



Biomasa jako źródło energii elektrycznej i ciepła

BROSZURA INFORMACYJNA



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Umwelt
Bundesamt



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

ECOFYS

© Ecofys 2017 we współpracy z Instytutem Jagiellońskim

Niniejszy projekt utworzony został przez Doradczy Program Wsparcia Niemieckiego Federalnego Ministerstwa Środowiska (AAP) w celu ochrony środowiska w krajach Środkowej i Wschodniej Europy, Kaukazu i Azji Środkowej, oraz innych krajów sąsiadujących z Unią Europejską. Autorzy ponoszą odpowiedzialność za treść niniejszej publikacji.



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit



Biomasa jako źródło energii elektrycznej i ciepła

BROSZURA INFORMACYJNA

Część I- **Biomasa jako źródło energii
elektrycznej i ciepła**
- **Instrumenty polityki i zmiany na rynku**
Autor: Matthias Spöttle (Ecofys)

Część II- **Biomasa jako źródło energii
elektrycznej i ciepła**
– **Instrumenty polityki i zmiany na rynku**
Autor: dr Christian Schnell (Instytut Jagielloński)

Kluczowe informacje

Część I

Autor: Matthias Spöttle
(Ecofys)

4

Bioenergia rozwinęła się w Niemczech gwałtownie i jest aktualnie drugim największym źródłem odnawialnej energii elektrycznej w kraju. Od 2007 roku liczba instalacji wykorzystujących biomasę wzrosła ponad dwukrotnie a moc zainstalowana odpowiednio ponad trzykrotnie. Ten wzrost wsparła także niemiecka Ustawa o odnawialnych źródłach energii (EEG) zapewniając fundusze na produkcji energii odnawialnej.

Wraz z popularyzacją bioenergii toczyła się również debata nad wpływem bioenergii na środowisko. Prowadzone są polityczne i publiczne dyskusje dotyczące wykorzystywania upraw żywności na produkcji energii i o zwiększaniu terenu pod bioenergię. W przeciwieństwie do energii wiatrowej i słonecznej surowiec dostępny na bioenergię także jest ograniczony, podczas gdy biomasę można wykorzystać na różne sposoby np. żywność, energia i wykorzystanie materiału.

W EEG 2017 niemiecki rząd ustalił priorytety dla dalszego rozwoju w branży pozyskiwania elektryczności ze źródeł odnawialnych z rocznym wzrostem na aukcje biomasy na poziomie 150 MW do roku 2019. Priorytetyzacja jest wynikiem ugody politycznej. Według niemieckiego przemysłu bioenergetycznego finansowanie instalacji wykorzystujących biomasę w EEG 2017 jest ustalone w taki sposób, że nowym zakładom ciężko jest działać w opłacalny sposób. Istniejące zakłady działające na odpadach i pozostałościach będą jednak nadal zarabiać.¹

Niemiecki rząd planuje nakierować zastosowanie biomasy, w przypadku braku innych opcji dekarbonizacji, i w najbardziej korzystny dla systemu energetycznego sposób np. paliwo lotnicze i okrętowe oraz zastosowanie w efektywności energetycznej. Biomasa na dostawy energii powinna być zawsze generowana w elektrociepłowni, gdzie będzie najbardziej wydajna. Ponadto biomasa odgrywa ważną rolę jako elastyczne źródło energii odnawialnej bilansując wahania energii wiatrowej i słonecznej.²

1. Erste Bewertung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2017), Bioenergie Verbände und Deutscher Bauernverband, July 2016.
2. Impulspapier, Strom 2030, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, September 2016.

Część II

Autor: dr Christian Schnell
(Instytut Jagielloński)

Opalanie biomasą jest w Polsce główną technologią produkcji energii elektrycznej i ciepłej OZE z produkcją 7,0 do 9,5 TWh elektryczności rocznie, jednak ze znacznym spadkiem produkcji w 2016 roku z powodu częściowego wyłączenia współspalania węgla i biomasy stałej. Produkcja energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem biogazu generuje 1,0 TWh prądu rocznie, natomiast połowa tej produkcji jest generowana przez biogazownie rolnicze. Niepewność przepisów niemal zatrzymała projekt rozbudowy instalacji biomasowe kilka lat temu, mimo że powyższe technologie są polecane do zbilansowania zależnych od pogody źródeł OZE, takich jak farmy wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne. Opalanie biomasą i jej gazyfikacja wywierają duży wpływ na tworzenie miejsc pracy głównie na obszarach wiejskich i wzmagają rozwój wysokoinnowacyjnych technologii - w przypadku inwestycji typu greenfield.

Biomasa jest także kluczowa dla dalszej produkcji niskoemisyjnego ciepła. Polska jest zobowiązana do wyłączenia około 15 GW mocy cieplnej z instalacji

z zainstalowaną mocą od 200 do 500 MW do końca 2023 roku i około 10 GW mocy cieplnej z instalacji z zainstalowaną mocą od 20 do 200 MW do końca 2022 roku w przypadku, gdy te najczęściej opalane węglem (elektro-)ciepłowni nie będą zastosowane w nowych standardach emisji (BREF).

Chociaż UE dodatkowo wdraża ograniczenia stosowania drewna do produkcji energii, zmiany gruntów pod uprawy na produkcję energii i dodatkowo ograniczają ilość odpadów komunalnych wykorzystywanych do produkcji energii ze względu na cele recyklingu w UE, dostępna ilość biomasy stałej na produkcję energii jest wystarczająca.

Można także stosować dostępną biomasę płynną do produkcji biometanu (i jego uszlachetnienie), który aktualnie nie jest dostarczany do sieci gazowych. To zastosowanie pozwoli zastąpić import gazu ziemnego, a tym samym zwiększa niezależność energetyczną Polski.

Spis treści

**Część I:
Biomasa na dostawę energii
elektrycznej i ciepła w Niemczech
- Instrumenty polityki i zmiany
na rynku**

7

1.1	Wsparcie polityki	8
1.2	Przegląd rynku	10
1.3	Koszty	14
1.4	Redukcja gazów cieplarnianych	18
1.5	Zrównoważony rozwój	19

**Część II:
Biomasa na dostawę energii
elektrycznej i ciepła w Polsce
- Instrumenty polityki i zmiany
na rynku**

20

2.1	Przegląd	21
2.2	System wsparcia na produkcję energii elektrycznej (i ciepła) z biomasy i biogazu	24
2.3	Dostępna biomasa stała do produkcji energii elektrycznej i ciepła	29
2.4	Produkcja metanu z biomasy płynnej	32
2.5	Odpady biodegradowalne	33

**Część III:
Bibliografia**

35

Część I:
Biomasa jako źródło
energii elektrycznej i ciepła
- Instrumenty polityki i zmiany na rynku

Autor: Matthias Spöttle (Ecofys)

1.1 Wsparcie polityki

W lipcu 2016 roku niemiecki rząd znowelizował Ustawę o odnawialnych źródłach energii (EEG).
Celem EEG jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

8

W lipcu 2016 roku niemiecki rząd znowelizował Ustawę o odnawialnych źródłach energii (EEG). Celem EEG jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wszystkie liczby w przepisie odnoszą się zatem wyłącznie do produkcji energii elektrycznej. Operatorzy instalacji OZE, które otrzymały fundusze zgodnie z EEG nie mogą otrzymać finansowania zgodnie z Ustawą o skojarzonym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej.³ Ze względu na zwiększenie finansowania operatorzy biomasy zdecydują się na finansowanie przez EEG. Od 2017 roku wsparcie operacyjne technologii energii odnawialnej będzie licytowane. Te licytacje będą pokrywać 80% nowobudowanych instalacji. Oznacza to, że przyszłe finansowanie odnawialnego źródła energii będą określone przez rynek, a nie przez rząd. Niemcy chcą zatem zapewnić zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych w kontrolowanym tempie i przy niskich kosztach.

Dla bioenergii rocznie licytowane będzie 150 MW mocy od 2017-2019 roku, a następnie do 200 MW w okresie od 2020 do 2022. Oferty będą mogły składać wyłącznie nowe instalacje z mocą instalowaną ponad 150 kW i maksymalnie 20 MW. Wszystkie istniejące instalacje na biomasę, także te poniżej 150 kW mogą składać oferty w celu umożliwienia im dalszego działania po zakończeniu wcześniejszego finansowania przez EEG. Dalsze wymogi odnoszące się do uczestnictwa stanowią, że instalacje wykorzystujące biomasę muszą być w stanie generować energię elektryczną w sposób elastyczny, w oparciu o zapotrzebowanie. Korzystanie z kukurydzy i ziaren zbóż jest ograniczone do 50% i będzie zmniejszane do 47% od 2019 roku.

Poniżej przedstawione są różne progi cenowe dla ofert nowych instalacji w zależności od zainstalowanej mocy i surowca. Progi cenowe zmniejszają się o 1% rocznie.

Tabela 1 | **PROGI CENOWE DLA OFERT NA BIOENERGIĘ W 2017 ROKU**
ŹRÓDŁO: ECOFYS

SUROWIEC / ŚCIEŻKA	PRÓG CENOWY	ZAINSTALOWANA MOC
BIOMASA WEDŁUG ROZPORZĄDZENIA O BIOMASIE	113.32 ct/kWh	≤ 150 kW
	11.49 ct/kWh	≤ 500 kW
	10.29 ct/kWh	≤ 5 MW
	5.71 ct/kWh	≤ 20 MW
FERMENTACJA ODPADÓW I POZOSTAŁOŚCI	14.88 ct/kWh	≤ 500 kW
	13.05 ct/kWh	≤ 20 MW
FERMENTACJA GNOJOWICY (MAKS. 80% GNOJOWICY)	23.14 ct/kWh	≤ 75 kW

Zdaniem przedstawicieli niemieckiego przemysłu bionergetycznego maksymalna cena 14,88 ct/kWh jest niewystarczająca dla rentowności i wymaga od operatorów instalacji szukania dalszych źródeł przychodu.

