

PODNIESIENIE SPRAWNOŚCI ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH POPRAZ ZASTOSOWANIE INSTALACJI ODZYSKU CIEPŁA

B. MICHELS¹, Frank ADAMCZYK², Peter SLADEK²

¹ Kraftwerk Mehrum GmbH, Hohenhameln, Niemcy

² Babcock Borsig Steinmüller GmbH, Oberhausen, Niemcy

peter.sladek@bbs.bilfinger.com

STRESZCZENIE

Przedstawiono możliwość podniesienia sprawności konwencjonalnych elektrowni węglowych poprzez zastosowanie instalacji odzysku ciepła. Wzrost sprawności elektrowni z myślą o redukcji emisji dwutlenku węgla jest na całym świecie działaniem uznawanym za pożądane z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego i zapobiegania ociepleniu klimatu. Jedną z ważniejszych dróg osiągnięcia takich celów jest wszechstronna modernizacja istniejących elektrowni opalanych paliwami kopalnymi.

1. Wprowadzenie

W czasach powszechnego niedoboru paliw i kryzysu ekonomicznego konkurencja między operatorami elektrowni zaostrza się. Aby sprostać wyzwaniom rynkowym każda elektrownia konwencjonalna powinna mieć opracowany harmonogram eksploatacji przez cały przewidziany dla niej okres trwałości. Ze względu na rosnące ceny paliw w coraz większym stopniu dotyczy to wszystkich krajów Europy i świata.

Poza aspektami ekonomicznymi także wymogi ochrony środowiska są postrzegane jako czynnik decydujący o przyszłym dobrobycie ludzkości. Możliwość osiągnięcia celów wytyczonych w tym zakresie silnie zależy od umiejętności korzystania z nieodnawialnych zasobów bez zanieczyszczania środowiska.

Producenci energii są żywotnie zainteresowani możliwością eksploatacji swych elektrowni tak długo i wydajnie jak tylko to możliwe. W tym kontekście modernizacje i przebudowy takie jak wprowadzenie wymienników ciepła nabierają nowej wagi, jako że środki takie bardzo skutecznie przyczyniają się do redukcji zanieczyszczeń bądź do podniesienia sprawności elektrowni.

Zainstalowanie wymienników ciepła może znacząco wydłużyć okres użytkowania istniejącej elektrowni. System taki odzyskuje ciepło między elektrofiltrami a instalacją odsiarczania spalin. Odzyskane ciepło może być wykorzystane np. do wstępnego podgrzewania powietrza albo kondensatu. Ta metoda pozwala zwiększyć sprawność elektrowni nawet o 3%. Dodatkowa moc jest określana mianem "zielone megawaty". System został opracowany w dziale wymienników ciepła firmy Babcock Borsig Steinmüller należącej do grupy Bilfinger Berger Power Service Group i został uhonorowany tytułem Najlepsza Dostępna Technologia (Best Available Technology, BAT) dla nowo budowanych elektrowni konwencjonalnych.

Planując dalszą 25-letnią eksploatację konwencjonalnej elektrowni Mehrum o mocy 750 MW_{el} rozważono cztery alternatywne systemy odzysku ciepła i w rezultacie wybrano system indywidualnie zmodyfikowany. W niniejszym artykule opisano integrację systemu z istniejącą elektrownią, tj. fazę planowania inwestycji, jej realizacji i eksploatacji elektrowni po zakończeniu przedsięwzięcia zatytułowanego "Instalacja podgrzewania powietrza ciepłem odzyskiwanym ze spalin". Ponadto wykazano korzyści ekonomiczne wynikające z oszczędności nośników energii oraz ze zmniejszenia kosztów nabycia praw do emisji CO₂.

Opisane tu przedsięwzięcie mogłoby stanowić punkt wyjścia do projektów instalowania podobnych systemów w modernizacji i rozwoju polskich elektrowni.

2. Ocena trwałości użytkowej komponentów elektrowni

Międzynarodowe konferencje poświęcone metodom oceny trwałości użytkowej elektrowni konwencjonalnych i metodom wydłużania czasu ich użytkowania pokazują, że istnieją przesłanki wskazujące na możliwość eksploatacji bloków elektrowni przez 15-25 lat dłużej niż ich projektowany czas życia. Przedłużanie trwałości użytkowej elektrowni, w tym wprowadzanie efektywnych środków technicznych przyczyniających się do ograniczenia emisji NO_x, odsiarczenia spalin i zredukowania ilości emitowanego CO₂ to alternatywa dla budowy nowych elektrowni. Ponadto badania w tym zakresie i opracowane w ich wyniku metody mogą podwyższyć niezawodność elektrowni.

2.1. Ocena stanu bieżącego

Każde studium trwałości użytkowej elektrowni musi rozpocząć się od oceny jej aktualnego stanu technicznego. O okresie użytkowania całego systemu najbardziej decydują te jego komponenty, które są najbardziej narażone na starzenie, zużycie, temperatury powyżej 450°C, dynamiczne obciążenia rozciągające itp. Ocenę przeprowadza się biorąc pod uwagę zarówno obecne obciążenia eksploatacyjne, jak i historię obciążeń.

2.2. Obliczenia krytycznych komponentów

Pierwszym etapem inspekcji każdego komponentu narażonego na pełzanie jest wykonanie ponownych obliczeń projektowych dla tego komponentu. W fazie projektowania elektrowni komponent był liczony dla maksymalnego obliczeniowego ciśnienia i temperatury roboczej. Stąd można po pierwsze zorientować się w jakim stanie komponent powinien się teoretycznie znajdować i które jego punkty były poddane największym obciążeniom.

2.3. Inspekcje i badania *in-situ*

Inne źródła informacji są niezbędne aby zminimalizować niepewność co do stanu w jakim komponent faktycznie się znajduje. Ważnym źródłem jest kontrola wizualna, która może wiele powiedzieć o jego stanie. Wyniki takiej kontroli mogą np. skłonić do rozszerzenia zakresu testów, którym komponent będzie poddany, wstępnie ustalonego na podstawie przesłanek teoretycznych. W ramach procedury oceny trwałości użytkowej przeprowadza się *in-situ* poniższe badania nieniszczące:

- badanie mikrostruktury powierzchniowej (*replica test*)
- test cząstek magnetycznych
- test penetracji cieczy
- ultrasonografia
- pomiar grubości ścianek
- pomiar obwodu
- pomiar owalizacji
- radiografia rentgenowska.

