

prof. dr hab. inż. Marek Pronobis, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

# Aktualne problemy budowy i eksploatacji kotłów energetycznych

Począwszy od lat 70. XX w. rozwój światowej energetyki, a tym samym również techniki kotłowej, jest w głównej mierze determinowany przez coraz bardziej zaostrzone wymagania w zakresie ochrony środowiska. Początkowo były to wymagania dotyczące „klasycznych” emisji: pyłu, tlenków siarki i azotu, które spowodowały wyeliminowanie z energetyki mniej sprawnych odpylaczy, pojawienie się instalacji odsiarczania spalin oraz technik spalania zapewniających niższą emisję  $SO_x$  i  $NO_x$ . Spektakularnym efektem wyzwań tego okresu stało się powstanie nowej gałęzi kotłów energetycznych opartych na zastosowaniu fluidyzacji. Umożliwiły one spełnienie norm emisji  $SO_x$  i  $NO_x$  bez konieczności budowania dodatkowych instalacji pozakotłowych, zapewniając ponadto większą elastyczność w zakresie charakterystyki spalanych paliw.

W ostatnich latach w Europie priorytetem stało się wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE), w tym z elektrowni wiatrowych i ogniw fotowoltaicznych, które pracują w sposób stochastyczny. Duży udział OZE tego rodzaju powoduje konieczność dysponowania przez krajowy system energetyczny (KSE) tzw. gorącą operacyjną rezerwą mocy (GR). Rozwiązanie to polega na tym, że operator płaci właścicielom bloków, których działanie jest nierentowne, za niewyłączenie ich ze względu na bezpieczeństwo całego KSE. Bloki takie pracują ciągle z minimalną mocą, by w przypadku nagłego wyłączenia innych źródeł (np. OZE) móc je szybko zastąpić. Jednak praca przy niskiej mocy rodzi szereg problemów.

W szczególnie trudnej sytuacji znalazły się elektrownie opalane węglem kamiennym, którym trudniej, niż siłowniom na wyraźnie tańszy węgiel

brunatny, sprostać konkurencji OZE. Istnieje ryzyko, że nawet najnowsze jednostki wytwórcze będą pełniły rolę regulacyjną, lub wręcz pracowały jako GR, co może radykalnie wydłużyć okres zwrotu dużych nakładów poniesionych na ich budowę. Są to bloki o nadkrytycznych parametrach pary przewidziane pierwotnie do pracy podstawowej, zaprojektowane do pracy poślizgowej. Zaniżanie ich mocy powoduje, że będą pracowały w warunkach podkrytycznych, przy obniżonej sprawności. Stan taki może mieć trwały charakter.

Istnieje jeszcze gorsza perspektywa, że nowe wysokosprawne bloki wielkiej mocy będą wyłączane, ponieważ nawet ich moc minimalna będzie zbyt duża dla niektórych stanów KSE, podczas gdy rolę regulacyjną w systemie będą pełniły bloki mniejsze, ale i starsze, o niskiej sprawności. Pewne remedium mogą tu stanowić nowe du-

bloki nadkrytyczne, w których moc turbiny można zaniżyć do nawet 20%.

Powyższe zagrożenia są konsekwencją ograniczania emisji  $CO_2$ , ale coraz trudniejsze do spełnienia wymagania w zakresie ochrony środowiska pojawiają się także w obszarze emisji substancji toksycznych gazowych, stałych i ciekłych. W efekcie, drastyczne wymagania ekologiczne oraz zaostrzona konkurencja na rynku energii stawiają poważne wyzwania zarówno przed firmami produkującymi kotły energetyczne, jak i użytkującymi je elektrowniami oraz elektrociepłowniami. Wyzwania te przekładają się bezpośrednio na rozwiązania konstrukcyjne i eksploatację kotłów.

W Polsce aktualnie obowiązuje Rozporządzenie [1], będące przeniesieniem na grunt krajowy dyrektywy [2] i [3], wg którego po 2015 r. kotły o mocy większej od 300 MW<sub>t</sub> będą musiały

uzyskiwać stężenia  $SO_x$ 200 i  $NO_x$ 200<sup>1</sup>, natomiast standard dla pyłu P20, przy założeniu, że moc jednostek pracujących na jedno źródło emisji - w tym przypadku komin lub chłodnię kominową, się sumuje. Dla kotłów mniejszych ograniczenia te są łagodniejsze, a ponadto starsze kotły podlegają pewnym wyłączeniom z wymagań emisyjnych.

Jednak zgodnie z wymogami Dyrektywy IED instalacje wymagające uzyskania pozwoleń zintegrowanych muszą spełniać wymagania zawarte w tzw. konkluzjach BAT (dokumentach technicznych przyjmowanych w drodze decyzji implementacyjnej Komisji Europejskiej i obowiązujących w krajach członkowskich) - przede wszystkim tzw. graniczne wielkości emisyjne. Oznacza to dużo ostrzejsze wymagania w stosunku do zawartych dotychczas w pozwoleniach zintegrowanych, ponieważ obecnie dokumenty techniczne (BREF - BAT Reference Documents - dokumenty referencyjne najlepszych dostępnych technik) będą obowiązkowe [4]. Konkluzje BAT zostaną opublikowane w I połowie 2016 r. [5]. Od daty opublikowania rozpocznie się 4-letni okres na dostosowanie zakładów do wymagań BAT, czyli jest prawdopodobne, że wymagania te zaczną obowiązywać w I połowie 2020 r. W tab. 1 zestawiono wg [5] zmiany, które nastąpią w stosunku do wymagań [1] obowiązujących obecnie.

Zwraca uwagę, niewystępujące wcześniej, wymaganie minimalnej sprawności bloku netto. W przypadku nowych obiektów będzie to narzucało podstawowe parametry techniczne, zaś dla istniejących obiektów może prowadzić do wymuszonych wyłączeń. Konkluzje BAT zawierają ponadto silne zastrzeżenie dopuszczalnych parametrów ostrzeżeń z IOS.

Wprowadzenie limitu CO będzie natomiast stanowiło poważne utrudnienie przy stosowaniu pierwotnych metod redukcji  $NO_x$ .

**Tab. 1. Porównanie wymagań obowiązujących z Konkluzjami BAT z kwietnia 2015**

Parametr normowany	Wymiar	Stan aktualny	Konkluzje BAT	
			Obiekty istniejące	Obiekty nowe
Znamionowa sprawność netto bloku	%	-	33,5 - 44	45-46
Emisja graniczna $NO_2$	$mg/m_u^3$	200	65-150*) <85-200**)	65-85*) 80-125**)
Emisja graniczna CO	$mg/m_u^3$	-	<5-100*)	<5-100*)
Emisja graniczna $SO_2$	$mg/m_u^3$	200	10-130*) 25-165**)	10-75*) 25-110**)
Emisja graniczna pyłu	$mg/m_u^3$	20	2-8*) 3-14**)	2-5*) 3-10**)
Emisja graniczna $NH_3$	$mg/m_u^3$	-	<3-10*)	<3-10*)
Emisja graniczna HCl	$mg/m_u^3$	-	1-5*)	1-3*)
Emisja graniczna HF	$mg/m_u^3$	-	<1-3*)	<1-2*)
Emisja graniczna Hg	$\mu g/m_u^3$	-	1-4*)	1-2*)

\*) Średnia roczna

\*\*) Średnia dobową

Regulacje UE w zakresie emisji na pewno będą dalej zaostrzane i rozszerzane na więcej substancji, np. nie jest wykluczone, że ograniczenia w zakresie cząstek stałych zostaną zaostrzone przez wprowadzenie przepisów dla emisji pyłów drobnych - PM10 i PM2,5.

Pewne możliwości odstępstw od wymagań konkluzji BAT daje art. 15(4) dyrektywy IED transponowany jako art. 204 ust. 2 do ustawy Prawo Ochrony Środowiska [6], umożliwiającą pominięcie zadań, dla których koszty dostosowania mogą przewyższać korzyści dla środowiska.

Czynnikiem, który na ewolucję rozwiązań w obszarze techniki kotłowej będzie miał wpływ największy jest jednak podpisanie przez Polskę zobowiązań do ograniczenia emisji  $CO_2$ . Ponieważ jeszcze długo zasadniczą część energii będzie w naszym kraju wytwarzana w oparciu o spalanie węgla, w grę wchodzi następujące możliwości mieszczące się w zakresie techniki kotłowej:

- podwyższenie sprawności kotłów,
- budowa kotłów umożliwiających podwyższenie sprawności obiegu siłowni,

- spalanie lub współspalanie biomasy,
- zastępowanie (całkowite lub częściowe) węgla gazem ziemnym,
- budowa kotłów przystosowanych do spalania w warunkach eliminacji azotu ze spalin.

Pewien pośredni wpływ na kotły będzie też miało wprowadzenie systemów sekwestracji  $CO_2$  ze spalin (CCS, CCU).

Innym zagadnieniem istotnym dla pracy kotłów jest obserwowany wzrost zawartości chloru w krajowych węglach kamiennych. W połączeniu z zaostrzonym limitowaniem emisji HCl - tab. 1 może on stanowić poważny problem dla kotłów.

Wyzwania opisane powyżej przekładają się w sposób widoczny na rozwiązania konstrukcyjne kotłów, zarówno modernizowanych, jak i nowo budowanych i projektowanych. Poniżej omówiono najważniejsze problemy budowy i eksploatacji kotłów pyłowych i fluidyzacyjnych z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CWF) stanowiących (przynajmniej obecnie) w Polsce podstawę systemu energetycznego. Kotły z war-

1) W niniejszym opracowaniu zastosowano dla uproszczenia zapis stężeń wg następującej reguły:  $NO_x$  poniżej 200  $mg/m^3$  jako  $NO_2$  przy 6%  $O_2$  w spalinach suchych =  $NO_x$ 200. Analogicznie użyto oznaczenia typu  $SO_x$ 200 i P20.

stwą stacjonarną (pęcherzową - SWF) budowane są i prawdopodobnie będą budowane rzadziej, zgodnie z trendem światowym [7]. Nie wyklucza to jednak ich przydatności, szczególnie w przypadku przebudowy mniejszych kotłów pływowych na spalanie biomasy.

