

O ENERGETYCZNYM WYKORZYSTANIU BIOMASY I ODPADÓW

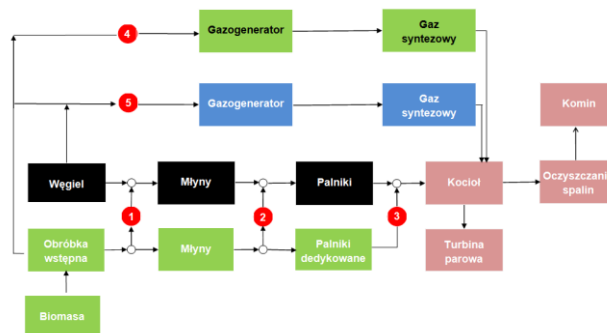
Streszczenie

Niniejsza praca jest ukierunkowana na wskazanie niektórych zagadnień, w tym natury technologicznej, związanych z bezpośrednim i pośrednim współspalaniem biomasy z węglem. Zwrócono także uwagę na toczącą się dyskusję nt. wdrożenia do energetyki zawodowej i komunalnej takich innowacyjnych technologii, które umożliwiłyby energetyczne wykorzystanie paliw z odpadów.

WSTĘP

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach systemowych, a także elektryczności i ciepła w elektrociepłowniach, napotyka na konkurencję ze strony generacji rozproszonej, choć wydaje się, że ten „nowy” sposób sprostania zapotrzebowaniu na elektryczność i ciepło jeszcze długo nie będzie dominujący na rynku energii. Można wskazać takie rejony w kraju, w których generacja rozproszona może być ekonomicznie i ekologicznie bardziej opłacalna od konwencjonalnych dostaw energii mimo małej skali obiektów energetycznych i konieczności rezerwowania mocy na wypadek ich awarii. W obu wymienionych rozwiązaniach może być wykorzystane OZE w postaci biomasy, którą traktuje się jako neutralną w stosunku do efektu cieplarnianego. Zatem, jej spalanie bądź współspalanie z węglem obniża poziom emisji CO₂ w porównaniu ze spalaniem węgla, redukując tym samym tempo zmian klimatycznych. Rozwój takich technologii energetycznych jest w zasadzie pochodną rynku handlu emisjami i regulacji unijnych w zakresie wykorzystania OZE. Głównym źródłem biomasy w kraju jest przede wszystkim biomasa leśna (biomasa drzewna i pozostałości leśne), ale także biomasa pochodzenia rolniczego (odpady rolnicze, agrobiomasa i biomasa z upraw energetycznych) i biomasa odpadowa z działalności przemysłu. Choć zadaniem sektora rolnego jest zabezpieczenie potrzeb żywnościowych, to jednak produkty uboczne oraz pozostałości z rolnictwa i przemysłu rolno-spożywczego, a także nadwyżki produktów rolnych zbędne na rynku żywności, można by przeznaczać na cele energetyczne. Oszacowanie realnych możliwości dostaw biomasy z przemysłu drzewnego na potrzeby wytwarzania energii jest już bardziej kłopotliwe, jako że w kraju nie rejestruje się obrotu odpadami z przemysłu przerobu drewna. Realnym do pozyskania produktem ubocznym z produkcji roślinnej jest przede wszystkim słoma zbożowa, której nadwyżki w postaci pelletów bądź brykietów mogą być wykorzystane na cele energetyczne, jak to od dawna ma miejsce w Danii, choć problemem jest jej mała gęstość przestrzenna i znaczna zawartość alkaliów intensyfikujących procesy zużłowania, zatykania i korozji. Częściowym rozwiązaniem jest sezonowanie słomy (słoma szara). Biomasa jest najpoważniejszym paliwem w Finlandii, a w Polsce ma zdecydowanie największy udział w produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z technologii, odznaczającą się szeregiem zalet i wad, jest bezpośrednie bądź pośrednie współspalanie biomasy z paliwami kopalnymi w istniejących bądź dedykowanych kotłach energetycznych. Do zasadniczych zalet należy zaliczyć: zastąpienie części spalanego węgla przez biomasę, zmniejszenie kosztów paliwa, znaczną elastyczność paliwową, umożliwiającą racjonalne wykorzystanie dostępnych lokalnie paliw sezonowych i sprzyjającą zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego, możliwość wykorzystania efektów synergii pomiędzy komponentami mieszanek paliwowych, redukcję emisji SO₂, NO_x, cząstek

