

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, prof. dr hab. inż. Henryk Łukowicz, mgr inż. Paweł Pilarz,
Instytut Maszyn Energetycznych, Politechnika Śląska

Elastyczność cieplna bloków energetycznych dużych mocy. Możliwości jej wzrostu

W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia związane z możliwością zwiększenia elastyczności cieplnej bloków energetycznych dużej mocy. Głównie zajęto się oceną możliwości zmiany mocy przez wprowadzenie odpowiednich korekt w schemacie cieplnym. Ilościowo analizowano kilka przykładów dla bloków 200 i 900 MW. W tym ostatnim wypadku szczegółowo przedyskutowano efekty dla wprowadzenia do obiegu cieplnego zbiornika akumulacyjnego. Oceniono możliwość zwiększenia mocy bloku w dłuższym okresie czasu oraz zakres zmniejszenia minimum technicznego bloku. Wskazano na zalety technologiczne duobloku.

Zmieniają się warunki pracy bloków węglowych w systemie energetycznym. To powoduje ciągłą zmianę istotności poszczególnych kryteriów oceny technologii węglowych. Ważnymi przesłankami kształtującymi ich konkurencyjność w zapewnieniu bezpieczeństwa systemu energetycznego pozostają: zasobność paliw, stabilny do nich dostęp, prognozy kształtowania cen węgla, stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne, wysokie zaawansowanie technologiczne (ciągły postęp w podwyższaniu sprawności konwersji, postęp w redukcji oddziaływania na środowisko, niska w stosunku do technologii małych gęstości energetycznych względna materiałochłonność itd.), wysoka niezawodność, możliwość szeregowego i równoległego budowa-

nia instalacji poligeneracyjnych, w tym hybrydowych. Z drugiej strony nie bez znaczenia jest zagadnienie roli technologii paliw kopalnych w systemie energetycznym zdominowanym przez generację losową, zwłaszcza wobec braku odpowiednich technologii magazynowania energii w dużej skali. Problematyka dekarbonizacji przesunęła bowiem coraz częściej technologie paliw kopalnych do funkcji bilansujących przy braku generacji elektryczności ze źródeł odnawialnych. Dla podkreślenia wagi problemu warto wskazać, że przy założeniu 80% udziału OZE w produkcji elektryczności system wymaga 300% mocy zainstalowanej w tych źródłach, co i tak zabezpiecza, przy 5% możliwości magazynowania energii, tylko 15-25% produkcji pewnej (bezpiecznej).

W konsekwencji wymaga to zainstalowania 70-80% wartości mocy (głównie w zakresie obciążenia podszczytowego i szczytowego) w technologiach paliw kopalnych [1]. Fakty te wskazują na wzrost znaczenia zdolności do zmiany obciążenia (elastyczność cieplna) wszystkich modułów instalacji, kryterium niezawodnościowego oraz utrzymania wysokiej sprawności w całym zakresie obciążenia. W artykule zostaną przedstawione różne koncepcje wzrostu elastyczności cieplnej bloków węglowych dużej mocy.

- **Ogólna charakterystyka stanu rozwoju technologii bloku węglowego**

Aktualnie na rynku są dostępne konstrukcje kotłów i turbin na parametry 600/620°C, 25-30 MPa. W blokach obecnie oddawanych do eksploatacji i będących w trakcie budowy dominują kotły pyłowe wieżowe. W niektórych instalacjach stosuje się także kotły dwuciągowe. Parowniki (ściany otaczające komorę paleniskową) współczesnych kotłów przepływowych są wykonywane z: rur spiralnie opasujących komorę paleniskową lub rur pionowych (kalibrowanych od wewnątrz) (zmniejszenie oporów przepływu, wysokie koszty inwestycyjne, znalazły zastosowanie głównie na rynku japońskim). Rury spiralne mogą być gładkie lub gwintowane od wewnątrz. W pierwszym wypadku prędkość przepływu masowego wynosi ok. 3100 kg/m²s, zaś dla rur gwintowanych ok. 2400 kg/m²s. W palenisku ze spiralnym układem rur ilość przejmowanego ciepła jest w miarę równomierna, gdyż każda z rurek przechodzi przez strefę palników i naroża, w wyniku czego temperatura u wylotu ekranu wodnego jest ujednoczona. Takie rozwiązanie nie wymaga zastosowania kryz regulacyjnych. Wadą jest komplikacja przy stosowaniu palników narożnikowych. W rozwiązaniach z rurami pionowymi gwintowanymi prędkość przepływu masowego jest mniejsza i wynosi około ok. 2000 kg/m²s (minimalna wartość 500 kg/m²s). Konstrukcja parownika jest prostsza, mimo konieczności stosowania kryz regulacyjnych. W konsekwencji dla tego rodzaju rur

łatwiejsza jest konserwacja i organizacja ewentualnych remontów. Rozpatrywana konstrukcja jest szczególnie przydatna przy zastosowaniu palników narożnych. Sprawność kotłów będących w eksploatacji i zastosowanych w budowanych obecnie instalacjach oscyluje wokół wartości 95%. Jakość spalania we współczesnych kotłach pracujących w punkcie projektowym jest na tyle wysoka, że zasadnicze znaczenie dla sprawności ma głównie strata wylotowa S_w. Przy jej ocenie należy wziąć pod uwagę możliwość odzysku ciepła ze spalin oraz niskotemperaturowego suszenia węgla. Moce bloków mieszczą się w przedziale 850-1100 MW (większe wartości dla węgla brunatnego). Powszechnie stosowanym sposobem prowadzenia ruchu kotłów jest stosowanie ciśnienia poślizgowego.

W różnych fazach badań studialnych, konstrukcyjnych i technologicznych są instalacje lub ich moduły na parametry pary: 650°C/670°C/30 MPa, i wyższe, które jednocześnie powinny spełniać wymagania „capture ready”. Studia te podjęto między innymi w Projekcie Strategicznym *Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii* (Zad. 1)[2-5]. Przyjęte parametry stanowią istotny postęp w stosunku do stosowanych w obecnie budowanych blokach, co wymagało zaprogramowania i prowadzenia rozległych badań materiałowych. Przedmiotem badań w projekcie były m.in. następujące tworzywa: stal SANICRO 25, stop niklu HR6W,

nadstopy Ni: Alloy 617 i DMV617 mod. Koncepcja wyspy kotłowej dla tej klasy bloków została zaproponowana i opracowana przez Rafako. Wskaźniki pracy bloku dla nominalnego obciążenia przedstawiono w tab. 1. Podstawowe parametry ekologiczne:

- SCR - emisja NO_x - 100 mg/mn³, przy CCS - 30 mg/mn³,
- IOS - emisja SO₂ - 100 mg/mn³ przy CCS - 25 mg/mn³,
- Stężenie pyłu za elektrofiltrem - 30 mg/mn³ przy CCS - 10 mg/mn³,
- Stężenie pyłu za IOS - 10 mg/mn³ przy CCS - 5 mg/mn³,
- Stężenie CO <100 mg/mn³.

W trakcie realizacji projektu pojawiły się nowe możliwości wytwarzania elementów kotłowych z materiałów HR6W oraz Alloy 617mod. (rury z nadstopu niklu HR6W mogą być dostarczone obecnie z maksymalną grubością ścianki do 90 mm. Jest to wzrost o 15 mm w porównaniu z poprzednimi możliwościami. Natomiast producent nadstopu niklu Alloy 617mod. zwiększył grubość ścianki rur wykonanych w tym gatunku do 80 mm i jest to wzrost o 30 mm).

Przeprowadzono analizę koncepcyjną układów technologicznych kotła pod kątem doboru maksymalnych parametrów pary świeżej i wtórnie przegrzanej dla wykonania elementów części ciśnieniowej z nowych materiałów. Stwierdzono, że możliwe jest podniesienie temperatury pary świeżej i wtórnie przegrzanej o 20°C (w stosunku do

Tab. 1. Wskaźniki pracy bloku

Wielkość	Jedn.	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Moc elektryczna (brutto)	MWe	900,0	
Moc elektryczna (netto)	MWe	832,5	
Sprawność obiegu	%	54,1	
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (brutto)	%	50,1	47,5
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (netto)	%	46,3	43,9
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	6791,1	
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	7186,5	7583,4
Strumień CO ₂ w spalinach	kg/s	171,1	207,4

wartości przyjętych pierwotnie), czyli do wartości:

- temperatura pary pierwotnej 673/670°C,
- temperatura pary wtórnej przy WMT 692/690°C, co stanowi istotny postęp w stosunku do aktualnie budowanych bloków na parametry nadkrytyczne (para świeża/para wtórna 600 (610)/610 (620)°C). Podwyższenie temperatury pary świeżej i wtórnie przegranej o 20°C prowadzi do:

- podniesienia sprawności netto bloku o:
 - 0,5% przy pracy bloku bez UOCS (Układu Odzysku Ciepła Spalin),
 - 1,46% przy pracy bloku z włączonym UOCS,
- podniesienie mocy bloku netto o:
 - 29,44 MWe (3,35%) przy pracy bloku bez UOCS,
 - 52,08 MWe (5,93%) przy pracy bloku z włączonym UOCS.

Jednak dla tego stanu pracy bloku zwiększa się zużycie mocy na potrzeby własne o ~ 5 MWe.

Zaletą tak przyjętych parametrów jest stosunkowo niewielki udział stopów niklu w budowie wyspy kotłowej i turbiny.

