

## NOWE TECHNIKI ENERGETYCZNE SZANSĄ REALIZACJI DYREKTYWY MCP

**Jerzy DUDA, Mariusz KOŁOSOWSKI, Przemysław MALINOWSKI,  
Jacek TOMASIAK**

**Streszczenie:** Rozwój gospodarczy i wzrost produkcji przemysłowej na świecie jest przyczyną znacznego wzrostu zużycia energii elektrycznej. Podstawowym paliwem w procesach wytwarzania energii elektrycznej jest ciągle jeszcze węgiel kamienny, którego produkty spalania stanowią duże zagrożenie dla środowiska naturalnego. Problem ograniczenia zużycia paliw kopalnych oraz wpływu ich spalania na zmiany klimatyczne jest jednym z ważniejszych zadań do rozwiązania w Unii Europejskiej. Duża różnorodność dostępnych nowych technik spalania paliw i wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych oraz ilość ograniczeń wynikających z dyrektywy IPCC (Integrated Pollution Prevention and Control) powodują, że wybór konkretnego rozwiązania jest bardzo złożonym problemem. W artykule, na przykładzie typowego obiektu o średnim źródle spalania, przedstawiono sposób wyboru innowacyjnej techniki, która pozwala ograniczyć zużycie węgla w procesie energetycznym i ograniczyć emisje pyłową i szkodliwych gazów do standardów określonych w nowej dyrektywie MCP (Medium Combustion Plants Directive).

**Słowa kluczowe:** emisje przemysłowe, rozproszone źródła energii, kogeneracja, dyrektywa MCP.

### 1. Wprowadzenie

Zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska to jedno z ważniejszych problemów (zgodnie z traktatem lizbońskim) do rozwiązania w Unii Europejskiej. Jak wynika z założeń polityki energetycznej UE, głównym celem jest:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- zrównoważony rozwój,
- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii,
- rozwój nowych i odnawialnych metod wytwarzania energii.

Strategiczne działania, które mają zabezpieczyć realizację tych celów, zawarte zostały m.in. w Pakiecie klimatyczno-energetycznym 3x20, przyjętym w 2007 roku przez Komisję Europejską. Zgodnie z pakietem klimatycznym, kraje członkowskie Unii Europejskiej zostały zobowiązane do osiągnięcia w roku 2020:

- 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do roku 1990,
- zwiększenia do 20% udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w wytwarzaniu energii pierwotnej (Polska została zobowiązana do 15% udziału OZE),
- 20% ograniczenia zużycia energii pierwotnej w stosunku do roku 2006.

Jak wynika z analiz Komisji Europejskiej, dotychczasowe działania, których celem było ograniczenie szkodliwych emisji (dyrektywa IPCC + pakiet 3x20), nie spełniły założonych celów. Z przeprowadzonych przez KE ocen dotyczących skutków wdrożenia tych dyrektyw, mimo widocznych efektów środowiskowych (wzrost zużycia OZE), nie spełniają

one założonych efektów – wymaganego poziomu obniżenia emisji szkodliwych gazów i pyłów do powietrza. Jedną z głównych przyczyn takiego stanu są nieprawidłowości oraz ustępstwa we wdrażaniu najlepszych technik BAT (Best Available Techniques), co skutkuje tym, że zakresy dopuszczalnych emisji w pozwoleniach zintegrowanych są różne w poszczególnych państwach członkowskich UE i znacznie odbiegające od standardów określonych w BREF (BAT Reference Documents – najlepsze dostępne techniki niepowodujące nadmiernego wzrostu kosztów, przeciwdziałające lub zmniejszające zanieczyszczenie powietrza). Dotychczasowe przepisy referencyjne, tzw. BREFy, dają organom wydającym pozwolenia zintegrowane zbyt dużą dowolność w zakresie dopuszczalnych emisji. W związku z tym, w roku 2014 opublikowano nową dyrektywę IED (Integrated Pollution Prevention and Control), której celem jest ograniczenie szkodliwej emisji przemysłowej do powietrza [1]. Dyrektywa IED w jednym akcie zawiera dotychczasowe uregulowania dotyczące warunków funkcjonowania instalacji przemysłowych i związanych z ich działalnością zagadnień środowiskowych (dopuszczalnych emisji przemysłowych). Wcześniejsze uregulowania zawarte były w kilku dyrektywach unijnych, co skutkowało różnymi interpretacjami. Zgodnie z nową dyrektywą IED, limity dopuszczalnych emisji (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, pyłów: PM10 i PM2,5 oraz benzo[a]piranu) zawarte w pozwoleniu zintegrowanym, muszą być określone na podstawie BAT.

## **2. Działalność innowacyjna w energetyce**

W ostatnich latach w polskiej energetyce konwencjonalnej, która ze względu na rodzaj podstawowego paliwa – węgla, należy do szczególnie uciążliwych dla środowiska obserwuje się znaczny postęp, głównie w zakresie poprawy sprawności procesu spalania i ograniczenia szkodliwych emisji. Praktycznie wszystkie obiekty energetyki zawodowej wyposażone są w wysokosprawne instalacje odpylania, odsiarczania i redukcji emisji NO<sub>x</sub> (Re-burningu). Natomiast zagadnieniem ciągle jeszcze nierozwiązanym jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Przyszłościowe technologie CCS/CCU (Carbon Capture and Storage/Utility) ograniczają się ciągle jeszcze tylko do prac badawczych i instalacji demonstracyjnych [2].

