden z celów polityki energetycznej Unii Europejskiej (UE), wyrażony między innymi w dyrektywie UE 2004/8/WE z dnia 11.02.2004 r. w sprawie promocji skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, dostosowanego do zapotrzebowania na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii.

Udział skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w produkcji energii elektrycznej ogółem w Polsce w roku 2003 wyniósł około 16,7%. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła odbywa się w naszym kraju w około 75% w elektrociepłowniach zawodowych, pracujących w systemach ciepłowniczych dużych aglomeracji miejskich oraz w około 25% w elektrociepłowniach przemysłowych, wytwarzających ciepło na potrzeby zakładów przemysłowych, a często również współpracujących z miejskimi systemami ciepłowniczymi. Warunki klimatyczne naszego kraju oraz stan rozwoju systemów ciepłowniczych pozwalają na stwierdzenie, że w Polsce jest możliwy znacznie większy udział skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w produkcji energii elektrycznej ogółem. W Danii wynosi on powyżej 50%.

Dalszy rozwój w Polsce skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oparty na polityce preferencji dla tej technologii, powinien dotyczyć przede wszystkim systemów zaopatrzenia w ciepło aglomeracji miejskich średniej i małej wielkości oraz niektórych zakładów przemysłowych, w których istnieją systemy (sieci) ciepłownicze lecz brak jest źródeł skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W dużych aglomeracjach miejskich (najczęściej powyżej 150 tys. mieszkańców) istnieją już bowiem źródła skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w przeważającej części w postaci elektrociepłowni parowych, najczęściej z turbinami przeciwprężnymi (upustowo-przeciwprężnymi), a rzadziej z turbinami upustowo-kondensacyjnymi. Mogą być również budowane źródła skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w małej skali, w małych nowych systemach ciepłowniczych lub bezpośrednio u odbiorców indywidualnych.

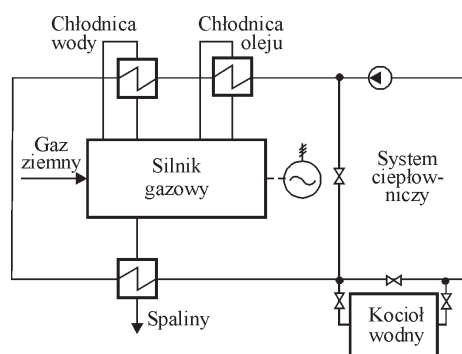
Na uzyskanie szczególnie istotnych efektów energetycznych i ekologicznych pozwala, rozpoczęty od kilku lat w naszym kraju proces stopniowego wprowadzania gazu ziemnego do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [1–13]. Zastępowanie węgla gazem ziemnym w elektrociepłowniach pozwala na:

- ✧ zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła a przez to zwiększenie efektywności wykorzystania energii chemicznej paliwa,
- ✧ poważne zmniejszenie szkodliwego oddziaływania elektrociepłowni na środowisko przyrodnicze, tzn. całkowite wyeliminowanie emisji  $\text{SO}_2$  i pyłów oraz istotne zmniejszenie emisji  $\text{NO}_x$  i  $\text{CO}_2$  do atmosfery,
- ✧ zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i skrócenie czasu budowy elektrociepłowni.

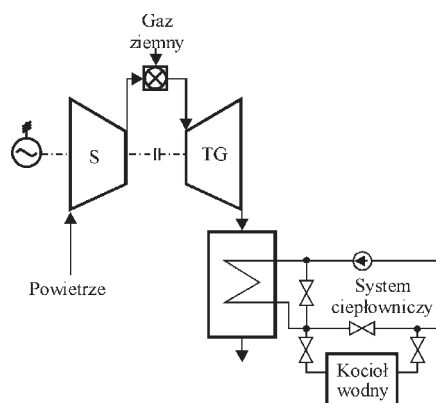
## Układy technologiczne elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych

Jako źródła skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, opalane gazem ziemnym, wiele zalet energetycznych i ekologicznych mają elektrociepłownie gazowe z silnikami i turbinami gazowymi oraz elektrociepłownie gazowo-parowe. Do analizy porównawczej efektywności energetycznej i ekonomicznej skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, opartego na gazie ziemnym, w artykule, wybrano następujące układy:

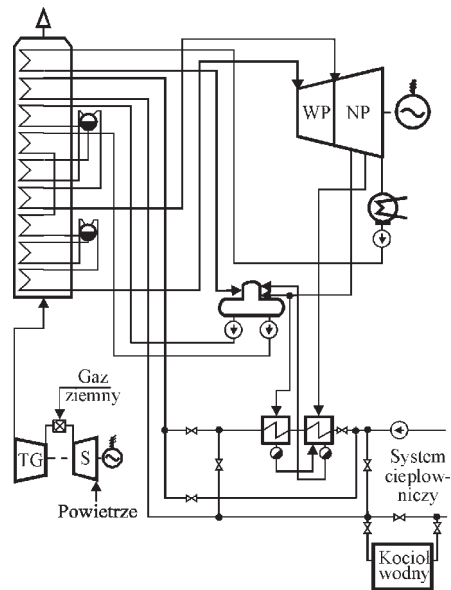
- ✧ elektrociepłownię gazową o mocy elektrycznej około 250 kW z silnikiem gazowym (rys. 1),
- ✧ elektrociepłownię gazową o mocy elektrycznej około 5,5 MW z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym (rys. 2),