W badaniach różnych rozwiązań służących doskonaleniu struktury obiegu rozważano wiele wariantów wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin: do podgrzania czynnika w układzie regeneracji turbiny, jako źródło ciepła w obiegu ORC oraz do suszenia węgla brunatnego podawanego do kotła.

Nowa klasę bloków uzyskujemy przyjmując parametry 700/720°C, 35÷37,5 MPa. Dla tych parametrów możliwe jest uzyskanie sprawności przekraczającej 50% (program *Thermie 700 Advanced Power Plant - AD700, Blok 50+*). Mimo ciągłych kontrowersji, które towarzyszą wyborowi dalszych kierunków rozwoju technologii węglowych, prace w zakresie określenia charakterystyk nowych materiałów koniecznych do budowy bloków o tak wysokich

parametrach są ciągle prowadzone. Aktualnie ukazała się dokumentacja wyników prowadzonych badań umożliwiające zastosowanie parametrów 35÷37,5 MPa oraz 700/720°C[6].

■ Technologiczne możliwości zwiększenia elastyczności bloków węglowych

Miary elastyczności cieplnej

Bloki węglowe dużej mocy są zazwyczaj przewidywane do pracy w podstawie systemu. Nie oznacza to jednak, że nie określa się dla nich pewnych parametrów charakteryzujących elastyczność cieplną. Są to zazwyczaj:

- minimum techniczne bloku,
- wydajność maksymalna,
- skokowe zmiany mocy czynnej,
- szybkość zmiany mocy wytwarzanej,
- czasy rozruchu bloku.

Wartości niektórych z tych parametrów zawiera tab. 2 [7,8], gdzie podano je celem porównania, także dla innych technologii. Dla bloków będących obecnie w procesie inwestycyjnym odpowiednie dane są najczęściej następujące:

- minimum techniczne bloku: ≤ 40%,
- wydajność maksymalna trwała: > 103% wydajności gwarantowanej do uzyskania mocy gwarancyjnej bloku,
- skokowe zmiany mocy czynnej: 5% mocy znamionowej/30s (na granicach zakresu 100%: + 2.5 %, - 5%, 40% : +5%, - 2.5%),
- szybkość zmiany mocy wytwarzanej ≥ 4% mocy znamionowej / 60s
- czasy rozruchu bloku:
 - ze stanu gorącego: do 8 h postoju ≤ 2h
 - ze stanu ciepłego: do 50 h postoju ≤ 3h,
 - ze stanu zimnego: > 50 h postoju ≤ 5h.

Dla oceny procesu eksploatacyjnego dodatkowo ważną jest sprawność instalacji przy zmiennym obciążeniu. Pewną jej ogólną miarą jest średnia

sprawność bloku definiowana jako:

$$\eta_{sr} = \frac{1}{\frac{x_1}{\eta_1} + \frac{x_2}{\eta_2} + \frac{x_3}{\eta_3} + \frac{x_4}{\eta_4}} \quad (1)$$

gdzie: x_i oznaczają wielkość względnego obciążenia w stosunku do obciążenia nominalnego, η_i - sprawności odpowiadające obciążeniom x_i . W ocenie (1) przyjmuje się często następujące wartości: $x_1 = 0.4$, $x_2 = 0.4$, $x_3 = 0.1$, $x_4 = 0.1$.

Dane podane w tab. 2 wskazują na znaczny postęp w doskonaleniu procesów rozruchowych i wskaźników dotyczących dynamiki zmian obciążenia. Postęp dotyczy wszystkich technologii, jednak jest on szczególnie zauważalny dla UGP (Układy Parowo-Gazowe). Dla bloków węglowych, ze względu na wysokie ciśnienia pary, uzyskanie lepszych charakterystyk, zarówno w zakresie tempa uruchomień, jak i innych charakterystyk dynamicznych, jest utrudnione. W kontekście zmiany struktury technologicznej wytwarzania elektryczności, szczególnie ważne znaczenie mają: minimum techniczne bloku, skokowe zmiany mocy czynnej utrzymujące się w dłuższym okresie czasu, dopuszczalna szybkość zmiany mocy wytwarzanej, a także czas rozruchu bloku ze stanu gorącego i po dobowym postoju. Postęp w tym zakresie to bardzo ważny krok, służący zwiększeniu udziału technologii węglowych w stabilizacji systemu elektroenergetycznego przy istotnym udziale w strukturze wytwarzania źródeł odnawialnych.

■ Zakres możliwych zmian w strukturze schematu ciepłego dla skokowego zwiększenia mocy

Celem prowadzonej w tym rozdziale analizy jest określenie wpływu zmniejszenia ilości kondensatu płynącego przez wymienniki regeneracji niskoprężnej, co w efekcie powoduje zmniejszenie ilości pary kierowanej

Tab. 2. Dane charakteryzujące elastyczność cieplną oraz emisje dla technologii jądrowej, energetyki węglowej i UGP [7,8]

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 walowej instalacji z systemem nagrzewania wlotu powietrza), 15-25 (dla konfiguracji 2TG + 1TP)
Czas rozruchu - ze stanu gorącego (czas postoju < 8 h) - ze stanu ciepłego (czas postoju < 48 h) - ze stanu zimnego (czas postoju < 120 h)	60-120 min 2-3 h 15-20 h	80-150 min 3-5 h 5-10 h	30-60 min (<30 min potencjalnie), 1-1.5h (<50 min - potencjalnie) 2-3h (w zależności od konfiguracji)
Sprawność, % - obciążenie nominalne - obciążenie 50% nominalnego	36-38 (reaktor EPR) 33-35 (EPR)	45-47 42-44	> 60-61 54-57 (1 TG + 1 TP) 60 (dla większej liczby TG)

do upustów regeneracji niskoprężnej i będzie skutkować zmianą mocy turbiny. W celu zasymulowania odcięcia strumienia pary upustowej z części niskoprężnej, na cele regeneracji w wymiennikach WNP 1-4, dobudowano obejście wymienników jako by-pass z regulacją zaworem w zakresie 0-60% strumienia wody (rys. 1). Zmienną analizowaną był stopień otwarcia obejścia gdzie dla 0% by-pass jest wyłączone, natomiast przy 60% większość strumienia skroplonej pary omija regenerację niskoprężną i zostaje on skierowany do odgazowywacza (w wariancie z obejściem wszystkich wymienników regeneracji niskoprężnej). Zamodelowano również wariant obejścia tylko dla pierwszego wymiennika regeneracji niskoprężnej (WNP1). W przypadku analizy obejścia WNP1 dla pierwszego wymiennika zauważono również spadek strumienia pary upustowej na potrzeby regeneracji w tym konkretnym wymienniku, lecz w kolejnych WNP zaobserwowano wzrost zapotrzebowania na parę. Zastosowanie obejścia wszystkich wymienników skutkowało znacznie większym obniżeniem mocy i sprawności brutto, niż w przypadku by-pass dla pierwszego WNP. Zauważono również,

że nastąpił wzrost poboru pary wodnej z upustów turbiny średnioprężnej. Wynika to z faktu kompensowania niewystarczającego podgrzania skroplin na części niskoprężnej, gdzie nominalna temperatura wody na wlocie do odgazowywacza wyniosła 154,1°C, a po włączeniu 60% by-pass WNP spadła do 87,7°C. Nominalna wartość generowanej mocy przy obciążeniu 100% wyniosła 900,1 MW, natomiast kolejne zwiększanie obejścia regeneracji obniżało ilość produkowanej energii elektrycznej (tab. 3). Zastosowanie obejścia wymienników regeneracji niskoprężnej bez wprowadzenia dodatkowych zabiegów technologicznych prowadzi więc do obniżenia mocy bloku, z powodu zwiększenia upustów pary na części średnioprężnej turbiny (rys. 2).

■ **Analiza możliwości chwilowego zwiększenia mocy bloku poprzez**

zmniejszenie strumienia kondensatu w regeneracji niskoprężnej

Przeprowadzona w poprzednim punkcie analiza wykazała, że obejście regeneracji niskoprężnej powoduje zmniejszenie mocy bloku. Chwilowe zwiększenie mocy będzie możliwe poprzez akumulację części wody w skraplaczu i jednoczesne opróżnianie odgazowywacza (rys. 3).

