

Tadeusz CHMIELNIAK*, Sebastian LEPSZY**

Dobór struktur układów gazowo-parowych z uwzględnieniem wybranych aspektów technologicznych i rynkowych

STRESZCZENIE. W pierwszej części artykułu przedyskutowano wybrane aspekty doboru struktury technologicznej układów gazowo – parowych (UGP) w aspekcie rosnącego zróżnicowania technologicznego systemu energetycznego wymuszonego wzrastającym udziałem odnawialnych źródeł energii (głównie energii słońca i wiatru) w produkcji elektryczności oraz dekarbonizacją gospodarki. Uwagę skupiono na tych cechach, które charakteryzują elastyczność cieplną UGP (zdolność do szybkiej zmiany obciążenia, dynamika rozruchów, minimum techniczne), efektywność termodynamiczną przy nominalnym i zmiennym obciążeniu oraz ocenie różnych konfiguracji UGP, w kontekście zachowania dużego przedziału zmiany mocy oraz wysokiej efektywności przy zmiennym obciążeniu. Przedstawiono zakres koniecznej modyfikacji metodologii obliczeń miar oceny ekonomicznej technologii, eksploatowanych w dużym zakresie zmienności obciążenia i towarzyszącej temu zmianie sprawności. Podkreślono znaczenie prawidłowego określenia ekwiwalentnego czasu pracy, poziomu mocy i sprawności. Wskazano na jedną z możliwości sterowania eksploatacją, wykorzystującą zdolności do szybkich uruchomień ze stanu gorącego współczesnych technologii gazowych, w tym UPG. W części drugiej pracy przedstawiono metodologie obliczeń wprowadzenia do systemu energetycznego nowych instalacji energetyki gazowej zastępujących instalacje pracujące o mniejszej elastyczności cieplnej i skuteczności ograniczenia emisji, których eksploatacja jest jednak jeszcze rentowna. Zastosowanie metodyki obliczeń zilustrowano przykładem.

* Prof. dr hab. inż., ** Dr inż. – Politechnika Śląska, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych,
e-mail: tadeusz.chmielniak@polsl.pl, sebastian.lepszy@polsl.pl

SŁOWA KLUCZOWE: energetyka gazowa, układy gazowo-parowe (UGP), elastyczność cieplna UGP, metodyka obliczeń ekonomicznych UGP

Wprowadzenie

Uwarunkowania techniczne, ekonomiczne oraz ekologiczne rozwoju energetyki powodują wzrost znaczenia turbiny gazowej w generacji elektryczności, ciepła i innych pożądanych postaci energii. Pierwsze z nich dotyczą głównie koniecznego – wobec rosnącego udziału w systemie energetycznym – losowego wytwarzania elektryczności, wzrostu elastyczności cieplnej (wzrostu dynamiki zmiany obciążenia, przy zachowaniu trwałości głównych modułów instalacji), a także poprawy sprawności, niezawodności i dyspozycyjności. Z ekologicznego punktu widzenia ważną zaletą paliwa gazowego jest mniejsza w porównaniu z innymi paliwami generacja dwutlenku węgla w procesie spalania na jednostkę energii chemicznej zawartej w paliwie. Podczas spalania pierwiastka węgla wydziela się 0,112 kg CO₂/MJ, natomiast przy spalaniu metanu jednostkowa emisja jest równa 0,055 kg/MJ. Po uwzględnieniu dodatkowo różnicy między sprawnościami wytwarzania elektryczności dla technologii węglowych i gazowych ujawnia się znaczna przewaga ekologiczna technologii gazowych, wyrażająca się znacznie mniejszą emisją dwutlenku węgla na jednostkę wyprodukowanej energii. Ważną przesłanką wzrostu znaczenia technologii gazowych w polskiej energetyce jest także spodziewany wzrost jego dostępności w Polsce (gaz łupkowy, nowe poszukiwania gazu konwencjonalnego, import) (Kaliski i in. 2012; Janusz 2013; Rychlicki, Siemek 2013). Zwiększenie konkurencyjności technologii gazowych dużej mocy na rynku energii jest uzależnione od wielu czynników, z których obok spełnienia kryteriów ekologicznych ważne są: zwiększenie elastyczności cieplnej, korzystne sprawnościowe charakterystyki przy zmiennym obciążeniu oraz – co z tym ściśle związane – efektywność ekonomiczna. W artykule przedyskutowano kilka aspektów strukturalno-technologicznych i ekonomicznych dotyczących zwiększenia udziału układów gazowo-parowych na rynku energii elektrycznej.

1. Ogólna charakterystyka technologii gazowych produkcji elektryczności

Energetyczne wykorzystanie gazu w elektroenergetyce opiera się na wykorzystaniu zespołów turbiny gazowej różnej mocy. Szczegółne zróżnicowanie obserwujemy w wykorzystaniu układów turbin gazowych w technologiach wytwarzania elektryczności i ciepła. Dotyczy ono bowiem nie tylko nowych klas turbin stacjonarnych dla układów gazowo-paro-

wych na gaz ziemny, turbin pracujących w układach zintegrowanych ze zgazowaniem węgla i wychwytem CO₂ (turbin wodorowe), ale także turbin utylizujących nowe paliwa (spalanie biopaliw ciekłych, gazowych – spalanie wewnętrzne i stałych – spalanie zewnętrzne, układy hybrydowe).

