

Analiza termodynamiczna zastosowania zasobników ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloków energetycznych

Thermodynamic analysis of heat storages application in a power plant low-pressure regenerative system

W związku z wejściem w skład Krajowego Systemu Elektroenergetycznego nowych jednostek wytwórczych „klasy 1000” oraz planowaną budową dużych bloków jądrowych i coraz większym udziałem odnawialnych źródeł energii bloki energetyczne „klasy 200”, które dotychczas pracowały w podstawie, przesuwane będą do pracy podszczytowej [6]. Wymusza to ich modernizację w kierunku poprawy elastyczności pracy bloków węglowych, z uwzględnieniem ograniczeń technologicznych oraz zachowaniem opłacalności ekonomicznej. Jednym ze sposobów poprawy regulacyjności bloków energetycznych jest wykorzystanie pośredniego magazynowania energii elektrycznej poprzez zastosowanie akumulacji ciepła w układzie parowo-wodnym bloku energetycznego [4]. Układy z zasobnikami wody zasilającej zapewniają stabilne warunki pracy kotła (i urządzeń pomocniczych, w tym układów kondycjonowania spalin) przy pracy elektrowni z obciążeniami elektrycznymi różnymi od znamionowego. Pozwala to na intensyfikację produkcji energii elektrycznej w szczycie obciążenia systemu elektroenergetycznego i tym samym poprawia ekonomikę produkcji energii elektrycznej w blokach węglowych. Należą one do dojrzałych i komercyjnie oferowanych na rynku [9] układów akumulacji ciepła w blokach energetycznych.

W czasie doliny w systemie elektroenergetycznym lub obniżonego lokalnie zapotrzebowania na energię elektryczną zmniejsza się strumień pary dopływającej do skraplacza turbiny, a zwiększają się strumienie pary z upustów regeneracji niskoprężnej, które wykorzystuje się do podgrzewania zimnej wody zasilającej zmagazynowanej w dolnej części zasobnika. Podgrzaną wodę zasilającą gromadzi się w górnej części zasobnika. W okresie szczytu w systemie elektroenergetycznym lub zwiększonego lokalnie zapotrzebowania na elektryczność, część (lub całość) regeneracji niskoprężnej może być zamknięta, a podgrzana woda zasilająca jest pozyskiwana poprzez rozładowanie zasobników.

Wyrównanie obciążenia kotłów parowych bloków energetycznych pozwoli na pracę w warunkach zbliżonych do znamionowych, co wpłynie na poprawę długookresowych sprawności energetycznych oraz zmniejszenie emisji zanieczyszczeń (praca układu kondycjonowania spalin również w warunkach zbliżonych do znamionowych). Zastosowanie zasobników wody zasilającej pozwoli również na szybszą zmianę obciążenia, jak również szybsze ponowne uruchomienie lub odstawienie bloku.

Przegląd metod magazynowania energii elektrycznej w aspekcie zastosowania akumulacji ciepła w układzie regeneracji

Technologie magazynowania energii elektrycznej można podzielić na dwie grupy [7]:

- technologie bezpośredniego magazynowania,
- technologie pośredniego magazynowania energii elektrycznej.

Do pierwszej grupy należy elektromagnetyczna akumulacja elektryczności za pomocą magnesów nadprzewodzących oraz bezpośrednio magazynowanie elektryczności w polu elektrycznym – superkondensatory [7]. Magazynowanie za pomocą magnesów nadprzewodzących polega na tym, że elektryczność z okresu doliny w systemie jest wykorzystywana do ładowania magnesu nadprzewodzącego. W okresie szczytowego obciążenia w systemie energia elektryczna jest przekazywana z powrotem do systemu poprzez przetwornik, który w czasie ładowania wykorzystuje się jako prostownik. Sposób akumulacji energii elektrycznej w magnesach nadprzewodzących charakteryzuje się bardzo wysoką sprawnością akumulacji (ponad 90%). Dla porównania sprawność akumulacji szczytowej elektrowni pompowej wynosi 70%. Warunkiem małych strat akumulacji i opłacalności przedsięwzięcia jest realizacja bardzo dużej jednostki akumulacyjnej [15].

¹⁾ e-mail: andrzej.ziebib@polsl.pl

²⁾ e-mail: pawel.gladysz@polsl.pl

Superkondensatory należą do nowych technologii bezpośredniego magazynowania energii w polu elektrycznym. Zbudowane są z dwóch porowatych elektrod węglowych rozdzielonych elektrolitem, w którym jest umieszczona membrana przepuszczająca tylko ładunki dodatnie. Tak zbudowany superkondensator charakteryzuje się pojemnością elektryczną powyżej 1 Farada ($1F = 1C/1V$). Mogą one dzięki temu magazynować duże ilości elektryczności w krótkim przedziale czasu. Czas ich rozładowania to milisekundy, przy czym generowane są bardzo duże prądy. Ich wadą jest natomiast mała gęstość energii. Wykorzystuje się je w systemach o bardzo krótkim czasie działania [7].