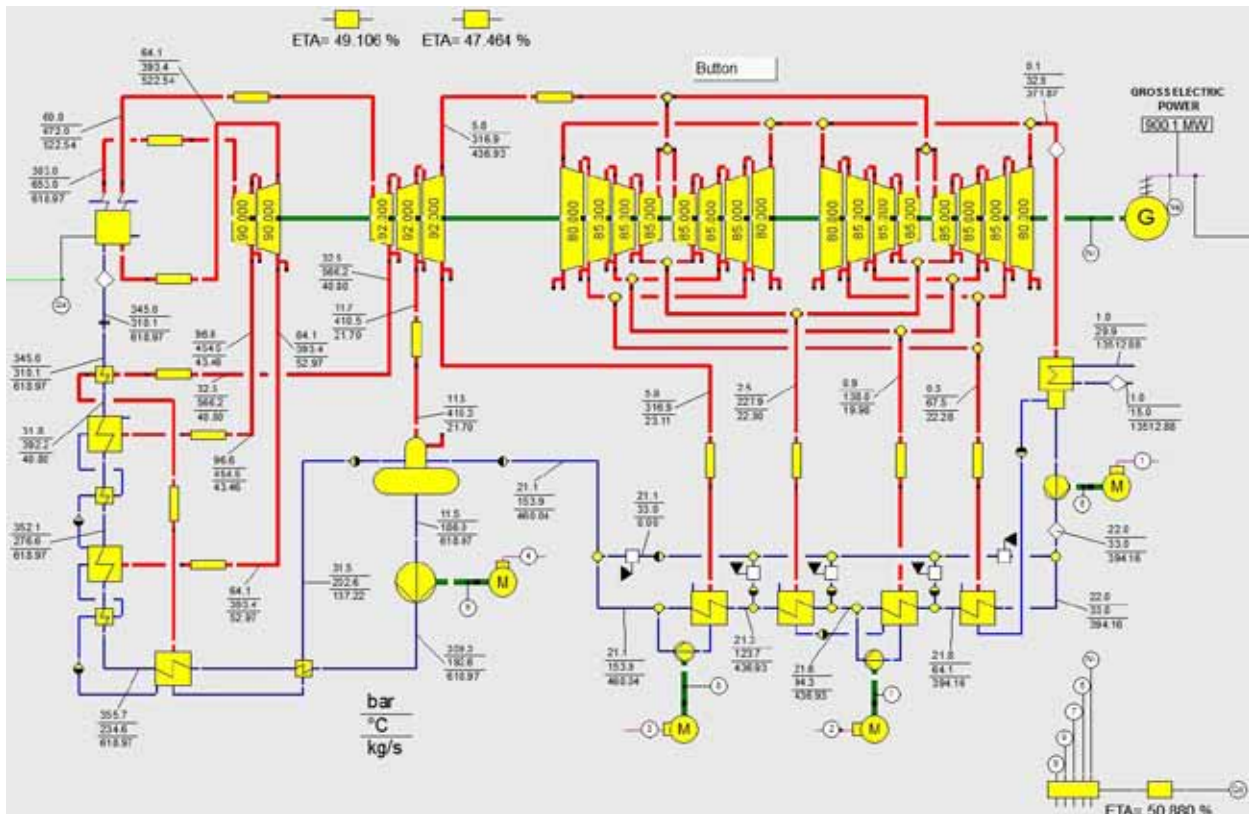
Obliczenia dla bloku 900 MW

Analizowano schemat cieplny bloku podany na rys. 4. Na rys. 5-7 pokazano wybrane wyniki obliczeń zmiany możliwości chwilowego zwiększenia mocy referencyjnego bloku rozpatrywanego w zad. 1 Projektu Strategicznego *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*.

Parametry pary proponowanej in-

Tab. 3. Zestawienie wyników dla analizowanych wariantów obejścia WNP - zmiana mocy bloku

Stopień obejścia WNP	0%	20%	40%	60%
Moc bloku dla włączenia obejścia wszystkich WNP [MW]	900,1	892,7	885,3	878,7
Moc bloku dla włączenia obejścia WNP1 [MW]	900,1	899,3	898,4	897,5



Rys. 1. Blok 900 MW przy obciążeniu 100% z możliwością włączenia by-pass regeneracji niskoprężnej

stacji mieszczą się pośrodku między parametrami stosowanymi w obecnie opanowanych konstrukcjach a parametrami charakterystycznymi dla bloku 50+ **653°C/672°C/30,3 MPa** Ciśnienie wtórnego przegrzewu $p_p = 6$ MPa, Temperatura wody zasilającej 315°C, Sprawność kotła (w odniesieniu do stanu spalin za LUVO) 94.5%. Ciśnienie w skraplaczu 5 kPa.

Obliczenia wykonano dla założeń:

- stały strumień pary świeżej - okotonominalny,
- strumień gromadzonej wody w skraplaczu jest równy strumieniowi opróżniania odgazowycza (dodatkowy podawany do odgazowycza),
- modeluje się stany quasi-ustalone.

W dalszych rozważaniach należałoby rozpatrzyć pracę odgazowycza dla „zerowego” strumienia pary płynącej z upustu turbiny do odgazowycza. Dla rozważanego sposobu zwiększenia mocy turboszespołu może zachodzić

konieczność modyfikacji przepływu skroplin z regeneracji wysokoprężnej do niskoprężnej w przypadku wystąpienia takiego rozwiązania. W analizowanym przykładzie możliwy jest przyrost mocy rzędu 45 MW.

Przykład dla bloku 200 MW

Podobną analizę przeprowadzono dla zmiany mocy przy wyłączeniu poszczególnych wymienników regeneracyjnych dla bloku 200 MW, którego schemat cieplny ilustruje rys. 8. Wybrane wyniki obliczeń pokazano na rys. 9 i 10.

■ Zagadnienia modelowania nieustalonych stanów cieplnych urządzeń obiegu

Z punktu widzenia bilansowania bloku dla rozpatrywanych w poprzednich punktach zagadnień, jednym z naj-

istotniejszych parametrów jest entalpia wody opuszczającej odgazowycza w funkcji czasu. Entalpia w przypadku mieszaniny parowo-wodnej jest funkcją ciśnienia nasycenia albo temperatury nasycenia, która jest ściśle określona przez ciśnienie nasycenia i odwrotnie. Stan cieplny mieszaniny określano w funkcji energii wewnętrznej oraz stopnia suchości całej mieszaniny, jako iż w urządzeniu panują parametry nasycenia:

$$p(\tau), t(\tau) = f(u(\tau), x(\tau)) \quad (2)$$

Odgazowycza modelowany jest równowagą, tzn. zakłada się równowagę cieplną pomiędzy fazą ciekłą i gazową w całej objętości zbiornika. Zmiany poszczególnych parametrów w czasie wymagają rozwiązania równań bilansu masy i energii:

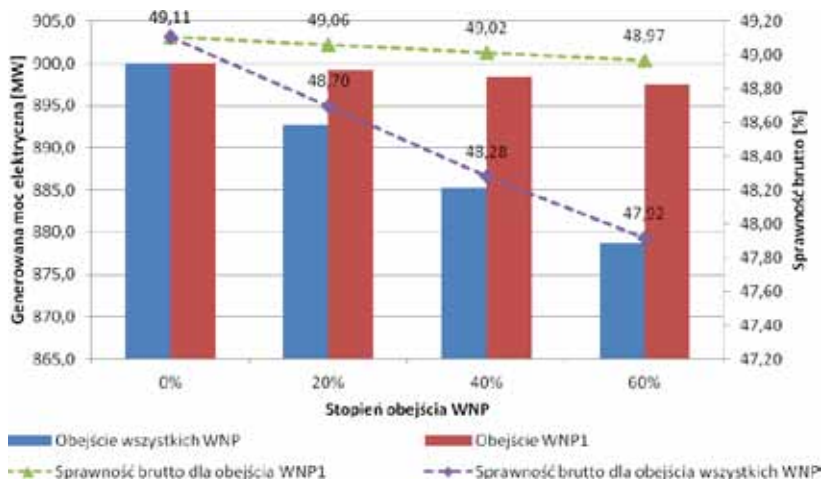
$$\frac{dG}{d\tau} = \dot{m} \quad (3)$$

$$\frac{dU}{d\tau} = \dot{m}h(\tau) \quad (4)$$

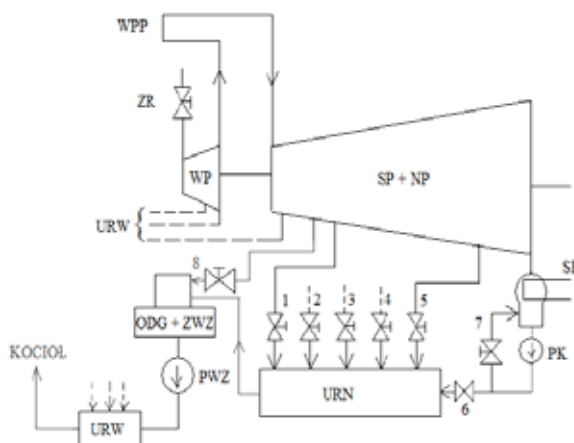
Równanie (3) oznacza wprost, iż ubytek masy znajdującej się w odgazowywaczu równy jest strumieniowi wody go opuszczającej (w tym zadaniu jest to wartość zadana). Równanie (4) analogicznie opisuje zmianę energii wewnętrznej w czasie przez zmianę strumienia entalpii wody opuszczającej odgazowywacz. Obliczenie masy oraz energii wewnętrznej mieszaniny w następnym kroku czasowym dla określonych warunków początkowych (G_0 , U_0) wymaga rozwiązania powyższego układu równań i jest zadaniem wyjątkowo prostym. Problemem natomiast jest fakt, iż dla kolejnych kroków czasowych należy określić entalpię pobieranego z odgazowywacza strumienia cieczy, która stanowi zresztą, jak wcześniej wspomniano najistotniejszą w omawianym zadaniu informację. Szukana wartość entalpii jest wartością entalpii dla wody w warunkach nasycenia, które zmieniają się wraz z opróżnianiem odgazowywacza. Zmianę tych warunków opisuje określony wcześniej układ równań (równ. 3 i 4), ale nie określa w sposób jawny temperatury albo ciśnienia. Parametry te wynikają z równania stanu, a w przypadku obliczeń wykonywanych dla pary i wody z zależności parowych wykorzystanych w zadaniu. W obliczeniach wykorzystano procedury parowe IAPWS-97. W funkcjach IAPWS-97 nie ma procedur określających wartość ciśnienia lub temperatury dla określonej wartości energii wewnętrznej. W omawianym zadaniu była to wartość wyliczona dla nowego kroku czasowego. Poza tym brakuje jeszcze jednej informacji związanej ze stanem mieszaniny. Przyjęto, iż będzie to objętość właściwa mieszaniny, która jest wyliczana bezpośrednio z bilansu masy (równ. 3) i zadanej objętości zbiornika:

$$V(\hat{\theta}) = \frac{V(\tau)}{G(\tau)} \quad (5)$$

Aby otrzymać ciśnienie i skład mieszaniny z wyliczonych dla nowego kro-



Rys. 2. Stopień włączenia by-pass, a generowana moc elektryczna i sprawność brutto