Badaniom niszczącym i analizom laboratoryjnym poddaje się tylko sekcje wycięte z powierzchni roboczych parownika i przegrzewacza pary. Takie badania/analizy obejmują:

- ocena wyglądu zewnętrznego

- analiza składu chemicznego
- pomiar gabarytów
- ocena pod mikroskopem optycznym
- pomiar własności trybologicznych i technologicznych.

2.4. Określenie warunków eksploatacyjnych

Do wyznaczenia aktualnej wytrzymałości na pełzanie trzeba retrospektywnie rozważyć dotychczasowy tryb i warunki eksploatacyjne. Dlatego trwałość użytkową komponentów podlegających wysokim obciążeniom ocenia się na podstawie temperatur i ciśnień roboczych zmierzonych w trakcie dotychczasowej eksploatacji. Ze względu na dużą zależność parametrów wytrzymałościowych od temperatury, jest bardzo ważne aby dysponować rejestrami temperatur i ciśnień występujących w dotychczasowej eksploatacji.

2.5. Wyznaczanie wytrzymałości na pełzanie

Obliczenia wytrzymałości na pełzanie wykonane z uwzględnieniem dotychczasowych warunków eksploatacji pozwalają stwierdzić czy w warunkach przewidywanych dla dalszej eksploatacji trwałość użytkowa komponentu ulegnie wydłużeniu czy skróceniu. W takich obliczeniach uwzględnia się projektowaną temperaturę pracy, projektowane ciśnienie robocze i grubości ścianek komponentu zmierzone w trakcie badań nieniszczących.

2.6. Wyznaczanie wytrzymałości zmęczeniowej

W obliczeniach wytrzymałości zmęczeniowej komponentów podanych obciążeniom cyklicznym bierze się pod uwagę zmienne obciążenia występujące przede wszystkim w fazie rozruchu i w fazie odstawiania. Wytrzymałość zmęczeniową określa się dla komponentów pracujących pod dużymi obciążeniami. Wytrzymałość zmęczeniowa to miara odporności na obciążenia zarówno mechaniczne, jak i termiczne. Obciążenia szacuje się na podstawie zmierzonych różnic temperatur między różnymi punktami ścianek i zmierzonych różnic ciśnień panujących w różnych punktach. Obliczenia takie pozwalają stwierdzić czy w warunkach przewidywanych dla dalszej eksploatacji trwałość użytkowa komponentu ulegnie wydłużeniu czy skróceniu, jak również czy nie trzeba go będzie poddawać jakimś dodatkowym inspekcjom/testom w celu wyznaczenia momentu koniecznej wymiany.

Wytrzymałość łączna wynika z superpozycji wytrzymałości na pełzanie i zmęczeniowej.

2.7. Końcowe uwagi dotyczące oceny trwałości użytkowej

Końcowa ocena trwałości użytkowej musi uwzględniać łącznie:

- wyznaczoną wytrzymałość statyczną
- wyznaczoną wytrzymałość dynamiczną
- wyniki badań nieniszczących
- wyniki badań niszczących.

Zalecenia opracowane na podstawie powyższych badań i obliczeń obejmują:

- a) wykaz niezbędnych pomiarów
- b) wykaz uszkodzonych/zużytych komponentów wymagających wymiany
- c) oszacowanie pozostałego okresu trwałości użytkowej
- d) optymalizację procedur uruchomieniowych i zmian obciążeń.

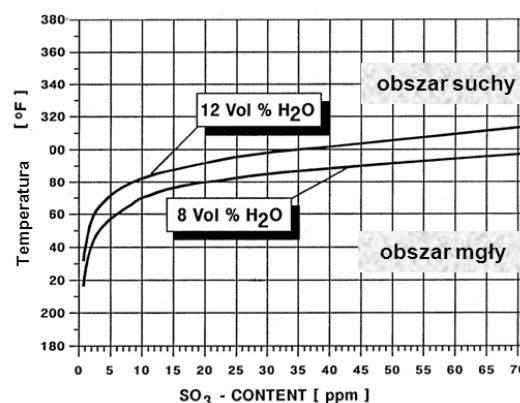
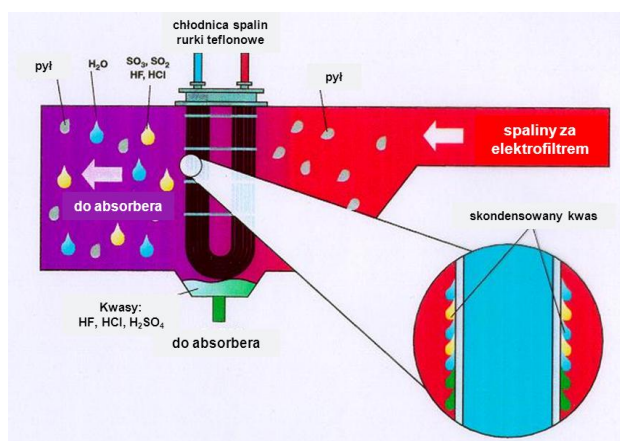
Jeśli wyniki powyższych badań i obliczeń wskażą, że elektrownię można eksploatować przez co najmniej kilkanaście lat, zalecamy zainstalowanie systemu odzysku ciepła. Poniżej opisano taką inwestycję wykonaną w elektrowni Mehrum.

3. Zaawansowany system odzysku ciepła ze spalin

Sprawność już eksploatowanej elektrowni węglowej można istotnie podnieść instalując w niej nowoczesny sprzęt. Przykładowo, typowymi rozwiązaniami będą modernizacja generatorów, turbin bądź instalacji wodno/parowych, usprawnienie systemów sterowania, czy obniżenie zużycia energii na zaspokojenie potrzeb własnych.