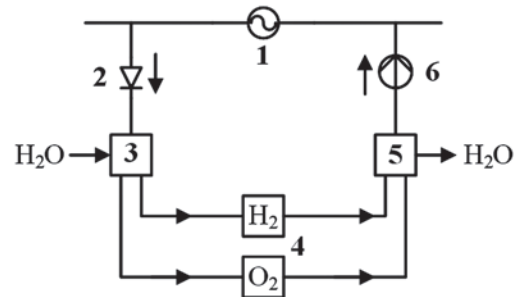
Do drugiej grupy należy najstarsza z systemowych technologii magazynowania elektryczności, a mianowicie elektrownie wodne szczytowo-pompowe. Pierwsze elektrownie szczytowo-pompowe powstały pod koniec XIX wieku we Włoszech i w Szwajcarii [7]. Sprawność energetyczną brutto wytwarzania szczytowej elektryczności, przy sprawności brutto elektrowni systemowej na poziomie 0,385 (bloki „200”) ocenia się na około 0,265 [10]. Stąd sprawność akumulacji wynosi 0,688. Do tej kategorii należy także pośrednie akumulowanie energii elektrycznej za pomocą sprężonego powietrza i magazynowanie go najczęściej w naturalnych zbiornikach podziemnych (np. stare wyrobiska soli). Sprawność energetyczna wytwarzania szczytowej energii elektrycznej w elektrowniach szczytowych ze zbiornikiem sprężonego powietrza jest zbliżona do sprawności elektrowni wodnej szczytowo-pompowej i wynosi około 0,25 [10]. Bardziej efektywne okazało się mieszanie zmagazynowanego sprężonego powietrza z gazem ziemnym i spalanie mieszaniny w turbinach gazowych [7].

Do pośredniego akumulowania energii elektrycznej mogą być także zaliczone koła zamachowe, które dotychczas są najczęściej stosowane w pojazdach (np. autobusy firmy *Volvo*) [3]. W przypadku zastosowania koła zamachowego do magazynowania energii elektrycznej obok koła zamachowego w skład układu akumulacyjnego wchodzi silnik elektryczny i generator prądu elektrycznego. W okresie występowania nadwyżki elektryczności koło zamachowe zostaje sprzęgnięte z silnikiem elektrycznym i energia elektryczna ulega konwersji na energię mechaniczną. W okresie niedoboru elektryczności następuje sprzęgnięcie koła zamachowego z generatorem elektrycznym i energia kinetyczna koła zamachowego jest zamieniana na energię elektryczną [7].

Magazynowanie elektryczności w akumulatorach jest znane od dawna. W związku jednak z pracami nad samochodami z napędem elektrycznym zwiększyło się nasilenie prac nad nowymi typami akumulatorów o zwiększonych pojemnościach. Tradycyjne akumulatory kwasowo-ołowiowe z elektrolitem ciełym mają pojemność jednostkową 9-140 kJ/kg, maksymalną moc jednostkową 110-150 W/kg, czas ładowania 6-8 h i trwałość 3-5 lat. Bateryjne zasobniki energii zbudowane z akumulatorów kwasowo-ołowiowych są najtańszym obecnie rozwiązaniem do zastosowania w podsystemie elektroenergetycznym [11]. Do nowych technologii należą baterie niklowo-kadmowe i litowo-jonowe. Z akumulatorów niklowo-kadmowych został zbudowany w USA jeden z największych bateryjnych zasobników energii elektrycznej. Jego maksymalna moc wynosi 46 MVA [7].

Do pośredniego akumulowania elektryczności mogą być użyte ogniwa paliwowe. W ogniwach paliwowych energia chemiczna paliwa wyzwolona w procesach utleniających jest odda-

wana bezpośrednio jako prąd elektryczny (jest realizowane tzw. zimne spalanie). Ogniwa wodorowe mogą być użyte do pośredniego akumulowania energii elektrycznej (rys. 1). W okresie doliny w obciążeniu podsystemu elektroenergetycznego nadwyżka produkcji energii elektrycznej może być użyta do produkcji wodoru. W okresie zaś szczytu w obciążeniu systemu wodór zasilałby baterię wodorowych ogniw paliwowych [15].



Rys. 1. Zastosowanie wodorowego ogniwa paliwowego do pokrywania mocy szczytowej

1 – sieć prądu zmiennego, 2 – prostownik, 3 – elektroliza wody, 4 – zbiorniki gazów, 5 – baterie ogniwa paliwowych, 6 – przetwornik (prąd stały – prąd zmienny)

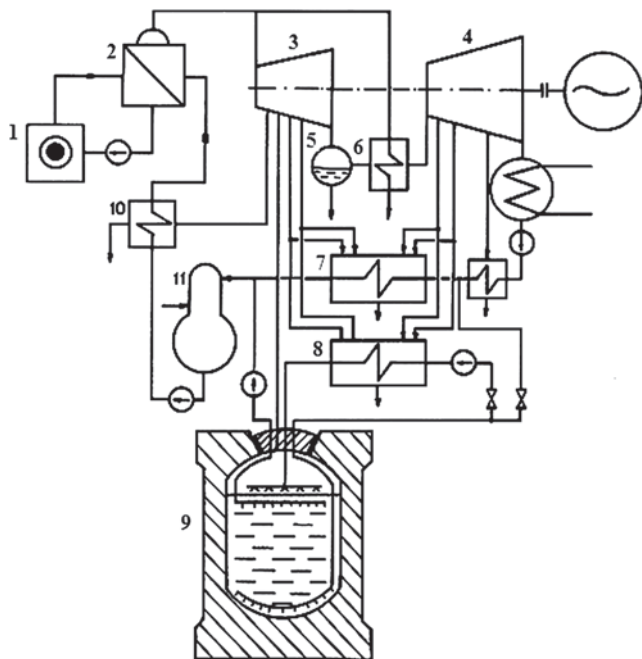
Zasobniki ciepła, zarówno te współpracujące z sieciami ciepłowniczymi i blokami ciepłowniczymi, jak i współpracujące z układami regeneracji bloków kondensacyjnych, podobnie jak elektrownie szczytowo-pompowe służą w sposób pośredni przede wszystkim do zwiększenia produkcji elektryczności w szczycie obciążenia systemu elektroenergetycznego. Czynnikiem pośrednim jest w tym przypadku nośnik ciepła – woda sieciowa w przypadku zasobników w systemach ciepłowniczych współpracujących z elektrociepłowniami [1,8,12,14] oraz kondensat i woda zasilająca w przypadku kondensacyjnych bloków energetycznych [1,4,5,8,9], którym poświęcono ten artykuł.