Rys. 3. Schemat cieplny układu z grupą zaworów szybkozamykających, mających na celu szybkie ograniczenie dopływu pary do wymienników regeneracyjnych (zawory 1-8)[9]

ku czasowego energii wewnętrznej oraz objętości właściwej, zastosowano następujący układ równań:

$$0 = u'(1-x) + u''x - u$$

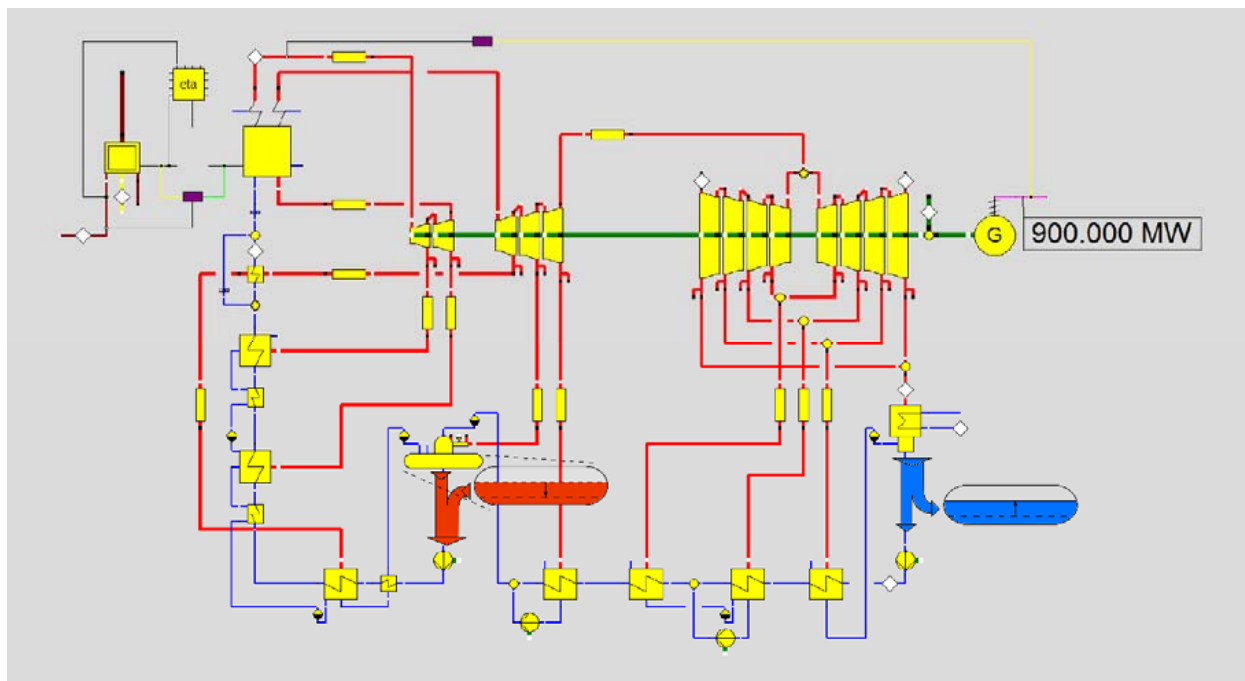
$$0 = v'(1-x) + v''x - v$$

Opróżnianie zbiornika wody zasilającej zgodnie z rys. 11 powoduje zmianę parametrów wody w funkcji czasu (rys.12).

■ **Analiza możliwości zwiększenia mocy bloku w dłuższym czasie. Zastosowanie zbiornika akumulacyjnego [10]**

Przeanalizowano możliwość zastosowania zbiornika wody gorącej (AKU), który pełni funkcję akumulacyjną ciepła w obiegu bloku 900 MW zasilanego węglem kamiennym. Zasobnik ten podłączono równolegle do regeneracji niskoprężnej (rys. 13).

W stanach małego obciążenia bloku część wody zza odgazowywacza została doprowadzona do zbiornika AKU. Jednocześnie taki sam strumień czynnika zostaje wyprowadzony ze zbiornika wody zimnej i dostarczony do rurociągu skroplin za kondensatorem. W przypadku wzrostu zapotrzebowa-



Rys. 4. Schemat obliczeniowy układu bloku 900 MW

nia na energię elektryczną następuje odwrócenie procesu. Gorąca woda zakumulowana w zasobniku zostaje doprowadzona do obiegu podstawowego do rurociągu doprowadzającego skropliny do odgazowywacza (za regeneracją niskoprężną), natomiast zbiornik wody zimnej jest napełniany wodą zza pompy skroplin. Rozwiązanie to przyczynia się do zmniejszenia strumienia wody przepływającej przez wymienniki regeneracji, co skutkuje ograniczeniem strumienia pary upustowej z części NP i przyrostem generowanej mocy.

W obliczeniach uwzględniono zapotrzebowanie mocy elektrycznej pompy tłoczącej wodę ze zbiornika hot-AKU w momencie jego opróżniania.

Do istniejącego układu bloku dobudowano dwa zbiorniki symulujące zasobniki wody gorącej i zimnej. Przeanalizowano wpływ pracy zbiornika na wskaźniki bloku 900 MW w czasie napełniania i opróżniania zasobników dla obciążenia bloku 40% oraz 100%. Analizowany cykl pracy bloku węglowego obejmował kolejno:

- 10 min pracy nominalnej przy da-

nym obciążeniu z wyłączonym systemem akumulacji ciepła,

- napełnianie strumieniem wody zza odgazowywacza $\dot{m}_{wg1} = 33$ kg/s pustego zbiornika gorącego (AKU) do osiągnięcia poziomu maksimum (42 m),
- po osiągnięciu 42 m w zbiorniku akumulującym gorącą wodą obieg pracuje 4 min na parametrach nominalnych,
- ostatni etap obejmuje opróżnianie zbiornika akumulującego ciepło strumieniem $\dot{m}_{wg2} = 62$ kg/s wprowadzając wodę do obiegu za wymiennikami regeneracji niskoprężnej.

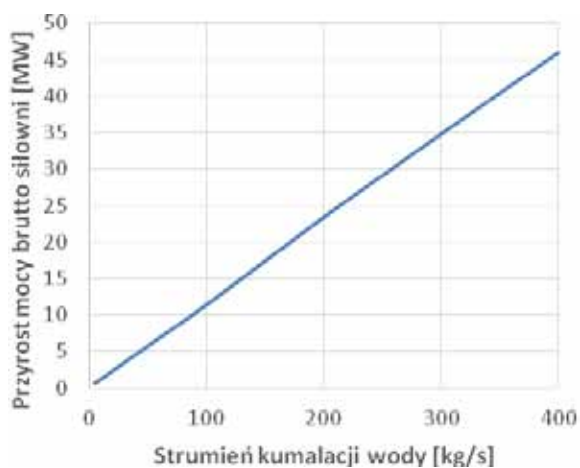
Można zaobserwować kilka charakterystycznych stanów pracy obiegu podczas uzupełniania zbiornika akumulującego ciepło, a następnie obniżania poziomu zmagazynowanej wody.

Dla modelu bloku 100% napełnianie zbiornika hot-AKU od poziomu początkowego 0 m strumieniem gorącej wody $\dot{m}_{wg1} = 33$ kg/s zajęło 247 min 37 s (trochę ponad 4 h 7 min), natomiast jego opróżnienie strumieniem $\dot{m}_{wg2} = 62$ kg/s trwało 130 min 46 s, czyli ok. 2 godzi-

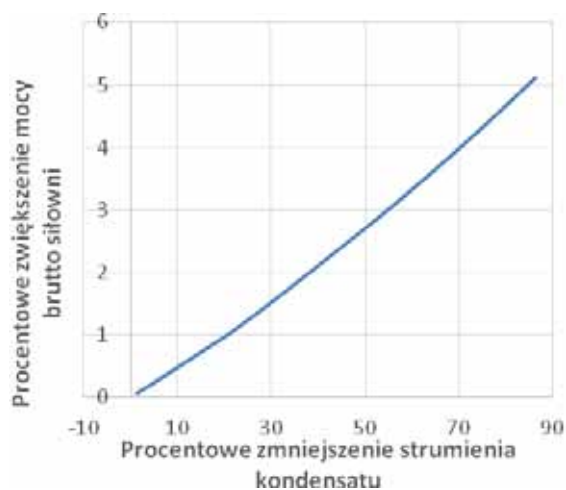
ny 10 minut (rys. 14). W przypadku analogicznego cyklu obliczeniowego dla obciążenia 40% napełnianie zasobnika hot-AKU ($\dot{m}_{wg1} = 33$ kg/s) odbywało się przez 257 min 57 s (prawie 4 h i 18 min), a jego opróżnienie ($\dot{m}_{wg2} = 62$ kg/s) do poziomu 0 m zajęło 137 min 19 s, więc ponad 2 h i 17 min (rys. 15).

