

# EFEKTY ROCZNEJ PRACY KOTŁA BP-1150 W PGE ELEKTROWNIA OPOLE SA PO WYPOSAŻENIU GO W INSTALACJE USUWANIA NO<sub>x</sub> – ROFA i ROTAMIX

Włodzimierz BŁASIAK, Robert ŻMUDA, Edward KINAL  
NALCO MOBOTEK POLSKA Sp. z o.o., ul. Przemysłowa 55, 43-110 TYCHY

## STRESZCZENIE

PGE El. Opole SA w 2010 r. zmodernizowała kocioł BP-1150 na blok nr 3 w zakresie dotyczącym emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>), przystosowując go do pracy ze standardem emisyjnym (nazywanym w pracy emisją) poniżej 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (przy 6% O<sub>2</sub>) w sposób ciągły. Przeprowadzone pomiary gwarancyjne potwierdziły osiągnięcie głównego celu kontraktu, tj. pracy ze stężeniem NO<sub>x</sub> w spalinach poniżej 180 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>. W oparciu o te wyniki PGE El. Opole SA podjęła decyzję o skorzystaniu z funduszy NFOŚ zobowiązując się tym samym do pracy w sposób ciągły z emisją nieprzekraczającą 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>. W efekcie od dnia 1.01.2011 r. PGE El. Opole SA. eksploatuje blok nr 3 z poziomem standardu emisyjnego obowiązującym po 2016 r. W roku 2011 średnia emisja NO<sub>x</sub> z boku nr 3 wyniosła 188 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> dająca wskaźnik 0,62 kg/MWh. Zużycie mocznika wyniosło średnio w skali roku 0,43 kg/MWh, a popiół, gips i żużel zachowały parametry handlowe.

### 1. Wstęp

Po roku 2016 polskie przepisy dotyczące emisji tlenków azotu będą wymagały utrzymania poziomu emisji poniżej 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (przy 6% O<sub>2</sub>) zgodnie z dyrektywą dla dużych zakładów spalania (LPCD) [1]. W celu spełnienia tego wymogu, PGE El. Opole SA zamówiła w 2008 roku instalację do redukcji emisji NO<sub>x</sub> wg systemu oferowanego przez Mobotec, którego głównymi elementami są:

1. System ROFA [2-3] do poprawy procesu spalania i redukcji emisji NO<sub>x</sub>.
2. System Rotamix [4] (SNCR) do dalszej redukcji emisji NO<sub>x</sub> poprzez wtrysk roztworu mocznika do komory paleniskowej.
3. Modyfikacja i modernizacja układu powietrza wtórnego – jako uzupełnienie w/w systemów.

Elektrownia Opole SA postawiła Wykonawcy ostre warunki techniczno-handlowe wymagając, aby instalacja oprócz redukcji emisji NO<sub>x</sub> do poziomu poniżej 180 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> nie pogorszyła osiąganych przed modernizacją parametrów technicznych i handlowych elektrowni. Dotyczyło to między innymi dyspozycyjności, sprawności kotła, przepływu i temperatury pary, a także parametrów UPS-ów, które powinny zachować właściwości handlowe. Określiła dopuszczalne zawartości części palnych (LOI) w popiele lotnym i w żużlu, wartości ulotu amoniaku za kotłem i wynikające stąd zawartości amoniaku w popiele i gipsie.

Wszystkie prace dla El. Opole wykonywało Konsorcjum w składzie: Remak-Rozruch SA Opole, Nalco Mobotec Sp z o.o. Tychy oraz SEFAKO SA Sędziszów.

Po zrealizowaniu całości zadania i potwierdzeniu osiągnięcia założonych celów pomiarami gwarancyjnymi, PGE El. Opole SA postanowiła skorzystać z dotacji NFOŚ, zobowiązując się równocześnie do eksploatacji kotła BP-1150 nr 3 od dnia 1.01.2011 r. z emisją NO<sub>x</sub> nie przekraczającą 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>.