stałych, zapylenia spalin i ilości odpadów deponowanych na składowiskach. Natomiast w przypadku generacji rozproszonej należy przede wszystkim wskazać na możliwość: lokalnego zagospodarowania paliw alternatywnych w stosunku do węgla (biomasy, paliw odpadowych), wykorzystania OZE; uniknięcia strat przesyłowych. Zalety te sprawiają, że ten sposób wytwarzania energii jest traktowany jako alternatywa dla scentralizowanego wytwarzania energii. Wykorzystanie biomasy w źródłach ciepła małej i średniej mocy typowych dla generacji rozproszonej znajduje nawet większe uzasadnienie niż w energetyce zawodowej, choćby z uwagi na mniejsze zapotrzebowanie paliwa i koszty transportu. Rozwój energetycznego wykorzystania biomasy i innych rodzajów OZE, takich jak energia: wody, wiatru, słoneczna i geotermalna bądź biogaz, jest niejako pochodną bieżących posunięć UE, które wymuszają sukcesywny przyrost energii pozyskiwanej z OZE w warunkach dekarbonizacji, decentralizacji energetyki i braku pomocy publicznej dla wszelkich technologii energetycznych [1].



Rys.1. Typowe sposoby współspalania biomasy

Aktualne jest pytanie: od kiedy różne rodzaje OZE staną się w pełni konkurencyjne w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii? Ponadto: jak tworzyć optymalną strategię rozwoju krajowej energetyki? Zatem: jak sterować innowacjami energetycznymi w warunkach narastającej konieczności ekologicznego gospodarowania energią? Wzrost produkcji energii – stymulujący skalę produkcji i tempo rozwoju gospodarczego – jest przecież ograniczony. Będzie się przekładać na sukcesywny wzrost jej ceny, a więc i na konkurencyjność gospodarki, a szczególnie jej działów najbardziej energochłonnych. W niniejszej pracy ograniczymy się do wskazania niektórych zagadnień, w tym natury technologicznej, związanych z bezpośrednim i pośrednim współspalaniem biomasy – rys.1 [2], kładąc jednak szczególny nacisk na współspalanie pośrednie umożliwiające m.in. zapewnienie niskiego poziomu emisji NO_x. Analizie nie poddaje się technik fluidalnych i technologii współspalania równoległego. Zwrócimy natomiast uwagę na wciąż toczącą się dyskusję nt. wdrożenia do energetyki komunalnej i zawodowej innowacyj-

nych technologii energetycznych wykorzystujących paliwa z odpadów [3], co uzasadnia się ograniczonym dostępem do biomasy i koniecznością radykalnego ograniczenia deponowania odpadów na składowiskach.

1. BEZPOŚREDNIE WSPÓLSPALANIE BIOMASY

W krajowej energetyce systemowej i ciepłownictwie ogranicza się zużycie węgla głównie poprzez jego współspalanie z biomasą w tym samym bądź nieznacznie tylko zmodernizowanym palenisku eksploatowanych kotłów energetycznych. Na rysunku 1, będącym niewielką modyfikacją schematu zamieszczonego w [2], przedstawiono trzy sposoby realizacji współspalania bezpośredniego: 1 – współmielenie biomasy z węglem i spalanie mieszanki paliwowej, 2 – mielenie biomasy i tworzenie mieszanki paliwowej ze zmielonym węglem spalanej w palnikach węglowych, 3 – oddzielnie mielenie węgla i biomasy, spalanej następnie w palnikach dedykowanych. Pierwsze dwa warianty odpowiadają niewielkim udziałom biomasy w mieszance paliwowej (<10%), a trzeci – większym udziałom biomasy (>10%). Współspalana jest różnorodna biomasa drzewna o zwykle znacznej i zmiennej zawartości wilgoci (wstępnie suszona), zmiennej wartości opałowej, dużej zawartości części lotnych, małym udziale gramowym siarki i azotu oraz małej zawartości popiołu [4,5]. Najczęściej jest to coraz droższa biomasa drzewna, a więc: drewno opałowe i użytkowe, zrębki z drzew liściastych i iglastych, kora, pozostałości leśne, ścier drzewny, wióry, trociny, brykiety i pellety drzewne. W kotłach fluidalnych i rusztowych współspala się także bądź spala: makulaturę i nadwyżki: szarej słomy zbożowej, rzepaczki, trzciny oraz siana z różnych gatunków rodzimych traw energetycznych, a także importowanych. Procesowi współspalania poddaje się także agrobiomasę w postaci sypkiej i przetworzonej, rośliny drzewiaste z upraw energetycznych o dużym skumulowanym wskaźniku efektywności energetycznej (wierzbę wiciową zwaną energetyczną, topolę, ...), trawy wieloletnie (miskant olbrzymi bądź cukrowy, perz energetyczny, ...) i mączkę kostno-zwierzęcą. Rośnie także zainteresowanie spalaniem różnego rodzaju biomasy, a szczególnie pochodzenia rolniczego, w kotłach grzewczych małej mocy z paleniskami nie zawsze przystosowanymi do spalania najtańszej biomasy dostępnej na rynku, jak paletyzowana słoma, siano czy łuski słonecznika. Najczęściej wykorzystuje się paleniska pierwotnie przeznaczone na pellety drzewne. Istotne stają się więc badania zmierzające do identyfikacji zarówno optymalnych kompozycji biomasowych mieszanek paliwowych jak i technologii ich utylizacji termicznej, przy czym głównie z punktu widzenia użytkownikom indywidualnych i osiedlowych kotłowni oraz gospodarki komunalnej [6]. Problem zagospodarowania odpadów drzewnych legł u podstaw współspalania biomasy z paliwami kopalnymi zainicjowanego w krajach skandynawskich. Poważne doświadczenie eksploatacyjne nabyły już także krajowe elektrownie systemowe i elektrociepłownie. Za zasadnicze wady większości rodzajów biomasy surowej uznaje się małą gęstość nasypową i znaczną zawartość wilgoci [2,7]. Należy odnotować, że podaż typowych odpadów leśnych, odpadów z przemysłu rolnego i spożywczego oraz agrobiomasy o w miarę korzystnym składzie chemicznym z punktu widzenia jej spalania w stosunku do szybko rosnącego popytu jest coraz bardziej niewystarczająca. Ważna jest więc odpowiedź na pytanie: Jak szybko słabnąć będzie siła podaży biomasy leśnej i dobrej jakościowo agrobiomasy? Jest to istotne z punktu widzenia zasilania w paliwo kotłów pyłowych, które są pod tym względem znacznie bardziej wymagające niż kotły fluidalne i rusztowe. Aktualnie współspala się w nich efektywnie w zasadzie tylko biomasę drzewną, której udział w mieszance paliwowej na ogół nie przekracza 10%, choć w niektórych przypadkach sięga 20%, a nawet 30% [2]. Poszukuje się więc innej biomasy i metod poprawy jej właściwości, a