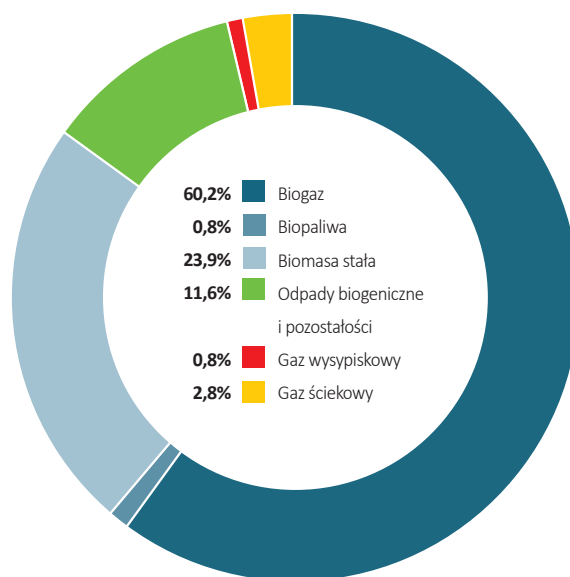
Dodatkowo wprowadzono bonusy za elastyczność dla zakładów wykorzystujących biogaz, czyli 40 euro/kW mocy zainstalowanej rocznie dla nowych zakładów i 130 euro/kW mocy zainstalowanej rocznie dla istniejących zakładów uruchomionych przed sierpniem 2014 roku. Bonus za elastyczność ma na celu nagradzanie instalacji bionergetycznych za regulację w dół w celu uniknięcia zagęszczenia systemu elektroenergetycznego, ale także za produkcję energii odnawialnej w okresie bez produkcji prądu z wiatru lub słońca.

Finansowanie jest ograniczone do 50% ceny ofertowej dla instalacji wykorzystujących biogaz i do 80% dla instalacji przetwarzających biomasę stałą. Oferty muszą być złożone w zapieczętowanej kopercie do Bundesnetzagentur, Niemieckiej Agencji Elektryczności i Gazu, do 1 września. Bundesnetzagentur sortuje wszystkie odpowiednie oferty rozpoczynając od najniższej aż do osiągnięcia maksymalnego rocznego wolumenu. Zwycięscy oferenci otrzymają finansowanie zgodnie ze swoimi ofertami na 20 lat.⁴ Pierwsze licytacje na bioenergię będą miały miejsce we wrześniu 2017 roku.

4. Ustawa o odnawialnych źródłach energii, http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D__1478173518392

1.2 Przegląd rynku

Rys. 1 | **PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z BIOMASY W NIEMCZACH W 2015 ROKU**
ŹRÓDŁO: BMWI, AGEE-STAT, LUTY 2016

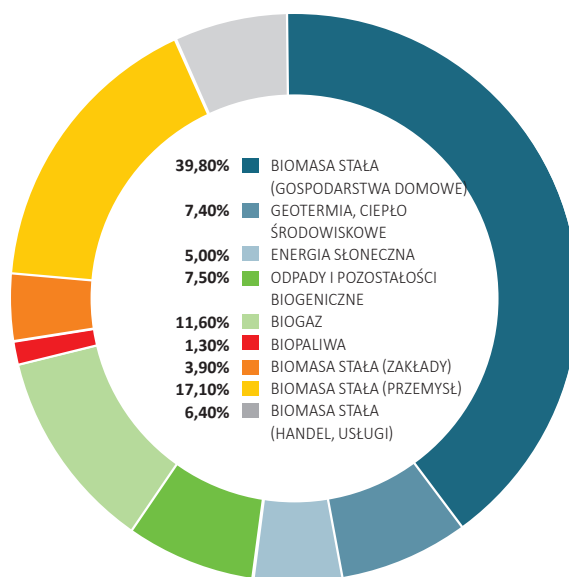


W 2015 roku biomasa była drugim największym źródłem energii odnawialnej w Niemczech (po wietrze) z udziałem wynoszącym 26,8% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w sumie do 50,3 TWh . Większość bioenergii wyprodukowano z biogazu.

W 2015 roku biomasa była drugim największym źródłem energii odnawialnej w Niemczech (po wietrze) z udziałem wynoszącym 26,8% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w sumie do 50,3 TWh . Większość bioenergii wyprodukowano z biogazu.

Rys. 2

DOSTAWY CIEPŁA Z ENERGII ODNAWIALNEJ W NIEMCZECH 2015
SOURCE: BMWI, AGEE-STAT, LUTY 2016



Produkcowanie energii elektrycznej z odpadów biomasy i pozostałości jest dość ograniczone i wynosi tylko 11,6%. Należy zauważyć, że większość odpadów i pozostałości rolniczych mieści się w kategorii biogazu. Odpad celulozowy i pozostałości są także stosowane jako kompost. Odpady spożywcze i pozostałości, jak zużyty olej spożywczy, są głównie stosowane jako surowiec do produkcji biodiesla. (Płynne) biopaliwa stosuje się najczęściej w transporcie, jako że koszt surowca jest zbyt wysoki na produkcję energii elektrycznej.

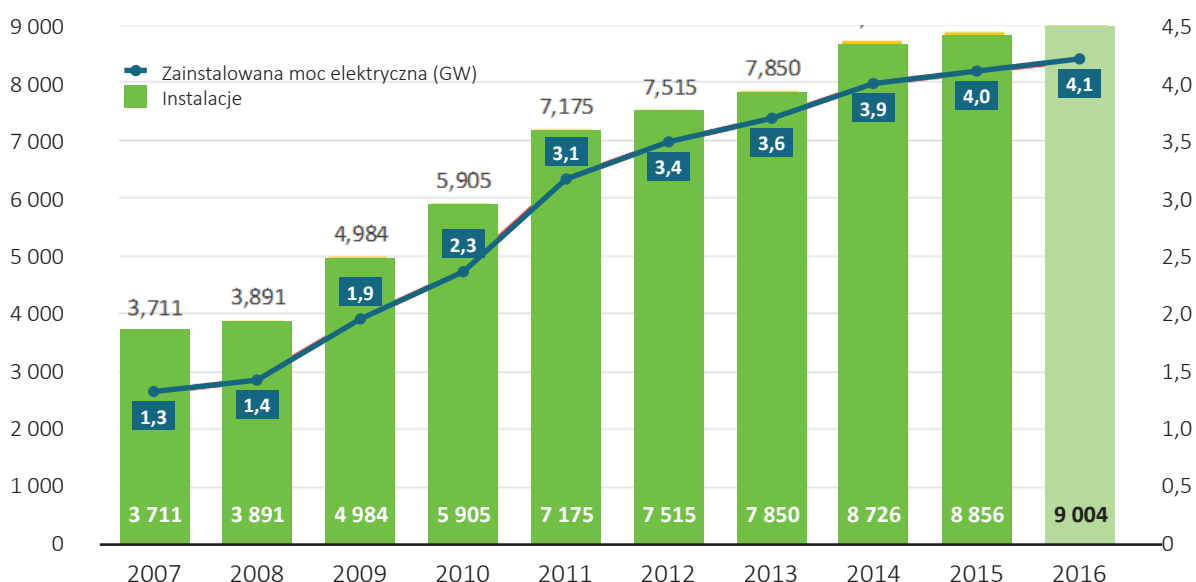
Dla dostaw ciepła biomasa była dominującym źródłem energii odnawialnej z udziałem 87,6% w 2015 roku w Niemczech. Większość ciepła opartego na biomase jest produkowana w gospodarstwach domowych z użyciem biomasy drewnianej, a nie przez dedykowane instalacje bioenergetyczne.

Instalacje bioenergetyczne dostarczające ciepło do stron trzecich stanowią 16,8%, gdzie zakłady biogazowe posiadają największy udział.

Od 2007 roku rynek surowca instalacji biogazowych w Niemczech wzrósł ponad dwukrotnie a moc zainstalowana wzrosła z 1,3 GW do 4,1 GW. Zwiększona moc zainstalowana jest związana z udoskonalaniem istniejących instalacji biogazowych w celu poprawy możliwości elastycznej pracy. Ponad 90% instalacji biogazowych stanowią elektrociepłownie, są więc zatem zaangażowane w produkcję ciepła.

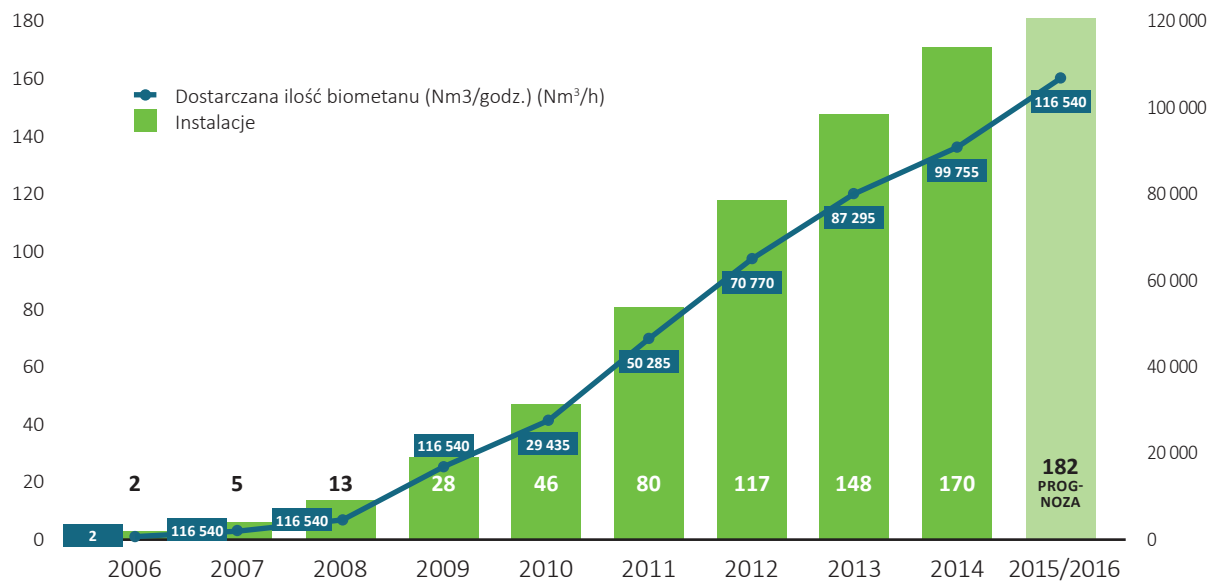
Rys. 3

ROZWÓJ INSTALACJI BIOGAZOWYCH W NIEMCZECH
SOURCE: FACHVERBAND BIOGAS, 2016



Nastąpił także znaczny wzrost liczby instalacji biometanowych z 2 w 2006 roku do 170 w 2014 i 182 w 2015/2016. Różnica pomiędzy biogazem a biometanem jest szczegółowo opisana na stronie 10.