Zasobniki ciepła w układzie regeneracji bloków kondensacyjnych jądrowych i konwencjonalnych – przegląd stanu wiedzy

Zainstalowanie zasobnika wody zasilającej wpływa na poprawę równomierności obciążenia kotła lub reaktora jądrowego, przy czym można uzyskać zwiększenie produkcji szczytowej energii elektrycznej. W zależności od parametrów wody różni się zasobniki nisko- i wysokociśnieniowe. Na rysunku 2 przedstawiono schemat układu elektrowni jądrowej z niskociśnieniowym zasobnikiem wody zasilającej [2].

W okresie doliny obciążenia podsystemu elektroenergetycznego zimna woda z dolnej części zasobnika, za pomocą pompy cyrkulacyjnej, zasila podgrzewacze regeneracyjne 8 obiegu szczytowego, z których podgrzana woda dopływa do górnej części zasobnika 9. Zwiększa się w ten sposób pobór pary z upustów regeneracyjnych turbiny i zmniejsza się moc elektryczna turbozespołu przy zachowaniu stałej mocy cieplnej reaktora. Zapewnia to bezawaryjną pracę elektrowni jądrowej w okresie doliny nocnej. W okresie szczytu porannego i wieczornego następuje wyładowanie. Gorąca woda z zasobnika jest

doprowadzana do odgazowywacza 11. Następuje w tym czasie całkowite lub częściowe zamknięcie przepływu kondensatu przez podgrzewacze regeneracyjne obiegu podstawowego. Powoduje to częściowe lub całkowite zamknięcie upustów regeneracyjnych i zwiększony przepływ pary przez niskoprężną część turbiny, w wyniku czego produkuje się dodatkową elektryczność. Przyrost mocy szczytowej podczas wyładowania oceniono na około 15-16% mocy znamionowej turbiny [2]. Zimny kondensat w ilości równej ilości wody gorącej pobieranej z górnej części zasobnika jest dostarczany do jego dolnej części.



Rys. 2. Elektrownia jądrowa z niskociśnieniowym zasobnikiem wody zasilającej [2]

- 1 – reaktor wodny ciśnieniowy, 2 – wytwornica pary,
- 3 – część wysokoprężna turbiny, 4 – część niskoprężna turbiny,
- 5 – separator, 6 – przegrzewacz pary, 7 – podgrzewacze regeneracyjne obiegu podstawowego, 8 – podgrzewacze regeneracyjne obiegu szczytowego, 9 – zasobnik wody zasilającej, 10 – wysokociśnieniowy podgrzewacz regeneracyjny, 11 – odgazowywacz

Ponad powierzchnią wody w zasobniku znajduje się poduszka parowa utrzymywana dzięki połączeniu górnej części zasobnika z jednym z upustów regeneracyjnych wysokoprężnych. Poduszka parowa zapewnia praktycznie stałą temperaturę i ciśnienie w górnej części zasobnika, kompensuje zmiany objętości oraz spełnia funkcję pompy w okresie wyładowania podając wodę do przewodu wody zasilającej.

W związku z wejściem nowych jednostek wytwórczych „klasy 1000” oraz planowaną budową dużych bloków jądrowych i coraz większym udziałem odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, bloki energetyczne mniejszej mocy (przede wszystkim „klasy 200”), które dotychczas pracowały w podstawie, będą przesuwane do pracy podszczytowej. Wymusza to ich modernizację w kierunku poprawy elastyczności pracy bloków węglowych, z uwzględnieniem ograniczeń technologicznych oraz zachowaniem opłacalności ekonomicznej. Jednym ze sposobów poprawy regulacyjności bloków ener-

getycznych jest wykorzystanie akumulacji ciepła w układzie parowo-wodnym [1,2,4,5,8,9].

Układy z zasobnikami wody zasilającej zapewniają stabilne warunki pracy kotła (i urządzeń pomocniczych, w tym układów kondycjonowania spalin) przy pracy elektrowni z obciążeniami elektrycznymi różnymi od znamionowej. Należą one do dojrziałych i komercyjnie oferowanych na rynku [9] układów akumulacji ciepła w blokach energetycznych. W czasie doliny w systemie elektroenergetycznym obniża się strumień pary przepływającej przez turbinę (zmniejsza się moc elektryczna), którą wykorzystuje się np. do podgrzewania wody gromadzonej w zasobniku. W okresie szczytu zapotrzebowania na elektryczność, część (lub całość) regeneracji niskoprężnej zasilanej parą upustową z turbiny może zostać zastąpiona poprzez rozładowanie zasobników. Wyrównanie obciążenia kotłów parowych bloków energetycznych „klasy 200” pozwoli na pracę w warunkach zbliżonych do znamionowych, co wpłynie na poprawę długookresowych sprawności energetycznych oraz zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. Zastosowanie zasobników wody zasilającej pozwoli również na szybszą zmianę obciążenia, jak również szybsze ponowne uruchomienie lub odstawienie bloku.

