

Możliwości zastosowania biomasy w ciepłownictwie ze szczególnym podkreśleniem biomasy AGRO jako paliwa zastępującego węgiel z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych i technicznych

Possibilities of using biomass in district heating with focus on agricultural biomass as a fuel to replace coal, taking into account economic and technical aspects

MAREK PRONOBIS, SYLWESTER KALISZ, JERZY MAJCHER, JÓZEF WASYLÓW, JÓZEF SOŁTYS

DOI 10.36119/15.2020.3.2

W artykule omówione są możliwości zastosowania biomasy w ciepłownictwie. W energetyce panuje obecnie silny trend wypierania paliw kopalnych na rzecz źródeł odnawialnych, a tym samym coraz częściej analizowane są możliwości zastąpienia węgla kamiennego przez biomasę – w tym przypadku ze szczególnym uwzględnieniem biomasy AGRO, która jest szeroko dostępnym paliwem na rynku, a z której spalaniem wiążą się pewne wyzwania. Artykuł omawia także możliwość zastosowania dodatków paliwowych, w tym przypadku haloizytu, celem poprawy procesu spalania, ale także ubocznych produktów spalania, jakimi są popiół i żużel. Ukazany został wpływ haloizytu na wybrane aspekty procesu spalania, a także potencjalne korzyści wynikające z zastosowania dodatków paliwowych. W dalszej części artykułu omówiony został rynek biomasy w Polsce oraz Europie, a także przedstawione zostały prognozy dotyczące przyszłego stosowania paliw biomasowych jako alternatywy dla węgla kamiennego lub paliwa do współspalania. Całość została podsumowana analizą ekonomiczną oraz analizą potencjalnych możliwości odciążenia środowiska.

Słowa kluczowe: biomasa, paliwa alternatywne, addytywy, haloizyt, ciepłownictwo

The article discusses the possibilities of using biomass in district heating. In the power industry there is currently a strong trend of replacement of fossil fuels in favour of renewable sources, and thus more and more often the possibilities of replacing hard coal by biomass are analyzed – in this case with particular emphasis on agricultural biomass, which is a widely available fuel on the Polish market. The article also discusses the possibility of using fuel additives – halloysite, to improve the combustion process, but also by-products of combustion such as ash and slag. The impact of halloysite on selected aspects of the combustion process is shown, as well as the potential benefits of using fuel additives. The further part of the article discusses the biomass market in Poland and Europe and presents forecasts for the future use of biomass fuels as an alternative to hard coal or co-firing. The whole article was summarized with economic analysis and an analysis of potential possibilities to relieve the environment.

Keywords: biomass, alternative fuels, additives, halloysite, district heating

Biomasa jako paliwo w energetyce

Biomasa jako źródło ciepła i energii elektrycznej jest wykorzystywana od zarania ludzkości. To ona pozwalała naszym przodkom przetrwać trudne czasy i sprzyjała rozwojowi społeczeństwa. Jej rola zaczęła maleć po odkryciu możliwości zastąpienia jej węglem,

ale jej udział w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej nadal pozostaje znaczny. Zaostrożące się przepisy związane z ochroną środowiska powodują, że w ostatnich dziesięcioleciach rola węgla maleje i zakłada się, że przynajmniej w krajach Unii Europejskiej przestanie on być źródłem energii po roku 2050 i zostanie zastąpiony przez odnawialne źró-

dła energii (OZE), do których zalicza się energię z wiatru, słońca i biomasy. Priorytetowe traktowanie węgla jako źródła energii doprowadziło do doskonalenia technik jego spalania, wzrostu sprawności przetwarzania energii i redukcji emisji szkodliwych substancji.

Problemem trudnym do rozwiązania jest jednak emisja CO₂, wyraźnie większa

prof. dr hab. inż. Marek Pronobis – <https://orcid.org/0000-0002-2035-8160>, dr hab. inż. Sylwester Kalisz, prof. Politechniki Śląskiej – <https://orcid.org/0000-0001-9993-6201> – Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Zespół Kotłów i Wytwornic Pary, Politechnika Śląska (Faculty of Energy and Environmental Engineering, Division of Power Engineering and Turbomachinery, Team of Boilers and Steam Generators)

dr inż. Jerzy Majcher – MJ Doradztwo Energetyczne Jerzy Majcher, Nowa Iwiczna

mgr inż. Józef Wasylów – Biuro Techniki Kociołowej Sp. z o.o.; Tarnowskie Góry

dr inż. Józef Sołtys – Przedsiębiorstwo Techniczno-Handlowe INTERMARK, Gliwice

Adres do korespondencji/ Corresponding author: sylwester.kalisz@polsl.pl

w porównaniu z innymi źródłami kopalnymi. Wymagania IED, BAT i BREF ustanawiają niezwykle niskie wartości dopuszczalnych emisji substancji szkodliwych. Natomiast za emisję CO₂ trzeba płacić i do historii przeszedł już czas kiedy opłaty te wynosiły ok. 5 EURO/t. Obecnie opłaty te wynoszą ok. 25 EURO/t i należy spodziewać się w najbliższych latach wzrostu do poziomu 40-50 EURO/t. Zgodnie z danymi KOBIZE, wytworzenie 1 GJ ciepła odpowiada emisji 94,61 – 95,48 kg CO₂ dla węgla kamiennego i 106,31-110,76 kg CO₂ dla węgla brunatnego, w zależności od rodzaju źródła ciepła [1]. Oznacza to, że, do każdego GJ wytworzonego ciepła należy doliczyć 10 – 11 zł opłaty emisyjnej i należy liczyć się z tym, że wkrótce ta opłata wzrośnie co najmniej dwukrotnie. Tymczasem biorąc pod uwagę obowiązujące wymagania emisyjne i społeczne znaczenie ciepłownictwa, należy stwierdzić, że jego sytuacja pogarsza się z roku na rok i nie ma jakiejś wizji rozwiązania tego problemu. O ile jeszcze w zakresie wytwarzania energii elektrycznej inwestuje się w nowe elektrownie (w tym i węglowe) i rozbudowuje układy oczyszczania spalin, a także rozważa się budowę elektrowni atomowej, to sytuacja w ciepłownictwie pogarsza się systematycznie wraz ze starzejącym się wyposażeniem naszych ciepłowni. Z powodów społecznych, politycznie ograniczano wzrost cen ciepła powodując, że rentowność tych zakładów była bardzo niska i brak było środków na ich modernizację, co skutkowało wzrostem kosztów wytwarzania ciepła i wysokimi wskaźnikami emisji szkodliwych gazów i pyłów. Wzrost opłat za emisję CO₂ powoduje, że wiele z tych zakładów znajduje się w trudnej sytuacji finansowej. O próbach zastąpienia tych ciepłowni instalacjami OZE solarnymi i wiatrowymi z magazynami ciepła należy na razie zapomnieć z powodu wysokich nakładów inwestycyjnych, a służą one głównie wytwarzaniu energii elektrycznej, nie ciepła. Jedynym rozsądnym pod względem technicznym, ekonomicznym i ekologicznym wyjściem jest możliwość ich przystosowania do spalania lub współspalania biomasy. Przemawia za tym istniejąca gotowa infrastruktura przesyłowa, możliwość wykorzystania terenu istniejących ciepłowni, a także wykwalifikowana kadra. Szczególnie ważna jest tu jednak możliwość wykorzystania lokalnej biomasy, zwłaszcza tej pochodzenia rolniczego (tzw. biomasy Agro).

Pod tym względem Polska należy do uprzywilejowanych krajów UE, bo już aktualnie ma wolne i niewykorzystane duże zasoby tej biomasy z możliwością znacznego ich zwiększenia w bardzo krótkim czasie.

Techniczne uwarunkowania spalania biomasy

Z powodu różnicy w składzie chemicznym biomasa spala się inaczej niż węgiel.

Podstawowe różnice to zawartość części lotnych i skład chemiczny. Zawartość części lotnych w biomase wynosi 70-80%, natomiast w węglu kamiennym stosowanym w ciepłownictwie jest ok. dwukrotnie mniejsza.

W przypadku składu, dla przebiegu zjawiska spalania w kotle, istotne znaczenie ma zawartość pierwiastków alkalicznych, głównie sodu i potasu. W tabl. 1 podano podstawowe dane dla kilku rodzajów biomasy i węgla [2].