Jednak wysoce korozyjne kwasy formowane w procesie chłodzenia spalin utrudniają odzyskiwanie ciepła odpadowego i jego wykorzystanie do dalszego podnoszenia sprawności elektrowni. I tak w typowej technologii gorące spaliny z podgrzewacza powietrza są doprowadzane przez elektrofiltr do absorbera mokrego odsiarczania (Instalacji mokrego odsiarczania- IOS). Oczyszczone gazy są doprowadzane do wieży chłodniczej nie przechodząc przez żaden wymiennik ciepła. Aby uniknąć problemów z korozją w kanałach doprowadzających, z reguły temperatura wlotowa spalin jest zdecydowanie wyższa niż temperatura robocza absorbera. Nadmiarowe ciepło zazwyczaj staje się odpadem pochłanianym przez wodę wtryskiwaną w strumień gazów w absorberze (IOS).

W firmie Babcock Borsig Steinmüller GmbH opracowano system POWERISE[®], który pozwala odzyskać i wykorzystać to nadmiarowe ciepło, efektywnie zwiększając sprawność elektrowni (rys. 1).



funkcja kwaśnego punktu rosy
(H₂O, SO₃)

Rys. 1. Kondensacja kwasów w chłodnicy spalin

Podejście polega na zastosowaniu specjalnego wysoce odpornego na korozję wymiennika ciepła, w którym przed wejściem na stanowisko odsiarczania spaliny ulegają schłodzeniu znacznie poniżej temperatury skraplania kwasów. W ten sposób znacznie zostaje ograniczona ilość ciepła odpadowego wymagającego dalszego schładzania wtryskiwaną wodą. Wymiennik ciepła jest zbudowany z gładkich rurek z wysoce odpornego na korozję tworzywa fluoroplastycznego G-FILON ułożonych w kształcie litery U. Rury są pakowane w zwarte moduły, którymi wypełnia się prostokątny obszar. Częścią instalacji jest także zabezpieczona przed korozją obudowa wymiennika. W wymienniku gorące spaliny grzeją wodę użytą jako medium odprowadzające ciepło.

Odzyskane ciepło może być następnie wykorzystane do takich procesów realizowanych w elektrowni jak wstępne podgrzewanie kondensatu i/lub powietrza, wstępne podgrzewanie uzupełnianej wody, albo jako ciepło rozprowadzone systemem centralnego ogrzewania po okolicy elektrociepłowni. Podwyższenie sprawności elektrowni wynika z oszczędności wartościowej pary grzewczej, która może być lepiej wykorzystana do napędu turbin.

To na ile podobny system odzysku ciepła może podwyższyć sprawność elektrowni zasadniczo zależy od termodynamiki układu wymiennika, od jego konstrukcji, jak również od dokładności jego zintegrowania z procesami realizowanymi w elektrowni. Jest to szczególnie ważne w przypadku integracji systemów dodatkowych modernizujących jakąś już eksploatowaną elektrownię.

4. Analiza i optymalizacja instalacji elektrowni Mehrum

W ramach planowanej modernizacji turbin parowych w elektrowni Mehrum przeanalizowano możliwość zaimplementowania systemu odzysku ciepła i porównano różne rozwiązania mające na celu podwyższenie sprawności (za tym i zyskowności) elektrowni.

Elektrownia była eksploatowana pod średnim obciążeniem z codziennymi rozruchami i odstawieniami. Każda z dwóch linii odprowadzania spalin była wyposażona w osobne stanowisko mokrego odsiarczania. W pierwszej linii spaliny były doprowadzane bezpośrednio do absorbera, a ich temperatura (ok. 150°C) była obniżana wtryskiwaną wodą. W drugiej linii między wlotem a wylotem spalin w absorberze (IOS) był zainstalowany regeneracyjny wymiennik ciepła typu gaz/gaz przenoszący ciepło z doprowadzanego strumienia gazów zsiarczonych do wychodzącego strumienia gazów oczyszczonych. Zimne gazy odlotowe za absorberem linii 1 oraz podgrzane gazy odlotowe za absorberem linii 2 były mieszane tak, aby osiągnąć optymalną temperaturę gazów odlotowych w kominie. Tak więc analizie mogło podlegać niewykorzystane ciepło zawarte w spalinach doprowadzanych do absorbera (IOS) w linii 1.

Z oszacowań wykonanych w firmach Kraftwerk Mehrum GmbH i Babcock Borsig Steinmüller GmbH wynika, że temperaturę spalin na wlocie można by obniżyć w wymienniku ciepła nawet do 85°C biorąc pod uwagę bilans wodny instalacji IOS. Tak więc odzysk ciepła ze spalin w linii 1 potencjalnie mógłby dostarczyć ok. 30 MW_{th} mocy cieplnej.

Przed regeneracyjnym podgrzewaczem powietrza Ljungstroem w firmie Kraftwerk Mehrum GmbH eksploatowano podgrzewacz para/powietrze włączany okazjonalnie w przypadkach szczególnych obciążeń np. bardzo niska temperatura powietrza w otoczeniu (zima), na czas rozruchu instalacji i/lub dla uniknięcia korozji na wylocie zimnych spalin z podgrzewacza regeneracyjnego. Jednak w elektrowni Mehrum podgrzewacz para/powietrze pracował praktycznie stale ze względu na niską jakość węgla. Tak więc, poza podgrzewaczami kondensatu, potencjalnym zastosowaniem ciepła odzyskiwanego ze spalin mógł być wstępny podgrzewacz powietrza. Zanalizowano cztery alternatywne systemy:

a) Podgrzewanie kondensatu

Odzyskane ciepło zostaje przekazane do podgrzewacza kondensatu zainstalowanego równolegle do istniejącego podgrzewacza LP2. Podgrzewacz kondensatu przejmuje część strumienia ciepła z podgrzewacza LP2.

b) Kombinowane podgrzewanie kondensatu i powietrza w jednym cyklu cieplnym

Cykl odzysku ciepła zaprojektowany głównie z myślą o podgrzewaniu powietrza.

