

Delfina Rogowska, Jan Lubowicz
Instytut Nafty i Gazu, Kraków

Analiza możliwości obniżenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia bioetanolu paliwowego

Wstęp

Systematyczne zwiększanie udziału biopaliw, wprowadzone dyrektywą 2009/28/WE, zwaną dyrektywą RED [4], podyktowane jest wieloma względami. Wynika to z aspektów ekologicznych (zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych), ekonomiczno-społecznych (aktywizacja terenów wiejskich i odosobnionych), a także bezpieczeństwa energetycznego (zmniejszenie uzależnienia od kopalnych nośników energii).

Prognozy dotyczące zasobów ropy naftowej, jak i przewidywana data wystąpienia szczytu produkcji ropy naftowej (*peak oil*) są rozbieżne. Niektórzy uczestnicy rynku przewidują, że *peak oil* wystąpi w najbliższej przyszłości, tj. około roku 2015 [2]. Dane dotyczące pozostałych rezerw ropy naftowej, jak i prognozowania zapotrzebowania na ten surowiec są na tyle niepewne, że trudno mówić o wiarygodności stosowanych modeli predykcji.

Biorąc pod uwagę powyższe, wiele krajów, w tym kraje Unii Europejskiej, kładzie duży nacisk na poszukiwania i rozwój odnawialnych źródeł energii (np. energia słoneczna, wiatrowa, geotermalna). W przypadku paliw transportowych dużym ograniczeniem są technologie produkcji silników samochodowych i jak do tej pory to biopaliwa ciekłe zapewniają najłatwiejszą do wprowadzenia opcję zastępowania paliw konwencjonalnych.

Jednakże całkowite zastąpienie ciekłych paliw konwencjonalnych biopaliwami ani w okresie krótkoterminowym, ani w dalszej perspektywie nie jest możliwe [2]. Ponadto wymagania dotyczące spełnienia przez biopaliwa kryteriów zrównoważonego rozwoju, zapisane w dyrektywie RED, w znaczącym stopniu ograniczają możliwość stosowania wszystkich rodzajów biopaliw. Kluczowa, poza zachowaniem wymagań dotyczących wykorzystania gruntów, jest zdolność biopaliw do redukcji emisji gazów cieplarnianych, wynikająca w dużej części z nakładów energetycznych, niezbędnych do wyprodukowania biopaliwa w całym cyklu życia. Z punktu widzenia spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju niezmiernie istotna jest energochłonność procesu, która bezpośrednio wpływa na ilości wyemitowanych gazów cieplarnianych. Przeprowadzenie optymalizacji procesu produkcyjnego pod kątem efektywności energetycznej może mieć istotny wpływ na ostateczny wynik wskaźników redukcji emisji gazów cieplarnianych przez biopaliwa.

Wartość emisji gazów cieplarnianych generowana w cyklu życia biopaliw w bardzo dużym stopniu zależy od danej ścieżki produkcyjnej, czyli od tego, z jakich surowców produkowane jest biopaliwo, od sposobu uprawy ziarna, a także od samej technologii produkcji.

Stosowane technologie produkcji etanolu

Etanol powszechnie otrzymywany jest w wyniku fermentacji surowców zawierających cukry proste (przede wszystkim glukoze) lub dwucukry (sacharozę lub laktozę). Głównymi surowcami do produkcji etanolu są [7]:

- kukurydza,

- trzcina cukrowa,
- pszenica,
- żyto,
- jęczmień,
- burak cukrowy,

- lignoceluloza (słoma kukurydziana, słoma ze zbóż, ryżowa, odpady rolnicze, rośliny energetyczne, trociny, odpady papiernicze).

Głównymi producentami trzciny cukrowej są Ameryka Południowa oraz Azja, rośliny energetyczne, odpady drzewne są surowcem do produkcji bioetanolu przeważnie na terenach Ameryki Północnej oraz Europy, kukurydza – na terenach Ameryki Północnej oraz Azji, a zboża głównie w Europie i w Azji.

W Polsce dostępnymi surowcami zawierającymi bezpośrednio fermentowane składniki są melasa i serwatka [11]. Maksymalna wydajność etanolu z cukrów prostych wynosi 0,51 kg/kg. W praktyce uzyskuje się wydajności do 95% wydajności teoretycznej, tj. 0,48 kg/kg.

