Andrzej Wędzik
Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej[1)]

Część I. Zagadnienia techniczne

Początek technologii turbin gazowych datowany jest na XVIII wiek. Pierwsze patenty na turbiny gazowe zostały wydane w końcu XIX wieku. Jednak rozwiązania, zaproponowane przez Franza Stolze oraz Charles'a Curtisa, były bezużyteczne z praktycznego punktu widzenia, gdyż ilość energii niezbędnej do pracy sprężarki, przewyższała energię uzyskiwaną na wyjściu turbiny. Osiągnięcie lepszych wskaźników technicznych było w tamtych czasach niemożliwe, gdyż wiązało się z koniecznością przekroczenia maksymalnych parametrów technicznych i temperaturowych dla stosowanych wówczas, do produkcji turbin, materiałów i komponentów. W późniejszych latach rozwój turbin ukierunkowany został głównie na technikę wojskową i wykorzystanie ich w lotnictwie i broni rakietowej.

Lata 50. ubiegłego stulecia to okres dynamicznego rozwoju turbin i silników turbinowych oraz ich zastosowania, głównie w lotnictwie cywilnym. Najwięksi producenci, tacy jak *Westinghouse* i *General Electric*, stworzyli wspólne zespoły, które zintensyfikowały prace nad stworzeniem nowych, bardziej wydajnych urządzeń.

Dopiero początek lat 60. ubiegłego stulecia dał nowe impulsy do wprowadzenia turbin gazowych do energetyki. Stało się to głównie za sprawą daleko posuniętej standaryzacji produkowanych urządzeń. Były przynajmniej dwie przyczyny, dla których najwięksi producenci wybrali takie właśnie rozwiązania.

1. W walce o rynek, opanowany w większości przez układy parowe, zaproponowano całościowe „pakiety", zawierające sprężarki, turbiny oraz cały niezbędny osprzęt i sterowanie, tworzące w pełni zintegrowane systemy produkcji energii elektrycznej.
2. Dzięki standaryzacji, opisane wyżej systemy produkowane były praktycznie „seryjnie", a niewielkie, indywidualne zmiany, wprowadzane były prawie natychmiast, co w sposób zasadniczy ograniczało nakład pracy konstruktorów i całkowite koszty urządzeń składowych.

Te same lata 60. były również przełomowe ze względu na wprowadzenie nowych materiałów oraz technologii chłodzenia do produkcji turbin gazowych. Postęp w tych dziedzinach pozwolił producentom zwiększyć temperaturę spalania oraz temperaturę gazów wlotowych, co w konsekwencji doprowadziło do zwiększenia całkowitej wydajności układu.

Jednak paradoksalnie, to nie powyższe sukcesy technologiczne i zabiegi marketingowe doprowadziły do zwiększonego zainteresowania turbinami gazowymi ze strony energetyki. W opinii wielu fachowców o wiele większą rolę odegrały spektakularne awarie systemowe, które pokazały, jak wielkie znaczenie mają układy, które w krótkim czasie są w stanie pokryć wzrastające obciążenie systemu w godzinach szczytu.

Takie właśnie warunki bardzo dobrze spełniają układy oparte na turbinach gazowych i głównie ta cecha doprowadziła do dynamicznego wzrostu liczby tych układów w systemach elektroenergetycznych, na przełomie lat 60. i 70. ubiegłego stulecia. Kierunek ten z powodzeniem utrzymuje się do czasów obecnych.

Klasyczna technologia turbin gazowych

Turbinę gazową można najprościej określić jako zaawansowane technologicznie urządzenie, w którym energia kinetyczna ruchu stosowanego medium lub energia potencjalna medium znajdującego się pod dużym ciśnieniem, zostaje zamieniana na ruch obrotowy turbiny. Owym medium najczęściej (chociaż niekoniecznie) jest powietrze.

W instalacjach tego typu podczas spalania paliwa wytwarzany jest przepływ stosowanego medium, za pośrednictwem którego ciepło transformowane (przekształcane) jest w energię mechaniczną. Typowe parametry gazów wylotowych w turbinach gazowych to ciśnienie rzędu 65 barów oraz temperatura od 400 do 600°C (mniejsze i starsze jednostki). Zdarza się jednak temperatura ponad 1000°C (większe i nowsze jednostki).

Instalacje wykorzystujące turbiny gazowe zużywają od trzech do czterech razy więcej powietrza niż wynikałoby to z procesu normalnego spalania paliwa. Te dodatkowe ilości powietrza są niezbędne między innymi do tego, aby zapewnić odpowiednie chłodzenie wszystkich elementów przepływowych turbiny. Jednak opisane powyżej procesy powodują, że w spalinach wylotowych z turbiny znajdują się jeszcze bardzo duże ilości tlenu (od 16 do 17%, w stosunku do wagi spalin wylotowych), które z powodzeniem mogą zostać wykorzystane do spalania innych, dodatkowych rodzajów paliw.

Taka właśnie technika (spalania dodatkowego) może zostać użyta np. do zwiększenia temperatury gazów wylotowych do poziomu przekraczającego 1000°C. Dzięki temu w turbinach gazowych można uzyskać wartości ogólnych współczynników „moc do ciepła" nawet na poziomie 10:1 (przy typowych wartościach 5:1). Opisany proces spalania jest bardzo efektywny, gdyż w takim przypadku nie jest konieczna żadna dodatkowa ilość powietrza do spalenia dodatkowych ilości paliwa. W systemach takich osiąga się sprawność rzędu 95% i więcej (w praktyce może osiągnąć nawet 100%).

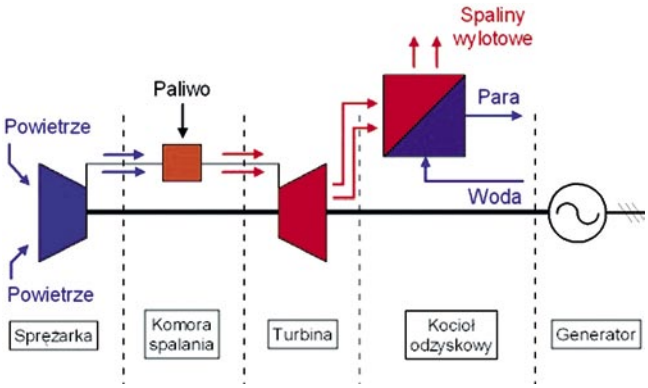
Turbiny gazowe, dzięki opisanym powyżej cechom, najbardziej predysponowane są do zastosowań w procesach i systemach wymagających dużej niezawodności oraz pary technologicznej i gorącej wody o wysokiej jakości.

[1)] Praca naukowa częściowo finansowana ze środków Komitetu Badań Naukowych w latach 2004–2006 jako projekt badawczy nr 3 T10B 028 26.

Sprawność elektryczna turbin gazowych waha się w granicach od 17 do 33%. Sprawność cieplna typowych turbin gazowych waha się w granicach od 75 do 80%. W praktyce turbiny te mogą pracować jako niezależne jednostki lub w systemach kombinowanych, w połączeniu z turbinami parowymi oraz silnikami tłokowymi. Energia cieplna w turbinach gazowych skoncentrowana jest praktycznie całkowicie w gazach wylotowych.

Sprawność produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem turbin gazowych jest niższa niż w przypadku zastosowania turbin kondensacyjnych. Jednak koszt budowy niewielkiej instalacji wykorzystującej turbinę gazową, liczony na kW, jest stosunkowo niski.

Turbiny gazowe są bardzo często używane w przemysłowych systemach energetycznych. Związane jest to głównie z ich dużą niezawodnością oraz stosunkowo dużą rozpiętością elektrycznych mocy znamionowych, sięgającą od 100 kW do kilkuset MW. W rozwiązaniach praktycznych przyjmuje się, że turbiny gazowe o mocach poniżej 1 MW nie są ekonomiczne i ich użycie nie jest wskazane. Związane jest to ze stosunkowo niską sprawnością produkcji energii elektrycznej oraz wynikającym z tego faktu relatywnie wysokim kosztem za 1 kWh produkowanej energii elektrycznej.



Rys 1. Typowy układ turbiny gazowej

Nowoczesne systemy turbin gazowych

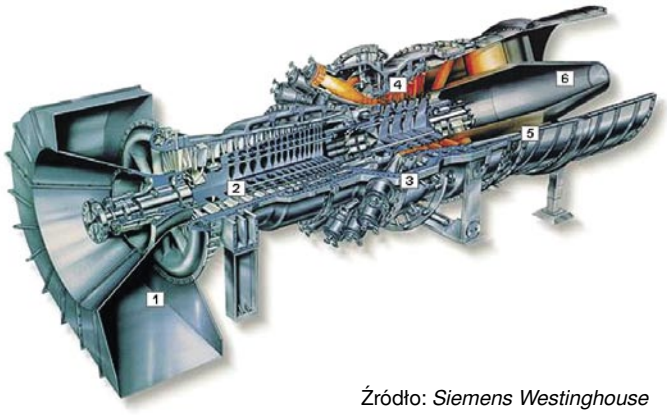
Podstawową cechą turbin gazowych jest ich wysoka sprawność. Wysoka efektywność działania jest również najistotniejszym czynnikiem decydującym o popularności i szerokim stosowaniu tych urządzeń w sektorze elektroenergetycznym.

Dodatkowym argumentem, przemawiającym za turbinami gazowymi jest znacznie mniejsza emisja zanieczyszczeń do środowiska naturalnego.

Od turbin gazowych, produkowanych dla lotnictwa, wymagano zawsze przede wszystkim jak najmniejszych rozmiarów i jak największej niezawodności. W energetyce wymiary i ciężar nie stanowiły już takiego problemu. Ważniejszym czynnikiem było obniżenie kosztów produkcji turbin. Stąd też można obecnie mówić o dwóch różnych technologiach (lotnictwo i energetyka) i ich indywidualnych drogach rozwoju.

Pierwsze turbiny gazowe posiadały zazwyczaj rozdzielone układy sprężarki i turbiny. Były to rozwiązania mało efektywne i złożone technologicznie. Obecnie, powszechnie stosowanym rozwiązaniem jest umieszczenie sprężarki i turbiny na jednym wale. Upraszcza to całą konstrukcję, zwiększa jej niezawodność oraz podnosi sprawność całego układu.

Nowoczesne turbiny gazowe stosowane w elektroenergetyce wykorzystują zazwyczaj osiowe sprężarki z kilkoma stopniami łopatek. Nowoczesne sprężarki mają 10–12 stopni łopatek. Układy te pozwalają na sprężanie stosowanego medium roboczego do poziomu 15–19 razy większego od ciśnienia atmosferycznego. Sprężarki tego typu osiągają wydajność 87%.



Źródło: *Siemens Westinghouse*

Rys. 2. Schemat nowoczesnej turbiny gazowej
1 – część (sekcja) wlotowa stosowanego medium (np. powietrza), 2 – sprężarka, 3 – komora (sekcja) spalania, 4 – turbina, 5 – układ (system) wylotowy, 6 – dyfuzor wylotowy

Medium robocze, o odpowiednio wysokim ciśnieniu, kierowane jest do komory spalania, gdzie jest mieszane z paliwem, a następnie spalane. Cały proces spalania podnosi temperaturę medium roboczego do ok. 1400°C (lub wyższą przy najnowszych konstrukcjach turbin). Dodatkowo, komora spalania jest zaprojektowana w taki sposób, aby zminimalizować produkcję i tym samym emisję szkodliwych substancji NO_x. Komory spalania mają obecnie różną konstrukcję:

- w jednych rozwiązaniach są one niezależnymi urządzeniami, umieszczonymi poza konstrukcją samej turbiny,
- w innych rozwiązaniach są one integralną częścią turbiny gazowej i umieszczone są pomiędzy sprężarką i turbiną,
- w najnowszych rozwiązaniach są to wielokrotne komory spalania, umieszczone pierścieniowo dookoła konstrukcji turbiny gazowej.

Medium robocze, opuszczające komorę spalania, powinno mieć jak najwyższą temperaturę. Jest ona jednak ograniczona możliwościami termicznymi materiałów, z których wykonany jest pierwszy stopień turbiny. W tej dziedzinie obserwuje się również znaczący postęp: Jeszcze w latach 60. ubiegłego stulecia typową temperaturą gazów wlotowych było 900°C. W latach 70. ubiegłego stulecia wartość ta wzrosła do ok. 1100°C. Obecnie stosowane rozwiązania pozwalają osiągać temperatury 1425°C.