Zbiornik cool-AKU służył do bilansowania strat w strumieniu wody krążącej w obiegu podstawowym. Poziom wody chłodnej w momencie rozpoczęcia symulacji wynosił 42 m, czyli poziom maksymalny. Z uwagi na różnicę gęstości czynnika w hot-AKU i cool-AKU, moment pełnego napełnienia zasobnika wody gorącej osiągnięto, gdy poziom wody chłodnej w równy 4,73 m dla obciążenia 100% (rys. 14) i 3,18 m dla obciążenia 40% (rys. 15).

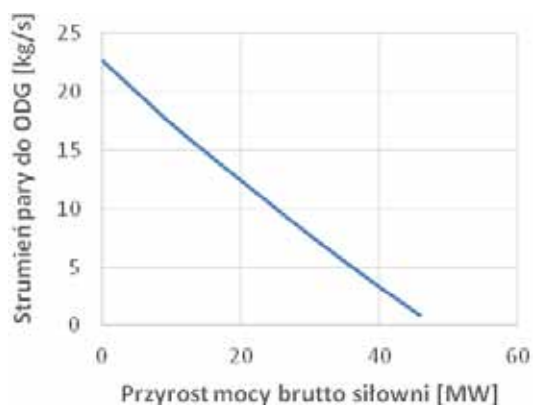
W momencie zapoczątkowania napełniania zbiornika hot-AKU wodą zza odgazowywacza strumieniem $\dot{m}_{wg2} = 62$ kg/s, następuje obniżenie generowanej mocy przez blok węglowy (rys. 16). Zmniejszenie strumienia wody zasilającej kocioł do poziomu 585,97 kg/s (obciążenie 100%) powo-



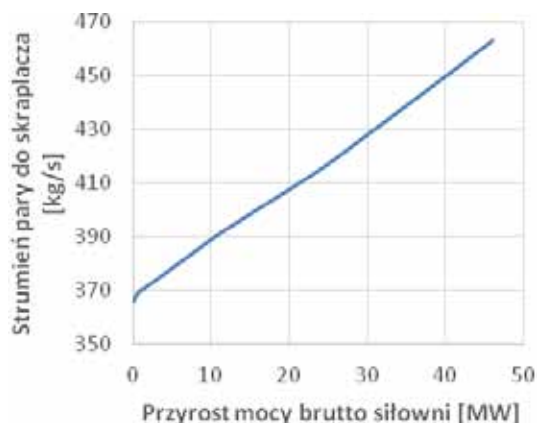
Rys. 5a. Przyrost mocy siłowni w funkcji strumienia kumulowanego w odgazowywaczu (opróżniania odgazowywacza)



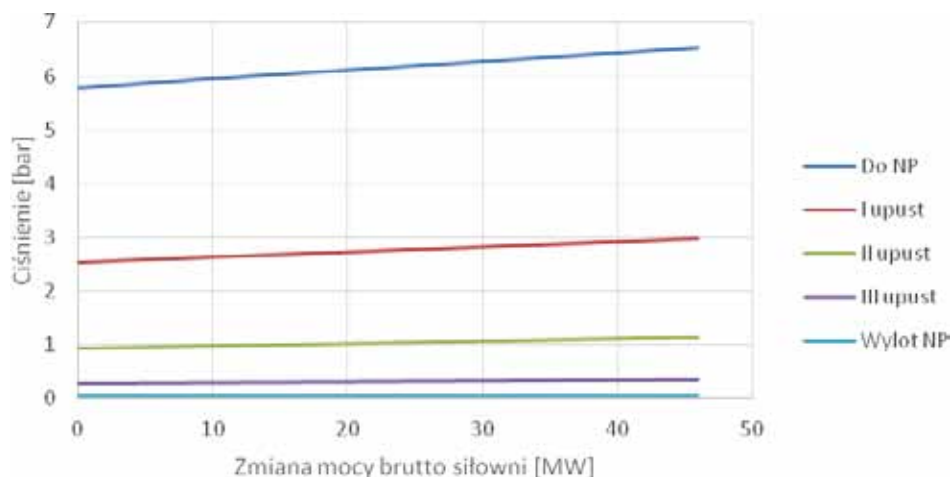
Rys. 5b. Procentowa zmiana mocy brutto zespołu w funkcji procentowej zmiany strumienia kondensatu



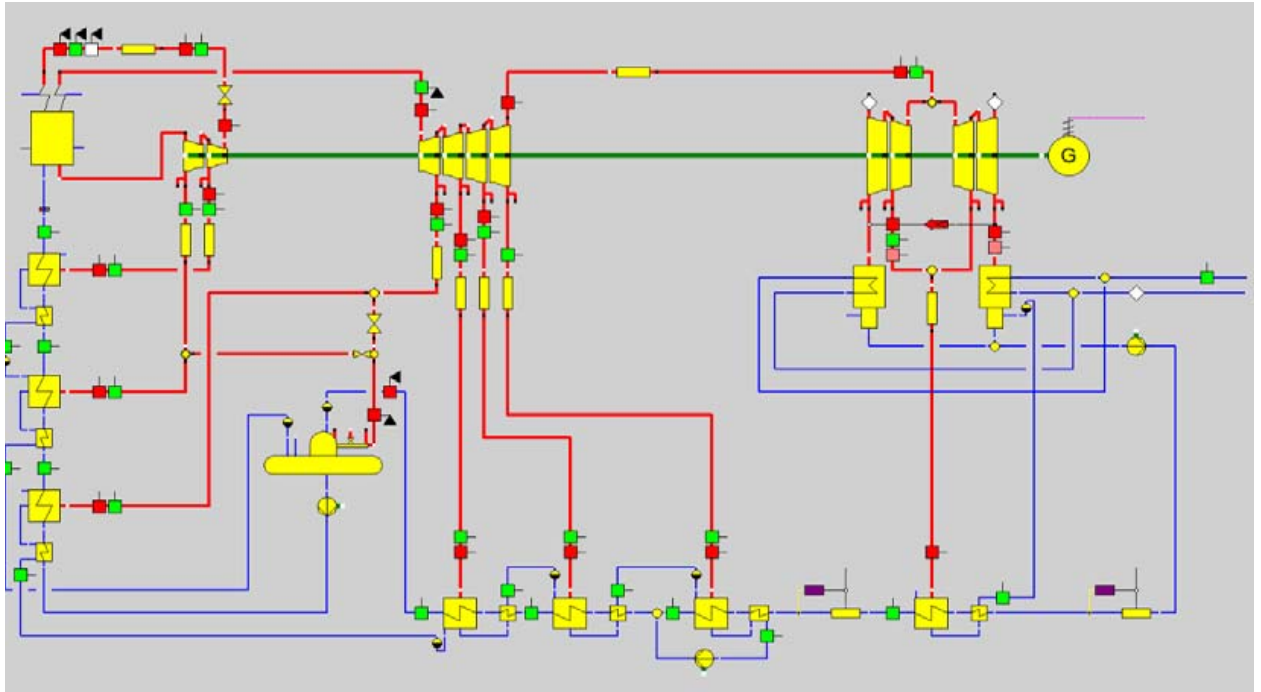
Rys. 6a. Strumień pary podgrzewającej kondensat w odgazowywaczu w funkcji przyrostu mocy brutto zespołu



Rys. 6b. Strumień pary płynącej do skraplacza w funkcji przyrostu mocy brutto siłowni



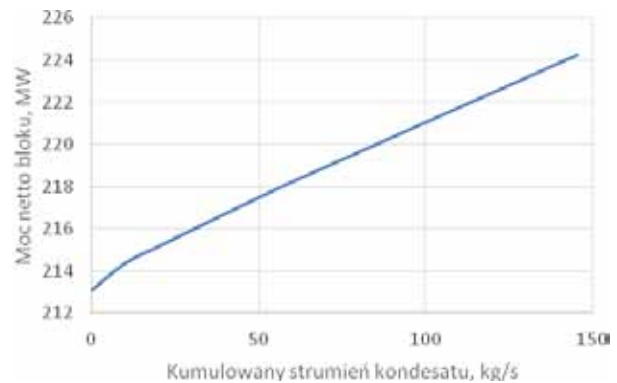
Rys. 7. Ciśnienie pary przed NP, w jej poszczególnych upustach oraz na wylocie do skraplacza w funkcji przyrostu mocy bloku brutto



Rys. 8. Schemat analizowanego układu (blok 200 MW)
Tym sposobem można uzyskać przyrost mocy $(224227,2 - 213056,37)/213056,37 = 0,0523$ (5,2%)

duże spadki mocy elektrycznej do wartości 846,98 MW, czyli o 5,89% oraz sprawności: $\eta_{\text{brutto}} = 48,52\%$ (o 0,59%) i $\eta_{\text{netto}} = 46,94\%$ (o 0,7%).