Układy autonomiczne mogą spełniać istotną rolę regulacyjną. Ta ich funkcja będzie nabierać znaczenia w przypadku wzrostu instalowanej mocy w energetyce wiatrowej i słonecznej. Rozwój turbin dużej mocy jest ukierunkowany głównie na doskonalenie układów gazowo-parowych. Historycznie rzecz można wskazać na różne etapy ich doskonalenia (tab. 1), które można powiązać także z rozwojem wymagań wobec układów gazowo-parowych.

TABELA 1. Przesłanki rozwoju zespołów turbin gazowych i układów gazowych w ostatnich trzech dekadach

TABLE 1. Conditions for the development of gas turbine units and gas systems in the last three decades

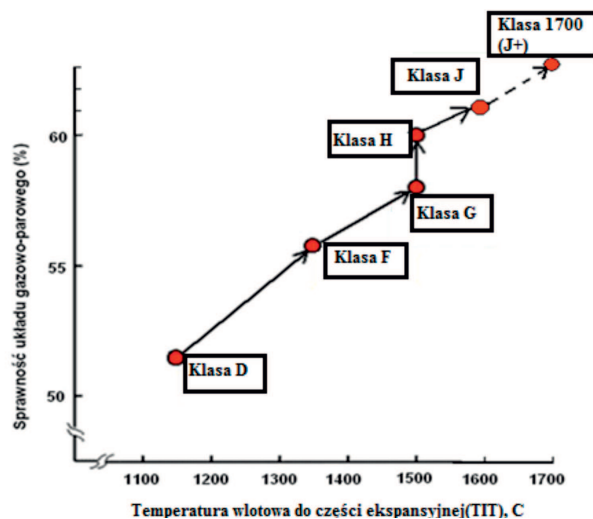
1980–1990 Cele główne:	1990–2000 Cele główne:	2000–2010 Cele główne:
<ul style="list-style-type: none"> ✧ Niskie koszty inwestycyjne ✧ Krótki okres budowy i oddania do eksploatacji ✧ Dobre charakterystyki przy obciążeniu nominalnego ✧ Elastyczność paliwowa 	<ul style="list-style-type: none"> ✧ Wzrost sprawności ✧ Obniżenie emisji (głównie tlenków azotu) 	<ul style="list-style-type: none"> ✧ Dalszy wzrost sprawności ✧ Poprawa dynamiki zmiany obciążenia bez konsekwencji dla trwałości elementów ✧ Wysoka sprawność przy zmiennym obciążeniu, ✧ Szybkie uruchomienia i odstawienia

Związek między dostępnymi klasami turbin gazowych a możliwymi do uzyskania sprawnościami układów gazowo-parowych ilustruje rysunek 1. W tabeli 2 zestawiono oferowane przez różnych producentów układy gazowo-parowe (UPG) o najwyższych obecnie sprawnościach (<http://www.energy.siemens.com/energy>; www.mhi.co.jp/en/power/infex.html; <http://www.alstom.com/power>; <http://www.ge-flexibility.com/>). Zauważmy, że ta klasa technologii umożliwia uzyskanie sprawności netto przekraczających 61%. Wartość mocy zależy od konfiguracji układu (liczby turbin gazowych i parowych) i może przekroczyć 1000MW.

Zgodnie z tablicą 1 cechami charakterystycznymi obecnego etapu rozwoju technologii gazowych dużej mocy oprócz wzrostu sprawności i zmniejszenia emisji są obecnie:

- ✧ zwiększenie elastyczności eksploatacyjnej (poprawa dynamiki zmiany obciążenia bez konsekwencji dla trwałości elementów, szybkie uruchomienia i odstawienia),
- ✧ zmniejszenie kosztów eksploatacji (wysoka sprawność przy zmiennym obciążeniu, elastyczność paliwowa),
- ✧ zwiększenie niezawodności i dyspozycyjności.

Te cechy są pożądane ze względu na różnicującą się strukturę technologiczną systemów energetycznych, w następstwie wzrastającego udziału w produkcji elektryczności techno-



Rys. 1. Klasy turbin gazowych i opowiadająca im sprawność układów gazowo-parowych (na podstawie www.mhi.co.jp; Tsukagoshiki i in. 2007; Maekawa 2011)

Fig. 1. Classes of gas turbines and the system efficiency of gas-steam cycles (www.mhi.co.jp; Tsukagoshiki i in. 2007; Maekawa 2011)