Tabl. 1 Podstawowe parametry węgla i biomasy [2]
Tab. 1 Biomass and hard coal properties [2]

Właściwość	Węgiel	Torf	Drewno bez kory	Kora	Odpadki z drzew iglastych	Wierzba	Słoma	Trzcina kanaryjska	Odpadki oliwkowe
A ^d - Popioł, %	8,5-10,9	4-7	0,4-0,5	2-3	1-3	1,1-4,0	5	6,2-7,5	2-7
W ^r - Wilgość, %	6-10	40-55	50-60	45-65	50-60	50-60	17-25	15-20	60-70
Q ₁ ^d - Wartość opałowa, (MJ/kg)	26-28,3	20,9-21,3	18,5-20	18,5-23	18,5-20	18,4-19,2	17,4	17,1-17,5	17,5-19
C ^d - Węgiel, %	76-87	52-56	48-52	48-52	48-52	47-51	45-47	45,5-46,1	48-50
H ^d - Wodór, %	3,5-5	5-6,5	6,2-6,4	5,7-5,8	6-6,2	5,8-6,7	5,8-6,0	5,7-5,8	5,5-6,5
N ^d - Azot, %	0,8-1,5	1-3	0,1-0,5	0,3-0,8	0,3-0,5	0,2-0,8	0,4-0,6	0,65-1,04	0,5-1,5
O ^d - Tlen, %	2,8-11,3	30-40	38-42	24,3-40,2	40-44	40-46	40-46	44	34
S ^d - Siarka, %	0,5-3,1	<0,05-0,3	<0,05	<0,05	<0,05	0,02-0,1	0,05-0,2	0,08-0,13	0,07-0,17
Cl ^d - Chlor, %	<0,5	0,02-0,06	0,02-0,06	0,01-0,03	0,01-0,04	0,01-0,05	0,14-0,97	0,09	0,1 (w popiele)
K ^d - Potas, %	0,003	0,8-5,8	0,02-0,05	0,1-0,4	0,1-0,4	0,2-0,5	0,69-1,3	0,3-0,5	30 (w popiele)
Ca ^d - Wapń, %	1-3	0,05-0,1	0,1-1,5	0,2-0,9	0,2-0,7	0,2-0,7	0,1-0,6	9	brak danych

*r – stan roboczy, d – stan suchy

Biomasa dla celów energetycznych jest dzielona na sześć grup:

1. Biomasa drzewna (np.: drzewa iglaste, liściaste, okrytonasienne, miękkie lub twarde, łodygi, kora, gałęzie (gałązki), liście, krzewy (krzaki), zrębki, brytki, pelety, brykiety, trociny).
2. Biomasa zielna i rolnicza:
 - trawy i kwiaty (np.: lucerna, bambus, trzcina, miskant, życa),
 - słoma (np.: jęczmienia, fasoli, kukurydzy, lnu, mięty, owsa, rzepaku, ryżu, żyta, sezamu, słonecznika, pszenżyta, pszenicy),
 - łodygi (np.: fasola, kukurydza, bawełna, słonecznik, oset, tytoń),
 - włókna (np.: kokosowe, lnu),
 - łuski (skorupy) i plewy (np.: migdałów, orzechów nerkowca, kawy, bawełny, orzechów laskowych, prosa, słoneczników),

Tabl. 2 Porównanie niektórych parametrów biomasy leśnej i Agro [3]
Tab. 2 Forest and agricultural biomass properties comparison [3]

Paliwo	Q ₁ ^d	A ^d	(Na+K) ^d	μ _{sk}
Jednostka	kJ/kg	%	mg/kg	kg/GJ
Biomasy drzewne				
Wióry sosnowe	19 887	0,7	210	0,01
Wióry dębowe	18 992	0,4	1272	0,06
Wióry z topoli	19 022	1,9	3762	0,19
Odpady drzewne	19 013	6,0	3720	0,19
Ścinka drzewna	18 943	3,6	5940	0,31
Biomasy agrarne				
Łupiny migdałowe	17 631	3,5	7385	0,41
Słoma z prosa	18 006	10,1	15251	0,84
Słoma pszeniczna I	18 557	5,1	16065	0,86
Słoma pszeniczna II	16 670	11,0	40040	2,40
Słoma ryżowa	15 086	18,7	24871	1,64

- pestki (np.: moreli, czereśni, oliwek, brzoskwiń, śliwek),
 - inne pozostałości (np.: owoce, pestki, ziarna, nasiona, kolby, wyłoki, pasze, pulpy).
3. Biomasa wodna – morska lub słodkowodna, makroalgii lub mikroalgii oraz gatunki wielokomórkowe lub jednokomórkowe (np.: zielone i czerwone algi, okrzemki, rzęski, wodorosty, hiacynt wodny).

4. Odpady biomasy pochodzenia zwierzęcego i ludzkiego (np.: kości, ściółka drobiowa, mączka mięsno-kostna, nawóz).
5. Zanieczyszczona biomasa i biomasa przemysłowa (np.: odpady komunalne, drewno z rozbiórki, osady ściekowe, szlam z masy papierniczej, odpady z tekstury, płyty wiórowe, płyty pilśniowe, sklejka, palety i skrzynki drewniane, podkłady kolejowe).
6. Mieszanki biomasy.

W energetyce praktycznie stosuje się podział na dwa rodzaje:

- biomasę leśną (drzewną),
- biomasę pochodzenia rolniczego (tzw. Agro).

Tabl. 2 zawiera dane niektórych parametrów obu rodzajów biomasy [3]. Widoczna jest wyraźna różnica zawartości alkalicznych metali Na+K odpowiedzialnych za tworzenie

z krzemionką niskotopliwych eutektyk, które powstają już w temperaturze powyżej 650°C.

Energetyka najchętniej stosuje biomasę leśną w postaci zrębek lub peletu, która zwykle nie powoduje większych problemów ze spalaniem. Pozostałe rodzaje biomasy spalane w czystszej postaci powodują praktycznie we wszystkich typach kotłów różne negatywne zjawiska, mianowicie:

- zagniwanie w okresie składowania połączone z emisją bakterii, zarodków pleśni i związków odorowych,
- zużłowanie i zanieczyszczanie powierzchni ogrzewalnych kotła spowodowane niską temperaturą spiekania i mięknięcia popiołu,
- wysokotemperaturowa korozja chlorowa,
- znaczna ilość popiołu i pozostałości węgla w popiele,
- zwiększone stężenie emisji pyłów,
- trudności z zagospodarowaniem popiołów.
- łatwość samozapłonu.

Związkami szczególnie groźnymi dla powierzchni ogrzewalnych kotła są KCl i NaCl. Już przy ok. 500°C uszkadzają one powierzchnię ogrzewalną powodując tzw. wysokotemperaturową korozję chlorową, która potrafi nawet 10-krotnie skrócić okresy międzyremontowe kotła. Temperaturę topnienia niektórych związków, będących składnikami popiołu, zawiera tabl. 3. Niskotopliwe eutektyki pokrywając radiacyjne powierzchnie kotła powodują także zmniejszenie jego sprawności i zwiększenie straty wylotowej.

Tabl. 3 Temperatura topnienia związków występujących w popiele [4]

Tab. 3 Melting temperature of the selected ash compounds [4]

Związek	Temperatura początku topnienia, °C
ZnCl ₂	283
PbCl ₂	489
FeCl ₂	673
ZnSO ₄	730
KCl	775
NaCl	801
CrCl ₂	821
Na ₂ SO ₄	884
NiCl ₂	1001
K ₂ SO ₄	1076

Te problemy spowodowały znaczne podwyższenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z biomasy, co wynikało z obniżenia sprawności ogólnej kotłów, konieczności częstego ich zatrzymywania i kilkudniowego postępu w celu czyszczenia i usuwania uszkodzeń. Dla zakładów energetycznych wykorzystujących biomasę niedrzewną koszty utrzymania i eksploatacji mogą być nawet 6-krotnie wyższe niż dla zakładów spalających węgiel, co ma istotny wpływ na koszty produkcji ciepła [5]. W sezonie ciepłowniczym

wymagana jest ciągłość zasilania, stąd każde wyłączenie źródła ciepła musi być problematyczne dla odbiorców.

Problem jednak polega na tym, że zasoby biomasy leśnej są ograniczone, natomiast zasoby biomasy Agro już istniejące w postaci słomy, zieleni komunalnej i bioodpadów są do dyspozycji w dużej ilości i marnują się najczęściej gnijąc na polach i wydzielając CO₂.

Zaistniała więc absurdalna sytuacja, że przedsiębiorstwa energetyczne spalając węgiel muszą płacić duże sumy za emisję CO₂, podczas gdy w pobliżu leżą miliony ton biomasy nadającej się do spalania. Problem ten dotyczy szczególnie niedoinwestowanego ciepłownictwa, dla którego opłaty emisyjne są często drogą do bankructwa z trudnymi do wyobrażenia skutkami społecznymi.