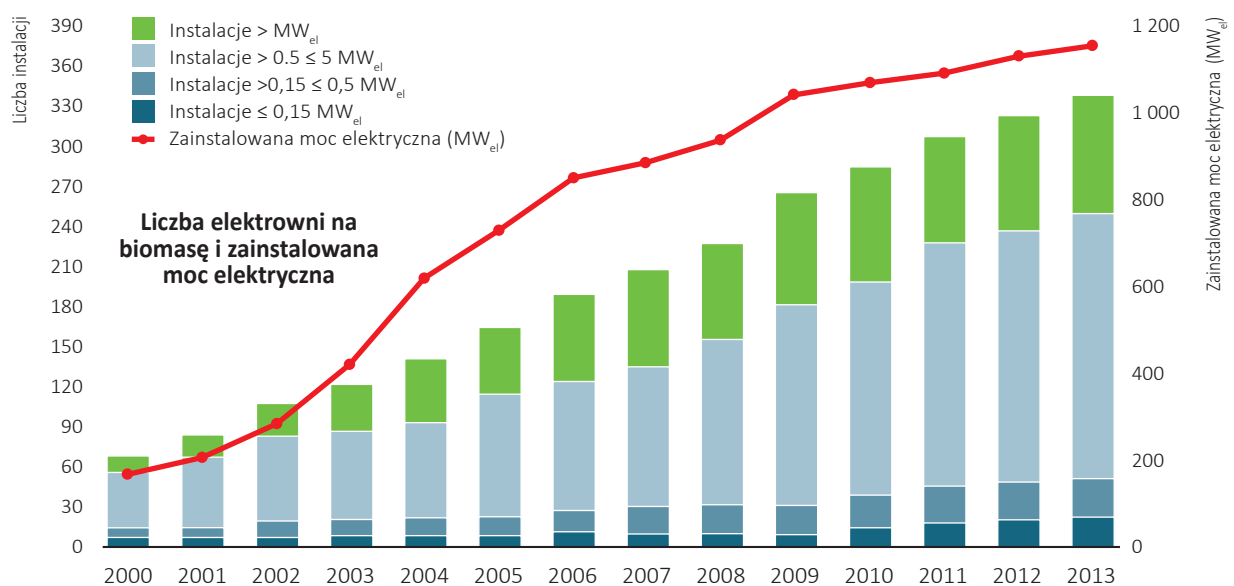
Rys. 4 | **ROZWÓJ INSTALACJI BIOMETANOWYCH W NIEMCZECH**
ŹRÓDŁO: FNR, 2015



Porównując z łączną liczbą instalacji biogazowych, liczba instalacji biometanowych jest dość ograniczona. Wzrost jest napędzany potrzebą dostępu do dalszych rynków nie znajdujących się w pobliżu instalacji. Jednak obecnie brakuje plan wsparcia dla produkcji biometanu.

Surowiec instalacji na biomasę stałą zwiększył się pięciokrotnie w latach 2003-2013.

Rys. 5 | **SUROWIEC INSTALACJI NA BIOMASĘ STAŁĄ**
ŹRÓDŁO: DBFZ 2014



1.3 Koszty

W tym rozdziale przedstawione są średnie inwestycje (CAPEX) oraz koszty eksploatacji i konserwacji (OPEX) pokrywające wszystkie koszty robocze instalacji biogazowych i na biomasę stałą.

Biogaz

Głównym dochodem instalacji biogazowych w Niemczech była produkcja energii elektrycznej, ponieważ gwarantuje to zabezpieczenie przychodu z uwagi na Ustawę o odnawialnych źródłach energii EEG. Koszt produkcji energii elektrycznej w centach w KWh stanowi ważny punkt oceny opłacalności instalacji biogazowego.

Sprzedaż ciepła jest bardziej problematyczna, szczególnie wtedy, gdy instalacje biogazowe nie znajdują się w pobliżu potencjalnych konsumentów. Zapotrzebowanie konsumentów na ciepło zmienia się diametralnie w ciągu roku a nadwyżka produkcji ciepła instalacji biogazowej jest odwrotna do zapotrzebowania. Około 25% ciepła potrzeba do podgrzania fermentora.⁶

Koszty inwestycyjne instalacji biogazowych

Typowe koszty inwestycyjne na kW energii elektrycznej dla instalacji biogazowej, wliczając zmniejszenie skojarzonego ciepła i mocy ze zwiększeniem zainstalowanej mocy.

Tabela 2 | **ŚREDNIE KOSZTY INWESTYCYJNE INSTALACJI BIOGAZOWYCH W NIEMCZECH**
ŹRÓDŁO: FACHVERBAND BIOGAS 2016, *FNR, LEIFADEN BIOGAS, 2016

ZAINSTALOWANA MOC	CENA €/kW _{el}	CAŁKOWITA ŚREDNIA CENA
75 kW	8,000	600,000 €
150 kW	6,500	975,000 €
500 kW	4,600	2,300,000 €
750 kW	4,000	3,000,000 €
1 MW	3,600	3,600,000 €
400 M³/h (BIOMETAN)*	bz	4,700,000€

7. Silage refers to plants which are completely used as a feedstock for biogas production, i.e. grass, maize or cereals.

Koszty eksploatacyjne i konserwacyjne biogazu

Dla obliczenia kosztów eksploatacyjnych i konserwacyjnych (OPEX) stosuje się modelową instalację biogazu z predefiniowanym koszykiem surowca. Małe instalacje biogazowe do 75 kW budują zazwyczaj rolnicy wykorzystujących pulpę z hodowli zwierząt, natomiast duże instalacje biogazowe mieszają gnojowicę i kiszonkę.

Dokonano kilku założeń w celu obliczenia kosztów modelowych instalacji biogazowych. Poniżej przedstawiono najważniejsze punkty:

- Instalacje biogazowe pracują przez 8 000 godzin rocznie.
- Własne zużycie mocy instalacji wynosi 6,5-8% produkowanej mocy, w zależności od rozmiaru.
- Wydajność wynosi 38% dla małych i średnich instalacji do 42% dla dużych instalacji.
- 45% produkowanego ciepła można wykorzystać wewnątrz. Gdy ponad 60% surowca stanowi gnojowica, wewnątrz można wykorzystać 20% produkowanego ciepła.

OPEX instalacji biogazowych składa się z następujących elementów:

- Koszty zmienne
 - o Koszty surowca znacznie się różnią, ale mogą stanowić do 60% łącznych kosztów instalacji biogazowej. Gnojowica jest bezkosztowa, jako że instalacja biogazowa znajduje się zazwyczaj w tym samym miejscu, co hodowla zwierząt. Koszt silosowania wynosi do 28 euro/tonę świeżego materiału dla silosowania trawy, do 31 euro/tonę dla silosowania zbóż i 32 euro/tonę dla silosowania kukurydzy.
 - o Materiały eksploatacyjne to wszystkie materiały stosowane do eksploatacji instalacji (moc, olej smarowy, diesel itp.).
 - o Koszty konserwacyjne i naprawcze
 - o Analiza laboratoryjna
 - o Koszty odsetek

- Koszty stałe
 - o Amortyzacja
 - o Kapitał odsetkowy
 - o Ubezpieczenie
 - o Koszty personelu

- Koszty ogólne

Poniżej przedstawiona jest modelowa instalacja biogazowa według OPEX z określonym koszykiem surowcowym. Należy zauważyć, że koszty rzeczywiste dla instalacji biogazowych mogą być większe lub mniejsze. Szczególnie koszty surowcowe, godziny pełnego obciążenia rocznie i wydajność są ważnymi środkami zmniejszenia OPEX.

Koszt surowca stanowi od 16% (instalacja 75 kW) względnie do 48% (instalacja 1 MW) kosztów całkowitych. Koszty produkcji energii elektrycznej są powyżej progu cenowego według Ustawy o źródłach energii odnawialnej z 2017 r. (EEG 2017), tak więc skupienie się na produkcji energii elektrycznej nie jest zyskowne. Tylko istniejące instalacje biogazowe stosujące biodegradowalny odpad i pozostałości będą mogły działać wyłącznie z wynagrodzeniem EEG 2017, inne instalacje będą musiały znaleźć dodatkowe źródła przychodu.

Oprócz wynagrodzenia za produkowanie energii elektrycznej operatorzy instalacji biogazowej mogą żądać bonusu za elastyczność za dostawy warunkowane zapotrzebowaniem. Cena ciepła waha się znacznie w zależności od regionu w przeliczeniu od 2 ct do 6 ct/kWh.

Aby były zyskowne, instalacje biogazowe w Niemczech muszą przejść z silosowania do zwiększonego wykorzystywania odpadów i pozostałości biogenicznych.

7. Kiszonka odnosi się do roślin wykorzystywanych w całości jako surowiec do produkcji biogazu np. trawa, kukurydza lub zboża.

Tabela 3

KOSZTY EKSPLOATACYJNE I KONSERWACYJNE INSTALACJI BIOGAZOWYCH

ŹRÓDŁO: FNR, BIOGAS LEITFADEN, 2016

KOSZT €/ROK	75 KW 80% GNOJOWICA, 20% SIŁOSOWANIE	150 KW 30% GNOJOWICA, 70% SIŁOSOWANIE	250 KW 20% GNOJOWICA, 80% SIŁOSOWANIE	500 KW 20% GNOJOWICA, 80% SIŁOSOWANIE	750 KW 20% GNOJOWICA, 80% SIŁOSOWANIE	1 MW 100% SIŁOSO- WANIE	BIOMETAN 400M ³ /GODZ. 100% SIŁOSO- WANIE
Koszty zmienne							
Surowiec	85,100	85,100	162,530	310,904	458,582	622,413	664,110
Materiały eksploatacyjne	39,876	39,876	34,201	62,910	103,078	143,683	186,717
Konserwacja	48,704	48,704	58,111	84,923	107,522	124,823	103,491
Analiza laboratoryjna	300	300	300	300	300	300	300
Koszty odsetkowe	579	579	849	1,529	2,231	2,970	3,181
Podsuma	174,559	174,559	255,991	460,566	671,713	894,189	957,799
Koszty stałe							
Amortyzacja	89,336	89,336	104,703	169,242	224,759	261,476	315,168
Kapitał odsetkowy	20,102	20,102	29,282	47,755	63,168	73,581	97,785
Ubezpieczenie	4,885	4,885	7,081	11,479	15,143	17,571	23,546
Koszt personelu	12,146	12,146	14,331	18,116	20,852	22,962	26,073
Podsuma	126,469	126,469	155,397	246,592	323,922	375,590	462,572
Koszty ogólne	761	761	2,485	4,982	7,562	10,067	10,560
ŁĄCZNIE	301,789	301,789	413,873	712,139	1,003,197	1,279,846	1,430,931
Koszty produkcji energii elektrycznej ct/kWh _{el}	29.76	24.19	19.92	17.07	15.81	15.13	Koszt produkcji gazu w sieci 7.93

Aktualnie odnawialny, certyfikowany biometan wprowadzany do sieci w jednym kraju członkowskim może być klasyfikowany jako odnawialny i jako biometan, gdy jest stosowany w danym kraju członkowskim.

