



Instytut Energetyki Odnawialnej

**Ocena skutków ekonomicznych utrzymania
wsparcia dla technologii współspalania węgla
z biomasą**
Aktualizacja raportu

Autorzy:

Grzegorz Wiśniewski

Katarzyna Michałowska-Knap

Grzegorz Kunikowski

Warszawa, marzec 2013

Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO)

00-641 Warszawa ul. Mokotowska 4/6

tel./fax: (0-22) 825 46 52

e-mail: biuro@ieo.pl

www.ieo.pl

SPIS TREŚCI

	Strona
WSTĘP	1
CHARAKTERYSTYKA OBECNEGO RYNKU WSPÓŁSPALANIA W POLSCE	4
PGE SA.....	6
TAURON POLSKA ENERGIA.....	8
EDF.....	8
ENERGA.....	9
Enea.....	10
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA.....	10
CEZ POLSKA.....	10
GRUPA PGNiG TERMIKA.....	11
PAK ZESPÓŁ ELEKTROWNI PĄTNÓW ADAMÓW KONIN.....	11
GRUPA FORTUM.....	11
ANALIZA EKONOMICZNA KOSZTÓW WSPÓŁSPALANIA	15
ANALIZA IMPORTU BIOMASY DO POLSKI W LATACH 2005-2012	24
DREWNO OPAŁOWE.....	24
MAKUCHY.....	27
SKUTKI OBECNEJ I PLANOWANEJ POLITYKI WSPARCIA OZE DLA REALIZACJI CELÓW W ZAKRESIE OZE NA 2020 ROK	31
WSPÓŁSPALANIE.....	32
ENERGETYKA WODNA.....	34
ELEKTROWNIE BIOMASOWE.....	34
ENERGETYKA WIATROWA.....	34
FOTOWOLTAIKA.....	35
WYNIKI SYMULACJI.....	35
<i>Scenariusz utrzymania dotychczasowego systemu („scenariusz stagnacji”)</i>	35
<i>Scenariusz stagnacji przy założeniu wejścia w życie ustawy o OZE</i>	36
<i>Scenariusz wejścia w życie ustawy o OZE z uwzględnieniem rozwoju rynku po 2013 roku</i>	36
WNIOSKI.....	38
BIBLIOGRAFIA.....	40

SPIS RYSUNKÓW

RYS. 1	STRUKTURA UDZIAŁU GRUP ENERGETYCZNYCH WE WSPÓŁSPALANIU BIOMASY W 2011 R.	5
RYS. 2	PROJEKCJA UDZIAŁU GRUP ENERGETYCZNYCH WE WSPÓŁSPALANIU BIOMASY W ELEKTROWNIACH WĘGLOWYCH W LATACH 2005-2011	5
RYS. 3	UKŁADY TECHNOLOGICZNE WYKORZYSTANIA BIOMASY STAŁEJ W ENERGETYCE ZAWODOWEJ: A) WSPÓŁSPALANIE BEZPOŚREDNIE; B) WSPÓŁSPALANIE W UKŁADZIE RÓWNOLEGŁYM; C) WSPÓŁSPALANIE POŚREDNIE W PRZEDPALENISKU; D) WSTĘPNE ZGAZOWANIE I PIROLIZA – UKŁAD Z TURBINĄ GAZOWĄ. ŹRÓDŁO: (DUDA-KĘKUŚ A., 2011, STR. 77).....	16
RYS. 4	PORÓWNANIE TRENDÓW W ZAKRESIE ZUŻYCIA BIOMASY W ENERGETYCE WRAZ Z PORÓWNIANIEM CEN.....	24
RYS. 5	STRUKTURA IMPORTU DREWNA OPAŁOWEGO DO POLSKI W LATACH 2004-2012 (DANE ZA ROK 2012 OBEJMUJĄ PIERWSZE TRZY KWARTAŁY).	25
RYS. 6	STRUKTURA IMPORTU DO POLSKI DREWNA OPAŁOWEGO W LATACH 2010-2012 (DANE ZA ROK 2012 OBEJMUJĄ PIERWSZE TRZY KWARTAŁY)	26
RYS. 7	CENY DREWNA OPAŁOWEGO W IMPORCIE DO POLSKI (DANE ZA ROK 2012 OBEJMUJĄ PIERWSZE TRZY KWARTAŁY).....	26
RYS. 8	STRUKTURA IMPORTU MAKUCHÓW DO POLSKI W LATACH 2004-2012 (DANE ZA ROK 2012 OBEJMUJĄ PIERWSZE TRZY KWARTAŁY). KATEGORIA 230690 OBEJMUJE M.IN. WYTŁOKI Z OLIVEK I MASŁOSZA	28
RYS. 9	ŚREDNIE CENY MAKUCHÓW W IMPORCIE DO POLSKI, 2004-2012	29
RYS. 10	SCENARIUSZ PRODUKCJI ENERGII W ISTNIEJĄCYCH INSTALACJACH WSPÓŁSPALAJĄCYCH DO 2020 ROKU, Z UWZGLĘDNIENIEM 5-LETNIEGO OKRESU WSPARCIA DLA TEJ TECHNOLOGII.....	32
RYS. 11	INSTALACJE UPRAWNIONE DO UZYSKIWANIA ŚWIADECTW POCHODZENIA WG GRUP ENERGETYCZNYCH, PRZY ZAŁOŻENIU 5-LETNIEGO OKRESU WSPARCIA, ZGODNIE Z PROJEKTEM USTAWY O OZE.	33
RYS. 12	WYNIKI MODELOWANIA NADPODAŻY DLA SCENARIUSZA STAGNACJI.....	35
RYS. 13	WYNIKI MODELOWANIA NADPODAŻY PRZY ZAŁOŻENIU WEJŚCIA W ŻYCIE USTAWY O OZE.....	36
RYS. 14	WYNIKI MODELOWANIA NADPODAŻY PRZY ZAŁOŻENIU WEJŚCIA W ŻYCIE USTAWY OZE I UMIARKOWANYM ROZWOJU RYNKU ENERGETYKI WIATROWEJ	37

SPIS TABEL

TAB. 1	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W PGE	6
TAB. 2	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W GRUPIE TAURON	8
TAB. 3	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W GRUPIE EDF.....	8
TAB. 4	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W GRUPIE ENERGA	9
TAB. 5	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W GRUPIE ENEA	10
TAB. 6	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	10
TAB. 7	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W CEZ POLSKA.....	11
TAB. 8	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W PGNIG TERMIKA	11
TAB. 9	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W PAK	11
TAB. 10	WSPÓŁSPALANIE BIOMASY W FORTUM.....	12
TAB. 11	MOCE I WIEK KOTŁÓW ENERGETYCZNYCH DOSTOSOWYWANYCH PRZEZ ENERGETYKĘ ZAWODOWĄ DO WSPÓŁSPALANIA BIOMASY Z WĘGLEM. ZESTAWIENIE.....	12
TAB. 12	PODZIAŁ KOTŁÓW WG LAT PRACY – ELEKTROWNIE ZAWODOWE CIEPLNE	14
TAB. 13	TYPOWE ZAŁOŻENIA PRZYJMOWANE PRZY SZACOWANIU KOSZTÓW WSPÓŁSPALANIA W OPRACOWANIACH MIĘDZYNARODOWYCH	18
TAB. 14	ZAŁOŻENIA KOSZTOWE PRZYJMOWANE PRZY SZACOWANIU KOSZTÓW PRODUKCJI ENERGII WE WSPÓŁSPALANIU.....	19
TAB. 15	PROGNOZOWANE ZMIANY W KOSZTACH PRODUKCJI ENERGII WE WSPÓŁSPALANIU	19
TAB. 16	ZAŁOŻENIA PRZYJĘTE DO OBLICZEŃ WARTOŚCI LCOE ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWARZANEJ W WARIANTACH WSPÓŁSPALANIA BEZPOŚREDNIEGO, RÓWNOLEGŁEGO I POŚREDNIEGO.	20
TAB. 17	UZASADNIONA WYSOKOŚĆ WSPÓŁCZYNNIKÓW KOREKCYJNYCH DLA TECHNOLOGII WSPÓŁSPALANIA W PROJEKCIE USTAWY O OZE, PRZY ZAŁOŻENIU, ŻE ISTNIEJE KONIECZNOŚĆ WSPARCIA TECHNOLOGII WSPÓŁSPALANIA, INWESTYCJE W POLSCE REALIZOWANE SĄ WG STANDARDÓW ŚWIATOWYCH I NIE MA NADMIAROWOŚCI W SYSTEMIE WSPARCIA.	22
TAB. 18	IMPORT DREWNA OPAŁOWEGO DO POLSKI, W TONACH, W LATACH 2010-2012	25
TAB. 19	POCHODZENIE DREWNA OPAŁOWEGO IMPORTOWANEGO DO POLSKI, NAJWIĘKSI EKSPORTERZY W LATACH 2010-2012.....	27
TAB. 20	IŁOŚCI MAKUCHÓW W TONACH IMPORTOWANE DO POLSKI W LATACH 2008-2012	28
TAB. 21	NAJWIĘKSI IMPORTERZY MAKUCHÓW ZE SŁONECZNIKA, W TYM GRANULATU, DO POLSKI W OSTATNICH 3 LATACH.....	29
TAB. 22	NAJWIĘKSI IMPORTERZY MAKUCHÓW Z ORZECHÓW PALMOWYCH, W TYM GRANULATU, DO POLSKI W OSTATNICH 3 LATACH	30
TAB. 23	NAJWIĘKSI IMPORTERZY INNYCH MAKUCHÓW (W TYM WYTŁOKI Z OLIVEK I MASŁOSZA) DO POLSKI W OSTATNICH 3 LATACH	30