### ■ Zwiększenie sprawności kotłów

Współczesne kotły energetyczne charakteryzują się stosunkowo wysoką sprawnością przekraczającą na ogół 90% (w odniesieniu do wartości opałowej). Ponieważ straty niecałkowitego i niepełnego spalania są niewielkie i najczęściej nie przekraczają łącznie 2%, dalsze istotne zwiększenie sprawności jest możliwe jedynie poprzez ograniczenie straty wylotowej. Konstrukcyjnie można zmniejszyć dwie wielkości wpływające na stratę wylotową: temperaturę spalin wylotowych ( $t_{sw}$ ) i stosunek nadmiaru powietrza ( $\lambda_{sw}$ ). Wielkość  $\Delta t_{sw\ 1\%}$ , która zapewnia zmianę straty wylotowej o 1 punkt %, rośnie w miarę zmniejszania  $\lambda_{sw}$  - dla typowego węgla kamiennego przy  $\lambda_{sw} = 1,2$  wartość  $\Delta t_{sw\ 1\%} \approx 22$  K, natomiast przy  $\lambda_{sw} = 2,0$   $\Delta t_{sw\ 1\%} \approx 14$  K.

### ■ Obniżenie temperatury spalin wylotowych

W większości pracujących w Polsce kotłów istnieje możliwość obniżenia  $t_{sw}$ . Przy spalaniu węgla kamiennego można bezpiecznie pracować przy  $t_{sw} = 110-120^\circ\text{C}$ , co pozwala osiągnąć sprawność kotła powyżej 94%. Trzeba tu rozważyć dwa przypadki:

- kocioł bez dodatkowego układu odzysku ciepła - ostatnią powierzchnią jest podgrzewacz powietrza (na ogół regeneracyjny - ROPP),
  - blok energetyczny wyposażony w rozbudowany układ odzysku ciepła spalin za ROPP lub kocioł kondensacyjny, w którym spaliny są schładzane poniżej punktu rosy.
- W pierwszym z wymienionych przypadków chodzi na ogół o modernizację

kotłów istniejących. Obniżenie  $t_{sw}$  można tu uzyskać poprzez:

- rozbudowę (lub przebudowę) konwekcyjnych powierzchni ciśnieniowych,
- rozbudowę (lub przebudowę) podgrzewacza powietrza,
- zastosowanie (lub modyfikację istniejącego) systemu oczyszczania powierzchni ogrzewalnych z zanieczyszczeń popiołowych.

Zwykle projektant przy modernizacji ma do dyspozycji niewiele wolnej przestrzeni w kanałach spalin, co wymusza wymianę istniejących powierzchni na nowe, o większej intensywności wymiany ciepła. W ostatnim czasie pojawiły się nowe rozwiązania wymienników konwekcyjnych o większej efektywności cieplnej [8]. W warunkach rzeczywistego kotła zbadano powierzchnie konwekcyjne odporne na zanieczyszczenie i w większości przypadków (z wyjątkiem bardzo grubego przemiału i silnego zapopielenia węgla) na erozję popiołową - rys. 1 [9]. Szczególnie korzystne jest takie rozwiązanie dla kotłów biomasowych i olejowych, których popiół nie ma właściwości erozyjnych, natomiast jest silnie zanieczyszczający. Także w części konwekcyjnej kotłów CWF za odpylaczem pośrednim, kiedy w popiele lotnym brak najgrubszych frakcji, ten typ powierzchni może być skuteczny.

Modernizacje kotłów, poprzez wykorzystanie takich powierzchni, prowadzą do obniżenia straty wylotowej dając w rezultacie poprawę sprawności kotła i związane z nią obniżenie emisji substancji szkodliwych. Dodatkową zaletą jest zmniejszenie objętości zajmowanej przez pęczek w stosunku do wymiennika z rur gładkich przekazującego ten sam strumień ciepła. Odzyskana przestrzeń w kanale spalin może w pewnych przypadkach być wykorzystana do umieszczenia katalizatora SCR.

Znaczny postęp nastąpił także w dziedzinie regeneracyjnych obrotowych podgrzewaczy powietrza (ROPP). Szczególnie ważne jest zasadnicze

zmniejszenie przecieków powietrza do spalin. Pojawiły się nowe wypełnienia o większej efektywności przekazywania ciepła i odporności na zanieczyszczenie, także siarczanami amonu [10], [11]. Ponadto prowadzone są prace nad ciągłym pomiarem temperatur wypelnień ROPP umożliwiającym prowadzenie kotła bez przekroczenia punktu rosy przy niskiej  $t_{sw}$ .

Z punktu widzenia sprawności kotła istotny jest dobór optymalnej temperatury podgrzania powietrza do młynów. Jeśli jest ona za niska, ogranicza wydajność młyna, przy zbyt wysokiej pojawia się konieczność dosysania zimnego powietrza, co pogarsza sprawność. Korzystne są też rozwiązania, w których nie ma wentylatorów młynowych, a odpowiednie nadciśnienie powietrza do młynów zapewniają wentylatory podmuchowe tłoczące zimne powietrze.

Szczególnie w przypadku bloków na węgiel brunatny znaczny potencjał poprawy sprawności ma wprowadzenie suszenia paliwa ciepłem odpadowym od wilgotności ok. 50% do kilkunastu procent. Aktualnie badanych jest tu kil-



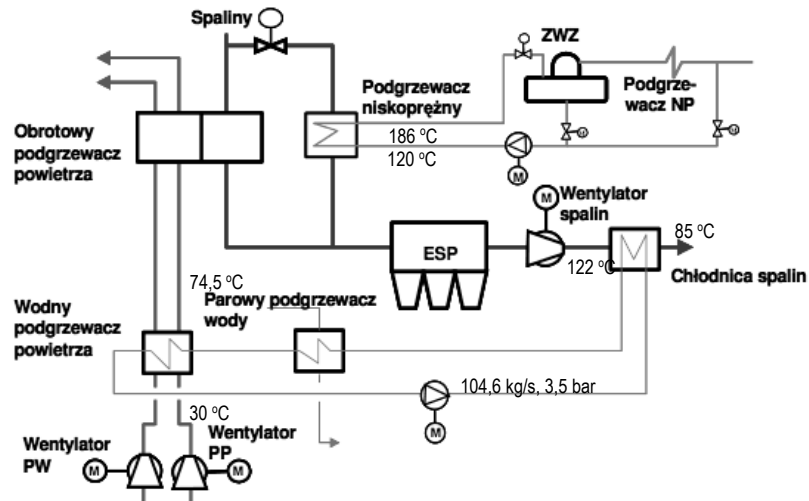
Rys. 1. Symulowane ożebrowanie diagonalne podczas badań możliwości samooczyszczania z osadów popiołowych

ka metod suszenia [12,13,14,15,16].

Zastąpienie suszenia węgla w młynach spalinami pobieranymi z górnej części paleniska wstępnym suszeniem paliwa daje znaczne efekty sprawnościowe. Zamiast bezpośredniego podawania węgla do komory paleniskowej pojawia się wówczas układ z pośrednim zasobnikiem. Nie występuje tłoczące działanie młynów wentylatorowych, a pył z zasobnika jest transportowany do kotła gorącym powietrzem. Przy suszeniu całego strumienia paliwa przyrost sprawności bloku może sięgać 5 p. %, jednak taka technologia może powodować problemy (wysokie temperatury w palenisku i ryzyko żużlowania).

Drugi z podanych wyżej sposobów poprawy sprawności realizują zaawansowane systemy odzysku ciepła spalin. W kotłach z odprowadzeniem spalin przez chłodnię kominową lub mokry komin, istnieje możliwość schłodzenia spalin do temperatury znacznie niższej, niż w klasycznych rozwiązaniach z typowym kominem [11]. Jako przykład można pokazać układ POWERISE zastosowany w kotle nadkrytycznym TAURON Wytwarzanie SA Oddział El. Łagisza [17] - rys. 2. Układy tego rodzaju pozwalają uzyskać sprawność kotła (który w tym momencie bilansowo kończy się za schładzaczem spalin) wyższą od 95% i odpowiednio niską emisję CO<sub>2</sub>. Odzyskane ciepło służy do wstępnego podgrzewania powietrza i kondensatu. Jednak eliminacja podgrzewaczy regeneracyjnych obniża sprawność obiegu, stąd efektywny przyrost tej sprawności nie jest przy takim odzysku ciepła zbyt duży - rzędu 0,2 p. %. Dlatego stosowanie tego typu rozwiązań wymagających sporych nakładów inwestycyjnych jest dyskusyjne.

W kotłach energetycznych na ogół nie obniża się temperatury spalin poniżej punktu rosy. Jednak możliwość uzyskania niezwykle dużej sprawności kotła może spowodować, że technika kondensacyjna wkroczy również do energetyki. Przy wysokich cenach paliwa i pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> stanie się opłacalna, mimo znacznych kosztów



Rys. 2. Schemat i podstawowe parametry układu odzysku ciepła spalin w kotle nadkrytycznym TAURON Wytwarzanie SA Oddział El. Łagisza - dane wg [16]

inwestycyjnych związanych z koniecznością zastosowania na odcinku kondensacyjnym materiałów odpornych na korozję oraz odprowadzania ścieków. Istnieje też możliwość wykorzystania kondensacji do usuwania ze spalin pyłu i niektórych zanieczyszczeń gazowych, a nawet metali ciężkich [11, 18, 19]. Taka technologia może być szczególnie przydatna dla mniejszych kotłów pracujących na wspólny komin, co narzuca ostre wymagania emisyjne. Przykładem na to, że technika kondensacyjna nadaje się także dla kotłów na paliwa stałe, są niemieckie i skandynawskie rozwiązania kotłów na biomasę [20, 21]. Pojawiają się też próby włączenia w niskotemperaturową część kotła układów ORC (obieg Rankine'a na czynniku organicznym) [22].