także nowych technologii spalania bądź rozwiązań w zakresie techniki kotłowej, umożliwiających spalanie „trudnej” agrobiomasy. Wdrożenie współspalania każdego rodzaju biomasy winno być poprzedzone: (1) identyfikacją jej właściwości; (2) wskazaniem dopuszczalnej zawartości wilgoci i dopuszczalnego rozmiaru ziaren; (3) określeniem wpływu procesu z różnym udziałem współspalanej biomasy na przebieg eksploatacji elektrowni bądź elektrociepłowni, w tym na jej sprawność cieplną, wypalenie węgla, szlakowanie i odkładanie się popiołu lotnego na powierzchniach ogrzewalnych kotła, poziom emisji gazowych i stałych produktów procesu; (4) oszacowaniem nakładów kapitałowych na realizację przedsięwzięcia w skali komercyjnej [2]. We wskazanym opracowaniu przedstawia się wyniki takowych gruntownych badań w odniesieniu do trocin, wierzby i słomy lnianej, przy czym w stanie surowym, przetworzonym na drodze torfikacji oraz w postaci pelletów i brykietów. Współspalanie bezpośrednie biomasy w energetyce zawodowej uchodzi za technologię koncepcyjnie nieskomplikowaną i ekonomicznie opłacalną dzięki subsydiowaniu wytwarzania tzw. zielonej energii w ramach systemu wsparcia dla OZE. Nie napotyka ona na barierę w postaci konieczności uzyskania zgody na przyłączenie do sieci, a także nie wymaga takich kapitałochłonnych i czasochłonnych przedsięwzięć, jak badanie, projektowanie i budowa nowych kotłów przystosowanych do spalania różnych rodzajów biomasy. Na ogół wystarcza: zabezpieczenie dostaw taniej i dobrej jakościowo biomasy, zapewnienie jej magazynowania bądź składowania, wstępne przygotowanie biomasy do procesu współspalania (np.: rozdrabnianie, paletyzowanie, brykietowanie, osuszanie), dobór optymalnego udziału biomasy w mieszance paliwowej i wdrożenie technologii jej wytwarzania, budowa układu napaliviwania kotła i modernizacja paleniska obejmująca powiększenie powierzchni ogrzewalnej oraz dobór palników pyłowych odpowiednich do typu kotła i składu mieszanki paliwowej. Krajowy bądź importowany biomasowy wsad paliwowy, stanowiący o wielkości kosztów zmiennych, powinien charakteryzować się właściwościami gwarantującymi niski poziom emisji gazowych i stałych produktów spalania. Wraz z nim wprowadzane są do komory spalania różne dodatki zwane modyfikatorami [8], które mają za zadanie przede wszystkim poprawę procesu spalania, ograniczenie skutków korozji i redukcję emisji substancji szkodliwych. Jednoczesne podolewanie tym wymogom natury termo-ekonomicznej i ekologicznej jest trudno realizowalne w praktyce. Rozpowszechniona jest opinia, że współspalanie bezpośrednie jest technologią przejściową, nie pozbawioną wad przekładających się na szereg barier techniczno-rynkowych związanych z akwizycją, magazynowaniem, przetwarzaniem i energetycznym wykorzystaniem biomasy [4,5,9,10]. Tym niemniej, w zręczny sposób, na bieżąco adaptujący się do zmiennych barier prawnych i organizacyjnych, zapewnia się jednak poprawną eksploatację kotłów pyłowych w przypadku do około 10% udziału energii chemicznej biomasy w energii chemicznej węgla, przy czym na udział procentowy biomasy mają wpływ jej właściwości fizykochemiczne rzutujące na wydajność młynów oraz cena i technologia współspalania. Na ogół nie wymagana jest, poza modernizacją instalacji przeciwpożarowych i przeciwybuchowych, specjalna instalacja zasilania paliwem, tj. specjalne młyny i palniki. Przekłada się to na obniżkę kosztów konwersji energii i efekt ekologiczny w postaci redukcji emisji CO₂, SO₂, NO_x i metali ciężkich. Nic więc dziwnego, że współspalanie biomasy jest popularne w krajowych elektrowniach, jako że oferuje atrakcyjny przychód, w tym z systemu wsparcia OZE. W przypadku elektrociepłowni uzyskuje się dodatkowe wpływy w związku z wytwarzaniem energii w kogeneracji. Taka sytuacja przełożyła się na gwałtowny wzrost zapotrzebowania na biomasę, a w szczególności na biomasę o dużej wartości opałowej, której współspalanie z węglem umożliwia uzyskanie sprawności