Współczesne turbiny posiadają od trzech do pięciu stopni łopatek. Pracują one ze sprawnością wewnętrzną 89%. W praktyce stosowane są dwa rozwiązania konstrukcyjne turbin gazowych: w jednym z nich sprężarka i łopatki turbiny montowane są na jednym wale; w drugim stosuje się dwa, współosiowe (koncentryczne) wały. Na jednym z nich umieszczone są łopatki sprężarki i jeden lub dwa stopnie łopatek turbiny. Ten stopień odpowiada za napęd sprężarki, podczas gdy drugi wał napędza generator i odpowiada za produkcję energii elektrycznej. Rozwiązanie to można obecnie spotkać praktycznie tylko w bardzo starych instalacjach.

W ostatnim czasie prace inżynierów i konstruktorów turbin gazowych koncentrują się głównie na poszukiwaniu nowych materiałów, które będą w stanie sprostać wzrastającym wymaganiom dotyczącym coraz wyższych temperatur gazów wlotowych do turbiny. Przeprowadzane są próby z wykorzystaniem coraz bardziej wyrafinowanych materiałów. Stosowane są również tak nietypowe surowce jak ceramika, która staje się alternatywą dla wykorzystywanych obecnie metali.

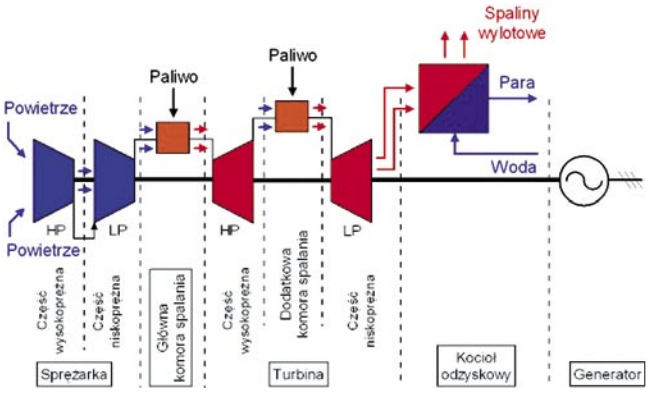
W celu poprawienia wydajności i sprawności turbin gazowych stosuje się również wiele dodatkowych zabiegów eksploatacyjnych. Medium robocze na wlocie do turbiny jest dokładnie filtrowane w celu wyeliminowania najmniejszych nawet zanieczyszczeń. Czynności te zabezpieczają łopatki turbiny przed uszkodzeniem, poprawiają niezawodność jej pracy oraz wydłużają jej żywotność. Do sprężarki, razem z medium roboczym, wtryskiwane są również opary wody. Czynność ta zwiększa wydajność i sprawność urządzenia. W najnowszych turbinach wysokotemperaturowych stosowane są również systemy chłodzenia łopatek turbiny.

Rozwojowe technologie stosowane w turbinach gazowych

Turbiny gazowe, stosowane w przemyśle lotniczym, muszą charakteryzować się możliwie najmniejszą wagą oraz zwartą, kompaktową budową. Te ograniczenia powodują, że konstruktorzy mają ograniczone pole działania przy wprowadzaniu wszelkich nowinek technicznych i ulepszeń. W przypadku stacjonarnych turbin gazowych, stosowanych w energetyce, wymienione powyżej ograniczenia nie są już tak restrykcyjne i inżynierowie mogą wprowadzać i stosować rozwiązania zmierzające do podniesienia wydajności i sprawności całego układu produkcji energii elektrycznej.

Międzystopniowy przegrzew gazów wylotowych

W dużych, klasycznych elektrowniach parowych, turbiny parowe tradycyjnie dzielone są na kilka korpusów. Najczęściej wyróżnia się wśród nich części: nisko- i wysokoprężną, niekiedy również średnioprężną. Korzystając z tych doświadczeń, konstruktorzy turbin gazowych wprowadzili podobny podział do swoich konstrukcji. Dzięki takiemu rozwiązaniu, poszczególne stopnie turbiny poddawane są niższym ciśnieniom gazów wylotowych.

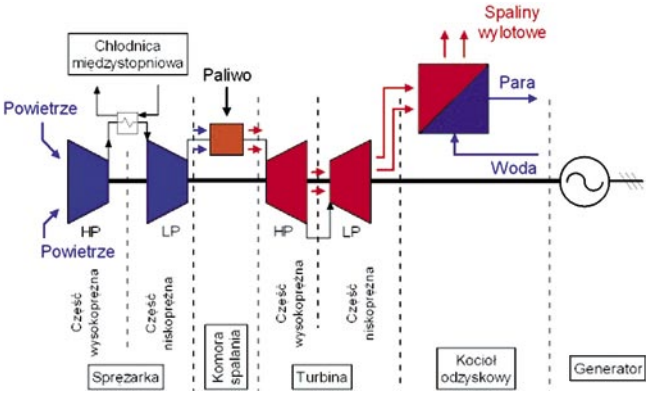


Rys 3. Układ turbiny gazowej z międzystopniowym przegrzewem gazów wylotowych

Dodatkowym pożytkiem, wynikającym z kilku stopni turbiny, jest również możliwość wprowadzenia międzystopniowego przegrzewu tych gazów. Stosowane w praktyce układy są bardzo podobne do tych stosowanych w turbinach parowych i polegają na dodatkowym podgrzaniu gazów wylotowych pomiędzy poszczególnymi stopniami turbiny gazowej (między częścią wysoko- i nisko- lub średnioprężną). Funkcję tę realizuje najczęściej dodatkowa komora spalania. Użycie międzystopniowego przegrzewu gazów wylotowych podnosi sprawność i efektywność działania całego układu.

Chłodzenie międzystopniowe

Podobnie jak w przypadku turbiny, możliwy jest podział sprężarki na kilka stopni. W praktyce stosuje się podział na dwie części: nisko- i wysokociśnieniową. Jednak o ile w przypadku turbiny stosowany był podgrzew gazów wylotowych pomiędzy jej stopniami, to w przypadku sprężarki stosuje się dodatkowe schładzanie medium roboczego pomiędzy jego stopniami. Idea takiego postępowania jest prosta. Sprężane medium robocze (np. powietrze) nagrzewa się i przez to zwiększa również swoją objętość. Jeżeli zostanie ono schłodzone to zmniejszy swą temperaturę i objętość, a tym samym do napędu następnego stopnia sprężarki będzie potrzebna mniejsza ilość energii. Dzięki takiemu postępowaniu wzrośnie sprawność całej turbiny gazowej. W praktyce stosowanie chłodzenia międzystopniowego zwiększa sprawność turbiny gazowej o ok. 5%. Przyczynia się ono również do znacznego zwiększenia produkcji energii elektrycznej i obniżenia jednostkowych kosztów produkcji tej energii.

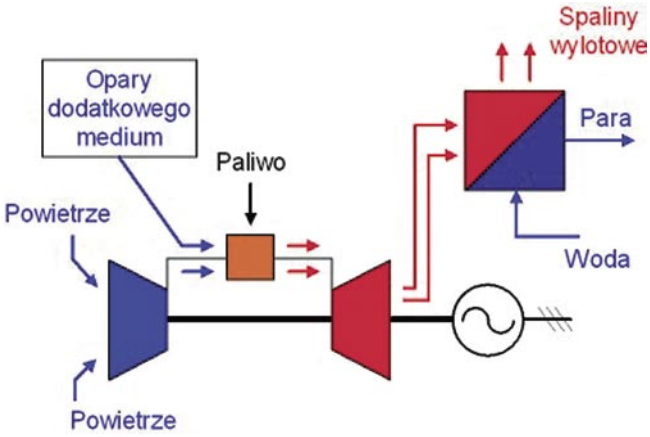


Rys 4. Układ turbiny gazowej z chłodzeniem międzystopniowym

Wtrysk dodatkowego medium roboczego

Kolejnym rozwiązaniem, wprowadzonym w turbinach gazowych w celu podniesienia ich sprawności, jest zastosowanie wtrysku dodatkowego medium roboczego. Tym dodatkowym medium są zazwyczaj opary wody, które są wstrzykiwane i mieszane z podstawowym medium roboczym (np. powietrzem) tuż przed wlotem do komory spalania. System wykorzystujący tzw. cykl wilgotnego powietrza, znany jest od lat 30. ubiegłego stulecia, jednak dopiero od lat 80. rozpoczęto stosowanie efektywnie działających układów tego typu. Większa sprawność takiej turbiny uzyskiwana jest dzięki temu, że sprężarka zużywa mniej energii na dostarczenie tej samej ilości gazu do komory spalania.

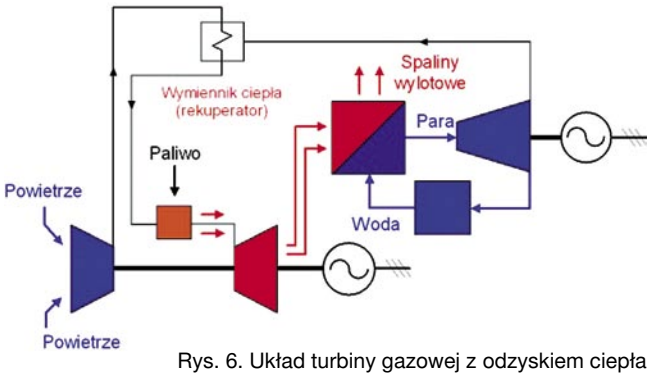
Masa oparów wody, które wstrzykiwane i mieszane są z medium roboczym, uzupełnia cały bilans energetyczny układu. W praktyce układy tego typu stosowane są w połączeniu z wcześniej opisanymi technologiami (podgrzewu i chłodzenia międzystopniowego), co pozwala osiągnąć sprawności od 44,5% (małe jednostki, kilkanaście MW) do 54,7% (duże jednostki, kilkaset MW). Pewną wadą opisanego powyżej rozwiązania jest to, że stosunkowo duże ilości oparów wody są wydalane do środowiska naturalnego. Ma to duże znaczenie w rejonach, w których woda jest surowcem deficytowym. W takich przypadkach bardzo często stosuje się odzysk wody ze spalin wylotowych.



Rys 5. Układ turbiny gazowej z wtryskiem dodatkowego medium roboczego

Odzysk ciepła

Kolejną strategią, stosowaną przez konstruktorów turbin gazowych, jest wykorzystanie ciepła pochodzącego z turbiny (lub jednego ze stopni turbiny) do częściowego podgrzania sprężonego powietrza wychodzącego ze sprężarki, przed jego dostarczeniem do komory spalania. Proces ten pozwala zmniejszyć ilość paliwa, zużywanego do podniesienia temperatury medium roboczego, do wartości odpowiedniej dla stopnia wejściowego turbiny. Efektywne systemy odzysku ciepła wprowadzone zostały przez konstruktorów dopiero w ciągu ostatnich lat XX wieku. W 1997 r. w Stanach Zjednoczonych wyprodukowano turbinę 3,2 MW, w której zastosowano układ odzysku ciepła. Sprawność tej turbiny osiągnęła wartość 40,5%. Obecnie prowadzone są intensywne prace wielu, połączonych zespołów badawczych i konstruktorskich, a ich celem jest osiągnięcie układów zapewniających sprawności rzędu 60%, przy jednoczesnym, znacznym ograniczeniu emisji szkodliwych substancji do środowiska naturalnego.



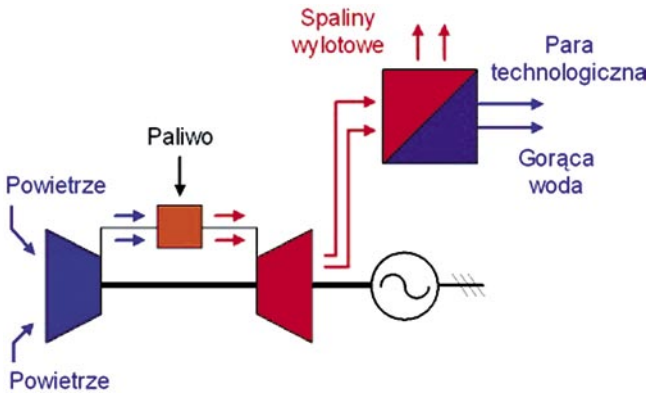
Rys. 6. Układ turbiny gazowej z odzyskiem ciepła

Turbiny gazowe pracujące w układzie kombinowanym

W układach z pojedynczą turbiną gazową, podłączoną bezpośrednio do generatora, możliwa jest produkcja energii elektrycznej ze sprawnością (liczoną jako stosunek energii w paliwie do produkcji energii elektrycznej) na poziomie ok. 38%. Sprawność taką uzyskuje się przy wykorzystaniu najnowocześniejszych obecnie technologii. W Stanach Zjednoczonych prowadzone są prace i badania nad zwiększeniem tej sprawności do poziomu ok. 41%, w układzie podstawowym, bez stosowania dodatkowych technologii, oraz do większych, w przypadku wykorzystania niektórych z opisanych wcześniej technologii rozwojowych.

