

Ludwik CWYNAR, Mirosław KRUPA, Marek PRONOBIS

Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
Politechnika Śląska, Gliwice

KIERUNKI, KRYTERIA I PRZYKŁADY MODERNIZACJI KOTŁÓW OPRACOWANYCH PRZY UDZIALE INSTYTUTU MASZYN I URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH

Streszczenie. W pracy omówiono kierunki i kryteria modernizacji urządzeń kotłowych oraz podano przykłady praktycznych rozwiązań. Bardziej szczegółowo przedstawiono zasadę doboru optymalnej temperatury spalin wylotowych. Scharakteryzowano działania dotyczące modernizacji w zakresie procesów przygotowania węgla, przemiału i spalania pyłu z minimalnym szkodliwym oddziaływaniem na środowisko, przy zwróceniu uwagi na konieczność prowadzenia badań dotyczących uniknięcia zagrożeń w postaci np. korozji wysoko- i niskotemperaturowej. Podkreślono potrzebę takiego usprawnienia potencjału wytwórczego, które zapewni nie tylko odtworzenie mocy, ale również wzrost sprawności, niezawodności, elastyczności i regulacyjności urządzeń.

DIRECTIONS, CRITERIA AND EXAMPLES OF BOILER MODERNIZATION WORKED OUT IN THE INSTITUTE OF POWER MACHINERY

Summary. The paper presents directions and criteria of the modernization of the boilers as well as the examples of practical realizations. The method of optimal determination of the flue gas outlet temperature has been characterized more exactly. The problems of coal preparation and low-NO_x combustion of the pulverized coal emphasizing the environment protection, have been presented. The necessity of the retrofit of energy production systems aiming not only at the simple reconstruction, but the effectivity, reliability and regulation quality improvement has been emphasized.

DIE RICHTUNGEN UND KRITERIEN DER IM INSTITUT FÜR ENERGETISCHE MASCHINEN UND ANLAGEN DURCHGEFÜHRTEN KESSELMODERNISATIONEN

Zusammenfassung. Die Arbeit enthält die Richtungen und Kriterien der Modernisierung von Kesseln. Das Prinzip der Optimierung der Abgastemperatur ist genauer dargestellt worden. Die Probleme der Kohleaufbereitung und emissionsarmer Kohlenstaubverbrennung wurden besprochen. Die Beispiele der praktischen Realisierung der Modernisationsprojekte wurden gezeigt. Es wurde betont, daß die Verbesserung der Kraftwirtschaftssysteme soll nicht nur die simple Rekonstruktion, aber auch Qualitätszunahme in den Bereichen von Wirkungsgrad, Dauerfestigkeit und Regulierung umfassen.

1. Wprowadzenie

W latach 1960 – 1975 nastąpił intensywny rozwój energetyki. Odnotować należy duże przyrosty mocy wytwórczych oparte na nowoczesnych blokach energetycznych (120 i 200 MW) w elektrowniach zawodowych i lokalnych elektrociepłowniach. Główną uwagę poświęcano wówczas zagadnieniom ekonomicznej i niezawodnej pracy urządzeń [1, 2].

Doskonalenie rozwiązań urządzeń zarówno w fazie prac projektowo-konstrukcyjnych, jak i eksploatacji szło w kierunku optymalnych warunków spalania pyłu węglowego w paleniskach kotłowych i rozwiązań powierzchni ogrzewalnych pod względem długotrwałej, bezawaryjnej eksploatacji. Prowadzone modernizacje kotłów miały na celu w większości przypadków:

- intensyfikację procesu spalania pyłu węglowego,
- dostosowanie układów i powierzchni wymiany ciepła do aktualnych warunków paliwowych,
- poprawę sprawności wytwarzania,
- dostosowanie urządzeń do niezawodnej i elastycznej pracy w warunkach ustalonych i nieustalonych.

Trzeba, niestety, stwierdzić, że w poczynaniach tych (zarówno projektowo-konstrukcyjnych, jak i modernizacyjnych) nie brano w należyтым stopniu pod uwagę zagadnień proekologicznych. Nie zgłębiając przyczyn tego stanu, trzeba stwierdzić, że przyniosło to określone nieprawidłowości.

Urządzenia wprowadzone do eksploatacji w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych przepracowały już 20 – 35 lat; są w dużym stopniu zużyte technicznie i moralnie.

Uświadomienie konieczności działań proekologicznych miało decydujący wpływ na wybór właściwych kierunków modernizacji kotłów. Dotyczy to prze-

de wszystkim zmian w zakresie organizacji procesu spalania paliw. Pociąga to za sobą również konieczność innych zmian w kotle.

Program rozwoju zakładów wytwarzania energii, wynikający z uwarunkowań paliwowych kraju, przewiduje dominujące znaczenie węglowych elektrowni ciepłych w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą. Powyższe odnosi się nie tylko do obecnej sytuacji, ale również do dającej się przewidzieć przyszłości, zwłaszcza że uległo znacznemu opóźnieniu wprowadzenie elektrowni jądrowych [3].

Ograniczone ostatnio przyrosty nowej mocy w energetyce powodują, że w najbliższych latach produkcja energii elektrycznej i ciepłej w Polsce bazować będzie głównie na istniejącym potencjale wytwórczym. Biorąc pod uwagę znaczne zużycie urządzeń, zwłaszcza kotłów, dalsza eksploatacja bez istotnych działań modernizacyjnych doprowadziłaby do:

- trwałego obniżenia wydajności, dyspozycyjności i sprawności wytwarzania,
- znacznego wzrostu kosztów utrzymania.