Melasa jest to produkt uboczny powstający w cukrowniach. Zawiera ok. 70% suchej masy, w tym do 80% cukrów fermentowanych. Jest ona wartościowym surowcem dla przemysłu biotechnologicznego i wykorzystywana jest m.in. do produkcji drożdży piekarniczych, kwasu mlekowego, kwasu cytrynowego, antybiotyków. Na 1 tonę produkowanego cukru otrzymuje się ok. 0,31 tony melasy. Wydajność etanolu z melasy wynosi ok. 0,3 m³/tonę.

Głównym ograniczeniem wykorzystania melasy jako surowca do produkcji etanolu są trudności z zagospodarowaniem wywaru gorzelnianego, ponieważ nie nadaje się on do produkcji pasz. Natomiast przy odpowiednio dużej skali produkcji można wykorzystać wywar melasowy do otrzymywania nawozów potasowych.

Kolejnym surowcem wykorzystywanym do produkcji etanolu jest serwatka. Jest to produkt uboczny przy przetwórstwie mleka. Maksymalna wydajność etanolu z serwatki wynosi 20 kg/m³. Zagospodarowanie jej do produkcji etanolu ma tę zaletę, że stanowi ona uciążliwy odpad. Jeśli nie stosuje się jej do produkcji etanolu, to może być również wykorzystywana jako dodatek do pasz, do wytwarzania preparatów białkowych czy produkcji biogazu. Roczna produkcja serwatki w Polsce wynosi 3 mln m³, co umożliwia wyprodukowanie ok. 70 tys. m³ etanolu (55 tys. ton).

Jednakże najbardziej interesującym źródłem dla przemysłu fermentacyjnego są wielocukry (skrobia, celuloza). Ich wykorzystanie do produkcji etanolu wymaga wstępnej hydrolizy – rozłożenia wielocukrów do cukrów fermentowanych. Skrobia łatwo ulega hydrolizie, natomiast celuloza, która stanowi materiał konstrukcyjny roślin, jest bardziej odporna na działanie czynników hydrolizujących.

Powszechnie wykorzystywane surowce skrobiowe to: żyto, pszenżyto, kukurydza i ziemniaki. Zawierają one od ok. 20% skrobi (ziemniaki) do 60% skrobi (zboża).

Na szczególną uwagę zasługuje produkcja etanolu

z trzciny cukrowej. Według danych literaturowych [5] otrzymuje się wtedy najkorzystniejszy stosunek energii wejściowej do uzyskanej. Wartość ta dla etanolu z trzciny cukrowej zawiera się w granicach od około 8 do ponad 10, podczas gdy dla etanolu wyprodukowanego z buraka cukrowego oscyluje około 2, a z kukurydzy poniżej 2. Trzcina cukrowa jest to wysoka do 3 m trawa rosnąca w ciepłym klimacie. Zbierana może być ręcznie lub mechanicznie. W przypadku zbiórki ręcznej w pierwszej kolejności następuje wypalanie uschniętych liści i wosku [10]; wypalanie to nie oddziałuje negatywnie na zawartość cukru. Pierwszym etapem przerobu jest ekstrakcja soku z trzciny. Zazwyczaj trzcina jest przepuszczana przez kilka dużych młynów walcowych. Na tym etapie wyciśnięty zostaje słodki sok, a pozostałe włókna trzciny są transportowane do kotłów. Spotyka się również ekstraktory działające na podobnej zasadzie jak w zakładach przetwarzających buraki cukrowe. Niezależnie od sposobu ekstrakcji otrzymany sok jest bardzo zanieczyszczony ziemią pochodzącą z pola, drobnymi włóknami i zielonymi barwnikami roślinnymi. Po sklarowaniu sok poddawany jest zagęszczaniu. Produkt ten może być skierowany do produkcji cukru lub bezpośrednio do produkcji etanolu. Stosowane są też technologie, w przypadku których do produkcji etanolu wykorzystywana jest melasa pozostała po produkcji cukru z soku.

Proces produkcji etanolu realizowany z wykorzystaniem tradycyjnych surowców różni się znacznie od produkcji etanolu z lignocelulozy. Ten ostatni przebiega z wykorzystaniem enzymów produkowanych przez odpowiednie szczepy grzybów. Biomasa lignocelulozowa składa się głównie z celulozy, hemicelulozy i ligniny [14].