Rys. 1. Układ technologiczny elektrociepłowni z silnikiem gazowym  
Fig. 1. Technological system of gas CHP plant using gas engine

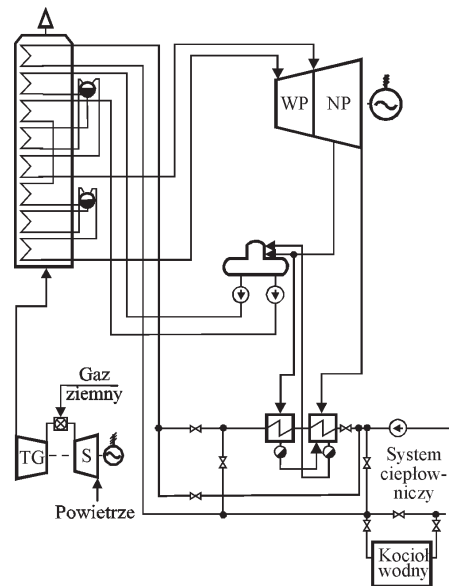


Rys. 2. Układ technologiczny elektrociepłowni z turbiną gazową pracującą w obiegu prostym  
Fig. 2. Technological system of gas CHP plant using simple gas turbine cycle



Rys. 3. Układ technologiczny elektrociepłowni gazowo-parowej z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową

Fig. 3. Technological system of gas-steam CHP plant with two-pressure HRSG and extraction-condensing steam turbine



Rys. 4. Układ technologiczny elektrociepłowni gazowo-parowej z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i przeciwpęzną turbiną parową

Fig. 4. Technological system of gas-steam CHP plant with two-pressure HRSG and back-pressure steam turbine

- ✧ elektrociepłownię gazowo-parową o mocy elektrycznej około 90 MW z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową (rys. 3),
- ✧ elektrociepłownię gazowo-parową o mocy elektrycznej około 90 MW z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i przeciwprężną turbiną parową (rys. 4).

## Analiza efektywności energetycznej

Dla wybranych do analizy elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych, których układy technologiczne są przedstawione na rysunkach 1–4, wykonano bilanse energetyczne i wyznaczono moce elektryczne i cieplne oraz wielkości charakteryzujące ich efektywność energetyczną [14], takie jak: średnioroczna sprawność elektryczna, cieplna i energetyczna oraz średnioroczny wskaźnik skojarzenia i względna oszczędność energii pierwotnej (paliwa), uzyskiwana dzięki skojarzonemu wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, a także jednostkową emisję CO<sub>2</sub>. Zależności służące do wyznaczenia tych wielkości oraz wyniki ich obliczeń, dla analizowanych układów, są przedstawione w tabeli 1. Obliczenia energetyczne układów technologicznych elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych, wykonano przy zastosowaniu metodyki, w której entalpia fizyczna spalin i powietrza wyznaczana była metodą fizyki statystycznej [15].

W obliczeniach elektrociepłowni gazowej przyjęto następujące parametry turbiny gazowej: temperatura na wlocie do turbiny  $T_1 = 1313$  K, temperatura na wylocie z turbiny  $T_2 = 788$  K, stosunek sprężania  $\pi = 12,5$ , natężenie przepływu spalin  $D_{sp} = 20,4$  kg/s, a w obliczeniach elektrociepłowni gazowo-parowych następujące parametry:  $T_1 = 1463$  K,  $T_2 = 863$  K,  $\pi = 15,7$ ,  $D_{sp} = 190$  kg/s. W obliczeniach przyjęto następujący skład gazu ziemnego: CH<sub>4</sub> = 97,439%, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 1,045%, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> = 0,367%, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> = 0,139%, C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> = 0,029%, C<sub>6</sub>H<sub>14</sub> = 0,021%, N<sub>2</sub> = 0,877%, CO<sub>2</sub> = 0,066% i He = 0,017%. Jako wartość odniesienia sprawności wytwarzania ciepła w produkcji rozdzielonej (w ciepłowni) przyjęto w obliczeniach wartość równą  $\eta_{co} = 92\%$ , natomiast jako wartość odniesienia sprawności wytwarzania energii elektrycznej w produkcji rozdzielonej (w elektrowni) wartość  $\eta_{eo} = 58\%$ . Wartości tych sprawności są uzasadnione tym, że analizowane elektrociepłownie są opalane gazem ziemnym.