TABELA 2. Wybrane UGP *state of art* różnych producentów

TABLE 2. Selected gas steam systems state of art of different manufacturers

Podmiot (Firma)	Układ gazowo-parowy (U GP)	Sprawność [%]	Moc [MW]
Siemens SA	1 – wałowe		
	a. SCC5-4000F 1S	58.5 (q = 6149 kJ/kWh)	426
	b. SCC5-8000H 1S	~60 (q = 6001 kJ/kWh)	570
	2 – wałowe		
a. SCC5-4000F 1S, 2TG + 1 TP	58.6 (q = 6143 kJ/kWh)	853	
b. SCC5-8000H 1S 2TG + 1 TP	~60 (q = 6001 kJ/kWh)	1144	
MITSUBISHI Heavy Industries Ltd	1 TG + 1TP z M701 J(klasa J)	61.7 (q = 5835 kJ/kWh)	680
ALSTOM	1 – wałowe KA 26 -1 SS (1TG + 1TP)	59.5(q=6050 kJ/kWh)	457
	2 – wałowe KA 26 – 2 MS (2TG + 1TP)	59.5(q=6050 kJ/kWh)	935
GE	1x1 CC-TG 7F7(60 Hz)	>61 (q = 5900 kJ/kWh)	350–400
	2x1 CC-2 TG 7F7(60 Hz)	>61 (q = 5900 kJ/kWh)	700–800
	3x1 CC- 3 TG 7F7(60 Hz)	>61 (q = 5900 kJ/kWh)	1050–1200

logii małych gęstości energetycznych. Będą one decydować o upowszechnieniu technologii gazowych i ich konkurencyjności na rynku energii w najbliższym czasie. Dyskusja tych zagadnień jest także ważna dla określenia racjonalnych struktur technologicznych układów gazowo-parowych z uwzględnieniem dostępnych typoszeregów turbin oraz dla wskazania kierunków doskonalenia charakterystyk poszczególnych modułów UGP (zespołu turbiny gazowej, kotła odzyskowego, turbiny parowej, systemów sterowania i automatyki).

2. Analiza struktur technologicznych UPG z uwzględnieniem wymagań w zakresie elastyczności cieplnej

Znaczenie różnych technologii paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej będzie w dużej mierze zależać od zdolności adaptacji do wymuszanej – głównie losowym wytwarzaniem elektryczności w instalacjach źródeł odnawialnych – zmiennej w czasie (w różnych skalach) wielkości i struktury pokrywania zapotrzebowania dobowego na elektryczność przez różne technologie energetyczne (następuje wypieranie przez źródła odnawialne technologii klasycznych ze strefy obciążenia podstawowego i częściowo podszczytowego).

Porównanie podstawowych danych dotyczących elastyczności cieplnej, sprawności i emisji dla technologii klasycznych zawiera tabela 3. Wskazują one na znaczny postęp w doskonaleniu procesów rozruchowych i wskaźników dotyczących dynamiki zmian obciążenia. Postęp dotyczy wszystkich technologii, jednak jest szczególnie zauważalny dla UGP. Z punktu widzenia struktury obciążenia dobowego istotne są dane dotyczące czasu rozruchu ze stanu gorącego (czas postoju < 8h). W tym zakresie dokonany został w ostatnim czasie bardzo ważny krok, służący zwiększeniu udziału technologii gazowych w stabilizacji systemu elektroenergetycznego. W pracach optymalizacyjnych UPG należy obok ilościowych miar elastyczności cieplnej wziąć pod uwagę sprawność instalacji przy zmiennym obciążeniu, minimum techniczne oraz charakterystyki emisyjne, w tym wartość jednostkową emisji dwutlenku węgla. Z tego powodu pierwszym istotnym krokiem w tym procesie jest przyjęcie struktury technologicznej UPG. Możliwe do dyskusji układy przedstawiono na rysunkach 2–4.

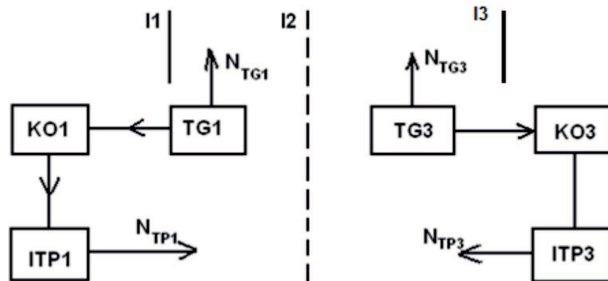
Każda z rozpatrywanych konfiguracji ma swoje wady i zalety. Nie wszystkie z nich są dostępne dla każdej klasy turbin gazowych. Zaletą układu pokazanego na rysunku 2 jest możliwość budowy instalacji o dużych mocach. Proces inwestycyjny może być rozłożony w czasie. Poszczególne instalacje mogą być traktowane jako moduły, niekoniecznie tworzone z wykorzystaniem tych samych klas TG. Minimum techniczne siłowni jest równe minimum technicznemu jednego modułu. Taka konfiguracja pozwala obniżyć straty sprawności przy małych obciążeniach. Układ może pracować z cykliczną zmianą mocy i przy wieczornych wyłączeniach i porannych startach ze stanu gorącego każdego z modułów. Układ pokazany na rysunku 3 jest bardziej „sztywny” technologicznie. Powinien być raczej wykorzystywany do pracy w podstawie obciążenia. Jego początkowa konfiguracja nie może