efektywnej siłowni parowych zbliżonej do sprawności siłowni opalanej węglem. Znacząco wzrosła więc cena rynkowa biomasy, zwiększając istotnie koszty zmienne siłowni i obniżając opłacalność współspalania biomasy, co spowodowało redukcję dopływu kapitału na inwestycje biomasowe w energetyce. Obniżyła się także rentowność elektrociepłowni spalających biomasę pozyskiwaną na rynku opanowanym w głównej mierze przez elektrownie. Podaż biomasy na rynek można by zwiększyć w dłuższym horyzoncie czasowym np. poprzez rozwój upraw energetycznych. Na krótką metę pozostaje wciąż niekontrolowany import biomasy. Stopniowe zmniejszanie wsparcia dla współspalania biomasy spowoduje „wygaszanie” tej technologii. Być może, że będzie to sprzyjać wykorzystaniu biomasy do wytwarzania energii w gospodarce rozproszonej poprzez budowę kotłów dedykowanych i przebudowę istniejących kotłów węglowych. Reasumując, współspalanie biomasy przysłużyło się z jednej strony stosunkowo szybkiemu wzrostowi jej energetycznego wykorzystania, a z drugiej strony zahamowało dywersyfikację energetycznego wykorzystania innych rodzajów OZE, jako że dla wszystkich technologii wytwarzania tzw. zielonej energii elektrycznej przyjęto taki sam system wsparcia. Preferuje on w znacznej mierze bezpośrednie współspalanie biomasy z paliwami kopalnymi w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach, jako że technologia ta, w której część energii elektrycznej wytworzonej z biomasy traktuje się jako energię wytworzoną z OZE, wiąże się z najmniejszymi nakładami inwestycyjnymi, bazującymi na łatwo dostępnych kredytach krótkoterminowych, a także z najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zwolna dokonuje się jednak redefinicja przyszłości różnych OZE i zmian w mechanizmie wsparcia ich wykorzystania w energetyce zawodowej i komunalnej. Efektywne energetycznie inwestycje proekologiczne są niezwykle kosztowne i zbyt pośpieszne wdrażanie unijnej polityki konkurencji może znacząco opóźnić ich realizację. Zamierzenia UE w zakresie gospodarki niskoemisyjnej, dotyczące tempa globalnego ograniczania emisji CO₂ i zużycia energii, a także tempa wzrostu wykorzystania OZE, mogą okazać się trudne do realizacji, przede wszystkim w zderzeniu z różnorodną polityką energetyczną krajów unijnych, a przede wszystkim odrębnymi i mniej kosztownymi strategiami energetycznymi krajów spoza UE. Wydaje się, że w kraju jeszcze długo będzie mieć miejsce koegzystencja energetyki węglowej i odnawialnej, zresztą podobnie jak w USA, Rosji, Australii, Chinach czy Indiach. Obawy przed nadmiernym wzrostem kosztu energii i w konsekwencji spadkiem produkcji, spadkiem eksportu niekonkurencyjnych produktów, odpływem inwestycji, bezrobociem, a tym samym spadkiem tempa wzrostu gospodarczego, wydają się być bowiem na tyle silne, że w wymienionych krajach - odgrywających zasadniczą rolę w gospodarce światowej - niechętnie rezygnuje się z paliw kopalnych, a redukcję wytwarzania gazów cieplarnianych wdraża się wedle własnych harmonogramów, tj. na ogół znacznie wolniej niż w krajach UE, oraz w oparciu o własne i wciąż modyfikowane systemy wsparcia dla produkcji tzw. zielonej energii.