WSTĘP

Niniejsze opracowanie stanowi aktualizację i rozszerzenie raportu Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) „O niezrównoważonym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii w Polsce i patologii w systemie wsparcia OZE”, z kwietnia 2012 roku, w którym zawarte zostały propozycje zmian w podejściu do coraz bardziej niezrównoważonego wykorzystania odnawialnych zasobów energii, w szczególności w zakresie preferowanych kierunków energetycznego wykorzystania biomasy¹. W części diagnostycznej wcześniejszego opracowania wskazano wielorakie problemy, jakie już wtedy wywoływała nadmierna i nieuzasadniona promocja systemem świadectw pochodzenia technologii współspalania biomasy w elektrowniach węglowych i zagrożeń, jakie kontynuowanie tego zjawiska niesie dla konkurencyjności przemysłu i gospodarki (rosnący import biomasy) oraz dla środowiska, nowych technologii, a w szczególności dla całej branży energetyki odnawialnej. Zaproponowano wyeliminowanie dalszego wsparcia dla współspalania, ale przy zapewnieniu trwałych warunków do rozwoju zrównoważonego wykorzystania krajowych zasobów biomasy, w szczególności do lokalnej produkcji ciepła w wysokowydajnych, automatycznych kotłach na pelety i brykiety.

W wyniku zaprzestania współspalania i wdrożenia ww. propozycji możliwe byłoby nie tylko ograniczenie sumarycznych kosztów wsparcia OZE do 2020 roku, ale również pozwoliłoby to na rozwój inwestycji w inne, dające nowe moce, technologie OZE. Zaletą tego rozwiązania byłoby również praktyczne wyeliminowanie ryzyka trwałego załamania rynku świadectw pochodzenia czy zamrożenia nowych inwestycji. Co więcej, szczegółowe analizy pokazały, że realizacja zaleceń ww. opracowania obniżyłaby zapotrzebowanie na biomasę o 15 mln ton (do 20 mln ton, czyli akceptowalnej gospodarczo i środowiskowo ilości biomasy zużywanej łącznie na cele energetyczne w Polsce w 2020 roku), bez zmniejszenia roli biomasy w realizacji „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD). Byłby to tylko i wyłącznie efekt poprawy efektywności wykorzystania biomasy. Zrównoważone, efektywne wykorzystanie krajowych zasobów biomasy ograniczyłoby import biomasy do zera, pozwalając na ograniczenie kosztów zaopatrzenia Polski w biomasę energetyczną o 8 mld zł w 2020 roku.

Raport spotkał się z szerokim zainteresowaniem zarówno uczestników rynku, jak i przedstawicieli administracji centralnej oraz ustawodawców. Kluczowe wnioski z raportu znalazły odzwierciedlenie w drugiej wersji projektu ustawy o OZE autorstwa Ministerstwa Gospodarki z lipca 2012 r., m.in. w postaci propozycji zapisów skracających okres wsparcia dla współspalania do okresu 5 lat od momentu jego rozpoczęcia w danej elektrowni węglowej oraz dających możliwość skorzystania z ulgi podatkowej (VAT) na zakup wysokosprawnych kotłów na pelety i brykiety z biomasy. Ustawa o OZE miała wejść w życie najpóźniej 1 stycznia 2013 roku, co pozwoliłoby na dalszy, zrównoważony rozwój energetyki odnawialnej w Polsce i skuteczną oraz efektywną realizację celów ilościowych na rok 2020.

Tak się jednak nie stało, a rozwój technologii współspalania jeszcze przyspieszył (wzrost o 40%) osiągając w 2012 roku ok. 7 TWh (niemalże połowa zielonej energii elektrycznej). Pod koniec 2012 roku nastąpiło załamanie się rynku świadectw pochodzenia i zatrzymanie inwestycji w nowe OZE. W ślad za tym koncerny energetyczne zapowiedziały samoograniczenie współspalania w starych blokach węglowych (co przełożyło się natychmiast na problemy dotychczasowych dostawców biomasy) oraz wyartykułowały żądania miliardowych dopłat innego typu – w ramach utrzymania tzw. rynku mocy na bazie węgla. O ile umiarkowany spadek cen świadectw pochodzenia należałoby ocenić bardzo pozytywnie, o tyle w efekcie utrzymywania kosztownej, nieefektywnej i nekorygowanej regulacji doszło do zdominowania rynku energetyki odnawialnej przez technologię współspalania i zamrożenia zmian strukturalnych na rynku, czyli wytworzenia się sytuacji o wiele poważniejszej niż ta, która została opisana w raporcie IEO z roku 2012. Poza zwiększaniem deficytu handlowego w wyniku rosnącego importu biomasy, Polsce grozi także niedobór zielonej energii elektrycznej i konieczność importu z UE (konieczność dokonania tzw. transferu statystycznego) brakującej do wypełnienia zobowiązań wobec UE ilości TWh po cenach „unijnych” w 2020 roku².

¹ <http://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/525-wspospalanie-patologia-rozpoznana-ale-w-polsce-bagatelizowana-i-nie-leczona-raport-ieo.html>

² W sytuacji czekającego Polskę deficytu mocy i braku budowy nowych mocy w energetyce konwencjonalnej, Polska będzie musiała importować energię elektryczną w ogóle, w tym – niezależnie od wymogów dyrektyw 2009/28/WE – także zieloną energię

W wyniku opóźnień i zaniechań regulacyjnych na rynku zielonej energii elektrycznej wytworzyła się sytuacja patowa. Obecnie każda podejmowana przez ustawodawcę próba wpłynięcia na poprawę sytuacji na rynku świadectw pochodzenia (np. w wyniku podwyższenia celu/wysokości zobowiązań nakładanych na odbiorców końcowych) spowoduje szybki powrót na rynek elektrowni współspalających i pełne skonsumowanie przez nie ew. dodatkowego wsparcia. Wskutek dalszego utrzymywania dotychczasowego wsparcia dla technologii współspalania nie tylko zwiększy się jeszcze bardziej krótkookresowe ryzyko inwestycyjne, ale również skutecznie zablokowana zostanie możliwość realizacji inwestycji w nowe i trwałe moce OZE, gdyż inwestorzy nie pozyskają finansowania pod wieloletnie przychody ze świadectw pochodzenia. Jednocześnie, z uwagi na niespotykany w innych krajach stopień zużycia każdej z 47 elektrowni węglowych współspalających biomasę oraz niemożliwość spełnienia przez nie unijnych norm ekologicznych, już w latach 2015-2019 konieczne będzie ostateczne wyłączenie części elektrowni współspalających z systemu energetycznego (niezależnie od tego czy system wsparcia będzie działał czy też nie). **W efekcie udział zielonej energii elektrycznej w zużyciu energii w Polsce zamiast rosnąć będzie spadał i z każdym rokiem coraz bardziej odchyłał się od przyjętej w KPD ścieżki, mającej służyć realizacji celu częściowego, czyli wyprodukowania w 2020 roku 32,4 TWh energii elektrycznej z OZE.**

Jest to jednak tylko jedno z wielu zagrożeń. Zgodnie z KPD cel zasadniczy 15,5% składa się tylko w 26% z zielonej energii elektrycznej i aż w 56% z zielonego ciepła, jakie mają być wyprodukowane w 2020 roku (reszta to udział biopaliw, również natrafiających na niedobór krajowych surowców z biomasy). Z uwagi na deficyt biomasy i potencjalną możliwość dodatkowego zwiększenia popytu na ten surowiec przez technologię współspalania, nie zostaną zrealizowane także inwestycje w małe kotły na biomasę oraz w lokalne układy kogeneracyjne, co zagrozi osiągnięciu częściowego celu na zielone ciepło. To z kolei wpłynie negatywnie na wypełnienie zasadniczego celu dyrektywy 2009/28/WE w postaci 15,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie zużycia energii finalnej brutto.

W efekcie końcowym (mnożnikowym), nie będziemy w stanie wypełnić swoich zobowiązań w zakresie udziałów energii z OZE w 2020 roku w żadnym z segmentów rynku zielonej energii. Wobec konkretnych sankcji za niewypełnienie dyrektywy 2009/28/WE sytuacja taka będzie prowadziła wprost do olbrzymich kar ze strony UE (lub konieczności poniesienia kosztów transferów statystycznych) i niewykluczone, że także do wstrzymania wypłat dla Polski funduszy UE na lata 2014-2020 (jak wykazały analizy IEO chodzi o kwotę rzędu minimum 10 mld zł na OZE jedynie z ERDF³ oraz znaczące kwoty z funduszy spójności i funduszu na rozwój obszarów wiejskich). Ponosząc na bieżąco koszty wsparcia OZE na rynku wewnętrznym (bez inwestycji) i obciążając konsumentów energii, rząd będzie zmuszony do dodatkowego importu energii odnawialnej. Może dojść do sytuacji, w której Polska, jako jeden z niewielu krajów UE, ponosząc (tak jak inne kraje) koszty wdrażania dyrektywy o promocji OZE, zmniejszy własne bezpieczeństwo energetyczne, zwiększy deficyt handlowy w segmencie surowców energetycznych i energii, a także nie uzyska nowych mocy i zdolności produkcyjnych o niskich kosztach zmiennych (specyfika technologii OZE) na okres po roku 2020, przez co może trwale utracić konkurencyjność na, za kilka lat już w pełni otwartym, europejskim rynku energii.