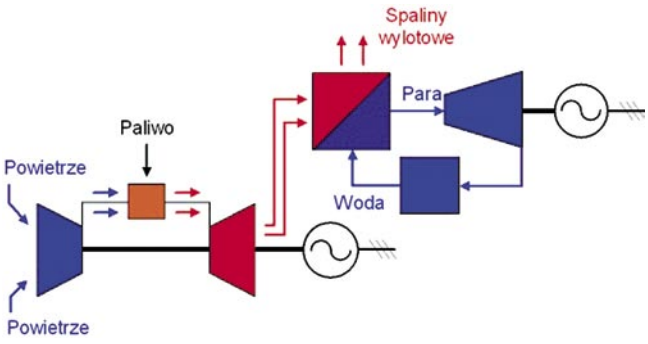
Pomimo tych wszystkich starań jest to jednak ciągle mniej niż w przypadku klasycznych technologii, wykorzystujących jako paliwo węgiel. Jedną z głównych przyczyn takiego tanu rzeczy jest to, że gazy wylotowe, opuszczające turbinę gazową, mają jeszcze ciągle bardzo wysoką temperaturę i niosą ze sobą znaczną ilość energii, która w klasycznym układzie była bezpowrotnie tracona razem ze spalinami, wyrzucanymi do atmosfery. Konstruktorzy bardzo szybko zauważyli, że energia ta może być wykorzystana do kolejnych przemian energetycznych, podnosząc dzięki temu sprawność ogólną układu. Stosuje się przy tym kilka podstawowych rozwiązań.

1. Wykorzystanie energii cieplnej gazów wylotowych z turbiny gazowej do wytworzenie pary wodnej lub gorącej wody. Proces ten realizowany jest zazwyczaj w kotle odzyskowym, do którego doprowadzane są gorące gazy wylotowe z turbiny gazowej, natomiast odbierana jest z niego para wodna lub gorąca woda, które używane są dalej do przemysłowych procesów technologicznych lub w gospodarce komunalnej. Mamy w tym przypadku do czynienia z klasycznym układem kogeneracyjnym, opartym na wykorzystaniu turbiny gazowej.



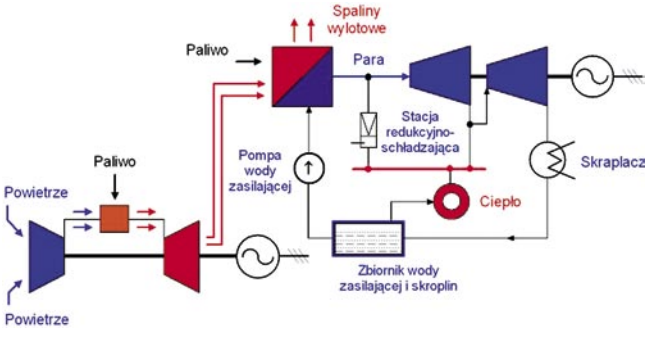
Rys 7. Podstawowy układ kogeneracyjny, wykorzystujący turbinę gazową

2. Drugim rozwiązaniem jest wykorzystanie gazów wylotowych z turbiny gazowej do wytworzenia pary wodnej o takich parametrach, aby można ją dalej skierować na wlot dodatkowej turbiny parowej, do której podłączony jest kolejny generator, produkujący energię elektryczną. Jest to podstawowa idea cyklu kombinowanego produkcji energii elektrycznej, z wykorzystaniem turbin gazowych. Cykl ten realizowany jest w kotłach odzyskowych (ang. *heat recovery steam generator*), jednak para wodna ma podwyższone parametry w stosunku do wyżej opisanego przypadku podgrzania wody technologicznej.



Rys 8. Podstawowy układ wykorzystujący cykl kombinowany do produkcji energii elektrycznej

3. Kolejną, naturalną koncepcją, jest połączenie dwóch, opisanych powyżej rozwiązań. Otrzymywany jest wówczas kombinowany układ kogeneracyjny. Zaletą takiego rozwiązania jest osiągnięcie bardzo wysokich sprawności całego układu skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła. Idea działania takiego układu jest bardzo podobna do opisanego w punkcie 2.



Rys 9. Schemat kombinowanego układu kogeneracyjnego

Układy pracujące w systemie kombinowanym stosowane są w średnich i dużych elektrowniach. W praktyce spotyka się je w instalacjach od 3 MW do 300 MW i większych.

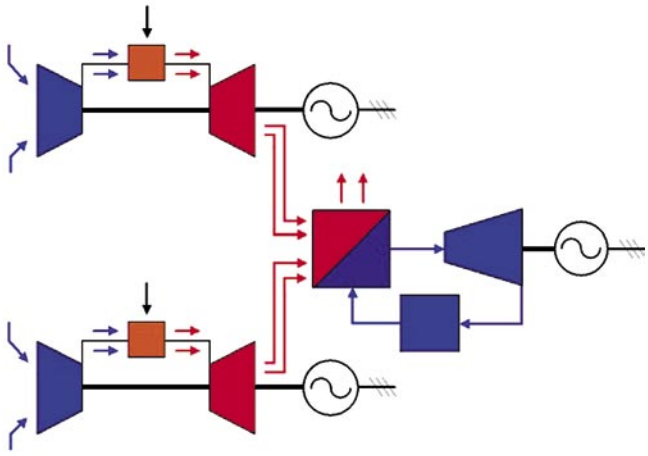
Bardzo częstym rozwiązaniem są kombinowane układy kogeneracyjne. W takim układzie, ciepło gazów wylotowych z turbiny gazowej, używane jest do produkcji pary o odpowiednich parametrach technicznych. Para ta wykorzystywana jest następnie do napędzania turbiny parowej. W układzie takim obie turbiny mogą zostać użyte do produkcji energii elektrycznej, w podłączonych do nich generatorach. Parę technologiczną i gorącą wodę uzyskuje się zazwyczaj z zespołu turbiny parowej.

W przypadku układu kombinowanego można powiedzieć, że ciepło resztkowe z jednego cyklu (poprzedzającego) jest wykorzystywane w cyklu następnym. Dlatego też taki system pracy zmniejsza straty energii całkowitej i zwiększa możliwości całego, połączonego układu.

W praktycznych rozwiązaniach zdarza się bardzo często, że energia cieplna uzyskiwana z pierwszego układu (np. turbiny gazowej) jest „uzupełniana" w kotle poprzez spalanie dodatkowego paliwa, przy wykorzystaniu gorących i bogatych w tlen gazów wylotowych pochodzących z tej turbiny.

W układach tego typu możliwe jest osiągnięcie bardzo wysokich temperatur (ponad 1000°C), niemożliwych do osiągnięcia w pojedynczych cyklach pracy turbiny parowej lub gazowej.

Instalacje (elektrownie) pracujące w cyklu kombinowanym wykorzystują jedną lub kilka turbin gazowych. Zazwyczaj każda turbina gazowa wyposażona jest we własny, niezależny kocioł odzyskowy, a cały układ jest zaprojektowany tak, aby uzyskać jak największą sprawność i efektywność działania.



Rys 10. Układ cyklu kombinowanego, wykorzystującego dwie turbiny gazowe i jedną turbinę parową

W układach z wieloma turbinami stosowane może być rozwiązanie, w którym kilka turbin dostarcza parę do jednej, wydzielonej turbiny parowej.

Teoretycznie, instalację pracującą w systemie kombinowanym można zbudować z gotowych, dostępnych komponentów, bardzo często posiadających układ modułowy. Jednak najbardziej sprawnie i efektywnie działające elektrownie, pracujące w cyklu kombinowanym, budowane są "na miarę". Oznacza to, że każdy następny człon takiego systemu budowany jest po zainstalowaniu poprzedniego i z uwzględnieniem jego rzeczywistych parametrów ruchowych. W ten sposób można uzyskać optymalne dopasowanie poszczególnych członów systemu oraz maksymalną sprawność całego układu kombinowanego.

W praktyce stosuje się dwa rodzaje kotłów odzyskowych: pionowe i poziome. W układzie poziomym kotła, gazy wylotowe z turbiny gazowej przepuszczane są poziomo, a rury z wodą/parą, przez które odbierane jest ciepło gazów wylotowych, umieszczone są pionowo na jego drodze. W systemie pionowym powyższy układ jest odwrócony.

Układ pionowy jest najpopularniejszy w Europie, natomiast poziomy w Stanach Zjednoczonych.

Obecnie elektrownie pracujące w cyklu kombinowanym stają się jednymi z najbardziej popularnych rozwiązań, wybieranych przez niezależnych producentów energii elektrycznej na całym świecie. Budowane obecnie instalacje oparte są na modułach o mocach nawet do 300–400 MW. Dla zwiększenia poziomu generacji energii elektrycznej stosuje się również, opisane wcześniej, techniki podnoszenia sprawności całego bloku opartego na cyklu kombinowanym. Najnowsze rozwiązania zapewniają sprawności 57%, natomiast już niebawem spodziewane jest przekroczenie 60%.

Podsumowanie

Cykl kombinowany, dzięki swoim podstawowym cechom, jest jednym z najbardziej efektywnych systemów produkcji energii elektrycznej i cieplnej.

Turbina gazowa, obok produkcji energii elektrycznej, jest bardzo dobrym źródłem ciepła, które może być efektywnie wykorzystane w układzie parowym, zarówno do produkcji ciepłej wody, pary technologicznej oraz energii elektrycznej.

Głównymi czynnikami, które zadecydowały o powodzeniu układów, wykorzystujących cykl kombinowany, były:

- wysoka efektywność termiczna układu, wynikająca z zastosowania dwóch, uzupełniających się termodynamicznych cykli,
- medium robocze, pozyskiwane z turbiny gazowej posiada parametry (np. temperaturę), które w prosty i skuteczny sposób mogą być wykorzystane w kolejnych procesach termodynamicznych,
- powietrze, jako medium robocze, najczęściej wykorzystywane w układach kombinowanych, jest ogólnie dostępne, niedrogie i nieszkodliwe dla środowiska.

O wysokim stopniu przydatności układów gazowych i kombinowanych do produkcji energii elektrycznej zadecydowały jednak również inne, poniżej wymienione czynniki.

1. Wysoka sprawność układu kombinowanego. Jest ona znacznie wyższa niż w przypadku klasycznych, konwencjonalnych systemów produkcji energii elektrycznej.

2. Niski koszt instalacji. Duży stopień standaryzacji oraz daleko posunięta modułowość stosowanych rozwiązań ułatwiają i przyspieszają znacznie montaż, a tym samym obniżają jego koszt. Należy jednak podkreślić, że koszt sprzętu i wyposażenia, ze względu na konieczność stosowania zaawansowanych technologii, jest wyższy niż w przypadku elektrowni parowych. Jednak sumaryczny koszt instalacji układu kombinowanego jest niższy, ze względu na znaczne skrócenie cyklu instalacji.

3. Znaczna elastyczność stosowania paliw. Instalacje wykorzystujące cykl kombinowany działają bardzo efektywnie przy szerokim zakresie stosowanych paliw. Mogą to być: gaz naturalny, olej rafinowany czy też inne paliwa olejowe. Wykorzystywane są również paliwa gazowe, węglopochodne.

4. Znaczna elastyczność cyklu pracy jednostki. Jednostki pracujące w cyklu kombinowanym są bardzo elastyczne ruchowo zarówno przy pracy w podstawie obciążenia jak i w szczytach czy też sytuacjach awaryjnych. Utrzymują stałą i stosunkowo dużą sprawność przy obciążeniach rzędu 70–100% mocy znamionowej.

5. Stosunkowo krótki czas budowy. Standaryzacja rozwiązań technicznych i modułowość pozwalają budować elektrownie pracujące w cyklu kombinowanym znacznie szybciej niż konwencjonalne elektrownie parowe. Powyższe cechy sprawiają, że nawet w przypadku koniecznych zmian i modernizacji są one przeprowadzane szybko i przy znacznie mniejszych kosztach projektowych.