Już za kilka lat eksploatacja byłaby w ogóle niemożliwa ze względu na wymagania ekologiczne. Wyeliminowanie z eksploatacji tych urządzeń wymagałoby budowy nowych elektrowni i elektrociepłowni, co wiąże się z ogromnymi inwestycjami, przekraczającymi obecne możliwości ekonomiczne kraju. Doświadczenia światowe wykazują, że instalowanie nowych mocy wymaga zdecydowanie wyższych nakładów, aniżeli uzyskanie takich samych efektów drogą zabiegów rekonstrukcyjno-modernizacyjnych, przedłużających żywotność urządzeń o kolejny cykl produkcyjny i poprawiających wskaźniki wytwarzania. Wynika to z faktu, że koszty podstawowych urządzeń decydujących o nowoczesności rozwiązań stanowią ok. 1/3 całkowitych nakładów nowych elektrowni czy elektrociepłowni. Podczas modernizacji znaczną część urządzeń można adaptować do nowych rozwiązań. Nie bez znaczenia jest też znaczne skrócenie czasu odtwarzania mocy [2].

Jak z tego widać, technologie węglowe, usprawnione w zakresie wskaźników wytwarzania i zabezpieczone przed ujemnym wpływem na środowisko naturalne, stanowią wariant bez alternatywy [3, 4, 5].

2. Podstawowe kierunki modernizacji kotłów

Podstawowymi kierunkami (celami) modernizacji kotłów są:

- odtworzenie (lub wzrost) wydajności z poprawą niezawodności pracy urządzeń oraz ich elastyczności,
- poprawa ekonomii wytwarzania energii poprzez modernizację lub wymianę urządzeń na sprawniejsze,
- zastosowanie rozwiązań zapewniających zdecydowane zmniejszenie uciążliwości elektrowni dla otoczenia.

W konkretnych przypadkach modernizacja ma spełnić jednocześnie więcej niż jeden z wymienionych celów; zawsze jednak muszą być podjęte działania proekologiczne.

Odtworzenie wydajności kotła często stanowi główną przyczynę podjęcia działań inwestycyjnych i jest prowadzone wszędzie tam, gdzie trwałość elementów urządzeń jest bliska wyczerpaniu. Decyzja taka każdorazowo powinna wynikać z dokładnej oceny stanu technicznego urządzeń (zużycia eksploatacyjnego) i skrupulatnie przeprowadzonych analiz efektywności przedsięwzięcia inwestycyjnego.

Pragniemy jednocześnie zwrócić uwagę, że remonty prowadzone na zasadzie odtworzenia istniejących elementów kotłów (bez modernizacji), mające istotny wpływ na utrzymanie dyspozycyjności urządzeń, nie powodują wzrostu sprawności wytwarzania (poza zyskami związanymi z wyłączeniami awaryjnymi). Nie eliminują także niedociągnięć projektowo-konstrukcyjnych [6]. Nie można powiedzieć, że kotły budowane 20 – 30 lat temu były niewłaściwie rozwiązane. Były one zaprojektowane i zbudowane przy uwzględnieniu techniki kotłowej z tamtych lat i odpowiednich charakterystyk paliwa.

Dzięki prowadzonym pracom badawczym nastąpił od tego czasu duży postęp w budowie kotłów, rozwinięte zostały również nowe technologie spalania. Wprowadzane ostatnio w kotłach pyłowych palniki o obniżonej emisji tlenków azotu wymagają przeprowadzenia modernizacji układów młynowo-paleniskowych. W celu zapewnienia zwiększonych wymagań co do jakości przemiału konieczna staje się modernizacja wykorzystywanych młynów węglowych i zastosowanie odsiewaczy nowej generacji, umożliwiających uzyskanie znacznie drobniejszego pyłu [7]. Modernizacje takie prowadzą w większości przypadków do konieczności korekty powierzchni ogrzewalnych.

Przy okazji modernizacji kotłów należy przewidywać również usprawnienia lub wręcz wymianę aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki, co ma istotny wpływ na zmniejszenie późniejszych kosztów eksploatacji. Warto także wspomnieć, że modernizowane kotły powinny być w maksymalnym stopniu przystosowane do poprawnej pracy w stanach nieustalonych (np. rozruch), co ma duży wpływ na żywotność określonych elementów.

W wielu przypadkach należy zlikwidować stare wyeksploatowane urządzenia, zapewniając zaspokojenie potrzeb na energię z innych źródeł (po odpowiedniej analizie techniczno-ekonomicznej).

Poprawę sprawności kotłów można osiągnąć głównie poprzez obniżenie temperatury spalin wylotowych. Istnieją w tej dziedzinie znaczne możliwości, ponieważ wiele, szczególnie mniejszych i starszych jednostek charakteryzuje się temperaturami spalin wylotowych sięgającymi w skrajnych przypadkach nawet 250–300°C. Również w dużych kotłach temperatury w granicach 170 – 180°C nie należą do rzadkości. Przeprowadzenie modernizacji takich kotłów pozwala na zaoszczędzenie znacznych ilości paliwa oraz poprawę stanu śro-

dowiska poprzez istotne zmniejszenie emisji popiołu do atmosfery. Celowe staje się zastosowanie powierzchni ogrzewalnych o większej intensywności przekazywania ciepła, na ogół bez jednoczesnej przebudowy kanałów spalin. Intensyfikacji podlegać może zarówno wymiana ciepła między spalinami i zewnętrznymi powierzchniami rur, jak i przepływ ciepła od ścianki wewnętrznej do czynnika ogrzewanego. W pierwszym przypadku stosuje się na ogół powierzchnie rozwinięte (ożebrowane), w drugim natomiast rozmaite sposoby powiększenia burzliwości przepływu w rurach [8]. Wdrożenia opracowanych rozwiązań potwierdziły jednoznacznie ich praktyczną przydatność dla podniesienia sprawności i niezawodności kotłów [9].