Natomiast dużym aktualnie problemem do rozwiązania są ograniczenia wynikające z dyrektywy IED, zwłaszcza dla średnich źródeł spalania o mocy poniżej 50MW. Są to zazwyczaj małe ciepłownie lokalne lub kotłownie zakładowe produkujące parę na cele technologiczne i grzewcze w zakładzie. Z analiz ocen środowiskowych dotyczących stanu powietrza w krajach UE wynika, że duży wpływ na zanieczyszczenie powietrza mają właśnie małe źródła spalania, ze względu na ich ilość i brak wysokosprawnych instalacji odpylających i ograniczających emisję szkodliwych gazów. Aby poprawić ten stan, w roku 2015 zatwierdzono w KE standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania, które zostały opublikowane 28 listopada 2015 r. przez Parlament Europejski i Radę UE w Dyrektywie MCP (Medium Combustion Plants Directive) [3].

Zgodnie z dyrektywą MCP do średnich źródeł spalania zalicza się paleniska o mocy nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 50 MW. W Polsce szacuje się, że takich źródeł spalania jest około 4,5 tys., z czego około 30% stanowią lokalne ciepłownie, które aby dostosować się do nowych ostrzejszych limitów dopuszczalnych emisji, zmuszone będą ponieść wysokie nakłady finansowe na modernizację, co skutkować będzie znacznym wzrostem kosztów dla odbiorców ciepła, niezgodnym z ideą BREF. W związku z tym, dyrektywa przewiduje pewne ustępstwa. Dotyczą one szczególnie małych instalacji o mocy do 5 MW, które będą podlegały pod łagodniejsze normy emisyjne niż obiekty o większych

mocach. Ponadto, małe lokalne ciepłownie uzyskały dłuższy okres przejściowy, co pozwoli im na łagodne (bez znacznego wzrostu kosztów dla odbiorców) zrealizowanie wymaganych zmian technologicznych. Dyrektywa MCP zakłada obowiązek utrzymywania nowych standardów tylko dla nowo uruchamianych obiektów. Natomiast dla instalacji istniejących normy te będą obowiązywały od 1 stycznia 2025 roku (obiekty o mocy > 5 MW) i od 1 stycznia 2030 roku dla obiektów o mocy poniżej 5 MW. Z dyrektywy MCP wyłączone zostały również instalacje istniejące o czasie pracy poniżej 500 godzin/rok (średnia z pięciu lat) z możliwością wydłużenia do 1000 godzin (ze względu na niesprzyjające warunki atmosferyczne). Wypełnienie nowych standardów zgodnie z dyrektywą IED będzie szczególnie uciążliwe dla krajów Europy Środkowej i Wschodniej, które swoją energetykę opierają głównie na węglu. Dotyczyć to będzie zwłaszcza małych obiektów wyposażonych w instalacje pracujące na wspólny komin. Są to typowe układy w małych lokalnych ciepłowniach lub w kotłowniach zakładowych. Uwzględniając liczbę tych obiektów i ich szkodliwy wpływ na środowisko, proces przebudowy powinien być priorytetem w regionalnych planach dotyczących ochrony środowiska. Przyjęty stosunkowo długi okres wdrożenia tej dyrektywy nie może być czynnikiem odkładającym modernizację tych obiektów na później. Nowe techniki spalania i technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych stwarzają warunki do przeprowadzenia modernizacji, która pozwoli uzyskać emisje zgodnie z standardami MCP. Z wdrożeniem dyrektywy MCP należy spodziewać się wzrostu kosztów ciepła sieciowego oraz kosztów wytwarzania w przedsiębiorstwach eksploatujących średnie obiekty spalania na potrzeby technologiczne. W związku z tym, problemem dzisiaj jest wybór najlepszego rozwiązania pod względem kosztów inwestycyjnych, efektów techniczno-ekologicznych, czasu realizacji i ograniczenia kosztów u odbiorcy finalnego.

Nowe standardy dopuszczalnych emisji do powietrza wynikające z Dyrektywy MCP dla nowych i istniejących obiektów przedstawiono w tabelach 1 i 2.

Tab. 1. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm<sup>3</sup>) dla nowych średnich obiektów energetycznego spalania, o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe

Zanieczy- szczenie	Biomasa stała	Inne paliwa stałe	Paliwa ciekłe	Ciężki olej opałowy	Gaz ziemny	Paliwa gazowe inne niż gaz ziemny
SO <sub>2</sub>	200 <sup>1</sup>	400	—	350	—	35 <sup>8,12</sup>
NO <sub>x</sub>	300 <sup>8</sup>	300 <sup>8</sup>	200	300	200	250
Pył	20 <sup>10</sup>	20 <sup>10</sup>	—	20 <sup>11</sup>	—	—

Tab.2. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm<sup>3</sup>) dla istniejących średnich obiektów energetycznego spalania, o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe

Zanieczyszczenie	Biomasa stała	Inne paliwa stałe	Paliwa ciekłe	Ciężki olej opałowy	Gaz ziemny	Paliwa gazowe inne niż gaz ziemny
SO <sub>2</sub>	200 <sup>1,2</sup>	400 <sup>3</sup>	—	350 <sup>4</sup>	—	35 <sup>5,6</sup>
NO <sub>x</sub>	650	650	200	650	200	250
Pył	30 <sup>2</sup>	30 <sup>7</sup>	—	30	—	—