W blokach zero emisyjnych kondensacja spalin, oprócz efektu sprawnościowego, jest też wymagana ze względu na konieczność usunięcia wody ze spalin przed procesem wychwytu CO<sub>2</sub> [23]. Rozwiązanie takie pokazano na rys. 5, gdzie pod pozycją „separacja H<sub>2</sub>O” kryje się dwustopniowy system składający się z typowego kondensatora spalin oraz układu dehydratacji za pomocą glikolu trietylenowego.

## ■ Zmniejszenie stosunku nadmiaru powietrza $\lambda_k$ w palenisku

Nowoczesne techniki niskoemisyjnego spalania umożliwiają prowadzenie kotłów pyłowych z niezwykle małymi nadmiarami powietrza. Spotyka się kotły, jak np. zmodernizowane jednostki w El. Połaniec [24], w których udział O<sub>2</sub> w spalinach za podgrzewaczem wody wynosi ok. 2÷2,5%, czemu odpowiada stosunek nadmiaru na wylocie z komory paleniskowej na poziomie  $\lambda_k = 1,07 \div 1,1$ . Daje to, oprócz ograniczenia emisji NO<sub>x</sub>, wyraźny efekt sprawnościowy. Dlatego taki sposób prowadzenia spalania będzie się coraz bardziej stawał standardem.

## ■ Budowa kotłów umożliwiających podwyższenie sprawności obiegu siłowni

Podstawowym sposobem zwiększenia sprawności obiegu siłowni jest podwyższenie parametrów pary do poziomu nadkrytycznego. Większość nowo budowanych bloków jest obecnie projektowana dla pracy poślizgowej.

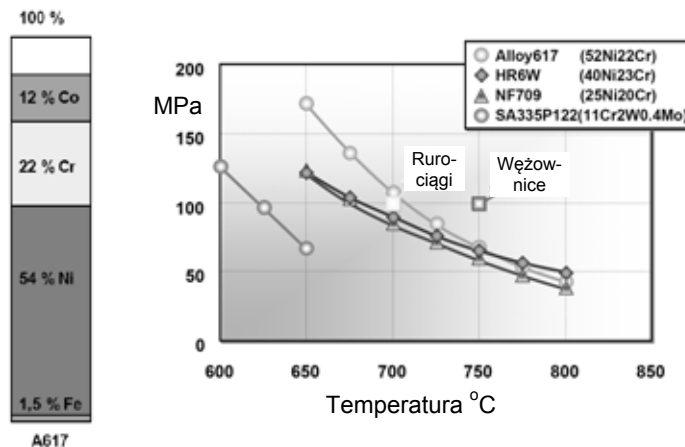


W konstrukcji ekranów kotłów tego rodzaju konkurują ze sobą 2 koncepcje: ekrany z rur gładkich spiralnie opasujących komorę paleniskową, co narzuca konieczność stosowania prędkości masowych w granicach 2000÷2500 kg/m<sup>2</sup>s i ekrany z pionowych rur z ożebrowaniem wewnętrznym, dającym możliwość pracy przy niższych prędkościach masowych, na poziomie 1000 kg/m<sup>2</sup>s).

Istnieje jeszcze trzecia koncepcja w postaci kotłów na stałe ciśnienie [25]. Kotły tego typu są uruchamiane przy pełnym ciśnieniu i stale pracują w warunkach nadkrytycznych, wskutek czego nie występuje w nich stan dwufazowy wody, nieunikniony przy pracy poślizgowej. Nie pojawiają się więc kryzysy wrzenia, będące poważnym zagrożeniem dla trwałości elementów ciśnieniowych. Upraszcza to konstrukcję kotła i obniża koszty inwestycyjne o ok. 4-5% w stosunku do rozwiązań ze zmiennym ciśnieniem. Przy odpowiedniej konstrukcji turbiny i regulacji grupowej także sprawność takiego bloku może być wyższa.

Dla uzyskania wysokiej sprawności obiegu konieczne jest stosowanie jak najwyższych parametrów pary. Dlatego osiągalne sprawności zależą w głównej mierze od postępów inżynierii materiałowej. Aby podnieść sprawności bloków nawet do poziomu 50+, prowadzono badania nowych materiałów na przegrzewacze, umożliwiających produkcję pary o temperaturze 700-720°C i ciśnieniu 35 MPa. Nie są to już stale, lecz stopy niklu o niewielkiej zawartości żelaza - rys. 3 (zwraca uwagę większe zagrożenie węzownic przegrzewaczy, które muszą być projektowane na ok. 50 K wyższą temperaturę od rurociągów pary). W Europie badania takich stopów prowadzono w ramach projektu AD700 [26], uzyskując dobre wyniki. Jednak wprowadzenie do eksploatacji bloków w na takie parametry po złych doświadczeniach z nowym materiałem T24 odsunęło się na czas nieokreślony.

Im większe lokalne przekroczenia temperatur węzownic przegrzewaczy w stosunku do wartości średniej, tym



Rys. 3. Przykładowy skład i wytrzymałość na pełzanie stopów niklowych na przegrzewacze [30, 31]

mniejszy staje się efekt wprowadzenia niezwykle drogich nowych materiałów. Dlatego w przyszłości standardem będzie monitoring nierównomierności rozkładów temperatur metalu przegrzewaczy pary pierwotnej i wtórnej, który umożliwi zbliżenie średniej temperatury pary za stopniami przegrzewaczy do dopuszczalnych temperatur pracy materiałów (a więc pozwala w maksymalnym stopniu wykorzystać potencjał podwyższania sprawności bloku). Przydatne mogą też się w tym celu okazać nowoczesne układy diagnostyczne [27], w tym pirometry akustyczne, wchodzące coraz częściej w skład systemów SNCR [28]. Istnieją także specjalne rozwiązania przegrzewaczy grodziowych, wyrównujące rozkład temperatur metalu [29].

Zarówno na etapie projektowania, jak i późniejszej eksploatacji kotły nadkrytyczne stwarzają szereg problemów. Ekstremalne warunki pracy elementów ciśnieniowych powodują większe niż w kotłach podkrytycznych zagrożenie korozją, a także odwarstwianiem tlenków (eksfoliacja) z wewnętrznej powierzchni rur przegrzewaczy, co prowadzi do powstawania zatorów w węzownicach oraz erozji elementów turbin. Mimo postępów metalurgii, wiedza w zakresie właściwości nowych materiałów kotłowych nadal jest niepełna, czego rezultatem są nie-

zwykle kosztowne awarie kotłów wyposażonych w ekrany ze stali T24 [32]. Także wymagania w zakresie przygotowania wody dla kotłów nadkrytycznych są większe.

Chociaż niektóre firmy wybierają nadal dwuciągowe sylwetki kotłów [33, 34], korzystniejsze, przynajmniej w polskich warunkach (brak zagrożenia sejsmicznego), są konstrukcje wieżowe, zapewniające jednorodne pola temperatur i stężeń składników spalin na dopływie do przegrzewaczy.

Mimo licznych trudności, rozwój wielkich kotłów energetycznych, zarówno pyłowych, jak i z CWF w kierunku coraz wyższych parametrów pary jest nieunikniony. Przy wymogu separacji CO<sub>2</sub> jest to kierunek konieczny dla zapewnienia sprawności obiegu na poziomie zbliżonym do 40%.

## ■ Spalanie biomasy

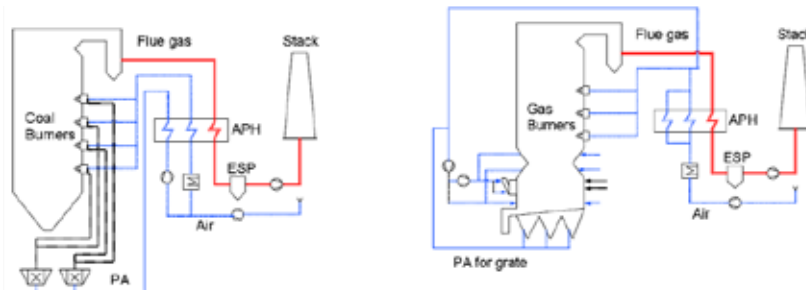
Zaliczenie paliw biomasowych do nieemitujących CO<sub>2</sub> powoduje powszechnie ich spalanie w energetyce. Ponieważ odpady komunalne są przynajmniej w części biomasą, z czasem pojawiają się też technologie termicznego ich unieszkodliwiania przy wykorzystaniu kotłów energetycznych. Należy jednak nadmienić, że zakres spalania lub współspalania biomasy jest silnie uzależniony od obowiązującej legislacji.

Do spalania biomasy najlepiej nadają się kotły fluidyzacyjne i rusztowe. W kotłach pyłowych, w początkowym okresie praktycznie jedynym sposobem utylizacji biopaliw było ich współmielenie, a następnie współspalanie z węglem. Jednak ze względu na wyraźny spadek wydajności młynów przy współmieleniu jest to możliwe do realizacji tylko przy niewielkim udziale biomasy. Stopniowo pojawiły się bardziej efektywne technologie:

- kotły spalające wyłącznie biomasę, z odpowiednimi układami przygotowania paliwa i palnikami - przykładem jest zmodernizowany przez RAFAKO kocioł K10 w TAURON Wytwarzanie SA Oddział Elektrownia Stalowa Wola,
- osobne mielenie biomasy i wprowadzanie jej do kotła przez wyspecjalizowane palniki przy jednoczesnym spalaniu węgla w klasycznym układzie młynowo-paleniskowym - przykładem są kotły EDF Rybnik, Kraków i Wrocław,
- dołączenie wstępnej zgazowarki lub przedpaleniska wprowadzającego do kotła pyłowego gaz palny lub gorące spaliny - przykładem jest zmodernizowany kocioł K11 w TAURON Wytwarzanie SA Oddział Elektrownia Stalowa Wola,
- paleniska hybrydowe - np. z rusztem umieszczonym pod paleniskiem kotła pyłowego [35, 36] lub ze stacjonarną warstwą fluidalną w leju żużlowym [10].

Przykładem radykalnej przebudowy jest układ w Herningværket pokazany na rys. 4, gdzie kocioł pyłowy został najpierw uzupełniony rusztem wibracyjnym do biomasy w formie zrębków, a później w ogóle wyeliminowano spalanie węgla, zastępując go gazem [37].