## Analiza efektywności ekonomicznej

Dla wybranych układów elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych, wykonano analizę ich efektywności ekonomicznej. Jako wielkości charakteryzujące efektywność ekonomiczną poszczególnych układów technologicznych elektrociepłowni przyjęto:

- ✧ wartość bieżącą netto (NPV — Net Present Value),

TABELA 1. Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujących efektywność energetyczną elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych  
 TABLE 1. The results of calculations of quantities characterizing the energy effectiveness of gas and gas-steam CHP plants

Wielkość	Elektrociepłownie gazowe			Elektrociepłownie gazowo-parowe		
	zależność	wartości dla układu z silnikiem gazowym	wartości dla układu z turbina gazową	zależność	wartości dla układów technologicznych przedstawionych na rysunkach	
					3	4
Moc elektryczna w okresie grzewczym [MW]		0,250	5,291		89, 892	88,136
Moc ciepła wytwarzana w skojarzeniu [MW]		0,387	9,08		65,71	78, 016
Średnioroczna sprawność elektryczna wytwarzania w skojarzeniu, $\eta_{elec}$ [%]	$\frac{A_{eg}}{Q_{ga}} \frac{A_{ep}}{Q_w} 100$	36,00	31,17	$\frac{A_{eg}}{Q_{ga}} \frac{A_{ep}}{Q_w} 100$	50,13	47,11
Średnioroczna sprawność ciepła wytwarzania w skojarzeniu, $\eta_{ec}$ [%]	$\frac{W_{cs}}{Q_{ga}} \frac{W_{cs}}{Q_w} 100$	48,50	53,49	$\frac{W_{cs}}{Q_{ga}} \frac{W_{cs}}{Q_w} 100$	22,93	41,7
Średnioroczna sprawność energetyczna, $\eta_e$ [%]	$\frac{A_{eg}}{Q_{ga}} \frac{W_{cs}}{Q_w} 100$	84,50	84,66	$\frac{A_{eg}}{Q_{ga}} \frac{A_{ep}}{Q_w} \frac{W_{cs}}{100}$	73,06	88,81
Średnioroczny wskaźnik skojarzenia, $\sigma_s$	$\frac{A_{eg}}{W_{cs}}$	0,740	0,5827	$\frac{A_{eg}}{W_{cs}} \frac{A_{ep}}{W_{cs}}$	2,19	1,13
Względna oszczędność energii pierwotnej (paliwa), PES, [%]	$1 - \frac{\eta_{elec}}{\eta_{eco}} \frac{100}{\eta_{eo}}$	11,50	10,62	$1 - \frac{1}{\eta_{elec}} \frac{100}{\eta_{eco}}$	10,2	20,98
Jednostkowa emisja CO <sub>2</sub> , e <sub>CO<sub>2</sub></sub> , [kg CO <sub>2</sub> /MW·h]		246,00	248,5		249,6	219,7

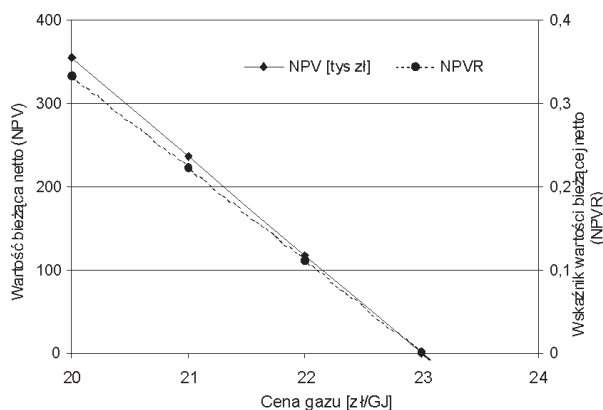
$A_{eg}$  — roczna produkcja energii elektrycznej turbozespołu gazowego [GJ/rok];  $A_{ep}$  — roczna produkcja energii elektrycznej turbozespołu parowego [GJ/rok];  $Q_{ga}^g$  — wartość opałowa gazu ziemnego [kJ/Nm<sup>3</sup>];  $Q_{ga}$  — roczne zużycie gazu ziemnego przez turbinę gazową elektrociepłowni gazowej lub gazowo-parowej [mln Nm<sup>3</sup>/rok];  $W_{cs}$  — roczna produkcja ciepła wytwarzanego w skojarzeniu w elektrociepłowni gazowej lub gazowo-parowej [GJ/rok];  $\eta_{eco}$  — wartość odniesienia sprawności wytwarzania ciepła w ciepłowni (w produkcji rozdzielonej) [%];  $\eta_{eo}$  — wartość odniesienia sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni (w produkcji rozdzielonej) [%].

- ✧ wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR – *Net Present Value Ratio*),
- ✧ wewnętrzną stopę zwrotu – (IRR – *Internal Rate of Return*),
- ✧ zdyskontowany okres zwrotu (DPB – *Discounted Pay Back Period*).

Obliczenia tych wielkości wykonano, wykorzystując wielkości zawarte w tabeli 1, i przyjmując następujące wartości danych wejściowych:

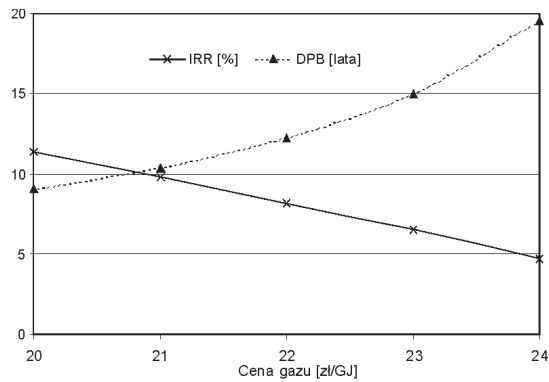
- ✧ jednostkowy koszt inwestycyjny bloku gazowego małej mocy (250 kW) z silnikiem gazowym  $I_{gs} = 4\,000$  zł/kW,
- ✧ jednostkowy koszt inwestycyjny bloku gazowego z turbiną gazową (o mocy 5300 kW)  $I_{gt} = 3300$  zł/kW,
- ✧ jednostkowy koszt inwestycyjny bloku gazowo-parowego z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym (o mocy turbiny gazowej ok. 65 MW)  $I_{gp} = 3200$  zł/kW,
- ✧ okres eksploatacji elektrociepłowni: z silnikiem gazowym  $T_e = 15$  lat, a z turbiną gazową małej mocy i elektrociepłowni gazowo-parowej  $T_e = 25$  lat,
- ✧ czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej i ciepłej dla elektrociepłowni gazowych:  $T_1 = 6200$  godz./rok (praca w okresie grzewczym i letnim) lub  $T_2 = 3900$  godz./rok (praca tylko w okresie grzewczym),
- ✧ czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną  $T_e = 7200$  godz./rok oraz ciepłej  $T_c = 4900$  godz./rok, a dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną przeciwną  $T_{ec} = 3900$  godz./rok (praca tylko w okresie grzewczym),
- ✧ cena sprzedaży ciepła przez elektrociepłownię gazową o mocy elektrycznej 250 kW  $c_c = 28,6$  zł/GJ, a przez elektrociepłownię gazową o mocy elektrycznej 5,5 MW i gazowo-parową  $c_c = 23,5$  zł/GJ,
- ✧ udział środków własnych w finansowaniu inwestycji 20%,
- ✧ stopa dyskontowa  $p = 6,5\%$ .

Wyniki obliczeń wielkości charakteryzujących efektywność ekonomiczną analizowanych układów elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych przedstawiono na rysunkach 5–16.



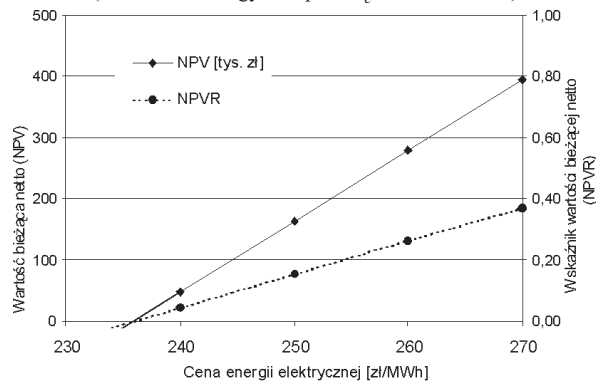
Rys. 5. Zależność NPV i NPVR od ceny gazu ziemnego dla elektrociepłowni z silnikiem gazowym (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 236$  zł/MW·h)

Fig.5. Dependence of NPV and NPVR on natural gas price for gas CHP plant with gas engine (for electric energy sale price  $c_e = 236$  zł/MW·h)



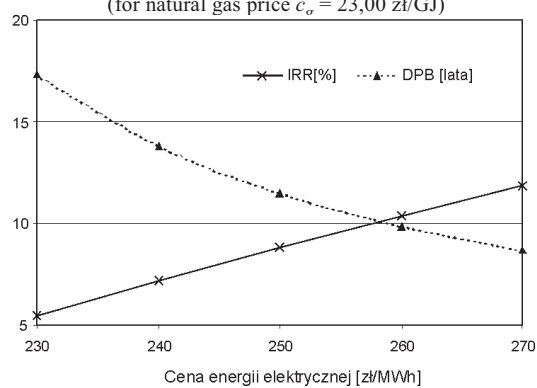
Rys. 6. Zależność IRR i DPB od ceny gazu dla elektrociepłowni z silnikiem gazowym (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 236$  zł/MW·h)

Fig. 6. Dependence of IRR and DPB on natural gas price for gas CHP plant with gas engine (for electric energy sale price  $c_e = 236$  zł/MW·h)



Rys. 7. Zależność NPV i NPVR od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni z silnikiem gazowym (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 23,00$  zł/GJ)

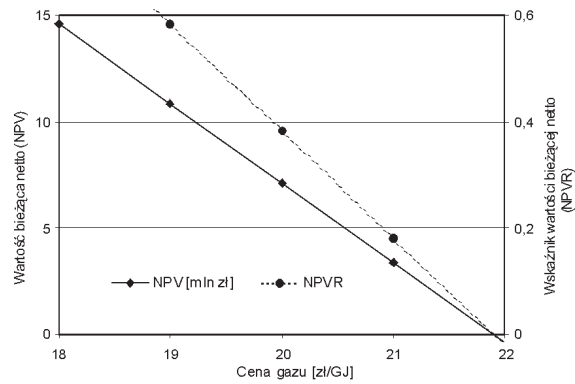
Fig. 7. Dependence of NPV and NPVR on electric energy selling price for gas CHP plant with gas engine (for natural gas price  $c_g = 23,00$  zł/GJ)



Rys. 8. Zależność IRR i DPB od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni z silnikiem gazowym (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 23,00$  zł/GJ)