Podstawowe znaczenie ma dobór najkorzystniejszej, w warunkach danej elektrowni czy ciepłowni, temperatury spalin wylotowych. Wartość ta odpowiada minimum funkcji celu, która opisuje zmiany rocznego kosztu pracy kotła, będące wynikiem modernizacji, w stosunku do jego aktualnego stanu. Funkcja ta ma postać:

$$\Delta K_R = \Delta K_i + \Delta I_j \quad (1)$$

gdzie:

ΔK_i – łączna zmiana kosztów eksploatacji kotła wynikająca z wprowadzenia modernizacji, zł/a,

ΔI_j – łączna zmiana kosztów inwestycyjnych kotła wynikająca z wprowadzenia modernizacji, zł/a.

Najkorzystniejsza dla danego kotła wartość temperatury spalin wylotowych odpowiada minimum ΔK_R . Uzyskany w ten sposób wynik musi być jeszcze zweryfikowany z punktu widzenia zarówno możliwości, jak i opłacalności jego realizacji w warunkach rzeczywistych. Sprowadza się to w pierwszym rzędzie do konieczności dotrzymania, po wprowadzeniu modernizacji, wymaganych parametrów pary świeżej i międzystopniowej w określonym zakresie obciążeń. W zależności od konkretnej sytuacji zmienne niezależne funkcji celu muszą podlegać pewnym ograniczeniom, np.:

$t_{sc \min} > t_r$ – nie wolno dopuścić do występowania temperatur niższych od punktu rosy spalin w elementach kotła i ciągu spalinowego za kotłem aż po wylot z komina. Konieczne jest też wzięcie pod uwagę zmian w rozkładach temperatur wynikających z sezonowych zmian temperatury otoczenia, co prowadzi do konieczności przeanalizowania zakresu zastosowania i rodzaju wstępnego podgrzewu powietrza.

$w_{sp} \leq w_{sp \max}$ – ograniczenie prędkości spalin w dodatkowych powierzchniach kotła z uwagi na erozję popiołową; ograniczenie to jest szczególnie istotne, gdy analiza dotyczy rozbudowy istniejącego kotła i występują ograniczenia lokalizacyjne.

Wielkość ΔK_i jest sumą następujących kosztów:

$$\Delta K_i = \Delta K_b + \Delta K_{ws} + \Delta K_{wp} + \Delta K_{pwz} + \Delta K_{ef} + \Delta K_z + \Delta K_{od} + \Delta K_{sr} \quad (2)$$

gdzie:

- ΔK_b – zmiana kosztu paliwa, zł/a,
- ΔK_{ws} – zmiana kosztów eksploatacji wentylatorów spalin, zł/a,
- ΔK_{wp} – zmiana kosztów eksploatacji wentylatorów powietrza, zł/a,
- ΔK_{pwz} – zmiana kosztów eksploatacji pomp wody zasilającej, zł/a,
- ΔK_{ef} – zmiana kosztów eksploatacji odpylaczy, zł/a,
- ΔK_z – zmiana kosztów eksploatacji zdmuchiwalcy popiołu, zł/a,
- ΔK_{od} – koszt dodatkowych odstawiń kotła w ciągu roku, zł/a,
- ΔK_{sr} – zmiana kosztów korzystania ze środowiska, zł/a.

Zmiana kosztów inwestycyjnych kotła wynikająca z wprowadzenia modernizacji składa się z następujących wielkości:

$$\Delta I_j = \Delta I_c + \Delta I_p + \Delta I_z \quad (3)$$

gdzie:

- ΔI_c – roczny udział nakładów inwestycyjnych na zabudowę i remonty dodatkowych powierzchni ciśnieniowych, zł/a,
- ΔI_p – roczny udział nakładów inwestycyjnych na zabudowę i remonty dodatkowych powierzchni podgrzewacza powietrza, zł/a,
- ΔI_z – roczny udział nakładów inwestycyjnych na instalację, uruchomienie i remonty dodatkowych zdmuchiwalcy popiołu, zł/a.

Wszystkie wyszczególnione powyżej składniki kosztów mogą przyjmować wartość dodatnią (przyrost) lub ujemną (ubytek).

Należy zauważyć, że również CO_2 trzeba traktować jako substancję szkodliwą (efekt cieplarniany), podlegającą ograniczeniu; stąd poprawa sprawności kotłów ma dodatkowy aspekt ekologiczny.

Nie omawiając najbardziej efektywnego sposobu poprawy sprawności wytwarzania poprzez wprowadzenie lub wzrost skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, stwierdzamy konieczność modernizacji kotłów także z uwagi na pobór i przesył ciepła do innych odbiorców (np. zwiększony poza potrzeby regeneracji pobór pary za częścią WP turbiny wymusza modernizację kotła, zwłaszcza przegrzewacza międzystopniowego).

Rozwiązania zapewniające zmniejszenie uciążliwości elektrowni dla otoczenia

O uciążliwości kotła dla otoczenia decydują w głównej mierze urządzenia paleniskowe oraz urządzenia i systemy oczyszczania spalin. W kotłach ener-

getycznych wszelkie rozwiązania w tym zakresie sprowadzają się do ograniczenia emisji popiołu, dwutlenku siarki oraz tlenków azotu. Dopuszczalne poziomy emisji określa rozporządzenie [10].

Problematykę związaną z wpływem ograniczeń w zakresie emisji SO_2 i pyłu na modernizację kotłów omówiono w [1] i [3]. Szerszego przedstawienia wymagają natomiast zagadnienia modernizacyjne związane z koniecznością ograniczenia emisji NO_x .