Możliwość poprawienia procesu spalania biomasy poprzez zastosowanie haloizytu

Zagadnienia związane z poprawą procesu spalania biomasy Agro w energetyce były od wielu lat przedmiotem badań naukowców z Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Prace

Tabl. 4 Zalety haloizytu Dunino w zakresie stosowania go jako dodatku do spalania w energetyce [6]

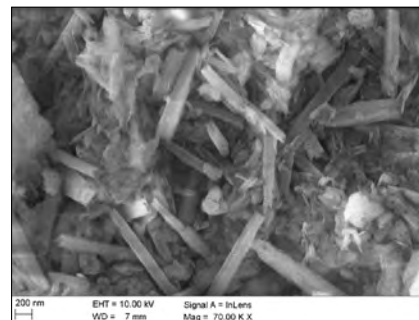
Tab. 4 „Dunino” Halloysite advantages as a fuel additive [6]

PALIWO PRZED KOTŁEM	PROCES SPALANIA	POPIÓŁ
1. redukcja emisji odorów 2. redukcja rozwoju organizmów żywych w paliwie (bakterie, pleśnie, grzyby) 3. redukcja emisji zarodków pleśni, bakterii itp. 4. redukcja wilgoci 5. poprawa procesu rozdrabniania paliwa	1. redukcja szlakowania 2. redukcja zjawiska zanieczyszczenia powierzchni kotła 3. redukcja korozji wysokotemperaturowej 4. redukcja emisji pyłów i metali ciężkich 5. poprawa sprawności procesu spalania 6. redukcja spiekania złoża (kotły fluidalne)	1. Popiół o luźnej, drobnoziarnistej i niezaglomerowanej strukturze (lepsza przydatność w przemyśle) 2. redukcja wymywalności metali ciężkich 3. poprawa składu chemicznego i mineralnego popiołów

badawcze realizowano w laboratoriach, a następnie na kotłach różnych typów o mocy od kilku kW do 200 MW. Wynikiem tych prac było opracowanie technologii uszlachetniania, przetwarzania i spalania biomasy, zwłaszcza typu Agro w różnych kotłach. Przedmiotem badań były różne dodatki i sposób ich aplikacji. Badano m.in. kaolin, bentonit, dolomit, oliwin oraz haloizyt ze złoża Dunino. Najlepszym z nich okazał się haloizyt Dunino. Ten rzadki minerał należy do grupy glinokrzemianów warstwowych.

Haloizyt Dunino ma mieszaną budowę płytkowo – rurkową – rys. 1 i odznacza się następującymi cechami:

- duża powierzchnia właściwa (surowy – 65 m²/g, aktywowany – do 500 m²/g);
- duża porowatość ziaren (ok. 70%) ułatwiająca reaktywność całej ich objętości;
- zdolność wiązania metali alkalicznych (K, Na) i ciężkich;



Rys. 1 Widok mikroskopowy SEM haloizytu Dunino
Fig. 1 SEM picture of Halloysite from “Dunino” mine

- wysoka temperatura topnienia (pow. 1500°C);
- katalityczne właściwości w czasie procesu spalania ułatwiający spalanie węglowodorów ciężkich (smolistych);
- zdolność aglomeracji nanocząstek popiołu, co sprzyja redukcji emisji pyłów.

Zalety stosowania haloizytu Dunino jako dodatku w czasie spalania biomasy, RDF i węgla w energetyce zestawiono w tabl. 4. Warunkiem pełnego wykorzystania jego właściwości jest zastosowanie go w postaci optymalnie dobranej dla danego paliwa i typu kotła.

Jak wynika z dotychczasowych badań, najlepsze wyniki uzyskuje się w następujących przypadkach:

1. Wstępne mieszanie haloizytu z paliwem w postaci granulatu, peletu lub brykietu
Ta metoda sprawdza się we wszystkich rodzajach kotłów. Przyleganie ziaren dodatku do powierzchni paliwa i jego dobra dyspersja zapewniają dobre oddziaływanie haloizytu jako katalizatora, sorbentu i czynnika sprzyjającego aglomeracji nanocząstek popiołu. Tak przygotowane paliwo nie wymaga żadnych zmian konstrukcyjnych kotłów i zapewnia uzyskanie najlepszych rezultatów przy najmniejszej ilości dodatku. Zmodyfikowane paliwo przygotowywane jest przez producentów biomasy, przy czym także oni nie muszą zmieniać swego wyposażenia produkcyjnego.

2. Dodawanie haloizytu o odpowiednim uziarnieniu do złoża w kotłach fluidalnych Ziarna haloizytu stopniowo ściera się, uwalniając płytkowe i rurkowe kryształy ze swej powierzchni, które działają na stałe i gazowe produkty spalania. Haloizyt do złoża może być podawany wraz z paliwem lub oddzielnie. W takim przypadku kocioł powinien być wyposażony w odpowiednią instalację dozującą.

3. Wdmuchiwanie pylistego haloizytu do komory spalania

Ta metoda ma zastosowanie głównie w kotłach pyłowych. Parametry podawania haloizytu do kotła i miejsce jego podawania powinno zapewniać homogeniczność ładunku palnego. Krótki czas spalania utrudnia uzyskanie jednorodności składu mieszanki palnej, co wiąże się z niepełnym wykorzystaniem właściwości dodatku.

4. Dodawanie haloizytu na linię transportu paliwa

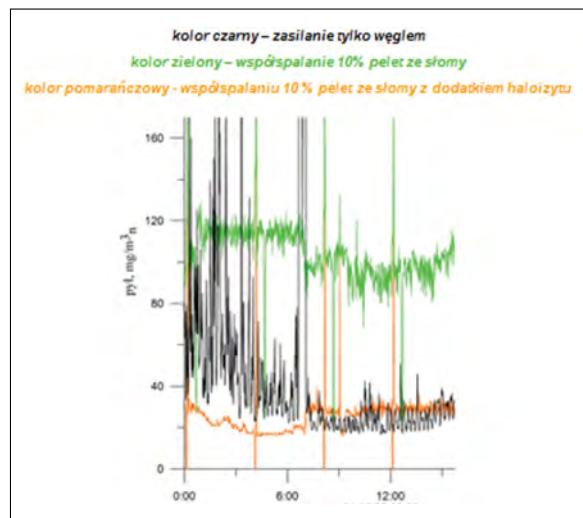
W przypadku pyłowych kotłów spalających biomasę (a także węgiel) korzystne jest także podawanie gruboziarnistego i surowego haloizytu na linię paliwa przed młynami. Mielenie haloizytu wraz z biomasą poprawia warunki mielenia, zmniejsza możliwość samozapłonu biomasy i sprzyja redukcji rozmiaru ziaren, co ma korzystny wpływ na proces spalania.

Poniżej przedstawiono kilka wyników badań spalania biomasy Agro w różnych typach kotłów o mocy od kilku do 200 MW z zastosowaniem haloizytu Dunino.

Na rys. 2 i 3 oraz w tabl. 5 pokazano pozytywny wpływ zastosowania haloizytu na proces spalania w kotle spalającym biomasę złożoną w 50% ze słomy i w 50% ze zrębków.

Rys. 4
Wpływ dodatku haloizytu na emisję pyłów w kotle OP 650 przy współspalaniu biomasy i węgla, wyraźne obniżenie emisji [6]

Fig. 4 Halloysite impact on the PM emission in OP 650 boiler during hard coal and biomass co-firing. Significant lower emission level [6]



TEST	Czas testu h	Moc MWe	Ilość biomasy kg/h	Wartość opalowa MJ/kg	Sprawność instalacji %
Biomasa Agro z haloizytem	127	20,9	33171	8,539	28,6
Biomasa Agro bez haloizytu	160	19,5	32075	8,008	27,4

TEST	Emisja				
	O2 %	CO mg/Nm3	PYŁY mg/Nm3	NOx mg/Nm3	SO2 mg/Nm3
Biomasa Agro z haloizytem	4,3	108	5	37	-
Biomasa Agro bez haloizytu	4,6	89	8,7	61	-

Tabl. 5 Wpływ dodatku haloizytu na wskaźniki pracy kotła biomasowego ze złożem fluidalnym w elektrowni Cuijk (Holandia) [6]

Tab. 5 Halloysite impact on the Cuijk (Netherlands) CFB Boiler working parameters [6]



Rys. 2
Wpływ dodatku haloizytu na strukturę popiołu z przedpaleniska kotła zasilanego biomasą, wyraźnie mniejsze osiadanie popiołu na powierzchniach ogrzewalnych

Fig. 2 Halloysite impact on the ash structure in the pre-combustion chamber supplied with biomass fuel. Significant lower fouling on the heating surfaces