Sposobem na poprawę charakterystyki biomasy jako paliwa kotłowego jest jej toryfikacja. Toryfikat ma większą wartość opałową od biomasy wyjściowej, a ponadto daje się skutecznie mielić w młynach węglowych. Jednak problemem jest uzyskanie odpowied-



Rys. 4. Przebudowa paleniska pyłowego na gazowe z rusztem do spalania biomasy w dolnej części [37]

nych pozwoleń ze strony administracji państwowej.

Wybór optymalnego systemu zależy od sytuacji na rynku biopaliw oraz od obowiązujących przepisów. Np. zaliczenie do „zielonej energii” wyłącznie biomas typu Agro postawiłoby w uprzywilejowanej pozycji przedpaleniska i układy hybrydowe. Natomiast dopuszczenie biomas toryfikowanych o właściwościach przemiatowych zbliżonych do węgla, pozwoliłoby w wielu przypadkach zastąpić węgiel biomasą w istniejących kotłach pyłowych.

Największy efekt w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> dałoby połączenie nadkrytycznych parametrów czynnika roboczego ze spalaniem biomasy, co nie wymaga sekwestracji CO<sub>2</sub>. Jednak budowa odpowiednich kotłów nastęrcza znaczne trudności, ze względu na synergiczne oddziaływanie wysokich temperatur i niekorzystnego składu spalin wprowadzającego silne zagrożenie korozją.

Spalanie w energetyce biomasy o niekorzystnym składzie, jak np. słoma zbóż, czy rzepak oraz rozmaite trawy, a nawet osady ściekowe, intensyfikuje zanieczyszczenie powierzchni ogrzewalnych oraz zużłowanie, a także korozję. Rozwiązanie opisanych problemów leży zarówno po stronie konstrukcyjnej palenisk, ich technologii pracy (zgazowanie lub spalanie) oraz odpowiedniej modyfikacji składu popiołu poprzez zastosowanie odpowiednich addytywów wiążących pierwiastki alkaliczne w substancje o wyższej temperaturze topnienia, mniejszej korozyjności i mniej zanieczyszczają-

ce. Skuteczne okazało się dodawanie do paleniska (z paliwem lub osobno) kaolinu. W jego obecności powstają związki glinokrzemianowe o temperaturze topnienia powyżej 1500°C. Ulegają wówczas wyeliminowaniu reakcje w fazie ciekłej i szybkość korozji wysokotemperaturowej znacznie spada [38, 39]. Maleje również skłonność osadów popiołowych do spiekania się. Wadą kaolinu jest jednak stosunkowo mała (5÷10 m<sup>2</sup>/g) powierzchnia właściwa. Alternatywą jest użycie haloizytu. Jest on również minerałem z grupy kaolinitów, ale odznacza się dużą powierzchnią właściwą (ok. 70÷85 m<sup>2</sup>/g) i wysoką zdolnością wiązania potasu, sodu i innych pierwiastków oraz jonów. Wyniki dotychczasowych prób są bardzo obiecujące. Dodatek haloizytu w przypadku kilku rodzajów biomasy powodował podniesienie temperatury mięknięcia popiołu do temperatur typowych dla węgla [40], co oznacza, że zużłowanie powierzchni ogrzewalnych, a tym samym i korozja chlorowa, może ulec znacznemu ograniczeniu. Najkorzystniejszym rozwiązaniem byłoby dodawanie haloizytu już na etapie produkcji peletów, co jednak wymaga uzyskania odpowiednich pozwoleń.

### ■ Zastępowanie (całkowite lub częściowe) węgla gazem ziemnym

Strumień CO<sub>2</sub> z kotła opalanego gazem ziemnym jest znacznie mniejszy od strumienia emitowanego przez

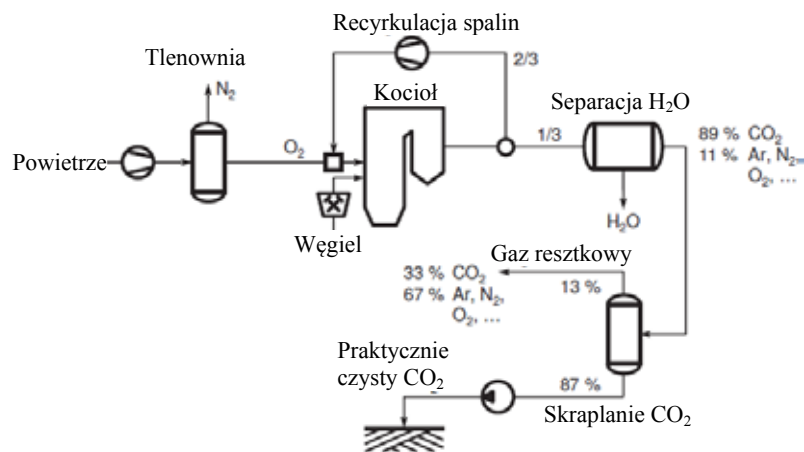
kociot węglowy. Wynika to ze składu chemicznego obu paliw oraz z wyższej sprawności i mniejszych mocy potrzeb własnych bloku.

Z punktu widzenia techniki kotłowej, zarówno przy modernizacji istniejących jednostek, jak i budowie nowych, gaz ziemny ma jako paliwo same zalety. Jedyną wadą jest jego koszt. Jednak w miarę wzrostu ceny pozwoleń na emisję  $\text{CO}_2$  oraz przy drastycznym ograniczeniu dopuszczalnych stężeń emisji substancji toksycznych współspalanie lub całkowite przejście na gaz ziemny stanie się coraz bardziej opłacalne także w Polsce. Szczególne miejsce mają tu wysokosprawne układy parowo-gazowe. Jeżeli próby pozyskania taniego gazu łupkowego zakończą się sukcesem, liczba kotłów przebudowywanych na opalanie gazem na pewno wzrośnie.

Powyższe stwierdzenia nie oznaczają, że przebudowa kotłów pyłowych na gaz ziemny nie niesie z sobą żadnych problemów. Przykładem może być skłonność kotłów opalanych gazem do generowania drgań, której kotły na paliwa stałe raczej nie mają. Jednak istnieją odpowiednie techniki opanowania tego zjawiska [11].

### ■ Budowa kotłów przystosowanych do spalania w warunkach eliminacji azotu ze spalin

Aby ułatwić oddzielenie  $\text{CO}_2$  od spalin pojawiła się propozycja spalania paliw stałych w utleniaczu pozbawionym azotu (Oxyspalanie, Oxyfuel). Jest to ważny krok w rozwoju techniki kotłowej, porównywalny do wcześniejszego wprowadzenia kotłów pyłowych, czy później spalania fluidalnego. Dla utrzymania temperatury w palenisku na poziomie podobnym do występującego przy spalaniu powietrznym konieczna jest recyrkulacja ok. 50÷70% spalin wylotowych (rys. 5). Po oddzieleniu wody spaliny opuszczające kocioł zawierają ok. 90%  $\text{CO}_2$ . Resztę stanowi nadmiarowy tlen oraz niewielkie ilo-



Rys. 5. Schemat procesu w warunkach eliminacji azotu ze spalin [40]

ści  $\text{N}_2$ , Ar oraz  $\text{SO}_x$  i  $\text{NO}_x$ , które jednak znacząco utrudniają późniejsze skraplanie spalin [41].

W porównaniu do technologii klasycznych oxyspalanie wnosi szereg zmian. Nie jest np. możliwe stosowanie regeneracyjnych podgrzewaczy powietrza, z uwagi na przeciek tlenu do spalin. Duży udział wody w spalinach podwyższa punkt rosy, co wpływa zarówno na temperatury czynnika suszącego (którym nie jest powietrze tylko spaliny) za młynami, jak i na pracę elektrofiltra. Inny problem stanowi regulacja stechiometrii spalania, ponieważ udział  $\text{O}_2$  w palenisku jest także funkcją strumienia spalin recyrkulowanych dla uzyskania właściwej temperatury płomienia. W rezultacie udziały nadmiarowego tlenu w spalinach wylotowych są wyższe niż w układzie klasycznym. Nietypowy skład spalin powoduje, że chociaż strumienie emisji  $\text{NO}_x$  i  $\text{SO}_x$  są niższe niż przy pracy na powietrzu, to stężenia tych substancji są w gazie resztkowym (spaliny po eliminacji  $\text{H}_2\text{O}$  i  $\text{CO}_2$ ) znacznie wyższe.

Konstrukcja samego kotła nie różni się jakościowo od rozwiązań klasycznych, inne będą natomiast proporcje geometryczne (o ok. 30% mniejsze przekroje części konwekcyjnej [41]). Odmienny przebieg spalania i wyraźnie wyższa emisyjność spalin mogą też narzucić inną geometrię komory pale-

niskowej. Istnieją jednak analizy wykazujące, że przebudowa istniejących kotłów pyłowych na spalanie z eliminacją azotu jest możliwa przy stosunkowo niewielkich modyfikacjach - [42]. Wykazano, że opłacalność takiej przebudowy zaczyna się przy cenie emisji  $\text{CO}_2$  na poziomie 90 zł/t.

Mimo licznych prac, np. [43, 44] wiele procesów zachodzących w kotłach systemu Oxyfuel wymaga jeszcze zbadania. Przykładem mogą być: pierwotna redukcja  $\text{NO}_x$ , zjawiska korozyjne, zużycie i zanieczyszczenie powierzchni, aczkolwiek pewne prace w tych obszarach już istnieją [45]. Korzystne byłoby prowadzenie procesu przy mniejszej recyrkulacji spalin, co jednak prowadzi do podwyższenia temperatur w palenisku i intensyfikacji związanych z tym niekorzystnych zjawisk. Wiele szczegółów konstrukcyjnych (np. usytuowanie IOS, odpylania i SCR) zależy ponadto od wymagań układu separacji  $\text{CO}_2$ .

### ■ Ograniczenie emisji tlenków azotu

#### □ Metody pierwotne

Wg aktualnych doświadczeń [46, 47, 48, 49] najniższe emisje trwale osiągnięte przy wykorzystaniu jedynie metod pierwotnych są w dużych kotłach pyłowych na poziomie  $\text{NO}_x$  150÷250.