Emisja gazów cieplarnianych w cyklu życia etanolu paliwowego zależy od tego, z jakiego surowca został on wyprodukowany, a także od samej technologii produkcji. Zgodnie z danymi zamieszczonymi w załączniku V do dyrektywy RED najwyższy wskaźnik emisji (czyli najniższa zdolność do redukcji emisji gazów cieplarnianych) został przypisany do etanolu produkowanego z pszenicy przy wykorzystaniu węgla brunatnego, natomiast najniższy do etanolu z trzciny cukrowej. Duże znaczenie ma też stosowana technologia. Według danych zamieszczonych w dyrektywie RED wspomniany etanol z pszenicy charakteryzuje się emisją GHG na poziomie 57 g CO₂ eq/MJ, natomiast gdy paliwem jest słoma, wartość ta wynosi już 24 g CO₂ eq/MJ. Wynika stąd, że wprowadzenie zmian i modernizacji na etapie produkcyjnym może dać wymierne efekty w zakresie ograniczania emisji GHG. W niniejszym artykule przedstawiono ocenę efektywności wybranych, możliwych do przeprowadzenia w polskich warunkach rozwiązań.

Analiza przypadku

Ocenę efektywności zastosowania niskoemisyjnych paliw kotłowych przeprowadzono z wykorzystaniem danych bilansowych (bilans masowy i energetyczny) zakładu zlokalizowanego w środkowo-wschodniej części USA produkującego etanol z kukurydzy, o zdolności produkcyjnej 0,19 Mm³ skażonego etanolu rocznie, w oparciu o technologię suchego mielenia ziaren kukurydzy [6].

Bilans masowy:

Roczny przerób ziaren kukurydzy: 461 165 Mg

Roczny uzysk etanolu: 0,19 Mm³

Roczny uzysk DDGS: 167 535 Mg

Bilans energetyczny:

Roczne zapotrzebowanie na energię cieplną 794,6 · 10⁶ MJ

Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną 37,3 GWh

Pozostałe dane:

Wartość opałowa skażonego etanolu: 21,5 MJ/dm³

Wartość opałowa gazu ziemnego: 48,12 MJ/kg

Wartość opałowa DDGS: 20,24 MJ/kg

Alokacja obliczonej emisji GHG do produktów została przeprowadzona na bazie zawartości energii. Do obliczenia udziału energetycznego etanolu i DDGS wykorzystano podane w literaturze [6] wartości opałowe, tj. 21,5 MJ/dm³ dla etanolu oraz 20,24 MJ/kg dla DDGS. Obliczony na tej podstawie wskaźnik alokacji dla etanolu wynosi 54,5%, natomiast dla DDGS – 45,5%.

Na wielkość zużycia paliw energetycznych, a co za tym idzie także i wielkość emisji gazów cieplarnianych znaczący wpływ ma sprawność wykorzystanych urządzeń grzewczych – kotłów parowych. Przedmiotem niniejszej publikacji nie jest analiza tego problemu, jednak symulacja obliczeniowa nie może być przeprowadzona z pominięciem tego zagadnienia. Sprawność kotła parowego zasilanego olejem opałowym wynosi 88÷92%, nowoczesne kotły na paliwo stałe osiągają sprawność rzędu 89÷91%, natomiast w praktyce wartość ta waha się w granicach od 0,5 do 0,85 [9, 12]. Tematyką efektywności redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez inwestycje w niskoemisyjne kotłownie zainteresowane będą przedsiębiorstwa pracujące na starych, mało wydajnych kotłach parowych. Dlatego przeprowadzono porównanie wielkości emisji w przypadku zamiany niskosprawnego kotła opalanego węglem kamiennym na wysokosprawnego kocioła opalanego bardziej ekologicznymi paliwami, a także ocenę wpływu

stosowanego paliwa przy jednakowej sprawności kotła. Analizy dokonano, porównując wielkość emisji GHG wygenerowanej przy stosowaniu dostępnych w Polsce i stosowanych paliw kotłowych:

- węgla kamiennego,
- gazu ziemnego,
- oleju opałowego,
- biogazu,
- propanu-butanu.

Wśród wytypowanych paliw tylko biogaz stanowi odnawialne źródło energii, natomiast pozostałe to wciąż bardzo popularne w kraju paliwa kopalne. W tabelicy 1 przedstawiono charakterystykę powyższych paliw.