W Polsce od 1 stycznia 1998 r., zgodnie z [10], dopuszczalne emisje tlenków azotu (w przeliczeniu na NO_2), odniesione do strumienia energii chemicznej wprowadzonego w paliwie, będą wynosić:

- dla kotłów rusztowych z rusztami mechanicznymi na węgiel kamienny 95 g/GJ,
- dla kotłów pyłowych na węgiel kamienny 170 g/GJ,
- dla kotłów pyłowych na węgiel brunatny 150 g/GJ.

Podstawowymi czynnikami, od których zależy emisja tlenków azotu, są: charakterystyka paliwa i konstrukcja paleniska (określające poziom temperatur, w jakich przebiega spalanie) oraz koncentracja tlenu w początkowym odcinku płomienia.

Metody zmniejszania emisji NO_x można podzielić na: pierwotne, polegające na ograniczeniu powstawania tlenków azotu w palenisku i wtórne – amoniakalne metody oczyszczania spalin za kotłem z tlenków azotu powstałych podczas spalania.

Ograniczając rozważania do kotłów pyłowych, należy stwierdzić, że w ostatnich latach do obniżenia emisji NO_x coraz częściej stosowane są metody pierwotne ze względu na znacznie niższe koszty wprowadzania ich do eksploatacji w porównaniu z metodami wtórnymi. Zmniejszenie emisji tlenków azotu w kotłach energetycznych wymaga zmian organizacji procesu spalania. Jednym z najtańszych i najbardziej efektywnych sposobów osiągnięcia tego celu jest zastosowanie niskoemisyjnych palników pyłowych. W palnikach tych realizowane jest stopniowe spalanie paliwa: części lotne, z których powstaje większa część tlenków azotu, są spalane przy małej ilości powietrza pierwotnego, natomiast większą ilość powietrza do spalania doprowadza się w postaci powietrza wtórnego poza obszarem intensywnego tworzenia się NO_x . Powoduje to jednak pogorszenie wypalenia pyłu i wzrost zawartości części palnych w popiele lotnym. Można temu skutecznie przeciwdziałać m. in. przez drobniejsze zmielenie węgla.

Zdecydowana większość młynów średniobieżnych miażdżących, stosowanych do przemiału węgla w krajowej energetyce, zwłaszcza węgla o dużej zawartości części lotnych, jest wyposażona w statyczne odsiewacze odśrodkowe. Z pomiarów eksploatacyjnych młynów pierścieniowo-kulowych wynika, że przy wykorzystywanych do niedawna rozwiązaniach konstrukcyjnych od-

siewaczy, pył uzyskiwany z tych młynów był stosunkowo gruby, zwłaszcza przy stosowaniu dużej wentylacji.

Dla większości kotłów pyłowych na węgiel kamienny, w których instalowane są palniki niskoemisyjne, wymagana jest poprawa jakości przemiału do poziomu: $R_{0,09} \leq 20\%$ i $R_{0,20} \leq 2\%$. Osiągnięcie takiej granulacji pyłu jest możliwe przy zastosowaniu nowej generacji odsiewaczy statycznych o zmiennej konstrukcji i powiększonej objętości. Separatory takie, zaprojektowane przez Fabrykę Palenisk Mechanicznych S.A. w Mikołowie, stosowane są już w kilku krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach (np. w El. Łagisza, El. Siersza, El. Dolna Odra, El. Jaworzno III, EC Białystok, EC Bydgoszcz). Badania potwierdziły ich skuteczność. Pył z tych odsiewaczy charakteryzuje się wyższą liczbą polidispersji, co przy tej samej pozostałości $R_{0,09}$ oznacza mniejszy udział ziaren grubszych w pyłe (mniejsza wartość $R_{0,20}$).

W celu osiągnięcia drobniejszego przemiału ($R_{0,09} = 10 - 15\%$) młyny powinny być wyposażone w odsiewacze dynamiczne. Zaletami takich odsiewaczy są: duża zdolność rozdzielcza, szybka i łatwa regulacja, szeroki zakres uzyskiwanej jakości przemiału oraz możliwość osiągnięcia w miarę równomiernego rozdziału pyłu na poszczególne rurociągi wprost za odsiewaczem, bez stosowania kosztownych rozdzielaczy i zwężek dławiących, wyrównujących opory przepływu. W stosunku do odsiewacza statycznego odsiewacz dynamiczny wymaga jednak dodatkowej energii do napędu wirnika i stwarza większe opory przepływu. Ponadto, z powodu złożonej konstrukcji separatora, zmniejsza się pewność ruchowa młyna.

Należy wyraźnie podkreślić, że istnieje ścisły związek między wydajnością młyna i jakością przemiału. Przy znacznej poprawie jakości przemiału zwiększa się krotność cyrkulacji węgla w młynie, stopień zapełnienia młyna i jego opory przepływu. Obniża się przy tym maksymalna wydajność młyna. Aby uniknąć ograniczenia wydajności kotła, poprawa jakości przemiału musi się często wiązać z modernizacją układu mielącego. Trzeba tu zaznaczyć, że koszty związane z wymianą odsiewacza i zespołu mielącego są niewiele większe od kosztów kapitalnego remontu młyna.

Przy równoczesnym ograniczeniu wentylacji młynów, wynikającym z wymagań palników niskoemisyjnych, przy modernizacji instalacji młynowej szczegółowej analizie wymaga także dobór przekrojów pierścieni przelotowych na wlocie czynnika suszącego do młynów (dobór prędkości przepływu) i prędkości mieszaniny pyłowo-powietrznej w rurociągach do palników.