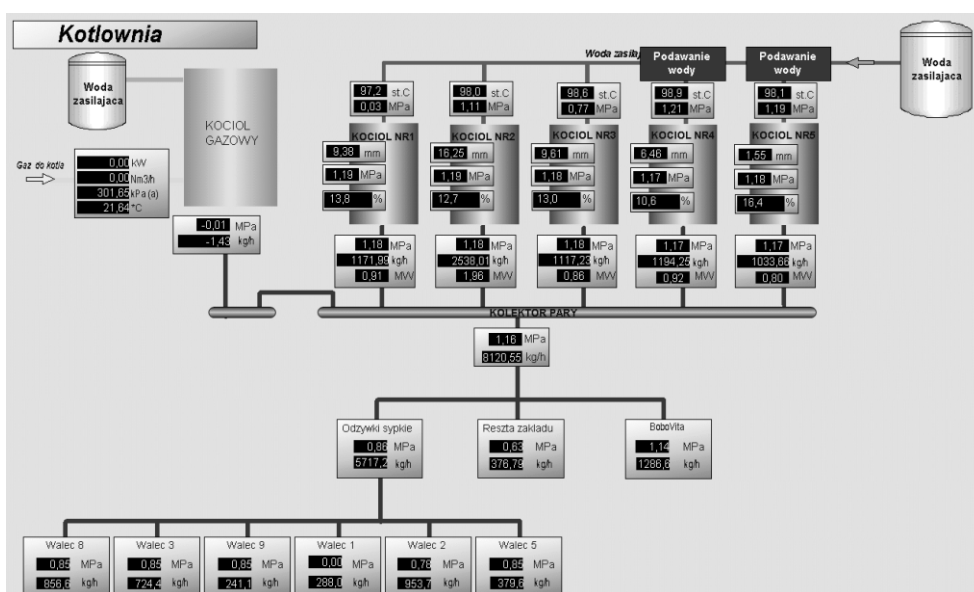
- (1) Ta wielkość nie ma zastosowania do obiektów opalanych wyłącznie drewnianą biomasą stałą.
- (2) 300 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów opalanych słomą.
- (3) 1 100 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.
- (4) Do dnia 1 stycznia 2030 r. – 850 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW, opalanych ciężkim olejem opałowym.
- (5) 400 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku niskokalorycznych gazów koksowniczych i 200 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku niskokalorycznych gazów wielkopiecowych w hutnictwie żelaza i stali.
- (6) 170 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku biogazu.
- (7) 50 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 i nie większej niż 20 MW.
- (8) 500 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.
- (9) Do dnia 1 stycznia 2025 r. – 450 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego zawierającego od 0,2 % do 0,3 % N oraz 360 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego zawierającego mniej niż 0,2 % N.
- (10) 50 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW; 30 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.
- (11) 50mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o całkowitej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.
- (12) 100 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku biogazu.

### 3. Innowacyjne techniki w obiektach o średnich źródłach spalania

Oddziaływanie sektora energetycznego obejmującego wytwarzanie, przesyłanie oraz użytkowanie różnych form energii ma duży wpływ na obserwowane zmiany klimatyczne oraz stan środowiska naturalnego. Warunkiem ograniczenia niekorzystnego wpływu szeroko pojętej energetyki na środowisko, jest nie tylko wdrożenie nowych, innowacyjnych technik przetwarzania energii pierwotnej – paliw kopalnych, czy ich ograniczenie kosztem OZE, ale również efektywne przesyłanie i wykorzystanie energii finalnej u odbiorcy.

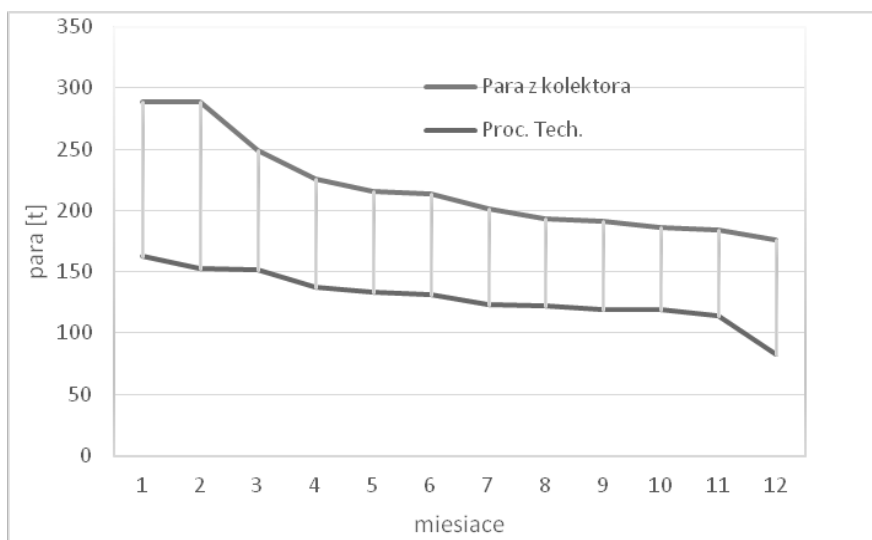
Zgodnie z Podręcznikiem Oslo Manuel, innowacje techniczne, tzw. TPP innovations (ang. Technological Product and Process Innovations), to działalność polegająca na wdrażaniu postępu technicznego opartego na zastosowaniu nowych lub istotnie ulepszonych technik wytwarzania, z którymi związane są korzyści ekonomiczno-ekologiczne, technologiczne i społeczne [4]. Działalność modernizacyjna sektora energetycznego, wynikająca z pakietu klimatycznego i dyrektywy IED/MCP, jest przykładem technicznej działalności innowacyjnej. Przystosowanie tego sektora do nowych standardów emisyjnych wymagać będzie zastosowania innowacyjnych technik, z czym związane będą dodatkowe, znaczne nakłady finansowe. Szacuje się, że dostosowanie