Tablica 1. Charakterystyka modelowych paliw kotłowych [3, 8]

Paliwo	Wartości opałowe	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
Węgiel kamienny	22,55 MJ/kg	94,75
Gaz ziemny	36,13 MJ/m ³	55,82
Olej opałowy	40,19 MJ/kg	76,59
Biogaz	22 MJ/km ³	54,33
Propan- butan	47,31 MJ/kg	62,44

Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- granice systemu obejmują etap produkcji etanolu paliwowego (bezwodnego),
- w procesie technologicznym uzyskuje się bezwodny etanol oraz DDGS,
- przyjęto, że jedynymi zmiennymi będą paliwo kotłowe do produkcji energii cieplnej oraz sprawność kotła, pozostałe elementy technologii oraz pozostałe media (zasilanie energią elektryczną) pozostają bez zmian,
- w procesie spalania paliw kotłowych założono brak emisji CH₄ i N₂O,
- przyjęto, że CO₂ powstające w procesie fermentacji jest uwalniane do atmosfery,
- wskaźniki emisji CO₂ zostały zaczerpnięte z [8].

Bazując na rocznym zapotrzebowaniu na energię cieplną (794,6 · 10⁶ MJ), dla każdego wariantu, przy założeniu jednakowej sprawności kotła na poziomie 90%, obliczono roczną emisję CO₂ dla modelowej wytwórni etanolu. Wyniki obliczeń zamieszczono w tabelicy 2. W ostatniej kolumnie przedstawiono wskaźniki emisji uwzględniające wszystkie etapy w cyklu życia etanolu. Wskaźniki emisji GHG w odniesieniu do 1 MJ etanolu dla etapu uprawy oraz transportu wykorzystano z dyrektywy [4], dodano również

Tablica 2. Emisja CO₂ w modelowym zakładzie przy założeniu 90-proc. sprawności kotła

Paliwo	Wielkość emisji CO ₂ w skali roku [kg]	Po zaalokowaniu do produktów [g CO ₂ eq/MJ]		Dla całego cyklu życia etanolu [g CO ₂ eq/MJ]
		etanol	DDGS	
Węgiel kamienny	83 653 722	11,21	11,22	62,91
Gaz ziemny	49 282 857	6,60	6,61	58,30
Olej opałowy	67 620 460	9,06	9,07	60,76
Biogaz	47 967 353	6,43	6,44	58,13
Propan-butan	55 127 582	7,39	7,40	59,09

wartość 29,7 g CO₂ eq/MJ według [6], odpowiadającą emisji do atmosfery w wyniku fermentacji. Wartość ta może być odjęta dzięki redukcji poprzez sekwestrację CO₂ z fermentacji. Uwzględniono również 8,33 g CO₂ eq/MJ wynikające ze zużycia energii elektrycznej. Wartości te należy traktować poglądowo.

Dane zawarte w tablicy 2 wskazują, że przy założeniu jednakowej sprawności kotła parowego zmiana paliwa z węgla kamiennego na najbardziej efektywny biogaz będzie skutkowała obniżeniem emisji o prawie 43%. Niewiele niższą wartość (41%) uzyska się przy wprowadzeniu gazu ziemnego. Należy zwrócić uwagę, że symulacja została przeprowadzona dla jednego elementu z procesu produkcyjnego – dla produkcji pary grzewczej. Przyjęto, że zakup energii elektrycznej miał miejsce z sieci, od zewnętrznego dostawcy, w związku z tym zakład produkcyjny nie ma wpływu na tę składową emisji. W takim układzie wprowadzenie paliw ekolo-

gicznych w widoczny sposób obniża emisję generowaną na tym etapie, natomiast już w przypadku wartości emisji uwzględniających cały cykl życia etanolu obniżenie to nie jest znaczące (maksymalnie do 7,6%).

Drugi wariant obliczeń odzwierciedla sytuację zmiany kotła zasilanego węglem kamiennym o niskiej sprawno-

ści (50%) na wysokosprawny kocioł zasilany paliwami, zgodnie z założeniami. Wyniki obliczeń przedstawiono w tablicy 3:

Dane zamieszczone w tablicach 2 i 3 wskazują, że poprawa sprawności kotła parowego wraz z wprowadzeniem bardziej ekologicznych paliw skutkuje wyraźnym obniżeniem emisji, zarówno tej generowanej w trakcie produkcji pary grzewczej, jak i tej ostatecznej, wyznaczonej dla całego cyklu życia. Obniżenie jest na tyle znaczne, że jest także obserwowane w wartości emisji GHG w odniesieniu do generowanej w całym cyklu życia (o około 19%).