Po napełnieniu zasobnika wody gorącej do jego maksymalnej pojemności 555 m³ i 4 min pracy nominalnej, zamodelowano odprowadzenie zmagazynowanej wody za regeneracją niskoprężną strumieniem $\dot{m}_{\text{wg2}} = 62$ kg/s. W efekcie uzyskano redukcję strumienia chłodnych skroplin przez wymienniki niskoprężne oraz ograniczono zapotrzebowanie pary z upustów turbiny niskoprężnej. Skutkowało to podniesieniem mocy elektrycznej do poziomu 906,344 MW, czyli o 0,7% względem mocy nominalnej. Uzyskano również wzrost sprawności: $\eta_{\text{brutto}} = 49,45\%$ (o 0,93%) i $\eta_{\text{netto}} = 47,8\%$ (o 0,86%). W przypadku modelowania bloku dla obciążenia 40% również jest zauważalny spadek mocy w momencie rozpoczęcia procesu napełniania zbiornika hot-AKU (rys. 16). Pobór gorącej wody z odgazowywacza skutkowało zmniejszeniem strumienia wody zasilającej kocioł z 247,59 kg/s do



Rys. 9. Zmiana mocy netto siłowni w funkcji strumienia kumulowanego w skraplaczu i oddawanego w odgazowywaczu



Rys. 10. Stosunek strumienia pary płynącej przez ostatnią grupę stopni części niskoprężnej do strumienia płynącego przez tę część w warunkach nominalnych

Tab. 3. Zestawienie wskaźników bloku 900 MW w stanach bez i z działającym systemem akumulującym ciepło

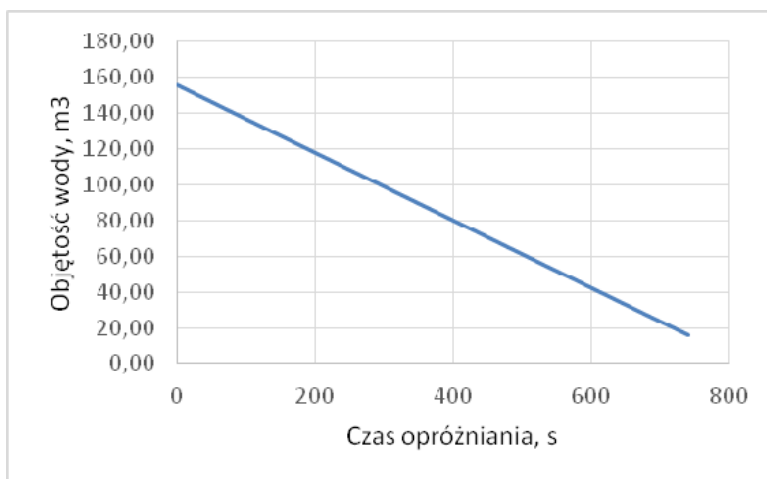
	Wskaźniki bloku	Bez zbiorników AKU	Napętnianie hot-AKU	Opróżnianie hot-AKU
Obciążenie 100%	Generowana moc elektryczna [MW]	900,1	847,0	906,3
	Sprawność brutto [%]	49,10	48,52	49,45
	Sprawność netto [%]	47,46	46,94	47,8
Obciążenie 40%	Generowana moc elektryczna [MW]	376,2	325,8	381,2
	Sprawność brutto [%]	46,76	46,05	47,38
	Sprawność netto [%]	45,64	44,97	46,25

214,59 kg/s, a co za tym idzie obniżenie generowanej mocy z 376,2 MW do 325,8 MW (o 13,4%). Można również zaobserwować spadki sprawności brutto (o 0,71%) oraz netto (o 0,67%) w porównaniu do wartości przy normalnej pracy bloku w obciążeniu 40%.

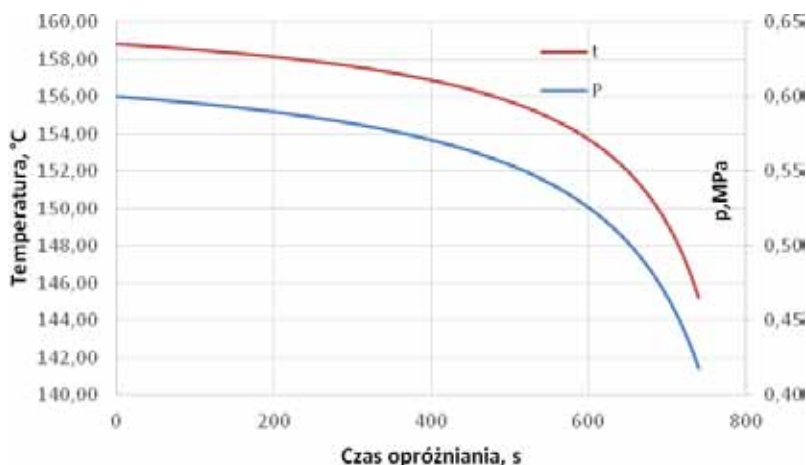
Zakończenie napętniania zbiornika hot-AKU nastąpiło, gdy poziom wody w nim zgromadzonej osiągnął 42 m. Po 4 min pracy bloku z wyłączonym systemem akumulacji, rozpoczęto dostarczanie zmagazynowanej wody za wymiennikami regeneracji niskoprężnej wcześniej ustalonym strumieniem $\dot{m}_{wg2} = 62 \text{ kg/s}$. W efekcie uzyskano podniesienie mocy do wartości 381,2 MW (o 1,3%) w porównaniu do mocy bloku przy obciążeniu 40% bez systemu akumulującego ciepło. Nastąpił również wzrost sprawności: $\eta_{brutto} = 47,38\%$ (o 0,62%) i $\eta_{netto} = 46,25\%$ (o 0,61%). Istnieje potencjał do szerszej analizy wielkości strumienia wody do i z hot-AKU celem zwiększenia elastyczności działania bloku węglowego 900 MW m.in. przez zwiększenie szybkości napętniania zasobnika kosztem redukcji obciążenia lub zwiększenie strumienia wody gorącej do obiegu w momencie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Wnioski

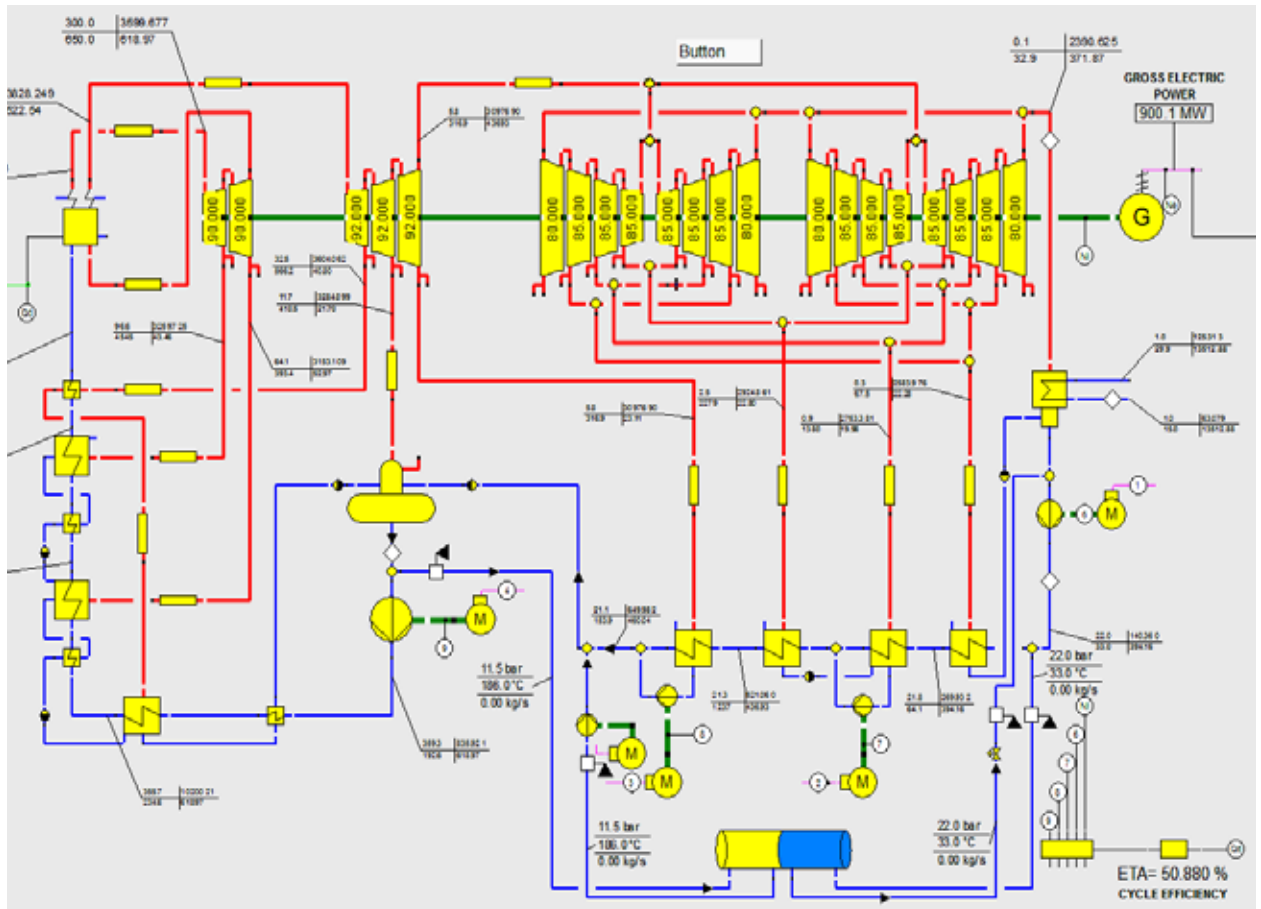
Z przeprowadzonej analizy chwilowej możliwości zwiększenia mocy bloku wynika, że:



Rys. 11. Zmiana objętości wody w ZWZ w funkcji czasu opróżniania zbiornika wody zasilającej po wyłączeniu regeneracji niskoprężnej