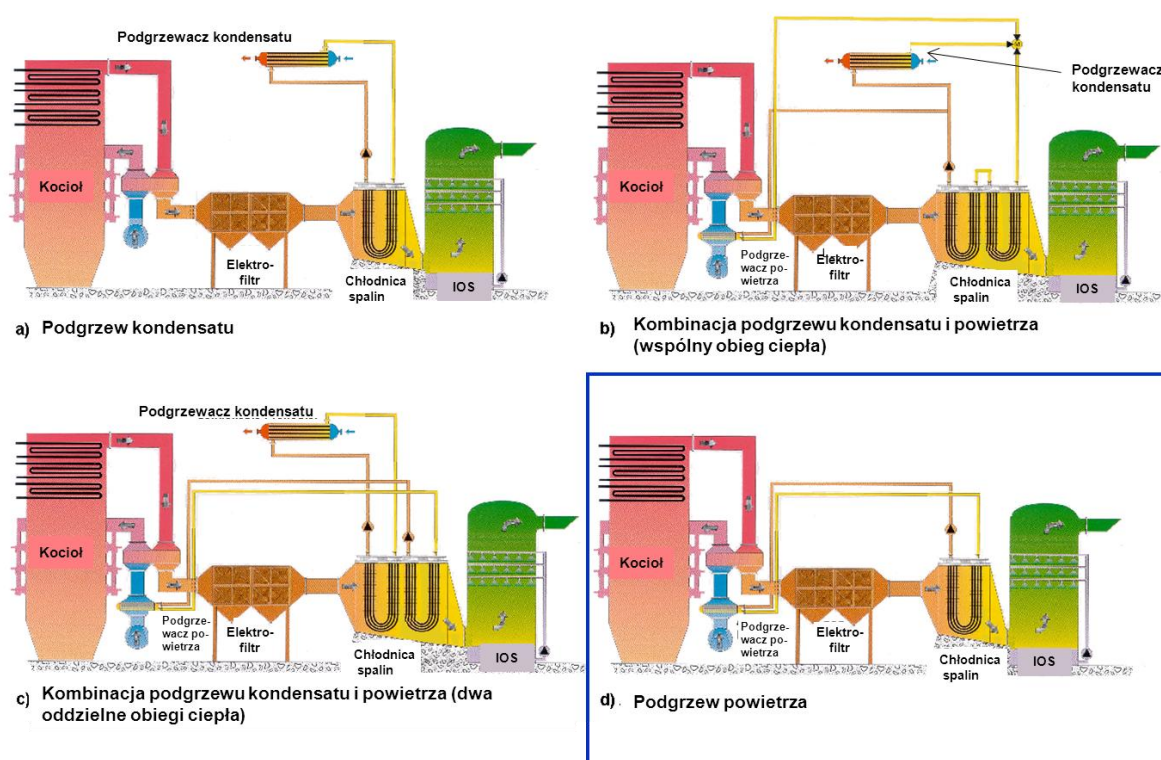
Nadwyżka strumienia ciepła nad ilość niezbędną do podgrzania strumienia powietrza

byłaby przekazywana przez zawór trójdrożny do podgrzewacza kondensatu obchodząc istniejący podgrzewacz LP1.

- c) **Kombinowane podgrzewanie kondensatu i powietrza w dwóch cyklach cieplnych**
Kondensat i powietrze można też podgrzewać stosując dwa oddzielne cykle cieplne. W pierwszym etapie ciepło odbierane ze spalin grzeje kondensat przy znacznie wyższej temperaturze, zrównoleglony jest podgrzewacz kondensatu LP3. W drugim etapie chłodnica spalin jest zintegrowana z cyklem podgrzewania powietrza.

- d) **Podgrzewanie powietrza**

Ciepło odzyskane ze spalin zostaje przekazane do podgrzewaczy woda/powietrze.



Rys. 2. Opcje wykorzystania ciepła odzyskanego ze spalin

W tabeli 1 przytoczono dane charakteryzujące poszczególne opcje przy tej samej ilości odzyskanego i następnie różnie zużytkowanego ciepła. W tych okolicznościach przyrost mocy elektrycznej zależy od wydajności produkcji elektryczności z pary zaoszczędzonej na podgrzewaczach kondensatu lub powietrza.

Wydajność generacji to ułamek energii cieplnej w zaoszczędzonej parze zamienianej przez turbospół na prąd. Można ją określić z bilansu energii porównując różnice entalpii między podgrzewaczem kondensatu/powietrza i turbiną/skraplaczem. Należy też zwrócić uwagę na tryb pracy systemu odzysku ciepła. W wariantcie (a) podgrzewacz samego kondensatu pracuje praktycznie przez 100% czasu pracy elektrowni. W pozostałych wariantach (w których podgrzewa się też lub tylko powietrze) praca jest nieciągła ze względu na czasowo zmienne obciążenie podgrzewaczy powietrza. Tak więc średnio-roczny przyrost mocy elektrycznej jest tu nieco niższy niż dostępny przyrost maksymalny. Zyskowność

różnych systemów odzysku ciepła oszacowano biorąc pod uwagę tryb pracy i czasową zależność obciążeń poszczególnych komponentów oszacowane przez operatora elektrowni. W przypadku elektrowni Mehrum okazało się, że najbardziej wydajnym i zyskowym rozwiązaniem byłby system z jednym podgrzewaczem powietrza.

Tabela 1. Przyrost mocy elektrycznej poprzez oszczędność ciepła

		a) Podgrzewanie tylko kondensatu	b) Podgrzewanie kondensatu/ powietrza w opcji 1	c) Podgrzewanie kondensatu/ powietrza w opcji 2	d) Podgrzewanie tylko powietrza
Odzyskiwane ciepło	MW _{th}	30	30	30	30
Podział ciepła na podgrzewanie kondensatu /powietrza	MW _{Th}	30 / -	6 / 24	6 / 24	- / 30
Wydajność generacji z pary zużywanej na pod- grzanie kondensatu / powietrza	%	14,72 / -	5,6 / 24,0	21,8 / 24,0	- / 24
Maksymalny przyrost mocy elektrycznej	MW _{el}	4,4	6,1	7,1	7,2
Średnioroczny przyrost mocy elektrycznej	MW _{el}	4,4	5,5	6,5	6,5
Tryb pracy (zakres mocy cieplnych przy których system pracuje)	-	praca ciągła (100% / -)	nieciągła (100% / 90%)	nieciągła (100% / 90%)	nieciągła (- / 90%)
Względne nakłady inwestycyjne łącznie	%	100	115	133	89
Względne jednostkowe nakłady inwestycyjne na MW _{El}	%	100	92	90	60

W tabeli 2 podano warunki brzegowe realizacji.