6. Wysoki stopień niezawodności i dyspozycyjności. Wysoka niezawodność uzyskiwana jest głównie dzięki ciągłemu prowadzeniu prac badawczych i rozwojowych oraz stosowaniu nowych, coraz lepszych materiałów i komponentów do konstruowania części składowych układu kombinowanego. Wysoka dyspozycyjność to przede wszystkim zasługa wysokiej kultury obsługi, odpowiedniego poziomu utrzymania i remontów, co jest logiczną konsekwencją zaawansowanej technologii, stosowanej w tego typu układach.

7. Stosunkowo niskie koszty utrzymania i obsługi. Znaczące obniżenie kosztów utrzymania i obsługi uzyskiwane jest głównie dzięki bardzo dobrej jakości wykonania części składowych układu, stosowaniu standaryzowanych procedur ruchowych, dużej automatyzacji oraz stosowaniu osprzętu, pozwalającego na bieżące monitorowanie najbardziej newralgicznych części i urządzeń.

8. Elastyczność w doborze mocy budowanych instalacji. Turbiny gazowe budowane są przez producentów w stosunkowo szerokim zakresie mocy znamionowych. Pozwala to inwestorowi w prosty sposób skompletować wymaganą moc całkowitą elektrowni, w zakresie od kilku do kilku tysięcy MW.

9. Niska emisja szkodliwych substancji. Technologie wykorzystywane w instalacjach z cyklem kombinowanym powodują znacznie mniejsze emisje szkodliwych substancji, takich jak NO_x, SO_2 i gazów cieplarnianych.

Obok wymienionych zalet układów wykorzystujących cykl kombinowany, należy jednak wspomnieć również o jego podstawowych wadach.

1. Energia elektryczna, uzyskiwana z układów kombinowanych, jest ciągle droższa od energii elektrycznej, uzyskiwanej w układach konwencjonalnych.

2. Paliwo gazowe, które jest najczęściej wykorzystywane w tego rodzaju układach, jest poddane dużemu ryzyku rynkowemu. Jest to paliwo strategiczne. Podobnie jak w przypadku ropy naftowej zapotrzebowanie na gaz jest duże, natomiast jest on wydobywany tylko w niektórych rejonach świata. Powoduje to, że w wielu przypadkach wykorzystywany jest on jako karta przetargowa w załatwianiu spraw nie zawsze związanych z gospodarką.

3. W wielu przypadkach występują ogromne kłopoty związane z ogólnym brakiem paliwa do tego typu instalacji, w danym rejonie świata. Konieczność budowy rurociągów i całej infrastruktury towarzyszącej dostawom paliwa powoduje znaczący wzrost kosztów projektów instalacji opartych na cyklu kombinowanym lub w ogóle stawiają pod znakiem zapytania ich praktyczną realizację.

4. Dodatkowym niebezpieczeństwem, uwidocznionym w ostatnich latach, jest wzrastające zagrożenie terrorystyczne instalacji gazowych i magistrali doprowadzających do nich paliwo. Systemy przesyłu i dystrybucji gazu stają się obiektem ataku terrorystów ze względu na strategiczne znaczenie paliwa gazowego oraz dużą skalę zniszczeń w przypadku spowodowania katastrofy.

Przedstawione wnioski świadczą o tym, że technologia oparta na cyklu kombinowanym ma wiele zalet. Ale nie jest ona pozbawiona również pewnych wad. Jednak w krajach o wysoko rozwiniętej infrastrukturze technicznej oraz tych, w których występuje łatwy dostęp do paliw gazowych, powstaje coraz więcej elektrowni opartych na cyklu kombinowanym.

Bardzo istotnym czynnikiem wpływającym na dynamiczny rozwój tego sektora energetyki są również aspekty ekologiczne. Instalacje gazowe, wykorzystane w cyklu kombinowanych, generują znacznie mniej substancji szkodliwych do atmosfery, co pozwala umieścić tę technologię w gronie przyjaznych dla środowiska naturalnego.

LITERATURA

[1] Combined-Cycle Gas & Stream Turbine Power Plants, Second edition by R. Kehlhofer, R. Bachmann, H. Nielsen, J. Warner. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1999
[2] Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w: Dreżewski J., Wędzik A.: Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Łódź, 2004, s. 161–214
[3] Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study: D. Unger & H. Herzog: Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) Final Report; August 1998
[4] Combined-Cycle Development Evolution and Future: D. L. Chase: GE Power Systems. New York 2004
[5] Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System. P. L. Spah & M. K. Mann: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Colorado, USA, September 2000
[6] Pawlik M., Kotlicki T.: Możliwości zastosowania układów kombinowanych, gazowo-parowych w energetyce. IX Konferencja: „Racjonalizacja użytkowania energii i środowiska", Gliwice 2001
[7] Pawlik M., Kotlicki T.: Układy gazowo-parowe w energetyce. V Konferencja Naukowo-Techniczna: „Elektrownie cieplne. Eksploatacja – Modernizacja – Remonty; Bełchatów 2001
[8] Pawlik M., Kotlicki T.: Elektrownie gazowo-parowe u progu XXI wieku. IV Krajowa Konferencja: GAZTERM 2001; Międzyzdroje 2001
[9] Pawlik M.: Sprawność 60% – nieodległy cel dla elektrowni gazowo-parowych. Konferencja: „Elektrownie i Elektrociepłownie gazowo-parowe". Poznań/Kiekrz 2000
[10] Pawlik M., Kotlicki T.: Układy elektryczne elektrowni gazowo-parowych. Konferencja: „Elektrownie i Elektrociepłownie gazowo-parowe". Poznań/Kiekrz 2000
[11] Pawlik M., Kotlicki T.: Układy gazowo-parowe – rozwiązania technologiczne. V Seminarium: „Wytwarzanie i Eksploatacja w Energetyce". Kielce/Ameliówka 2000

Andrzej Wędzik
Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej

Część II. Zagadnienia ekonomiczne i rynkowe

Energia elektryczna jest jednym z podstawowych nośników energii, niezbędnych do zapewnienia odpowiedniego tempa rozwoju gospodarczego oraz sukcesywnego podnoszenia standardów życiowych mieszkańców naszego globu. Jeszcze do niedawna energia elektryczna traktowana była jako rodzaj „dobra narodowego", które za wszelką cenę należy chronić przed wpływami wolnego rynku czy też obcego kapitału. Państwo, które najczęściej było jedynym właścicielem sektora energetycznego, nie zawsze dbało o jak najniższe koszty wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej. Jednocześnie ceny dla odbiorców końcowych były często ustalane w sposób arbitralny i wielokrotnie stanowiły kartę przetargową w załatwianiu spraw społecznych i politycznych. Wszystko to było dalekie od zasad ekonomii, a ostateczne skutki takich działań ponosił najczęściej cały sektor energetyczny lub poszczególne grupy odbiorców końcowych.

W wysoko rozwiniętej czy też rozwijającej się gospodarce rynkowej sytuacja taka nie mogła się utrzymać przez dłuższy czas. W ostatnich latach wprowadzono na całym świecie wiele bardzo istotnych zmian w mechanizmach funkcjonowania całej branży energetycznej. Przeprowadzana jest prywatyzacja sektora. Wprowadzone zostały mechanizmy rynkowe. Zmiany te dotknęły wiele krajów i są ogólnie obowiązującą tendencją, która znalazła swój wymiar w różnego rodzaju dokumentach i przepisach prawnych, zarówno krajowych jak i międzynarodowych.

W gospodarce rynkowej obowiązują twarde reguły ekonomiczne, do których musi również dostosować się sektor energetyczny. Dodatkowym problemem w przypadku energii elektrycznej jest jej specyfika, jako towaru handlowego. Nie można jej magazynować na dużą skalę, natomiast jej produkcja musi być dostosowana w każdej chwili do potrzeb odbiorców. Te podstawowe cechy sprawiają, że w obecnej sytuacji najistotniejszymi czynnikami, decydującymi o powodzeniu na rynku energii elektrycznej, są: wskaźniki ekonomiczne, dotyczące produkcji energii elektrycznej oraz odpowiednio duża elastyczność ruchowa jednostek wytwórczych. W ostatnich latach dodatkowym, ale również bardzo ważnym elementem gry rynkowej, stały się aspekty ekologiczne, które okazały się istotnym czynnikiem, wpływającym na ostateczny bilans kosztów produkcji energii elektrycznej.

Wszystkie, opisane zmiany sprawiły, że w ostatnim czasie bardzo wzrosło zainteresowanie technologiami produkcji energii elektrycznej, które wykorzystują jako paliwo gaz ziemny lub jego pochodne.

Jedną z takich technologii są układy kombinowane produkcji energii elektrycznej i ciepła. O jej powodzeniu zadecydowało wiele czynników. Do najistotniejszych można zaliczyć:

- wysoką sprawność układu kombinowanego,
- niski koszt instalacji oraz stosunkowo krótki czas budowy,
- znaczną elastyczność stosowania paliw oraz cyklu pracy jednostki,
- wysoki stopień niezawodności i dyspozycyjności,
- stosunkowo niskie koszty utrzymania i obsługi,
- elastyczność w doborze mocy budowanych instalacji,
- niską emisję szkodliwych substancji.

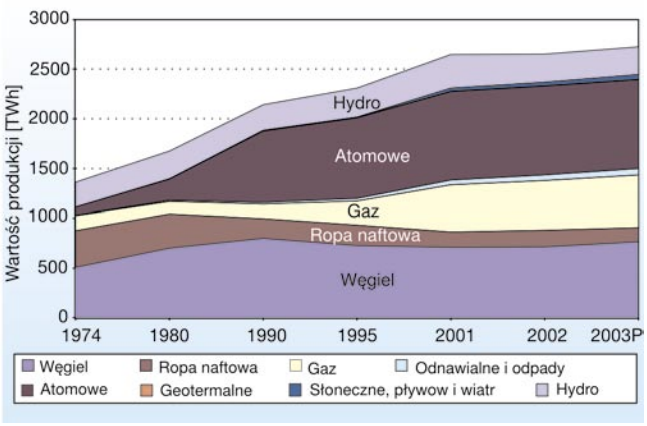
Dodatkowymi atutami instalacji, pracujących w skojarzeniu, jest ogólna dostępność, niewielkie koszty oraz mała szkodliwość dla środowiska wykorzystywanego medium roboczego, którym najczęściej jest powietrze.

Technologia ta ma również pewne wady, do których można zaliczyć poniżej wymienione fakty.

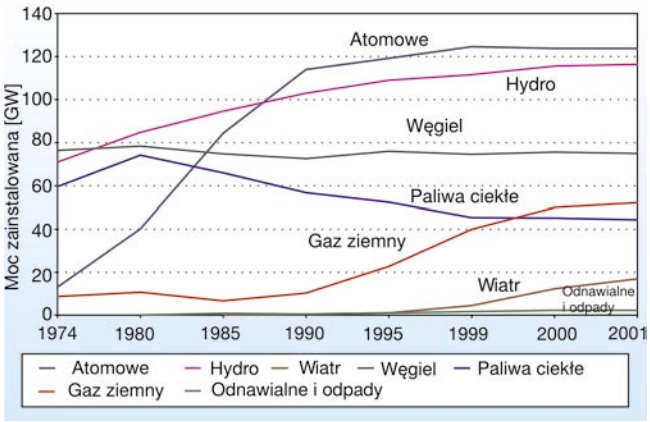
1. Energia elektryczna, uzyskiwana z układów kombinowanych, jest ciągle droższa od energii elektrycznej, uzyskiwanej w układach konwencjonalnych.
2. Paliwo gazowe, które jest najczęściej wykorzystywane w tego rodzaju układach, jest poddane dużemu ryzyku rynkowemu.

3. W wielu przypadkach występuje konieczność budowy rurociągów i całej infrastruktury towarzyszącej dostawom paliwa. Powoduje to znaczący wzrost kosztów inwestycji lub w ogóle stawia pod znakiem zapytania ich praktyczną realizację.
4. Dodatkowym niebezpieczeństwem jest wzrastające zagrożenie terrorystyczne instalacji gazowych i magistrali doprowadzających do nich paliwo.

Dodatkową rolę w zwiększeniu zainteresowania oraz rozwoju technologii gazowych odegrały spektakularne awarie systemowe, które pokazały, jak wielkie znaczenie mają układy, które w krótkim czasie są w stanie pokryć wzrastające obciążenie systemu w godzinach szczytu. Takie właśnie warunki bardzo dobrze spełniają układy oparte na turbinach gazowych i głównie ta cecha doprowadziła do dynamicznego wzrostu liczby tych układów w systemach elektroenergetycznych w ostatnim czasie.