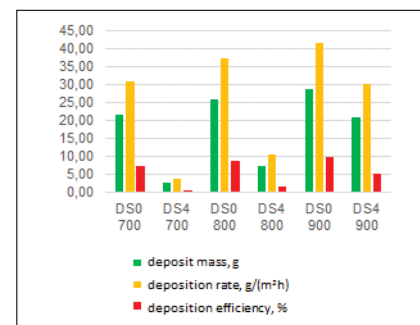


Rys. 3
A,B Widok parownika kotła biomasowego przy spalaniu biomasy Agro i zrębków (50/50) A-po lewej – bez dodatku, B – po prawej z dodatkiem haloizytu [6]

Fig. 3 Biomass boiler's evaporator after agricultural and wood biomass combustion without fuel additives (on the left – A) and with halloysite as a fuel additive (on the right – B) [6]

Najgroźniejszy dla kotłów, ze względu na ilość jest KCl, powstający w czasie spalania biomasy Agro, ponieważ ma agresywny charakter w stosunku do stali kotłowej. Zwią-

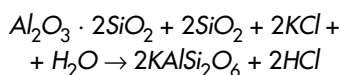
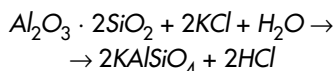
zek ten nie tylko powoduje przyspieszoną korozję, ale tworzy w powstającą przy spalaniu krzemionką eutektykę pokrywającą powierzchnie ogrzewalne kotła. W skrajnych przypadkach ilość żużla pokrywającego powierzchnie ogrzewalne kotła zmusza do zatrzymywania kotła co kilkanaście dni w celu czyszczenia, co znacząco podwyższa koszty użytkowania kotła i cenę energii elektrycznej i ciepła. W kotłach fluidalnych powstające spieki powodują defluidyzację złoża, co także pogarsza sprawność i wydajność kotła



Rys. 5
Wpływ ilości dodatku haloizytu na tworzenie się żużla na powierzchni ogrzewalnej kotła w różnych temperaturach przy spalaniu słomy o zawartości 1,5% (Na+K) [7]

i powoduje jego zatrzymanie. Te negatywne zjawiska sprawiają, że energetyka zawodowa unika spalania biomasy Agro, ograniczając je do niezbędnego wymaganego przez przepisy minimum i wybiera droższą biomasę leśną, która nie sprawia jej podobnych kłopotów. Spalanie biomasy leśnej, należy traktować jako marnotrawstwo, bo cenniejsza jest ona w przemyśle wytwarzającym płyty drzewne dla stolarstwa oraz budownictwa.

Problemy z tworzeniem niskotopliwych eutektyk potasowo-krzemowych można rozwiązać przez stosowanie haloizytu Dunino. Potrafi on wiązać nie tylko KCl, ale także i krzemionkę, tworząc związki, takie jak: kalsilit i leucyt według poniżej opisanych reakcji chemicznych:



Oba te związki mają temperaturę topnienia powyżej 1500°C i są neutralne chemicznie. Ilość zastosowanego haloizytu powinna być dobrana w zależności od ilości alkaliów w spalonym paliwie.

Wyniki wskazują, że haloizyt wyraźnie zmniejsza ilość żużla na powierzchni kotła w całym zakresie temperatur spalania.

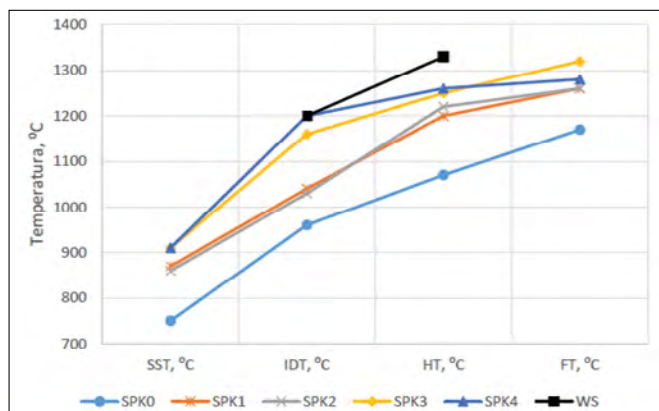
Wpływ dodatku haloizytu na temperatury charakterystyczne popiołu z biomasy złożonej z mieszanki słomy pszenicznej i rzepakowej przedstawia rys.6. Cyfry przy ozna-

zjawisko to było przedmiotem badań naukowców z Uniwersytetu Przyrodniczego we Wrocławiu [9]. Okazało się, że haloizyt wymieszany dobrze z biomasą może zredukować prawie 100-krotnie ilość bakterii mezofilnych i 3 – krotnie ilość grzybów, a ilość toksycznych aflatoksyn została zredukowana poniżej progu wykrywalności. Haloizyt zmieszany z pyłem biomasowym zmniejsza też zjawisko wybuchowości, bo redukuje jego unoszenie w powietrzu.

Pokazane przykłady potwierdzają szerokie możliwości i zalety zastosowania haloizytu Dunino w energetyce zawodowej przy spalaniu biomasy Agro nawet tej o bardzo niekorzystnym składzie, zawierającej wysoką ilość alkaliów i popiołu.

W kontekście ciepłownictwa na uwagę zasługuje zastosowanie tego dodatku w kotłach rusztowych, stanowiących techniczne źródło większości układów ciepłowniczych. Spalanie w tych kotłach biomasy z dodatkiem haloizytu w postaci pelet lub brykietu przy odpowiedniej ilości i homogenizacji dodatku powinno zapewnić poprawę sprawności procesu spalania, zredukować zjawiska szlakowania i zanieczyszczania powierzchni ogrzewalnych, a także zredukować emisję pyłów, szkodliwych gazów i metali ciężkich.

Mieszanie samego haloizytu z paliwem w postaci kawałkowej (granulat) wymaga większej ilości dodatku i bardzo intensywnego mieszania, przy czym uzyskiwane rezultaty są mniejsze niż w przypadku paliwa wstępnie przygotowanego ze zmielonym haloizytem np. w postaci pelet.



Rys.6
Wpływ dodatku haloizytu na temperatury charakterystyczne popiołu ze słomy [7]
Fig. 6 Halloysite impact on the Ash Fusion Temperatures (AFT) [7]

czeniu SPK podają ilość użytego haloizytu w [%] w stosunku do biomasy, oznaczenie WS odnosi się do węgla. Wyniki świadczą, że odpowiednio dobrana ilość haloizytu zbliża cechy popiołu z biomasy do cech popiołu z węgla. Oznacza to, że słoma z haloizytem, nawet o wysokiej zawartości alkaliów, może być dobrym paliwem, porównywalnym pod względem procesu spalania z węglem [8].

Negatywnym zjawiskiem przy spalaniu biomasy – i to każdego rodzaju – jest jej skłonność do zagniwania i emisji odorów.

Należy też podkreślić, że niestaranne mieszanie lub zasypywanie haloizytu na warstwę paliwa na podajniku taśmowym przynieść może tylko nieznaczne korzyści lub nawet może przyczynić się do pogorszenia niektórych parametrów spalania (np. kiedy warstwa haloizytu pokryje paliwo w stopniu utrudniającym dostęp tlenu).

W przypadku spalania biomasy w rusztowych kotłach węglowych należy także mieć na uwadze odmienny przebieg spalania obu paliw.

Przedstawione wyniki badań udowadniają, że biomasa Agro może stanowić paliwo dla wszystkich rodzajów kotłów w energetyce, porównywalne z biomasą leśną. Stwarza to nowe warunki, zwłaszcza dla ciepłownictwa, które może takie paliwo otrzymywać od dostawców z odległości do kilkudziesięciu kilometrów, zgodnie z ustalonym harmonogramem.

Paliwo to nie tylko pozwoli na uniknięcie opłat za emisję CO₂, ale może także przynieść nowe źródło dochodów ze zbytu popiołów, ponieważ haloizyt poprawia charakterystykę popiołu, umożliwiając jego zastosowanie zarówno nawozowe jak i budowlane.

Możliwości pozyskania biomasy Agro do celów energetycznych

Polska ma w porównaniu z innymi krajami UE bardzo korzystne warunki do produkcji biomasy na cele energetyczne i dotyczy to zarówno biomasy leśnej, jak i pochodzenia rolniczego (Agro). Zgodnie z danymi Instytutu Upraw, Nawożenia i Gleboznawstwa w Puławach, tylko całkowita nadwyżka słomy z upraw zbożowych, która może być wykorzystana na cele energetyczne wynosi 12,7 mln ton rocznie, a potencjał biomasy stałej z plantacji energetycznych wynosi ok. 20 mln ton, co przy założeniu wartości opałowej ok. 15 GJ/t jest równoważne ok. 300 PJ [10]. Do tego doliczyć należy jeszcze inne źródła biomasy, jak odpady z zieleni komunalnej, przemysłu rolno-spożywczego, odpady biologiczne.