TABELA 3. Dane charakteryzujące elastyczność cieplną oraz emisje dla technologii jądrowej, energetyki węglowej i UGP (Balling 2011)

TABLE 3. The data characterizing the thermal flexibility and emissions for nuclear technology, energy coal and UGP (Balling 2011)

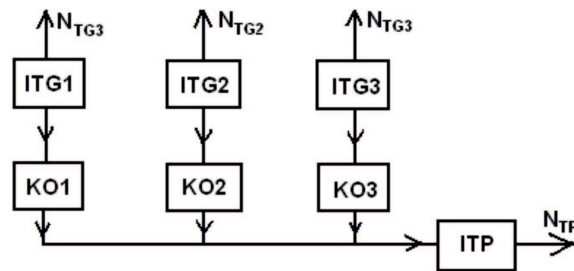
Charakterystyka eksploatacyjna	Bloki jądrowe	Bloki węglowe	Układy gazowo-parowe
Zdolność zmiany obciążenia	10%/min – w zakresie 80–100% obciążenia 5%/min – w zakresie 50–100% obciążenia 2%/min – w zakresie 20–100% obciążenia	3–6%/min – w zakresie 40–100% obciążenia	4–9%/min – 40–100% obciążenia
Minimalne obciążenia (w % obciążenia nominalnego)	20–30	35–40 20–25 (w systemie z recyrkulacją spalin)	30–50 (dla 1 wałowej instalacji z systemem nagrzewania wlotu powietrza), 15–25 (dla konfiguracji 2TG + 1TP)
Czas rozruchu			
✧ ze stanu gorącego (czas postoju <8 h)	60–120 min	80–150 min	30–60 min (<30 min potencjalnie)
✧ ze stanu ciepłego (czas postoju < 48h)	2–3 h	3–5 h	1–1,5 h (<50 min – potencjalnie)
✧ ze stanu zimnego (czas postoju < 120h)	15–20 h	5–10 h	2–3 h (w zależności od konfiguracji)
Sprawność [%]			
✧ obciążenie nominalne	36–38 (reaktor EPR)	45–47	> 60–61
✧ obciążenie 50% nominalnego	33–35 (EPR)	42–44	54–57(1 TG + 1 TP) 60 (dla większej liczby TG)
Emisja CO ₂ [g/kW]	brak	740	330
Emisja SO ₂ [mg/m ³ N]	brak	100–200	ok. 0

być zmieniana bez istotnych konsekwencji dla sprawności wytwarzania elektryczności. Jego zaletą jest wysoka sprawność (turbina parowa dużej mocy ma większą sprawność wewnętrzną niż turbina małej mocy) dla obciążenia nominalnego oraz ograniczenie liczby generatorów. Minimum techniczne odpowiada minimum technicznemu jednego zespołu TG (może być warunkowane minimalnym strumieniem pary przez turbinę parową). Sprawność przy zmiennym obciążeniu jest w dużej mierze zależna od charakterystyki turbiny parowej. Instalacja o konfiguracji zilustrowanej na rysunku 4 ma podobne walory jak instalacja pokazana na rysunku 2. Jest ona jednak dostępna tylko dla UPG jednowałowych. Zazwyczaj w tej klasie konfiguracji budowane są siłownie składające się z jednego modułu. Przy ocenie



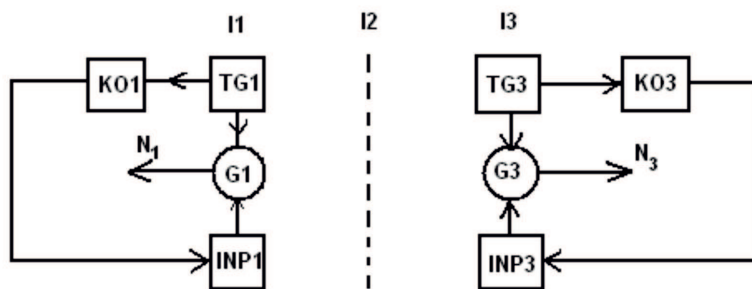
Rys. 2. Konfiguracja utworzona przez kilka ($i = 1-3\dots$) układów dwuwałowych: TG (zespół turbiny gazowej) + KO (kocioł odzyskowy) + ITP (instalacja turbiny parowa)

Fig. 2. Configuration formed by a number ($i = 1-3\dots$) twin shaft system: TG (gas turbine unit) + KO (heat recovery) + ITP (steam turbine installation)



Rys. 3. Konfiguracja utworzona przez kilka ($i = 1-3\dots$) układów TG + KO połączonych z 1 ITP

Fig. 3. Configuration formed by a number ($i = 1-3\dots$) TG + KO systems connected to one ITP



Rys. 4. Konfiguracja utworzona przez kilka ($i = 1-3\dots$) układów jednowałowych: TG + KO + ITP

Fig. 4. Configuration formed by a number ($i = 1-3\dots$) single shaft systems: KO + TG + ITP

poszczególnych konfiguracji obok charakterystyk technicznych należy wziąć pod uwagę dogłębną ocenę ekonomiczną, która oprócz klasycznych składników kosztów powinna uwzględniać przewidywany charakter pracy (jego zmienność w poszczególnych okresach eksploatacji), liczbę uruchomień oraz charakterystyki emisyjne.