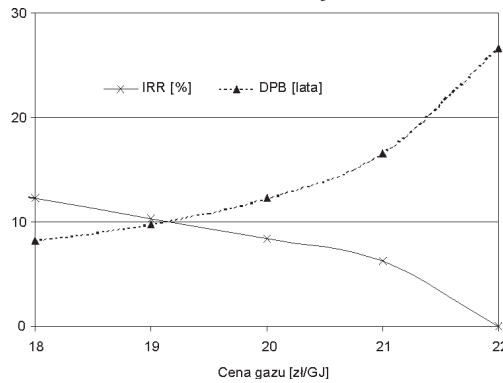
Fig. 8. Dependence of IRR and DPB on electric energy selling price for gas CHP plant with gas engine (for natural gas price  $c_g = 23,00$  zł/GJ)





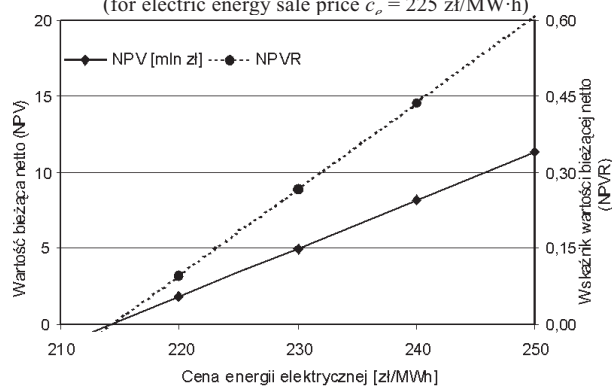
Rys. 9. Zależność NPV i NPVR od ceny gazu ziemnego dla elektrociepłowni z turbiną gazową (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 225$  zł/MW·h)

Fig. 9. Dependence of NPV and NPVR on natural gas price for gas CHP plant with gas turbine (for electric energy sale price  $c_e = 225$  zł/MW·h)



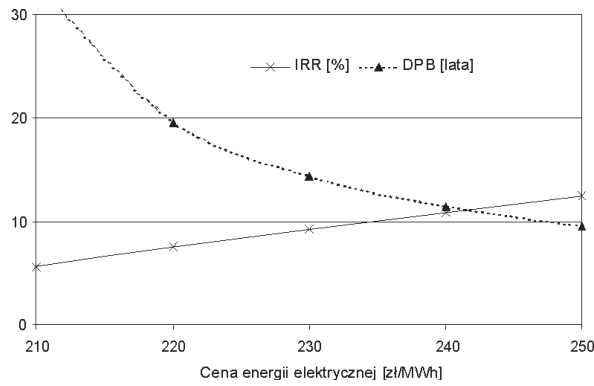
Rys. 10. Zależność IRR i DPB od ceny gazu dla elektrociepłowni z turbiną gazową (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 225$  zł/MW·h)

Fig. 10. Dependence of IRR and DPB on natural gas price for gas CHP plant with gas turbine (for electric energy sale price  $c_e = 225$  zł/MW·h)



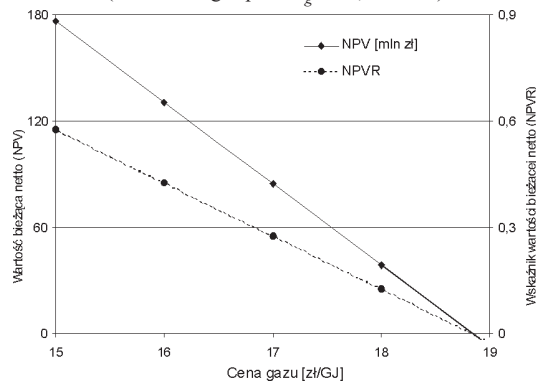
Rys. 11. Zależność NPV i NPVR od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni z turbiną gazową (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 21,00$  zł/GJ)

Fig. 11. Dependence of NPV and NPVR on electric energy selling price for gas CHP plant with gas turbine (for natural gas price  $c_g = 21,00$  zł/GJ)



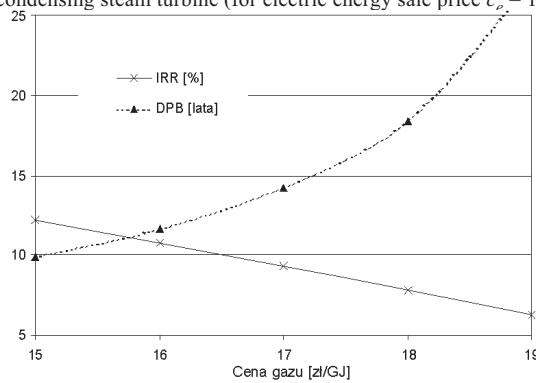
Rys. 12. Zależność IRR i DPB od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni gazową (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 21,00$  zł/GJ)

Fig. 12. Dependence of IRR and DPB on electric energy selling price for gas CHP plant with gas turbine (for natural gas price  $c_g = 21,00$  zł/GJ)



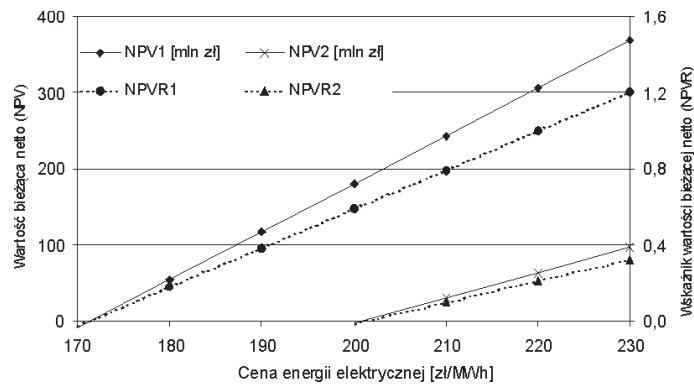
Rys. 13. Zależność NPV i NPVR od ceny gazu dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 180$  zł/MW·h)