Ilość biomasy leśnej wg Instytutu Badawczego Leśnictwa teoretycznie w najbliższych latach wynieść może maksymalnie ok. 7 mln m³ rocznie, co odpowiada ok. 3 mln s.m. drzewnej [11]. Realne możliwości, biorąc pod uwagę inne zobowiązania leśnictwa, Instytut ocenia jednak na 2,6 – 3,3 mln m³ rocznie, co odpowiada ok. 1,0 – 1,7 mln t s.m. Ilość ta jest znacznie mniejsza od możliwej do pozyskania biomasy Agro. Z tego powodu myśląc o biomacie jako paliwie należy skupić się na biomacie Agro jako paliwie perspektywicznym i krajowym. Sumaryczny potencjał biomasy w Polsce można przyjąć nawet w granicach ok. 835 PJ rocznie [12].

W 2017 r. wg danych URE firmy ciepłownicze wytworzyły (łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych) 431,7 PJ ciepła, a sprzedaż odbiorcom końcowym ciepła w 2017 r. była na poziomie 380,196 PJ [13]. Natomiast całkowite zapotrzebowanie na ciepło w Polsce z uwzględnieniem wszystkich odbiorów szacowane jest na ok. 973 PJ w roku [14]. Można więc stwierdzić, że całe zapotrzebowanie na ciepło w naszym kraju teoretycznie mogłoby prawie w całości być pokryte tylko z biomasy, a zatem z odnawialnego paliwa pierwotnego.

Na podstawie danych URE można w przybliżeniu przyjąć, że z biomasy uzyskano ok. 32 PJ ciepła. Zakładając sprawność układów generacji ciepła tylko na poziomie ok. 75 % (obecnie kotły biomasowe bez problemów uzyskują ok. 87%), można stwierdzić, że zużyto w tym celu niecałe 3 mln ton biomasy. Praktycznie oznacza to, że to nie brak tego źródła energii może stanowić problem dla krajowej energetyki, ale zorganizowanie całego spójnego systemu jej produkowania, przetwarzania i efektywnego spalania.

O tym, że jest to możliwe przekonuje produkcja rzepaku na przestrzeni ostatnich lat. Rzepak jest produkowany na cele konsumpcyjne i energetyczne (głównie produkcja biopaliw ciekłych). Solidność relacji komercyjnych pomiędzy producentami a odbiorcami rzepaku zapewnia stałość dostaw przy stabilnym układzie cen [15]. A nie jest to problem marginalny, bo uprawy rzepaku w Polsce obejmują ok. 800-900 tys. ha, zaś jego zbiory wynoszą w ostatnich latach 2,2-2,7 mln ton [16].

Ponadto oprócz rzepaku do zagospodarowania pozostaje słoma rzepakowa w ilości 3-5 t/ha (w zależności od warunków uprawy), co oznacza 2,5 – 4 mln ton słomy rocznie, co przy wartości opałowej 15 GJ/t oznacza potencjalne źródło ciepła w granicach 37-60 PJ.

Tylko ten wybrany przykład dowodzi, że przy dobrej polityce rolnej i energetycznej można w krótkim czasie pozyskać duże ilości ciepła z krajowej biomasy, bez potrzeby jej importowania. Przy dobrej organizacji tego rynku całe niezbędne dla gospodarki ciepło może być pozyskane tylko z samej biomasy krajowej.

Za lokalną biomasą przemawia także fakt, że z powodu kosztów transportu optymalne jest jej stosowanie w promieniu do 50 km od miejsca produkcji. Ponieważ producenci ciepła są rozmieszczeni w miarę równomiernie na terenie kraju i biomasa jest możliwa do pozyskania ze źródeł na terenach lokalnych, to oprócz pozytywnego efektu ekologicznego należy wziąć pod uwagę istotne znaczenie tego źródła OZE na gospodarcze pobudzenie regionu, nie mówiąc o ograniczeniu emisji transportu z odległych kopalni węgla.

Wracając do pytania: Czy biomasa jest bezpiecznym i ekologicznym źródłem OZE?

W energetyce biomasa jako OZE występuje głównie w dwóch postaciach – jako biomasa leśna i pochodzenia rolniczego (Agro). Biomasa leśna jest paliwem nie sprawiającym energetyce praktycznie żadnych problemów. Spala się nie powodując żadnych negatywnych zjawisk we wszystkich typach kotłów, pozostawia niewiele popiołu (0,5 do 3%), który można zagospodarować w różny sposób.

Spalanie drewna budzi jednak wiele zastrzeżeń, ponieważ wyższe ceny uzyskuje

ono w innych zastosowaniach (np. w budownictwie). Z tego powodu do spalania używane są odpady przemysłu drzewnego, papierniczego i sadownictwa, których wartość energetyczna szacowana jest na ok. 160 PJ [12].

Gorzej sytuacja wygląda z biomasą Agro. Zawiera ona znacznie większą niż biomasa drzewna ilość metali alkalicznych (Na i K), pochodzących głównie z nawożenia, których zawartość może dochodzić nawet do 4%. Spory udział chloru powoduje również poważne kłopoty związane z destrukcją (korozją chlorowa) powierzchni ogrzewalnych kotłów.

Nawożenie ziemi uprawowej jest niezbędne w celu uzyskania wysokich plonów, zwłaszcza, że na uprawy biomasowe przeznaczane są gleby o niskiej bonitacji (V, VI klasa), często są to nieużytki i ugory. Najbardziej znane rośliny „energetyczne” w Polsce to wierzba energetyczna, wierzba ostrolistna, wierzba wiciowa, topola hybrydowa, słonecznik bulwiasty, miskant olbrzymi, róża wielokwiatowa, rdest sachaliński, malwa pensylwańska. Dzięki stosowanym optymalnym metodom prowadzenia plantacji energetycznych uzyskać można plony wynoszące nawet do 30 ton suchej masy rocznie z hektara, co odpowiada ok. 400-500 GJ/ha [17].

Wykorzystanie powierzchni przewidzianej na zalesianie do upraw roślin energetycznych pozwoli nie tylko na kilkakrotne zwiększenie ilości pozyskanej energii OZE, ale także na kilkakrotne zwiększenie ilości CO₂ pochłanianego z atmosfery.

Nie sposób też zgodzić się z doktrynalnym założeniem, że rolnictwo krajowe ma produkować tylko żywność, podczas gdy produkcja biomasy zawsze towarzyszy i jest komplementarna z uprawami dedykowanymi żywności. Biomasa typu Agro nie powinna być jednak marnowana, a jej zagospodarowanie na cele energetyki ciepłej, które wymaga pewnego wysiłku organizacyjnego, powinno być wspierane czytelną polityką gospodarczą państwa, tak jak się to dzieje w Austrii, Niemczech, Holandii i krajach Skandynawii. Nie należy zapominać, że uprawa biomasy chłonie CO₂ niezbędne w każdej wegetacji roślin.

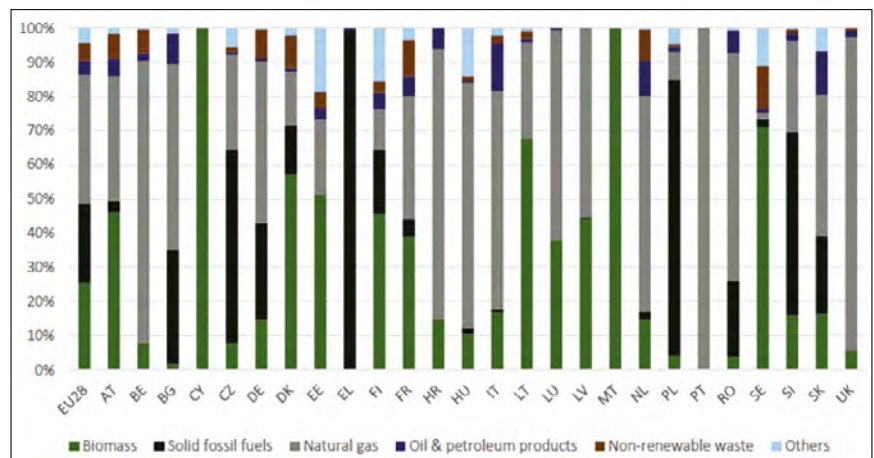
Biomasa jako paliwo w krajach UE

Wykorzystanie biomasy do celów energetycznych w krajach UE jest znacznie większe niż w Polsce. Niektóre dane w tym zakresie zawiera tabl. 6 [18]. Dane w tabl. 6 pochodzą z 2016 r., a od tego czasu sytuacja

Tabl. 6 Dane Eurostatu w zakresie wykorzystania biomasy i biopaliw do wytwarzania energii w krajach UE w roku 2016 [18]