2. POŚREDNIE WSPÓLSPALANIE BIOMASY

Drugą z technologii współspalania biomasy z paliwami kopalnymi, którą postrzega się jako obiecującą szczególnie w systemach rozproszonych, jest współspalanie pośrednie. Na rysunku 1 [2], przedstawiono dwa sposoby jego realizacji: 4 – zgazowanie biomasy i współspalanie pozyskanego syngazu z pyłem węglowym, 5 – spalanie syngazu ze współzgazowania biomasy z węglem jako stabilizatorem procesu. Podawanie syngazu do komory spalania kotła odbywa się przez tak rozmieszczone palniki gazowe, by zapewnić optymalne parametry pracy kotła wraz z ograniczeniem emisji związków CO₂ i NO_x. Początki wykorzystania niskokalorycznego gazu ze zgazowania biomasy to pierwsza połowa lat osiem-

dziesiątych XX wieku, gdy podczas dużej wyżki cen ropy naftowej zaczęto wytwarzać syngaz ze zgazowania odpadów drzewnych i kory. Szczegółowe omówienie zastosowań tej technologii można znaleźć np. w [11÷15], wyniki prac badawczych np. w [16,17], a przegląd potencjalnych możliwości wykorzystania pośredniego współspalania biomasy do produkcji elektryczności i ciepła np. w [18÷20]. Wskazane materiały źródłowe skomentowano względnie szczegółowo w [21,22]. Nie do końca zadawalające wyniki wdrożeń, oddalające w czasie wdrożenie tej technologii w energetyce zawodowej, skłoniły do podjęcia badań współspalania syngazu o różnym składzie wytwarzanego ze zgazowania biomasy, odpadów i paliw z odpadów z pyłem węglowym. Zainteresowanie to wiąże się z perspektywnym zastosowaniem tej technologii do realizacji wysokosprawnego i niskoemisyjnego wytwarzania energii i ciepła z węgla, biomasy i odpadów. Doniesienia literaturowe wskazują, że przyjęty kierunek badań dotyczy w głównej mierze reburningowego współspalania z węglem: (1) syngazu o podwyższonej zawartości metanu oraz (2) gazu ziemnego, jako że duża zawartość węglowodorów lekkich sprzyja redukcji NO_x. Głównym celem jest więc uzyskanie niskiej emisji tlenków azotu, choć nie pomija się redukcji emisji CO₂. Niskoemisyjność dotyczy również zmniejszenia emisji: SO₂, HCl i PCDD/F. Podejście takie obejmuje także agrobiomasę o wysokim udziale KCl i NaCl oraz odpady komunalne i formowane z nich paliwa, w których chlor występuje w wielu związkach organicznych stwarzających problemy eksploatacyjne (korozja wysoko- i niskotemperaturowa instalacji kotłowych) i działających destrukcyjnie na środowisko naturalne (emisja do atmosfery HCl i PCDD/F). Instalacje zgazowania są jeszcze stosunkowo mało popularne w energetyce, jako że cechują się stosunkowo wysokimi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Duże nadzieje wiąże się z powietrznym zgazowaniem dwuwarstwowym biomasy połączonym z aktywacją pozostałości koksowej lub półkoksowej. Aktualny problem, opóźniający komercjalizację zgazowania, to konieczność wytworzenia gazu syntezowego z dużym udziałem składników palnych, w tym głównie węglowodorów lekkich, a więc przede wszystkim metanu, ale zarazem o możliwie najmniejszej zawartości smół, dioksyn, furanów i WWA. Współspalanie takiego syngazu z pyłem węglowym nie może także prowadzić do przekroczenia dopuszczalnej prawnie emisji. Wytwarzanie gazu drzewnego w zasadzie nie budzi wątpliwości co do oczekiwanego zmniejszenia emisji gazowych produktów spalania, przy czym niewielki udział gramowy chloru nie stanowi zagrożenia zarówno ekologicznego jak i eksploatacyjnego. Sytuacja komplikuje się w przypadku zgazowywania biomasy niedrzewnej, w tym pochodzenia rolniczego, a w szczególności stałych paliw wtórnych z odpadów komunalnych czy przemysłowych, jako że wówczas należałoby się podporządkować surowym wymogom emisyjnym obowiązującym dla spalarni odpadów. Technologię pośredniego współspalania biomasy, choć jeszcze stosunkowo mało popularną, uważa się jednak za bezpieczniejszą, efektywniejszą (sprawny odzysk energii) i bardziej przyjazną dla środowiska naturalnego niż spalanie bezpośrednie [7,23,24]. Odznacza się ona bowiem szeregiem zalet, wśród których można wymienić takie, jak np.: (1) elastyczność paliwową; (2) brak wpływu współspalania na powstawanie żużla i właściwości popiołów; (3) uproszczenie obróbki wstępnej biomasy; (4) ograniczenie ryzyka mięknięcia popiołu oraz odkładania się zanieczyszczeń na powierzchniach wymiany ciepła w kotle i katalizatorach stosowanych we wtórnej metodzie redukcji NO_x, a także oddziaływania korozji wysokotemperaturowej na stalowe elementy konstrukcyjne kotłów w efekcie ograniczenia mobilności chloru już w komorze gazogeneratora, szczególnie w przypadku współspalania paliw zachlorowanych i o dużej zawartości alkaliów; (5) zmniejszenie emisji substancji szkodliwych, przy czym nie tylko CO₂, ale i NO_x za pomocą metody pierwotnej bazującej na stop-