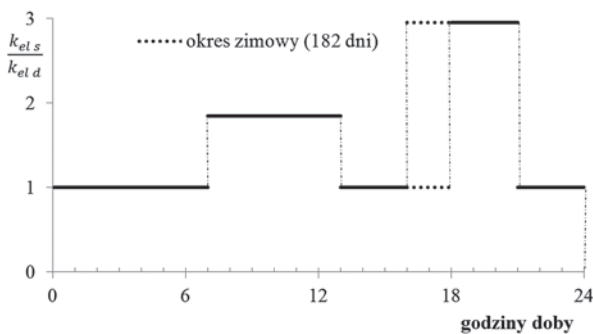
Zasobniki wody zasilającej wykonuje się jako pionowe, wysokie, cylindryczne zbiorniki ciśnieniowe. Magazynuje się w nich wodę gorącą i zimną. Podczas ładowania zasobnika pobiera się zimną wodę z dolnej części zasobnika i podgrzewa się ją w podgrzewaczach regeneracyjnych za pomocą pary z upustów regeneracyjnych. Odbywa się to w czasie „doliny” w systemie elektroenergetycznym i pociąga za sobą spadek mocy elektrycznej turbozespołu. Podgrzana woda jest kierowana do górnej części zasobnika. Przy wyładowaniu, gorąca woda z górnej części zasobnika jest kierowana do odgazowywacza i zbiornika wody zasilającej, a stamtąd do wysokoprężnych podgrzewaczy regeneracyjnych i do kotła. Powoduje to zmniejszenie lub całkowite wstrzymanie przepływu strumienia kondensatu przez niskoprężne podgrzewacze regeneracyjne. Zimny kondensat jest kierowany do dolnej części zasobnika, w ilości równej ilości wody gorącej pobranej z zasobnika. Para, która normalnie zasila podgrzewacze regeneracyjne rozpręża się w dalszych stopniach turbiny dając dodatkową moc szczytową. Na skutek różnicy temperatury i gęstości warstw cieczy w zasobniku występuje efekt rozwarstwienia temperaturowego (tzw. stratyfikacja). Powoduje to zmniejszenie zdolności akumulacyjnej zasobnika (nawet do 10%). Straty ciepła z zasobnika są szacowane na poziomie 1,5-2%.

Jak podkreśla się w [4], na wielu rynkach energii elektrycznej nieprzewidywalne źródła energii odnawialnej i zmienne ceny elektryczności są wyzwaniem w kierunku zmian w eksploatacji elektrowni parowych. Prezentowane rozwiązanie „Peak Power” [5], bazujące na zasobnikach ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloku kondensacyjnego, wpływa na poprawę ekonomiki konwencjonalnych elektrowni węglowych poprzez poprawę elastyczności bloku z rozszerzonym zakresem eksploatacji. Zdolność do obciążenia zasobników ciepła podczas „doliny” wpływa na obniżenie minimum obciążenia elektrowni i przez to wpływa na poprawę ekonomiki eksploatacji przy niskim obciążeniu. W okresie „szczytu” zapotrzebowania na elektryczność zasobnik może być niezwłocznie rozładowany, co jest szybsze i łatwiejsze do sterowania niż przystosowanie do tego kotła. Dlatego system „Peak Power” jest bardziej odpowiedni dla pierwotnej i wtórnej regulacyjnej odpowiedzi

częstotliwościowej [4,5]. Podsumowując system zasobników ciepła „Peak Power” pozwala według [5] na:

- poprawę elastyczności eksploatacyjnej bloku energetycznego,
- chwilową dostawę dodatkowej szczytowej mocy do sieci elektroenergetycznej,
- uzyskanie dodatkowego przychodu podczas okresu szczytowych cen na elektryczność,
- pośrednie magazynowanie elektryczności w okresie doliny w systemie elektroenergetycznym (niskie ceny zbytu elektryczności),
- szybki zwrot nakładów inwestycyjnych.

Okresy ładowania i rozładowania mogą być zgodne z okresami „szczytu” oraz „doliny” w systemie elektroenergetycznym lub mogą być narzucone przez odbiorcę elektryczności. Na rysunku 3 przedstawiono przykładowy wykres zredukowany cen zakupu elektryczności w szczytowych i dolinowych okresach doby letniej i zimowej.



Rys. 3. Przykładowy wykres zredukowany cen elektryczności w szczytowych i dolinowych okresach doby letniej i zimowej

$k_{el,s}$, $k_{el,d}$ – cena zakupu elektryczności odpowiednio w szczycie i dolinie obciążenia systemu elektroenergetycznego

Nakłady inwestycyjne na system pośredniej akumulacji energii elektrycznej za pomocą zasobników ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloku kondensacyjnego są około pięciokrotnie niższe niżeli magazynowanie elektryczności za pomocą baterii akumulatorów oraz blisko trzykrotnie niższe w porównaniu z nakładami inwestycyjnymi na elektrownię wodną szczytowo-pompową i elektrownię akumulacyjną ze zbiornikiem sprężonego powietrza [5].

Dzięki zasobnikom ciepła zastosowanym w układzie niskoprężnej regeneracji elektrowni parowej notuje się wzrost elastyczności bloków energetycznych, co przejawia się obniżeniem minimum obciążenia, zdolnością do krótkotrwałych wzrostów wydajności (szczytowa moc elektryczna) oraz równomierną eksploatacją kotła prowadzącą do oszczędności paliwa [9]. Można także wymienić inne, następujące korzyści wynikające z zastosowania zasobników ciepła w systemie regeneracji niskoprężnej [9]:

- rozszerzenie pasma obciążeń (wzrost obciążenia o około 5% i obniżenie minimalnej wydajności 5-15%),
- szybka odpowiedź na podwyższenie lub obniżenie obciążenia,
- praca kotła przy bardziej stałym obciążeniu (niestabilność sieci elektroenergetycznej może być buforowana za pomocą zasobników ciepła).