W przypadku skumulowania się zagrożeń może dojść do katastrofy finansowej i gospodarczej. Z tego powodu Instytut Energetyki Odnawialnej zdecydował się na próbę weryfikacji powyższych tez w oparciu o aktualne dane w celu zwrócenia uwagi na najważniejsze problemy. Opracowanie obejmuje aktualizację informacji i analizy w zakresie - importu biomasy (wraz z oceną jego wpływu na bilans wymiany handlowej przy utrzymaniu systemu wsparcia dla technologii współspalania wg. planów koncernów energetycznych)

dostarczaną w *miksie* energetycznym, czyli za zieloną energię elektryczną praktycznie będzie płać dwa razy (raz za „fizyczny import energii” i raz w ramach „transferu statystycznego”).

³ Instytut Energetyki Odnawialnej: „Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii - wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014-2020”. Ekspertyza dla Ministerstwa Rozwoju Regionalnego. Warszawa 2012 r.
<http://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/528-okrelenie-potencjau-energetycznego-regionow-polski-w-zakresie-odnawialnych-rode-energii-wnioski-dla-regionalnych-programow-operacyjnych-na-okres-programowania-2014-2020-raport-wykonany-przez-ieo-na-zlecenie-mrr.html>

kosztów współspalania (w kontekście systemu wsparcia energii z OZE) oraz analizy porównawcze możliwości realizacji przez Polskę celu na rok 2020 w zakresie OZE w wariantach:

- a) wprowadzenia propozycji zmian zawartych w projekcie ustawy o OZE,
- b) w sytuacji braku zmian regulacyjnych i kontynuowania współspalania w ramach obecnych regulacji.

Prezentowane wyniki dodatkowych i pogłębionych badań wybranych aspektów niekontrolowanego rozwoju współspalania dopełniają analizy zawarte we wspomnianym wcześniej raporcie IEO z roku 2012, który koncentrował się na problemach współspalania związanych z nie zrównoważonym wykorzystaniem zasobów biomasy. Poniższe opracowanie koncentruje się na problemach jakie współspalanie generuje na rynku zielonej energii oraz na kosztach. W celu uniknięcia powtórzeń niektóre informacje przedstawiono w sposób skrótowy. Z tych względów należy uznać, że oba dokumenty stanowią jedną całość i powinny być rozpatrywane łącznie.

CHARAKTERYSTYKA OBECNEGO RYNKU WSPÓŁSPALANIA W POLSCE

Wprowadzenie

Rozwój zjawiska współspalania biomasy z węglem w kotłach energetycznych w Polsce (stosowanego w wielkoskalowej energetyce zawodowej) rozpoczął się w roku 2005. Niemalże w 100% dotyczy on zintegrowanej pionowo energetyki korporacyjnej, która postanowiła sama (poprzez swoje grupy wytwórcze) zrealizować gro obowiązków w zakresie zielonej energii elektrycznej. Zostały one nałożone na spółki obrotu (sprzedawców energii, w większości w strukturach korporacji energetycznych) przez ustawę Prawo energetyczne w ramach wdrażania dyrektywy 2001/77/WE. Na skutek inercji prawnej, procesy współspalania w elektrowniach są kontynuowane, pomimo tego, że dyrektywa „77” nie obowiązuje już od dwóch lat, a zastępująca ją dyrektywa 2009/28/WE o promocji energii ze źródeł odnawialnych wymaga innego podejścia oraz odmiennych technologii - bardziej efektywnych, nowoczesnych i tańszych (w sensie kosztu rozłożonego na następne 15-20 lat).

Obowiązujący dotąd system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE (oparty o wydawanie świadectw pochodzenia, które w formie praw majątkowych są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE)) jest rozwiązaniem nakazowym z wbudowanym mechanizmem quasi rynkowej regulacji wysokości wsparcia. Cena transakcyjna świadectw ustalana jest na TGE i związana jest z liczbą dostępnych świadectw, wysokością opłaty zastępczej oraz trybem zawarcia transakcji. Popyt wynika z obowiązkowego udziału energii z OZE. W sytuacji niedoboru ceny świadectw w obrocie na TGE będą przewyższały opłatę zastępczą. W przypadku nadpodaży ich cena może być niższa - i właśnie taka tendencja ma miejsce od połowy 2012 r. Przed rokiem 2012 ceny świadectw pochodzenia kształtowały się na poziomie zbliżonym do wysokości opłaty zastępczej, co sprawiało, że współspalanie przynosiło znaczące korzyści. Grupy energetyczne i poszczególne elektrownie węglowe niemalże masowo rozwijały tę technologię. Początkowo, głównym zauważalnym problemem był rosnący deficyt biomasy, a następnie dynamiczny wzrost ceny tego surowca. Od publikacji projektu założeń do ustawy o OZE w roku 2011, grupy energetyczne realizujące współspalanie, w planowanych rozwiązaniach dostrzegły czynniki ryzyka i zaczęły oddziaływać (głównie krajowi monopolisci za pośrednictwem ministra skarbu) na opóźnienie wdrożenia regulacji, bądź jej osłabienie. Działania te okazują się niezwykle skuteczne, również dzięki temu, że skonsolidowana informacja o bieżących kosztach oraz zagrożeniach dociera do regulatora i ustawodawcy, a w szczególności do opinii publicznej, z pewnym opóźnieniem z uwagi na system monitorowania i sprawozdawczości oraz brak mechanizmów wczesnego ostrzegania.

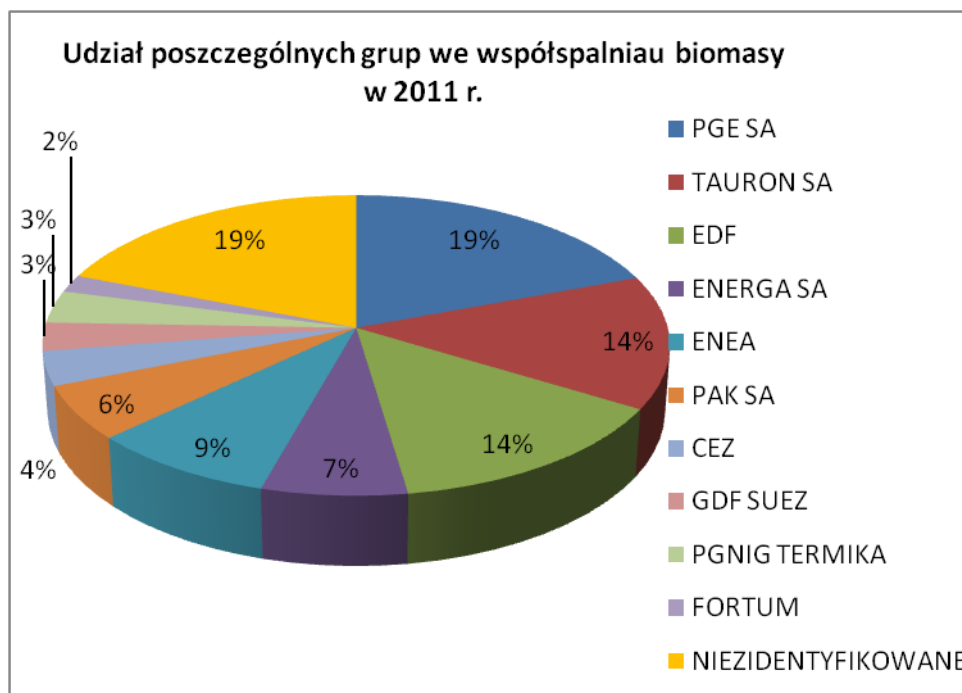
Ilości energii wytworzonej we współspalaniu oraz liczba podmiotów posiadających koncesje na tego typu działalność publikowane są corocznie przez Prezesa URE, na podstawie liczby wydanych świadectw pochodzenia energii z OZE. Jednakże w ostatnich latach, statystyki te (w odniesieniu do ilości wyprodukowanej w danym roku energii) dostępne są ze znacznym spóźnieniem wynikającym z przedłużającego się procesu wydawania świadectw pochodzenia oraz długiego okresu rozstrzygania sporów dotyczących ich wydawania. Zjawisko to dotyczy przede wszystkim współspalania. Stąd podawane na początku roku kalendarzowego statystyki obarczone są zwykle dużym błędem. Obecnie wiadomo, że w roku 2011 we współspalaniu wyprodukowano 6 TWh energii elektrycznej (46% całego wolumenu energii elektrycznej z OZE). Do początku lutego 2013 roku wydano już świadectwa pochodzenia dla 5,7 TWh energii ze współspalania wyprodukowanej w roku 2012, należy jednak oczekiwać, że ilość ta wzrośnie co najmniej do 6,5-7 TWh.

W raporcie IEO z 2012 roku zwrócono uwagę na generalne konsekwencje współspalania, bez wchodzenia bardziej szczegółowo w szczegóły technologiczne i strukturę właścicielską. Na potrzeby przeanalizowania rynku zielonej energii, rynku świadectw pochodzenia oraz oceny skutków kontynuowania współspalania na realizację celów na rok 2020, warto przyjrzeć się technologiom stosowanym przez najważniejszych graczy (w kolejnych rozdziałach opracowania poruszone zostaną skutki ekonomiczne i rynkowe).