Warto przy tym podkreślić znaczące osiągnięcia krajowe w tej dziedzinie.

Metody pierwotne zmniejszają emisję w wyniku:

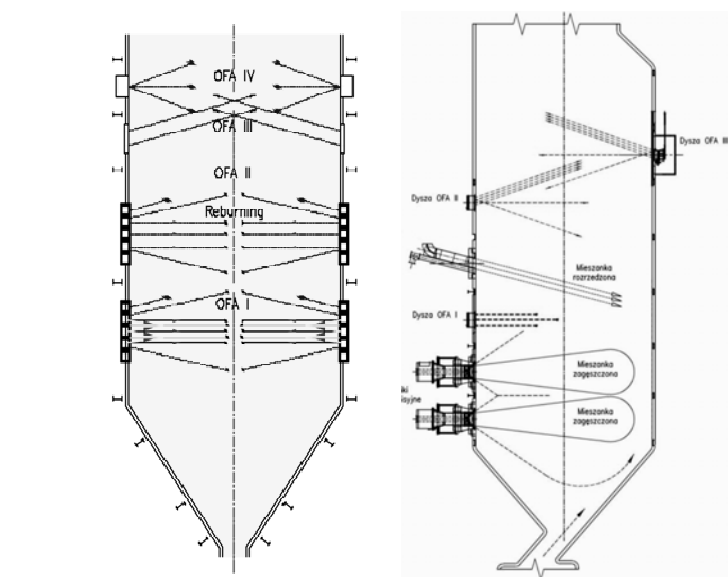
- kontrolowanego różnicowania stechiometrii spalania,
- intensyfikacji turbulencji ułatwiającej kontakt substratów i zmniejszającej lokalne odchylenia stężeń i temperatur od wartości wymaganej w danym obszarze paleniska.

Procesy te mogą być technicznie realizowane w różny sposób. Najlepsze wyniki osiągnięto dotąd w systemach spalania ze stopniowaniem powietrza i paliwa w strugach o zróżnicowanej koncentracji (SZK). Układy tego typu mogą być stosowane zarówno w kotłach z wirowymi palnikami naściennymi, jak i w paleniskach tangencjalnych [11, 50].

Jedynymi w Polsce (i prawdopodobnie jedynymi z nielicznych w świecie) kotłami spełniającymi za pomocą metod pierwotnych wymóg  $\text{NO}_x 200$  (przy zapewnieniu trwałości ekranów) są K4 i K5 EP 650 EI. Połaniec SA (ELPO).

Możliwość osiągania niskiej emisji łączy się z wysoką stabilnością płomienia, umożliwiającą pracę przy minimum technicznym bloku obniżonym do 88 MW [51], także przy współspalaniu z biomasą do ok. 22% (udział masowy). Schemat systemu SZK w kotle K4 ELPO pokazano na rys. 6a. Zbliżone rezultaty ( $\text{NO}_x 250$ ) uzyskano w kotłach K4 - K8 EDF Rybnik SA (EDFR) [48]. Dodatkowym wymogiem była konieczność zapewnienia współspalania biomasy bez jej podawania przez młyny. Wymagało to wprowadzenia szeregu zmian konstrukcyjnych w istniejącym układzie paleniskowym kotła - rys. 6b.

Opisane modernizacje dowodzą, że istnieje techniczna możliwość uzyskiwania  $\text{NO}_x 200$  przy spalaniu polskich węgli kamiennych. Należy jednak nadmienić, że kotły ELPO i EDFR mają relatywnie wysokie komory paleniskowe, co umożliwiła wprowadzenie rozbudowanego stopniowania powietrza i paliwa. Uzyskanie takich rezultatów w kotłach o innej konstrukcji byłoby znacznie trudniejsze.



Rys. 6. Układy paleniskowe realizujące system SZK IPW Polin  
a) w kotle K4 ELPO b) w kotle K4 EDFR

Możliwe jest również osiągnięcie  $\text{NO}_x 200$  w kotłach wyposażonych w nowoczesne palniki wirowe usytuowane narożnikowo [52] oraz w systemach opartych na silnym zawirowaniu spalin u wylotu komory paleniskowej wspomaganym przez SNCR [53]. Pod pewnymi względami nowoczesne metody pierwotne zbliżają się do techniki FLOX (Flameless Oxidation) [54].

Należy podkreślić, że problem nie ogranicza się jedynie do uzyskania w sposób trwały wymaganej emisji tlenków azotu. Konieczne jest także utrzymanie w dopuszczalnych granicach zagrożeń powstających przy zmienionym sposobie eksploatacji kotła zarówno w samym kotle (np. wzrost nierównomierności rozkładów temperatur w przegrzewaczach pary, żużlowanie i zwiększone zanieczyszczenie powierzchni ogrzewalnych, korozja wysokotemperaturowa), jak i w urządzeniach pomocniczych (młyny, separatory, przewody mieszaniny pyłowo-powietrznej, wentylatory młynowe, wentylatory powietrza).

Korzystne dla odpowiedniej identyfikacji warunków pracy paleniska są układy pomiaru koncentracji pyłu węglowego we wszystkich przewodach łączących młyny z palnikami, co umożli-

wia np. określenie lokalnych stosunków nadmiaru powietrza w palnikach [55]. Najtrudniejszym do rozwiązania problemem jest ograniczenie do akceptowalnego poziomu wysokotemperaturowej korozji ekranów [11].

Nadchodząca konieczność spełniania wymagań zawartych w tzw. konkluzjach BAT będzie miała zasadniczy wpływ na dalszy rozwój metod pierwotnych. O ile osiągnięcie  $\text{NO}_x 200$  leży na granicy możliwości tych rozwiązań, o tyle wymóg na poziomie  $\text{NO}_x 85$  dla instalacji istniejących [5] jest już dla nich nierealny. Tym samym może nastąpić regres ich stosowania, ponieważ standardem stanie się SCR, niewymagający na ogół bardzo niskich emisji na wylocie z paleniska.

## ■ Metody wtórne ograniczenia emisji $\text{NO}_x$

Metody wtórne polegają na eliminacji tlenków azotu za obszarem spalania. Najskuteczniejszą z nich (ponad 90%) jest selektywna redukcja katalityczna (SCR), której koszty, zarówno inwestycyjne, jak i eksploatacyjne są jednak stosunkowo wysokie. Szczególnie trudno jest ją realizować w istnieją-



cych kotłach, ponieważ albo narzuca silną ingerencję w konstrukcję II ciągu (High-dust SCR), albo wymaga wysokotemperaturowego odpylacza (Low-dust SCR) lub odpowiedniej przestrzeni poza kotłem oraz podgrzewania spalin do temperatury reakcji (Tail-gas SCR). Należy nadmienić, że w przypadku dysponowania tanim paliwem lub innym źródłem ciepła do podgrzewania spalin opcja Tail-gas SCR może być opłacalna, ponieważ oferuje bardzo korzystne warunki eksploatacji katalizatorów. Od dość dawna próbuje się [56] umieścić katalizator w ROPP, co miałoby wiele zalet, ale dotąd nie uzyskano komercyjnych rezultatów. Trzeba jednak zauważyć, że od kilku lat następuje stały spadek kosztów SCR, co bardzo zwiększa konkurencyjność tej metody. Jeżeli połączyć instalację High-dust SCR, wymagającą na ogół ingerencji w podgrzewacz wody, z jego rozbudową, można podnieść sprawność kotła, co skraca istotnie okres zwrotu nakładów.

Metody niekatalityczne (SNCR) redukcji tlenków azotu w spalinach o wysokiej temperaturze przy użyciu amoniaku lub mocznika, tańsze inwestycyjnie i eksploatacyjnie od katalitycznych, są jednak od nich mniej efektywne. Maksymalna ich skuteczność sięga obecnie 60-70%. Dlatego występują jedynie w połączeniu z metodami pierwotnymi. Sprawdzają się także w kotłach z CWF. Skuteczność SNCR jest wysoka tylko w wąskim zakresie temperatury i zależy od użytego czynnika (amoniak - 800-1000°C, mocznik - 800-1100°C), a także od składu spalin - wiele substancji działa katalitycznie na przesuwanie się okna temperaturowego w kierunku niższych temperatur. Wadą jest możliwość powstania innych zanieczyszczeń - HCN, NO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CO [57] oraz wyższa niż przy SCR emisja NH<sub>3</sub>.

Istnieje odmiana SNCR nazwana RRI (Rich Reagent Injection), która pozwala prowadzić redukcję NO<sub>x</sub> w temperaturach 1300÷1700°C ze skutecznością na poziomie 80% [58]. Mankamentem tej metody jest konieczność zapewnienia beztlenowych warunków

w obszarze reakcji, co w pełnym zakresie zmian paliw i obciążeń kotła jest trudne.

Dla eksploatacji kotła zarówno SCR jak i SNCR mogą stwarzać rozmaite problemy w postaci zanieczyszczenia i korozji związanej z obecnością siarczanów amonu oraz wzrostem udziału SO<sub>3</sub> w spalinach.

W celu obniżenia kosztów i poprawy parametrów eksploatacyjnych prowadzi się próby łączenia metod katalitycznych z niekatalitycznymi. Powstałe układy hybrydowe powinny zużywać mniej reagentów i zapewniać mniejsze stężenie (przeciek) NH<sub>3</sub> w spalinach za kotłem.

Metodą wtórną innego typu jest utlenianie NO do NO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O<sub>5</sub> (NO<sub>y</sub>), a następnie ich usuwanie w mokrych i półsuchych instalacjach odsiarczania [59, 60]. Utleniaczem może być ozon lub H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, a także inne substancje. Produkty sorpcji NO<sub>y</sub>, głównie Ca(NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>, przechodzą do ścieków z mokrego odsiarczania lub do suchego produktu z instalacji odsiarczania półsuchego. Zaletą tej technologii jest jednoczesne ograniczenie emisji rtęci. Aktualnie technologia ta jest w fazie badań przemysłowych.