Przykłady modernizacji młynów, wynikających z potrzeby obniżenia emisji tlenków azotu, przedstawiono szeroko w [7].

Jednym z negatywnych aspektów stosowania pierwotnych metod obniżania emisji tlenków azotu jest poważny wzrost zagrożeń związanych z korozją ekranów komór paleniskowych. Jak wykazują badania przeprowadzone w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej [11, 12],

lokalne występowanie stref o silnie redukcyjnej atmosferze powoduje osadzenie się składników palnych w osadach pokrywających ściany paleniska, a to może w znacznym stopniu intensyfikować procesy wysokotemperaturowej korozji siarczanowo-siarczkowej i chlorkowej.

3. Przykłady modernizacji kotłów opracowanych przy udziale Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej

3.1. Modernizacja kotłów OP 380 w Elektrowni Łagisza

Badania kotłów i doświadczenia eksploatacyjne El. Łagisza wykazały, że kotły te w pierwotnym wykonaniu miały wiele wad. Można tu wymienić [13 ÷ 17]:

- niską temperaturę podgrzewu powietrza, a przez to dużą wentylację młynów i znaczne pogorszenie jakości przemiału,
- słabą stabilizację płomienia i przez to wysokie techniczne minimum obciążenia,
- przekroczenia dopuszczalnej temperatury pary przegrzanej za niektórymi stopniami przegrzewacza,
- dużą erozję przewodów pyłowych i powierzchni ogrzewalnych w ciągu konwekcyjnym kotła, zwłaszcza podgrzewacza wody,
- dużą nierównomierność temperatur spalin na szerokości kotła, zwłaszcza przed podgrzewaczem powietrza i zróżnicowanie temperatur podgrzanego powietrza po lewej i prawej stronie kotła.

Przez ponad 30 lat eksploatacji elektrowni uległo zmianie paliwo, którym opalane są kotły OP-380. Zmieniły się także warunki pracy kotłów w związku ze stosowanym poborem pary sprzed przegrzewacza międzystopniowego na cele ciepłownicze. Konieczność wymiany zużytych elementów stworzyła możliwość przeprowadzenia zasadniczej rekonstrukcji kotłów przy niewielkich dodatkowych kosztach w stosunku do kosztów remontów odtworzeniowych.

W celu usunięcia niedoskonałości projektowych, przystosowania kotłów do aktualnych warunków eksploatacji, zmniejszenia emisji tlenków azotu do poziomu wymaganego po 1997 r., obniżenia awaryjności kotła oraz zmniejszenia nierównomierności i wyeliminowania przekroczeń temperatury w poszczególnych stopniach przegrzewacza, w stosunku do rozwiązania licencyjnego wprowadzono następujące usprawnienia:

a. W zakresie przegrzewacza pary świeżej dokonano:

- wycięto dwie skrajne grodzie, w których przyrost temperatury pary był nieznaczny,

- zmniejszono powierzchnię ogrzewalną pozostałych 12 grodzi o 25% przez wycięcie połowy przedniego płata grodzi,
 - wycięto skrajne rury komunikacyjne, łączące komorę wylotową I stopnia z bocznymi komorami wlotowymi przegrzewacza grodziowego i zainstalowano indywidualne schładzacz na pozostałych rurach komunikacyjnych,
 - zmieniono przebieg rurociągów łączących wtryskowe schładzacz pary za grodziami z komorą wlotową III stopnia przegrzewacza, tak aby para z każdego schładzacza kierowana była w całości na jedną stronę kotła. Wydzielenie strug pary po lewej i prawej stronie w III stopniu przegrzewacza umożliwiła różnicowanie strumieni wody wtryskowej przy wystąpieniu asymetrii obciążenia cieplnego,
 - zmieniono miejsca pomiarów temperatur pary za przegrzewaczem III stopnia, wykorzystywane jako impulsy do regulacji ilości wody wtryskiwanej do schładzaczy za grodziami.
- b. W celu wyeliminowania erozji popiołowej w obrębie kanału obejściowego oraz nierównomierności temperatur spalin i temperatur podgrzanego powietrza na szerokości kotła zlikwidowano kanał obejściowy, zainstalowano przegrzewacz międzystopniowy na całej szerokości II ciągu kotła, zlikwidowano II stopień podgrzewacza wody, zainstalowany pierwotnie w kanale obejściowym przegrzewacza międzystopniowego, zastosowano zmodernizowany, jednostopniowy podgrzewacz wody usytuowany na całej szerokości kotła.
- c. Celem poprawienia własności regulacyjnych przegrzewacza międzystopniowego wprowadzono podział przegrzewacza pary wtórnej na dwa stopnie i zainstalowano między nimi schładzacz wtryskowy.
- d. Zastosowano 12 palników HTNR o powiększonej mocy cieplnej w stosunku do dotychczasowych 24 palników typu NRS; uprościł się przy tym układ przewodów mieszaniny pyłowo-powietrznej.
- e. W celu utrzymania strat paleniskowych na dotychczasowym poziomie przy zastosowaniu palników niskoemisyjnych i pracy kotła przy niskim nadmiarze powietrza w komorze paleniskowej konieczna była znaczna poprawa jakości przemiału. Aby to osiągnąć, w młynach EM-70 zastosowano zmodernizowane odsiewacze nowej generacji. Ponieważ z poprawą jakości przemiału wiąże się ograniczenie maksymalnej wydajności młyna, modernizacje młynów ograniczono do koniecznego minimum. W celu uzyskania emisji NO_x poniżej 170 g/GJ, przy jednoczesnym utrzymaniu nominalnej wydajności kotła wystarczyło wyposażyć w nowe separatory młyny zasilające górny rząd palników.
- f. Aby podnieść temperaturę powietrza przed regeneracyjnymi obrotowymi podgrzewaczami, zastosowano wstępne podgrzewacze parowe zamiast dotychczas stosowanej recyrkulacji gorącego powietrza. Układ taki charakte-

ryzuje się dużą niezawodnością, zaś wykorzystanie do podgrzewu powietrza pary z upustu o niskich parametrach podnosi sprawność obiegu.