Struktura i charakterystyka instalacji współspalających biomasę z węglem

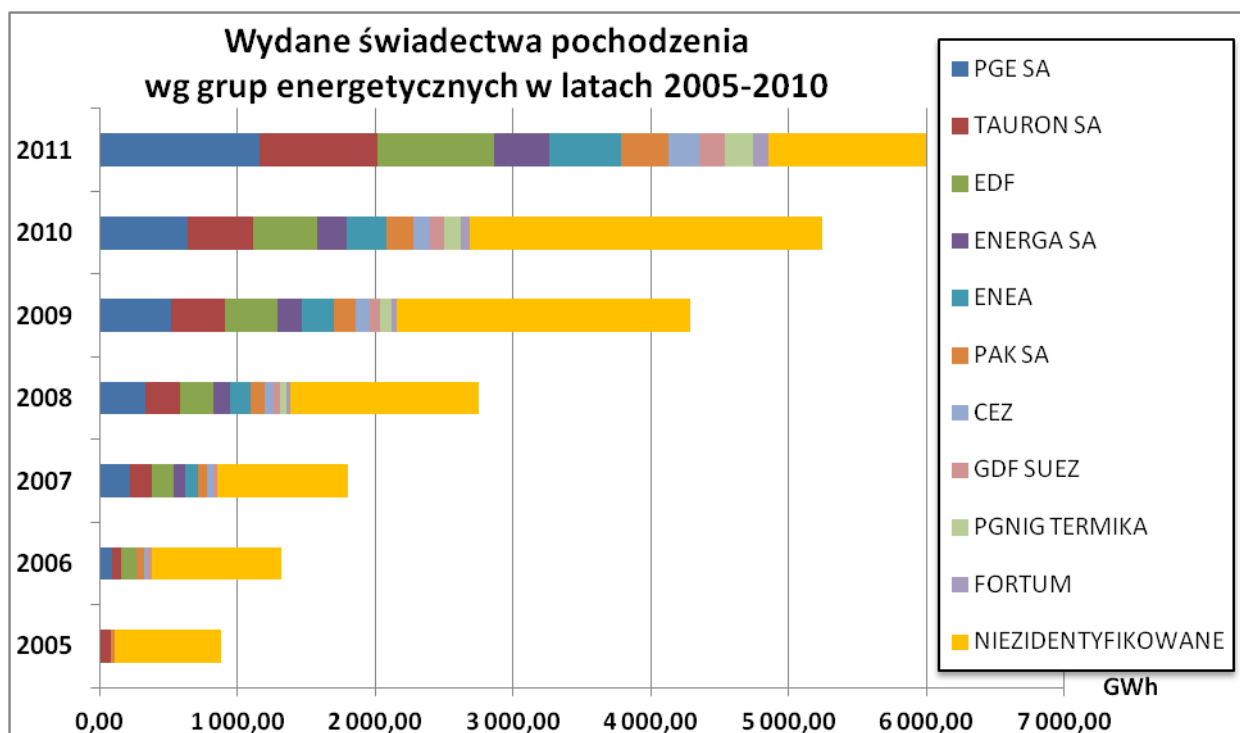
Współspalanie biomasy w obiektach elektroenergetyki zawodowej realizowane jest w kotłach pyłowych (większość instalacji) i fluidalnych. W istniejących instalacjach energetycznych opalanych węglem możliwe jest wykorzystanie biomasy we współspalaniu bezpośrednim, pośrednim oraz równoległym.

Na podstawie przeprowadzonej analizy rynku można pokazać, że liderem we współspalaniu biomasy jest PGE, następnie EDF i Grupa Tauron, a dalej Energa i Enea. W roku 2012 sytuację na rynku spalania biomasy w elektroenergetyce zmieniają zrealizowane inwestycje, np. dedykowana instalacja na biomasę w Elektrowni Połaniec (GDF SUEZ) o mocy 205 MW, instalacja w Elektrowni Konin (ZE PAK), ale tylko dopełnią one obraz zajmowania rynku energii elektrycznej z OZE przez energetykę korporacyjną i wykorzystywanie biomasy w dużych obiektach, natomiast nie zmienia to ogólnego trendu.



Rys. 1 Struktura udziału grup energetycznych we współspalaniu biomasy w 2011 r.

Poza oficjalnymi danymi statystycznymi warto odwołać się do danych publikowanych przez grupy energetyczne – Rys. 2. Znamienne jest to, że do roku 2010 koncerny energetyczne podawały informacje o rozszerzaniu współspalania w kontekście „kolejnych sukcesów”, a nawet przełomów technologicznych, ale od roku 2011 opinia publiczna nie dostaje informacji na ten temat.



Rys. 2 Projekcja udziału grup energetycznych we współspalaniu biomasy w elektrowniach węglowych w latach 2005-2011

Od roku 2006 liderem rynku jest grupa PGE. W analizie pominięto te grupy energetyczne, np. Dalkia, oraz inne obiekty, mające mniejszy udział w rynku. Instalacje te są częścią kategorii „niezidentyfikowane”, która dopełnia bilanse roczne.

Poniżej przedstawiono krótką charakterystykę największych obiektów współpalających w poszczególnych grupach obejmujących ponad 90% rynku.

PGE SA

Tak jak większość pionowo zintegrowanych koncernów energetycznych, Grupa Kapitałowa PGE jest spółką publiczną prawa handlowego działającą w pięciu segmentach:

- wydobycia węgla brunatnego i wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych oraz przesyłu i dystrybucji ciepła,
- energii odnawialnej, w tym elektrownie szczytowo-pompowe,
- obrotu hurtowego energią elektryczną, produktami powiązаныmi i paliwami,
- dystrybucji energii elektrycznej,
- sprzedaży detalicznej energii elektrycznej.

W roku 2011 przychody ze sprzedaży wniosły 28,11 mld zł, co dało zysk netto za okres obrotowy w kwocie 4,97 mld zł.

W Grupie Kapitałowej PGE SA zidentyfikowano 8 najważniejszych instalacji współpalających biomasę.

Tab. 1 Współpalanie biomasy w PGE

Instalacja	Moc całkowita, MW ⁴	Rok	Uwagi
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów	5298 (4958,5)	2009	W roku 2009 na blokach 1-4 uruchomiono współpalanie biomasy. Kotły OP540 (1,2); OP550 (3,4)
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów	1898 (1740)	2009 2011	W 2009 roku (kotły bloków 5 i 6) oraz w roku 2011 (kotły bloków 1-4) dzięki uruchomieniu dwóch instalacji do spalania biomasy wraz z węglem, elektrownia rozpoczęła produkcję „zielonej energii”. Udział masowy spalanej biomasy leśnej i rolniczej w stosunku do ilości spalanego węgla w tych kotłach wynosi do 9%.
Elektrownia Szczecin (ZE Dolna Odra)	68,5 (63)	2004	Współpalanie biomasy w Elektrowni Szczecin rozpoczęto na kotłach rusztowych w 2004 roku, a na kotłach pyłowych w roku 2005. Pierwszą decyzję URE na wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy („zielonej energii”) z kotłów rusztowych w Elektrowni Szczecin uzyskano 4 lutego 2005 roku. W decyzji udział wagowy biomasy dla kotłów rusztowych w ogólnym strumieniu paliwa wynosi do 48,7%. Decyzję URE na wytwarzanie energii elektrycznej z biomasy z kotłów pyłowych w Elektrowni Szczecin uzyskano w lutym 2006

⁴ Podawana jest moc znamionowa turbozespołów, a w nawiasach osiągalna moc elektryczna netto (moc mierzona na wyjściu z elektrowni).

			<p>roku. W decyzji udział wagowy biomasy dla kotłów pyłowych w ogólnym strumieniu paliwa wynosi do 10%⁵.</p> <p>W styczniu 2012 roku oddano do użytku nowy kocioł fluidalny OF - 230 opalany biomasą o mocy 183 MWt. Jest to jeden z największych kotłów na biomasę w Europie Centralnej i największy w Polsce. Będzie on zużywał rocznie ok. 800 tys. ton biomasy. Stosowane paliwo to zrębka leśna (80 proc.) i biomasa rolna (20 proc.).</p>
Elektrownia Dolna Odra S.A. (ZE Dolna Odra)	1772 (1610)	2006	<p>Przyjęto, że współspalanie biomasy było realizowane, podobnie jak w Elektrowni Szczecin. W roku 2009 uruchomiono instalację współspalania na bloku 5, a w 2010 na bloku 1.</p> <p>W roku 2008 przeprowadzono próbę spalania biomasy w postaci brykietów bez udziału węgla na ostatnim poziomie palników pyłowych. Celem próby było sprawdzenie możliwości spalania biomasy w postaci brykietów oraz obniżenie emisji NO_x poprzez wywołanie mechanizmu spalania uzupełniającego (<i>ang. reburning</i>) (Derecki W. PGE, 2009, str. 12).</p>
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	246,5 (226)	Obiekt planowany	<p>Elektrociepłownia ma mieć moc 40 MW i kosztować 140 mln euro. Inwestorem ma być norweska firma Tergopower. Spółka jest już po wstępnych rozmowach z władzami Lublina i Lubelskiego Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej. Zakłada, że obecny rok poświęci na załatwienie formalności. Jeśli wszystko pójdzie zgodnie z planem, rozpocznie budowę w roku 2014⁶.</p>
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Kielce	10,8 (10,3)	2008	<p>Eksploatacja od roku 2008, kocioł OI, biomasa - zrębki drewna.</p>
PGE GiEK S.A. Oddział Elektrociepłownia Zgierz	16,7 (15,3)	2009	<p>W listopadzie 2008 roku URE rozszerzył zakres koncesji elektrociepłowni o możliwość współspalania biomasy⁷.</p>
PGE GiEK S.A. Elektrownia Opole	1492 (1420)	2006	<p>Pierwsze wydane w Polsce świadectwo pochodzenia trafiło właśnie do El. Opole. W roku 2012 elektrownia uzyskała dofinansowanie na budowę instalacji do bezpośredniego podawania biomasy do kotła nr 2. Całkowity koszt projektu to ponad 55 mln zł, natomiast wartość dofinansowania z Unii Europejskiej sięga prawie 13 mln zł.</p>
PGE GiEK S.A. Elektrownia Bydgoszcz 2	227 (168)	nie znany	<p>Do końca 2015 roku zaplanowano wykonanie modernizacji kotła OP-230 (nr 4) polegającej na przystosowaniu go do spalania biomasy.</p>