3. Wybrane aspekty oceny ekonomicznej

Efektywność eksploatacji instalacji energetycznych zależy od algorytmów eksploatacyjnych. W klasycznych metodach dla jej określenia przyjmuje się zazwyczaj dane dla obciążenia nominalnego (moc, sprawność), a czas pracy w obliczeniach traktuje się jako parametr. Taki sposób obliczeń jednostkowych kosztów wytwarzania i innych wskaźników ekonomicznych dla instalacji pracujących w istotnie zmiennych warunkach może prowadzić do błędów. Pierwszą wielkością wymagającą korekty jest czas pracy. Należy jej dokonać biorąc pod uwagę przewidywany algorytm obciążenia projektowanej instalacji, w tym ilość i rodzaj rozruchów. Tak więc czas pracy będzie równy

$$\tau_c = \tau_0 + \sum_1^N n_i t_i \quad (1)$$

gdzie: τ_0 – całkowity czas pracy przy różnych poziomach obciążeń,
 n_i – liczba uruchomień o czasie trwania t_i ,
 N – całkowita liczba uruchomień.

Ważnym krokiem – z punktu widzenia dokładności analiz – jest określenie ekwiwalentnej mocy i sprawności instalacji pracującej w warunkach zmiennego obciążenia. Można tu przyjąć różne podejścia metodologiczne. W przypadku znanego algorytmu obciążenia i znanej struktury technologicznej UPG, określenie mocy ekwiwalentnej nie jest trudne. W innych przypadkach zazwyczaj szacuje się wskaźnik obciążenia α (Gulen i in. 2012):

$$\alpha = \frac{E}{\tau_0} \frac{1}{P_0 \gamma_0 (1-\delta)} = \frac{P_{ekw}}{P_\delta} \quad (2)$$

i na jego podstawie ustala się P_{ekw} . W (2) P_0 oznacza moc nominalną, γ_0 – współczynnik korygujący wpływ temperatury otoczenia na wielkość generowanej mocy, δ – wskaźnik degradacji mocy będący funkcją sposobu eksploatacji. Dla znanych γ_0 i δ z (2) znajdujemy P_{ekw} . Trudniejszym zadaniem jest określenie zastępczej sprawności instalacji odpowiadającej założonemu trybowi eksploatacji. W (Gulen i in. 2012) proponuje się jej obliczenie z zależności

$$\eta_{zas} = \eta \gamma_1 (T_{ot}) (1 - \delta_\eta) \gamma_2 (\alpha) \quad (3)$$

Obliczenie zastępczej sprawności z (3) wymaga określenia wpływu temperatury otoczenia (T_{ot}) na sprawność (współczynnik γ_1) oraz wpływu zmiennego obciążenia (γ_2) i uwzględnienia degradacji sprawności w procesie eksploatacji (δ_η). Dysponując rozpatrywanymi wartościami można określić roczną produkcję elektryczności oraz emisję. Proces

obliczeniowy wymaga modelowania instalacji w różnych stanach obciążenia i przy różnych parametrach otoczenia.

Przyjmując nakreśloną metodykę obliczeń dokładniej można określić walory eksploatacyjne wcześniej przedstawionych konfiguracji UPG i tym samym ułatwić decyzje inwestycyjne.

Dla wyboru procedur i sposobów eksploatacji w niektórych przypadkach ważna może się okazać analiza kosztów emisji dwutlenku węgla. Analiza tego składnika kosztów wspomaga opcję wyłączenia instalacji na czas nocny (niskiego obciążenia) względem utrzymywania pracy instalacji przy niskim obciążeniu. Kosztowy efekt takiego postępowania można oszacować zgodnie z zależnością:

$$\Delta z = \Delta \varepsilon(CO_2) k_j(CO_2) + \Delta c_p k_{jp} - \Delta E k_{jel} - \Delta \delta_{INS} \quad (4)$$

gdzie: Δz – zmniejszenie kosztów eksploatacji,
 $\Delta \varepsilon$ – zmiana emisji CO_2 ,
 $k_j(CO_2)$ – koszt jednostkowy emisji CO_2 ,
 Δc_p – zmniejszenie zużycia paliwa,
 ΔE – zmniejszenie produkcji energii elektrycznej,
 k_{jel} – koszt jednostkowy sprzedaży elektryczności,
 $\Delta \delta_{INS}$ – różnica kosztów rozruchu i degradacji instalacji na skutek rozruchu w porównaniu do degradacji instalacji eksploatowanej przy niskim obciążeniu.

W (Halling 2011; Piccard, Meinecke) przedstawiono szacunek dla UPG SCC5-4000F 1S, z którego wynika, że codobowe wyłączenie instalacji może przynieść w ciągu roku oszczędności rzędu 5 mln € (cena paliwa 20,2 €/MWh, cena emisji CO_2 2,88 €/MWh, cena elektryczności w okresie wyłączenia 29,4 €/MWh).