Tablica 3. Emisja CO₂ w modelowym zakładzie przy założeniu 50-proc. sprawności kotła na węgiel kamienny

Paliwo	Wielkość emisji CO ₂ w skali roku [kg]	Po zaalokowaniu do produktów [g CO ₂ eq/MJ]		Dla całego cyklu życia etanolu [g CO ₂ eq/MJ]
		etanol	DDGS	
Węgiel kamienny	150 576 700	20,17	20,20	71,87
Gaz ziemny	49 282 857	6,60	6,61	58,30
Olej opałowy	67 620 460	9,06	9,07	60,76
Biogaz	47 967 353	6,43	6,44	58,13
Propan-butan	55 127 582	7,39	7,40	59,09

Przeprowadzenie oceny efektywności wybranych rozwiązań

Analiza materiału zamieszczonego powyżej wskazuje, że najwyższą efektywność w obniżaniu emisji GHG można osiągnąć poprzez podwyższenie sprawności kotła parowego. Efekt uzyskany przy zmianie paliwa i zachowaniu identycznej sprawności kotła jest widoczny w bezwzględnych wartościach emisji GHG, natomiast znacznie mniej w cyklu życia paliwa. Wykazano, że najefektywniejszym sposobem jest zastosowanie biogazu, w dalszej kolejności gazu ziemnego. W tym momencie należy podnieść problem dostępności i ceny danego medium energetycznego. W Polsce

działają biogazownie zintegrowane z gorzelniami, których bilans energetyczny w układzie z wysokosprawną kogeneracją pozwala na eksport energii elektrycznej do sieci miejskiej, i takie rozwiązania są obecnie promowane [13]. Wymagają one jednak ogromnych nakładów finansowych i inwestycji. Stąd też dostępność do biogazu jako paliwa kotłowego jest mocno ograniczona. Zmiana sposobu zasilania (zmiana paliwa), np. na gaz ziemny, dający podobny efekt redukcji emisji GHG, jest operacją tańszą i łatwiejszą do przeprowadzenia, ale również wymagającą pewnych

nakładów finansowych. Sprawą istotną z punktu widzenia przedsiębiorcy są również koszty zasilania kotła. Dlatego w tym punkcie artykułu dokonano szacunkowej oceny, przeprowadzonej na podstawie omawianego przypadku, rocznych kosztów dla poszczególnych paliw. W tym celu przyjęto jednostkowe ceny paliw, a następnie na podstawie danych z tablic 2 i 3 wyznaczono roczne koszty dla każdego z tych paliw. Operację przeprowadzono w dwóch wariantach. Pierwszy zakładał jednakową dla wszystkich kotłów sprawność 90%, natomiast w drugim przyjęto, że kocioł zasilany węglem kamiennym ma sprawność 50%, a zasilane pozostałymi paliwami mają sprawność 90%. Wyniki obliczeń zamieszczono w tablicach 4 i 5.

Jednostkowe ceny paliw ustalono w następujący sposób:

- dla węgla kamiennego i gazu ziemnego – na podstawie danych z „Rocznika Statystycznego Rzeczypospolitej Polskiej 2011”,
- dla oleju opałowego i propanu-butanu (średnie ceny hurtowe) – portal internetowy e-petrol,
- dla biogazu – na podstawie <http://www.ign.org.pl/aktualnosc/388/biogaz---zielona-rewolucja-energetyczna-> – przyjęto górną wartość 10 gr za m³.

Dane zamieszczone w tablicach 4 i 5 wskazują, że ekonomicznie najkorzystniejszym paliwem jest biogaz.