⁵ Por.: (Derecki W. PGE, 2009, str. 8)

⁶ <http://www.dziennikwschodni.pl/apps/pbcs.dll/article?AID=/20130112/LUBLIN/130119884> (dostęp 2013.02.21)

⁷ <http://www.eczgierz.pgegiiek.pl/?s=biomasa&search=Szukaj>

Tauron Polska Energia

Jednostką dominującą w Grupie Kapitałowej jest TAURON Polska Energia SA, której podstawowym przedmiotem działalności jest zarządzanie i koordynacja działalności firm centralnych i holdingów oraz handel energią elektryczną. Podmioty zależne, współzależne i stowarzyszone działają w obszarach:

- wydobycia węgla kamiennego,
- wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł konwencjonalnych,
- wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych,
- dystrybucji energii elektrycznej,
- sprzedaży energii i pozostałych produktów rynku energetycznego oraz świadczenia innych usług z powyższego zakresu.

W roku 2011 przychody ze sprzedaży wniosły 20,76 mld zł, co dało zysk netto 1,24 mld zł.

W Grupie Tauron Polska Energia zidentyfikowano 6 najważniejszych instalacji współpalających biomasę.

Tab. 2 Współpalanie biomasy w Grupie Tauron

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok
Elektrownia Jaworzno III - Elektrownia III	1345 (1230,6)	2009
Elektrownia Jaworzno III - Elektrownia II	190 (172)	2006
Elektrownia Łaziska	1155 (1052)	2006
Elektrownia Siersza	666 (622,2)	2005
Elektrociepłownia Bielsko-Biała Północ	55 (48,5)	2008
Elektrownia Stalowa Wola	330 (314)	2005

EDF

W Grupie EDF zidentyfikowano 6 kluczowych instalacji współpalających biomasę.

Tab. 3 Współpalanie biomasy w Grupie EDF

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrownia Rybnik	1775 (1626,4)	2008	W elektrowni wstrzymano plany inwestycyjne w związku z niejasnym statusem dot. wysokości wsparcia dla współpalania. W planowym bloku, o mocy 900 MW, zakładano udział biomasy do 8%.
Elektrociepłownia Wybrzeże Gdańsk – 2	220 (206,1)	2009	Biomasa wskazana, jako paliwo podstawowe, obok węgla kamiennego (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 105).
Elektrociepłownia Wybrzeże Gdynia - 3	110	2009	Biomasa wskazana, jako paliwo podstawowe, obok węgla kamiennego (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 109).

	(90,2)		
Elektrociepłownia Kraków	460 (406)	2008	Od roku 2008 elektrociepłownia rozpoczęła spalanie węgla niskozasiarczonych oraz współspalanie biomasy ⁸ .
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA -Elektrociepłownia Wrocław	263 (238)	2010	Współspalanie biomasy możliwe jest w 3 kotłach pyłowych: OP-230, 2x OP-430 (Jarosz Z., Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A., 2011, str. 5).
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja SA -Elektrociepłownia Czechnica	100 (88)	2010	Od roku 2010 (po przebudowie kotła pyłowego) w elektrociepłowni eksploatowany jest kocioł fluidalny, w którym 100% stanowi biomasa. Ponadto możliwe jest współspalanie w 3 kotłach pyłowych OP-130 (Jarosz Z., Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A., 2011, str. 11).

ENERGA

Grupa Kapitałowa Energa zajmuje się wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepłej oraz innymi towarzyszącymi usługami. W roku 2011 przychody ze sprzedaży wniosły 10,17 mld zł, a zysk netto - 0,66 mld zł.

W Grupie Energa zidentyfikowano 5 kluczowych obiektów współpalających biomasę.

Tab. 4 Współspalanie biomasy w Grupie Energa

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrownia Ostrołęka - A	93,5 (71,6)		Biomasa jest spalana w kotle fluidalnym jako paliwo podstawowe (ENERGOPROJEKT WARSZAWA SA, str. 24). W 2013 planowana jest likwidacja obiektu (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 88).
Elektrownia Ostrołęka - B	647 (608)	2007	W roku 2012 ukończono budowę instalacji do podawania biomasy do wszystkich trzech eksploatowanych kotłów pyłowych OP-650 (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 86).
Elektrownia Ostrołęka - C	1000	Obiekt planowany	W planowanym obiekcie zakłada się możliwość współspalania na nowym bloku w zakresie do 7,7% udziału masowego biomasy (ENERGOPROJEKT WARSZAWA SA, str. 7).
Elektrociepłownia Elbląg	49 (40,4)	2011	Współspalanie odbywa się na co najmniej dwóch (z trzech eksploatowanych) kotłach pyłowych (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 152).
Elektrociepłownia Kalisz (Piwonice)	8 (6,8)	Obiekt planowany	Planowana jest budowa bloku kondensacyjnego o mocy 10 MWe opalanego biomasą oraz (lub) silników gazowych (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 150).

⁸ Por. (Agencja Rynku Energii, 2012, str. 100)

Enea

Podstawową działalnością Grupy Kapitałowej ENEA jest handel energią elektryczną, jej wytwarzanie oraz dystrybucja. Spółki wchodzące w skład Grupy oferują również inne usługi z zakresu elektroenergetyki.

W Grupie Enea zidentyfikowano 2 główne instalacje współpalające.

Tab. 5 Współpalanie biomasy w grupie Enea

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrownia Kozienice	2845 (2695)	2008	Współpalanie biomasy z węglem jest realizowane od roku 2008 (ENEA SA, 2012, str. 17).
Elektrociepłownia Białystok	203,5 (148,7)	2008	W roku 2008 Elektrociepłownia Białystok przekazała do eksploatacji nową instalację do produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem wyłącznie biomasy. Specjalnie zaprojektowane palenisko, tzw. złożo fluidalne (BFB) stanowi podstawowy element kotła biomasowego, który powstał w wyniku konwersji istniejącego kotła OP-140. W fazie realizacji jest konwersja drugiego, bliźniaczego kotła OP-140 na kocioł biomasowy ze złożem fluidalnym (planowany termin realizacji do końca 2012) (ENEA SA, 2012, str. 22;112).

GDF SUEZ Energia Polska SA

Koncern działa na rynku polskim od roku 2000, początkowo jako Tractebel Polska Sp. z o.o. W roku 2001 firma została przekształcona na Electrabel Polska Sp. z o.o., a od roku 2007 prowadzi działalność jako Grupa GDF SUEZ. Koncern jest właścicielem 100% akcji Elektrowni Połaniec, która wytwarza energię elektryczną oraz, jako produkty uboczne, materiały dla drogownictwa i budownictwa.

W GDF SUEZ Energia Polska SA zidentyfikowano 1 instalację współpalającą biomasę.

Tab. 6 Współpalanie biomasy w GDF SUEZ Energia Polska SA

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok
Elektrownia Połaniec	1600 (1654)	2005

CEZ Polska

Grupa jest międzynarodowym koncernem energetycznym, który działa w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej oraz w Turcji. Centrala znajduje się w Republice Czeskiej. Głównym przedmiotem działalności gospodarczej CEZ jest produkcja i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła, obrót energią elektryczną i ciepłą oraz wydobywanie węgla. Najważniejszym akcjonariuszem spółki jest Skarb Państwa Republiki Czeskiej. W Polsce do Grupy CEZ należą dwie elektrownie zasilane węglem kamiennym – elektrownia Skawina i elektrownia Elcho.

W CEZ Polska biomasa jest współpalana w 2 instalacjach.

Tab. 7 Współspalanie biomasy w CEZ Polska

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok
Elektrownia Skawina	490 (431)	2006
Elektrownia Chorzów-Elcho	238 (208)	2008

Grupa PGNiG TERMIKA

Od stycznia 2012 roku Grupa Kapitałowa PGNiG stała się właścicielem obiektów VATENFALL i tym samym została największym w Polsce wytwórcą ciepła i energii elektrycznej (wytwarzanej w procesie kogeneracji), dzięki wytwarzaniu 11% ciepła sieciowego w Polsce.