## ■ Przyszłość metod ograniczania emisji NO<sub>x</sub>

Podstawowe znaczenie ma tu Dyrektywa IED oraz zawarte w niej konkluzje BAT (BREF). Wydłużenie okresów przejściowych do 2020 r. spowodowało, że straciła sens modernizacja wielu starszych kotłów dla obniżenia emisji NO<sub>x</sub>, czego efektem jest np. stopniowa likwidacja kotłów OP 380. Pozostałe będą musiały spełniać standard nie tylko NO<sub>x</sub>200, lecz także np. NO<sub>x</sub>85 przy założeniu, że moc jednostek pracujących na jedno źródło emisji się sumuje. Wszystko wskazuje na to, że konieczność spełnienia standardów osiągalnych tylko dla SCR może spowodować, że pozostałe technologie przestaną być stosowane lub będą miały tylko marginalne znaczenie.

Biorąc pod uwagę, że aktualnie projektowane kotły będą pracowały co najmniej do 2040 r., należy się w ciągu tego okresu liczyć z jeszcze silniejszym zaostreniem wymagań w zakresie emisji NO<sub>x</sub>. Stąd projekty muszą przewidywać potencjalną możliwość osiągnięcia emisji przynajmniej na poziomie NO<sub>x</sub>40. Wiąże się to z nieuniknioną koniecznością wychwytu CO<sub>2</sub>, który wymaga niezwykle dokładnego oczyszczenia spalin przed ich wprowadzeniem do instalacji. Ponieważ osiągnięcie takiego stężenia NO<sub>x</sub> może być trudne nawet dla SCR, to prawdopodobnie pojawią się nowe technologie, np. adsorpcja NO<sub>2</sub> na materiałach mezoporowatych [61], które mogą wpłynąć na rozwiązania „klasycznych” metod redukcji.

Istotnym problemem dla metod wtórnych, a szczególnie SNCR, staje się zawarte w konkluzjach BAT ograniczenie emisji NH<sub>3</sub> na poziomie 3 - 10 mg/m<sup>3</sup><sub>n</sub> - tabl. 1.

## ■ Przyszłość kotłów energetycznych z paleniskiem fluidyzacyjnym

W zakresie kotłów energetycznych dużej mocy praktycznie jedynym rozwiązaniem, które może konkurować z kotłami pyłowymi są kotły z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CWF - CFB). Ich przewaga nad pyłowymi od początku wynikała z niższych emisji SO<sub>x</sub> (możliwość skutecznego odsiarczania w palenisku) i braku termicznych NO<sub>x</sub> wynikającego z niskich temperatur spalania. Dodatkową zaletą była elastyczność paliwowa zarówno pod względem rodzaju paliwa, jak i jego parametrów (granulacja, zapopielenie). Wadami natomiast były wyższe koszty potrzeb własnych z uwagi na zużycie energii wentylatorów powietrza pierwotnego oraz wyższe koszty samego kotła, które jednak były na ogół niższe od łącznych kosztów kotła pyłowego oraz mokrej IOS.

Od kiedy kotły muszą spełniać wymagania zawarte w konkluzjach

BAT, sytuacja uległa zmianie, ponieważ stężenia emisji osiągalne dla CWF ( $\text{NO}_x$  160,  $\text{SO}_x$  120 [62]) wkrótce nie będą już wystarczające, zmuszając do instalowania wtórnych metod redukcji  $\text{NO}_x$  i dodatkowego odsiarczania spalin. Pojawiły się już kotły CWF wyposażone w SCR i mokrą IOS, chociaż na razie częściej stosuje się SNCR i odsiarczanie pól suche. Dlatego najważniejszą przewagą CWF nad technologią pyłową będzie raczej elastyczność paliwowa, szczególnie w zakresie paliw biomasowych. Przykładem takiej tendencji jest największy na świecie kocioł biomasowy w El. Połaniec, zbudowany w technologii CWF.

Szeroka analiza [63] daje dość dobre porównanie obu technologii. Jej wyniki nie wskazują jednoznacznie na żadną z nich, ponieważ warunki początkowe silnie zależą zarówno od lokalnej bazy paliwowej, jak i legislacji w zakresie emisji oraz stałego rozwoju technologii CWF. Np. chińskie badania nad ograniczeniem zużycia energii na przetłaczanie powietrza doprowadziły do sytuacji, kiedy zużycie energii na podmuch fluidalny jest mniejsze od zużycia energii na przemiał węgla w kotle takiej samej mocy. Także koszty budowy kotła CWF stały się podobne do kosztów kotła pyłowego. Natomiast nadal problemem jest utylizacja popiołu z CWF zawierającego sporo wolnego CaO. Także koszty uruchamiania kotłów CWF są wyższe niż pyłowych. Niższa jest też nadal dyspozycyjność kotłów CWF.

Analizy i próby na jednostkach pilotowych wykazują pewną przewagę CWF w odniesieniu do implementacji technologii Oxyfuel. Tu jednak dopiero zbudowanie pełnoskalowych jednostek może dać wiarygodną odpowiedź, który typ paleniska jest lepszy. Ciekawy pomysł oferujący możliwość zamiennego spalania powietrznego i oxy spalania w jednym kotle proponuje Foster Wheeler w postaci technologii Flexi-Burn CFB [64]. Jedną z zalet CWF jest nadciśnienie w palenisku, zabezpieczające przed niekontrolowa-

nym dopływem fałszywego powietrza, co w kotłach pyłowych pracujących w podciśnieniu jest prawdopodobne. Ważną zaletą CWF jest też możliwość pracy z niewielkim, na poziomie 1%, nadmiarem tlenu, trudnym do osiągnięcia w palenisku pyłowym. Problemem w Oxyfuel CFB może natomiast być pogorszenie skuteczności odsiarczania związane z przesunięciem w górę temperatur kalcynacji przy wysokim udziale  $\text{CO}_2$ . Podniesienie temperatury warstwy może być utrudnione ze względu na ryzyko aglomeracji.

Przy parametrach nadkrytycznych zaletą CWF jest mniejsze niż w kotle pyłowym obciążenie cieplne ekranów, co pozwala uniknąć budowy relatywnie drogiego parownika spiralnego. Trudne może być natomiast wprowadzenie bloków 50+ w technologii CWF, o większym potencjale w zakresie zmniejszania emisji  $\text{CO}_2$ , wymagających temperatur pary na poziomie 700°C. Będzie to dużo łatwiejsze w oparciu o kotły pyłowe.

Powyższe uwagi dowodzą, że chociaż kotły energetyczne w technologii CWF raczej nie wyprą pyłowych, to będą dalej rozwijane i budowane dla coraz większych mocy i coraz wyższych parametrów. Szczególnie przydatne będą w sytuacji, kiedy do dyspozycji jest tanie paliwo niskiej jakości, jak to ma miejsce np. w Indiach, które węgiel wyższej jakości muszą importować.

### ■ Przystosowanie kotłów energetycznych do pracy w warunkach znacznego udziału OZE w systemie energetycznym

Duży udział OZE powoduje konieczność dysponowania przez krajowy system energetyczny (KSE) tzw. gorącą operacyjną rezerwą mocy (GR). Rozwiązanie to polega na tym, że operator płaci właścicielom bloków, których działanie jest nierentowne za niewyłączenie ich ze względu na bezpieczeństwo całego KSE. Bloki takie pracują

ciągłe z minimalną mocą a w przypadku nagłego wyłączenia innych źródeł (np. OZE) pozwalają je w krótkim czasie zastąpić. Jednak praca przy niskiej mocy rodzi szereg problemów, w tym także niską sprawność wytwarzania. Ponieważ taki stan KSE można uznać za trwały w dłuższej perspektywie czasowej, ważne jest, aby rodził jak najniższe koszty. Dlatego istotne jest rozpoznanie zagrożeń dla tak pracujących bloków energetycznych (np. niska sprawność, pogorszenie dyspozycyjności), a następnie zbadanie możliwości przeciwdziałania wspomnianym zagrożeniom. Zasadnicze znaczenie ma w tym przypadku możliwość dokonywania szybkich zmian mocy przy zapewnieniu bezpiecznej pracy elementów ciśnieniowych [65, 66]. Należy przeprowadzać modernizacje elementów istniejących bloków przewidzianych obecnie do pracy w warunkach GR, ponieważ bloki te były projektowane pod kątem jak najlepszej pracy przy mocy wysokiej. Przy trwałym ograniczeniu mocy takich jednostek zmieniają się zarówno parametry „nominalne” - przy których blok pracuje z możliwie wysoką sprawnością, jak i wymagania dla instalacji ochrony środowiska (redukcja  $\text{NO}_x$ , IOS). Jeżeli analizowane bloki będą dłużej pracowały z niską, niż z wysoką mocą, konieczne byłyby działania modernizacyjne i zmiany w prowadzeniu eksploatacji dostosowujące je do takiej sytuacji. Trzeba także wziąć pod uwagę możliwość zabudowy zasobników ciepła odpowiednio włączonych do obiegu.

Ważnym zagadnieniem jest dobór parametrów i paliw dla kotłów przewidzianych do pracy jako GR. Nie mają tu sensu wysokosprawne jednostki nadkrytyczne, ponieważ są budowane do pracy poślizgowej i przy niskiej mocy pracują w warunkach podkrytycznych. Wówczas okres zwrotu wysokich nakładów na niezwykle drogie elementy ciśnieniowe bardzo się wydłuży, co stawia sens budowy takich jednostek pod znakiem zapytania. Dlatego należy rozważyć następujące warianty:

■ Przystosowanie istniejących kotłów pyłowych do pracy jako GR - mogą to być starsze i mniejsze jednostki (OP 230, OP 380), które należałoby przystosować do spełniania wymogów emisyjnych. Warunkiem powodzenia takiego rozwiązania jest analiza prognozowanej trwałości elementów i wymiana tych, których oczekiwany czas pracy jest zbyt krótki.