Rys. 1. Struktura produkcji energii elektrycznej wg wykorzystanego paliwa w EU-15



Rys. 2. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach wykorzystujących różne rodzaje paliw w EU-15

W artykule zawarto rozważania na temat najważniejszych czynników ekonomicznych i rynkowych, związanych z technologią produkcji energii elektrycznej w układach kombinowanych. Opisy dotyczą wszystkich najistotniejszych aspektów: począwszy od kosztów inwestycyjnych, a kończąc na czynnikach decydujących o roli i miejscu tych jednostek na rynku energii elektrycznej.

Koszty inwestycyjne

Koszty inwestycyjne elektrowni, pracującej w cyklu kombinowanym, są dość zróżnicowane. Zależą one od wielu czynników, takich jak: położenie geograficzne, użyte paliwo itp. W większości przypadków wartość tych kosztów mieści się obecnie granicach 400–600 USD/kW mocy zainstalowanej, elektrycznej. Większe koszty, mogące sięgać nawet ponad 1000 USD/kW mocy zainstalowanej, elektrycznej, dotyczą zazwyczaj jednostek zasilanych skroplonym gazem ziemnym (LNG).

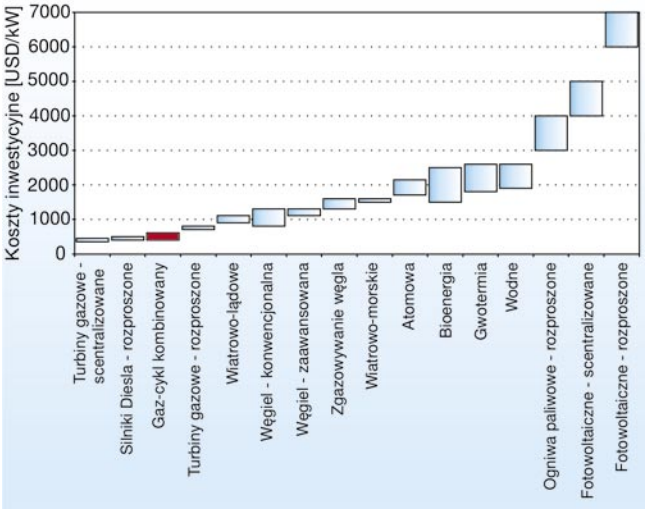
Tabela 1

Porównanie ogólnych cech wybranych technologii produkcji energii elektrycznej

Technologia	Wielkość jednostek	Czas inwestycji	Koszt inwestycji/kW	Koszt eksploatacji	Ceny paliwa	Emisja CO_2	Ryzyko regulacyjne
Cykl kombinowany (CCGT)	średnia	krótki	niski	niski	wysokie	średnia	niskie
Węgiel	duża	długi	wysoki	średni	średnie	wysoka	wysokie
Atomowe	bardzo duża	długi	wysoki	średni	niski	zerowa	wysokie
Hydro	duża	długi	bardzo wysoki	bardzo niski	zerowe	zerowa	wysokie
Wiatr	mała	krótki	wysoki	bardzo niski	zerowe	zerowa	średnie
Silniki tłokowe	mała	bardzo krótki	niski	niski	wysokie	średnia	średnie
Ogniwa paliwowe	mała	bardzo krótki	bardzo wysoki	średni	wysokie	średnia	niskie
Fotowoltaika	bardzo duża	bardzo krótki	bardzo wysoki	bardzo niski	zerowe	zerowa	niskie

U w a g a: Emisje CO_2 odnoszą się tylko do emisji elektrowni.

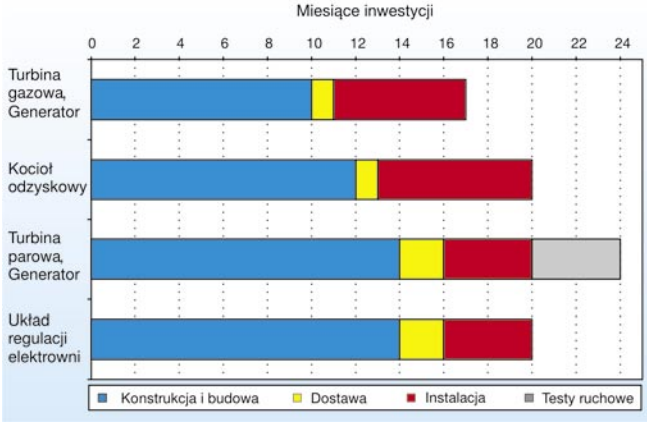
Możliwe jest jednak również obniżenie kosztów inwestycyjnych poniżej 400 USD/kW mocy zainstalowanej, elektrycznej, w przypadku przebudowy instalacji konwencjonalnych lub rozbudowy i modernizacji już istniejących instalacji gazowych. Należy jednocześnie podkreślić, że duży stopień standaryzacji oraz daleko posunięta modułowość stosowanych rozwiązań ułatwiają i przyspieszają znacznie montaż, a tym samym obniżają koszt całej inwestycji. Pomimo, że koszt sprzętu i wyposażenia, ze względu na konieczność stosowania zaawansowanych technologii, jest wyższy niż w przypadku elektrowni parowych, to sumaryczny koszt instalacji układu kombinowanego jest niższy, ze względu na znaczne skrócenie cyklu instalacji.



Rys. 3. Zakres min i max kosztów inwestycyjnych dla wybranych technologii produkcji energii elektrycznej

Czas budowy elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym

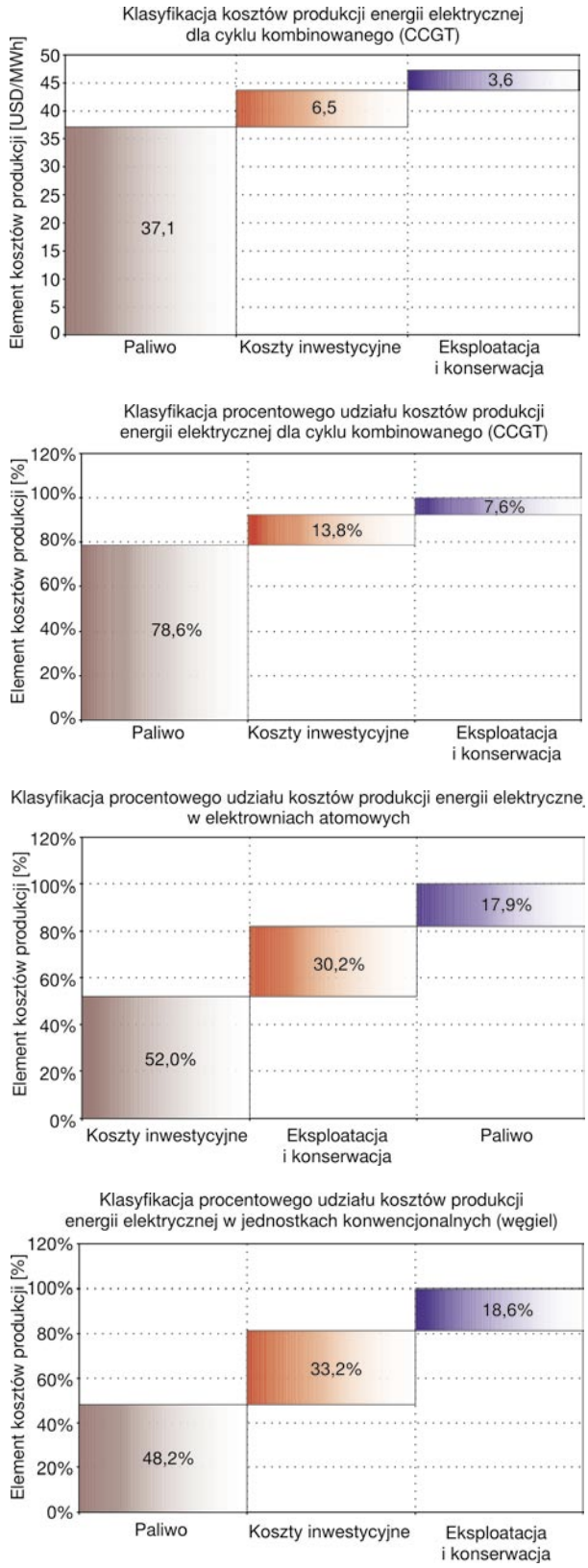
Czas realizacji inwestycji, w przypadku elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym, jest stosunkowo krótki i w większości przypadków waha się w granicach 2–3 lat. W przypadku mniejszych instalacji, czas ten skraca się nawet do roku. Znane są jednak również przypadki inwestycji rozciągniętych na 4–5 lat. Przykładowy cykl inwestycyjny elektrowni, pracującej w cyklu kombinowanym, przedstawiony został na rysunku 4.



Rys. 4. Przykładowy cykl inwestycyjny budowy elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym

Koszty eksploatacji i konserwacji

Koszty eksploatacji i konserwacji elektrowni pracującej w układzie kombinowanym są znacząco niższe niż w przypadku elektrowni konwencjonalnych (węglowych) i nuklearnych.



Rys. 5. Porównanie składników kosztów produkcji energii elektrycznej dla różnych technologii

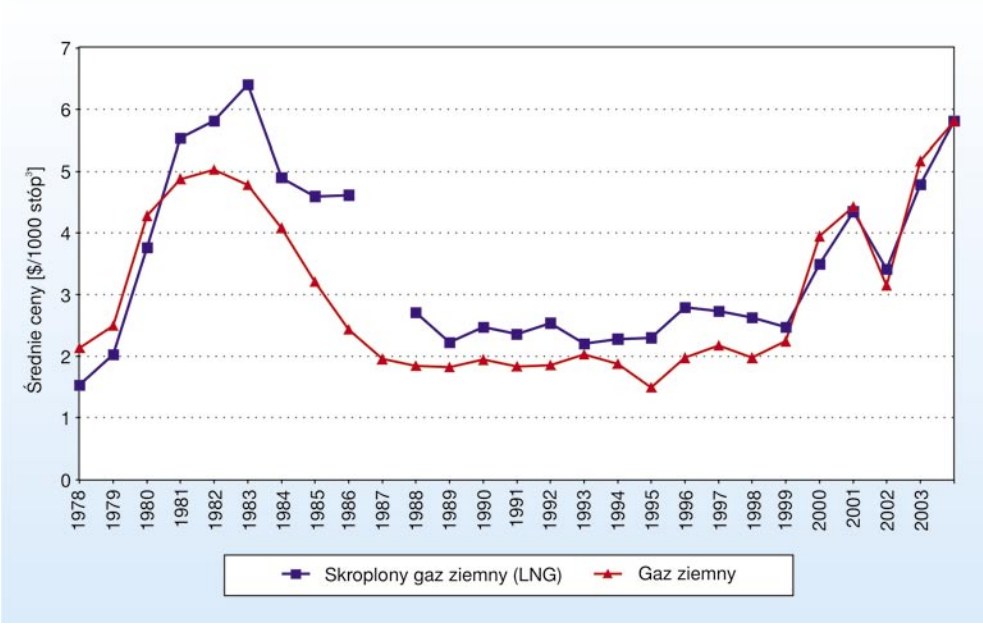
Znaczące obniżenie kosztów utrzymania i obsługi uzyskiwane jest głównie dzięki bardzo dobrej jakości wykonania części składowych układu, stosowaniu standaryzowanych procedur ruchowych, dużej automatyzacji oraz stosowaniu osprzętu, pozwalającego na bieżące monitorowanie najbardziej newralgicznych części i urządzeń.

Wartość kosztów eksploatacji i konserwacji jest bardzo zróżnicowana w różnych krajach i waha się w granicach 5–40 USD/kW mocy zainstalowanej, elektrycznej. W większości przypadków podkreśla się jednak bardzo nieznaczne zmiany tych kosztów w całym zakresie czasu „życia" elektrowni.