Tab. 6 Use of biomass and biofuels for energy generation in EU countries in 2016 – Eurostat

Kraj	Zużycie energii ogółem [ktoe]	Ogólne zużycie ciepła [ktoe]	Biopaliwa dla elektrowni i CHP [ktoe]	Biopaliwa dla ciepłowni [ktoe]	Import biomasy [ktoe]	Wielkość obrotów – biomasa stała [mln EURO]
EU28	1 107 818	52 1023	47 069	6 010	16 395	31 940
Polska	66 652	37 157	1 893	59	832	1 010
Austria	28 128	13 993	1 326	678	870	1 740
Dania	14 450	7 553	1 673	563	1 531	1 450
Francja	147 159	62 656	3 232	907	911	4 090
Holandia	49 517	26 545	1 634	32	496	480
Niemcy	216 447	109 899	11 269	843	889	5 110
Włochy	115 931	55 812	5 353	99	2 428	2 540



Rys. 7 Udział różnych paliw w produkcji ciepła sieciowego w krajach UE w 2017 r. [19]
Fig. 7 Share of various fuels in the production of district heating in EU countries in 2017 [19]

zmieniła się znacząco na niekorzyść Polski. Od innych krajów Polskę odróżnia brak wizji i perspektywicznej polityki dotyczącej wzrostu roli biomasy w energetyce, w tym i w ciepłownictwie. Rolę biomasy w produkcji ciepła sieciowego w krajach UE ilustruje rys. 7. W żadnym kraju, z wyjątkiem Grecji, udział tego paliwa nie jest tak niski jak u nas.

W innych krajach działają stabilne i przewidywalne systemy finansowania zużywanej biomasy w energetyce. Stabilność przepisów powoduje, że ceny energii pozyskiwanej z biomasy systematycznie spadają i w niektórych krajach nie ma już potrzeby wsparcia finansowego tej energii. Na uwagę zasługuje także fakt, że kraje takie jak: Niemcy, Holandia czy Dania praktycznie zużywają do celów energetycznych całą dostępną biomasę krajową i aby zwiększyć ilość energii z tego źródła dodatkowo jeszcze importują duże jej ilości. Tymczasem w Polsce co roku marnują się miliony ton tego cennego i pełnowartościowego paliwa, a równocześnie biomasę importuje się w ostatnich latach w ilościach do kilku milionów ton rocznie.

Rys. 8 przedstawia stan z 2017 r. i prognozy na rok 2050 dla UE dotyczące zastosowania biomasy na cele energetyczne [19].

Prognozy te przewidują wyraźny wzrost zużycia biomasy Agro i bioodpadów. Tendencje te dokładnie odpowiadają niewykorzystywanym możliwościom Polski. Na uwagę zasługuje wzrost roli bioodpadów uzyskiwanych z segregacji.

Mając na uwadze biomasę na cele energetyczne warto zwrócić uwagę także na możliwość zastosowania bioodpadów, które w Polsce stanowią duży i jak dotąd nierozwiązany problem. Jako przykład jego rozwiązania można wskazać zakład BMC w Moerdijk (Niderlandy). Zakład ten przetwarza rocznie ok. 400 tys. ton pomiotu

kurzego, z którego produkuje ok. 60 tys. ton pełnowartościowego nawozu sprzedawanego na rynku UE i wytwarza rocznie 285 000 MWh (moc 32 MWe). Ciepło zakład wykorzystuje do własnych celów produkcyjnych. Oczywiście, wytworzona energia jest traktowana jako OZE. W Polsce istnieje duży potencjał pod tym względem, a istniejące plany są niesprecyzowane i grożą nam wysokie kary za niezagospodarowanie odpadów tego rodzaju.

Aspekty ekonomiczne – możliwości obniżenia kosztów wytworzenia ciepła

Panuje ogólne przekonanie, że biomasę musi być paliwem droгим, a wytwarzana z niej energia należy rzekomo do najdroższych wytwarzanych ze źródeł odnawialnych. Nic bardziej błędnego, jeśli się wykona rachunek ciągniony i uwzględni wszystkie koszty, w tym koszty uniknięte, wynikające z zastosowania addytywu w postaci haloizytu.

Według różnych źródeł na cenę ciepła w ciepłowniach osiedlowych składają się koszty jego produkcji (ok. 70%), koszty węzłów ciepłych (ok. 5%) i koszty przesyłu (ok. 25%). Z kolei udział paliwa w samych kosztach produkcji ciepła wynosi 40-50%. Jest faktem, że dotychczas w przypadku spalania zwłaszcza biomasy Agro szczególnie wysokie są koszty stałe i zmienne eksploatacji kotła.

Biomasę Agro z powodu swego składu (metale alkaliczne) powoduje zwiększone szlakowanie i zanieczyszczenie powierzchni ogrzewalnych kotła, korozję chlorową, zmniejsza sprawność procesu spalania. O ile kocioł węglowy pracować może zwykle przez cały rok przechodząc tylko normalne przeglądy okresowe, to kotły spalające biomasę Agro muszą być zatrzymywane w celu

czyszczenia, zwykle co kilka tygodni do kilku miesięcy, przy czym częstość czyszczenia jest zależna od składu biomasy. Każdy postój to nie tylko koszty czyszczenia i ewentualnych napraw, ale także utrata zysków pochodzących z braku sprzedaży energii i ewentualnych dotacji (np. sprzedaż zielonych certyfikatów, dofinansowania z aukcji mocy dyspozycyjnej).

Wg dostępnych danych, koszty eksploatacyjne kotłów biomasowych mogą być nawet 5-6-krotnie wyższe od tych kosztów dla kotłów węglowych [5].

Tymczasem zastosowanie optymalnie dobranej ilości haloizytu do spalania może przynieść następujące korzyści:

- znaczącą redukcję kosztów eksploatacji,
- wzrost sprawności procesu spalania biomasy,
- redukcję kosztów oczyszczania spalin,
- możliwości dodatkowych dochodów ze sprzedaży popiołów, które mogą być użyte do produkcji nawozów i materiałów budowlanych wysokiej jakości (np. geopolimery).

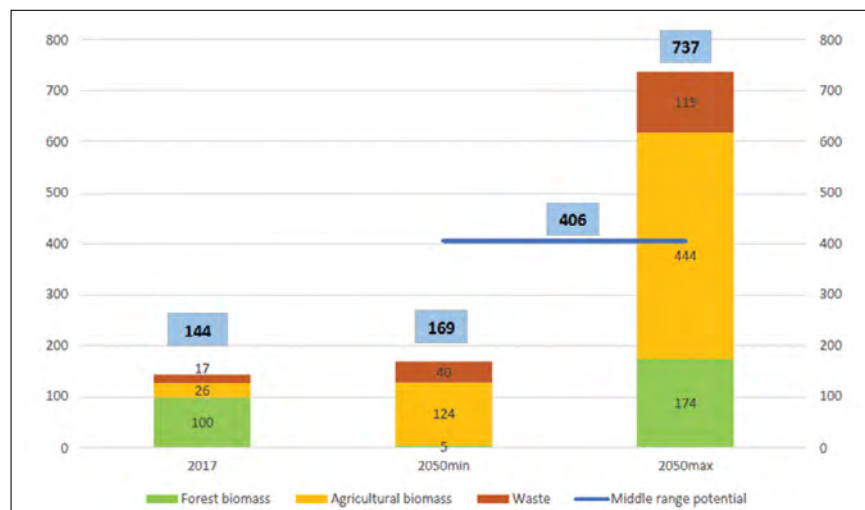
Według danych URE średnia cena sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach niebędących jednostkami kogeneracji wyniosła w 2018r. [21]:

- źródła węglowe – 41,89 zł/GJ
- źródła OZE (głównie biomasę) – 44,20 zł/GJ
- źródła gazowe – 63,55 zł/GJ,
- źródła olejowe – 80,71 zł/GJ.

Na uwagę zasługują także uśrednione dane dotyczące wskaźnika wykorzystania mocy, które wynoszą dla węgla – 85 % a dla biomasy i biogazu – 80% [21]. Te wyniki w zestawieniu z farmami wiatrowymi ok. 20% oraz fotowoltaiką ok. 10% wyraźnie świadczą o przewadze technologii biomasowej, nie mówiąc o eliminacji nierównomierności wytwarzania energii tych ostatnich źródeł.

Z powyższych rozważań widać, że dzięki wykorzystaniu haloizytu, wskaźnik wykorzystania mocy można bez problemu osiągnąć taki sam lub wyższy niż dla węgla.