Fig. 13. Dependence of NPV and NPVR on natural gas price for gas-steam CHP plant with extraction-condensing steam turbine (for electric energy sale price  $c_e = 180$  zł/MW·h)



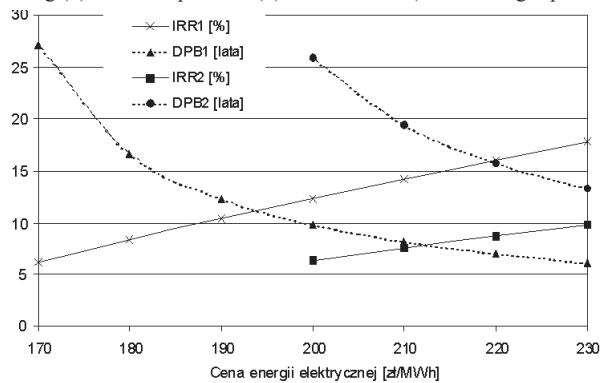
Rys. 14. Zależność IRR i DPB od ceny gazu dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną (przy cenie sprzedaży energii elektrycznej  $c_e = 180$  zł/MW·h)

Fig. 14. Dependence of IRR and DPB on natural gas price for gas-steam CHP plant with extraction-condensing steam turbine (for electric energy sale price  $c_e = 180$  zł/MW·h)



Rys. 15. Zależność NPV i NPVR od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną (1) i przeciwną (2) (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 17,65$  zł/GJ)

Fig. 15. Dependence of NPV and NPVR on electric energy selling price for gas-steam CHP plant with extraction-condensing (1) and back-pressure (2) steam turbine (for natural gas price  $c_g = 17,65$  zł/GJ)



Rys. 16. Zależność IRR i DPB od ceny sprzedaży energii elektrycznej dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną (1) i przeciwną (2) (przy cenie gazu ziemnego  $c_g = 17,65$  zł/GJ)

Fig. 16. Dependence of IRR and DPB on electric energy selling price for gas-steam CHP plant with extraction-condensing (1) and back-pressure (2) steam turbine (for natural gas price  $c_g = 17,65$  zł/GJ)

## Wnioski

Wyniki wykonanych obliczeń efektywności energetycznej i ekonomicznej wybranych układów elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

1. Analizowane układy technologiczne elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych, z punktu widzenia efektywności energetycznej (względnej oszczędności energii pierwotnej), można uszeregować w następującej kolejności: elektrociepłownia gazowo-parowa z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i przeciwną turbiną parową

(rys. 4), elektrociepłownia gazowa z silnikiem gazowym (rys. 1), elektrociepłownia gazowa z turbiną gazową, pracującą w obiegu prostym (rys. 2) i elektrociepłownia gazowo-parowa z dwuciśnieniowym kotłem odzysknicowym i upustowo-kondensacyjną turbiną parową (rys. 3). Wszystkie te układy mogą być zaliczone do elektrociepłowni o wysokiej sprawności ( $PES > 10\%$ ). Jednostkowa emisja  $CO_2$ , związana z wytwarzaniem energii elektrycznej, dla elektrociepłowni opalanych gazem jest kilkakrotnie niższa niż dla elektrowni opalanych węglem, która dla węgla kamiennego wynosi  $e_{CO_2} \cong 920 \text{ kg } CO_2/MW \cdot h$ , a dla węgla brunatnego  $e_{CO_2} \cong 1090 \text{ kg } CO_2/MW \cdot h$ .