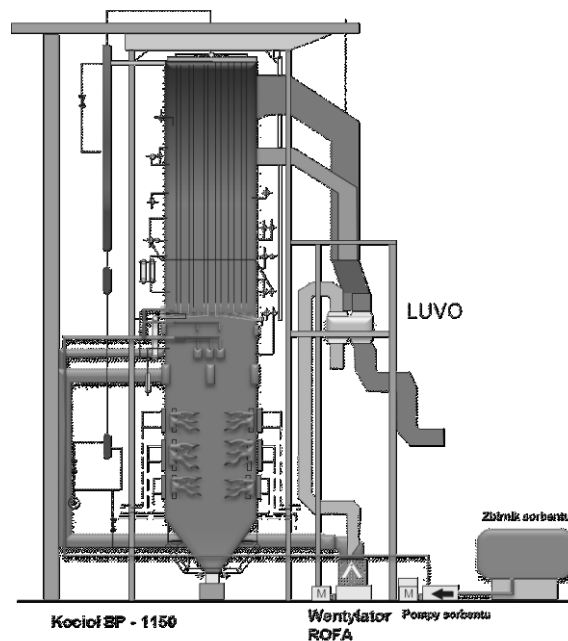
Roczna eksploatacja potwierdziła słuszność kierunków działania PGE El. Opole SA, gdyż uzyskano potwierdzenie, że:

- instalacja deNO<sub>x</sub> zapewniła ciągłą pracę kotła BP-1150 z emisją NO<sub>x</sub> poniżej 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (przy 6% O<sub>2</sub>), a więc spełniła podstawowy wymóg ochrony środowiska,
- parametry ubocznych produktów spalania nie straciły właściwości handlowych,
- wielkość pobranej dotacji NFOŚ w sposób znaczący zmniejszyła inwestycyjne koszty poniesione przez EL. Opole i całkowicie pokrywa minimalnie zwiększone koszty wynikające z eksploatacji kotła z emisją NO<sub>x</sub> znacznie niższą niż obecnie obowiązującą,
- na pozostałych blokach należy zrealizować redukcję emisji NO<sub>x</sub> metodami pierwotnymi wspomaganymi technologiami wtórnymi niekatalitycznymi (SNCR).

W ten sposób blok nr 3 w PGE El. Opole SA w roku 2011 jako pierwszy w Polsce spełnił wszystkie wymogi ekologiczne, jakie będą obowiązywały po roku 2017

## 2. Opis kotła BP-1150 nr 3 w PGE Elektrownia Opole SA

Kocioł parowy BP-1150 produkcji RAFAKO [6] jest kotłem wieżowym, jednociągowym pracującym na parametrach podkrytycznych z wydajnością znamionową 1150 Mg/h pary o temperaturze 540°C i ciśnieniu 18,7 MPa.. Układ paleniskowy jest typowym paleniskiem tangencjalnym, z palnikami pyłowymi szczelinowymi, umieszczonymi w narożnikach komory paleniskowej, zasilanymi pyłem węglowym z pięciu młynów rolkowo-misowych typu Rp-1043x. Schemat kotła został przedstawiony na rys 1.



Rys. 1. Schemat kotła BP-1150

Układ gorącego powietrza do spalania jest trójdrogowy, z trzema obrotowymi podgrzewaczami powietrza typu Ljungström (LUVO). Jeden z nich wykorzystany jest do podgrzewu powietrza pierwotnego służącego do osuszania paliwa w młynach oraz transportu pyłu z młynów do palników, a dwa pozostałe podgrzewają powietrze do układu powietrza wtórnego.

Przed modernizacją kocioł BP-1150 posiadał instalację paleniskową wyposażoną w dysze powietrza wtórnego OFA i SOFA, umożliwiające utrzymywanie emisji NO<sub>x</sub> na poziomie 350-470 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>. Istniejący system SOFA pracował z wydajnością w zakresie między 12% a 14% całkowitego przepływu powietrza (TAF) i zapewniał aktualnie

obowiązujące normy emisji NO<sub>x</sub>. Układ powietrza OFA powstał w efekcie likwidacji młyna nr 6, czyli zastąpienie dysz pyłowych dyszami OFA. Można uznać ten układ jako CCOFA. W trakcie modernizacji układ OFA został zachowany, a zmianie uległy jedynie same dysze OFA. Zastąpiono je nowymi, z końcówkami o innej konstrukcji, a także zapewniono możliwość regulacji kąta nachylenia w płaszczyźnie poziomej i pionowej.