Aktualnie cena emisji jednej jednostki CO₂ wynosi już ok. 25 EUR/t, co odpowiada ok. 106 zł/t [22]. Ten wirtualny rynek poprzez administracyjne decyzje w zakresie ograniczania przyznawanych limitów, wyraźnie zmierza do wzrostu cen emisji CO₂, co wielokrotnie ujawniało się po każdej interwencji KE UE związanej z ustaleniem limitów pozwoleń na emisję. Zgodnie z dotychczasowymi publikacjami UE, należy się spodziewać w najbliższych latach co najmniej dwukrotnego wzrostu tego wskaźnika. Zakładając dla węgla wskaźnik emisji tylko na poziomie 95 kg CO₂/GJ, oznacza to dodatkowy koszt ceny ciepła ze źródeł scentralizowanych o ok. 11 zł/GJ, a w bliskiej przyszłości ten wzrost kosztu może sięgać nawet ok. 20 zł/GJ.



Rys. 8 Zużycie biomasy odpowiednio: leśnej, AGRO, odpadowej, na cele energetyczne w krajach UE w 2017 r. i plany na 2050 r. (dane w Mtoe) [19]

Fig. 8 Biomass consumption: forest, agricultural and waste for energy purposes in EU countries in 2017 and plans for 2050 respectively. (Mtoe) [19]

Jeśli do wytworzenia ciepła użyje się biomasy, pojawi się możliwość uniknięcia tej opłaty emisyjnej. Aktualnie cena biomasy wynosi ok. 15-20 zł/GJ (loco odbiorca). W III kwartale 2019 r. indeks PSCMI 2 odzwierciedlający poziom cen węgla (loco kopalnia) w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych i innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych w przeliczeniu na uzyskiwaną z węgla energię wynosił 12,90 zł/GJ [23]. W sumie zatem korzyść z zastosowania biomasy, uwzględniając tylko koszty związane z paliwem, wynosi ok. 2-9 zł/GJ, co w praktyce daje istotne możliwe zredukowanie kosztów ciepła, zwłaszcza przy obecnych tendencjach wzrostu jego ceny.

Na wysokie dotychczas koszty wytwarzania energii z biomasy Agro składają się jednak nie tylko koszty paliwa, ale też koszty związane z utrzymaniem ruchu. Użytkowanie kotłów zasilanych biomasą związane jest z wysokimi kosztami ich czyszczenia, napraw i postojów. Dane na ten temat są bardzo rozbieżne, ale i tak wszystkie potwierdzają, że koszty O&M (Operation & Maintenance) wynoszą dla elektrowni zasilanych węglem kamiennym – wg danych URE 50 – 71 EUR/kW w skali roku [5], a dla biomasy 124-292 EURO/kW [9], co przy założeniu typowych czasów eksploatacji i sprawności układów oznacza ok. 8-11 zł/GJ dla węgla i 20-50 zł/GJ dla biomasy. Inne źródła podają koszty O&M dla węgla w wysokości ok. 9zł i ok. 53 zł dla biomasy i biogazu.

Jeśli jednak dzięki zastosowaniu dodatków do biomasy uda się obniżyć koszty O&M tylko o 50%, to będą one porównywalne z kosztami dla węgla, a to będzie oznaczało dalsze obniżenie kosztów wytwarzania ciepła z biomasy o 10 – 25 zł/GJ.

W sumie zatem, dzięki zastosowaniu osiągalnych i możliwych do szybkiego wprowadzenia zmian w przygotowaniu i spalaniu biomasy, można w krótkim czasie obniżyć koszty wytwarzania ciepła z tego źródła energii o 12 do 34 zł/GJ. Istnieje więc realna szansa wytwarzania ciepła z biomasy na poziomie kosztów niższych niż ciepła z węgla.

Można zatem stwierdzić, że nie ma w tym zakresie przeszkód natury technicznej, a aktualnie istnieją w Polsce tylko przeszkody natury prawnej i organizacyjnej. Dopóki nie stworzy się dla biomasy sytuacji porównywalnej pod względem prawno-technicznym warunków podobnych do istniejących w zakresie wytwarzania biopaliw ciekłych, to trudno się spodziewać wzrostu produkcji z tego źródła zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła.

Ciepło z węgla będzie coraz droższe, a ciepła z biomasy nie będzie. W odróżnieniu od energii elektrycznej, ciepła nie da się importować od naszych sąsiadów i trzeba będzie za nie płacić coraz więcej.

Ekologiczne aspekty stosowania biomasy w energetyce

Obecnie w energetyce istnieją ścisłe ograniczenia emisji szkodliwych związków, które określają graniczne wartości emisji pyłu i szkodliwych gazów określone przez Dyrektywę MCP, BAT i BREF dla instalacji nowych i istniejących, które muszą zostać zmodernizowane o mocy 1-50 MW[24] (tabl. 7).

Tabl. 7 Wskaźniki emisji wg Dyrektywy MCP [24]
Tab. 7 Emission limits for the MCP Directive [24]

zanieczyszczenie mg/Nm ³	1-5 MW (od 1.01.2030)		> 5 MW (od 1.01.2025)		NOWE INSTALACJE	
	biomasa stała	inne paliwo stałe	biomasa stała	inne paliwo stałe	biomasa stała	inne paliwo stałe
SO ₂	200	1100	200	400	200	400
NO _x	650	650	650	650	300	300
PYŁ	50	50	30	30	20	20

Na tym tle należy zauważyć, że dyrektywa EcoDesign obowiązująca od 1.01.2020r. dla kotłów tzw. niskiej emisji o mocy poniżej 500 kW jest jeszcze bardziej restrykcyjna (tabl. 8). Należy także podkreślić, że w obu przypadkach normy dla biomasy są bardziej restrykcyjne, niż dla paliw kopalnych. Oznacza to, że zastąpienie węgla biomasą przyczyni się do znaczącego obniżenia emisji zarówno pyłów, jak i szkodliwych gazów.

kilkudziesięciu lat. Ich modernizacja lub zastąpienie nowymi kotłami wymaga nakładów rzędu dziesiątków miliardów zł. Byłoby uzasadnione pod względem technicznym, ekonomicznym i ekologicznym, aby zostały one przynajmniej w dużej części zastąpione kotłami do spalania lub współspalania biomasy. Jak to wynika z licznych analiz specjalistycznych biur i organizacji, Polska jest w stanie produkować dla nich odpowiednią ilość biomasy.

Biorąc jednak pod uwagę plany rozwoju OZE w naszym kraju, należy stwierdzić, że nie uwzględniając one perspektywicznie roli, jaką może odegrać biomasa w bilansie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Przykładem tego są wyniki ostatnich aukcji OZE organizowanych przez URE w 2019r. i planowane aukcje na 2020r. Co prawda, aukcje te dotyczą wytwarzania energii elektrycznej, ale w tym przypadku należy

Tabl. 8 Wymagania energetyczno-emisyjne w odniesieniu do kotłów o mocy poniżej 500 kW na paliwa stałe wg Rozporządzenia Komisji UE 2015/1189 z dn. 28.04. 2015 r.
Tab.8 Energy and emission requirements for boilers below 500 kW for solid fuels according to the EU Commission Regulation 2015/1189 of 28 April 2015

Rodzaj stałego paliwa	Rok obowiązywania od 2020 ¹⁾				
	sezonowa sprawność energetyczna	sezonowa emisja zanieczyszczeń ⁴⁾			
		pył (PM)	OGC	CO	NO _x
%	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	
Automatyczne zasilanie paliwem					
Biopaliwa	75 ²⁾ ; 77 ³⁾	40	20	500	200
Kopalne	75 ²⁾ ; 77 ³⁾	40	20	500	350
Ręcznie zasilane paliwem					
Biopaliwa	75 ²⁾ ; 77 ³⁾	60	30	700	200
Kopalne	75 ²⁾ ; 77 ³⁾	60	30	700	350

¹⁾ Państwa członkowskie UE mogą wdrożyć do prawa narodowego wcześniej, przed rokiem 2020

²⁾ Dla kotłów o mocy 20 kW oznaczony tylko dla mocy nominalnej

³⁾ Dla kotłów o mocy > 20 kW

⁴⁾ Odniesiona do spalin suchych: 0°C, 1013 mbar, zawartość 10% O₂

Uwagi końcowe

Problem modernizacji kotłów ciepłowniowych w Polsce dotyczy wg bazy KOBiZE z 2015 r. ogółem ponad 4800 średnich źródeł spalania paliw [25], w tym:

- 3441 o mocy 1-5 MW,
- 1259 o mocy 20-50 MW,
- 112 o mocy > 50 MW.