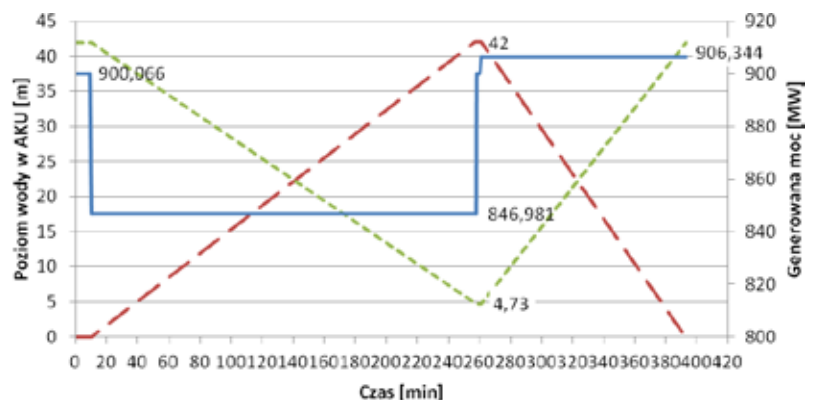
Rys. 12. Ciśnienie i temperatura w ZWZ w funkcji czasu opróżniania zbiornika wody zasilającej po wyłączeniu regeneracji niskoprężnej



Rys. 13. Schemat obiegu bloku 900 MW ze zbiornikiem akumulującym ciepło

- zmniejszenie strumienia kondensatu płynącego przez regenerację niskoprężną - poprzez kumulowanie strumienia wyptywającego ze skraplacza i wykorzystanie objętości zbiornika wody zasilającej lub dodatkowego ciśnieniowego zbiornika wody gorącej - umożliwia zwiększenie mocy turbozespołu.
- zwiększenie tej mocy zależy od ilości kumulowanej wody i dla rozpatrywanego bloku 900 MW może osiągnąć ok. 46 MW_e, co stanowi nieco powyżej 5% mocy nominalnej bloku.
- istnieje możliwość zwiększenia tej wartości, wymaga to jednak przeanalizowania pracy układu za pomocą rozbudowanych modeli.

Modelowanie bloku 900 MW ze zbiornikiem akumulującym wskazuje na możliwość zwiększenia



Rys. 14. Cykl pracy modelowanego bloku przy obciążeniu 100% ze zbiornikiem akumulującym ciepło

mocy bloku w dłuższym okresie czasu oraz umożliwia zmniejszenie mocy dla minimum technicznego bloku.

W czasie napełniania zasobnika

zauważalny był spadek mocy bloku o 5,89% dla obciążenia 100% i o 13,4% dla obciążenia 40%. W przypadku odwrócenia procesu i rozpoczęcia opróżniania zbiornika hot-AKU nastąpił

wzrost wskaźników w porównaniu do wartości nominalnych: dla mocy o 0,7% dla obciążenia 100% i o 1,3% (obciążenie 40%). Zmiany te odniesione są do warunków pracy bloku bez akumulatora. Wyniki zestawiono w tab. 3.

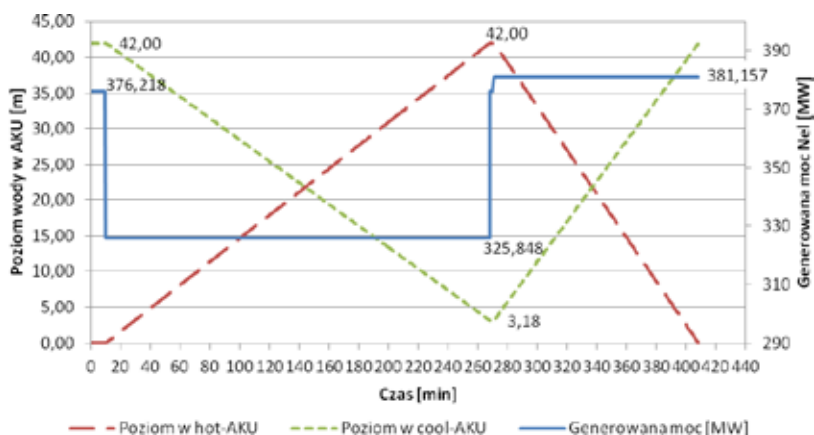
Przeprowadzone obliczenia pokazują możliwość zastosowania zasobnika akumulującego ciepło jako magazynu zdolnego do podniesienia generowanej mocy elektrycznej w momencie wzrostu zapotrzebowania oraz obniżenie obciążenia bloku, gdy popyt na energię spada. Z praktycznego punktu widzenia podstawową sprawą oprócz określenia potencjału skokowej zmiany obciążenia dla początkowego stanu nominalnego jest wyznaczenie tego potencjału także dla obciążeń w przedziale: minimum techniczne - obciążenie nominalne, a także ocena skutków takiej zmiany dla trwałości elementów grubościennych oraz niezawodności i dyspozycyjności instalacji.

Podobne analizy można przeprowadzić dla wyłączenia regeneracji wysokoprężnej, wykorzystując schemat pokazany na rys. 18.

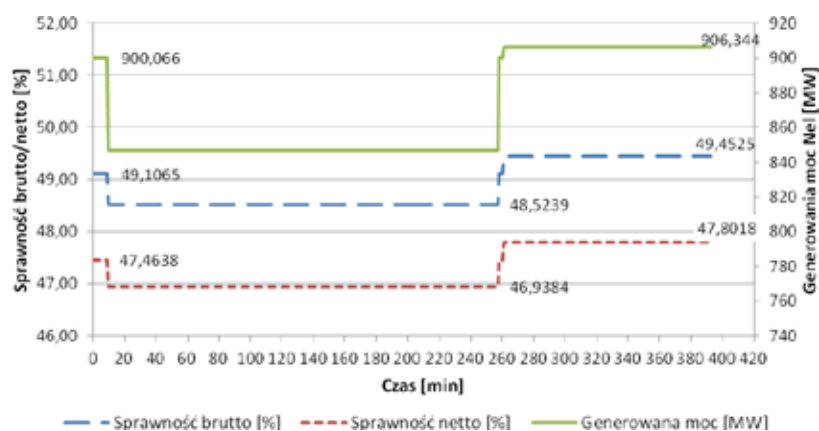
Można także rozważyć przesunięcie odgazowywacza w strefę wyższych ciśnień (zwiększenie liczby wymienników regeneracyjnych przed odgazowywaczem - rys. 19).

■ Duoblok

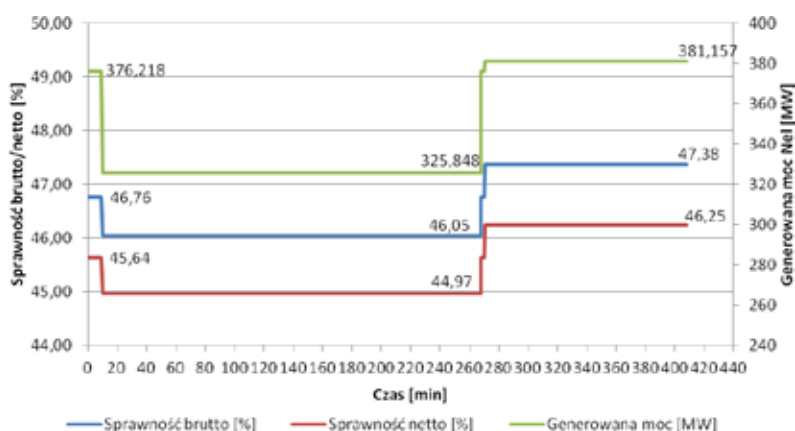
Jednym z rozwiązań zwiększających elastyczność cieplną bloków węglowych jest duoblok. Jego idea polega na zastosowaniu układu z dwoma kotłami i jedną turbiną parową. Takie rozwiązanie z punktu widzenia elastyczności cieplnej umożliwia uzyskanie charakterystyk podobnych do układów gazowo-parowych. Na rys. 20 pokazano porównanie charakterystyk dynamicznych dla bloku węglowego 1000 MW, układu gazowo-parowego o strukturze 2x440 MW i duobloku 2x550 MW[11]. Przy podobnych danych dotyczących dynamiki zmiany obciążenia (ok. 30 MW/min) wybór duobloku umożliwia uży-



Rys. 15. Cykl pracy modelowanego bloku przy obciążeniu 40% ze zbiornikiem akumulującym ciepło



Rys. 16. Wykres zmian wskaźników podczas pracy bloku 100% ze zbiornikiem akumulującym ciepło



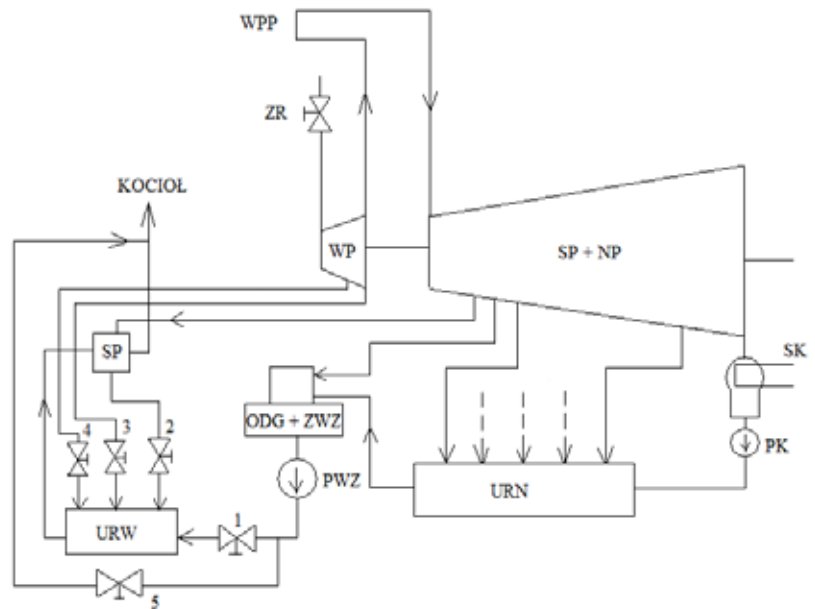
Rys. 17. Wykres zmian wskaźników podczas pracy bloku 40% ze zbiornikiem akumulującym ciepło

skanie minimum obciążenia równego 350 MW przy pracy dwóch kotłów i 175 MW dla jednego kotła. Dla rozpatrywanego układu gazowo-parowego odpowiednie wartości wynoszą 520 MW (pracują dwie turbiny gazowe) i 260 MW (pracuje jedna turbina gazowa). Dla bloku węglowego 1000 MW (węgiel brunatny) minimum wynosi 500 MW. Dane te wskazują na atrakcyjność koncepcji duobloku.