Tab. 8 Współspalanie biomasy w PGNIG TERMIKA

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrociepłownia Żerań	334 (328)	2007	Szacunkowo na podstawie informacji prasowych.
Elektrociepłownia Siekierki	622 (539)	2010	Szacunkowo na podstawie informacji prasowych. Planowana jest przebudowa jednego z kotłów na kocioł opalany w 100 % biomasą (w tym 80% zrębkami leśnymi).

PAK Zespół Elektrowni Pątnów Adamów Konin

Dla Grupy Kapitałowej PAK (Pątnów-Adamów-Konin) w roku 2011 przychody ze sprzedaży wniosły 2,69 mld zł, a zysk netto - 0,32 mld zł. W elektrowniach PAK zidentyfikowano 3 instalacje współspalające biomasę.

Tab. 9 Współspalanie biomasy w PAK

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrownia Konin	193 (169)	2006	W roku 2012 oddano do użytkowania CFB 55 MWel, 154 MWt na biomasę ⁹ .
Elektrownia Pątnów I	1200 (1095)	2006	
Elektrownia Adamów	600 (545)	2006	(PAK SA, 2012, str. 163)

Grupa FORTUM

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. jest wiodącym przedsiębiorstwem branży ciepłowniczej.

⁹ Elektrownia podaje sprawność energetyczną 33,2% (PAK SA, 2012, str. 162), a czas eksploatacji 35 lat, z możliwością przedłużenia, po wdrożeniu dodatkowego programu inwestycyjnego (tamże, str. 164).

W grupie FORTUM zidentyfikowano 2 instalacje współpalające biomasę przy czym w planach jest rozbudowa 1 instalacji w Zabrze.

Tab. 10 Współpalanie biomasy w FORTUM

Instalacja	Moc całkowita, MW	Rok	Uwagi
Elektrociepłownia Częstochowa	65 (58)	2010	Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi ok. 550 GWh, z czego część stanowi energia ze współpalania.
Elektrociepłownia Zabrze	74 (68)	Obiekt planowany	Planowany obiekt będzie miał moc 355-430 MW ¹⁰

Powyższe dane pochodzą z informacji dostępnych publicznie. Wynika z nich, że w zasadzie wszystkie przedsiębiorstwa tzw. energetyki zawodowej, a w szczególności największe korporacje energetyczne, stosują współpalanie biomasy z węglem. W latach 2006-2012 wszystkie grupy energetyczne dodały współpalanie (jako nową technologię) w swoich grupach wytwarzania, z zasady nie inwestując przy tym w nowe moce wytwórcze. Współpalanie wprowadzono głównie w najstarszych blokach węglowych (przede wszystkim w kotłach pyłowych), traktując je jako okazję do krótkookresowego zwiększenia przychodów korporacji z rynku świadectw pochodzenia i z dodatkowych korzyści na rynku uprawnień do emisji CO₂ (wynikających z dyrektywy ETS). W poniższej tabeli podano średni wiek kotłów polskich elektrowni i elektrociepłowni, w których stosowane jest współpalanie oraz ich zainstalowaną moc termiczną.

Tab. 11 Moce i wiek kotłów energetycznych dostosowywanych przez energetykę zawodową do współpalania biomasy z węglem. Zestawienie.

Wykaz głównych elektrowni i elektrociepłowni stosujących współpalanie	Średni wiek kotłów, lata	Moc kotłów, MW
CEZ	9	
CEZ SKAWINA	9	612
EDF	34	
EDF EC GDAŃSK 2	31	660
EDF EC GDYNIA 3	28	330
EDF KOGENERACJA WROCLAW SA CZECHNICA	44	373
EDF KOGENERACJA WROCLAW SA WROCLAW	32	799
EDF KRAKÓW	32	1224
ENEA	36	
ENEA BIAŁYSTOK	5	75
ENEA KOZIENICE	40	4112
ENERGA	42	
ENERGA ELBLĄG	57	196

¹⁰ Z informacji na stronie internetowej firmy: Fortum zamierza zrealizować inwestycję polegającą na budowie w Zabrze wielopaliwowego bloku kogeneracyjnego (CHP Zabrze), o mocy w paliwie ok. 355-430MW. Jako główne paliwa w elektrociepłowni wykorzystywane będą różne rodzaje biomasy oraz węgiel. Planowana elektrociepłownia wyposażona będzie w kocioł z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym (CFB) oraz kondensacyjno - upustową turbinę parową. Energia elektryczna produkowana w skojarzeniu dostarczana będzie do sieci elektroenergetycznej lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej. Ciepło wytwarzane w elektrociepłowni będzie dostarczane do miejskiego systemu ciepłowniczego. Dzięki zastosowaniu wysokosprawnej technologii wytwarzania energii przy wykorzystaniu paliw odnawialnych elektrociepłownia w Zabrze będzie przyjazna środowisku i przyczyni się do realizacji założeń Pakietu Klimatycznego w Regionie Górnośląska.

ENERGA OSTROŁĘKA A	16	76
ENERGA OSTROŁĘKA B	41	1536
GDF	32	
GDF SUEZ POŁANIEC	32	4088
PAK	46	
PAK ADAMÓW	48	1510
PAK PAŃNÓW I	45	3162
PGE	18	
PGE BEŁCHATÓW	18	3488
PGE BYDGOSZCZ 2	30	166
PGE DOLNA ODRA	39	1030
PGE DOLNA ODRA SZCZECIN	2	183
PGE EC KIELCE	5	16
PGE OPOLE	18	3488
PGE TURÓW	15	3252
PGNiG TERMIKA	45	
PGNiG TERMIKA SIEKIERKI	44	1874
PGNiG TERMIKA ŻERAN ¹¹	45	1415
TAURON	38	
TAURON BIELSKO-BIAŁA PÓŁNOC	16	165
TAURON JAWORZNO II	14	360
TAURON JAWORZNO III	36	3072
TAURON ŁAZISKA	43	2608
TAURON SIERSZA	31	1586
TAURON STAŁOWA WOLA	53	986
Średni wiek kotłów, lata	34	42442

Średni wiek kotłów sięga już 35 lat. W efekcie wprowadzenia współspalania, a w szczególności z powodu wykorzystania promowanej regulacjami biomasy pochodzenia rolniczego, ich zużycie następuje znacznie szybciej niż w warunkach pracy na standaryzowanym paliwie węglowym, na które to paliwo instalacje te zostały zaprojektowane. W stosunkowo najlepszej kondycji są jeszcze obiekty współspalające należące do PGE oraz CEZ, a w najgorszej: PAK, PGNiG Termika, Energa i Tauron (z uwagi na stopień zużycia). Spośród uwzględnionych w statystyce i analizowanych rodzajów kotłów - fluidalnych i pyłowych (poza mniejszymi obiektami wycofywane jest współspalanie w najbardziej przestarzałych kotłach rusztowych) najwyższy stopień zużycia zauważalny jest w przypadku kotłów pyłowych, których średni wiek sięga 40 lat. Warto odnotować, że wiek kotłów pyłowych w PGNiK Termika (EC Siekierki) i Energa wynosi nawet 50 lat. Ze względu na rosnące koszty utrzymania i obsługi oraz pogarszającą się z czasem i tak niską sprawnością, współspalanie staje się nie tylko coraz większym problemem technicznym i ekonomicznym dla korpopracji, ale także pułapką dla energetyki odnawialnej (rosnące koszty i brak pewności zrealizowania celów na rok 2020).

Struktura wiekowa kotłów świadczy o tym, że dla zdecydowanej większości grup energetycznych przechodzenie na współspalanie, poza tym, że nie przyniosło nowych mocy, nie było także inwestycją w przyszłość. Przy powszechnie przyjmowanym 40-letnim okresie pracy elektrowni węglowych, wprowadzanie współspalania w obiektach starszych niż 30 lat (ponad 40% całości parku maszynowego) świadczy jednoznacznie o krótkowzroczności realizowanej polityki energetycznej i braku strategii, a nawet szerszej refleksji w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej. W powyższej tabeli zamieszczono także

¹¹ Współspalanie realizowane w kotłach fluidalnych, których średni wiek wynosi 14 lat.

sumaryczną moc cieplną kotłów, w których jest stosowane (lub w każdej chwili może być stosowane) współspalanie. Daje to pełniejszy obraz skali przeinwestowania w schyłkową technologię.

Tab. 12 przedstawia strukturę wieku wszystkich kotłów energetycznych (współpracujących z turbozespołami) wg lat pracy. Dane w tabeli wskazują na to, że:

- współspalanie objęło już ok. 43% mocy zainstalowanej wszystkich kotłów w energetyce węglowej,
- procesy współspalania wprowadzono w proporcjonalnie najstarszych obiektach (z krótkim okresem ich dalszej możliwej eksploatacji),
- udział współspalania w najnowszych kotłach, mających minimum 30 letnią perspektywę eksploatacji jest znikomy (tylko 4 obiekty).