obiektów energetycznych do nowych standardów wymagać będzie wzrostu kosztów nakładów inwestycyjnych na poziomie 20-25%. O sukcesie z wdrożenia tych technik decydują: oprócz oceny efektywności ekonomicznej danego rozwiązania, sposób i zakres modernizacji oraz inne, często niemierzalne efekty, np. społeczne i środowiskowe. Na przykładzie typowego obiektu MCP, który przedstawiono na rys.1, przeprowadzono analizę możliwości dostosowania go do nowych standardów. Jest to kotłownia zakładowa, której celem jest produkcja pary wodnej na cele technologiczne. Kotłownia wyposażona jest w 3 kotły typu ER 125 o mocy 2 MW i 2 nowocześniejsze kotły typu ERm 4,1 o mocy 2,5 MW i wydajności 1,1 kg/s. Oprócz tych 5 kotłów węglowych z paleniskami rusztowymi, kotłownia posiada jeden kocioł gazowy typu LOOS UL-S o wydajności pary 2,2 kg/s.



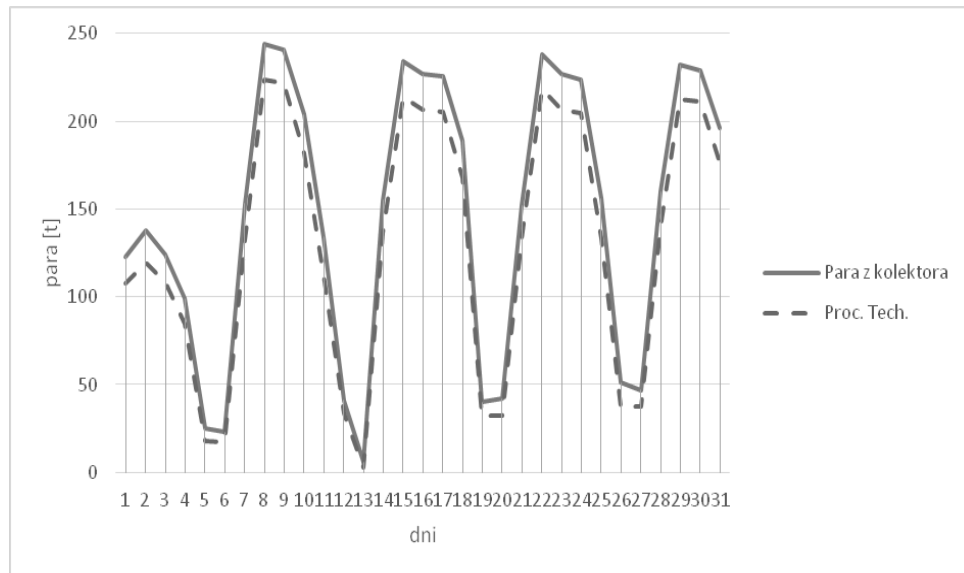
Rys. 1. Schemat technologiczny kotłowni zakładowej

Wszystkie kotły węglowe pracują na jeden wspólny komin. W normalnej eksploatacji, do wytworzenia pary technologicznej wykorzystuje się kotły węglowe, które pracują w dni robocze. Natomiast kocioł gazowy, bezobsługowy, pracuje tylko w dni wolne od pracy (sobota, niedziela). Do zabezpieczenia wymaganej ilości pary technologicznej przyjęto pracę 4 kotłów węglowych, piąty kocioł stanowi rezerwę technologiczną. Jak wynika z przedstawionej na wykresie (rys. 2) rocznej produkcji (para z kolektora) i jej zużyciem w procesie technologicznym, zakład posiada znaczną rezerwę produkcyjną pary. Rezerwa ta występuje mimo stosunkowo dużych zmian zużycia pary technologicznej w miesiącach, jak również w poszczególnych dniach. Na rys. 3 przedstawiono przykładowo zmiany wydajności kotłowni w skali jednego miesiąca. Z danych tych wynika, że dobowe zapotrzebowanie na parę zmienia się w poszczególnych dniach tygodnia. Jest to wynikiem procesu technologicznego, który ograniczony jest do 5 dni w tygodniu. W okresie wolnym od pracy, para na cele utrzymywania urządzeń w gotowości, wyprodukowana jest w bezobsługowym kotle gazowym. Każdy początek tygodnia rozpoczyna się od doprowadzenia kotłowni węglowej do zdolności produkcyjnej pary, wymaganej technologicznie.