Modernizacja do produkcji biometanu

Innym sposobem na zachowanie rentowności instalacji biogazowych jest przejście na produkcję biometanu – produktu, który można stosować w różnoraki sposób np. do produkcji ciepła, prądu lub paliw transportowych. Nie istnieje plan wsparcia modernizacji biogazowni na biometan. Z uwagi na możliwe wprowadzenie do sieci gazowej biometanu można transportować na długich dystansach, jednak występują ograniczenia administracyjne i prawne dla transportu transgranicznego. Aktualnie odnawialny, certyfikowany biometan wprowadzany do sieci w jednym kraju członkowskim może być klasyfikowany jako odnawialny i jako biometan, gdy jest stosowany w danym kraju członkowskim. Brakuje system łańcucha dostaw (odnawialnego) biometanu na poziomie UE w celu zweryfikowania, czy materiał jest rzeczywiście (odnawialnym) biometanem. Jest on traktowany jak gaz ziemny. Przy braku przepisów wsparcia dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej, ceny muszą być negocjowane pomiędzy producentem a konsumentem.

Biometan jest 100% źródłem energii odnawialnej produkowanym poprzez rozkład (fermentacja beztlenowa odbywająca się przy braku tlenu i w obecności mikrobów) materii organicznej, jak materiały roślinne, odpady ściekowe, nawóz zwierzęcy, odpady organiczne jak słoma, odpady przemysłowe itp. Proces rozkładu materii organicznej w beztlenowym środowisku produkuje biogaz, mieszaną metanu i dwutlenku węgla, który na późniejszym etapie może przyjąć formę biometanu. Proces przemiany obejmuje oczyszczanie biogazu w celu zoptymalizowania uzysku biometanu. Jedną z najczęściej stosowanych technologii przemiany jest adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA), oddzielająca CO₂ od biometanu poprzez adsorpcję na powierzchni przy podniesionym ciśnieniu.

Ecofys obliczył cenę produkcji biometanu w Niemczech w oparciu o średnie parametry w Europie. Do obliczeń kosztów modernizacji przyjęto następujące parametry:

- Cena biogazu 0,05 €/kWh (0,25 €/m³),
- Jako główną technologię zastosowano adsorpcję zmiennociśnieniową,
- Czystość metanu w biometanie wynosiła co najmniej 97%.

Obliczenia kosztowe modernizacji biogazu do biometanu przeprowadzono z zastosowaniem oprogramowania – kalkulatora biometanu, opracowanego przez Uniwersytet Techniczny w Wiedniu. W oparciu o powyższe parametry koszt przetwarzania biogazu w biometan w Niemczech wyniósł 0,095 €/kWh metanu (0,946 €/m³ lub 1,33 €/kg metanu), biorąc pod uwagę dolne wartości grzewcze metanu. Łączne koszty inwestycji oszacowano na średnio 1,6 miliona euro, co uwzględnia modernizację jednostki, koszt rurociągu i wprowadzania do sieci. Z uwagi na ekonomię skali cena będzie niższa dla większych instalacji.

Instalacje na biomasę stałą

Bardzo ciężko jest oszacować średnie koszty instalacji na biomasę stałą z uwagi na różne opcje technologiczne i różnorodność surowca, np. odpady żywnościowe, świeże drewno, pozostałości z leśnictwa i rolnicze. W oparciu o wywiady przeprowadzone z niemieckim Fachverband Holzenergie, przedstawiono poniżej CAPEX i OPEX dla dwóch przykładowych instalacji wykorzystujących biomasę stałą.

Koszty inwestycyjne instalacji stosujących biomasę stałą

Instalacja na biomasę przetwarzająca świeże drewno jest droższa niż instalacja przetwarzająca odpad drewniany. Koszt podłączenia do systemu grzewczego dodaje 1 000 euro/metr rurociągu.

Tabela 4

KOSZTY INWESTYCYJNE PRZYKŁADOWYCH INSTALACJI STOSUJĄCYCH BIOMASĘ STAŁĄ W NIEMCZECH

MOC ZAINSTALOWANA	SUROWIEC	CENA €/MWEL	CAŁKOWITA ŚREDNIA CENA
1 MW	Świeże drewno	4,000,000	4,000,000
5 MW	Odpad drewniany	3,000,000	15,000,000

Koszty eksploatacyjne i konserwacyjne instalacji stosujących biomasę stałą

Poniższa tabela przedstawia OPEX i szacowany obrót trzech przykładowych instalacji na biomasę stałą:

1. instalacja 5 MW pracujący na odpadzie drewnianym z dostawą ciepła, generujący 25 000 MWhel rocznie.
2. instalacja 5 MW pracujący na odpadzie drewnianym bez dostawy ciepła, generujący 36 000 MWhel rocznie.
3. instalacja 1 MW pracujący na świeżym drewnie z dostawą ciepła, generujący 6 000 MWhel rocznie.

Tabela 5

OPEX I OBROTY PRZYKŁADOWYCH INSTALACJI NA BIOMASĘ STAŁĄ ŹRÓDŁO: FACHVERBAND HOLZENERGIE

KOSZT 1,000€/ROCZNIE	5 MW, ODPAD DREWNIANY Z DOSTAWĄ CIEPŁA	5 MW, ODPAD DREWNIANY	1 MW, ŚWIEŻE DREWNO Z DOSTAWĄ CIEPŁA
Koszty zmienne			
Surowiec	850	750	550
Konserwacja	750	450	200
Materiały eksploatacyjne	450	225	200
Podsuma	2,050	1,425	950
Koszty stałe			
Amortyzacja	1,000	800	250
Koszt personelu	700	450	200
Wynajem, ubezpieczenie, usługi serwisowe	450	225	200
Podsuma	2,150	1,475	650
ŁĄCZNY koszt	4,200	2,900	1,600
Obrót cieplny	2,500		1,100
Obrót produkcji energii elektrycznej	2,250	3,500	800

Te koszty są tylko przybliżonymi szacunkami. W rzeczywistości koszty będą w znacznym stopniu zależne od cen surowca, szczególnie w przypadku poważnych wahań cen odpadu drzewnego.

W EEG 2017 brak jest wynagrodzenia za energię elektryczną wytwarzaną poprzez przetwarzanie odpadu drzewnego. Instalacje na biomasę stałą celujące w finansowanie zgodne z EEG muszą zatem stosować świeże drewno odpadowe z leśnictwa lub rolnictwa.

1.4 Redukcja gazów cieplarnianych

Zwiększający się udział energii odnawialnej na niemieckim rynku energii elektrycznej i ciepła powoduje znaczną redukcję emisję gazów cieplarnianych (GHG). W 2015 roku dzięki zastosowaniu energii odnawialnej udało się uniknąć łącznie ekwiwalentu 156,1 miliona ton CO₂ emisji CO₂, gdzie udział bioenergii wynosił 36,5%. Redukcję CO₂ ocenia się poprzez ustalanie emisji końcowej

dostawy energii powstałej z energii odnawialnej w porównaniu do emisji z nośników kopalnych i energii jądrowej.

Poniższa tabela przedstawia szczegółowy przegląd redukcji emisji CO₂ dzięki bioenergii w Niemczech w 2015 roku.

Tabela 6

REDUKCJA EMISJI GHG DZIĘKI BIOENERGII W NIEMCZACH W 2015 ROKU
ŹRÓDŁO: FNR

REDUKCJA GHG W 1 000 T CO ₂ -ODP. NOŚNIK ENERGII	MOC	CIEPŁO	ŁĄCZNIE
Biomasa stała	13,173	33,611	46,784
Biopaliwa płynne*	159	369	528
Biogaz	10,418	3,310	13,728
Total	23,750	37,290	61,040

1.5 Zrównoważony rozwój

Aktualnie brak jest obowiązkowych kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy na cele wytwarzania ciepła i energii elektrycznej poza tymi dla biopaliw w transporcie. Propozycja UE nowelizacji Dyrektywy o energii ze źródeł odnawialnych (RED2) z listopada 2016 roku ma na celu rozszerzenie kryteriów zrównoważonego rozwoju dla wszystkich zastosowań energii z biomasy. Kryterium zrównoważonego rozwoju będzie rozszerzone w takim zakresie, aby uwzględniać biomasę i biogaz wykorzystywane do produkcji ciepła, chłodzenia i energii elektrycznej. Biogaz jest wyjęty z definicji biopaliw, ale wprowadzono nową kategorię „paliw pochodzących z biomasy”, oznaczającą gazowe i stałe paliwa produkowane z biomasy. Proponowany art. 26 stanowi, że kryterium zrównoważonego rozwoju musi dotyczyć instalacji powyżej 0,5 MW w przypadku paliw gazowych z biomasy, ale kraje członkowskie UE mogą wdrożyć kryterium także dla mniejszych instalacji. Ta propozycja będzie teraz tematem dyskusji pomiędzy Parlamentem Europejskim, Komisją Europejską i Radą Ministrów UE, tak więc końcowa wersja RED może się różnić.

W Niemczech toczy się intensywna debata nad zastosowaniem biomasy z upraw żywności do produkcji energii i o tak zwanym „Vermassung” w takim kontekście, że coraz więcej kukurydzy jako monokulturę hoduje się głównie na cele wytwarzania paliw.