niowaniu paliwa (reburning); (6) ograniczenie emisji chlorowodoru HCl i metali ciężkich. Na rysunku 1 pominięto technologię współspalania pośredniego polegającą na spalaniu biomasy w przedpalenisku zabudowanym w kotle i zasilaniu właściwej komory spalania gazem spalinowym. Technologia współspalania pośredniego może odegrać znaczną rolę w modernizacji siłowni z kotłami rusztowymi na biomasę [2].

3. SPALANIE I WSPÓLSPALANIE ODPADÓW

Ograniczony dostęp do biomasy stymuluje dyskusję nad wykorzystaniem energetycznym substancji palnej odpadów biodegradowalnych i paliw formowanych z odpadów nie będących odpadami niebezpiecznymi [3]. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w nowoczesnych zakładach termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ZTPOK), określanych mianem spalarni, może być – podobnie jak w niektórych krajach UE – dobrze rokującą, perspektywiczną technologią ekologicznego pozyskiwania energii, choć ich budowa w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko ma liczne grono przeciwników. Obawiają się oni emisji metali ciężkich, w tym rtęci, dioksyn, furanów czy odpadów poprocesowych, i optują za recyklingiem, kompostowaniem i składowaniem odpadów na bardzo kapitałochłonnych składowiskach oraz za tzw. czystą produkcją (tj. technologiami bezodpadowymi). W ZTPOK można by zaś racjonalnie zagospodarować około 12mln ton odpadów komunalnych rocznie dokonując ich dwustopniowej utylizacji termicznej, tj. bazując na ich pirolizie i/lub zgazowaniu a następnie spalaniu wytworzonego syngazu w komorach dopalających, bądź wytwarzaniu tzw. stałych paliw wtórnych SRF bądź RDF, określanych w kraju jako paliwa: formowane, komunalne, zastępcze bądź alternatywne. Wykorzystanie komponentów w postaci odzyskanych surowców palnych o niewielkiej zawartości balastu i znacznej wartości opałowej przełożyłoby się na radykalną redukcję objętości substancji organicznych deponowanych na składowiskach i zaprzestanie traktowania przeróbki odpadów w paliwa jako przetwarzania odpadów w odpady [3]. W obecnych uwarunkowaniach prawnych mało realny jest odzysk energii w procesie spalania bądź współspalania odpadów nie nadających się do recyklingu. Wytwarzanie syngazu bądź paliw formowanych z odpadów tylko dla potrzeb cementowni nie jest zaś w stanie znacząco zintensyfikować efektywnego zagospodarowania odpadów. Należy zmierzać do opracowania technologii umożliwiających wykorzystanie takich nośników ciepła do wytwarzania elektryczności i ciepła, w tym w systemach rozproszonych, oraz w procesach inżynierii chemicznej. Zobowiązania w stosunku do UE przyspieszają zapewne wykreowanie akceptowalnego społecznie modelu gospodarki odpadami. Czynnikiem dyscyplinującym będą zapewne rosnące opłaty środowiskowe za deponowanie odpadów komunalnych na składowiskach. Wybór niskoemisyjnej technologii termicznego unieszkodliwiania odpadów komunalnych jako metody produkcji energii, której część, odzyskiwana w trakcie spalania i współspalania ich frakcji ulegających biodegradacji, to energia odnawialna, winien być poprzedzony takimi podstawowymi działaniami, jak np.: (1) analiza morfologiczna odpadów komunalnych; (2) identyfikacja właściwości paliwowych oraz zawartości metali ciężkich i alkalicznych w zmieszanych odpadach komunalnych i poszczególnych grupach morfologicznych; (3) analiza termograwimetryczna odpadów komunalnych i formowanych z nich paliw; (4) zwiększenie składników palnych w syngazie; (5) wykorzystanie zgazowania i odgazowania paliw z odpadów w przedpaleniskach kotłów typu OP; (6) formowanie SRF z odpadów komunalnych wedle standardów CEN i jego weryfikacja w rzeczywistym procesie produkcyjnym; (7) wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w procesach termicznego przekształcania odpadów komunalnych; (8) wykorzystanie odpadów i/lub paliw z odpadów w tech-

nologii IGGC; (9) zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego instalacji termicznego przekształcania odpadów. W pierwszej kolejności należy się jednak uporać z efektywną selekcją odpadów (komunalnych) „u źródła” i organizacją ich transportu do sortowni, które odgrywają kluczową rolę w gospodarce odpadami.