Rys. 2. Wykres rocznej produkcji i zużycia pary technologicznej (opracowanie własne)

Maksymalne, jak wynika z wykresu na rys. 3, zapotrzebowanie na parę ograniczone jest praktycznie do 3 dni i wynosi ono około  $8,5 \div 9,5$  t/h. W pozostałych dniach tygodnia wymagana wydajność pary jest znacznie niższa.



Rys. 3. Dobowa produkcja i zużycie pary technologicznej (opracowanie własne)

Z danych tych wynika, że przez większą część roku (ok. 65% czasu) wystarczy praca dwóch kotłów ERM. Natomiast wykorzystanie w skali roku pozostałych 3 kotłów można

ograniczyć łącznie do około 35%. Pomimo występującej znacznej nadwyżki wyprodukowanej pary do aktualnego zapotrzebowania, w kotłowni pracuje prawie zawsze jeden dodatkowy kocioł i w związku z tym, wszystkie kotły pracują na zaniżonych parametrach. Taka praca kotłowni wynika z ograniczonych możliwości szybkiego dopasowania wydajności pary do aktualnego zapotrzebowania. Praca z większą ilością kotłów pracujących na zaniżonych obciążeniach jest, przy obecnym rozwiązaniu technicznym kotłowni, sposobem na szybkie dopasowanie wydajności kotłowni do zmieniającego się zapotrzebowania na parę technologiczną. Negatywnym skutkiem takiej pracy kotłów jest ich niższa sprawność energetyczna i wynikające z tego wyższe zużycie węgla (wyższe koszty produkcji) i większa emisja szkodliwych gazów i pyłów.

Obecna, nieefektywna eksploatacja kotłowni oraz nowe, znacznie ostrzejsze normy dopuszczalnych emisji, wynikające z dyrektywy MCP powodują, że zakład będzie zmuszony do radykalnej modernizacji istniejącego systemu energetycznego [5]. Nowe techniki spalania i wytwarzania energii oraz istniejąca infrastruktura zakładu, który posiada już sieć gazową i stosunkowo duże możliwości wykorzystania pary na cele technologiczne i socjalne, stwarzają możliwości rekonstrukcji istniejącego układu pod kątem poprawy efektywności energetycznej i ograniczenia emisji gazowej i pyłowej do poziomu wyznaczonego w dyrektywie MCP.

#### 4. Wybór metody modernizacji zakładu typu MCP

Perspektywa wdrożenia nowych, znacznie ostrzejszych standardów dotyczących dopuszczalnych emisji oraz kłopoty eksploatacyjne i niska sprawność istniejących kotłów opalanych węglem powodują, że zakład poszukuje nowych rozwiązań, które pozwolą obniżyć koszty produkcji pary technologicznej i ograniczyć szkodliwe emisje. Głównym celem tych zmian jest ograniczenie lub całkowite wyeliminowanie wytwarzania pary technologicznej w kotłach opalanych węglem. Przy takich założeniach, jednym z istotnych warunków modernizacji, który przyjęto na etapie wstępnym wyboru metody, była ocena możliwości skojarzenia istniejącego procesu produkcji pary technologicznej z wytwarzaniem energii elektrycznej, co pozwoliłoby na ustabilizowanie pracy kotłowni. Działalność taka odpowiada na jeden z priorytetów UE, który w rozwoju kogeneracji (dyrektywa 2004/8/WE tzw. CHP) zakłada wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego i redukcję emisji CO<sub>2</sub>. W Polsce podstawa prawna dotycząca kogeneracji zawarta została w Ustawie z dnia 12.01.2007 (Dz.U. z 9.02.2007 r. Nr 21; poz. 124) [6].

Przez skojarzone źródło energii, zgodnie z ustawą rozumie się *jednostkę wytwórczą wytwarzającą energię elektryczną i ciepło ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie co najmniej 70% obliczoną jako średnioroczna w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy dla energii elektrycznej wytwarzanej w tej jednostce.*

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie dla jednostki wytwórczej oblicza się ze wzoru

$$\eta_{sk} = [(3,6E_{el} + Q_c) : Q_p] \times 100 \quad (1)$$

gdzie:

$\eta_{sk}$  – sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło,  
 $E_{el}$  – ilość energii elektrycznej wytworzonej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do wytworzenia dla nowo

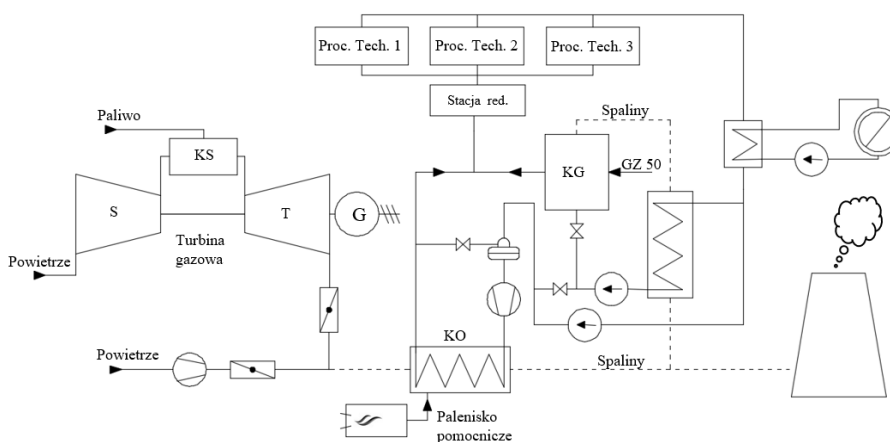
budowanej jednostki wytwórczej, mierzonej na zaciskach generatora lub ogniwa paliwowego [MWh],

$Q_c$  – ilość ciepła wytworzonego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do wytworzenia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej, mierzonego na wyjściach z jednostki wytwórczej w [GJ] i przeznaczonego do przemysłowych procesów technologicznych,

$Q_p$  – ilość energii chemicznej paliwa brutto zużytego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do wytworzenia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej w [GJ].