Tabela 2. Warunki brzegowe realizacji

Odzyskiwana moc cieplna	MW _{th}	30
Przyrost generowanej mocy elektrycznej	MW _{el}	6,5
Przyrost generowanej mocy elektrycznej	%	0,9
Wzrost sprawności elektrowni	%	0,37
Redukcja emisji CO ₂	Mg/rok (maks.)	33 000
Oszczędność węgla (kamiennego)	Mg/rok (maks.)	12 250

5. Realizacja

Firma Babcock Borsig Steinmüller GmbH otrzymała zlecenie na zmodernizowanie elektrowni Mehrum poprzez zainstalowanie systemu odzysku ciepła ze spalin w październiku 2002. Zlecono wykonanie „pod-klucz”. Oprócz dostawy kilku wymienników ciepła (od stromy spalin, powietrza i wody) obejmuje to ich demontaż/montaż, dostawę i montaż rurociągów, technologię cyklu wodnego, izolacje i projekt systemu sterowania. Ponadto firma Kraftwerk Mehrum GmbH otrzymała zlecenie zintegrowania systemu sterowania instalacją odzysku ciepła z głównym systemem sterowania elektrownią.

Z powodu robót budowlanych elektrownia była zamknięta od końca maja 2003 do połowy lipca 2003. Od rozpoczęcia realizacji kontraktu do odbiorów instalacji minęło mniej niż 10 miesięcy.

5.1. Roboty wykonane przed zamknięciem elektrowni (styczeń – maj 2003)

Aby dotrzymać napiętego harmonogramu roboty instalacyjne wykonano już w styczniu 2003. Wszelkie roboty, które można było wykonać bez zamykania elektrowni wykonano z wyprzedzeniem. Firma Babcock Borsig Steinmüller GmbH zamontowała ok. 140 Mg rurociągów. Główny cykl zrealizowano przy użyciu rur DN 400.

Na komponenty instalacji wodnej (pompownia, stanowisko dozowania, stanowisko kontroli ciśnienia, podgrzewacz parowy i obejściowy zawór sterowania) w kotłowni zamontowano nową platformę zintegrowaną z jej konstrukcjami stalowymi.

W maju 2002 kompletna instalacja wodna z obejściami chłodnicy spalin i czterech podgrzewaczy była gotowa do odbiorów. Instalacja została pomyślnie odebrana przez towarzystwo klasyfikacyjne TÜV. W tym samym czasie na miejsce inwestycji dostarczono wykonane z tworzyw sztucznych moduły wymienników ciepła chłodnicy spalin. Moduły składowano poza elektrownią.

Wyżej wspomniane roboty budowlane toczyły się bez żadnego ujemnego wpływu na bieżącą eksploatację elektrowni.

5.2. Roboty wykonane w okresie zamknięcia elektrowni (od 28 maja do 16 lipca)

Elektrownię zamknięto 28 maja i od tego momentu rozpoczął się 7-tygodniowy okres wyťažonej pracy na dwie zmiany. W tym okresie wykonano roboty demontażowe i montażowe w kotłowni i w budynku FGD (IOS). Roboty te musiały zostać skoordynowane z różnymi innymi wykonywanymi w tym obszarze, np. z przebudową kanałów modułu FGD 2 (IOS 2). Główne roboty wykonane w tym okresie:

- demontaż ok. 50 Mg kanałów spalin
- montaż ponad 60 Mg obudów i kanałów
- wyłożenie folią G-FLON Fluor powierzchni ok. 300 m²
- odnowa czterech podgrzewaczy powietrza o całkowitej masie ponad 160 Mg
- instalacja rurociągów podgrzewaczy powietrza
- montaż pięciu modułów wymienników w obudowie chłodnicy spalin.

Roboty musiały być zgrane w czasie z zegarmistrzowską precyzją.



Rys. 3. Przekrój wlotowej sekcji zmontowanej chłodnicy spalin

5.3. Odbiory elektrowni z zamontowanym systemem POWERISE® odzysku ciepła

16 lipca tj. po siedmiu tygodniach odstawienia na czas robót modernizacyjnych rozpoczęły się odbiory elektrowni z zamontowaną nową instalacją wodną. Firma Kraftwerk Mehrum GmbH mogła rozpocząć eksploatację elektrowni już 21 lipca. Przez pierwsze dwa tygodnie system odzysku ciepła pomyślnie działał poprzez obejście wokół chłodnicy spalin: woda była podgrzewana przez parę, powietrze – przez nowy podgrzewacz zasilany wodą. Rurociągi chłodnicy spalin zamontowano już w trakcie eksploatacji elektrowni.

Wyłączenie elektrowni na następny weekend wykorzystano do zintegrowania chłodnicy spalin z instalacją wodną. Od tej chwili powietrze było podgrzewane ciepłem odzyskanym ze spalin, co pozwoliło zaoszczędzić parę zużywaną w tym celu poprzednio.