Tab. 12 Podział kotłów wg lat pracy – elektrownie zawodowe ciepłe

Wyszczególnienie	Ilość, szt.	Struktura, %
Kotły energetyczne	391	100,0
do 5 lat	9	2,87
od 6 do 10 lat	27	4,74
od 11 do 15 lat	25	7,15
od 16 do 20 lat	8	3,39
od 21 do 25 lat	17	7,32
od 26 do 30 lat	26	13,06
ponad 30 lat	279	61,47

Przechodzenie na współspalanie stało się w Polsce zjawiskiem powszechnym i nie ma swojego odpowiednika na całym świecie. Objęło swoim zasięgiem również zagraniczne grupy energetyczne, zablokowało konkurencję technologiczną i głębsze procesy modernizacyjne wewnątrz energetyki zawodowej, ale przede wszystkim negatywnie wpłynęło na zrównoważony i trwały rozwój energetyki odnawialnej. W efekcie odziedziczonego z poprzedniej dekady, i kontynuowanego w obecnej, błędnie dobranego oraz nazbyt długo nekorygowanego systemu wsparcia, Polska nie tylko ma przestarzałą strukturę wytwarzania energii elektrycznej, ale także pozbawioną perspektywy rozwojowej i niemalże anachroniczną strukturę wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, które na całym świecie bazują na innowacyjnych technologiach.

Symbioza sektora węglowego i sektora energetycznego w wykorzystaniu biomasy w procesach współspalania doprowadziła do dodatkowego wsparcia pierwszego z nich, jak również zakonserwowała rozwój - zarówno energetyki konwencjonalnej, jak i odnawialnej. Do monokultury węglowej dołączyła monokultura „biomasowa”. Pozwalały na to regulacje, które stworzyły wręcz idealne warunki do nadmiarowego wspierania współspalania z kieszeni odbiorcy energii. Niewspółmiernie duże wsparcie i brak ekonomicznych możliwości wdrażania rozwiązań alternatywnych doprowadziły do koncentracji, monopolizacji i stopniowej nacjonalizacji energetyki, kumulując negatywne efekty nie tylko na samym rynku biomasy, ale też na rynku energetyki odnawialnej oraz szerzej - na krajowym rynku energii.

ANALIZA EKONOMICZNA KOSZTÓW WSPÓŁSPALANIA

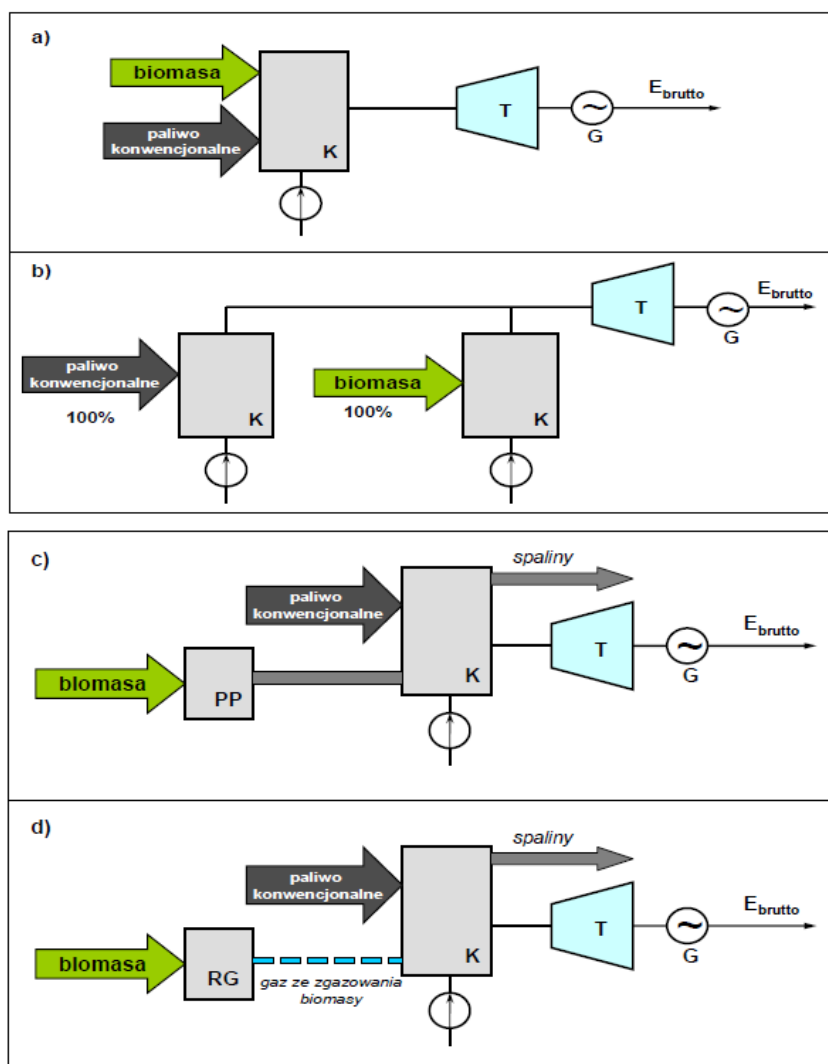
Przeprowadzenie szerszych analiz ekonomicznych współspalania jest niezwykle trudne z uwagi na odrębną specyfikę każdego istniejącego kotła, bloku energetycznego i elektrowni oraz różne warianty technologiczne przyjmowanych rozwiązań. Tak, jak zaznaczono w poprzednim rozdziale, w istniejących kotłach energetycznych opalanych węglem wyróżnia się cztery zasadnicze warianty wykorzystania biomasy, spalania bezpośredniego w kotle węglowym lub spalania pośredniego¹².

- A. Współspalanie bezpośrednie obejmuje:
 - Mieszanie biomasy z węglem przed układem dozowania węgla do kotła (młynami) i podawanie do komory paleniskowej kotła przez istniejący układ nawęglania i palniki pyłowe,
 - Niezależne przygotowanie biomasy – rozdrobnienie i spalanie na ruszcie pod kotłem lub dozowanie do palników, ewentualnie nad palnikami węglowymi, niezależnym strumieniem - w tym przypadku możliwe jest użycie biomasy jako paliwa reburningowego.
- B. Współspalanie równoległe - do spalania biomasy wykorzystywany jest odrębny kocioł, a wytworzona para wodna jest następnie mieszana z parą wodną wytworzoną na kotle lub kotłach węglowych.
- C. Współspalanie pośrednie z przedpaleniskiem – do komory kotła wnoszone jest ciepło spalin ze spalania biomasy.
- D. Współspalanie pośrednie z przedpaleniskiem, ze wstępnym zgazowaniem biomasy – do komory paleniskowej wprowadzany jest wilgotny gaz palny.

Od strony ekonomicznej, a w szczególności w ocenie kosztów produkcji energii elektrycznej przy spalaniu wielopaliwowym (w stosunku do instalacji dedykowanych oddzielnie na węgiel i oddzielnie na biomasę), istotne znaczenie ma też rozróżnienie pomiędzy instalacjami zużywającymi biomasę gdy paliwem podstawowym jest węgiel brunatny (niższa cena energii) i węgiel kamienny oraz rozróżnienie z uwagi na typ kotła.

Schematy poszczególnych wariantów przedstawia Rys. 3.

¹² Por.: (Golec T., 2004), (Lempp P. i in., 2013)



Rys. 3 Układy technologiczne wykorzystania biomasy stałej w energetyce zawodowej: a) współpalanie bezpośrednie; b) współpalania w układzie równoległym; c) współpalanie pośrednie w przedpalenisku; d) wstępne zgazowanie i piroliza – układ z turbiną gazową. Źródło: (Duda-Kękuś A., 2011, str. 77)

Jak już wcześniej wykazano, współpalanie prowadzone jest głównie w kotłach pyłowych (współpalanie bezpośrednie i pośrednie) i fluidalnych (współpalanie równoległe i bezpośrednie). Najczęściej występuje wariant współpalania bezpośredniego, które jest rozwiązaniem najprostszym we wdrożeniu i zarazem najtańszym. Współpalanie pośrednie jest również stosowane, ale wiąże się ono ze znaczącymi nakładami inwestycyjnymi. Oba warianty stosowane są na bazie kotłów pyłowych. Charakterystycznym działaniem inwestycyjnym jest konwersja węglowych kotłów pyłowych na kotły fluidalne, które mogą spalać biomasę. Współpalanie równoległe utożsamiane jest z instalacjami w 100% biomasowymi. Jak pokazuje schemat (Rys. 3 b) biomasa trafia do odrębnego kotła wytwarzającego parę. Na kolejnym etapie trafia ona na turbinę razem z parą wytworzoną w innym kotle.

Ocena całkowitych kosztów energii uzyskiwanej ze współpalania wymaga złożonych analiz, które muszą uwzględniać wysokość nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, kosztów utrzymania oraz kosztów paliwa. Należy odnotować, że koszty te są bardzo wrażliwe na takie elementy, jak stan wyjściowy instalacji funkcjonującej i plany odtworzeniowe, które determinują wysokość niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Koszt paliw - węgla i biomasy - jest podstawowym kosztem działalności operacyjnej. W dłuższym horyzoncie czasowym rentowność współpalania (przy poziomie cen świadectw pochodzenia np. z roku 2010) dominuje rynek podaży biomasy, windując jej cenę. W rezultacie podaż jest uzupełniana intensywnym importem.

W sytuacji niestabilnych warunków prawnych decyzje inwestycyjne obarczone są oczywiście poważnym ryzykiem. Dlatego warto stosować analizę LCOE (*levelised cost of energy*), która abstrahuje od systemów wsparcia i umożliwia wyliczenie kosztu produkcji energii.