W Niemczech toczy się intensywna debata nad zastosowaniem biomasy z upraw żywności do produkcji energii i o tak zwanym „Vermassung” w takim kontekście, że coraz więcej kukurydzy jako monokulturę hoduje się głównie na cele wytwarzania paliw. W 2015 kukurydzę uprawiano na 2,6 miliona hektarów, z czego 1,7 miliona hektarów uprawiano na paszę zwierzęcą, a 0,9 miliona hektarów (35%) na biogaz. Jest to lekki wzrost względem 2012, kiedy 31% całkowitej powierzchni kukurydzy wykorzystywano na biogaz. Oprócz aspektu kosztowego (np. wytwarzanie biomasy jest droższe niż ogniwa fotowoltaiczne lub wiatr), zrównoważony rozwój jest także kwestią ważną dla niemieckiego rządu. W tym samym czasie niemiecki rząd chce wykorzystać pozytywne aspekty bioenergii, tzn. możliwość dostarczenia elastycznej, ukierunkowanej na zapotrzebowanie energii oraz źródła stabilnej dostawy energii i różnorodność stosowanego surowca. EEG 2017 odzwierciedla tę pozycję poprzez podkreślanie stosowania odpadów biodegradowalnych i pozostałości, ale wdrażając także bonusy za elastyczność.



Część II: Biomasa jako źródło energii elektrycznej i ciepła - Instrumenty polityki i zmiany na rynku

Autor: dr Christian Schnell (Instytut Jagiellonski)

2.1 Przegląd

Polski udział OZE w produkcji energii także w 2015 roku nadal opierał się na biomasie stałej. Biopłyny, np. paliwa transportowe pierwszej generacji, są drugie pod względem udziału w produkcji energii OZE, jednak Polska nie produkuje biopaliw drugiej lub trzeciej generacji – jednakże biopaliwa na cele transportowe nie są przedmiotem niniejszych rozważań. Procent udziału energii z biogazu jest na względnie niskim poziomie. Udział produkcji energii z odpadów biodegradowalnych jest na bardzo niskim poziomie i wynosi poniżej 0,5%.

Polski udział OZE w produkcji energii także w 2015 roku
nadal opierał się na biomasie stałej

21

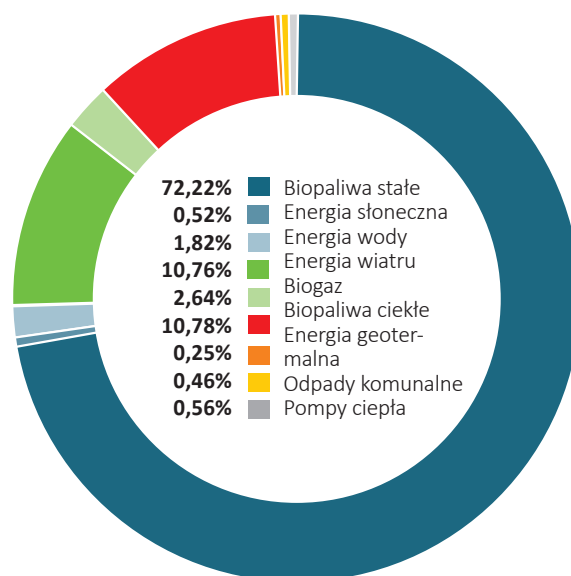
Tabela 7

PRODUKCJA ENERGII OZE W LATACH 2011-2015 WEDŁUG ŹRÓDEŁ W PROCENTACH
ŹRÓDŁO: GUS 2016

WYSZCZEGÓLNIENIE	2011	2012	2013	2014	2015
Biopaliwa stałe	84,89%	82,07%	79,88%	76,14%	72,22%
Energia słoneczna	0,17%	0,17%	0,29%	0,43%	0,52%
Energia wody	2,68%	2,06%	2,45%	2,31%	1,82%
Energia wiatru	3,68%	4,79%	6,03%	8,13%	10,76%
Biogaz	1,83%	1,97%	2,12%	2,56%	2,64%
Biopaliwa ciekłe	5,76%	7,96%	8,18%	9,18%	10,78%
Energia geotermalna	0,17%	0,19%	0,22%	0,25%	0,25%
Odpady komunalne	0,43%	0,38%	0,39%	0,45%	0,46%
Pompy ciepła	0,39%	0,41%	0,44%	0,55%	0,56%

Rys. 6

PRODUKCJA ENERGII OZE W 2015 ROKU WEDŁUG ŹRÓDEŁ W PROCENTACH
ŹRÓDŁO: GUS 2016



22

Większość produkcji energii z biomasy opiera się na indywidualnych gospodarstwach domowych spalających drewno i odpady drewniane, które oprócz spalania niskiej jakości węgla powodują poważne problemy jakościowe dla powietrza w Polsce z powodu niskich emisji.

Biomasa stała

Większość produkcji energii z biomasy opiera się na indywidualnych gospodarstwach domowych spalających drewno i odpady drewniane, które oprócz spalania niskiej jakości węgla powodują poważne problemy jakościowe dla powietrza w Polsce z powodu niskich emisji. Główny Urząd Statystyczny GUS dodaje każdą biomasę spalaną w polskich gospodarstwach domowych, nawet drewno w kominku, do celu OZE. Brak jest systemu monitoringu a obliczenia opierają się na badaniu przeprowadzanym co trzy lata. Najnowsze badanie zostało wykonane w styczniu 2016 roku na grupie około 5 tysięcy respondentów (z niemal 13,6 milionów gospodarstw domowych w Polsce). Udział zużycia biomasy stałej (do ogrzewania) spadł z 70,38% w 2011 do 66,27% w 2015 roku, natomiast udział biomasy stałej w produkcji energii w sektorze energetycznym odpowiednio wzrósł.

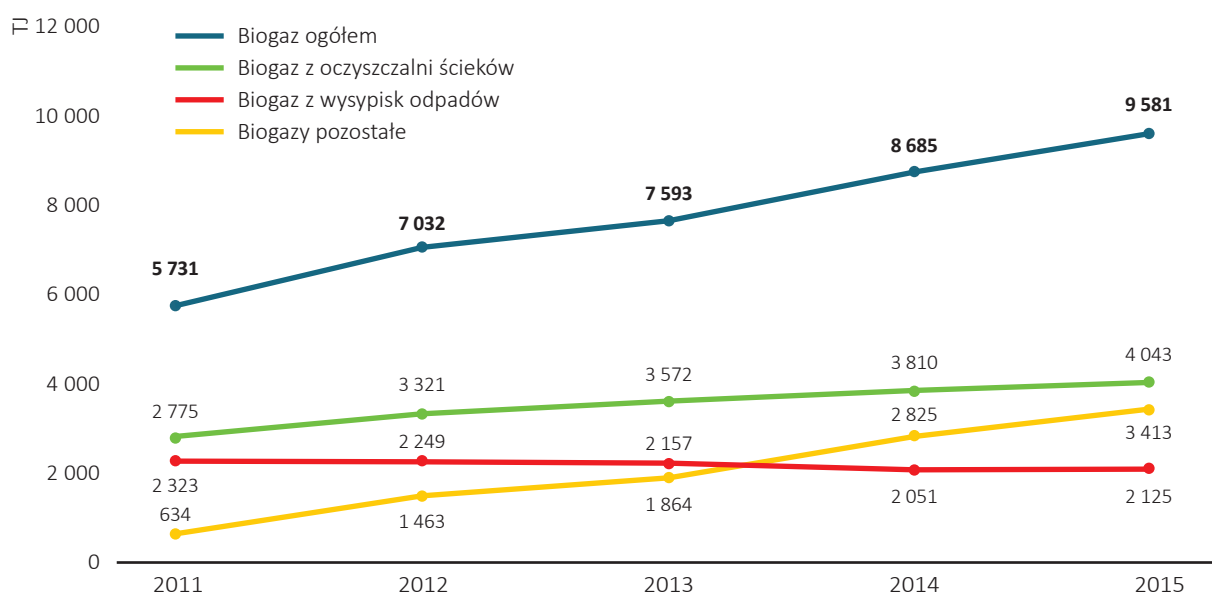
Aktualnie Polska produkuje rocznie od 7,5 do 9,5 TWh energii elektrycznej z biomasy stałej, głównie w większych zakładach współspalających i dedykowanych elektrowniach/elektrociepłowniach głównie w zmodernizowanych kotłach elektrowni węglowych. Od 2011 do 2015 zużycie biomasy stałej na produkcję energii elektrycznej wzrosło o 6,7%, natomiast produkcja spadła w tym okresie o 1,3%. W 2015 roku Polska zaimportowała biomasę równą 9,8% swojego zużycia, natomiast 2,5% produkcji biomasy stałej zostało wyeksportowane (głównie pellet drzewny).

Biogaz

Wzrasta szczególnie produkcja biogazu w zakładach stosujących biogaz rolniczy – obecnie około 100 MW - o 10-20% rocznie w okresie ostatnich pięciu lat, głównie z powodu udzielania grantów inwestycyjnych z unijnych programów regionalnego wsparcia operacyjnego. Roczna produkcja energii elektrycznej przez instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy sięga około 0,45 TWh, natomiast jednostki stosujące gaz wysypiskowy lub gaz z oczyszczalni ścieków produkują w Polsce około 0,55 TWh.