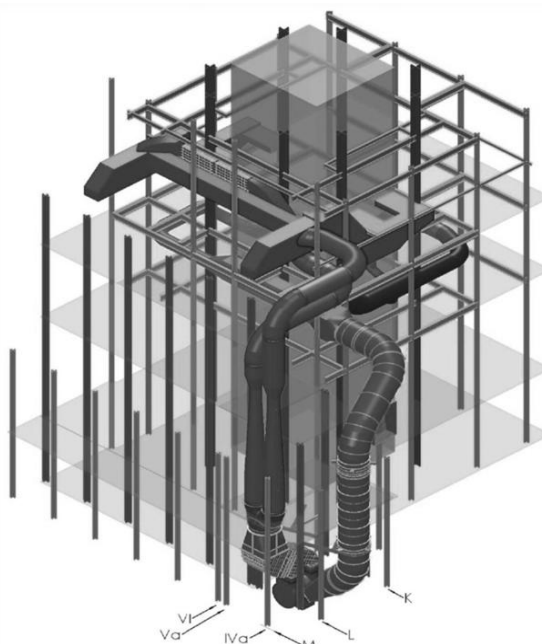
Kotły BP-1150 produkcji RAFAKO Racibórz zainstalowane w El. Opole SA. zaprojektowane zostały pierwotnie do spalania węgla kamiennego, ale obecna sytuacja rynkowo-prawna zmusiła PGE El. Opole SA do współspalania biomasy z węglem. Do chwili obecnej współspalanie węgla i biomasy realizowane jest poprzez mieszanie biomasy z węglem na placu składowym paliwa. Udział masowy biomasy w paliwie w przypadku kotłów BP-1150 może dochodzić do 8%. Powyżej tej wielkości pojawiają się problemy eksploatacyjne związane z młynami. Typową biomasę stanowią odpady drzewne lub rolnicze, aktualny jej skład zależy w dużej mierze od rynkowej ich dostępności.

### 3. Opis modernizacji

#### 3.1. Budowa układu ROFA

Istniejący układ SOFA został zastąpiony całkowicie nową instalacją ROFA.

Głównym zadaniem systemu ROFA, jaki został zaprojektowany i zabudowany na kotle BP-1150, jest wymieszanie spalin w górnej części komory, w celu dopalenia CO i LOI. System ten obejmuje wentylator ROFA zwiększający ciśnienie, kanały łączące i dysze wtryskowe powietrza. Powietrze do układu ROFA jest pobierane z kanałów powietrza za obrotowymi podgrzewaczami LUVO dwoma oddzielnymi kanałami. Każdy kanał ma zabudowaną zwężkę pomiarową, umożliwiającą systemowi sterowania kotła określenie przepływu powietrza przez układ ROFA (rys. 2).



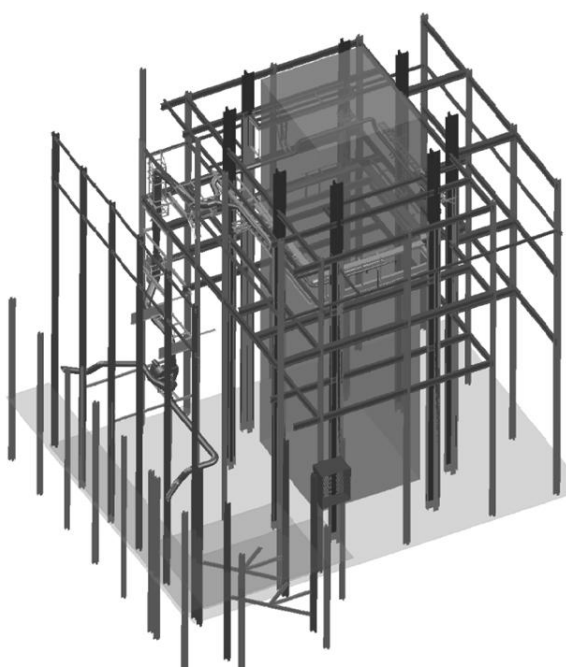
Rys. 2. Układ ROFA

Wentylator ROFA jest wentylatorem promieniowym, sterowanym przemiennikiem częstotliwości (VFD). Gorące powietrze w systemie ROFA wprowadzone jest do komory paleniskowej ponad palnikami pyłowymi. Dysze powietrza ROFA rozmieszczone są na

wszystkich ścianach komory paleniskowej w taki sposób, aby doprowadzić do turbulentnego zawirowania spalin w całej objętości paleniska. Dzięki wysokiej energii kinetycznej powietrze ROFA dociera do wszystkich sektorów komory paleniskowej doprowadzając do homogenizacji spalin. Taka homogenizacja spalin ułatwia dopalanie CO oraz umożliwia wypalenie się części palnych, zawartych w lotnym popiele (LOI) opuszczającym komorę paleniskową.

### 3.2. Budowa systemu ROTAMIX

System Rotamix, przedstawiony na rysunku 3, ma za zadanie rozpylić równomiernie reagent (roztwór mocznika) w całym przekroju spalin w górnej części komory paleniskowej. Redukcja tlenków azotu ( $\text{NO}_x$ ) w systemie Rotamix opiera się na chemicznej reakcji reagenta z powstałymi w trakcie spalania tlenkami azotu w wyniku której następuje rozkład tlenków azotu i substratów reagenta na obojętne gazy – wolny azot oraz parę wodną.