#### 4.1. Wariant układu CHP z turbiną gazową

Skojarzenie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła może być rozwiązane na wiele sposobów. Najczęściej w układach o średniej mocy spalania stosuje się gazowe silniki tłokowe lub turbiny gazowe, które współpracują z kotłami odzyskowymi. W kotłach tych, wykorzystuje się entalpię spalin po silniku lub turbinie gazowej do produkcji ciepłej wody na cele grzewcze lub do produkcji pary technologicznej. Ze względu na niższą entalpię spalin z silników tłokowych (niższą temperaturę) wykorzystuje się ją najczęściej do produkcji ciepłej wody na cele grzewcze. Ponieważ w rozpatrywanym zakładzie wymagana jest para technologiczna, w związku z tym, uzasadnionym rozwiązaniem jest zastosowanie turbiny gazowej. Na rys. 4 przedstawiono wariant polegający na zastąpieniu istniejących 5 kotłów węglowych typu ER układem CHP składającym się z turbiny gazowej i kotła odzyskowego.



Rys. 4. Schemat technologiczny instalacji CHP z turbiną gazową i kotłem odzyskowym (opracowanie własne)

Idealnym rozwiązaniem kogeneracyjnym jest możliwość zagospodarowania całej wytworzonej energii elektrycznej i ciepła na potrzeby własne (wyeliminowanie strat związanych z przesyłem energii i ciepła). W rozpatrywanym zakładzie warunek ten nie może być spełniony w całości. Zakład charakteryzuje się stosunkowo wysokim zapotrzebowaniem na parę technologiczną (ok. 10 t/h) i niskim zapotrzebowaniem na energię elektryczną (ok. 1,1 MWh). Dla typowych układów z turbinami gazowymi



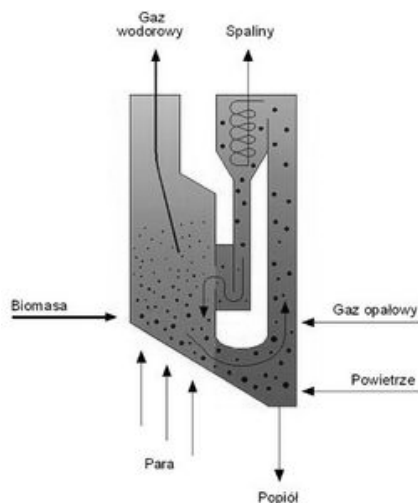
stosunek mocy elektrycznej do cieplnej wynosi  $0,4 \div 0,6$  i wzrasta wraz ze wzrostem mocy turbiny. W związku z tym, przy zabezpieczeniu wymaganej ilości pary technologicznej, wystąpi znaczna nadwyżka energii elektrycznej w stosunku do mocy zainstalowanej w zakładzie. Zgodnie z nowym prawem energetycznym, nadwyżka wytworzonej energii w kogeneracji spełniającej warunek ponad 70%, może być przekazana (sprzedana) do sieci państwowej. W związku z dużą nadwyżką mocy elektrycznej i koniecznością jej sprzedania, wymagana będzie analiza opłacalności takiego rozwiązania lub poszukiwanie sposobu ograniczenia produkcji energii elektrycznej. W warunkach zakładu istnieją możliwości ograniczenia produkcji energii elektrycznej kosztem produkcji pary technologicznej. Parametry pary technologicznej, która nie wymaga przegrzewu, pozwalają na zminimalizowanie nadwyżki energii elektrycznej poprzez zmiany konstrukcyjne kotła odzyskowego (zwiększenie powierzchni wymiany ciepła) lub wyposażenie kotła w dodatkowe palenisko, które pozwoli na zwiększenie ilości ciepła. Dodatkowe palenisko w kotle odzyskowym może być opalane: gazem ziemnym, węglem lub biomasą. Innym rozwiązaniem może być obniżenie stosunku sprężania w sprężarce turbiny gazowej, co spowoduje spadek sprawności obiegu (zmniejszenie mocy elektrycznej), ale uzyska się za to wyższą temperaturę spalin, co pozwoli na zwiększenie produkcji pary w kotle odzyskowym [7].

Jak wynika z przedstawionych możliwości dopasowania układu do zapotrzebowania pary technologicznej, układ stwarza wiele możliwości rozwiązania tego problemu. Ostateczny wybór sposobu musi być poparty dokładną analizą ekonomiczną i ekologiczną.