- g. W celu zapewnienia odpowiedniej regulacji temperatury czynnika suszącego przed młynem (zwłaszcza przy spalaniu węgla o małej wilgotności) konieczna stała się odbudowa zlikwidowanych wcześniej przewodów zimnego powietrza do młynów.

3.2. Modernizacja kotłów OP 650 w Elektrownia Łaziska

Podczas pracy kotłów OP 650k przy obciążeniu odpowiadającym nominalnej mocy bloku (200 MW) temperatura spalin wylotowych przekracza na ogół 150°C , co jest powodem stosunkowo dużej straty wylotowej. Jednocześnie wymagana temperatura pary międzystopniowej (540°C) jest dotrzymywana jedynie w stosunkowo niewielkim zakresie obciążeń – od 100 do ok. 85%. Jest to spowodowane tym, że kotły te zostały zaprojektowane do spalania węgla o znacznie gorszej charakterystyce niż węgla obecnie spalanych. Przy spalaniu paliwa o większej wartości opałowej i stosowaniu mniejszych nadmiarów powietrza (co jest konieczne dla ograniczenia emisji NO_x), a także przy obniżeniu jądra płomienia w komorze paleniskowej przez zróżnicowanie koncentracji pyłu w strumieniach kierowanych do poszczególnych palników, ilości ciepła przejmowanego w przegrzewaczu międzystopniowym, przy jego konwekcyjnej charakterystyce, są mniejsze. Biorąc pod uwagę, że kotły OP 650k Elektrowni Łaziska na ogół pracują przy obciążeniach niższych od nominalnego, celowe staje się rozbudowanie powierzchni przegrzewacza międzystopniowego dla uzyskania właściwej temperatury pary wtórnej również przy niższych obciążeniach kotła.

W Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych opracowano projekt modernizacji kotłów OP 650k [18] pozwalający na poprawienie ich sprawności przy równoczesnym rozszerzeniu zakresu uzyskiwania nominalnych temperatur pary międzystopniowej. W wyniku przeprowadzonej analizy wybrano wariant modernizacji polegający na powiększeniu powierzchni I stopnia podgrzewacza wody poprzez dobudowanie dodatkowych pęczków rur gładkich w kanale głównym i obejściowym przy jednoczesnym rozbudowaniu o 20% powierzchni 2 stopnia przegrzewacza pary wtórnej. Powiększenie przegrzewacza międzystopniowego pozwoli na rozszerzenie zakresu obciążeń kotła, przy których dotrzymywana jest temperatura pary wtórnej, mimo powiększenia podgrzewacza wody.

Na podstawie przeprowadzonej analizy wykazano celowość zastosowania wstępnego parowego podgrzewu powietrza w celu uniknięcia rosienia w wypełnieniach regeneracyjnych podgrzewaczy obrotowych. Wyznaczono optymalny zakres temperatur podgrzania wstępnego, wymaganego przy niskich obciążeniach kotła oraz w przypadkach znacznego spadku temperatury otoczenia.

3.3. Koncepcja modernizacji kotłów OP 650 - 060 w Elektrowni Jaworzno III

Zastosowanie w kotłach Elektrowni Jaworzno III palników niskoemisyjnych oraz planowane powiększenie mocy maksymalnej bloku do 225 MW spowodowało konieczność przeanalizowania wpływu tych działań na pracę kotła.

Zasadniczym celem wykonanej w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych pracy [19] była ocena rozwiązań przegrzewaczy pary kotłów OP 650-060 oraz wykonanie koncepcji modernizacji prowadzącej do zmniejszenia awaryjności przegrzewaczy, przy jednoczesnym rozszerzeniu zakresu regulacji temperatury pary. Ponadto dokonano oceny możliwości pracy kotła z obciążeniem większym od nominalnego oraz przeanalizowano zakres możliwej poprawy sprawności kotła.

W wyniku przeprowadzonej analizy:

- rozplywu pary w grodziach i poszczególnych węzownicach,
 - warunków chłodzenia węzownic parą,
 - możliwego rozkładu obciążeń cieplnych na szerokości kotła,
- zalecono zmniejszenie liczby grodzi 2 stopnia przegrzewacza pary wtórnej kotła K-4 z 31 do 25 szt, poprzez usunięcie w stosunku do aktualnie istniejącego rozwiązania grodzi nr 1, 3, 5, 27, 29 i 31.

Analiza wykazała, że z uwagi na występujące już obecnie stosunkowo niskie temperatury spalin wylotowych nie jest możliwe poprawienie sprawności kotła poprzez rozbudowę końcowych powierzchni konwekcyjnych.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń stwierdzono, że przy istniejących wielkościach powierzchni ogrzewalnych, po wprowadzeniu palników niskoemisyjnych, nie jest możliwe uzyskanie wymaganych temperatur pary podczas pracy z obciążeniem odpowiadającym mocy bloku 140 MW, a niedogrzaanie pary wtórnej występuje nawet w sytuacji, gdy załączone są oba górne rzędy palników. W celu zapewnienia szerszego niż obecnie zakresu regulacji temperatury pary wtórnej zaproponowano więc powiększenie powierzchni pierwszego stopnia przegrzewacza międzystopniowego. Modernizacja taka pozwala na uzyskanie temperatury pary wtórnej 540°C przy mocy bloku 140 MW i pracujących górnych rzędach palników oraz 531°C przy wykorzystaniu dolnych palników.