Rys. 3. Układ Rotamix

W celu realizacji w/w zadań system Rotamix wyposażono w układ podawania powietrza nośnego oraz układ podawania cieczy (mocznika i wody). Głównym elementem układu podawania powietrza nośnego jest wentylator Rotamix, który pobiera z kanałów przed obrotowymi podgrzewaczami (LUVO) zimne powietrze (ok.  $20^{\circ}\text{C}$ ) i podnosząc jego ciśnienie podaje go kanałami do dysz powietrza Rotamix.

Dysze Rotamix rozmieszczono na trzech poziomach na wszystkich ścianach komory paleniskowej ponad dyszami ROFA. W celu maksymalizacji chemicznej redukcji  $\text{NO}_x$  wtrysk reagenta powinien być dokonywany w odpowiedniej strefie temperatury spalin. W zależności od obciążenia kotła zmienia się rozkład temperatur spalin w komorze paleniskowej, a więc system sterowania uruchamia wtrysk reagenta, wybierając do pracy optymalny poziom dysz Rotamix.

Układ podawania mocznika składa się ze zbiornika mocznika, dostarczanego do PGE El. Opole SA w postaci granulatu, instalacji przygotowania wodnego roztworu mocznika,

instalacji rozproszania i wtrysku mocznika do spalin. Do utrzymania w pełnej gotowości niepracujące dysze są płukane wodą i chłodzone sprężonym powietrzem.

Wentylator Rotamix jest wentylatorem promieniowym, sterowanym przemiennikiem częstotliwości (VFD). Ciśnienie tłoczenia i wydajność są regulowane w sposób płynny w celu zapewnienia właściwych prędkości strug powietrza w dyszach Rotamix.

### 3.3. Pozostałe modyfikacje urządzeń na kotle BP-1150

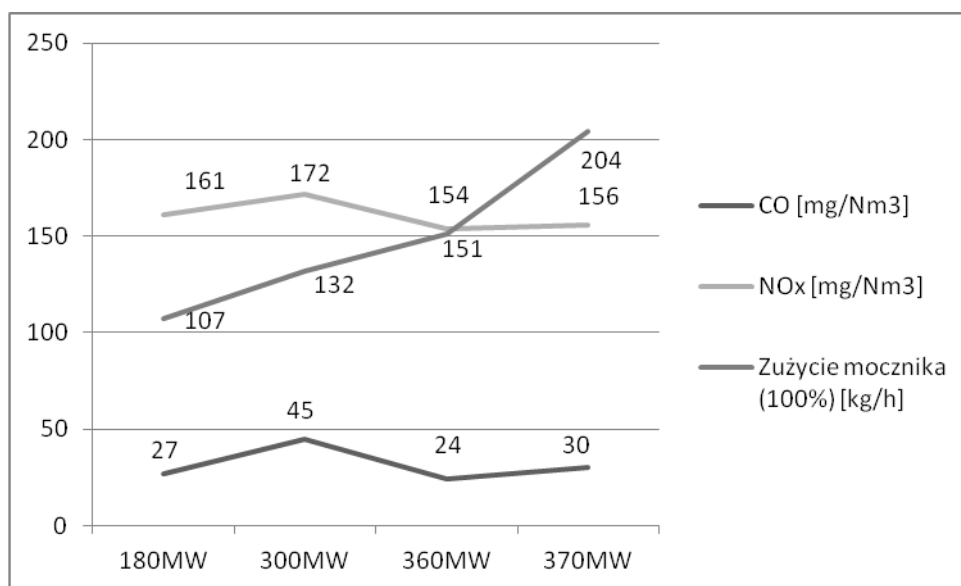
W trakcie procesu przetargowego ustalono, że zakres modernizacji będzie obejmował jedynie zmiany w konstrukcji kotła konieczne ze względu na redukcję emisji NO<sub>x</sub>, a więc modyfikacje urządzeń na kotle BP-1150 ograniczyły się do niżej wymienionych:

- Ingerencja w układ parowo-wodny kotła była minimalna i ograniczyła się jedynie do zabudowy odgięć rur parownika na zabudowę dysz ROFA i Rotamix.
- W układzie paleniskowym oprócz w/w wymienionych instalacji ROFA i Rotamix dokonano zmian w dyszach powietrza wtórnego w palnikach pyłowych. Dysze powietrza wtórnego w skrzyni palników pyłowych zostały dostosowane do zmniejszonej ilości powietrza.
- W układzie sterowania położeniem dysz pyłowych i powietrznych w palnikach zastosowano napędy elektryczne i włączono je do automatycznego układu sterowania. Napędy te umożliwiły zdalne sterowanie ich położeniem (kątem nachylenia) zarówno przez system sterowania, jak również przez operatora kotła z pulpitu.
- Do układu regulacji temperatury pary pierwotnej i wtórnej wprowadzono automatyczną regulację odchyłu pionowego dysz pyłowych wspomagającego układ wtryskowy regulacji (schładzania) pary pierwotnej i wtórnej.

## 4. Roczna eksploatacja kotła BP-1150 nr 3

### 4.1. Przyjęta strategia i oczekiwane cele na rok 2011

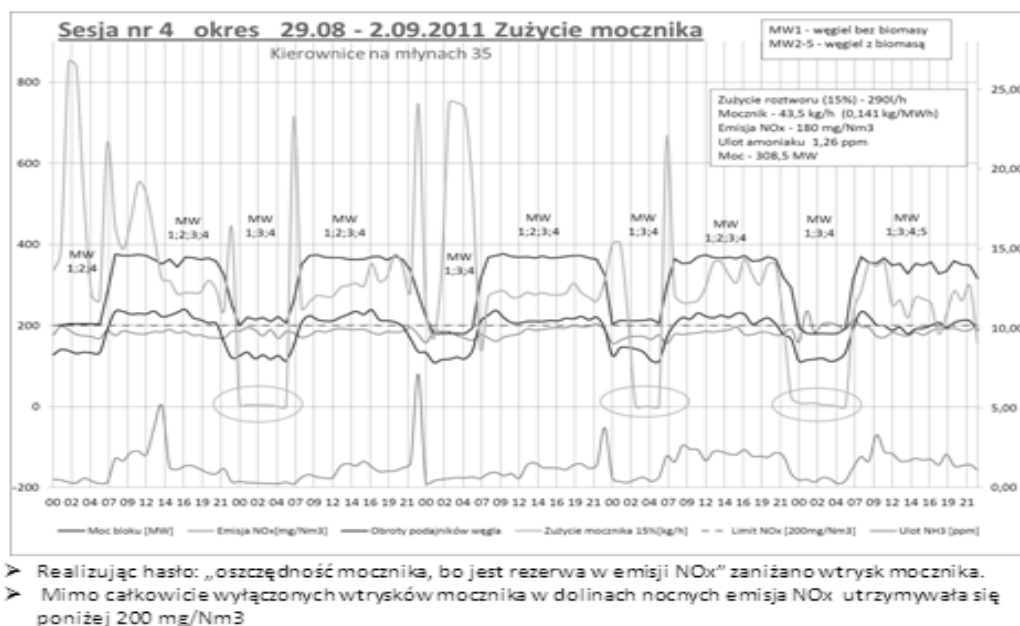
- Przygotowując program modernizacji w zakresie redukcji emisji NO<sub>x</sub> kotłów BP-1150 w PGE El. Opole SA pierwotnie zakładano, że blok nr 3 ma potwierdzić kierunek modernizacji pozostałych bloków i zdobyć doświadczenia w redukcji emisji NO<sub>x</sub> metodami pierwotnymi (ROFA) wspomaganyymi SNCR czyli metodą wtórną – niekatalityczną (Rotamix).
- Wobec zaistnienia możliwości uzyskania dotacji finansowej z NFOŚ oraz osiągnięcia pozytywnych wyników z pomiarów gwarancyjnych (rys. 4) PGE El. w Opole SA podjęto decyzję o skorzystaniu z dotacji, zobowiązując się tym samym do spełnienia wymogów emisji NO<sub>x</sub> już od 1.01.2011 takich, jakie będą obowiązywać po roku 2016.
- W tej sytuacji praca instalacji deNO<sub>x</sub> na kotle BP-1150 nr 3 w roku 2011 musiała być prowadzona w sposób ciągły z emisją poniżej 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>.