#### **4.2. Wariant CHP z wykorzystaniem biomasy**

Jednym z przyszłościowych rozwiązań, które często poruszane było w dyskusji, była ocena możliwości całkowitego wyeliminowania w zakładzie spalania węgla i znacznego ograniczenia zużycia gazu ziemnego, kosztem wykorzystania biomasy drzewnej, którą zakład jest w stanie zabezpieczyć. Głównym zadaniem na tym etapie było określenie możliwości technicznej wyprodukowania wymaganej ilości pary w oparciu o źródło odnawialne – biomasę oraz dostarczenie i zmagazynowanie wymaganej ilości biomasy. Uwzględniając wcześniejsze korzyści wynikające z zastosowania w zakładzie układu CHP, założono, że biomasa będzie przetworzona na gaz, który będzie można wykorzystać w silniku gazowym lub spalać w kotle parowym. Jak wynika z analizy wykorzystania biomasy, w krajach UE proces zgazowania należy do technologii wiodącej, szczególnie w obiektach o średnich źródłach spalania. Na wstępnym etapie analizy przyjęto zgazowanie w reaktorze fluidalnym, w którym jako czynnik zgazowujący wykorzystuje się parę wodną, dzięki czemu wyeliminowany zostanie w wyprodukowanym gazie azot. Jest to szczególnie istotne, kiedy zakład ma problemy z emisją NOx. Schemat fluidalnego reaktora zgazowania przedstawiono na rys. 5. Podczas endotermicznego procesu zgazowania biomasy w postaci zrębków drewna do: wodoru, metanu, tlenu oraz dwutlenku węgla, w temperaturze około 850 °C, przebiega równocześnie piroliza przetwarzanego surowca do węgla drzewnego, który z częścią zrębków wprowadzony zostaje do komory spalania, gdzie w doprowadzonym powietrzu spala się wytwarzając ciepło wymagane w procesie zgazowania. Na dnie tej komory znajduje się wylot części mineralnej – popiołu ze spalania powstałego węgla drzewnego. Natomiast cyrkulujące zrębki z komory spalania zawracane są do części reaktora, w której ulegają procesowi zgazowania. Wytworzony gaz syntezowy o temperaturze około 800 °C, zawierający pyły i części smoliste powstałe w procesie zgazowania, musi zostać przed wykorzystaniem w silniku lub turbinie gazowej

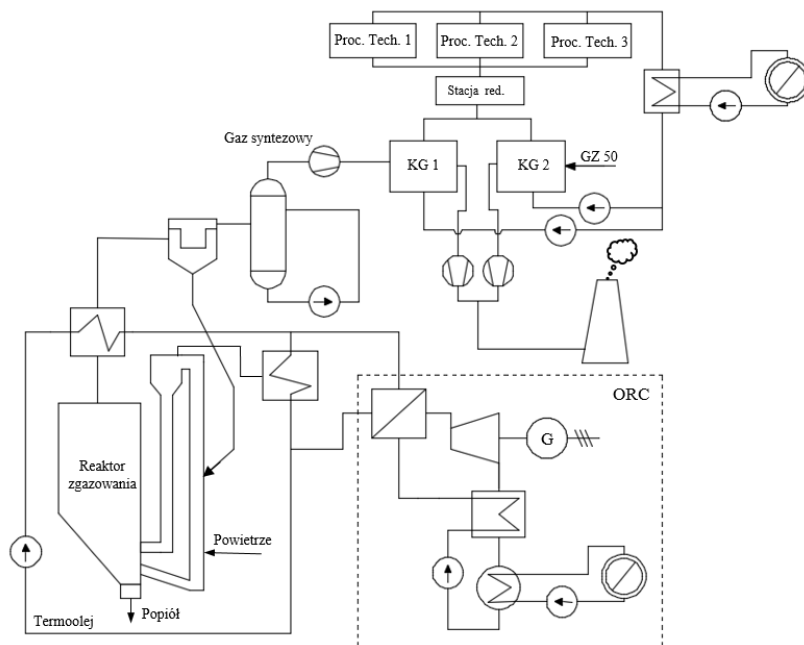
oczyszczony z tych związków. W związku z tym, przed usunięciem pyłów w odpylaczu tkaninowym, gaz ten musi zostać schłodzony do temperatury poniżej 200 °C. Po oczyszczeniu gazu z pyłów, w następnym etapie usunięte zostają pozostałości smoliste. Wytworzony gaz będzie można wykorzystać w kotle lub produkcji energii elektrycznej w tłokowym silniku gazowym.



Rys. 5. Fluidalny reaktor zgazowania biomasy

Uwzględniając, że produkcja pary technologicznej jest priorytetem w zakładzie, zakłada się wykorzystanie gazu z biomasy w nowym kotle przystosowanym do tego paliwa. Natomiast do produkcji energii elektrycznej wykorzystane zostanie ciepło z chłodzenia gazu z reaktora i spalin z komory spalania współpracującej z reaktorem. Entalpia tych dwóch źródeł zostanie wykorzystana do podgrzania oleju termalnego wykorzystanego do produkcji pary z cieczy organicznej w instalacji ORC (Organic Rankine a Cycle). Na etapie koncepcji zakłada się produkcję energii elektrycznej z wykorzystaniem układu ORC lub cyklu Kaliny. Zarówno ORC, jak i cykl Kaliny, są to układy wywodzące się z klasycznego obiegu parowego Clausiusa Rankine'a (C-R), w których w miejsce pary wodnej zastosowano inny czynnik roboczy o niższych temperaturach wrzenia i niższym cieple parowania. W układzie ORC czynnikiem roboczym jest para cieczy organicznej (np. pentanu lub izobutanu), natomiast w cyklu Kaliny para amoniaku powstała z mieszaniny  $\text{NH}_3$  i wody. Najczęściej mieszanina ta zawiera 70% amoniaku i 30% wody. Oba układy – ORC i Kaliny – są szczególnie przydatne w instalacjach spalających paliwa o niskich wartościach opałowych (np. biomasa), ze względu na niższe temperatury spalania, lub w instalacjach do wykorzystania procesowego niskotemperaturowego ciepła odpadowego [8].