Ma on także bardzo niski wskaźnik emisji GHG, natomiast w praktyce jest on niedostępny dla przedsiębiorstw, które nie posiadają zintegrowanego systemu gorzelnii z biogazownią. Najdroższym paliwem jest olej opałowy; charakteryzuje się on także najwyższym wskaźnikiem emisji GHG wśród ocenianych paliw płynnych. Porównanie gazu ziemnego z propanem-butanem wypada korzystniej dla gazu ziemnego, zarówno pod względem efektywności w redukcji emisji gazów cieplarnianych, jak i w kwestiach ekonomicznych, przy założeniu identycznej sprawności kotłów parowych. Zmiana niskosprawnego kotła zasilanego węglem kamiennym na paliwo droższe (np. gaz ziemny lub propan-butan) wraz z jednoczesną poprawą sprawności urządzeń grzewczych najprawdopodobniej będzie skutkowało wzrostem kosz-

tów paliwa. Przy przyjętych założeniach (tablica 5) będzie to o ponad 17% więcej w przypadku gazu ziemnego oraz ponad 50% w przypadku oleju opałowego. Jednak dokładna analiza ekonomiczna powinna być przeprowadzona indywidualnie dla konkretnego przypadku, z uwzględnieniem rzeczywistej sprawności kotła na węgiel kamienny oraz specyfiki zakładu.

Analiza została przeprowadzona tylko dla etapu produkcji pary grzewczej w kotle parowym, natomiast ograniczenie emisji gazów cieplarnianych na etapie produkcji etanolu może być realizowane również poprzez zakup energii elektrycznej o niskich wskaźnikach emisji oraz wylapywanie i zastępowanie CO₂ z fermentacji.

Omawiany powyżej przypadek zakłada samodzielność zakładu produkcyjnego. W przypadku zintegrowanego wytwórcy, dysponującego polem uprawnym i odpadami z produkcji rolniczej, istnieje możliwość dalszego obniżenia wskaźników emisji GHG oraz kosztów. Można to osiągnąć poprzez wykorzystanie np. osadek kolb kukurydzy jako paliwa grzewczego. Ekonomia zastosowania tego paliwa w przypadku suszarni ziarna została przedstawiona w [1]. Wyniki zaprezentowanych obliczeń wskazują, że zastosowanie osadek kolb kukurydzy jako paliwa pozwala na trzykrotne obniżenie kosztów produkcji energii. Jednost-

Tablica 4. Porównanie kosztów paliw kotłowych przy założeniu 90-proc. sprawności wszystkich kotłów parowych

Paliwo	Zapotrzebowanie na paliwo* [Mg, m ³]	Jednostkowa cena paliwa	Koszt w skali roku [zł]
Węgiel kamienny	39 152 501	0,755	29 560 138
Gaz ziemny	24 436 449	2,56	62 557 308
Olej opałowy	21 967 875	3,79	83 273 572
Biogaz	40 131 313	0,10	4 013 131
Propan- butan	18 661 782	4,00	74 647 127

* Dla gazu ziemnego i biogazu zapotrzebowanie wyrażono w m³, natomiast dla pozostałych paliw w Mg.

Tablica 5. Porównanie kosztów paliw kotłowych przy założeniu 50-proc. sprawności kotła węglowego oraz 90-proc. sprawności pozostałych kotłów parowych

Paliwo	Zapotrzebowanie na paliwo* [Mg, m ³]	Jednostkowa cena paliwa	Koszt w skali roku [zł]
Węgiel kamienny	70 474 501	0,755	53 208 248
Gaz ziemny	24 436 449	2,56	62 557 308
Olej opałowy	21 967 875	3,79	83 273 572
Biogaz	40 131 313	0,10	4 013 131
Propan-butan	18 661 782	4,00	74 647 127

* Dla gazu ziemnego i biogazu zapotrzebowanie wyrażono w m³, natomiast dla pozostałych paliw w Mg.

kowy koszt produkcji energii w przypadku stosowania tylko oleju opałowego wynosi 0,052 zł/MJ, natomiast włączenie osadku jako paliwa obniżyło tę wartość do 0,019 zł/MJ. Należy tu jednak zaznaczyć, że powyższe obliczenia zostały wykonane dla jednego zakładu, zajmującego się obróbką

ziarna, i nie mogą być w bezpośredni sposób przełożone na inne przedsiębiorstwa. Ocena efektywności ekonomicznej zastosowania odpadu, takiego jak np. osadki kolb kukurydzy, jako paliwa kotłowego, uwzględniająca specyfikę zakładu, powinna być przeprowadzona indywidualnie.