Rys. 4. Wyniki pomiarów gwarancyjnych

#### 4.2. Prowadzone testy, modyfikacje i optymalizacje

- Instalacja deNO<sub>x</sub> na kotłach BP-1150 nr 3 jest w pewnym sensie prototypowa i zaprojektowana została na podstawie symulacji komputerowych z pewnymi nadwyżkami gwarancyjnymi. Doświadczenia eksploatacji w dłuższym okresie czasu pokazały możliwości optymalizacji niektórych parametrów pod kątem optymalizacji kosztów eksploatacji.
- Głównym powodem do takiego spojrzenia na instalację deNO<sub>x</sub> jest fakt, że modernizacja była zakontraktowana i zoptymalizowana na limit emisji NO<sub>x</sub> poniżej 180 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>, a w obecnej chwili przyjęty limit emisji NO<sub>x</sub> określono na 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup>. Taka zmiana głównego celu jej pracy daje możliwość korekty niektórych wielkości eksploatacyjnych np. ilości wtrysku mocznika.
- Prowadzone obserwacje i testy pod kątem redukcji ilości wtryskiwanego roztworu mocznika pokazały możliwość nawet całkowitego wyłączenia podawania mocznika w niektórych sytuacjach ruchowych bloku przy zachowaniu emisji poniżej 200 mg/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (rys. 5).

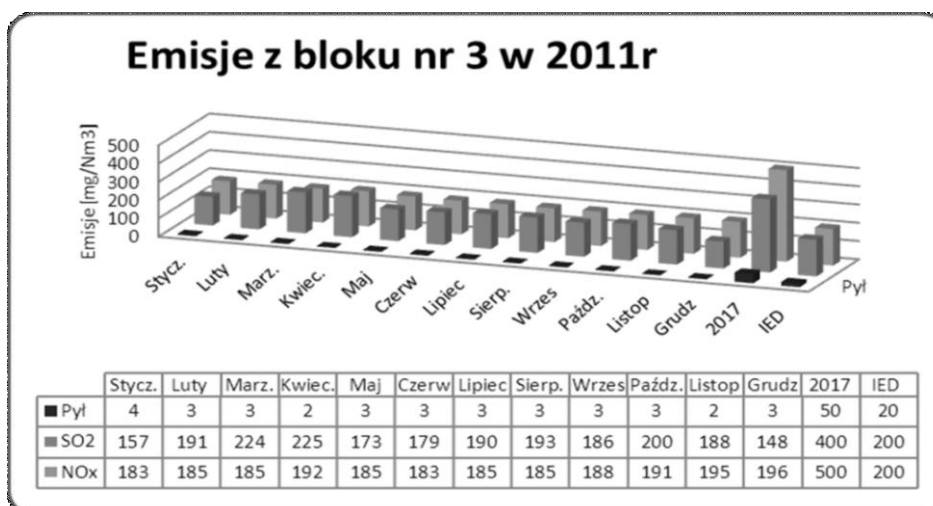


Rys. 5. Możliwości redukcji zużycia mocznika

### 4.3. Osiągnięte wyniki

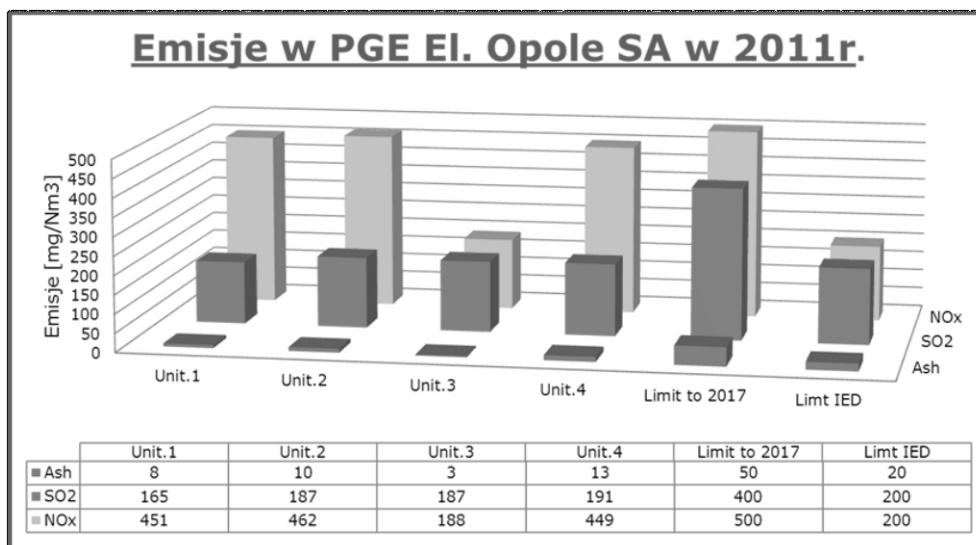
#### 4.3.1. Główne wskaźniki emisji NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> i pyłu