W zaproponowanym rozwiązaniu [9] w okresie ładowania zimny kondensat z dolnej części zasobnika jest podawany do wylotu skraplacza, zaś gorąca woda zasilająca jest doprowadzana do górnej części zasobnika. W okresie rozładowania gorąca woda jest doprowadzana do odgazowywacza, a zimny kondensat sprzed pierwszego podgrzewacza regeneracyjnego niskoprężnego zasila dolną część zasobnika.

Niskoprężne podgrzewacze regeneracyjne są zaopatrzone w obejście, za pomocą którego zasila się zasobniki ciepła. W przypadku, gdy trzeba obniżyć moc turbiny zasobniki są ładowane gorącą wodą zasilającą z wylotowego strumienia z odgazowywacza, która wypiera zimny kondensat i jego przepływ przez niskoprężne podgrzewacze regeneracyjne ulega zwiększeniu. To powoduje zwiększony pobór pary z upustów regeneracyjnych i moc turbozespołu ulega obniżeniu. W przypadku, gdy wymagana jest dodatkowa produkcja elektryczności (szczyt w systemie elektroenergetycznym lub wzrost lokalnego zapotrzebowania) następuje otwarcie obejścia i zimny kondensat ze skraplacza wypiera gorącą wodę zasilającą z zasobnika, która jest wprowadzana w przeciwną stronę do odgazowywacza umieszczonego na zbiorniku wody zasilającej. Podgrzewacze regeneracyjne niskoprężne są wyłączone, a przez części średnio- i niskoprężną turbiny przepływa zwiększony strumień pary, dzięki czemu można zwiększyć moc turbozespołu o około 5% [9]. Ten sposób pośredniej akumulacji jest nie tylko korzystniejszy z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych [5], ale także charakteryzuje się większą efektywnością energetyczną [9].

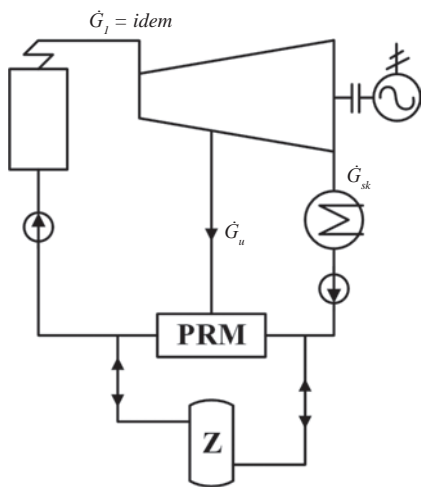
Zastosowanie zasobników ciepła w układach regeneracji bloków energetycznych opalanych węglem jest także omawiane w [1]. Najwcześniejszą przyczyną, z powodu której realizowano to rozwiązanie, była konieczność wyrównania obciążenia kotła. Ta przyczyna zanikła, gdy poprawiono elastyczność ruchową kotłów pyłowych. Późniejsza przyczyna to stworzenie chwilowej rezerwy ruchowej w pracy bloku i złagodzenie chwilowych szczytów w obciążeniu bloków energetycznych. Szeroko znane było rozwiązanie zastosowania zasobnika wody zasilającej w elektrowni *Manheim* [1]. Zasobnik miał objętość 135 m³ i pracował w elektrowni o mocy 21,15 MW. W okresie rozładowania zasobnika ciepła moc wzrastała do 25,4 MW. Podczas ładowania zasobnika możliwe było obniżenie obciążenia elektrycznego do 12,25 MW [1]. W elektrowni *Charlottenburg* w Berlinie (historycznej, bo uruchomionej w 1929 roku) działały nieizobaryczne zasobniki pary Ruthsa w liczbie 16 o pojemności 312,5 m³ każdy (łączna pojemność 5000 m³). Zasobniki były ładowane parą z turbiny przeciwprężnej, a w okresie szczytu para z zasobników zasilala dwie turbiny kondensacyjne [1]. W [1] przedstawiono także przykład zastosowania zasobników wody zasilającej w celu pokrywania szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną bloku energetycznego o mocy 150 MW. Zasobnik o objętości 2000 m³ gromadził wodę gorącą i chłodną o parametrach 7 MPa, 242/47°C. System akumulowania wody zasilającej pozwalał zwiększyć moc bloku o 13,5% w okresie trzech godzin. Sprawność akumulacji była na poziomie 95%.

W [8] opisano wyniki badań symulacyjnych bloku 360 MW z zasobnikami ciepła w niskoprężnej części regeneracji. Moc kotła w czasie ładowania i rozładowania zasobników była jednakowa i równa mocy znamionowej. Układ regeneracji niskoprężnej tworzyły cztery podgrzewacze, w których następowało

podgrzanie kondensatu do temperatury 153°C. Rozpatrywano trzy warianty ładowania zasobnika ciepła: podstawowy z wylotu ostatniego (czwartego) podgrzewacza regeneracyjnego, z wylotu przedostatniego podgrzewacza regeneracyjnego oraz z wylotu drugiego w kolejności podgrzewacza. W tym ostatnim przypadku przyrost mocy w stosunku do mocy znamionowej bloku był symboliczny i wynosił tylko 0,5%. W przypadku podstawowym uzyskano przyrost mocy na poziomie 3,5%. Wariant pośredni (pobór podgrzanego kondensatu z trzeciego podgrzewacza) zapewniał przyrost mocy szczytowej w wysokości 2% [8].