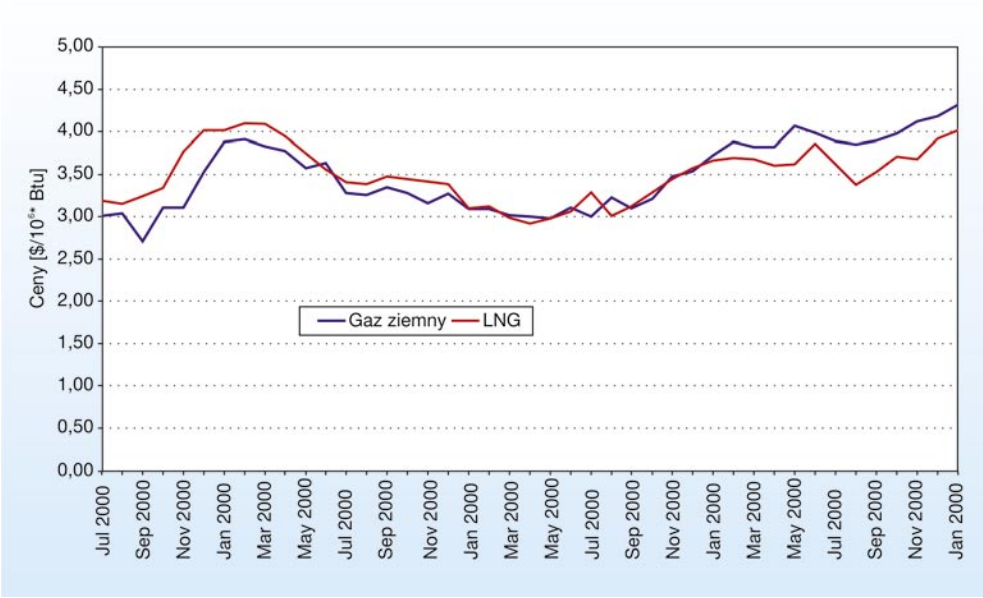
Ceny paliwa

Paliwem, które najczęściej wykorzystywane jest w elektrowniach pracujących w cyklu kombinowanym, jest gaz ziemny lub jego skroplona postać (LNG). Koszt paliwa jest decydującym elementem, wpływającym na całkowity koszt produkcji energii elektrycznej w tego typu instalacjach.

Zmienność cen paliwa oraz ich ograniczona dostępność, podnoszą również w sposób znaczący ryzyko związane z nowymi inwestycjami, dotyczącymi elektrowni pracujących w cyklu kombinowanym.



Rys. 6. Średnie, roczne ceny importu gazu ziemnego i LNG do USA



Rys. 7. Średnie, kwartalne ceny importu gazu ziemnego i LNG do Unii Europejskiej

Ceny gazu ziemnego są bardzo „zregionalizowane". Dzieje się tak za sprawą bardzo wysokich kosztów transportu gazu na duże odległości. Dlatego też ceny tego paliwa, w poszczególnych krajach czy regionach, mogą się od siebie znacznie różnić. Dodatkowym elementem jest fakt zależności cen gazu od światowych cen ropy naftowej, co w ostatnim czasie skutkuje sukcesywnym wzrostem cen gazu ziemnego.

Producenci energii elektrycznej, wykorzystujący jako paliwo gaz ziemny, stosują różne metody stabilizujące ceny tego paliwa. Wymieniono kilka z nich.

- Dywersyfikacja dostawców gazu. Metoda zapewnia mniejszy stopień uzależnienia od jedynego dostawcy i możliwości wyboru najlepszego, w danej chwili, dostawcy paliwa. Zapewnia też duży stopień konkurencyjności między dostawcami, co w konsekwencji skutkuje najlepszymi warunkami podpisywanych umów.
- Lobbing w kwestii tworzenia taryf na gaz ziemny. Silne grupy producentów mogą wywierać skuteczny wpływ na środowiska decydujące o polityce tworzenia taryf na gaz ziemny. Dzięki temu mogą zapewnić sobie uprzywilejowaną pozycję oraz specjalne taryfy na stosowane przez siebie paliwo.
- Podpisywanie wieloletnich umów na dostawy gazu. Odpowiednio i prawidłowo wynegocjowane umowy mogą zapewnić względną stabilizację cenową dostaw gazu ziemnego. Jednak najczęściej konieczne jest równoczesne:
- Stosowanie mechanizmów rynków terminowych. Zabezpieczenie wynegocjowanych kontraktów na dostawy gazu, może, w określonym z góry czasie, zapewnić producentowi energii elektrycznej względnie stabilne ceny paliwa, które nie będą zależały od chwilowych zawirowań na rynkach paliwowych.

Cena produkcji energii elektrycznej w elektrowniach pracujących w cyklu kombinowanym

Wszystkie wymienione powyżej czynniki ekonomiczne wpływają bezpośrednio na końcową cenę energii elektrycznej, produkowanej w elektrowniach pracujących w cyklu kombinowanym.

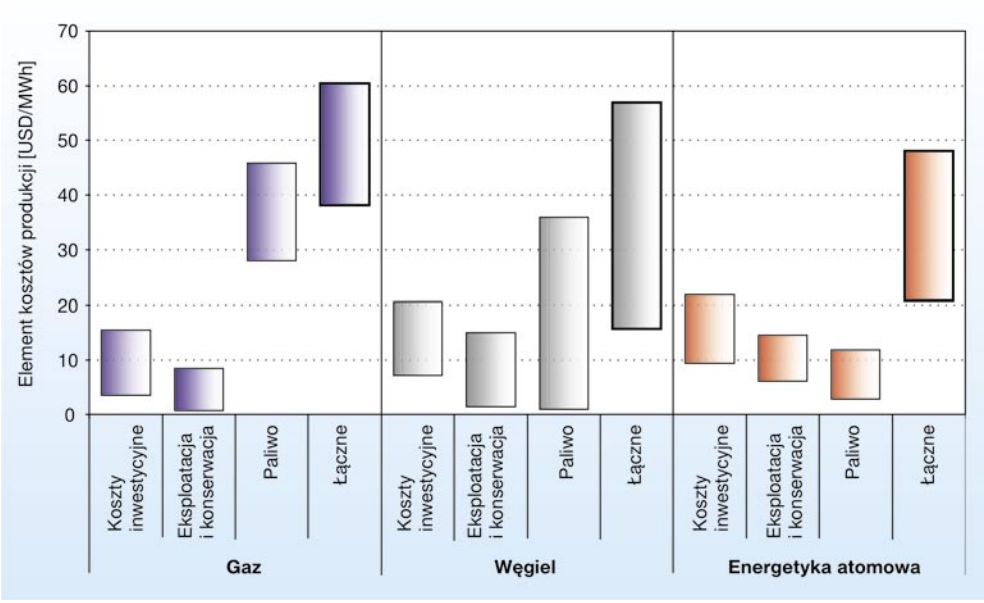
Obecnie ceny te są zróżnicowane i wahają się w granicach ok. 40–60 USD/MWh. Niestety, ceny te są jeszcze nadal wyższe niż w przypadku elektrowni węglowych i atomowych. Należy jednak podkreślić, że dystans ten jest coraz mniejszy. To zmniejszanie dystansu cenowego sprawia, że dzięki swoim specyficznym cechom ruchowym elektrownie pracujące w cyklu kombinowanym coraz częściej znajdują swoje miejsce w grupie elektrowni pracujących na tzw. obciążenia bazowe.

Budować czy nie budować, oto jest pytanie?

Do rozpoczęcia nowych inwestycji w gospodarce rynkowej, potrzebne są odpowiednie sygnały rynkowe, które pozwolą zmobilizować odpowiedni kapitał i środki techniczne, dla realizacji takiego przedsięwzięcia. Podstawową kwestią dla potencjalnego inwestora, jest jednak zwrot zainwestowanego kapitału, w możliwie najkrótszym czasie oraz osiągnięcie zadowalających go zysków.

Jednym ze wskaźników, używanych do oceny opłacalności przyszłej inwestycji, jest długoterminowy koszt krańcowy. Inwestor w takim przypadku oczekuje pokrycia tych kosztów podczas czasu życia jednostki (lub krótszym). Na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej, to odpowiednio wysokie ceny za tę energię są głównymi sygnałami rynkowymi, które decydują o realizacji inwestycji bądź też wycofaniu się z niej.

Dodatkowo, porównując odpowiednie koszty krańcowe: długo- i krótkoterminowe, można ocenić opłacalność dalszego użytkowania istniejących instalacji węglowych i budowy nowej instalacji gazowej CCGT. Bardzo ciekawym i w obecnym czasie bardzo istotnym czynnikiem takiego porównania, jest uwzględnienie kosztów emisji CO_2 i innych substancji szkodliwych, w całkowitych kosztach produkcji energii elektrycznej. Przykładowy wariant takiego porównania przedstawiony został na rysunku 9. Wynika z niego, że koszt CO_2 wpływa na decyzję co do opłacalności danej inwestycji, a jego graniczna wartość oscyluje obecnie w okolicach 20 USD/t CO_2.



Rys. 8.
Zakres min i max kosztów produkcji energii elektrycznej dla wybranych technologii

Tabela 2

Przykładowe dane porównawcze realnych wariantów inwestycyjnych elektrowni węglowej i CCGT

Wyszczególnienie	Jednostka	CCGT	Węgiel
Moc znamionowa elektrowni	MW	600	750
Koszty inwestycyjne	mln euro	300	825
Ekonomiczny czas życia elektrowni	lata	25	30
Współczynnik wykorzystania	%	80	80
Cena paliwa	euro/GJ	3,00	1,66
Koszt paliwa	euro/MWh	19,6	14,93
Koszt kapitału	euro/MWh	5,75	12,65
Zmienny koszt eksploatacji i konserwacji	euro/MWh	1,50	3,33
Stały koszt eksploatacji i konserwacji	euro/MWh	2,33	3,50
Sprawność energetyczna	%	55	40
Dochód przed opodatkowaniem	%	8,06	8,06
Amortyzacja	euro/MWh	2,85	5,23
Długoterminowy koszt krańcowy	euro/MWh	29,18	34,41
Koszt CO_2	euro/t	20	20
Emisja CO_2	t/MWh	0,367	0,85
Koszt CO_2	euro/MWh	7,344	17,028
Długoterminowy koszt krańcowy z uwzględnieniem CO_2	euro/MWh	36,95	51,43

Układy kombinowane na rynku energii elektrycznej

Rozruch elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym (układ 2-on-1)

Rozruch i synchronizacja pierwszej turbiny gazowej

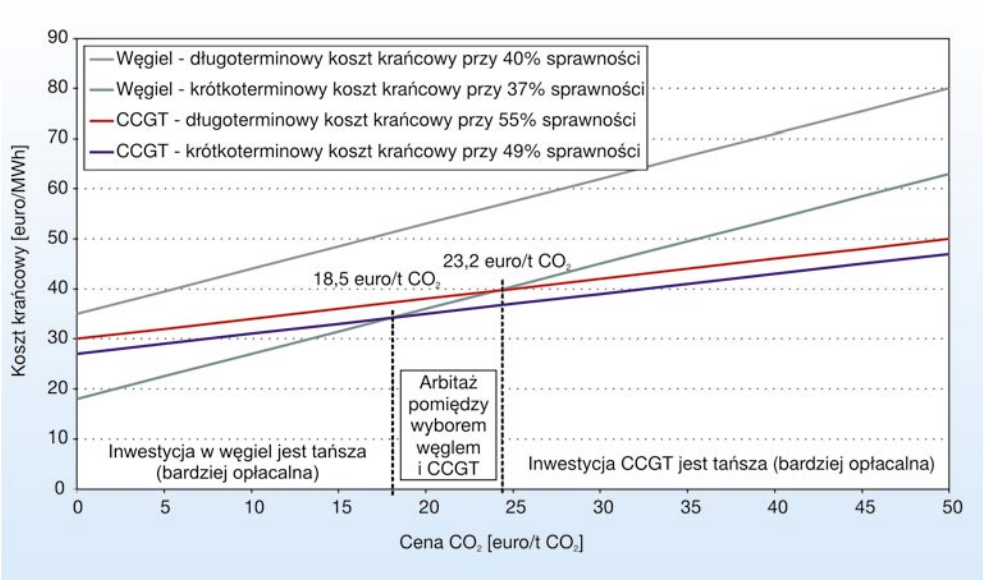
Rozruch i synchronizacja pierwszej turbiny gazowej trwa ok. 20–30 minut. W przybliżeniu, połowa tego czasu zużywana jest na oczyszczenie (przedmuchanie) kotła odzyskowego z łatwopalnych gazów, przed pierwszym uruchomieniem turbiny gazowej. Po synchronizacji turbina gazowa obciążona jest ok. 10% swojej mocy znamionowej.