W większości są to jednostki przestarzałe wiekowo i technologicznie, eksploatowane od

uwzględnić kogenerację jako źródło ciepła o relatywnie niskiej cenie. Jak wiadomo, aukcje w grudniu 2019 r. pozostały bez rozstrzygnięcia. Jest to wynik błędnej polityki ostatnich lat w stosunku do biomasy. Doprowadziła ona do tego, że z ponad 150 dużych zakładów przetwarzania biomasy istniejących przed kilku latami pozostało dziś tylko kilkanaście [26], z czego większość pracuje na eksport, a biomasą Agro zajmują się tylko kilka z nich.

Trudno się zatem dziwić, że nie ma chętnych do podjęcia kolejnego ryzyka biznesowego bez żadnych gwarancji stabilności polityki energetycznej kraju. W tej sytuacji potrzebna jest zmiana polityki poparta odpowiednimi aktami prawnymi. Można tu wykorzystać częściowo doświadczenia z produkcji paliw płynnych z rzepaku.

Podstawą dostaw biomasy mogłyby być grupy producenckie. Mogłyby one również zająć się przetwarzaniem surowej biomasy na pelety i brykiety. W ten sposób można uniknąć sieci pośredników, co ma wpływ na cenę produktu. Podstawą ich działania byłyby wieloletnie umowy dostawy – zgodne z warunkami aukcji organizowanych przez URE. Takie kilkunastoletnie umowy pozwoliłyby na zakładanie wieloletnich plantacji roślin energetycznych np. wierzby, która może dawać plony nawet przez 30lat. Ponieważ zarówno zakładanie plantacji, jak i inwestycje w zakłady przetwórcze wiążą się z dużymi nakładami finansowymi, to należałoby utworzyć system kredytowania takich inwestycji. Środki finansowe takiego funduszu mogłyby pochodzić z planowanego funduszu transformacji energetycznej. Dopiero taki spójny system, obejmujący producentów i dostawców przetworzonej biomasy, jej odbiorców i fundusz wsparcia, mógłby przynieść szybkie i wyraźne efekty w postaci dostaw kilkunastu milionów ton biomasy Agro rocznie przystosowanej do spalania w kotłach każdego typu. Jest to zadanie dla Ministerstwa Rolnictwa i Ministerstwa Klimatu.

Pozostawienie tematu samym zakładom energetycznym i rozdrobnionym w Polsce małym dostawcom biomasy żadnego efektu nie przyniesie, co pokazują wyniki ostatnich aukcji. Należy także zaznaczyć, że spalanie biomasy Agro nie stoi w sprzeczności z innymi uprawami rolnymi. Po pierwsze do spalania można wykorzystać odpady produkcji rolnej (słoma) i przemysłu rolno-spożywczego (łuski słonecznika, makuchy), a po drugie do upraw energetycznych można wykorzystać ok. 2,5 mln ha nieużytków i ziemi ugorowanej [26], które mogą rocznie dostarczać co najmniej kilkanaście milionów ton suchej biomasy.

Spalanie nie stoi też w sprzeczności z biogazowniami, bo te używają zupełnie innego surowca, który do spalania się nie nadaje (gnojowica, bioodpady o niskiej wartości opałowej). Należy przy tym zauważyć, że energia z biogazu jest dziś ponad dwukrotnie droższa niż energia ze spalania biomasy. Natomiast energia z biomasy może być jedną z najtańszych energii OZE.

W obecnej sytuacji istnieje możliwość przeznaczenia na wytwarzanie ciepła części środków z programu NFOŚiGW „Ciepło powiatowe”. Przyniosłoby to wieloletnie pozytywne skutki zarówno dla energetyki, jak i dla polskiego rolnictwa. Koncentrowanie się w zakresie rozwoju OZE tylko na energii solarnej i z wiatru nie uwzględnia braku przewidywalności pozyskiwania energii z tych źródeł, podczas gdy energia z biomasy jest możliwa do pozyskiwania w każdym czasie. Wszystkim zainteresowanym uruchomieniem produkcji biomasy zmodyfikowanej do postaci paliwa niestwającego problemów eksploatacyjnych w kotłach wszystkich typów oraz przystosowaniem istniejących instalacji do tego paliwa autorzy opracowania służą swym doświadczeniem i pomocą przy podejmowaniu stosownych decyzji.

Stworzenie warunków do wykorzystania krajowej biomasy w energetyce cieplnej pozwoliłoby Polsce na spełnienie przyjętych zobowiązań dotyczących OZE przy relatywnie rozsądnych nakładach inwestycyjnych i przy dużych korzyściach dla całej gospodarki i tym samym uniknąć wysokich groźących naszemu krajowi kar. Polska ma realne szanse, aby w handlu emisjami zarabiać i w pełni wykorzystać możliwości, jakie stwarza Fundusz Sprawiedliwej Transformacji Energetycznej. Wykorzystanie biomasy jest najkrótszą i najszybszą drogą prowadzącą do tego celu.

PODZIĘKOWANIA

Badania współfinansowano ze środków projektu „Optymalizacja procesu spalania i waloryzacja ubocznych produktów spalania dla wypełnienia założeń gospodarki o obiegu zamkniętym, UPS-Plus” (www.ccf.polsl.pl) realizowanego w ramach programu TEAM-TECH Core Facility Fundacji na rzecz Nauki Polskiej.

LITERATURA

- [1] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018.
- [2] Miles T. R., Baxter L., Breyers R. W., Jenkins B. M., Oden L. L.: Alkali deposits found in biomass power plants: a preliminary investigation of their extent and nature, National Renewable Energy Laboratory, Springfield, 1995.
- [3] Mirowski T. et al.: Energetyczne wykorzystanie biomasy; Wydawnictwo IGSMiE PAN; Kraków 2018;

- [4] Gatterneg B., Hohenwarter U., Schröttner H., Karl J.: The influence of volatile alkali species on coating formation in biomass fired fluidized beds, 19th EU BC&E (2011).
- [5] Mrowiec D.: Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) jako wskaźnik porównawczy kosztów produkcji różnych źródeł. Energetyka nr 2/2019.
- [6] Pronobis M. et al.: Biomasa jako potencjał rozwojowy polskiego ciepłownictwa; Nowoczesne Ciepłownictwo, sierpień 12, 2019 66
- [7] Gądek W.: Badania nad zastosowaniem halozytu jako dodatku paliwowego do biomasy. Praca doktorska; Politechnika Śląska 2019.
- [8] Sobieraj J., Gądek W., Wnorowska J., Tymoszek M., Kalisz S.: Poprawa własności ubocznych produktów spalania z kotłów rusztowych. Instal 1 (413), 2020, str. 15-21, DOI: 10.36119/15.2020.1.2,
- [9] Korniewicz D. et al.: Effect of dietary Halloysite on the quality of feed and utilization of nutrients by fatteners, Electronic Journal of Polish Agricultural Universities, 2006, Vol.9
- [10] http://www.biomasa.pw.iung.pulawy.pl/pdf/prezentacje_biomasa/1_Jarosz_BIOMASA_LUBLIN_2015.pdf;
- [11] Biomasa leśna na cele energetyczne; Redakcja naukowa Piotr Gołos i Adam Kaliszewski; Sękocin Stary, 2013.
- [12] Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce http://www.pga.org.pl/prawo/ekonomiczne_i_prawne_aspekty.pdf
- [13] <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/charakterystyka-rynku/7674,2017.html>
- [14] Reguński B.: Energetyka ciepła – oferta dla pakietu <https://slideplayer.pl/slide/17162068/>
- [15] <https://agroprofil.pl/aktualnosci/rzepak-najtanszy-od-8-lat/>
- [16] Główny Urząd Statystyczny, Użytkowanie gruntów i powierzchnia zasiewów w 2017r., Warszawa 2018.
- [17] Krawczyk A.: Biomasa pochodzenia rolniczego – uprawa i wykorzystanie <https://www.dodr.pl/II/5/22/4/6/5.pdf>;
- [18] Bioenergy Europe, Statistical Report, 2018 Edition.
- [19] Report Biomass for heat SR 2019, Bioenergy Europe.
- [20] <https://www.bmcmoerdijk.nl>
- [21] Sprawozdanie Prezesa URE za 2018 r.
- [22] Notowania uprawnień EUA do emisji CO₂, ceny węgla energetycznego ARA na przyszły rok oraz ceny paliw. CIRE, 27.06.2019 r. <https://www.cire.pl/item,182649,1.html>
- [23] <https://polskirynekwegla.pl/index-pscmi-2;>
- [24] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32015L2193;>
- [25] <https://sdr.gdos.gov.pl/Documents/OPIE/Spotkanie%203.10.2017/Dyrektywa%20MCP%20-%20transpozycja.pdf>.
- [26] Zych D.: Sytuacja na rynku biomasy energetycznej. <https://issuu.com/magbiomasa/docs/mb-2019-09-60-www>