2. Najwyższą efektywność ekonomiczną, spośród badanych układów, ma elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną parową upustowo-kondensacyjną, która może pracować w systemie elektroenergetycznym zarówno w sezonie grzewczym jak i letnim. Przy najniższej obecnie cenie gazu sieciowego, dla wielkich odbiorców, wynoszącej około  $17,65 \text{ zł/GJ}$ , przedsięwzięcie inwestycyjne tego typu może uzyskać dodatni efekt ekonomiczny (dodatnie NPV) przy cenie sprzedaży energii elektrycznej powyżej  $172 \text{ zł/MW} \cdot h$ . Wtedy jednak zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (DPB) wyniósłby powyżej 25 lat, a wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)  $6,5\%$ . Dopiero przy cenie sprzedaży energii elektrycznej około  $180 \text{ zł/MW} \cdot h$  DPB wyniósłby około 16,5 lat, a IRR około  $8,4\%$ , które dla przedsięwzięć inwestycyjnych, przy założonej stopie dyskontowej  $6,5\%$ , można uznać za wartości ekonomicznie zadawalające. Zakładając, że elektrociepłownia z turbiną gazową o mocy elektrycznej około  $5300 \text{ kW}$  zakupi sieciowy gaz ziemny w cenie około  $21,00 \text{ zł/GJ}$  (według taryfy dla odbiorców średniej wielkości), to osiągnie ona dodatnie NPV przy cenie sprzedaży energii elektrycznej powyżej  $214 \text{ zł/MW} \cdot h$ . Dotyczy to jednak sytuacji, gdy blok gazowy będzie mógł pracować z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej około  $6200 \text{ godz./rok}$ . Aby to przedsięwzięcie inwestycyjne uzyskało IRR około  $8,4\%$  i DPB około 16,5 lat, cena sprzedaży energii elektrycznej musiałaby wynosić około  $225 \text{ zł/MW} \cdot h$ . Natomiast gdyby blok tego typu pracował tylko w okresie grzewczym (z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej około  $3900 \text{ godz./rok}$ ), wtedy dodatnią wartość NPV mógłby uzyskać dopiero przy cenie sprzedaży energii elektrycznej około  $270 \text{ zł/MW} \cdot h$ . Elektrociepłownia gazowa, z silnikiem gazowym o mocy elektrycznej około  $250 \text{ kW}$ , przy obecnej cenie gazu, dla odbiorcy tego typu, wynoszącej około  $23,00 \text{ zł/GJ}$ , przy założonych, jak w przypadku elektrociepłowni gazowej z turbiną gazową, takiej samej cenie sprzedaży ciepła ( $23,50 \text{ zł/GJ}$ ) i takim samym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej ( $6200 \text{ godz./rok}$ ) uzyskałaby dodatnie NPV dopiero przy cenie sprzedaży energii elektrycznej wynoszącej około  $266 \text{ zł/MW} \cdot h$ . Ponieważ elektrociepłownia z silnikiem gazowym o mocy elektrycznej około  $250 \text{ kW}$ , jako źródło małej mocy, może wytwarzać ciepło na potrzeby inwestora lub blisko położonych odbiorców, przy niskich kosztach przesyłu, dlatego dopuszczalne jest założenie uzyskania przez tego typu elektrociepłownię wyższej ceny sprzedaży ciepła (jako tak zwanego kosztu unikniętego zakupu ciepła) np.  $28,60 \text{ zł/GJ}$ . Przy tym założeniu uzyskanie dodatniego NPV jest możliwe przy cenie sprzedaży energii elektrycznej wynoszącej około  $6 \text{ zł/MW} \cdot h$ .
3. Wykonane obliczenia wielkości charakteryzujących efektywność ekonomiczną różnych typów elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym wykazały, że jest ona bardzo wraz-

liwa na: cenę gazu, cenę sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz czas wykorzystania mocy zainstalowanej. Dlatego bardzo istotne jest, przy badaniu efektywności ekonomicznej tego typu przedsięwzięć inwestycyjnych, przyjęcie do obliczeń właściwych wartości tych wielkości. Cena gazu sieciowego jest zdeterminowana przez obowiązujące taryfy. Natomiast cena sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, przyjmowane do obliczeń, powinny być wynikiem analizy systemowego rynku energii elektrycznej oraz lokalnych rynków energii elektrycznej i ciepła. Zakładany czas użytkowania ciepłej mocy zainstalowanej wynika z charakteru obciążenia cieplnego potencjalnych odbiorców, a czas użytkowania mocy elektrycznej powinien być pochodną polityki energetycznej państwa w zakresie preferencji dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Można stwierdzić, na podstawie wykonanych obliczeń i analiz, że opłacalność elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym, przy obecnych cenach sieciowego gazu ziemnego, może być uzyskana tylko przy istnieniu preferencji dla skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, w polityce energetycznej państwa spójnej z polityką energetyczną Unii Europejskiej. Biorąc powyższe pod uwagę można sformułować następujące warunki opłacalności poszczególnych rodzajów analizowanych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym:

- a) Elektrociepłownie gazowo-parowe z turbinami parowymi upustowo-kondensacyjnymi (rys. 3), pracujące w miejskich systemach ciepłowniczych, charakteryzujących się dużą zmiennością obciążeń cieplnych, mogą uzyskać dodatnią efektywność ekonomiczną tylko w przypadku zapewnienia im preferencji w sprzedaży energii elektrycznej, pozwalającej na pracę z czasem wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej powyżej 7000 godz/rok. Elektrociepłownie gazowo-parowe z turbinami parowymi przeciwprężnymi (rys. 4) mogą uzyskiwać dodatnią efektywność energetyczną tylko jako elektrociepłownie w zakładach przemysłowych, charakteryzujących się stałym w ciągu roku zapotrzebowaniem na ciepło.
- b) Elektrociepłownie gazowe z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym (rys. 2), które ze względów ekonomicznych najczęściej pracują w miejskich systemach ciepłowniczych tylko w zakresie obciążeń wynikających z podgrzewania wody użytkowej (stałych w ciągu roku) lub w zakładach przemysłowych mających zapotrzebowanie na ciepło technologiczne, mogą uzyskiwać dodatnią efektywność ekonomiczną jeśli będą miały zapewnioną pracę z długimi czasami wykorzystania mocy zainstalowanej (powyżej 6200 godz/rok) i możliwość pełnej sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na lokalnych rynkach energii, po cenach wyższych niż na rynku systemowym.
- c) Elektrociepłownie gazowe z silnikami gazowymi (rys. 1) mogą uzyskiwać opłacalność tylko jako rozproszone źródła skojarzone, sprzedające energię elektryczną i ciepło na lokalnych rynkach energii lub gdy istnieje możliwość wykorzystania znacznej części ich produkcji energii elektrycznej i ciepła przez inwestora i przyjęcie w analizach ekonomicznych równoważników finansowych tych nośników energii w wysokości kosztów unikniętych ich zakupu.