■ Modernizacja istniejących podkrytycznych kotłów pyłowych na biomasę (także toryfikowaną lub węgiel i biomasę przy dużym jej udziale). Bloki z takimi kotłami byłyby konkurencyjne w stosunku do nowych jednostek nadkrytycznych na węgiel, gdyby wymóg CCS stał się obligatoryjny. Przy spalaniu węgla CCS obniża sprawność bloku do poziomu, który aktualnie osiągają przeciętne bloki KSE. Jeżeli bloki GR spalałyby biomasę, to nie ustępowałyby pod względem sprawności blokom nadkrytycznym na węgiel. Pozwalałoby to utrzymać sprawność KSE mimo pracy jako GR.

■ Budowa podkrytycznych kotłów pyłowych lub fluidalnych na biomasę - dobór parametrów i sprawności musiałby uwzględniać przewidywane warunki pracy. Ten wariant stoi jednak w sprzeczności z wymogiem sprawności na poziomie 45-46% dla nowych bloków - tab. 1.

■ Stosowanie jako GR siłowni j.w. w układach kogeneracyjnych, które mają dodatkowe przychody ze sprzedaży ciepła. Taki wariant mógłby też spełnić powyższy wymóg sprawnościowy.

KSE powinien w tym przypadku preferować kierowanie biomasy do bloków GR, co spowodowałoby, że bloki podstawowe pracowałyby z możliwie najwyższą sprawnością, którą współspalanie biomasy obniża.

## ■ Wnioski

1. Dalszy rozwój kotłów energetycznych jest zdeterminowany w głów-

nej mierze przez konieczność ograniczenia wpływu wykorzystania paliw kopalnych na środowisko naturalne zgodnie z wymogami Dyrektywy IED i tzw. konkluzjami BAT.

2. W ostatnich latach w Europie priorytetem stało się wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE), w tym z elektrowni wiatrowych i ogniw fotowoltaicznych, które pracują w sposób stochastyczny. Powoduje to konieczność dysponowania przez krajowy system energetyczny (KSE) tzw. gorącą operacyjną rezerwą mocy (GR). Bloki GR pracują ciągle z minimalną mocą, a w przypadku nagłego wyłączenia innych źródeł (np. OZE) pozwalają je w krótkim czasie zastąpić. Wymaga to jednak odpowiedniego przystosowania kotłów do takiej pracy.

3. W szczególnie trudnej sytuacji znalazły się elektrownie opalane węglem kamiennym, którym trudniej, niż siłowniom na węgiel brunatny, sprostać konkurencji OZE. Istnieje ryzyko, że nowe wysoko-sprawne bloki wielkiej mocy będą wyłączone, ponieważ nawet ich moc minimalna będzie zbyt duża dla niektórych stanów KSE, podczas gdy rolę regulacyjną w systemie będą pełniły bloki mniejsze, ale i starsze, o niskiej sprawności. Pewne remedium mogłyby tu stanowić nowe duobloki nadkrytyczne zastępujące istniejące bloki 225 MW, w których moc turbiny można zaniżyć do nawet 20%.

4. W kotłach pyłowych coraz lepiej udaje się rozwiązywać problem spalania i współspalania biomasy z węglem. Osiągane są już udziały cieplne biopaliw na poziomie 50%, istnieją też kotły opalane w całości biomasą. Jednak nadal kotły z CWF przeważają nad pyłowymi pod względem elastyczności paliwowej, szczególnie w zakresie paliw biomasowych.

5. Dalszy rozwój kotłów powinien po-

zwolić na ich wykorzystanie w blokach o praktycznie zerowej emisji CO<sub>2</sub>. W stosunkowo krótkim czasie powinny się np. pojawić komercyjne rozwiązania w technice Oxyfuel ułatwiające w istotny sposób separację CO<sub>2</sub> ze spalin.

6. Największy efekt w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> daje połączenie nadkrytycznych parametrów czynnika roboczego ze spalaniem biomasy, co nie wymaga sekwestracji CO<sub>2</sub>. Jednak budowa odpowiednich kotłów nastęrcza znaczne trudności, ze względu na synergiczne oddziaływanie wysokich temperatur i niekorzystnego składu spalin wprowadzającego silne zagrożenie korozją.

7. Dążenie do jak najwyższej sprawności kotła (bloku) narzuca także konieczność pracy przy niskiej temperaturze spalin wylotowych, a to stwarza zagrożenia związane z wykraplaniem się rosy ze spalin. Rozwiązaniem tego problemu będzie budowa umieszczonych za kotłem systemów odzysku ciepła, a także technika kondensacyjna.

8. Na poziomie wymagań ekologicznych zdefiniowanych konkluzjami BAT nie tylko kotły pyłowe, lecz także z CWF będą wymagały stosowania wtórnych metod ograniczenia emisji NO<sub>x</sub> oraz efektywnych IOS. W zakresie ograniczania emisji tlenków azotu, przewagę nad innymi metodami uzyskuje technologia SCR.

9. Także w przyszłości ważny obszar działań będą stanowiły przedsięwzięcia prowadzące do zwiększenia efektywności i trwałości powierzchni ogrzewalnych w zmiennych warunkach eksploatacji. Kierunki rozwoju w tej dziedzinie będą zmierzały do poprawy charakterystyk cieplno-przepływowych, a także do polepszenia wytrzymałościowych warunków pracy powierzchni przy zmniejszeniu zagrożeń spowodowanych erozją popiołową i korozją.



10. Drastyczne ograniczanie emisji rozmaitych substancji w połączeniu z wymogiem sekwestracji CO<sub>2</sub> może doprowadzić do sytuacji, kiedy będą wprawdzie istniały technologie o statusie BAT pozwalające zrealizować takie limity, ale koszty koniecznych przedsięwzięć spowodują, że elektrownie węglowe

staną się niekonkurencyjne. Mogą wówczas zostać wyparte zarówno przez siłownie jądrowe jak i spalające gaz ziemny.

11. Wymaganie minimalnej sprawności bloku netto, która dla istniejących instalacji ma wynosić 33,5-44%, zaś dla nowych 45-46% narzuca stosowanie technologii nadkrytycz-

nej także w sytuacji, kiedy z ekonomicznego punktu widzenia nie jest ona opłacalna (tanie paliwo). Wysoki koszt takich jednostek może spowodować, że będą niekonkurencyjne na rynku energii.

**Literatura**

[1] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów. Dziennik Urzędowy Rzeczypospolitej Polskiej Warszawa, dnia 7 listopada 2014 r., poz. 1546.

[2] Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. WE L 309 z 27.11.2001, str. 1, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 15, t. 6, str. 299).

[3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.).

[4] Poradnik w zakresie monitorowania emisji, sprawozdawczości i ochrony powierzchni ziemi, dotyczących pozwoleń zintegrowanych, Ministerstwo Środowiska, www.ecosolution.pl

[5] Kaczorowski M.: Wstępna opinia w zakresie konieczności i możliwości wprowadzenia zmian technologicznych warunkujących spełnienie nowych konkluzji BAT, planowanych jako obowiązujące od 2020 r. dla wariantów „New- i Existing Plants”, w odniesieniu do projektu DUO BIO. Seminarium Projektu DUO BIO. Zawiercie, 16-17.06.2015.

[6] Ustawa z dnia 27.04.2001 r. Prawo ochrony środowiska. Dz. U. z 2013 r. poz. 1232.

[7] Koornneef J., Junginger M., Faaij A.: Development of fluidized bed combustion - An overview of trends, performance and cost. *Progress in Energy and Combustion Science* 33 (2007) 19-55.17

[8] Pronobis M.: Nowe rozwiązania konstrukcyjne powierzchni konwekcyjnych w kotłach energetycznych. Konferencja „Nowoczesne technologie spalania węgla i paliw odpadowych” Szczryk, listopad 2008 r.

[9] Ciukaj S., Pronobis M.: Badanie zdolności samozaczyszczających powierzchni konwekcyjnych z obciążeniem diagenalnym. Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Kotlej ICBT'2010. Pol. Śląska, IMiUE, Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 25. Gliwice 2010.

[10] Storm S. K., Guffre J., Zucchelli A.: Advancements with Regenerative Airheater Design, Performance and Reliability. *POWER-GEN Europe 7-9 June 2011, Fiera, Milano Italy*.

[11] Pronobis M.: Modernizacja kotłów energetycznych. WNT Warszawa 2002.

[12] Kraftwerk Niederaußen - strona internetowa RWE Power.

[13] Kather A.: Technologien für Dampfkraftwerke. Fachkongress Innovative Technologien zur Stromerzeugung - auf dem Weg zu CO<sub>2</sub>-freien Kohle- und Gaskraftwerken 10-12.05.2004.

[14] Berger S., Bergins C., Strauß K., Bieffeldt F. B., Elsen R. O., Erken M.: Mechanisch/Thermische Entwässerung von Braunkohle. *VGB KraftwerksTechnik* 79 (1999), Nr. 1, S. 40-45.

[15] Pawlak-Kruczek H. i inni: Przegląd różnych metod i technologii suszenia węgla brunatnego. XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Forum Energetyków GRE 2014, 16-18.06.2014, Szczryk.

[16] Łukowicz H., Chmielniak T., Kochaniewicz A., Mroncz M.: Analiza wykorzystania ciepła opadowego ze spalin bloku węglowego opalonego węglem brunatnym do suszenia węgla. Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Kotlej ICBT'2010. Pol. Śląska, IMiUE, Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 25. Gliwice 2010.

[17] Adamczyk F.: Integration of a POWERISE Fuel Gas Heat Recovery System in the Worldwide Largest Fluidised Bed Boiler Lagisza 460 MW. *Efficiency Increase and CO<sub>2</sub> Reduction*. *VGB PowerTech* 12/2008.

[18] Zgłoszenie Patentowe P390728 „Sposób oraz instalacja odzysku ciepła i mokrego oczyszczania niskotemperaturowych spalin odprówdzanych do otoczenia zwłaszcza z komór spalania”.

[19] Heaphy J.P., Carbonara J., Litzke W., Butcher T. A.: Condensing economizers for thermal efficiency improvements and emission control. *Proceedings of Pittsburg Coal Conference, Pittsburg 1995*.

[20] Södra Näs Vimmerby Energi AB Biomass District Heating Plant, Sweden - Internet.