PODSUMOWANIE

Zwiększanie udziału biomasy i innych OZE w energetyce zawodowej i komunalnej przekłada się na ograniczenie wykorzystania węgla. Zapewne będzie się jednak mieć do czynienia z długotrwałym odchodzeniem od monokultury węglowej, co nie obejdzie się bez ciągłego wzrostu cen energii elektrycznej i zapewne spadku tempa wzrostu gospodarczego. Zmniejszanie destrukcji środowiska naturalnego przez elektrownie i elektrociepłownie wspomagają odpowiednie regulacje prawne, albowiem technologie energetyki odnawialnej nie mogą być jeszcze poddane konkurencji ekonomicznej w warunkach rynkowych. Różne mechanizmy wsparcia ułatwiają dostosowywanie się producentów energii do: (1) coraz surowszych wymogów ekologicznych poprzez wdrażanie czystych technologii i różnicowanie źródeł energii; (2) zmniejszonej konsumpcji energii; (3) spowalniania tempa wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła. Różnicowane decyzje proekologiczne podejmowane w krajach UE oraz akty prawne pakietu energetyczno-klimatycznego zwiększają – jak na razie – eksport emisji CO₂ z UE i import dóbr materialnych do UE z krajów o często wysokoemisyjnych technologiach ich produkcji. Konieczny jest więc consensus co do ograniczania emisji CO₂ w skali globalnej. W przeciwnym przypadku coraz silniej będzie formułowany pogląd o spekulacyjnym charakterze rynku emisji CO₂, tworzonym jakoby w celu kontroli skali produkcji przemysłowej i konkurencyjności gospodarek krajów członkowskich UE, a tym samym i ich dochodu narodowego stanowiącego o tempie rozwoju gospodarczego. Należy także zdawać sobie sprawę z ograniczonego udziału krajów UE w globalnej emisji CO₂, a zatem takowego też ich wpływu na skalę jej redukcji i zmiany klimatyczne. Nie ma jednak odwrotu od innowacyjnych działań w gospodarce, zmierzających zarówno do ograniczania emisji jak i zużycia energii, jako że tworzą one podstawy gospodarki niskoemisyjnej i energooszczędnej. Czy gospodarkę taką da się zbudować tylko w oparciu o odnawialne źródła energii? Otwarte pozostaje także pytanie: jakie (a ściślej: o jakiej stopie zwrotu kapitału oraz o jakim okresie rentowności ekonomicznej i stopniu ryzyka inwestycyjnego) technologie zasadniczo zmieniają kondycję energetyki i zdominują XXI wiek oraz jakie to będzie miało przełożenie na cenę energii elektrycznej i ciepła w dobie globalnej migracji kapitału inwestycyjnego? Najbardziej prawdopodobnym rozwiązaniem jest zapewne dywersyfikacja paliw utożsamiana z minimalizacją ryzyka. Przyszłość należy zapewne do zdecentralizowanych systemów energetycznych opartych na OZE i rozwijanych w warunkach braku pomocy publicznej. Jest to wielkie wyzwanie w kontekście konieczności zapewnienia realnego bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki i wzrostu gospodarczego oraz interdyscyplinarnego rozwoju cywilizacyjnego w okresie transformacji do gospodarowania w biosferze względnie do zrównoważonej przyszłości [25].

BIBLIOGRAFIA

1. Bolesta K.: Unijne ramy polskiej energetyki, Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową/Centrum Strategii Energetycznych, 2015.
2. Canadian Clean Power Coalition Technical Committee: Biomass Co-firing, A Final Phase III Report, Appendix C, November 2011, C01-C30.