Dokonano również oceny możliwości pracy kotła przy wydajności ok. 700 t/h, aby zapewnić moc bloku 225 MW. Analiza rozwiązania parownika kotła i warunków jego pracy pozwala stwierdzić, że obieg wody nie ogranicza zakresu przeciążania bloku. Także instalacja młynowa nie stanowi ograniczenia w przeciążeniu bloku do podanego poziomu.

Wzrost wydajności kotła do ok. 700 t/h powoduje natomiast zwiększenie strumieni wody wtryskowej w stosunku do wielkości występujących przy

obciążeniu nominalnym. Niezależnie od jakości spalanego paliwa kocioł uzyskuje temperaturę pary pierwotnej i wtórnej równą 540°C.

Powiększenie powierzchni ogrzewalnej przegrzewacza międzystopniowego prowadzi do wzrostu strumieni wtrysku do pary wtórnej przy wysokich obciążeniach kotła.

Obliczenia wykazały ponadto, że rozszerzenie zakresu pracy bloków z obciążeń 160 – 200 MW do 225 MW spowoduje zwiększenie ubytków erozyjnych rur o około 24%. Jeżeli kocioł byłby opalany węglem o znacznie mniejszej zawartości popiołu niż dla węgla gwarancyjnego, to wpływ charakterystyki paliwa skompensuje wzrost erozji wynikający z przeciążenia kotła.

3.4. Koncepcja modernizacji kotłów WP 70 w Elektrociepłowni Lublin – Wrotków

Przy aktualnym układzie powierzchni ogrzewalnych w kotłach WP-70 EC Lublin – Wrotków występują nadmierne temperatury spalin wylotowych. Układ przepływowy kotła charakteryzuje się ponadto dużymi oporami przepływu wody w pęczku konwekcyjnym w porównaniu do grodzi, co stwarza konieczność dławienia zwężkami strumieni wody za grodziami w celu wyrównania ciśnień w instalacji.

W Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych zaproponowano modernizację kotłów celem usunięcia powyższych mankamentów [20]. W celu wybrania najkorzystniejszego wariantu modernizacji przeanalizowano następujące przypadki:

Wariant A: stan aktualny kotła – wariant wyjściowy,

Wariant B: zamiana kierunku przepływu wody w istniejącym pęczku konwekcyjnym (zamiana układu współprądowego na przeciwprądowy),

Wariant CP: zainstalowanie dodatkowego pęczka rur gładkich w układzie przestawnym, odbierającego wodę z grodzi za ekranem przednim,

Wariant DP: zainstalowanie dodatkowego pęczka rur opletwowanych w układzie przestawnym, odbierającego wodę z grodzi za ekranem przednim,

Wariant ET: zainstalowanie dodatkowego pęczka rur gładkich w układzie przestawnym, odbierającego wodę z grodzi za ekranem tylnym,

Wariant FT: zainstalowanie dodatkowego pęczka rur opletwowanych w układzie przestawnym, odbierającego wodę z grodzi za ekranem tylnym.

Z przeprowadzonych obliczeń wynikają następujące wnioski:

- a. Zastosowanie odpowiednio rozbudowanego dodatkowego pęczka konwekcyjnego podgrzewającego wodę odbieraną z grodzi pozwala na znaczne obniżenie temperatury spalin wylotowych w kotle. Optymalną wartość tej

temperatury określono opierając się na rachunku ekonomicznym, uwzględniającym silną zmienność obciążeń kotłów w ciągu roku.

- b. Z porównania pęczków rur gładkich i opletkowanych mających zapewnić taki sam przyrost sprawności kotła wynika, że łączna długość rur w pęczku opletkowanym jest o ok. 40% niższa, ponieważ dochodzą dodatkowo (znacznie tańsze) żebra. Obliczenia dowiodły, że pęczek opletkowany ma roczny koszt przekazywania ciepła o 15 – 20% niższy od pęczka rur gładkich. Jest to spowodowane zarówno przez nieco niższy koszt inwestycyjny, jak i mniejsze koszty przetłaczania wody i spalin w pęczku opletkowanym o mniejszej niż w równoważnym pęczku rur gładkich liczbie rzędów rur.
- c. Z porównania mas równoważnych pod względem ilości przekazanego ciepła wymienników z rur gładkich i opletkowanych wynika, że pęczek opletkowany jest o ok. 25% cięższy, jednak po doliczeniu mas ścian kanałów spalin (które w przypadku pęczka opletkowanego są mniejsze) oraz 2 komór zbiorczych, różnica ta maleje do ok. 15%.

3.5. Modernizacja kotłów rusztowych w Elektrociepłowni Powiśle w Warszawie

W EC Powiśle w Warszawie zainstalowane są kotły rusztowe o wydajności 25 i 70 t/h. Kotły te miały niską sprawność, na skutek wysokiej temperatury spalin wylotowych i znacznych przyssań fałszywego powietrza. Zaproponowana modernizacja, która objęła 4 kotły typu OR 25 i jeden OR 70, polegała na zastosowaniu, po raz pierwszy w Polsce, podgrzewaczy wody typu membranowego [9]. Podgrzewacze te zastąpiły stosowane poprzednio pęczki ożebrowanych rur żeliwnych, które ulegały silnemu zanieczyszczeniu popiołem i wykazywały duże opory przepływu po stronie spalin. W efekcie uzyskano znaczną poprawę sprawności oraz wzrost wydajności kotłów przy jednoczesnym obniżeniu oporów przepływu spalin.