Analiza termodynamiczna zastosowania zasobników ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloku energetycznego

Na rysunku 4 przedstawiono uproszczony schemat ideowy bloku energetycznego przystosowanego do pracy z zasobnikiem ciepła współpracującym z zespołem niskoprężnych podgrzewaczy regeneracyjnych. Regenerację niskoprężną stanowi zespół czterech podgrzewaczy, ostatni zasilany z części niskoprężnej turbiny, a pozostałe trzy z części średnioprężnej turbiny [16]. Podgrzany kondensat w niskoprężnej części regeneracji doprowadza się do odgazowywacza umieszczonego nad zbiornikiem wody zasilającej. Zasobnik wody zasilającej jest umieszczony na obejściu regeneracji niskoprężnej. Zimny kondensat doprowadza się do zasobnika sprzed pierwszego niskoprężnego podgrzewacza regeneracyjnego. Podgrzany kondensat jest pobierany do zasobnika z ostatniego niskoprężnego podgrzewacza regeneracyjnego. W uproszczeniu przyjęto jeden podgrzewacz mieszkankowy zasilany parą o średniej entalpii [16].



Rys. 4. Uproszczony schemat ideowy bloku energetycznego z podgrzewaczem regeneracyjnym mieszkankowym i zasobnikiem ciepła wody zasilającej

PRM – podgrzewacz regeneracyjny mieszkankowy, Z – zasobnik wody zasilającej, \dot{G}_1 – strumień pary świeżej, \dot{G}_u – strumień pary upustowej, \dot{G}_{sk} – strumień pary wylotowej do skraplacza

Przyjmując założenie o stabilnej pracy kotła w okresie doby, co jest równoznaczne z przyjęciem założenia o zachowaniu obciążenia bloku na średnim w ciągu doby obciążeniu \bar{N}_{el} , można napisać:

$$(\bar{N}_{el} + \Delta N_{el s})\tau_s + (\bar{N}_{el} - |\Delta N_{el d}|)\tau_d = \bar{N}_{el}(\tau_s + \tau_d) \quad (1)$$

skąd:

$$\frac{\Delta N_{el s}}{|\Delta N_{el d}|} = \frac{\tau_d}{\tau_s} \quad (2)$$

gdzie:

- \bar{N}_{el} – średnie dobowe obciążenie bloku energetycznego,
- $\Delta N_{el s}$ – przyrost mocy elektrycznej bloku w okresie szczytu w systemie elektroenergetycznym,
- $|\Delta N_{el d}|$ – obniżenie mocy elektrycznej bloku w okresie doliny w systemie elektroenergetycznym,
- τ_s – czas trwania obciążenia szczytowego w systemie elektroenergetycznym,
- τ_d – czas trwania obciążenia dolinowego w systemie elektroenergetycznym.

Pomiędzy strumieniem rozładowania zasobnika (zimny kondensat doprowadzany do dolnej części zasobnika sprzed pierwszego podgrzewacza regeneracyjnego wypiera podgrzany kondensat z zasobnika, który jest doprowadzany do odgazowywacza znajdującego się w górnej części zbiornika wody zasilającej) a strumieniem ładowania zasobnika (w okresie doliny podgrzany kondensat z ostatniego z podgrzewaczy regeneracyjnych jest doprowadzany do górnej części zasobnika wypierając zimny kondensat do miejsca dolotu do układu regeneracji niskoprężnej), zachodzi relacja:

$$\dot{G}_{lad}\tau_d = \dot{G}_{roz}\tau_s \quad (3)$$

skąd:

$$\dot{G}_{lad} = \dot{G}_{roz} \frac{\tau_s}{\tau_d} \quad (4)$$

gdzie:

- \dot{G}_{lad} – strumień podgrzanego kondensatu doprowadzany do zasobnika w okresie doliny,
- \dot{G}_{roz} – strumień podgrzanego kondensatu odprowadzany z zasobnika w okresie szczytu w systemie elektroenergetycznym.

W obu okresach ładowania i rozładowania zmieniająca się ilość podgrzanego kondensatu w zasobniku jest równa liczbowo zmieniającej się ilości zimnego kondensatu. W okresie ładowania kondensat podgrzany wypiera kondensat zimny. W okresie rozładowania kondensat zimny wypiera kondensat gorący z zasobnika.

Analiza zwiększenia przychodów z produkcji szczytowej energii elektrycznej opiera się na założeniu, że w okresie szczytowego zapotrzebowania całkowitemu zamknięciu będą podlegały upusty regeneracji niskoprężnej. Wówczas w okresie doliny należy zwiększyć obciążenie upustu $\Delta \dot{G}_u$ przy zachowaniu następującego warunku (ilość pary upustowej do regeneracji w obu przypadkach, pracy bez zasobnika i z zasobnikiem, pozostaje w okresie doby na tym samym poziomie):

$$\dot{G}_u(\tau_d + \tau_s) = (\dot{G}_u + \Delta \dot{G}_u)\tau_d \quad (5)$$

skąd:

$$\Delta \dot{G}_u = \dot{G}_u \frac{\tau_s}{\tau_d} \quad (6)$$

gdzie:

- \dot{G}_u – strumień pary upustowej do regeneracji,
- $\Delta \dot{G}_u$ – przyrost strumienia pary upustowej w okresie obciążenia dolinowego.