Figure 7 | **PRODUKCJA BIOGAZU W LATACH 2011-2015**

ŹRÓDŁO: GUS 2016



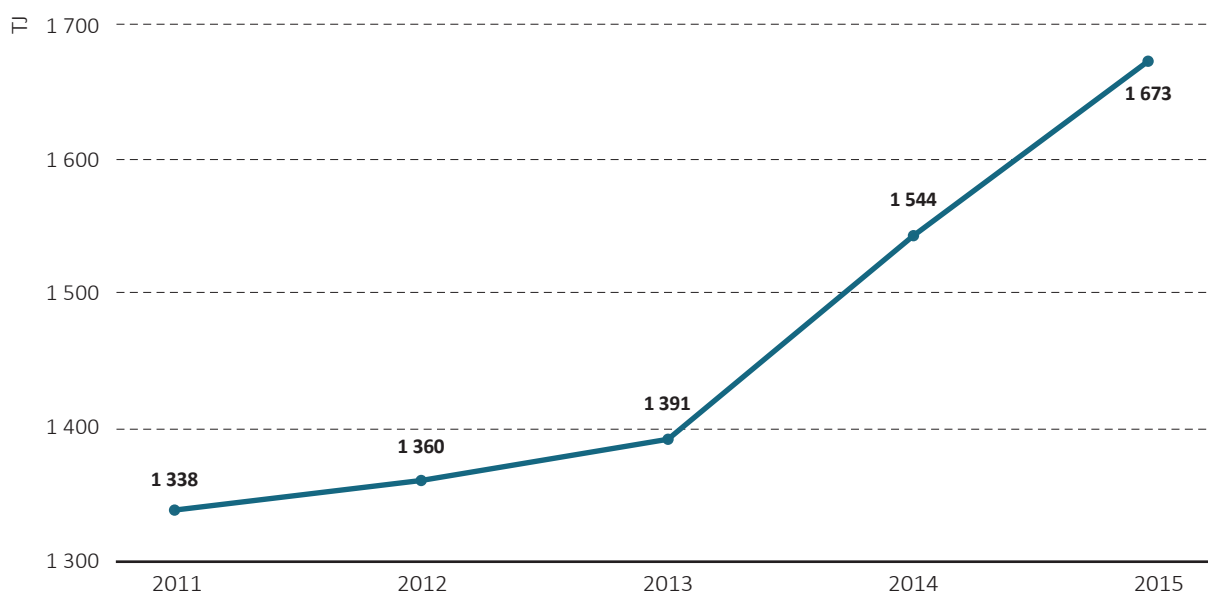
23

Odpady biodegradowalne

Użycie komunalnych odpadów biodegradowalnych wzrosło znacznie od 2014 roku z uwagi na zmianę własności odpadów, tj. od 2014 roku gminy są właścicielami odpadów i są odpowiedzialne za usuwanie odpadów za opłaty dokonywane przez gospodarstwa domowe, i obecnie generują do 1 700 GJ.

Rys. 8 | **ZUŻYCIĘ KOMUNALNYCH ODPADÓW BIODEGRADOWALNYCH W LATACH 2011-2015**

ŹRÓDŁO: GUS 2016



2.2 System wsparcia produkcji energii elektrycznej (i ciepła) z biomasy i biogazu

Wcześniejszy program wsparcia operacyjnego OZE, system zielonych certyfikatów z zobowiązaniami kwotowymi dla sprzedawców, został zamknięty pod koniec pierwszej połowy 2016 roku dla nowych instalacji, ale będzie kontynuowany do końca 15-letniego okresu wsparcia

24

Wcześniejszy program wsparcia operacyjnego OZE, system zielonych certyfikatów z zobowiązaniami kwotowymi dla sprzedawców, został zamknięty pod koniec pierwszej połowy 2016 roku dla nowych instalacji, ale będzie kontynuowany do końca 15-letniego okresu wsparcia. Ten system wsparcia promował głównie najtańsze technologie OZE, tj. współspalanie biomasą stałą i węglem w elektrowniach i dużych elektrociepłowniach, duże elektrownie dedykowane dla biomasy oraz lądowe farmy wiatrowe. Wszystkie inne technologie OZE zostały uruchomione tylko dzięki dodatkowemu wsparciu inwestycyjnemu z grantów UE, tj. instalacje biogazu, dedykowane (współ-) spalanie biomasy stałej w elektrociepłowniach lub ogniwa fotowoltaiczne. Wielkość produkcji OZE w ostatnich latach znacznie przekraczała wymagane kwoty, więc nadwyżka zielonych certyfikatów powodowała nagły spadek ich cen. Ten rozwój zaobserwowano przy podobnych systemach kwotowych np. porównywalny szwedzki system wsparcia. Inwestorzy wymagają zatem obecnie wyższego zwrotu z inwestycji niż w krajach członkowskich UE z bardziej stabilnym środowiskiem regulacyjnym na poziomie 7,5- 8,0% przy koszcie finansowania projektu na poziomie 5-6% rocznie.

System wsparcia neutralnej technologicznie aukcji

Według pierwotnej ustawy OZE, która weszła w życie w maju 2015 roku, nowy neutralny technologicznie system zapewnia wsparcie za pomocą (i) premii na rynku w postaci kontraktów różnicowych dotyczących produkcji OZEel o mocy zainsta-

lowanej co najmniej 500 kW lub (ii) systemu taryf gwarantowanych dla OZEel o mocy zainstalowanej od 40 kW do 499 kW. Mikroinstalacje OZE promuje się poprzez opomiarowanie netto. Jednak z dniem 1 lipca 2016 polski rząd zmienił ustawę OZE przed zorganizowaniem pierwszej aukcji. Dla niektórych technologii, np. instalacji na biogaz i spalarni wprowadzono specjalny koszyk technologiczny. Z uwagi na ogólne podejście Komisji polski rząd musi najprawdopodobniej zrezygnować z wprowadzania koszyków technologicznych i powrócić do pierwotnego systemu wsparcia. Instalacja OZEel mogą startować w czterech neutralnych technologicznie koszykach dla podmiotów produkcyjnych do 1 MW zainstalowanej mocy lub więcej i dla podmiotów o współczynniku efektywności mniejszym i wynoszącym co najmniej 40%, tzn. produkcja co najmniej 3.504 MWh/MW mocy zainstalowanej/rocznie. Próg współczynnika efektywności wprowadzono specjalnie w celu promowania instalacji na biomasę i biogaz, które nie są w stanie konkurować cenowo z lądowymi farmami wiatrowymi i ogniwami fotowoltaicznymi.

Wielkość i wartość licytowanej energii elektrycznej z OZE i ceny referencyjne

Do końca października każdego roku Rada Ministrów ustala wielkość i wartość energii elektrycznej podlegającej licytacji w nadchodzącym roku kalendarzowym i sekwencję aukcji w określonych koszykach. Na rok 2017 ten przepis opublikowano na razie tylko w postaci projektu, natomiast licytowane wielkości mają odpowiadać 2,3 TWh OZEel rocznie. Ponadto z uwagi na zalecenia wydane przez Komisję planuje się opublikowanie niewiążący oczekiwany wolumen mocy dla każdej technologii na nadchodzące trzy lata, aby zapewnić deweloperom projektów większą przejrzystość. Opracowanie projektów biogazowych i biomasy

może ze względu na ograniczenia w planowaniu przestrzennym i prawie środowiskowym zająć od 5 do 7 lat do uzyskania pozwolenia na budowę. Jednakże wyłącznie projekty z pozwoleniem na budowę mogą wstępnie kwalifikować się do udziału w aukcji.

Minister Energii ustala co roku tzw. „ceny referencyjne”, które są cenami maksymalnymi dla oferentów, aby wykluczyć udzielenie zbyt wysokiego wsparcia. Do tego celu Ministerstwo Energii oblicza co roku wartość LCOE (uśrednione koszty energii). Ponieważ wartość LCOE będzie ustalona, poziom, na jakim najbardziej udane projekty z BAT (najlepsza dostępna technologia) będą w stanie wygrać aukcję uwarunkuje cenę referencyjną znacznie wyższą niż wartość LCOE. W praktyce większość cen referencyjnych jest jednak na niskim poziomie. Zgodnie z rozporządzeniem ME ceny referencyjne wynoszą:

Table 8

CENY REFERENCYJNE NA ROK 2017
ŹRÓDŁO: MINISTERSTWO ENERGII

Podmiot OZEel	Cena referencyjna według propozycji Ministerstwa Energii w PLN/MWh	Korespondująca kwota w euro za kWh (FX EUR/PLN 4,35)
Jednostki z mocą zainstalowaną < 1MW stosujące biogaz rolniczy (wliczając gnojowicę i rośliny) do produkcji mocy	550	12.64 €c
Jednostki z mocą zainstalowaną > 1MW stosujące biogaz rolniczy do produkcji mocy	550	12.64 €c
Jednostki stosujące gaz wysypiskowy	405	9.31 €c
Jednostki stosujące gaz z oczyszczalni ścieków	365	8.39 €c
Jednostki stosujące „inny biogaz” niż biogaz rolniczy, wysypiskowy i gaz z oczyszczalni ścieków	355	8.16 €c
Dedykowane jednostki na biomasę lub hybrydowe o mocy ≤ 50 MW	415	9.54 €c
Dedykowane jednostki na biomasę lub hybrydowe o mocy ≤ 50 MW dla wysokowydajnych elektrociepłowni	450	10.35 €c
Dedykowane jednostki na biomasę lub hybrydowe o mocy > 50 MW i zainstalowanej mocy cieplnej maksymalnie 150 MW dla wysokosprawnych elektrociepłowni	435	10.00 €c
Jednostki współpalające biomasę bez ograniczenia wielkości	325	7.47 €c
Zakłady spalające odpady	385	8.85 €c
Jednostki stosujące biopłyny do produkcji mocy	475	10.92 €c

Mimo że Polska ma silną tradycję rolniczą, aukcyjny system wsparcia jest mniej korzystny dla produkcji energii elektrycznej z biogazu rolniczego. Brak odpowiedniego wsparcia dla biogazu rolniczego stwarza sytuację, w której Niemcy mają 90 razy więcej instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy niż Polska – produkując 31,3 TWh OZEel w 2015 roku.

Wsparcie dużych dedykowanych lub współspalających biomasę instalacji jest porównywalnie wyższe, przy braku ograniczenia maksymalnego rozmiaru dla takich instalacji. Według Agencji Rynku Energii dedykowane instalacje biomasowe wyprodukowały w 2015 roku 4,6 TWh, a instalacje współspalające 4,5 TWh. Takie instalacje są obecnie głównie w posiadaniu dużych polskich koncernów energetycznych. Aby częściowo załatać dziurę w celach UE na rok 2020 dyskutuje się odnowienie niededykowanego współspalania w elektrowni węglowych. Wdrożenie celów na rok 2030

zgodnie z zintegrowanym krajowym planem w zakresie energii i klimatu UE może mieć negatywny wpływ, ponieważ regulacje wymagają stałego wzrostu OZEel, także po 2020 roku. Ponadto niededykowane współspalanie w elektrowniach spowoduje natomiast olbrzymi import tańszej biomasy leśnej z Europy Wschodniej i Azji – biomasa drewniana importowana z Europy Wschodniej w latach 2014-2015 kosztowała ponad 50% mniej niż polska biomasa drewniana – i napotyka silny opór ze strony Ministerstwa Środowiska i lasów państwowych.