3. Wandrasz J.W., Wandrasz A.J.: Paliwa formowane: biopaliwa i paliwa z odpadów w procesach termicznych, Wydawnictwo „Seidel-Przywecki” Sp. z o.o., Warszawa, 2006.
4. Leckner B.: Co-combustion: A summary of technology, Thermal Science, 11(4), 2007, 5-40.
5. Ściażko M., Zuwała J., Pronobis M.: Zalety i wady współspalania biomasy w kotłach energetycznych na tle doświadczeń eksploatacyjnych pierwszego roku współspalania biomasy na skalę przemysłową, Energetyka, 3, 2006, 207-220.
6. Juszcak M.: Źródło ciepła małej mocy zasilane biomasą. Efektywność energetyczno-ekologiczna dla wybranych paliw, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań, 2015.
7. Pronobis M.: Modernizacja kotłów energetycznych, WNT, Warszawa, 2002.
8. Kapitaniak J.: Rodzaje dodatków do paliw i ich oddziaływanie na proces spalania, zmianę właściwości osadów i emisję, Materiały Konferencji Naukowo-Technicznej: Niskoemisyjne techniki spalania 97', Ustroń - Zawodzie (1997).
9. Golec T.: Współspalanie biomasy w kotłach energetycznych, Energetyka, 7-8, 2004, 437-445.
10. Pronobis M.: The influence of biomass co-combustion on boiler fouling and efficiency, Fuel, 85, 2006, 474-480.
11. Nieminen J., Kivelä M.: Biomass CFB gasifier connected to a 350 MWth steam boiler fired with coal and natural GAS-Thermie demonstration project in Lahti in Finland, Biomass and Bioenergy, 15(3), 1998, 251-257.
12. Granatstein D.,L.: Case study on Lahden Lampovoima gasification project Kymijarvi Power Station, Lahti, Finland, IEA Bioenergy - Task 36 Report (2002).
13. Mory A., T. Zotter T.: Eu-demonstration project BioCoComb for biomass gasification and co-combustion of the product-gas in a coal-fired power plant in Austria, Biomass & Bioenergy, 15(3), 1998, 239-244.
14. Granatstein D.L.: Case study on BioCoComb biomass gasification project 2002, Zeltweg Power Station, Austria, IEA Bioenergy - Task 36 Report.
15. Jouret N., Helsen L., Van den Bulck E.: Study of the wood gasifier at the power plant of Electrabel-Ruien, Proceedings of the European Combustion Meeting, European Combustion Meeting, Louvain-la-Neuve, Apr. 3-6 (2005).
16. Wu K.-T., Lee H.-T., Juch C.I., Wan H.-P., Shim H.-S., Adams B.R., Chen S.-L., Study of syngas co-firing and reburning in a coal fired boiler, Fuel, 83, 2004, 1991-2000.
17. Kalisz S., Pronobis M., Baxter D.: Co-firing of biomass waste-derived syngas in coal power boiler, Energy, 33, 2008, 1770-1778
18. Kurkela E.: Biomass gasification technologies for advanced power systems and synfuels - Status and Present R&D activities in Finland, FINNISH – SWEDISH FLAME DAYS, VTT, Business from technology, Naantali (Finland), 2009.
19. Fernando R., Co-gasification and indirect co-firing of coal and biomass. IEA Clean Coal Centre 2009, CCC 158, CCC_158.pdf – Adobe Reader.
20. Wang I., Weller C.L., Jones D.D., Hanna M.A.: Contemporary issues in thermal gasification of biomass and its application to electricity and fuel production, Biomass and Bioenergy, 32(7), 2008, 573-581.
21. Motyl P., Łach J.: Indirect co-firing coal with wood biomass syngas - numerical simulations, Logistyka nr 6 (2014) – DVD nr 3.
22. Motyl P., Łach J.: Współspalanie pośrednie w produkcji elektryczności i ciepła, Logistyka, nr 6 (2014) – DVD nr 3.
23. Bonder L., Mirosz M.: Przegląd technologii zgazowania biopaliw stałych, Instal, 11, 2007, 10-15.
24. Chmielniak T., Żuromski Z.: Zgazowanie biomasy w układach małej mocy na przykładzie gazogeneratora firmy ZAMER, <http://conbiot.ichpw.zabrze.pl>
25. Ciechanowicz W., Szczukowski S.: Transformacja cywilizacji z ery ognia do ekonomii wodoru i metanolu, Wyższa Szkoła Informatyki Stosowanej i Zarządzania pod auspicjami PAN, Warszawa, 2010.

ON AN ENERGETIC USE OF BIOMASS AND WASTE

Abstract

This work is focused on the indication of some issues, including technological nature, relating to direct and indirect co-firing of biomass with coal. Attention was also drawn to the ongoing discussion on the implementation into the power industry and heat engineering of such innovative technologies which could allow the energetic use of fuels from waste.

Autorzy:

dr inż. **Przemysław Motyl** - Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny im. Kazimierza Pułaskiego w Radomiu, Wydział Mechaniczny; 26-600 Radom; ul. Krasickiego 54, p.motyl@uthrad.pl

prof. dr hab. inż. **Jan Łach** - Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny im. Kazimierza Pułaskiego w Radomiu, Wydział Mechaniczny; 26-600 Radom; ul. Krasickiego 54, lachjan@wp.pl