4. Układy gazowo-parowe dla modernizacji innych technologii

Ocena nowych UPG, przeprowadzona z uwzględnieniem sytuacji pogłębiającego się zróżnicowania technologicznego sektora wytwarzania elektryczności, umożliwi dokonanie odpowiedniego wyboru ich konfiguracji. Innym ważnym – jak się wydaje – problemem jest ocena sytuacji, gdy uruchomienie nowych instalacji energetyki gazowej związane będzie z koniecznością odstawienia starszych, o mniejszej elastyczności cieplnej i skuteczności ograniczenia emisji, lecz jeszcze rentownych układów. W (Chmielniak, Lepszy 2013) przeprowadzono uproszczoną dyskusję takiego przypadku. Rozpatrywano dwa rozwiązania układów gazowo-parowych zastępujących istniejące instalacje (węglowe). Pierwszy to układ o mocy 32 MW (TG LM2500) z kotłem odzyskowym dwuciśnieniowym, drugi to

układ o mocy 389 MW (TG GT26) z kotłem odzyskowym trójciśnieniowym z wtórnym przegrzewem pary (tab. 4).

TABELA 4. Charakterystyka rozpatrywanych układów

TABLE 4. Characteristics of considered systems

Parameter	Układ nr 1	Układ nr 2
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej	51,98%	56,78%
Moc elektryczna układu netto	31,92 MW	389,0 MW
Strumień gazu	1,2943 kg/s	14,44 kg/s
Sprawność turbiny gazowej	35,31%	37,75%
Moc elektryczna turbozespołu gazowego netto	21,69 MW	258,68 MW
Moc elektryczna turbozespołu parowego netto	10,23 MW	130,32 MW
Strumień spalin	68,83 kg/s	558,4 kg/s

Analizę efektywności ekonomicznej elektrowni gazowo-parowych wykonano wyznaczając graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej (C_{el}^{gr}) z równości:

$$NPV(C_{el}^{gr}) = 0 \quad (5)$$

Do szczegółowych obliczeń ekonomicznych przyjęto szereg założeń, z których główne to: czas budowy bloku gazowo-parowego 3 lata, czas eksploatacji 25 lat. Nakłady inwestycyjne wynosiły odpowiednio: 96,3 mln PLN – układ 1, 830,3 mln PLN – układ 2 (nakłady jednostkowe – 725Euro/kWe – układ 1, 513 Euro/kWe – układ 2). Udział środków własnych w finansowaniu 20%, resztę nakładów stanowił kredyt komercyjny.

Realne oprocentowanie kredytu komercyjnego przyjęto na poziomie 7,6%, okres spłaty kredytów 10 lat. Podział nakładów inwestycyjnych na kolejne lata budowy wynosił odpowiednio 20%, 40%, 40%. Czas pracy elektrowni w roku $T_r = 8200$ godzin. W obliczeniach pominięto zmianę kapitału obrotowego i wartość likwidacyjną. Cena paliwa gazowego wynosiła 1,29 PLN/m³n.

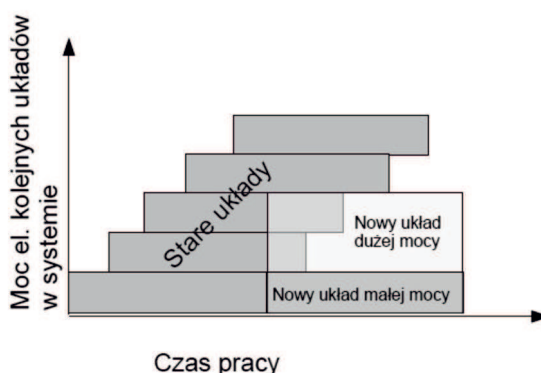
Wynikiem analizy ekonomicznej są wartości granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej, które wynoszą odpowiednio 313 PLN/MWh dla układu pierwszego i 280 PLN/MWh dla układu drugiego. Duże różnice cen granicznych spowodowane są znaczną różnicą jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz sprawnością wytwarzania energii elektrycznej obu układów.

Do oceny kosztów przedwczesnej likwidacji układów opracowano algorytm bazujący na następujących założeniach:

- ✧ trwałość każdego układu w systemie jest jednakowa i wynosi 25 lat,
- ✧ wszystkie układy w systemie charakteryzują się jednakową mocą równą mocy układu nr 1,

- ✧ znana jest moc zainstalowanych urządzeń w rozważanym systemie i jest ona równa 798 MW ($25 \cdot 31,92$ MW),
- ✧ w każdym roku oddawane są do eksploatacji elektrownie o mocy równej elektrowniom wycofywanym, w przypadku układu nr 2 zastępowanych jest kilka układów, których suma mocy jest w przybliżeniu równa mocy układu nr 2.