Literatura

1. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Kierunki modernizacji kotłów. IV Konferencja „Gospodarka Remontowa Energetyki” GRE’94. Bielsko-Biała 1994. Zeszyty Naukowe WSI w Opolu nr 199, seria: Elektryka z. 38, Opole 1994.
2. Cwynar L., Zembaty W.: Kryteria modernizacji urządzeń wytwarzania energii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Materiały Ogólnopolskiej Konferencji Naukowo-Technicznej „Racjonalizacja Użytkowania Energii i Środowiska”. Porąbka – Kozubnik, czerwiec 1993.
3. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Podstawowe problemy i kryteria modernizacji urządzeń kotłowych. Materiały IX Konferencji z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej” pt.: „Mo-

- dernizacja elektrowni i elektrociepłowni a budowa zakładów przeróbki miałów węgla energetycznego". PAN. Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią. Zakopane 1995.
4. Chmielniak T., Thamm J.: Nowe technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla modernizacji, rekonstrukcji i budowy nowych źródeł. Materiały VII Konferencji Kotłowej „Aktualne problemy budowy i eksploatacji kotłów”. Szczyrk 1994. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, seria Energetyka, z. 120. Gliwice 1994.
 5. Rakowski J.: Czyste technologie wytwarzania energii elektrycznej z węgla. Biuletyn Instytutu Energetyki, Energetyka 1991, nr 11.
 6. Cwynar L., Krupa M.: Modernizacja urządzeń kotłowych dla podniesienia ich dyspozycyjności i sprawności. Materiały Konferencji „Gospodarka Remontowa Energetyki”, Bielsko-Biała 1988.
 7. Krupa M., Bobiec E., Chowaniec G.: Kierunki modernizacji młynów wynikające z potrzeby obniżenia emisji tlenków azotu. Energetyka 1992, nr 10.
 8. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Kotłowe powierzchnie ogrzewalne intensyfikujące przepływ ciepła. Gospodarka Paliwami i Energią 1995, nr 12.
 9. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Opracowanie koncepcji modernizacji kotłów EC Fowiśle. Gliwice 1987 (nie publikowane).
 10. Rozporządzenie Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 12 lutego 1990. Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej nr 15, Warszawa 1990.
 11. Krupa M., Pronobis M.: Wpływ niskoemisyjnego spalania na pracę kotła i układu młynowo-paleniskowego El. Łaziska. Gliwice 1995 (nie publikowane).
 12. Krupa M., Pronobis M.: Wpływ warunków spalania na proces korozji powierzchni ogrzewalnych komory paleniskowej w kotłach OP 650-060 El. Jaworzno III. Gliwice 1996 (nie publikowane).
 13. Koncepcja modernizacji kotła OP 380 Elektrowni Łągisza. Skrócone opracowanie zbiorcze Zakładu Kotłów i Wytwornic Pary Politechniki Śląskiej i Instytutu Energetyki w Warszawie. Gliwice, 1979 (nie publikowane).
 14. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M., Wojnar W.: Koncepcja modernizacji kotła nr 2 w Elektrowni Łągisza dla podniesienia dyspozycyjności i przystosowania do pracy z odprowadzeniem pary na cele ciepłownicze. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Gliwice 1988 (nie publikowane).
 15. Cwynar L.: Wyniki badań i ocena rozwiązania przegrzewacza pary kotła OP-380k. Energetyka 1966, nr 6. Biuletyn Instytutu Energetyki nr 5/6.
 16. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Ocena dotychczasowych usprawnień kotłów nr 1, 2 i 7 w Elektrowni Łągisza i propozycja rozwiązań docelowych. PUP i WPT WIROPOL. Gliwice 1993 (nie publikowane).

17. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Usprawnienia kotłów OP 380 w Elektrowni Łagisza. IV Konferencja „Gospodarka Remontowa Energetyki” GRE’94. Bielsko-Biała 1994. Zeszyty Naukowe WSI w Opolu nr 199, seria: Elektryka z. 38, Opole 1994.
18. Cwynar L., Gaiński J., Krupa M., Pronobis M.: Kompleksowa analiza możliwości poprawy sprawności kotła OP 650k. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Gliwice 1995 (nie publikowane).
19. Cwynar L., Krupa M., Pronobis M.: Ocena rozwiązań przegrzewaczy pary kotłów OP 650-060 El. Jaworzno III i koncepcja ich poprawy dla wyeliminowania awaryjności i rozszerzenia zakresu regulacji temperatury pary. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Gliwice 1995 (nie publikowane).
20. Krupa M., Pronobis M.: Opracowanie koncepcji modernizacji kotłów WP-70 E.C. Lublin-Wrocław. Gliwice 1996 (nie publikowane).

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Edward Kostowski

Wpłynęło do Redakcji: 10. 10. 1996 r.

Abstract

The paper presents directions and criteria of the modernization of power boilers. Basic aims of those modernisations are:

- reconstruction (or growth) of boiler capacity as well as the improvement of the durability of boiler pressure elements,
- increase of the efficiency of energy production,
- decrease of the environmental pollution.

The decisive factor in regard to the improvement of boiler efficiency is the optimization of the flue gas outlet temperature. Objective function of this optimization is the sum of operational and investment costs of the boiler:

$$\Delta K_R = \Delta K_i + \Delta I_j$$

The problems of coal preparation and low-NO_x combustion of the pulverized coal, emphasizing the environment protection have been presented. The necessity of the retrofit of energy production systems aiming not only at the simple reconstruction, but the effectivity, reliability and regulation quality improvement has been emphasized. The examples of actual modernizations made in the Institute have been presented.