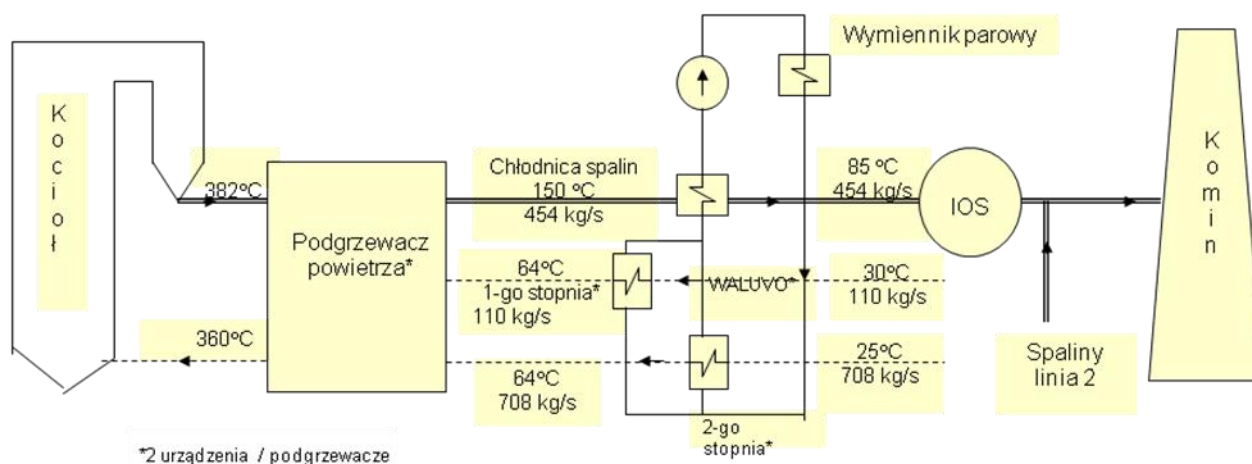
Początkowy okres eksploatacji wykorzystano też do precyzyjnego wyznaczenia widma szumów generowanych przez chłodnicę, która to informacja znakomicie zwiększa szansę pomyślnego ich wytłumienia trafnie dobranymi środkami zaradczymi (w porównaniu do środków zaradczych wybranych tylko na podstawie przesłanek teoretycznych). Ekrany dźwiękochłonne zostały zainstalowane na swych pozycjach podczas kolejnej weekendowej przerwy w eksploatacji elektrowni.

W sumie w trakcie odbiorów technicznych systemu odzysku ciepła POWERISE® przeprowadzonych w sierpniu 2002 nie zanotowano żadnych istotnych problemów. Było to możliwe dzięki drobiazgowemu zaplanowaniu inwestycji, jak również sprawnej i dobrze skoordynowanej współpracy wszystkich stron biorących w niej udział.

6. Wydajność systemu odzysku ciepła i korzyści z jego zastosowania

6.1. Wydajność

Dane charakteryzujące wydajność systemu odzysku ciepła ze spalin pokazano na rys. 4.



Rys. 4. Podgrzewanie powietrza ciepłem odzyskanym ze spalin (100% obciążenie) i efekty:

- Odzysk ciepła ok. 30 MW termicznie
- Odzysk ciepła ok. 6,5 MW elektrycznie – sprawność netto ok. $\approx + 0,37\%$
- Oszczędność paliwa (węgla) ok. 11 570 Mg/rok
- Redukcja emisji CO₂ ok. 31 000 Mg/rok przy produkcji ok. 3 400 GWh/rok

Aby sprawdzić wpływ zanieczyszczenia powierzchni wymiennika na jego wydajność, kontrolowano ją po trzech miesiącach eksploatacji. Wyniki kontroli potwierdziły fakt osiągnięcia założonych charakterystyk systemu.

6.2. Praca po modernizacji

Poza wzrostem sprawności elektrowni, wprowadzona automatyzacja zapewniła bardziej wygodny rozruch podgrzewaczy powietrza i bardziej stabilną temperaturę spalin na wylocie za głównym podgrzewaczem powietrza. Stała temperatura spalin na wylocie sprzyja utrzymaniu suchego stanu podgrzewacza powietrza i przez to redukuje stopień jego zanieczyszczenia. Sześciomiesięczna eksploatacja wykazała, że wprowadzona automatyzacja pozwoliła zwiększyć przebiegi między okresowymi przeglądami głównego podgrzewacza powietrza.

Przy pracy elektrowni z pełnym obciążeniem powietrze jest podgrzewane całkowicie ciepłem odzyskanym ze spalin w wymienniku z tworzyw sztucznych. W fazie rozruchu, odstawiania i przy pracy z niepełną mocą niezbędne ciepło jest częściowo pobierane z podgrzewacza parowego wbudowanego w instalację wodną.

6.3. Korzyści

Korzyści z zastosowania systemu odzysku ciepła ze spalin obejmują:

- | | |
|--|----------------------------------|
| • odzyskane ciepło | 30 MW _{th} |
| • dodatkowa moc elektryczna | 6,5 MW _{el} |
| • wzrost ogólnej sprawności elektrowni | 0,37 punktu % |
| • oszczędności węgla kamiennego | 12 250 Mg SKE/rok |
| • redukcja emisji CO ₂ | 33 000 Mg CO ₂ / rok. |

Koszty i czas inwestycji

- | | |
|--------------------------------|-----------|
| • Koszt inwestycji “pod klucz” | 4,7 mln € |
| • Okres zamknięcia elektrowni | 7 tygodni |

- Łączny czas realizacji 10 miesięcy
- Redukcję emisji CO₂ wyznacza się następującymi metodami:
1. Teoretyczne (termodynamiczne) wyliczenia ilości dodatkowo wyprodukowanej elektryczności odpowiadającej odzyskanemu ciepłu.
 2. Obniżka zużycia paliwa na MW_{el} i odpowiadająca redukcja CO₂ wyliczona z uwzględnieniem wyników pkt.1
 3. Odzyskiwane ciepło jest ciągle mierzone i rejestrowane. Roczna suma zostaje przealiczona według pkt. 2 na odpowiadającą mu redukcję emisji CO₂.

Czas amortyzacji inwestycji (wyliczony przy założeniu oprocentowania kapitału 12%) wyniósł ok. 8 lat. Dodatkowe zwroty z inwestycji biorą się ze sprzedaży części praw do emisji CO₂. W przypadku elektrowni Mehrum zostały one sprzedane podczas przetargu "Hessen Tender". Powyższe oszacowanie wykonane zgodnie z wyżej opisaną metodologią zostało zatwierdzone przez niemieckie towarzystwo klasyfikacyjne TÜV.