Grzanie kotła odzyskowego

Kocioł odzyskowy musi zostać podgrzany do temperatury zapewniającej produkcję pary o odpowiednich parametrach technologicznych. W przypadku rozpoczęcia pracy od stanu zimnego, zajmuje to ok. pół godziny. W początkowym etapie wyprodukowana para wodna kierowana jest bezpośrednio do skraplacza, z pominięciem turbiny parowej.

Rozruch, grzanie i synchronizacja turbiny parowej

Zarówno kocioł odzyskowy jak i turbina parowa powinny być nagrzewane powoli, przez odpowiedni czas. Dodatkowo, przed wprowadzeniem pary do turbiny parowej, turbina powinna zostać uszczelniona (parą doszczelniającą dławnice), a skraplacz opróżniony. Podczas doszczelniania turbina parowa jest ogrzewana, jeszcze zanim zacznie ona wirować. Ogrzewanie to kontynuowane jest w momencie, kiedy turbina parowa zostaje wprawiona w ruch. W wybranych punktach pracy utrzymywana jest stała prędkość obrotowa turbiny (typowo 1000, 3000 lub 3600 obr/min), w celu dalszego, dodatkowego podgrzania turbiny. Czas pracy ze stałą prędkością zależy od stanu nagrzania turbiny przed rozpoczęciem rozruchu. W przypadku startu zimnego potrzeba ok. pół godziny, aby turbina osiągnęła swoją prędkość znamionową. W momencie osiągnięcia prędkości znamionowej generator, podłączony do turbiny parowej, jest synchronizowany ze siecią.



Rys. 9. Porównanie konkurencyjności inwestycji dla elektrowni węglowej i CCGT, przy uwzględnieniu ceny emisji CO_2

Obciążenie turbiny parowej

Proces nagrzewania turbiny parowej kontynuowany jest nadal po osiągnięciu przez nią prędkości znamionowej oraz po synchronizacji z siecią podłączonego do niej generatora. W wybranych punktach pracy utrzymywane jest stałe obciążenie generatora (i turbiny), w celu dalszego, dodatkowego podgrzania turbiny. Proces ten może trwać godzinę i dłużej licząc od momentu, kiedy turbina parowa osiągnęła swoją prędkość znamionową.

Rozruch i synchronizacja drugiej turbiny gazowej

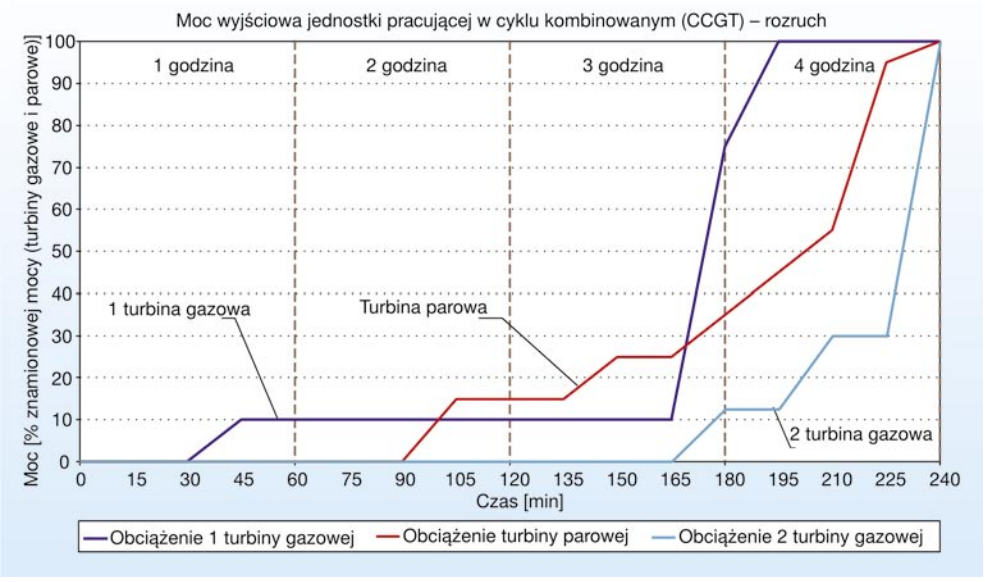
W elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym druga turbina gazowa uruchamiana jest wówczas, gdy turbina parowa jest w pełni podgrzana. Podobnie jak w przypadku pierwszej turbiny gazowej, rozruch i synchronizacja drugiej turbiny gazowej trwają ok. 20–30 minut. Również w tym przypadku połowa tego czasu zużywana jest na oczyszczenie (przedmuchanie) kotła odzyskowego oraz samej turbiny z łatwopalnych gazów, przed pierwszym uruchomieniem drugiej turbiny gazowej. Po synchronizacji, druga turbina gazowa obciążona jest również ok. 10% swojej mocy znamionowej.

Grzanie drugiego kotła odzyskowego

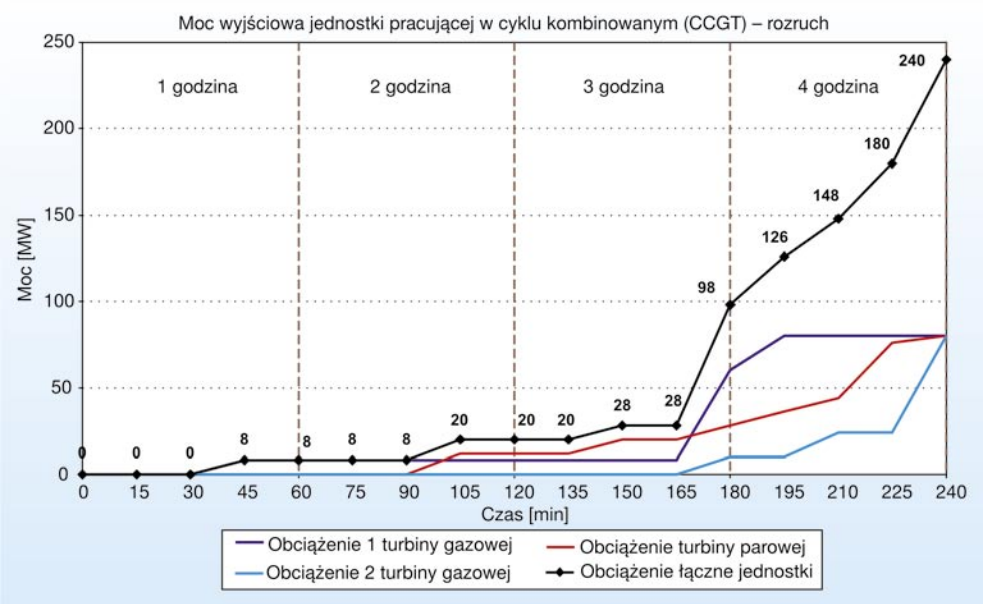
Podobnie jak w przypadku pierwszego kotła odzyskowego, drugi kocioł odzyskowy musi również zostać podgrzany do temperatury zapewniającej produkcję pary o odpowiednich parametrach technologicznych. W przypadku rozpoczęcia pracy od stanu zimnego zajmuje to ok. pół godziny.

W początkowym etapie wyprodukowana para wodna kierowana jest również bezpośrednio do skraplacza, z pominięciem turbiny parowej. W dalszej kolejności musi upłynąć ok. pół godziny lub więcej, aby para z obu kotłów odzyskowych osiągnęła jednakowe parametry technologiczne i mogła być ze sobą połączona. Od tego momentu oba strumienie pary są mieszane i kierowane do turbiny parowej, a druga turbina gazowa jest obciążana znamionowo.

W przypadku istnienia większej liczby turbin gazowych opisany powyżej proces powtarza się, a każda następna turbina uruchamiana jest w momencie, gdy poprzednia jest w pełni obciążona. Pozostałe procesy powtarzają się według opisanego powyżej schematu.



Rys.10.
Procentowy rozkład mocy wyjściowej jednostki pracującej w cyklu kombinowanym podczas rozruchu



Rys.11.
Bezwzględny rozkład mocy wyjściowej jednostki pracującej w cyklu kombinowanym podczas rozruchu

Procesy regulacji obciążenia

Elektrownia pracująca w cyklu kombinowanym ma typowy zakres regulacji zawarty w granicach 70–100% mocy znamionowej. W podanym zakresie elektrownia posiada najlepszą charakterystykę regulacyjną. Może wówczas stanowić rezerwę wirującą lub być wykorzystana w kontraktowaniu usług systemowych. Powyższe cechy dotyczą głównie jednostek zasilanych gazem. W przypadku wykorzystania ropy naftowej jako paliwa, obserwuje się spadek elastyczności pracy i regulacji jednostki. Zakresy uzyskiwanych mocy oraz optymalne zakresy regulacji jednostek pracujących w cyklu kombinowanym podane zostały w tabeli 3.

Tabela 3

Zakresy mocy i regulacji jednostek pracujących w cyklu kombinowanym

Typ elektrowni	Tryb pracy	Zakres mocy	Zakres regulacji
1-on-1	1-on-1	100%	70 – 100%
2-on-1	2-on-1	100%	70 – 100%
	1-on-1	50%	35 – 50%
3-on-1	3-on-1	100%	70 – 100%
	2-on-1	67%	47 – 67%
	1-on-1	33%	23 – 33%

Typowy, dolny zakres regulacji turbiny gazowej wynosi ok. 80% mocy znamionowej turbiny. W zakresie tym nie obserwuje się znaczącej utraty sprawności pracy turbiny. Powyższa cecha jest następstwem cyklu regulacji turbiny gazowej. W zakresie 80–100% mocy znamionowej zarówno przepływ medium roboczego (np. powietrza) jak i paliwa regulowane są jednocześnie w celu uzyskania prawidłowego składu mieszanki oraz utrzymania wymaganej temperatury turbiny.

Przepływ medium roboczego nie może być jednak zredukowany poniżej ok. 80%, dlatego też przy niższych obciążeniach turbiny, temperatury obniżają się ze względu na nadmiar powietrza w spalanej mieszance. Końcowym efektem jest wyraźne obniżenie sprawności turbiny gazowej przy jej niskim obciążeniu. Jest to jedna z podstawowych wad tego typu jednostek. W praktyce przyjmuje się, że w elektrowniach pracujących w cyklu kombinowanym nie dopuszcza się do pracy turbin gazowych poniżej ok. 70–80% ich mocy znamionowej. Jedynym wyjątkiem od tej zasady są: rozruch i odstawienie jednostki.

W instalacjach wykorzystujących turbiny gazowe stosuje się dodatkowe rozwiązania techniczne, ograniczające emisję substancji szkodliwych do atmosfery. Jednak dla osiągnięcia zamierzonych celów potrzebne jest wykorzystanie ok. 3–5% przepływu medium roboczego (np. powietrza). Dodatkowo, medium to musi posiadać odpowiednią temperaturę, którą nie zawsze można osiągnąć przy niskich obciążeniach turbiny.

Wydajność i sprawność kotła odzyskowego zależą w dużej mierze od temperatury gazów wlotowych. Gazy te pochodzą z turbiny gazowej i ich temperatura w zakresie regulacyjności turbiny (ponad 80% obciążenia znamionowego) zmienia się nieznacznie.

Oznacza to, że również sprawność kotła odzyskowego w tym zakresie jest praktycznie stała. Również sprawność turbiny parowej jest w tym zakresie pracy praktycznie stała.

Powyższe rozważania doprowadzają do wniosku, że sprawność całej elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym jest praktycznie stała w zakresie 80–100% jej mocy znamionowej. Należy jednak pamiętać o tym, że parametry wyjściowe poszczególnych urządzeń, wchodzących w skład elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym, zależą od warunków otoczenia. I tak np. moc wyjściowa turbiny gazowej może zmieniać się w zakresie ±15%, a wydajność cieplna może zmieniać się zakresie ±5% w zależności od tych warunków.

W sytuacjach wyjątkowych, w niektórych rodzajach turbin gazowych można zwiększyć zakres regulacyjności tych turbin w górę, ponad ich możliwości znamionowe.

Do stosowanych w takich przypadkach metod należą: wtrysk dodatkowego medium roboczego oraz chłodzenie międzystopniowe.

Wtrysk dodatkowego medium roboczego**.**

Tym dodatkowym medium są zazwyczaj opary wody, które są wtryskiwane i mieszane z podstawowym medium roboczym (np. powietrzem) tuż przed wlotem do komory spalania. Np. pięcioprocentowy dodatek takich oparów może zwiększyć moc wyjściową turbiny o 16 punktów procentowych.