Emisje NO<sub>x</sub> w każdym miesiącu, obliczone jako średnie arytmetyczne średnich wartości godzinowych nie przekraczały 196 mg/m<sup>3</sup> (rys. 6). Przy czym należy zwrócić uwagę, że PGE EL. Opole SA do września osiągnęła średnią emisję 186 mg/m<sup>3</sup> co jest wynikiem lepszym o 14 mg/m<sup>3</sup> od wymaganego na koniec roku. Taka nadwyżka emisji nasunęła myśl, że należy oszczędniej dawkować mocznik i równocześnie podnieść emisję NO<sub>x</sub>. Stąd końcowe miesiące roku 2011 wykazują emisję powyżej 190 mg/m<sup>3</sup>.



Rys. 6. Emisja zanieczyszczeń powietrza z bloku nr 3 w 2011 r.

Emisja NO<sub>x</sub>, łącznie z dobrymi wynikami emisji pyłu i SO<sub>2</sub>, uzyskanymi dzięki instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą, stawiają blok nr 3 PGE El Opole SA już obecnie w gronie spełniających wymogi roku 2016 (rys. 7).



Rys. 7. Emisja zanieczyszczeń z bloków 1-4 w PGE El. Opole SA w 2011 r.

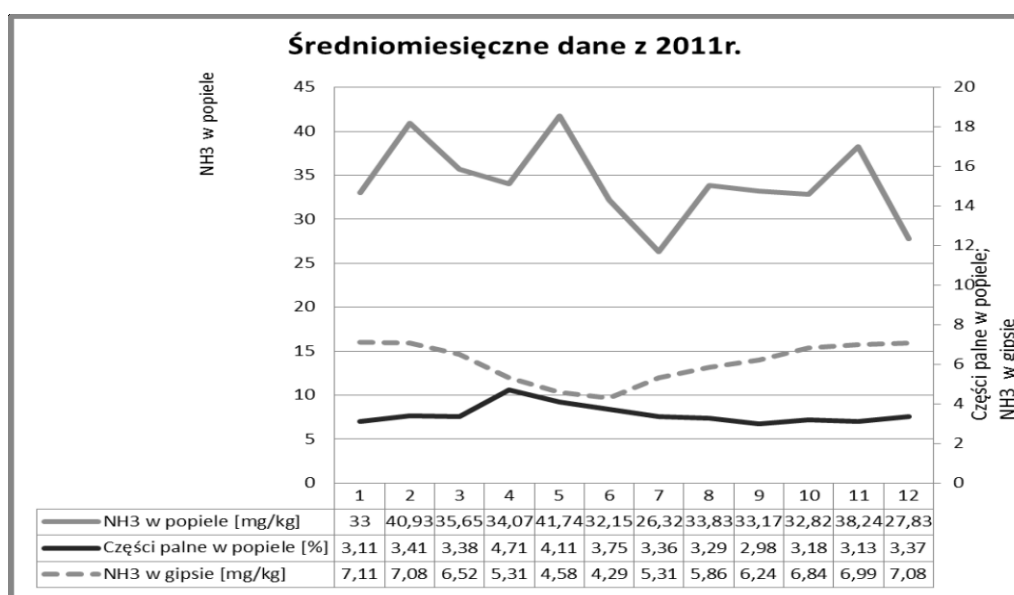
#### 4.3.2. Parametry ubocznych produktów spalania

Głównym zagrożeniem UPS-ów jest pozostałość amoniaku i jego związków chemicznych mogących obniżać jakość gipsu, popiołu i żużla.

Jak wykazały pomiary ilość amoniaku w gipsie nie przekracza 7,11 mg/kg (wartość średnia miesięczna), a więc ten parametr nie eliminuje jego przydatności do celów przemysłowych. Parametr ten w skali roku przedstawiono na rys. 8.

Zawartość amoniaku w lotnym popiele nie przekracza 42 mg/kg co podtrzymuje jego przydatność do przemysłowego wykorzystania np. do produkcji materiałów budowlanych (rys. 8).

Pozostałość amoniaku w żużlu należy uznać za śladową, nie przekracza 4 mg/kg



Rys. 8. Parametry popiołu, żużla i gipsu w 2011 r.