Schemat technologiczny opracowanego układu CHP ze zgazowaniem biomasy drzewnej oraz instalacją ORC przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Schemat technologiczny CHP z reaktorem zgazowania i układem ORC (opracowanie własne)

Jak wynika z doświadczeń instalacji CHP pracujących z wykorzystaniem biomasy, moc cieplna jest ponad 2,5 razy większa od mocy wytworzonej energii elektrycznej. Przy zabezpieczeniu wymaganej ilości pary technologicznej na poziomie 10 t/h i wynikającej z tego produkcji energii elektrycznej około 4 MWh, zapotrzebowanie na biomase wyniesie około 3,8 t/h (ponad 90 t/d). Jest to ilość, która ze względu na usytuowanie zakładu i możliwości transportowe (logistyczne) jest praktycznie mało realna. W związku z tym, jedynym możliwym rozwiązaniem jest częściowe (około 50% pokrycie zapotrzebowania ciepła) wykorzystanie biomasy do produkcji pary, natomiast pozostała część pary wytworzona zostanie w istniejącym kotle gazowym (opalanym gazem ziemnym). Zakładając, że instalacja wykorzystująca biomase będzie pracowała w sposób ciągły, natomiast istniejący kocioł gazowy tylko w dni produkcyjne, zakład bez problemu wypełni nowe standardy emisyjne i znacznie poprawi swoją efektywność energetyczną. Taki system pracy pozwoli na rozwiązanie logistyczne dostaw biomasy, bez widocznego utrudnienia komunikacyjnego i dla zakładów sąsiadujących. Pozwoli to również na wykorzystanie istniejącego składowiska węgla na zgromadzenie wymaganego technologicznie (3-dniowego) zapasu biomasy.

## 5. Podsumowanie

Nowe techniki spalania i wytwarzania energii oraz istniejąca infrastruktura zakładu, stwarzają duże możliwości rekonstrukcji istniejącego układu pod kątem poprawy efektywności energetycznej oraz ograniczenia emisji gazowej i pyłowej. Wstępna ocena opracowanych koncepcji, przeprowadzona w oparciu o własne doświadczenia i dane

literaturowe z podobnych rozwiązań zastosowanych na świecie potwierdziła, że wszystkie opracowane na tym etapie warianty, dzięki wyeliminowaniu spalania węgla oraz poprawie stabilności i sprawności procesu, spełniają wymagania pakietu 3x20 i dyrektywy MCP. Wybór najlepszego rozwiązania wymagać będzie, oprócz oceny efektywności ekonomicznej i ekologicznej, spełnienia wielu innych warunków wynikających z procesu i możliwości finansowych zakładu. Ze względu na wielość ograniczeń i różnorodność sposobów rozwiązań, celowe będzie decyzję wyboru najlepszego rozwiązania ograniczyć tylko do wariantu, który zostanie wytypowany w oparciu o uproszczoną ocenę ekonomiczną, realność wykonania i możliwości inwestycyjne. Na etapie wstępnego wyboru wiedza ekspercka jest wystarczającym czynnikiem pozwalającym na wstępny wybór rozwiązania – dotyczy to szczególnie rozwiązań charakteryzujących się wieloma niemierzalnymi wskaźnikami. Analizowany system energetyczny jest typowym przykładem wymagającym uwzględnienia takich niemierzalnych wskaźników. Dopiero po etapie eksperckim można przeprowadzić szczegółową, wielowariantową analizę rozwiązania, która będzie następnym etapem pracy badawczej.

### **Literatura**

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010.
2. Duda J., Kołosowski M., Tomasiak J.: Technologia CCS w zakładzie cementowym. Logistyka, nr 3, 2015, s. 1040-1050.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015.
4. Oslo Manual. Guidelines for Collecting and interpreting Technological Innovation Data, OECD.
5. Tomasiak J., Duda J.: Poprawa efektywności energetycznej procesów technologicznych poprzez zastosowanie układu ORC. „Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji” pod redakcją R. Knosali, Oficyna Wydawnicza PTZP, Opole, 2016, s. 514-523.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004.
7. Skorek J., Kalina J.: Gazowe układy kogeneracyjne. WNT, Warszawa, 2005.
8. Duda J.: Współspalanie biomasy w kotle energetycznym. National Consumption Scientific Workshop, 2007, s. 45-50.

Dr hab. inż. Jerzy DUDA, prof. PWSZ w Nysie

Dr inż. Mariusz KOŁOSOWSKI

Dr inż. Przemysław MALINOWSKI, prof. PWSZ w Nysie

Mgr inż. Jacek TOMASIAK

Instytut Nauk Technicznych

Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Nysie

48-300 Nysa, ul. Armii Krajowej 7

tel.: (0-77) 409 11 55

e-mail: jerzy.duda@pwsz.nysa.pl

mariusz.kolosowski@pwsz.nysa.pl

przemyslaw.malinowski@pwsz.nysa.pl

jacek.tomasiak@pwsz.nysa.pl