Uzyskiwanie opłacalności przez elektrociepłownie opalane gazem ziemnym z lokalnych źródeł może być znacznie łatwiejsze.

## Literatura

- [1] SZURLEJ A., MOKRZYCKI E., 2003 — Ekologiczne i energetyczne oraz ekonomiczne aspekty stosowania układów wykorzystujących gaz ziemny. *Polityka Energetyczna*, t. z. specjalny, s. 199–211.
- [2] WOŁONCEWICZ Z., BURACZEWSKI J., 2000 — Doświadczenia z eksploatacji bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Gorzów S.A. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 55–62.
- [3] DREŻEWSKI M., 2000 — Doświadczenia w przygotowaniu i realizacji bloków parowo-gazowych na przykładzie Elektrociepłowni Nowa Sarzyna. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz s. 63–82.
- [4] GRZEŚKOWIAK J., 2000 — Przejście z węgla na gaz – układ skojarzony z turbiną gazową w Ostrowskim Zakładzie Ciepłowniczym S.A. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 95–110.
- [5] MATOLICZ K., KSIĄŻEK S., 2000 — Współpraca układu skojarzonego z turbiną gazową z systemem elektroenergetycznym i systemem ciepłowniczym miasta Opola. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 83–94.
- [6] CETNARSKI W., SZYMAŃSKI M., ŻUREK Z., 2000 — Układy skojarzone z turbiną gazową w energetyce przemysłowej. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 103–110.
- [7] SROKA K., ANDRUSZKIEWICZ J., GROŃSKI M., 2000 — Lokalne źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej z gazowymi silnikami tłokowymi. *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 287–296.
- [8] MICHALSKI M., NOWAK E., POLESZAK J., 2004 — Elektrociepłownie gazowo-parowe na przykładzie elektrociepłowni Lublin-Wrotków. *Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej nt. Jakże ciepłownictwo w Polsce ma przyszłość? Ustroń*, s. 133–141.
- [9] KĘPSKI T., REJMAN Z., 2003 — Blok gazowo-parowy w EC Rzeszów – pierwsze doświadczenia z eksploatacji. *Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 89–99.
- [10] OLEJNICZAK P., GOĆŁOWSKI K., 2003 — Blok gazowo-parowy w EC Zielona Góra ekologicznym źródłem energii elektrycznej i ciepła. *Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 101–118.
- [11] OLEJCZYK Z., 2003 — Doświadczenia inwestycyjne i eksploatacyjne elektrociepłowni małej mocy z silnikami gazowymi w Świebodzicach. *Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*, Poznań-Kiekrz, s. 207–212.
- [12] KRASZEWSKI K., KOBUS J., 2003 — Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowni gazowej w Siedlcach. *Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 169–178.
- [13] OPOKA M., 2003 — Elektrociepłownia gazowa we Władysławowie. *Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej „Elektrownie i elektrociepłownie gazowe i gazowo-parowe”*. Poznań-Kiekrz, s. 163–168.
- [14] ZAPOROWSKI B., SZCZERBOWSKI R., 2003 — Energy Analysis of Technological Systems of Natural Gas Fired Combined Heat and Power Plants. *Applied Energy*, Vol. 75, Nos. 1–2, p. 43–50.

- [15] ZAPOROWSKI B., 1993 — Analysis of Coal Gasification Process for Demand of Clean Coal Technology. Proceedings of the Second International Conference on Combustion Technologies for a Clean Environment. Lisbon, Vol. I, 17.4.24–17.4.32.

Bolesław ZAPOROWSKI

## Energy and economic effectiveness of electricity and heat cogeneration in natural-gas fired combined heat and power plants

### Abstract

The paper presents the energy and economic analyses of various kinds of technological systems of natural gas fired gas and gas-steam combined heat and power (CHP) plants. Multivariant simulation calculations were performed for the following technological systems of gas and gas-steam CHP plants: (1) gas CHP plant using gas engine, (2) gas CHP plant using simple gas turbine cycle, (3) gas-steam CHP plant with two-pressure heat recovery steam generator (HRSG) and extraction-condensing steam turbine and (4) gas-steam CHP plant with two-pressure HRSG and back-pressure steam turbine. For particular kind of technological systems of gas and gas-steam CHP plants were determined the following quantities characterizing their energy effectiveness: annual average efficiency of electric energy generation, annual average efficiency of heat production in cogeneration, annual energy efficiency (energy utilization factor) and annual average cogeneration index (power to heat ratio) and primary energy savings (PES). In the second part of the paper is presented the analysis of the following quantities characterizing the economic effectiveness of natural gas fired gas and gas-steam CHP plants: net present value (NPV), net present value ratio (NPVR), internal rate of return (IRR) and discounted pay-back (DPB). The results of performed calculations are presented in the tables and on figures. On the basis of the results of performed calculations were formulated conclusions determining the conditions required to obtain positive economic effectiveness (positive NPV) of various type of natural gas fired CHP plants.

KEY WORDS: gas and gas-steam combined heat and power plants, energy effectiveness, economic effectiveness