Wnioski

1. Wprowadzenie paliw ekologicznych, przy pozostawieniu sprawności urządzeń grzewczych na tym samym poziomie, w widoczny sposób obniża emisję generowaną na etapie produkcji (nawet do 40%), natomiast już w przypadku wartości emisji uwzględniających cały cykl życia etanolu obniżenie to nie jest znaczące (maksymalnie do 7,6%).
2. Widoczny efekt obniżenia emisji GHG w całym cyklu życia można osiągnąć poprzez jednoczesne wprowadzenie paliw ekologicznych i poprawę sprawności urządzeń grzewczych.
3. Najkorzystniejszym rozwiązaniem, zarówno pod względem ekonomicznym, jak i redukcji emisji GHG, jest stosowanie biogazu jako paliwa grzewczego.
4. Wykorzystanie odpadów poprodukcyjnych, takich jak np. osadki kolb kukurydzy, pozwala nie tylko na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, ale także może poprawić ekonomiczność produkcji.
5. Ze względu na duże zróżnicowanie technologii produkcji etanolu ocena efektywności poszczególnych sposobów obniżania emisji GHG dla etapu produkcji, z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych, powinna być wykonana indywidualnie dla danego zakładu produkcyjnego.

Literatura

- [1] Bieniek J., Sawko Ł., Molendowski F., Dańczuk P., Kwietniak K.: *Analiza ekonomiczna wykorzystania osadku kolb kukurydzy jako paliwa alternatywnego*. „Inżynieria Rolnicza” 2011, nr 9 (134).
- [2] Black M. J., Whittaker C., Hosseini S. A., Diaz-Chavez R., Woods J., Murphy R. J.: *Life Cycle Assessment and sustainability methodologies for assessing industrial crops, processes and end products*. „Industrial Crops and Products” 2011, vol. 34, s. 1332–1339.
- [3] Dudek J.: *Wykorzystanie biogazu ze składowisk odpadów komunalnych do celów energetycznych*. www.inig.pl/hercules/reports/Firstyear/files/WP9-3.pdf.
- [4] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG*.
- [5] Goldemberg J., Coelho S. T., Guardabassi P.: *The sustainability of ethanol production from sugarcane*. „Energy Policy” 2008, vol. 36, s. 2086–2097.
- [6] Kaliyan N., Morey R. V., Tiffany D. G.: *Reducing life cycle greenhouse gas emissions of corn ethanol by integrating biomass to produce heat and power at ethanol plants*. „Biomass and Bioenergy” 2011, vol. 35, s. 1103–1113.
- [7] Mruk M.: *DDGS Dried Distillers Grain with Solubles*. www.ddgs.com.pl/files/DDGS%20Prezentacja.pdf, dostęp: lipiec 2012 r.
- [8] *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2009 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2012*. www.kobize.pl/materialy/download/WO_WE_rok_2009.pdf, dostęp: lipiec 2012 r.
- [9] www.ar.krakow.pl/tz/ktfimt/dydaktyka/materialy/Gewis%20zaoczni/energetyka_1.pdf, dostęp: lipiec 2012 r.
- [10] www.food-info.net/pl/products/sugar/prodcane.htm, dostęp: lipiec 2012 r.
- [11] www.mi.gov.pl/files/0/1791041/ETANOLJAKOODNAWIALNERDOENERGII.pdf, dostęp: lipiec 2012 r.
- [12] www.viessmann.pl/etc/medialib/internet-pl/pdf_documents/zeszyty_fachowe.Par.16881.File.File.tmp/ViessmannZF-Kotlyparowe200802.pdf, dostęp: lipiec 2012 r.
- [13] www.zgp.org.pl, dostęp: lipiec 2012 r.
- [14] Wyman Ch. E.: *Handbook on Bioethanol: Production and Utilization*. Taylor & Francis 1996.



Mgr inż. Jan LUBOWICZ – kierownik Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych INiG. Specjalizuje się w zakresie technologii paliw ciekłych, a szczególnie paliw do silników z zapłonem samoczynnym, paliw do turbinowych silników lotniczych oraz w zakresie rafineryjnych wodorowych procesów katalitycznych. Autor wielu patentów, projektów i prac badawczych.



Mgr inż. Delfina ROGOWSKA – starszy specjalista badawczo-techniczny, zastępca Kierownika Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie. Zajmuje się tematyką: LPG, technologii benzyn silnikowych zawierających biokomponenty, a także oceną emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw silnikowych.