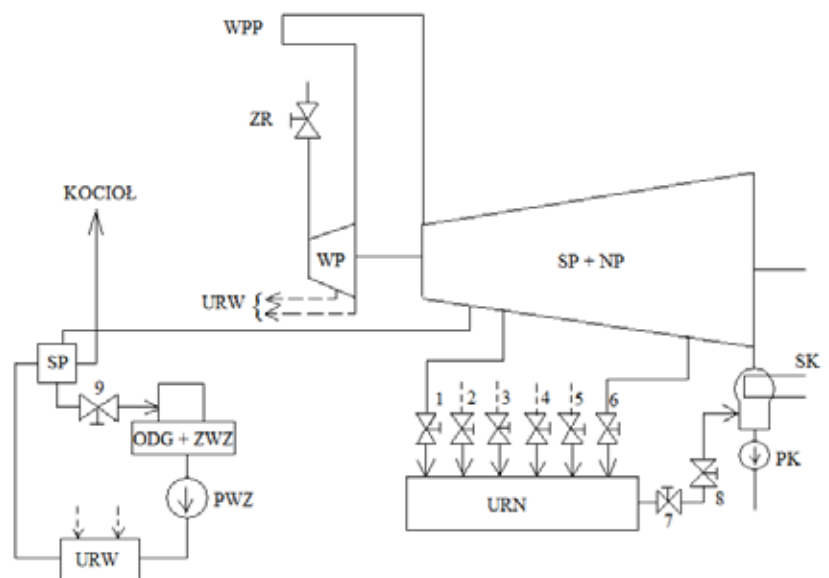
■ Uwagi końcowe

Badanie elastyczności cieplnej bloków energetycznych opalanych paliwami węglowymi i węglowodorowymi ma obecnie istotne znaczenie dla zwiększenia ich udziału w generacji elektryczności, a także dla bezpieczeństwa systemów energetycznych. Zakres badań obejmuje nie tylko poszukiwanie zmian w strukturze obiegu cieplnego gwarantujących odpowiednie efekty w zakresie dynamiki pracy układu, ale także analizę konsekwencji wytrzymałościowych i żywotnościowych w następstwie zmian eksploatacyjnych. W artykule zajęto się głównie oceną możliwości zmiany mocy przez wprowadzenie odpowiednich korekt w schemacie cieplnym. Ilościowo analizowano kilka przykładów dla bloków 200 i 900 MW. W tym ostatnim wypadku szczegółowo przedyskutowano efekty dla wprowadzenia do obiegu cieplnego zbiornika akumulacyjnego. Oceniono możliwość zwiększenia mocy bloku w dłuższym okresie czasu oraz zakres zmniejszenia minimum technicznego bloku. Badania te, jak to zauważono powyżej, powinny być uzupełnione o badania wytrzymałościowe.

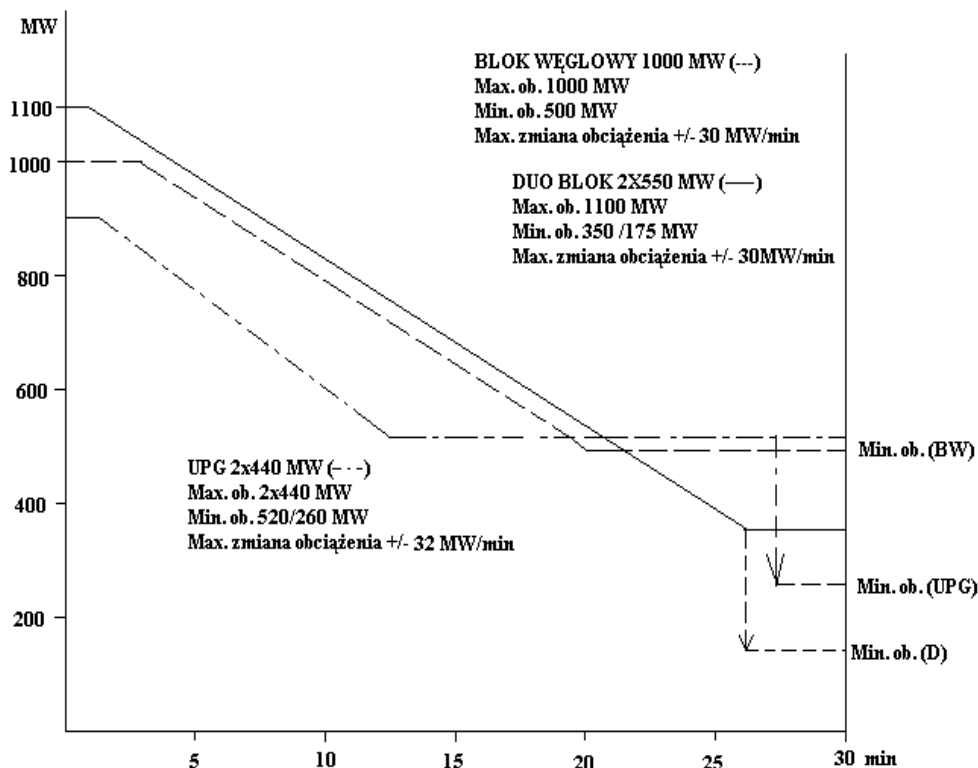
Zagadnienia zwiększenia elastyczności cieplnej technologii energetycznych powinny być przedmiotem zainteresowania już na etapie projektowania i konstruowania poszczególnych modułów instalacji. Wtedy istnieje możliwość przeprowadzenia analiz optymalizacyjnych. W tym przypadku można analizować także wprowadzenia do eksplo-



Rys. 18. Schemat cieplny układu z grupą zaworów szybkozamykających mających na celu szybkie ograniczenie dopływu pary do wymienników regeneracyjnych (zawory 2-4). SP - schładzacz pary.



Rys. 19. Schemat cieplny układu z grupą zaworów szybkozamykających mających na celu szybkie ograniczenie dopływu pary do wymienników regeneracyjnych (zawory 1-9). SP - schładzacz pary.



Rys. 20. Porównanie charakterystyk instalacji: układu gazowo-parowego (2x440 MW), bloku węglowego (1000 MW), duobloku (2x550 MW) w zakresie dynamiki zmiany obciążenia i minimum technicznego [11]

atacji duobloku. Dla istniejących bloków zakres możliwych rozwiązań będzie ograniczony. □

Literatura

[1] Kakaras E., Buddenberg T., Duggan J.: *Solutions from the perspective of European power plant suppliers*. VGB PowerTech 1/2 2014.

[2] *Maszyny i urządzenia energetyczne węglowych bloków na wysokie parametry pary*. Red.: Chmielniak T., Rusin A.. Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2015.

[3] *Wybrane aspekty eksploatacji i diagnostyki bloków energetycznych nowych generacji*. Red. Rusin. A.. Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2015.

[4] Rusin A., Wojaczek A.: *Wspomaganie planowania gospodarki remontowej opar-*

te na analizie niezawodności i ryzyka technicznego. Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2015.

[5] *Modelowanie i optymalizacja bloków węglowych z wychwytem CO₂*. Red. CHMIELNIAK T., Łukowicz H.. Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2015.

[6] Hueggenberg D. i inni: *Hochtemperatur-Werkstoff-Teststrecke HWT II-Begleitende experimentelle und numerische Untersuchungen an Werkstoffen und Komponenten*. VGB PowerTech 8 2015.

[7] *Technical Performance Gas Power Plants*. www.alstom.com/power.

[8] Balling L.: *Flexible Future for Combined Cycle*. Modern Power Systems, December 2010.

[9] Mercier J., Lambert L.: *Dynamic coal-fired power plants to secure electrical grids*.

POWER GEN 2006 Cologne 29 31 May.

[10] Miller W., Schuele V., Dahlstrom K., *Increasing flexibility while reducing cost - is it possible?*, Modern Power Systems, March 2014.

[11] Gereon T., Krull F. F.: *Flexible Coal Fired Power Plants of RWE*. COAL-GEN Europe, Warsaw, Poland February 15, 2012.

Wyniki przedstawione w artykule uzyskano rozwiązując zadania sformułowane w projektach badawczych *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii (zad. 1) i Niskoemisyjne innowacyjne technologie rekonstrukcji elektrowni węglowych z blokami o mocy 200 MW, współfinansowanych przez NCBiR.*