Chłodzenie międzystopniowe.

Sprężane medium robocze (np. powietrze) nagrzewa się i przez to zwiększa również swoją objętość. Jeżeli zostanie ono schłodzone, to zmniejszy swą temperaturę i objętość, a tym samym do napędu następnego stopnia sprężarki (kompresora) będzie potrzebna mniejsza ilość energii. Dzięki takiemu postępowaniu wzrośnie sprawność całej turbiny gazowej. W praktyce stosowanie chłodzenia międzystopniowego zwiększa sprawność turbiny gazowej o ok. 5–10%.

Proces odstawienia elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym

Odstawienie elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym, trwa ok. 20-30 minut. Jest to czas potrzebny na odciążenie i odstawienie wszystkich, pracujących turbin gazowych. Powyższy czas odstawienia wskazuje na to, że sam proces odstawienia przebiega zdecydowanie szybciej i dynamiczniej niż rozruch czy też regulacja obciążenia elektrowni.

W przypadku elektrowni, w której wykorzystano kilka turbin gazowych, przebieg procesu odstawienia poszczególnych bloków jest kaskadowy, a turbiny mogą być odstawiane np. jedna po drugiej, przy czym odstawienie jednej nie musi być równoznaczne z koniecznością odstawienia następnych.

Podsumowanie procesów ruchowych

Elektrownie, pracujące w cyklu kombinowanym, budowane są w różnych konfiguracjach. Jednak w każdym przypadku można wyróżnić trzy charakterystyczne stany pracy takiej elektrowni.

1. Rozruch

Proces rozruchu elektrowni pracującej w cyklu kombinowanym może trwać kilka godzin. Czas rozruchu zależy przede wszystkim od ilości turbin gazowych pracujących w elektrowni. Przez większą część rozruchu co najmniej jeden generator jest zsynchronizowany z siecią zewnętrzną i produkuje energię elektryczną. Ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci w czasie rozruchu jest przewidywalna, jednak nie można dowolnie jej regulować i dostosowywać do obciążenia.

2. Regulacja obciążenia (regulacja ruchowa)

W czasie normalnej pracy elektrownia pracująca w cyklu kombinowanym jest bardzo elastyczna ruchowo. Optymalna regulacja odbywa się w zakresie ok. 70–100% znamionowego obciążenia jednostki. W sytuacjach wyjątkowych może ona zostać przesterowana o ok. 10% ponad swoje znamionowe obciążenie. Cechy elektrowni, pracujących w cyklu kombinowanym, predysponują je zarówno do pracy w obciążeniu bazowym jak i w sektorze rezerw i regulacji.

3. Odstawienie

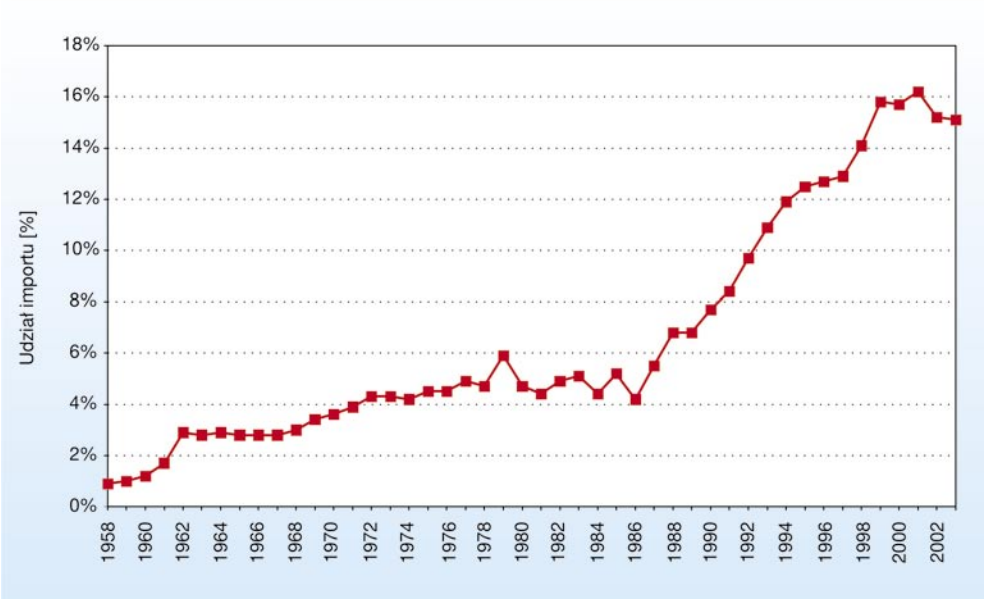
Proces odstawiania elektrowni pracujących w cyklu kombinowanym jest szybki i może być przeprowadzony w ok. 30 min.

Podsumowanie

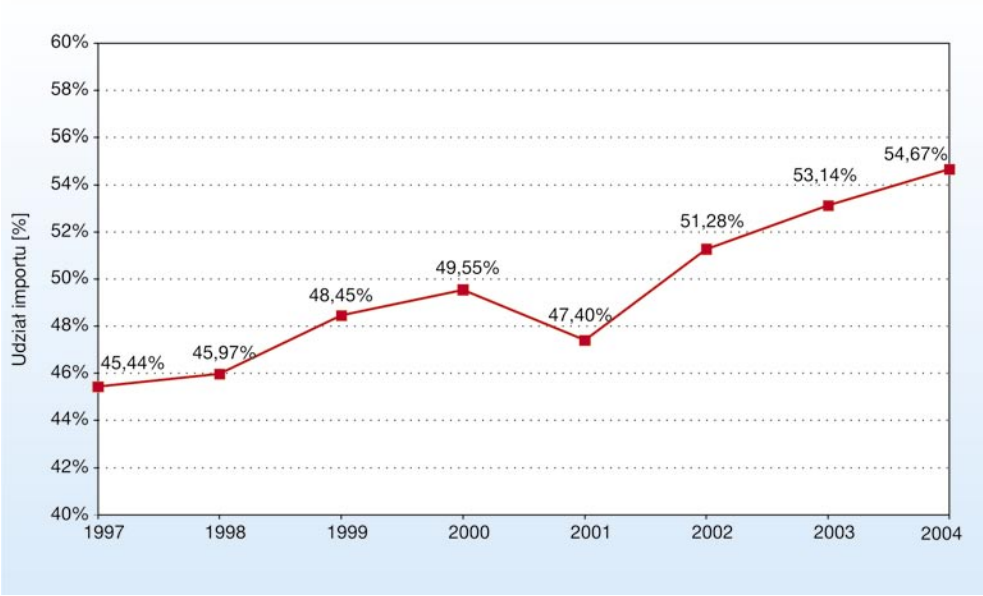
Technologie wykorzystujące gaz ziemny lub jego pochodne stają się coraz popularniejsze w europejskim i światowym sektorze energetycznym. Obok energetyki atomowej jest to najbardziej dynamicznie rozwijający się podsektor wytwarzania energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat.

Zaprezentowana w artykule analiza różnorodnych aspektów ekonomicznych, związanych z cyklem kombinowanym, pozwala wskazać na poniżej wymienione **dodatnie cechy** układów kombinowanych.

1. Ogromnym atutem instalacji wykorzystujących cykl kombinowany są relatywnie niskie koszty inwestycyjne oraz krótki czas realizacji całej inwestycji. Sytuacja taka może być bardzo interesująca z punktu widzenia inwestora, który przy stosunkowo niskim ryzyku inwestycyjnym może szybko rozpocząć odzyskiwanie zainwestowanego kapitału.
2. Naturalną konsekwencją stosowania wysoko zaawansowanych technologii są niskie koszty eksploatacji i konserwacji. Instalacje tego typu posiadają również wysoki stopień automatyzacji, co w konsekwencji doprowadza również do zmniejszenia zatrudnienia do niezbędnego minimum. Od zatrudnianego personelu wymaga jednak najczęściej wyższych kwalifikacji zawodowych, co może doprowadzić w konsekwencji do np. zwiększenia wynagrodzeń.
3. Dodatkowym atutem elektrowni wykorzystujących cykl kombinowany są stosunkowo niskie emisje substancji szkodliwych do środowiska naturalnego. W obecnej sytuacji, promowania wszelkiego rodzaju rozwiązań proekologicznych, pozwala to uzyskać dodatkowe środki finansowe (np. handel emisjami CO_2), które mogą w sposób zdecydowany poprawić atrakcyjność tego typu elektrowni. Wykorzystanie tych możliwości zależy przede wszystkim od polityki poszczególnych państw, wspierającej rozwiązania proekologiczne oraz od mechanizmów kształtowania cen w handlu emisjami.
4. Elektrownie pracujące w cyklu kombinowanym odgrywają również bardzo istotną rolę w systemie elektroenergetycznym. Wielkie awarie systemowe pokazały, jak wielkie znaczenie mają układy, które w krótkim czasie są w stanie pokryć wzrastające obciążenie systemu w godzinach szczytu. Takie cechy mają właśnie układy kombinowane, a ich zwiększająca się z roku na rok liczba tylko potwierdza taką tezę. Dodatkowo, układy te mogą również bardzo dobrze pracować w tzw. bazie obciążenia.
5. Elektrownie wykorzystujące cykl kombinowany mają również wiele cech korzystnych z punktu widzenia mechanizmów działania rynku energii elektrycznej. Duża elastyczność produkcji energii elektrycznej, stosunkowo duża regulacyjność tej produkcji, krótkie czasy rozruchu i odstawienia, to tylko niektóre z cech, które Operator Systemu może wykorzystać do poprawienia pracy całego systemu elektroenergetycznego.



Rys. 12.
Procentowy udział importu w całkowitym zużyciu gazu ziemnego w USA



Rys. 13. Procentowy udział importu, w całkowitym zużyciu gazu ziemnego w EU-25

Niestety, obok wymienionych powyżej korzyści, instalacje wykorzystujące cykl kombinowany mają również pewne **cechy ujemne**.

1. Bardzo istotną cechą ujemną cyklu kombinowanego jest duże ryzyko związane ze stosowanym paliwem – gazem ziemnym, lub jego pochodnymi. W ostatecznym bilansie cena tego paliwa jest najistotniejszym składnikiem kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach, wykorzystujących cykl kombinowany. Ceny gazu sprawiają również, że w wielu regionach świata energia elektryczna produkowana w tego typu instalacjach jest droższa niż w przypadku innych, podstawowych technologii, takich jak węgiel czy energetyka atomowa.

2. Obok cen paliwa nie można zapominać o bardzo znacznych kosztach całej infrastruktury towarzyszącej dostawom gazu do miejsca usytuowania elektrowni. Koszty budowy nowych gazociągów, instalacji rozdzielczych i innych urządzeń, bardzo często stawiają pod dużym znakiem zapytania powodzenie i opłacalność nowych inwestycji tego typu.

3. Dodatkowym aspektem, związanym również z gazem ziemnym, jest wzrastające, a w niektórych przypadkach wręcz całkowite uzależnienia się od zewnętrznych źródeł zaopatrzenia w paliwa gazowe. Fakt ten jest bardzo istotny z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego danego państwa czy też np. całej Unii Europejskiej. Opisaną powyżej sytuację ilustrują rysunki 12 i 13.

   Wynika z nich, że już dziś Unia Europejska prawie 55% gazu importuje, a prognozy do 2030 roku przewidują zwiększenie tego udziału nawet do 75%!

   Taki właśnie stan rzeczy wpływa bardzo znacząco na wzrost ryzyka inwestycyjnego, związanego z instalacjami wykorzystującymi paliwa gazowe.

LITERATURA

[1] Combined-Cycle Gas & Stream Turbine Power Plants. Second edition by R. Kehlhofer, R. Bachmann, H. Nielsen, J. Warner; PennWell Publishing Company; Tulsa, Oklahoma, 1999
[2] Wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w: Dreżewski J., Wędzik A.: Rozwój systemów elektroenergetycznych. Wybrane aspekty. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej; Łódź, 2004, s. 161–214
[3] Comparative Study on Energy R&D Performance: Gas Turbine Case Study. D. Unger & H. Herzog; Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) Final Report; August 1998
[4] Combined-Cycle Development Evolution and Future. D. L. Chase, GE Power Systems. New York, 2004
[5] Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System. P. L. Spah & M. K. Mann; National Renewable Energy Laboratory (NREL). Colorado, USA, September 2000
[6] Dane statystyczne – Eurostat, IEA/OECD, EIA