[21] Maierhofer H., Schröter C.: Pfaffenhofen has achieved its aim of climate protection. *Wood Energy* 6, July 2002, 38-41.

[22] Oberberger I., Thonhofer P., Reisenhofer E.: Description and evaluation of the new 1,000 kWel Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria. *Euroheat & Power, Volume 10/2002, pp.18-25*.

[23] Andersson K., Johnsson F., Strömberg L.: An 865 MWe Lignite-fired Power Plant with CO<sub>2</sub> Capture - A Technical Feasibility Study. *VGB Conference "Power Plants in Competition - Technology, Operation and Environment", March 2003, Cologne*.

[24] IPW Polin: Technologia obniżania emisji tlenków azotu (NOx) metodami pierwotnymi na przykładzie zastosowania w kotłach z różną konfiguracją palników (kocioł typu EP 650-137). *Symp. „Metody pierwotnej redukcji NOx w kotłach energetycznych” Szczryk 28-29.04.2009*.

[25] Vitalis B. P.: Constant and sliding-pressure options for new supercritical plants. *Power, January/February 2006*.

[26] Blum R., Bugge J., Kjaer S.: USC 700c Power Technology - a European Success Story. *VGB PowerTech 4/2009.18*

[27] Čech B., Kadlec Z., Matoušek J., Kolat P.: Diagnostic methods of large fluidized bed boilers. *Wrocław 2008. Archivum combustionis* 28-2008-No.1-2, s. 1-10.

[28] Deuster M., Drescher H. P.: Optimization of coal fired boilers using acoustic pyrometry. *Coal Gen Warszawa 2008*.

[29] Wojnar W., Pronobis M., Ostrowski P.: Zmniejszenie rozrzutu temperatur nur przegrzewacza grodzioowego poprzez zróżnicowanie powierzchni grodzi. *12th International Conference on Boiler Technology ICBT, October 21-24, 2014, Szczryk, Poland*.

[30] Folke C., Tschaffon H., Gierschner G.: 50plus - Aktueller Stand der Planung und Beschaffung des 700-°C-Demokraftwerks - Internet.

[31] Yoshio Shimogori: Ultra Super Critical Pressure Coal Fired Boiler - State of the Art Technology Applications. *BABCOCK-HITACHI K.K. 1 - Internet*.

[32] Dobrzański J., Zieliński A., Pasternak J., Herinas A.: Doświadczenia z zastosowania nowych stali do wytwarzania elementów kotłowni na parametry nadkrytyczne. *Prace IMZ 1 (2010)*.

[33] The Latest Supercritical Coal-Fired Boiler and Integrated Coal Gasification Combined Cycle Technology (IGCC). *APEC Clean Fossil Energy Technical and Policy Seminar, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd - Internet*.

[34] Advanced Power Plant Using High Efficiency Boiler/Turbine. *DTI BPB010 January 2006 - Internet*.

[35] Mory A., Tauschitz J.: Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken. *VGB Kraftwerkstechnik 1/1999*.

[36] Sroczyński S., Merchut A.: Nowe kierunki rozwoju wędrownych rusztów opalających w pyłowych kotłach energetycznych. *IX Konferencja „Ochrona Środowiska w eksploatacji kotłów rusztowych”, Szczryk 2007. Pol. Śląska, IMiUE, Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 19*.

[37] Petersen C. B.: Conversion of a traditional coal fired boiler to a multi fuel biomass unit. *PowerGen Europe 2011, Milan, Italy*.

[38] Wigley F., Williamson J., Riley G.: The effect of mineral additions on coal ash deposition. *Fuel Processing Technology, 2007*.

[39] Linstrom E., Bostrom D., Ohman M.: Effect of kaolin and limestone addition on slag formation during combustion of woody biomass pellets. *ETPC 2007*.

[40] Mroczek K., Kalisz S., Ostrowski P., Pronobis M., Sołtyś J.: Poprawa warunków pracy kotłów opalanych biomasą AGRO kondycjonowaną dodatkiem halozytu. *Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Kotlej ICBT'2010. Pol. Śląska, IMiUE, Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 25. Gliwice 2010*.

[41] Kather A., Hermsdorf C., Klostermann M.: Der kohlebefeuerte Oxyfuel-Prozess. *VGB PowerTech 4/2007 s. 84-91*.

[42] Cichowlas Ł., Golec T., Kuczyński P., Strug K., Świątkowski B.: Ocena możliwości przystosowania kotła pyłowego OP-650 do spalania tlenowego. *Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Kotlej ICBT'2010. Pol. Śląska, IMiUE, Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 25. Gliwice 2010*.

[43] Jordal K., Anheden M., Jinying Yan, Strömberg L.: Oxyfuel combustion for coal-fired power generation with CO<sub>2</sub> capture - opportunities and challenges - Internet.

[44] Miklaszewski E. J., Zheng Y., Son S. F.: Oxy-Fuel Combustion: Laboratory and Pilot Scale Experiments - Internet.

[45] Hardy T. Zacharczuk W.: The effect of oxy combustion on ash deposit formation and corrosion behavior in pulverized boilers. *12th International Conference on Boiler Technology ICBT, October 21-24, 2014, Szczryk, Poland.19*

[46] Böhrer S., Wiesenberger H., Kutzler T., Szedny J., Poupa S., Schindler I.: NOx - Emissionen: Minderungspotenziale in ausgewählten Sektoren und Szenarien 2010. *Umweltbundesamt BE 233, 2003*.

[47] Rentz C., Gültling K., Karl U.: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie. *Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung Universität Karlsruhe (TH) Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe Forschungsbericht 200 46 317*.

[48] Stamatelopoulou G.N., Brüggemann H., Kunkel R. C.: Reliable operation of high performance primary low NOx controls. *Power Gen 2006*.

[49] Szafruga K.: Technologia obniżania emisji tlenków azotu (NOx) metodami pierwotnymi w przykładzie zastosowania w kotłach z frontową konfiguracją palników (kocioł typu OP 650). *Symposium „Metody pierwotnej redukcji NOx w kotłach energetycznych” Szczryk 2009*.

[50] Sato, S. Kobayashi Y., Hashimoto T., Hokano M., Ichinose T.: Retrofitting of Mitsubishi Low NOx System. *Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review Vol.38 No.3 (Oct. 2001)*.

[51] Grucza G.: Nowa technologia pracy kotła EP 650-137 według projektu firmy IPW Polin. *Materiały X Międzynarodowej Konferencji Kotlej ICBT'06. Pol. Śląska, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych - Prace Naukowe, Monografie, Konferencje z. 16. Gliwice 2006*.

[52] Yano T., Kiyama K., Sakai K., Dermjatip P., Savolainen K., Okazaki H.: Low NOx Combustion Technologies For Lignite Fired Boilers. *PowerGen Europe 2003*.

[53] Błasiak W., Grimbrandt J.: Opportunity to achieve LCPD with primary action by implementing MobotecSystem™. *Strategic Approach for Implementation of Primary DeNOx Measures in Large EU Pulverized Coal and Lignite Fired Units 2008-2015 and after 2015. Athens 2005*.

[54] Fielenbach C., Hoffeld Th., von Petery C., Rienz U., Wüning J.G.: NOx-Reduction in a Pressurized Pulverized Coal Flame by Flue Gas Recirculation. *Pittsburgh Coal Conference 2003*.

[55] Nowiczak B., Pronobis M.: Kontrola procesu spalania węgla w pyłowych kotłach energetycznych. *Konferencja GRE, Bielsko-Biała 2006*.

[56] Kulaziński M., Pronobis M., Walewski A. W., Wojnar W.: Selektowna redukcja katalityczna (SCR) tlenków azotu w regeneracyjnym obrotowym podgrzewaczu powietrza. *Rynek Energii 6 (79)/2008*.

[57] Aleksik A.: Redukcja tlenku azotu w przemysłowym spalaniu odpadów przy zastosowaniu wtrysku mocznika. *Praca doktorska, raport serii PREPRINTY nr 1/97, Politechnika Wroclawska, Wroclaw 1997*.

[58] Cremer M., Adams B., O'Connor D., Bhamidipati V., Broderick R.: Design and demonstration of Rich Reagent Injection (RRI) for Reduction at Convector's B.L. England Station. *U.S. DOE Conference on SCR and SNCR for NOx Control 2001*.

[59] Gostomczyk M. A., Krzyżyska R.: Multi-Pollutant Control from Pulverized Coal-fired Boiler OP-430. *U.S. EPA - U.S. DOE EPRI - A&WMA Power Plant Air Pollutant Control MEGA Symposium, Baltimore, U.S., 28-31 August 2006*.

[60] Lamon Ch. R., Steen D.: Combined SO<sub>2</sub>, NOx, PM and Hg Removal from Coal Fired Boilers. *MEGA Symposium 19-22 May 2003, Washington*.

[61] Ściubidło A.: Adsorpcja tlenków azotu na materiałach mezoporowatych otrzymanych z popiołów lotnych. *Praca doktorska, Politechnika Częstochowska, 2010*.

[62] Błasiak A., Nowak W., Jagodzki S.: Effects of operating conditions on deNOx system efficiency in supercritical circulating fluidized bed boiler. *Journal of Power Technologies; 93 (1); 1-8 (2013).20*

[63] Lockwood T.: Techno-economic analysis of PC versus CFB combustion technology. *IEA Clean Coal Centre, 2013*.

[64] Eriksson T., Gutierrez Cerezales P.: Development of FLEXI-BURN® CFB boiler concept for OXY-CFB-300 Compostilla Project. *3rd International Oxyfuel Combustion Conference, September 9-13, 2013 Ponferrada Spain*.

[65] Taler J., Dzierwa P., Taler D., Harchut P.: Optimization of the boiler start-up taking into account thermal stresses. *12th International Conference on Boiler Technology ICBT, October 21-24, 2014, Szczryk, Poland*.

[66] Rusin A., Wojacek A.: Charakterystyka niezawodności krajowych bloków energetycznych w latach 2000-2013. *12th International Conference on Boiler Technology ICBT, October 21-24, 2014, Szczryk, Poland*.