Przyrost produkcji szczytowej energii elektrycznej wynika ze wzoru:

$$\Delta E_{el s} = \dot{G}_u (i_u - i_{sk}) \eta_{me} \tau_s \quad (7)$$

gdzie

i_u – entalpia właściwa pary upustowej,

i_{sk} – entalpia właściwa pary odprowadzanego do skraplacza,

η_{me} – sprawność elektromechaniczna zespołu turbiny parowej i generatora.

Zmniejszenie produkcji dolinowej energii elektrycznej wynosi tyle samo:

$$|-\Delta E_{el d}| = \Delta \dot{G}_u (i_u - i_{sk}) \eta_{me} \tau_d \quad (8)$$

Natomiast stosunek wzrostu mocy szczytowej do ubytku mocy dolinowej podlega zależności (2).

Przyrost przychodów uzyskany ze sprzedaży energii elektrycznej uzyskany dzięki zastosowaniu zasobnika:

$$\Delta P = (\Delta E_{el s} k_{el s} - |-\Delta E_{el d}| k_{el d}) (1 - \varepsilon_{el}) \quad (9)$$

gdzie:

ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych bloku energetycznego,

$k_{el s}, k_{el d}$ – cena sprzedaży elektryczności odpowiednio w szczycie i dolinie systemu elektrycznego.

Przychody z produkcji energii elektrycznej na strumieniu regeneracyjnym w przypadku pracy bez zasobnika ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej:

$$P = \dot{G}_u (i - i_u) \eta_{me} (\tau_s k_{el s} + \tau_d k_{el d}) (1 - \varepsilon_{el}) \quad (10)$$

skąd:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{1 - \frac{k_{el d}}{k_{el s}} \frac{i_u - i_{sk}}{i - i_{sk}}}{1 + \frac{k_{el d} \tau_d}{k_{el s} \tau_s} \frac{i - i_{sk}}{i - i_{sk}}} \quad (11)$$

gdzie i oznacza entalpię właściwą pary świeżej.

Przyjmując, że stosunek spadków entalpii wynosi ok. 0,59 [16], a średnioważony z obu szczytów – dopołudniowego i popołudniowego, stosunek cen sprzedaży energii elektrycznej szczytowej do dolinowej ma wartość 2,35 (rys. 1) otrzymuje się dla okresu zimowego $\Delta P/P$ około 22,5%.

Podstawą do wyznaczania objętości zasobnika jest wykres strumieni ładowania i rozładowania zasobnika (rys. 5 – górna część). W okresie rozładowania zasobnika następuje zamknięcie upustów regeneracji niskoprężnej, a zmagazynowana woda zasilająca jest transportowana poprzez odgazowywacz do zbiornika wody zasilającej. Tak więc strumień \dot{G}_{roz} gorącej wody zasilającej jest równy strumieniowi kondensatu za ostatnim niskoprężnym podgrzewaczem regeneracyjnym. Strumień \dot{G}_{lad} zimnego kondensatu doprowadzanego do zasobnika wynika z relacji (4).

Przyrost lub ubytek czynnika akumulowanego w zasobniku jest obliczany z równania:

$$\Delta G = \int_{\tau_p}^{\tau_k} \dot{G} d\tau \quad (12)$$

gdzie:

ΔG – zmiana ilości czynnika akumulowanego w zasobniku,

\dot{G} – strumień ładowania lub rozładowania zasobnika,

τ_p, τ_k – czas początku i końca ładowania lub rozładowania zasobnika.

Wartości ekstremalne wynikające z równania (12) służą do wyznaczenia niezbędnej nadwyżki czynnika akumulowanego [11]:

$$S = \Delta G_{max} - \Delta G_{min} \quad (13)$$

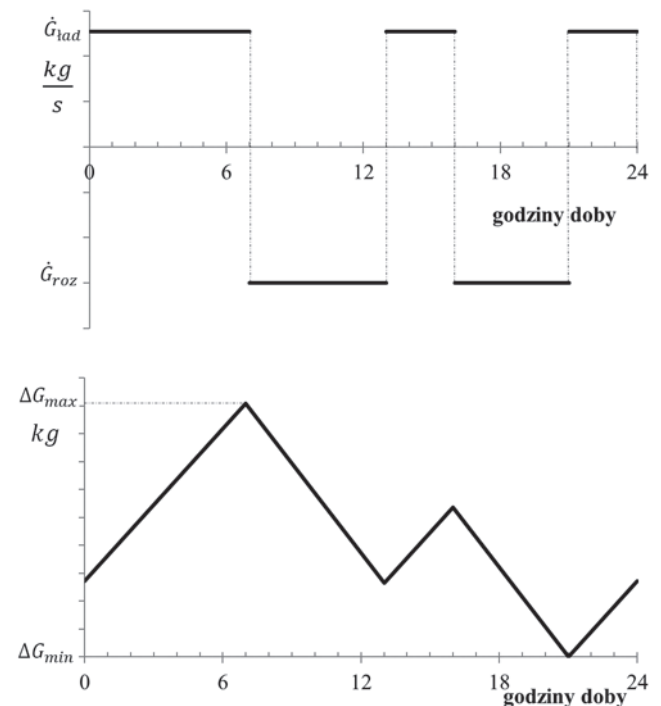
Objętość V_z zasobnika wynika z równania:

$$V_z = \frac{S}{g_z} \quad (14)$$

gdzie g_z oznacza jednostkową zdolność akumulacyjną zasobnika; w przypadku zasobnika wody zasilającej będzie to gęstość wody wyznaczana dla średniej temperatury panującej w zasobniku wody zasilającej.