#### 4.3.3. Zużycie materiałów eksploatacyjnych

Głównym materiałem generującym koszty eksploatacji w niskoemisyjnym spalaniu jest mocznik. W pierwszej połowie roku zużycie mocznika wyniosło 0,46 kg/MWh przy emisji  $\text{NO}_x$  186  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ . Mając na uwadze duży zapas w emisji postanowiono oszczędzać mocznik, a emisję  $\text{NO}_x$  zbliżyć do 200  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ . Dzięki temu w drugiej połowie roku zmniejszono zużycie mocznika do 0,34 kg/MWh

#### 4.4. Możliwości dalszej optymalizacji

Jak pokazuje seria pomiarowa nr 4 (rys. 5) istnieje możliwość zmniejszenia zużycia mocznika do 0,14 kg/MWh, co daje koszty mocznika niższe od oszczędności wynikających ze zmniejszenia opłat środowiskowych za emisję  $\text{NO}_x$  z 500 do 200  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ .

Uzyskana średnia emisja 188  $\text{mg}/\text{m}_n^3$  w roku 2011 wykazała rezerwę do limitu 200  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ , sugerująca możliwość ponownego optymalizowania układu ROFA.

Utrudnienia w pracy układu przygotowania roztworu mocznika z granulatu wskazują, że optymalnym rozwiązaniem w modernizacji następnych kotłów powinna być dostawa mocznika w postaci roztworu.

### 5. Podsumowanie

Roczna eksploatacja wskazuje na osiągnięcie następujących efektów:

- Kocioł BP-1150 nr 3 wraz z instalacją deNOx spełnia wymogi IED jakie będą obowiązywać po roku 2016 r.;
- Emisja  $\text{NO}_x$  w sposób trwały utrzymywała się poniżej 200  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ , co pozwoliło na uzyskanie wartości średniorocznej na poziomie ok. 188  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ , a maksymalna średnia miesięczna wyniosła 196  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ ;
- Dzięki pracy instalacji deNOx zmniejszono emisję  $\text{NO}_x$  z bloku nr 3 z 3053 Mg w roku 2009 (bez instalacji deNOx) do 1266 Mg  $\text{NO}_x$  w roku 2011, tym samym wskaźnik emisji  $\text{NO}_x$  zmniejszył się z 1,51 kg/MWh do 0,63 kg/MWh;
- Średni ulot amoniaku wyniósł ok. 2,5 ppm i przy tym poziomie ulotu amoniaku nie stanowił on zagrożenia dla popiołu i gipsu;
- Średnie zużycie mocznika wyniosło 0,42 kg/MWh, ze wskazaniem na możliwość dalszego zmniejszenia po optymalizacji, pod wymóg emisji  $\text{NO}_x$  poniżej 200  $\text{mg}/\text{m}_n^3$ ;
- Uzyskane wyniki eksploatacyjne poparte wynikami testów wskazują, że istnieje rezerwa techniczna optymalizacji instalacji, w celu oszczędności kosztów;
- Zastosowana technologia redukcji emisji  $\text{NO}_x$  oparta na metodzie pierwotnej, wspomaganej metodą wtórną niekatalityczną (SNCR) potwierdziła swoją przydatność do zastosowania jej dla kotłów BP-1150, co równocześnie potwierdza słuszność decyzji PGE El. Opole SA z rezygnacji z drogich, ale skutecznych metod katalitycznych (SCR);
- Efekty rocznej eksploatacji bloku nr 3 całkowicie potwierdzają słuszność przyjętego kierunku obniżania emisji  $\text{NO}_x$  w PGE EL. Opole SA z pozostałych bloków i ogłoszenia przetargu pt: „*Redukcja emisji NOx poniżej 200 mg/m<sup>3</sup> na blokach nr 1, 2 i 4 metodami niekatalitycznymi w PGE Elektrowni Opole S.A.*”

## Literatura

1. Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i KE z dn. 23.10.2001, w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do atmosfery z dużych zakładów spalania [OJ L 309, 27.11.2001]
2. Coombs, Crilley, Shilling, and Higgins, „SCR Levels of NO<sub>x</sub> Reduction with ROFA and Rotamix (SNCR) at Dynegy’s Vermilion Power Station: 2004 Sympozjum dot. emisji. Clearwater Beach, Floryda, lipiec 28-30, 2004.
3. Haddad, Ralston, Green, and Castagnero, „Full-Scale Evaluation of a Multi-Pollutant Technology: SO<sub>2</sub>, Hg, and NO<sub>x</sub>”, MEGA Symposium, Paper No.117, 2003
4. Liu, Higgins, and Zarzar, “Performance Testing and Modelling of Advanced SNCR NO<sub>x</sub> Control System” MEGA Sympozjum, nr 103, 2006
5. RAFAKO S.A. [www.rafako.com.pl](http://www.rafako.com.pl)