Przedstawiony model struktury systemu stanowi pewne uproszczenie i może być bliski rzeczywistości jedynie w przypadku bardzo dużych systemów. Dysponując jednak danymi szczegółowymi można skomponować strukturę dla innych rzeczywistych mniejszych systemów. Rysunek 5 schematycznie ilustruje ideę eksploatacji nowych elektrowni o dużej i małej mocy. Wykorzystując przyjęte założenia można określić jak długo, jakie układy i w jakiej ilości będą wytwarzały energię elektryczną. Zakładając liniową zależność kosztu wytwarzania energii elektrycznej od wieku instalacji oraz zakładając, że koszt energii elektrycznej najstarszej instalacji jest równy cenie rynkowej można wyznaczyć składniki kosztów dla każdego roku jakie tracimy w związku z przedwczesną likwidacją niektórych elektrowni. W szczegółowych obliczeniach założono, że cena rynkowa jest równa kosztowi wytwarzania energii elektrycznej najstarszego układu.



Rys. 5. Schemat wprowadzania do eksploatacji elektrowni o dużej i małej mocy

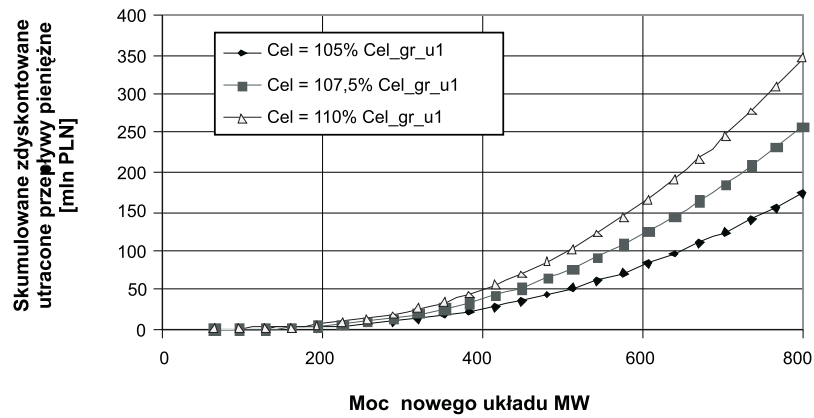
Fig. 5. Diagram of introduction into service of new power plants

Następny etap polegał na wyznaczaniu utraconych przepływów pieniężnych w przypadku przedwczesnej likwidacji układu, w szczególności wyznaczono iloraz ilości wyprodukowanej energii ($E_{el_t_u}$) i różnicy pomiędzy ceną rynkową (C_{el}) i kosztem wytwarzania energii elektrycznej ($C_{el_K_u}$) dla poszczególnych lat (t) i układów (u). Utracone dochody dla każdego układu w poszczególnych latach (C_{FL}) obliczono korzystając z formuły (p_d – stopa podatkowa):

$$C_{FL} = E_{el_t_u} \cdot ((C_{el}) - (C_{el_K_u})) \cdot (1 - p_d) \quad (6)$$

Uzyskane wartości w końcowym etapie zdyskontowano.

Zsumowanie utraconych zdyskontowanych przepływów pieniężnych zlikwidowanych elektrowni pozwoliło wyznaczyć zależność tej wartości w funkcji mocy elektrowni zastę-



Rys. 6. Zestawienie zsumowanych zdyskontowanych utraconych przepływów pieniężnych w funkcji mocy elektrycznej nowego układu

Fig. 6. Summary of aggregate discounted cash flow loss as a function of the electrical power of the new system

pującej wycofywane układy (rys. 6). Zależność tę zobrazowano dla trzech poziomów cen rynkowej energii elektrycznej w stosunku do ceny granicznej układu małej mocy.

Wykorzystując opisaną metodologię można wyznaczyć dla rozpatrywanych założeń skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne związane z utratą przychodów w likwidowanych elektrowniach przy ich zastąpieniu przez układ nr 2. Wynoszą one odpowiednio:

- ✧ 23,20 mln PLN dla przypadku, gdy cena rynkowa wynosi 105% ceny granicznej dla układu pierwszego,
- ✧ 35,19 mln PLN dla przypadku, gdy cena rynkowa wynosi 107,5% ceny granicznej dla układu pierwszego,
- ✧ 46,41 mln PLN dla przypadku, gdy cena rynkowa wynosi 110% ceny granicznej dla układu pierwszego.

Wykorzystując wyznaczone wartości określono skorygowane ceny sprzedaży energii elektrycznej. Wyniki przedstawiono w tabeli 5.

TABELA 5. Zestawienie rynkowej ceny energii elektrycznej i granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej dla układu nr 2

TABLE 5. Summary of the market price of electricity and limit selling price of electricity for systm No. 2

	C_{el}	$C_{el_u2}^{gr}$
$C_{el} = 105\% C_{el_u1}^{gr}$	329,5 PLN/MWh	280,89 PLN/MWh
$C_{el} = 107,5\% C_{el_u1}^{gr}$	337,4 PLN/MWh	281,29 PLN/MWh
$C_{el} = 110\% C_{el_u1}^{gr}$	345,2 PLN/MWh	281,65 PLN/MWh

Analizując wyniki można stwierdzić, że ze względu na bardzo wysoką efektywność układu 2, uwzględnienie kosztów likwidacji powoduje jedynie nieznaczne podwyższenie poziomu granicznej ceny sprzedaży.