Przyjmując przykładowo $\dot{G}_{roz} = 150$ kg/s, $\tau_s = 11$ h, $\tau_d = 13$ h oraz parametry wody zasilającej 0,6 MPa i temperatury: 51°C przed regeneracją niskoprężną oraz 147°C za regeneracją niskoprężną otrzymuje się według wzoru (14) $V_z = 4800$ m³.

Strumieniowi rozładowania $\dot{G}_{roz} = 150$ kg/s wody zasilającej podgrzewanej od 51°C do 147°C odpowiada strumień pary upustowej $\dot{G}_u = 25,9$ kg/s o średniej entalpii 2870 kJ/kg [16], co przy rozprężaniu do ciśnienia panującego w skraplaczu daje przyrost mocy szczytowej około 10 MW. Stanowi to w stosunku do mocy znamionowej bloku „200” około 5%. Uzyskany wynik znajduje potwierdzenie w [4,5,8]. Również analiza opublikowana w bieżącym roku w [13] i dotycząca krajowego systemu elektroenergetycznego potwierdza skuteczność zastosowania zasobników ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloków 200 MW.



Rys. 5. Wykres strumieni ładowania i rozładowania zasobnika oraz wykres przyrostów czynnika akumulacyjnego w zasobniku

Podsumowanie

Akumulacja ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloków energetycznych stanowi efektywny sposób zapewnienia stabilnych warunków pracy kotła przy zmiennym obciążeniu elektrycznym bloku. Zastosowanie zasobników wody zasilającej wpływa na zwiększenie elastyczności eksploatacyjnej boków energetycznych i poprawia ich regulacyjność.

Zastosowanie akumulacji ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej podszczytowego bloku 200 MW, obok poprawy elastyczności ruchowej bloku prowadzi do wzrostu o około 5% mocy szczytowej bloku. Wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej dodatkowo dzięki zastosowaniu zasobnika wody zasilającej w układzie regeneracji niskoprężnej wyniósłby około 22,5% w stosunku do szczytowej energii elektrycznej wyprodukowanej na strumieniu pary do regeneracji niskoprężnej w układzie bez zasobnika.

Układy zasobników ciepła dostosowanych do pracy w układzie regeneracji niskoprężnej są dostępne na rynku [4,5,8]. Nakłady inwestycyjne na zasobniki ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej bloków energetycznych są znacznie niższe od innych sposobów pokrywania zapotrzebowania na szczytową energię elektryczną (około pięciokrotnie niższe w porównaniu z kosztami baterii akumulatorów i około trzykrotnie niższe w stosunku do elektrowni szczytowo-pompowych i elektrowni akumulacyjnych ze zbiornikami sprężonego powietrza [5]).

PIŚMIENNICTWO

- [1] Beckmann G., Gilli P.V: Thermal energy storage. Springer – Verlag, Wien 1984.
- [2] Bołdyriew W.M.: Maniewriennye AES s akumulatorami tiepla. Atomnaja Energiya T.51, wyp.3, IX. 1981.
- [3] Domański R.: Magazynowanie energii cieplnej. PWN, Warszawa 1990.

- [4] Henderson C.: Increasing the flexibility of coal-fired power plants. IEA Clean Coal Centre 2014. Informacja internetowa 2015.
- [5] Integrated Service Solutions. Peak Power. Cost-effective thermal energy storage. Alstom. Informacja internetowa 2015.
- [6] Ministerstwo Energii. Innowacje dla energetyki. Kierunki rozwoju innowacji energetycznych. Maj 2017.
- [7] Paska J., Kłos M.: Urządzenia i układy do magazynowania energii elektrycznej. Materiały Seminarium „Elektroenergetyka wiatrowa i zasobniki energii”. Polski Komitet Naukowo-Techniczny FSNT NOT Gospodarki Energetycznej. Warszawa 2009.
- [8] Portacha J.: Badania energetyczne układów ciepłych elektrowni i elektrociepłowni. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2002.
- [9] Schuele V., Bierewirtz F., Renjewski D., Clement O.: Hybrid or Flexible – Integrated approach for renewable integration. Alstom. Power Plant Symposium 2012. Informacja internetowa 2015.
- [10] Szargut J.: Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w szczytowych elektrowniach akumulacyjnych. *Gospodarka Paliwami i Energią* 1980, nr 3.
- [11] Szargut J., Ziębik A.: Podstawy energetyki cieplnej. PWN, Warszawa 2000.
- [12] Szargut J.: Produkcja szczytowej energii elektrycznej dzięki akumulacji ciepła w elektrociepłowni. *Energetyka* 1992, nr 3.
- [13] Taler J., i in.: Enhancement of power unit flexibility using pressure accumulation of hot water. *Rynek Energii* 2017, nr 1.
- [14] Ziębik A., Zuwała J.: Analiza techniczno-ekonomiczna zastosowania zasobnika ciepła w elektrociepłowni z turbiną przeciwną w celu maksymalizacji produkcji szczytowej energii elektrycznej. *Gospodarka Paliwami i Energią*, 2000, nr 2.
- [15] Ziębik A.: Podstawy gospodarki energetycznej. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1997.
- [16] Ziębik A., Szega M. i in.: Identyfikacja i opracowanie algorytmów kontroli bilansów substancji i energii bloku energetycznego nr 9. Praca naukowo-badawcza NB-171/RIE-6/1999 na zamówienie *Elektrowni Łaziska*. Gliwice, wrzesień 2000.



**KONFERENCJA NAUKOWA
III SYMPOZJUM HISTORIA ELEKTRYKI SEP**

Wrocław, 16-17 listopada 2017

Więcej informacji na stronie: www.historiasep2017.pl