Z uwagi na zmianę systemu wsparcia niededykowane współspalanie w elektrowniach zostało wycofane w 2016 roku. Współspalanie dedykowane jest aktualnie praktykowane w 14 dedykowanych elektrociepłowniach, a w związku z tym ilość produkcji energii elektrycznej ze współspalania spadła w 2016 r. o połowę w porównaniu do roku 2015. Poniższa tabela przedstawia produkcję OZEel w 2016 w GWh, w oparciu o comiesięczne raporty ARE.

Tabela 9

PRODUKCJA OZE_{EL} W 2016 ROKU
ŹRÓDŁO: AGENCJA RYNKU ENERGII

	2016												Σ in TWh in 2016	Σ in TWh in 2015
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Dedykowana biomasa	469.9	419.7	378.4	344.3	400.5	395.3	391	312.1	354.5	376.5	347.2	397.8	4.6	4.6
Elektrownie/elektrociepłownie współspalające – tylko udział energii elektrycznej z biomasy	178.9	205.1	244.8	211.4	204.4	220.8	224.4	185.1	152.1	189.4	161.9	173.9	2.4	4.5
Biogaz	74.0	83.0	80.1	80.6	79.9	77.1	81.0	81.2	81.4	87.2	84.4	91.2	0.9	1.0
Lądowe farmy wiatrowe	1212	1458	830.6	922.4	761.5	640.3	748.2	740.8	665.1	1241	1061	1689	10.9	12.6
Ogniwa fotowoltaiczne	0.4	3.5	7.6	11.7	17.0	18.4	16.6	16.5	15.1	6.3	3.9	3.6	0.12	0.06
Hydroelektrownie	113.0	220.5	260.3	203.8	191.1	120.9	150.6	139.2	99.1	195.4	206.6	239.5	2.1	1.8
Σ w GWh	2049	2390	1802	1774	1654	1473	1612	1475	1367	2096	2224	2595	22.8	22.7

Aktualny poziom produkcji energii elektrycznej z biogazu w wysokości 1 TWh/rocznie jest zgodna z założeniami Krajowego Planu Działań na rzecz OZE na rok 2015, jednak prognoza dla produkcji energii elektrycznej z instalacji biogazowych na 2020 wynosi ponad 4 TWh/rocznie. Dodatkowo produkcja energii elektrycznej z biomasy stałej w 2015 roku wynosząca 9 TWh jest zgodna z Krajowym Planem Działań, jednak aktualna produkcja spadła znacząco do 7 TWh/rocznie z powodu zmiany systemu wsparcia dla współspalania. Rząd ogłosił zatem w nowym systemie aukcyjnym specjalne promowanie technologii o wysokiej efektywności np. instalacji na biomasę i biogaz.

System aukcyjny nie został jeszcze notyfikowany przez Komisję UE a Ministerstwo Energii oczekuje, że przeprowadzi pierwsze aukcje dla nowych projektów nie wcześniej niż przed końcem 2017 roku. Generalnie przy przewidywanym czasie budowy wynoszącym 1,5 roku od wygrania aukcji na instalację biogazową i ponad 3 latach od wygrania aukcji na duże instalacje spalania biomasy stałą trudno jest spełnić oczekiwania Krajowego Planu Działań.

Cel dla Polski wynosi 15% końcowego zużycia energii brutto. Jest to minimalny cel, który Polska musi osiągnąć do 2020 roku.

27

Polski cel na 2020 rok

Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 roku dotycząca promowania energii z odnawialnych źródeł energii i wprowadzająca poprawki a w konsekwencji zmieniająca dyrektywy 2001/77/WE i 2003/30/WE określa wspólne ramy promocji energii ze źródeł odnawialnych. Cel dla Polski wynosi 15% końcowego zużycia energii brutto. Jest to minimalny cel, który Polska musi osiągnąć do 2020 roku. Według Krajowego Planu Działania dla energii ze źródeł odnawialnych ustanowionego w 2010 roku, który to plan opracowano na podstawie art. 4 dyrektywy, a następnie uzupełniono w 2011 roku, Polska jest zobowiązana do uzyskania udziału energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 15,85% końcowego zużycia energii w 2020 roku. Odnośnie do metody obliczania udziału energii z OZE dla każdego sektora, końcowe zużycie brutto energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oblicza się na poziomie 19,13% w końcowym zużyciu energii elektrycznej w 2020 roku. Według analizy Instytutu Jagiellońskiego Polskę może w 2020 roku dotknąć znacząca luka pomiędzy uzgodnionym procentem zużycia energii elektrycznej ok. 33 TWh produkcji OZEel a przewidywaną produkcją OZEel na rok 2020, wynoszącą w przybliżeniu 25 TWh, czego wynikiem jest bieżąca produkcja OZEel do 23,0 TWh rocznie i dodatkowa produkcja 2 TWh rocznie z nowych instalacji, które zostaną prawdopodobnie zbudowane i podłączone w wyniku aukcji 2017/2018 na nowe instalacje OZEel.

Według decyzji COM (2016) 482 zawartej pomiędzy krajami członkowskimi UE Polska jest zobligowana do zredukowania emisji gazów cieplarnianych o 7% w porównaniu do poziomu z roku 2005.

Zintegrowany Krajowy Plan w zakresie Energii i Klimatu i cel redukcji gazów cieplarnianych na rok 2030

Zestaw dokumentów opublikowany przez Komisję pod nazwą „Pakietu Zimowego” przekształca ogólnie politykę energetyczną UE, w tym propozycje legislacyjne i zakres dokumentów wyjaśniających i przygotowawczych. Głównymi propozycjami legislacyjnymi są:

- zmieniona dyrektywa wewnętrznego rynku energii elektrycznej (zmieniona IMED),
- zmienione rozporządzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (zmienione rozporządzenie w sprawie rynku),
- rozporządzenie w sprawie zarządzania Unią Energetyczną (rozporządzenie w sprawie zarządzania),
- nowe rozporządzenie dotyczące gotowości sektora energetycznego (rozporządzenie w sprawie ryzyka),
- przekształcone rozporządzenie w sprawie Agencji Współpracy Organów Regulacyjnych Sektora Energetycznego (Rozporządzenie ACER),
- zmieniona dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (zmieniona dyrektywa RED),
- dyrektywa wprowadzająca poprawki do istniejącej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej i dyrektywa wprowadzająca poprawki do istniejącej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej budynków,
- a także komunikacja na obszarze przyspieszenia innowacji w dziedzinie niskoemisyjnej energii (komunikacja innowacyjności).

Rozporządzenie w sprawie zarządzania stanowi przepisami ramowymi mającymi za zadanie zapewnić podwaliny dla zobowiązań dotyczących zmian klimatycznych. Mają też wypełnić lukę energii z OZE pozostałą po wspólnym celu UE na rok 2030, ale bez zwiększania indywidualnych poziomów krajów członkowskich. Nadają także formę prawną celom energetycznym na szczeblu unijnym i celom klimatycznym do osiągnięcia do roku 2030, tj. wiążący cel co najmniej 40% redukcji krajowej emisji gazów cieplarnianych dla całej gospodarki w porównaniu z rokiem 1990, wiążący cel co najmniej 27%

udziału energii ze źródeł odnawialnych zużywanej w UE, cel co najmniej 27% (zwiększone do 30%) odnośnie do poprawy efektywności energetycznej w 2030 roku, (iv) mając na uwadze poziom UE wynoszący minimalny cel 15% wymiany międzynarodowej energii elektrycznej na rok 2030. Według decyzji COM (2016) 482 zawartej pomiędzy krajami członkowskimi UE Polska jest zobligowana do zredukowania emisji gazów cieplarnianych w sektorach o 7% w porównaniu do poziomu z roku 2005. W oparciu o to zobowiązanie Komisja UE opublikowała scenariusza PRIMES, który każdemu krajowi członkowskiemu przedstawi obliczenie śladu węglowego do 2030 roku, a nawet do 2050 roku w odstępach co 5 lat. Scenariusz ten został opublikowany w lipcu 2016 i został dogłębnie przeanalizowany przez polskie koncerny energetyczne. Scenariusz zapewnia Polsce redukcję emisji gazów cieplarnianych z aktualnych 650 g CO₂/kWh (liczba bazuje na danych UE, ale wydaje się wątpliwa) do 500 g CO₂/kWh do roku 2030. Według decyzji COM (2015) 575 do końca marca 2017 powinny zostać przez każdy kraj członkowski wstępne obliczenia przekazane Komisji wraz ze scenariuszami referencyjnymi i środkami polityczno-legislacyjnymi. Pełny plan należy przedstawić Komisji UE do końca 2017 roku- do konsultacji w regionie w 2018 roku i do notyfikacji pod koniec 2018 roku. Ten termin będzie prawdopodobnie przedłużony o rok.

Co 10 lat, począwszy od 2019 roku, każdy kraj członkowski musi przygotować i przyjąć zintegrowany krajowy plan w zakresie energii i klimatu obejmujący okres dziesięciu lat, licząc od okresu 2021-2030. Plan polega na szczegółowym określeniu informacji wymaganych od danego kraju członkowskiego, np. krajowe cele i strategie, dodatkowe procedury i stosowane środki oraz prognozy emisji na następne 10 lat. Realizacja celów podlega raportowaniu co dwa lata, a aktualizacja wymagana jest co pięć lat. Plany należy najpierw przedłożyć Komisji w formie projektu rok wcześniej, np. pierwszy projekt do 1 stycznia 2018 lub 2019 roku. Taki plan będzie najpewniej podstawą pomyślanej notyfikacji dowolnego mechanizmu wsparcia produkcji energii i efektywności energetycznej.

W przypadku niedotrzymania rozpoczynającego się w 2021 roku uzgodnionego procentu produkcji OZE wynikającej z Krajowego Planu Działań oraz w przypadku niedotrzymania po pierwszej kontroli pod koniec 2023 r. uzgodnionej ścieżki redukcji emisji gazów cieplarnianych, dany kraj członkowski musi uiścić „wkład finansowy” na „platformę finansową” na poziomie UE w celu wsparcia rozwoju OZE w całej Europie. Ważne jest zatem przedstawienie rzetelnego scenariusza Komisji UE, aby uniknąć nakładów finansowych w późniejszym czasie.

System wsparcia dla produkcji ciepła z biomasy

Bieżący certyfikatowy system wsparcia dla ciepła/dla wysokosprawnej kogeneracji wygasa w 2018 roku – wsparcie operacyjne dla ciepła jest przyznawane równolegle do wsparcia operacyjnego na moc. Jednak z uwagi na wysoką efektywność, szczególnie kogeneracja z biomasy, będzie miało duży wpływ na wypełnienie celów redukcyjnych w 2020 i 2030 roku. Ministerstwo Energii nie przedstawiło do tej pory żadnych nowych systemów wsparcia ciepła i wysokosprawnej kogeneracji.