W przypadku, gdy cena rynkowa wynosiłaby 926 PLN/MWh (296% ceny granicznej dla układu 1) układ pierwszy i drugi odznaczałyby się jednakową efektywnością ekonomiczną. W przypadku wyznaczenia nakładów inwestycyjnych na układ drugi obliczono, że powinny one przekraczać 1069 Euro/kWe, by efektywność układów była zbliżona.

Wnioski

Wprowadzane do system energetycznego technologie gazowe cechują się wieloma właściwościami zwiększającymi ich konkurencyjność. Są to: sprawność wytwarzania elektryczności, walory ekologiczne, dynamika zmian obciążenia, wysoka niezawodność i dyspozycyjność. Czynnikiem ograniczającym ich upowszechnienie jest niska ekonomiczność przy obecnych cenach energii i gazu oraz duża wrażliwość na zmianę jego ceny. Eliminację tych ograniczeń można uzyskać przez szczegółową analizę i wybór struktur technologicznych układów gazowych z uwzględnieniem scenariusza zróżnicowania technologicznego sektora wytwarzania oraz postęp w sterowaniu procesem eksploatacji. Ważnym zadaniem jest korekta metodologii oceny ekonomicznej wprowadzanych technologii, uwzględniająca różne aspekty pracy technologii w systemie energetycznym, w tym rzeczywisty czas pracy oraz realną sprawność instalacji w różnych stadiach eksploatacji. Przedstawiony w artykule przykład określenia efektów ekonomicznych inwestycji, z którą związana jest przedwczesna likwidacja dodatkowych elektrowni nadal efektywnych ekonomicznie, wskazuje na zasadność takiego postępowania w przypadku wyboru wysokosprawnych technologii gazowych.

Podziękowania

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin* i badań statutowych Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej.

Literatura

- BALLING L., 2010 – Flexible Future for Combined Cycle. Modern Power Systems, December 2010.
BALLING L., 2011 – Fast Cycling and Rapid Start – up: New Generation of Plants Achieves Impressive Results. Modern Power Systems, January 2011.

- CHMIELNIAK T., LEPSZY S., 2013 – Ocena ekonomiczna układów gazowo-parowych różnej mocy z uwzględnieniem kosztów likwidacji zastąpionych elektrowni. Raport wewnętrzny IMiUE Pol. Śl. Gliwice.
- GULEN S. CAN, MAZUMDER I., 2012 – An Expanded Cost of Electricity Model for Highly, Flexibly Power Plants. ASME Paper GT2012-68299.
<http://www.ge-flexibility.com/>
<http://www.mhi.co.jp/>
- JANUSZ P., 2013 – Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego-perspektywy rozwoju. *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 2.
 J-series Gas Turbine. <http://www.mhi.co.jp/en/power/infex.html>
- KALISKI M. i in., 2012 – Natural Gas In Poland and the European Union. *Archiwum Energetyki*, tom XLII, nr 1, 93–107.
- MAEKAWA A., 2011 – Evolution and Future trend of Large Frame Gas Turbine for Power Generation. *J. of Power and Systems*, Vol. 5, No 2.
- PICARD A., MEINECKE G. – The Future Role of Fossil Power Generation.
<http://www.siemens.com/energy>
- RYCHLICKI S., SIEMEK J., 2013 – Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 29, z. 1, DOI 10.2478/gosp-2013-0004.
- Siemens Combined Cycle Power Plants. <http://www.siemens.com/energy>
- Technical Performance Gas Power Plants. <http://www.alstom.com/power>
- TSUKAGOSHI K., MUYAMA A., MASADA J., IWASAKI Y., ITO E., 2007 – Operating Status of Up-rating Gas turbines and Future Trend of Gas Turbine Development. *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review* Vol. 44, No. 4.

Tadeusz CHMIELNIAK, Sebastian LEPSZY

Selection of the structures of gas-steam systems including selected technological and market aspects

Abstract

The first part of this article analyzes certain aspects of the selection of the technological structure of gas-steam systems (UGP) in terms of the increasing diversity of the technological power system forced by an increasing share of renewable energy sources (mainly wind and solar energy) into the electricity market and frontrunner economy. The attention is focused on those features that characterize the thermal UGP flexibility (the ability to accommodate fast changes in load, dynamic start-ups, technical minimum), as well as thermodynamic efficiency at nominal and variable load. The analysis evaluates different UGP configurations in the context of changes in behavior over a wide range of power levels, and high performance with variable load. The paper demonstrates necessary

changes to calculation methodology for the economic evaluation of technology operating under different load conditions and accompanying changes in performance. The importance of correctly identifying equivalent working time, the level of power, and efficiency was highlighted. It was pointed out that one of the possibilities of controlling such operations uses modern gas technology's fast starting ability from the hot state of modern gas technology, including the UGP. The second part of the paper presents calculation methodologies for new systems which replace smaller plants featuring worse flexibility and efficiency of thermal emission yet are still profitable. The calculation methodology used was illustrated by an example.

KEY WORDS: gas power systems, gas and steam systems (UGP), UGP thermal flexibility, economic calculation methodology of UGP