6.4. Doświadczenia eksploatacyjne

Eksploatację elektrowni Metrum po zainstalowaniu w niej systemu odzysku ciepła ze spalin rozpoczęto we wrześniu 2003. Zainstalowany system działał zgodnie ze swymi gwarantowanymi specyfikacjami i charakterystykami (w tym dyspozycyjność elektrowni). Ponieważ jednak każda elektrownia jest inna, to nie wszystkie ewentualne problemy eksploatacyjne można z wyprzedzeniem zidentyfikować i w każdym przypadku potrzebne jest indywidualne podejście. Operator elektrowni Mehrum i dostawca instalacji ściśle współpracowali, aby zoptymalizować system odzysku ciepła ze spalin w następujących aspektach:

○ Czyszczenie wymiennika ciepła

Po rocznej eksploatacji znaleziono złoże zanieczyszczeń na poziomie najwyższego i najniższego dystansownika. Pozostałe dystansowniki pozostawały czyste (czyszczenie automatyczne). Na poziomie najwyższego i najniższego dystansownika wprowadzono dodatkowe spryskiwacze. Wprowadzone modyfikacje okazały się skuteczne i w dalszej eksploatacji czyszczenie było efektywne na poziomach wszystkich dystansowników (rys. 5).



Rys. 5. Poziom najwyższego dystansownika przed zainstalowaniem spryskiwacza, po zainstalowaniu spryskiwacza

- **Szczelność obudowy**

Ujawniły się zbyt duże przecieki spalin w obszarze uszczelnień między modułami a ich obudową. Aby bardziej równomiernie rozłożyć siły dociskające uszczelnienie zainstalowano dodatkowe punkty docisku i wymieniono materiał uszczelniający z PTFE na gumowy. Wielkość przecieków spalin obserwowanych po modyfikacji odpowiadała specyfikacjom.

- **Szczelność rur**

Bilans dostarczanej wody wykazał obecność przecieków w rurach ciśnieniowych, które musiały być korkowane lub naprawiane częściej niż oczekiwano. Metodami symulacji komputerowej zbadano lokalne prędkości gazów i okazało się, że poprzecznie do głównego kierunku przepływu występują zbyt duże wektory prędkości. Były one powodowane przez pracujący wyżej w strumieniu gazu wentylator, który wytwarzał wiry. Po zamontowaniu do wentylatora płyt kierujących, wiry i uszkodzenia rur praktycznie znikły. Siedmioletnia eksploatacja wykazała, że uszkodzeniom podlega poniżej 2% rur.

- **Ekrany akustyczne**

W celu minimalizacji hałasu wewnątrz wymiennika zamontowano ekrany akustyczne (płyty) z PTFE. Strumień przepływających gazów częściowo zniszczył mocowanie tych płyt w wyniku czego uszkodzeniu uległy rury. Problem rozwiązano modyfikując mocowanie płyt i oraz montując wyżej wspomniane płyty kierujące w wentylatorze.

- **Ochrona antykorozyjna obudowy**

Obudowa wymiennika w instalacji odzysku ciepła ze spalin i jego okap wyjściowy zostały zabezpieczone przed korozją wykładziną z tworzywa fluorowego o grubości 1,5 mm. Lokalne uszkodzenie tej wykładziny w dolnym obszarze zaowocowało kilkoma miejscami przecieków spalin pod folię, co z kolei doprowadziło do korozji obudowy w tych obszarach. Uszkodzone korozyjnie obszary obudowy odnowiono i pokryto wykładziną antykorozyjną o zwiększonej grubości mocując ją w większej liczbie punktów. Dodatkowo poddano płatkowaniu powierzchnię obudowy pod folią. Po tych modyfikacjach nie zaobserwowano żadnych podobnych problemów.

6.5. Podsumowanie doświadczeń eksploatacyjnych

Aby zapewnić bezproblemową eksploatację instalacja odzysku ciepła ze spalin wymaga okresowych przeglądów (najlepiej corocznych). Szczególnej uwagi wymaga działanie podsystemu czyszczenia i kontrola rejestrów ilości uzupełnianej wody. Ścisła współpraca operatora elektrowni z dostawcą instalacji ma duże znaczenie dla przyszłej bezproblemowej eksploatacji. Dzięki takiej współpracy instalacja została pomyślnie zoptymalizowana w takich aspektach jak jej czyszczenie, szczelność i ochrona antykorozyjna. Do chwili obecnej dyspozycyjność elektrowni nigdy nie była ograniczona przez instalację odzysku ciepła ze spalin. Wymagane roboty przy instalacji można było zrealizować w ramach postojów wymuszonych z innych przyczyn.