29

Bieżący certyfikatowy system wsparcia dla ciepła/dla wysokosprawnej kogeneracji wygasa w 2018 roku – wsparcie operacyjne dla ciepła jest przyznawane równolegle do wsparcia operacyjnego na moc.

2.3 Dostępna biomasa stała do produkcji energii elektrycznej i ciepła

Polska posiada dobrze rozwinięty sektor rolniczy i leśny. Potencjał zastosowania biomasy leśnej i rolniczej do produkcji energii jest wysoki, ale wymaga skoordynowanego zarządzania surowcami. Aktualnie potencjał produkcji energii z biomasy stałej nie jest wykorzystywany z powodu braku planowanego długoterminowego wsparcia operacyjnego. Niemniej jednak w historycznym szczycie współspalania w 2012 roku przetestowano potencjał produkcji energii z biomasy stałej leśnej i rolnej, a przyszłe instalacje mogą korzystać z tego doświadczenia.

Zgodnie z informacjami dostarczonymi przez Stowarzyszenie „Polska Biomasa”, członka europejskiego stowarzyszenia AEBIOM, aktualnie surowiec biomasy stałej rolnej, głównie słoma, trawy i trzciny, stanowi ponad 10 milionów ton rocznie.

Tabela 10 | **SŁOMA/UŻYTKI ZIELONE DOSTĘPNE DO PRODUKCJI ENERGII**
ŹRÓDŁO: STOWARZYSZENIE POLSKA BIOMASA

Województwo	Miliony ton słomy rocznie
ZACHODNIOPOMORSKIE	0.8
POMORSKIE	0.9
KUJAWSKO-POMORSKIE	1.2
LUBUSKIE	0.2
WIELKOPOLSKIE	1.7
DOLNOŚLĄSKIE	0.6
OPOLSKIE	0.4
ŚLĄSKIE	0.4
ŁÓDZKIE	0.6
MAZOWIECKIE	0.8
WARMIŃSKO-MAZURSKIE	0.8
PODLASKIE	0
LUBLELSKIE	1.5
ŚWIĘTOKRZYSKIE	0.3
MAŁOPOLSKIE	0.1
PODKARPACKIE	0.2
TRAWY, TRZCINY ITP.	1.1
ŁĄCZNIE	11.6

Według stowarzyszenia Polska Biomasa około 60% tego potencjału jest obecnie dostępne do produkcji energii.

Biomasa leśna

Ponadto według Stowarzyszenia Polska Biomasa biomasa leśna stosowana do produkcji energii ma także duży potencjał techniczny szacowany na 11 milionów ton rocznie. Potencjał ten obejmuje odpady z przemysłu leśnego, przerzedzania lasu, miazgi, przemysłu papierniczego i zasiewów własnych w parkach i przy drogach.

Polska w 2016 roku zaimportowała 2,5 miliona ton zrębków drzewnych do produkcji energii, głównie z Europy Wschodniej. Cena importowanej biomasy leśnej z Europy Wschodniej stanowi połowę ceny z polskiego przemysłu leśnego. Z uwagi na wpływ regulacji LULUCF, cena importowanej

biomasy leśnej najprawdopodobniej wzrośnie w przyszłości. Polskie lasy produkują obecnie do 2 milionów metrów sześciennych drewna na energię rocznie, tj. do 1,4 miliona ton, ale mają znacznie większy potencjał.

Aktualnie stosowana biomasa w produkcji energii elektrycznej

Z uwagi na ograniczenia prawne dedykowane instalacje wykorzystują obecnie 20% biomasy rolnej i 80% biomasy leśnej, natomiast instalacje współspalające wykorzystują 80% biomasy rolnej i 20% biomasy leśnej - i mieszając ją z węglem ogólny udział energetyczny biomasy nie może wynosić poniżej 15%. Ilość stosowanej obecnie biomasy do produkcji energii może być oparta na danych z produkcji energii elektrycznej dedykowanych biomasie instalacji i instalacji współspalających dla okresu 10-12/2016. Standardowo 1 MWh elektryczności odpowiada 10 GJ energii chemicznej, natomiast 1 tona słomy generuje 12 GJ a 1 tona suchych zrębków drzewnych 10 GJ.

Tabela 11 | **AKTUALNIE STOSOWANA BIOMASA W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ**
ŹRÓDŁO: ARE, OBLICZENIA WŁASNE

	Prognoza rocznej produkcji w GWh	Efektyw- ność	Biomasa w tys. GJ	Biomasa GJ/tona	Biomasa w tys. ton	Leśna /procent	Agro /procent	Leśna /tys. ton	Agro /tys. ton
Dedykowana biomasa	44600	28%	59000	10	5900	80	20	4720	1180
Współspalanie	2300	32%	26000	12	2150	20	80	430	1720
łącznie	6900				8050			5150	2900

Produkcja ciepła z biomasy

Według Polskiej Izby Ciepłownictwa aktualnie do 15 milionów ton węgla – odpowiada 300 milionom GJ – produkuje ok. 95% z 32 TWh rocznej produkcji ciepła dystrybuowanego w systemach ciepłowniczych, częściowo przez elektrociepłownie z mocą cieplną 6,5 GW oraz odpowiednią ilość energii elektrycznej.

Zmieniona dyrektywa o odnawialnych źródłach energii (RED II) zabrania od 2024 roku „wsparcia instalacji przekształcających biomasę w energię elektryczną”, o ile nie produkują w wysokosprawnej kogeneracji, jeżeli ich moc wynosi 20 MW lub więcej. Nie wymaga to jednak zakończenia udzielonego już konkretnym projektom wsparcia.

Z uwagi na brak systemu wsparcia kogeneracji po 2018 roku i fakt, że aktualny aukcyjny system wsparcia zapewnia premie wyłącznie dla produkcji energii elektrycznej, inwestorzy w instalacje biomasy są zmuszeni produkować w jak największym stopniu energię elektryczną i nawet po wejściu w życie powyższych ograniczeń dla instalacji o mocy wynoszącej 20 MW lub więcej, będą mogli jedynie w małym stopniu pokryć zapotrzebowanie na ciepło.

31

2.4 Produkcja metanu z biomasy płynnej

Aktualnie żadna z instalacji na biomasę w Polsce nie produkuje biometanu do zasilania sieci gazowej. Mimo że polski rząd silnie promuje e-mobilność dla publicznego transportu autobusowego, na obszarach wiejskich zaleca się autobusy z silnikami gazowymi. Ponadto ciężarówki i samoloty stwarzają dodatkowy potencjał dla stosowania biometanu w transporcie. Na razie Polska nie produkuje biopaliw drugiej i trzeciej generacji, mimo że kraje członkowskie UE są zobligowane do wprowadzenia programu promowania produkcji tych biopaliw. Oczekujemy zatem znacznego wzrostu produkcji metanu z biomasy płynnej.

Według Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu polski przemysł rolny jest w stanie wyprodukować 8 miliardów metrów sześciennych biometanu w oparciu wyłącznie o biomasę rolną (głównie gnojowicę) – bez uwzględnienia stosowania kukurydzy do produkcji energii.

2.5 Odpady biodegradowalne

Generowanie energii elektrycznej z odpadów biodegradowalnych w Polsce jest bardzo ograniczone. Odpady spożywcze i pozostałości, jak zużyty olej spożywczy, stosuje się głównie jako surowiec do produkcji biodiesla.

Generowanie energii elektrycznej z odpadów biodegradowalnych w Polsce jest bardzo ograniczone. Odpady spożywcze i pozostałości, jak zużyty olej spożywczy, stosuje się głównie jako surowiec do produkcji biodiesla. Jednostki biogazowe wykorzystujące gaz wysypiskowy lub gaz z oczyszczalni ścieków już wnoszą znaczny wkład w produkcję energii elektrycznej. W 2015 roku jednostki te wyprodukowały w Polsce około 0,5 TWh energii elektrycznej. Aktualnie komunalne odpady biodegradowalne w Polsce wynoszą łącznie 2,3 miliona ton i składają się z odpadów kuchennych i ogrodowych – 29-37% wszystkich odpadów komunalnych – drewna – 0,2-0,7% i odpadów z obszarów zielonych – 3-5% odpadów komunalnych.

Na podstawie planowanej wielkości aukcji w 2017 roku jednostki startujące w dedykowanym koszyku aukcji na jednostki powyżej 1 MW mocy zainstalowanej wykorzystujące odpady biodegradowalne, ale takie jak jednostki biogazowe wykorzystujące gaz wysypiskowy lub gaz z oczyszczalni ścieków, czy spalarnie, powinny po wygranej aukcji produkować około 300 GWh energii elektrycznej rocznie. Jednak z uwagi na cele UE Polska jest zobligowana do uzyskania udziału recyklingu odpadów w wysokości 50%, gdzie aktualnie recyklingowi podlega tylko 22% odpadów. Według planu Ministra Środowiska w najbliższych latach nastąpi pełna reorganizacja segregacji odpadów przez gospodarstwa domowe. W takim środowisku rynkowym zaplanowanie 15-letniej stałej produkcji energii elektrycznej z OZE i zabezpieczenie wymaganego strumienia odpadów na zakontraktowaną wielkość energii jest niemal niemożliwe.

Part III:
Bibliografia 33

AGEE-Stat (2016): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, available from: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Bilderstrecken/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-im-jahr-englisch.html>

BMWi, AGEE-Stat (2016): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015, available from: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung_der_erneuerbaren_Energien_in_Deutschland/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.html

EEG (2017): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, available from: <https://dipbt.bundestag.de/dip21/brd/2016/0355-16.pdf>

EC (2016): Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, available from: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf

Fachverband Biogas (2016a): Development of biogas plants in Germany

Fachverband Biogas (2016b): Average investment costs for biogas plants in Germany, Interview Frank Hofmann, December 2016

Fachverband Holzenergie (2016), Interview Frank Scholl, December 2016

FNR (2015): Daten und Fakten – Bioenergie, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, available from: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie.html>

FNR (2016): Leitfaden Biogas, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe

KWK Gesetz (2016): Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, available from: https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kwkg_2016/gesamt.pdf