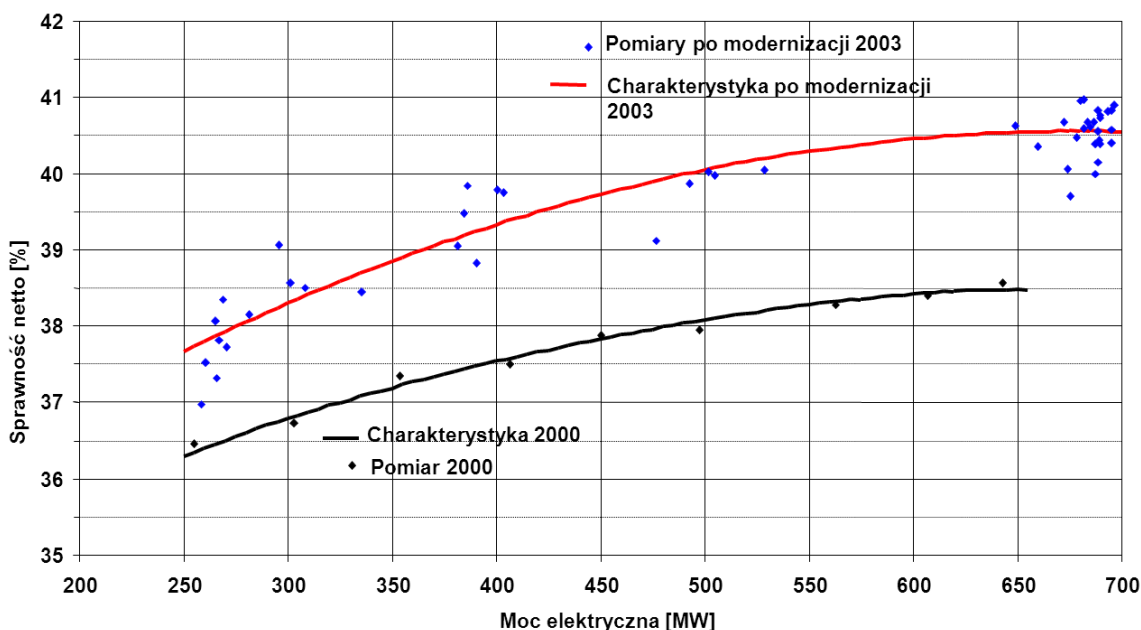
7. Wnioski

Wzrost sprawności elektrowni z myślą o redukcji emisji dwutlenku węgla jest na całym świecie działaniem uznawanym za pożądane z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego i zapobiegania ociepleniu klimatu. Jedną z ważniejszych dróg osiągnięcia takich celów jest wszechstronna modernizacja tych spośród istniejących elektrowni opalanych paliwami kopalnymi, których trwałość użytkowa na to pozwala (tj. które pozytywnie przejdą weryfikację studium opłacalności wydłużenia okresu użytkowania).

Zawansowane systemy odzysku ciepła ze spalin otwierają nowe możliwości zwiększenia sprawności elektrowni i uzyskania dodatkowych "zielonych megawatów", z równoczesną redukcją emisji odpadowego ciepła do środowiska.

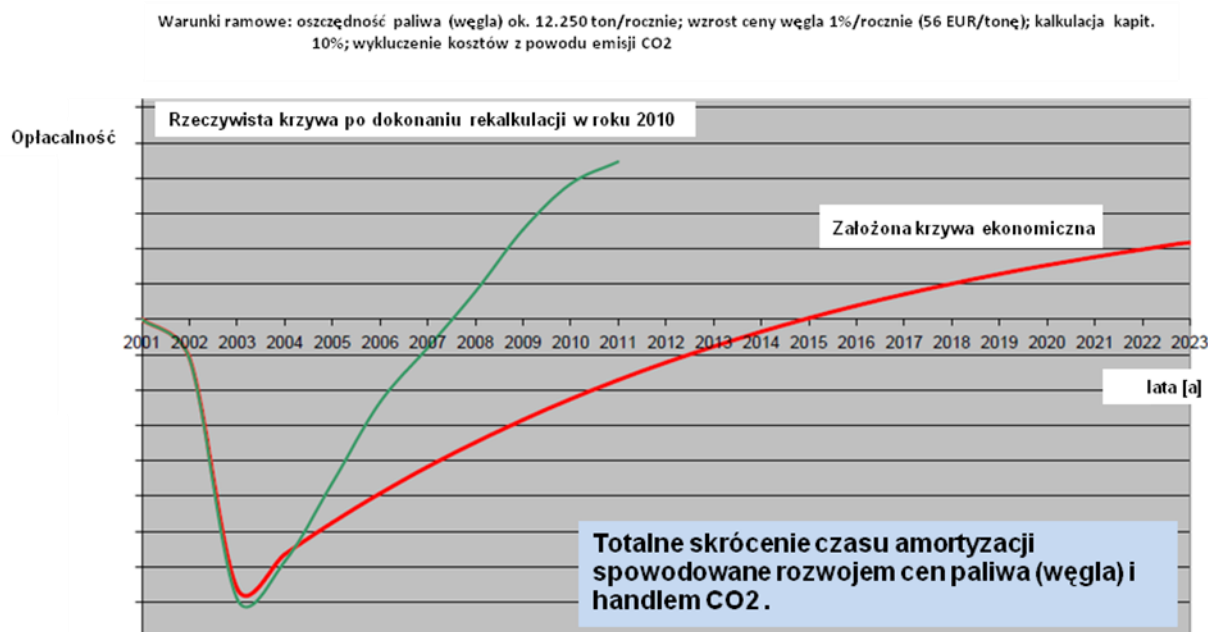
Ciepło można odzyskiwać (obniżając temperaturę spalin poniżej punktu skraplania kwasów) powyżej instalacji mokrego odsiarczania (IOS) albo powyżej mokrego komina odpornego na płynne kwasy.

W wyniku kompleksowej modernizacji obejmującej także modernizację turbiny i wieży chłodniczej elektryczna moc elektrowni Mehrum została podniesiona o 35 MW_{el}. Wynikowy wzrost sprawności elektrowni pokazano na rysunku 12. Zainstalowany system POWERISE[®] okazał się łatwy w konserwacji – siedmioletnia eksploatacja wykazała, że uszkodzeniom podlega poniżej 2% rur.



Rys.6. Wynikowy wzrost sprawności elektrowni

Biorąc pod uwagę ten szybszy wzrost cen paliwa i kosztu praw do emisji CO₂, okazuje się, że okres amortyzacji inwestycji redukuje się do 5 lat.



Rys. 7. Redukcja okresu amortyzacji odzwierciedlająca faktyczne ceny paliwa

Zaprojektowany i opracowany w firmie Babcock Borsig Steinmüller GmbH system odzysku ciepła ze spalin w międzyczasie stał się standardem w nowo-budowanych elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi. Na przykładzie elektrowni Mehrum okazało się, że modernizacja starszych elektrowni nie jest przedsięwzięciem skomplikowanym, a zainstalowany system jest bezpieczny i ekonomiczny w eksploatacji. Duże szanse na implementację podobnych systemów odzysku ciepła w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi, w celu zwiększenia ich rentowności przy równoczesnej poprawie ochrony środowiska, istnieją szczególnie w kraju, w którym w obecnych czasach dokonuje modernizacji istniejących i buduje nowe bloki energetyczne.