Nakłady inwestycyjne – zależą od mocy i rodzaju obiektu (np. czy jest to elektrownia, czy też elektrociepłownia), jak również od rodzaju stosowanego paliwa z biomasy oraz jakości i stanu eksploatowanych kotłów.

Koszt modernizacji istniejącej elektrowni do stanu umożliwiającego współspalanie biomasy zawiera się w przedziale wartości od 300 \$/kW do 700 \$/kW (990-2310 zł/kW¹³), gdy biomasa jest podawana łącznie z węglem. Europejskie oszacowania wskazują na koszt około 200 £/kW lub 220 €/kW (924 zł/kW). Dla rozwiązania polegającego na oddzielnym podawaniu biomasy i węgla jest to kwota 760-900 \$/kW (2508-2970 zł/kW). Niskie nakłady, w porównaniu do nowych obiektów dedykowanych dla spalania biomasy, wynikają z wykorzystania głównie instalacji już istniejących.

Przy współspalaniu równoległym nakłady inwestycyjne wynoszą 1600-2500 \$/kW (5280-8250 zł/kW). Nakłady inwestycyjne przy współspalaniu pośrednim wynoszą 3000-4000 \$/kW (9900-13200 zł/kW), co oznacza, że są ok. 10 razy wyższe niż nakłady poniesione przy współspalaniu pośrednim. Pośrednie współspalanie umożliwia stosowanie tańszych paliw odpadowych.

Koszty obsługi i konserwacji – są porównywalne do kosztów, które elektrownia ponosi wykorzystując sam węgiel. Wg dostępnych źródeł (Lempp P. i in., 2013) wynoszą one 5-10 \$/MW (16,50-33,00 zł/MW). Współspalanie powoduje pewien wzrost kosztów ze względu na dodatkową obsługę procesu dodawania biomasy. Z drugiej strony, ze względu na niższą zawartość siarki i popiołu, dodawanie biomasy powoduje obniżenie kosztów odsiarczania, składowania popiołów oraz niekiedy także obniżania emisji tlenków azotu (w przypadku kotłów fluidalnych, w przypadku pyłowych tendencja jest odwrotna). Typowe koszty obsługi i konserwacji wynoszą ok. 2,5-3,0% kosztów inwestycji dla współspalania bezpośredniego i ok. 5% dla współspalania pośredniego. Koszt jednostkowy wzrasta, gdy zwiększa się udział biomasy i kiedy spada jej jakość.

Koszt paliwa biomasowego – składa się z dwu komponentów: kosztu zakupu paliwa (zależnego od rodzaju i właściwości) oraz kosztu jego transportu, przetworzenia i obsługi. Ze względu na właściwości fizyczne biomasy, w szczególności wartość opałową i gęstość nasypową, na koszt końcowy znacząco wpływa koszt transportu i logistyki, wynikający zarówno z odległości od obiektów współspalających, jak i konieczności zebrania surowców z dużych powierzchni obszarowych. W celu podniesienia gęstości surowiec poddawany jest przetworzeniu, np. peletyzacji, co w rezultacie obniża koszt transportu zagęszczonego paliwa, ale podnosi jego ostateczną cenę (więcej informacji o kosztach paliwa uwzględniono w kolejnym rozdziale niniejszego opracowania).

Chociaż kryteria zrównoważonej produkcji nie zostały jeszcze wdrożone, należy przyjąć, że podobnie jak ma to miejsce dla przypadku biopaliw ciekłych (wg Dyrektywy 2009/28/WE, Załącznik V), zasady obliczania wpływu biopaliw na emisję gazów cieplarnianych będą uwzględniać tzw. „ślad węglowy”. Obliczany on jest w całym cyklu życia począwszy od produkcji surowców (łącznie z uwzględnieniem emisji spowodowanych zmianami ilości pierwiastka węgla w związku ze zmianą sposobu użytkowania gruntów), poprzez procesy technologiczne ich przetwarzania, na emisjach wynikających z paliwa zużywanego w transporcie i dystrybucji kończąc. W kontekście ekonomiki współspalania należy ten element brać pod uwagę jako czynnik ryzyka wzrostu kosztów paliwa, podczas gdy dotychczas podstawowym kryterium była bieżąca cena. W przypadku importu biomasy jej „ślad węglowy” może być szczególnie niekorzystny ze względu na znaczne odległości między miejscem jej pozyskania a zużycia.

Wprowadzenie kryteriów zrównoważonej produkcji biomasy, które bazowałyby na wielkości „śladu węglowego” oraz włączenie parametru określającego sprawność energetyczną przemiany¹⁴, oznaczałoby że

¹³ Przyjęte zostały następujące kursy walut 1\$=3,3zł oraz 1€=4,2zł

¹⁴ Sprawność procesu współspalania w dostosowanych pojedynczych instalacjach węglowych i podawana w literaturze przekracza 35%, ale jak wykazano w pierwszym raporcie IEO z 2012 roku (patrz przypis nr 1), analizy bilansowe dla całego sektora

zwiększy się deficyt a cena biomasy wzrośnie. Jednocześnie nastąpi „wypadanie” z rynku mniej efektywnych wariantów technologicznych współspalania biomasy, poczynając od współspalania bezpośredniego, na pośrednim i równoległym kończąc.

Z uwagi na nieproporcjonalnie wysokie wsparcie i brak realnej konkurencji na rynku zielonej energii elektrycznej, polski sektor współspalania biomasy nie wytworzył mechanizmu eliminowania nieefektywnych obiektów. Dlatego zasadne wydaje się określenie kosztów referencyjnych dla technologii w oparciu o zagraniczne wyniki badań. Zróżnicowanie kosztów, prowadzi do sytuacji, w której koszt LCOE dla energii wytwarzanej przy współspalaniu biomasy, wg ocen międzynarodowych instytucji badających ekonomikę technologii energetycznych, wynosi odpowiednio:

IPCC	22-67 \$/MWh	72,60-221,10 zł/MWh
IEA	80-120 \$/MWh	264,00-396,00 zł/MWh
IRENA	44-130 \$/MWh	145,20-429,00 zł/MWh

W poniższych tabelach zebrano i zestawiono powszechnie stosowane założenia techniczno-ekonomiczne przyjmowane przy próbach oceny kosztu produkcji energii w procesach współspalania oraz uzyskiwane wyniki i prognozy.

Tab. 13 Typowe założenia przyjmowane przy szacowaniu kosztów współspalania w opracowaniach międzynarodowych

Opis	Typowe wartości przyjmowane w międzynarodowych opracowaniach			
	Zrębki drzewne (+ węgiel)	Drewno (+ węgiel)	Pelety przemysłowe (+ węgiel)	Pelety (+ węgiel)
Wsad				
Produkt	Elektrownia, elektrociepłownia			
Wilgotność, %	35-50	35-50	<10	<5
Gęstość, kg/m ³	314-408	490-638	650	750
Gęstość energetyczna, MWh/m ³	0,-0,6	0,5-0,9	3,2	4,3
Wariant	Współspalanie bezpośrednie	Współspalanie pośrednie	Współspalanie równoległe	
Sprawność energetyczna	35-42% / 44-85% z CHP	33-42% / 44-85% z CHP	33-42% / 44-85% z CHP	
Czas życia	30+	30+	30+	
Roczne wykorzystanie mocy	od 20-100%, najczęściej między 60-80%	od 20-100%, najczęściej między 60-80%	od 20-100%, najczęściej między 60-80%	
Typowa moc	10 - > 1000 MW	10 - > 1000 MW	> 1000 MW	
Działające instalacje	>100 instalacji	5-10 instalacji	<5 instalacji	

wskazują, że średnia sprawność konwersji biomasy na energię elektryczną w elektrowniach węglowych może wynosić niewiele więcej niż 26%. Na tak niską sprawność w sektorze wskazują np. takie dane za 2011 rok - energetyka zawodowa i przemysłowa, w procesach współspalania zużyły ponad 7,4 mln ton biomasy o średniej wartości kalorycznej 13 GJ/tonę, wytwarzając ok. 6 700 GWh energii elektrycznej. Tak słaby wynik szacunkowy potwierdza nieefektywność technologii i inwestycji w całym (nie zmuszanym do konkurencji) sektorze, ale po części może wynikać też z zawyżania ilości zużywanej biomasy (ew. jej wartości kalorycznej) w celu pozyskania dodatkowych (nienależnych) świadectw pochodzenia (przyp. aut.)

Emisje GHG (wyemitowane/uniknięte)	Współspalanie z węglem brunatnym: 950-1100 gCO ₂ /kW _{el} dla biomasy lokalnej; 800-950 gCO ₂ /kW _{el} dla biomasy importowanej Współspalanie z węglem kamiennym: 900-1000 gCO ₂ /kW _{el} dla biomasy lokalnej; 720-880 gCO ₂ /kW _{el} dla biomasy importowanej		
Inne zanieczyszczenia	Średnia dla kotłów fluidalnych redukcja NO _x , przy współspalaniu ograniczonym do 7% udziału biomasy wynosi 15% ¹⁵ Emisje innych zanieczyszczeń zależą od jakości biomasy		
Wdrożenia	Głównie Ameryka Północna Europa	Głównie Ameryka Północna Europa	Głównie Ameryka Północna Europa
Udział w rynku światowym	niski	niski	niski

Tab. 14 Założenia kosztowe przyjmowane przy szacowaniu kosztów produkcji energii we współspalaniu

Koszt Wariant	Typowe wartości		
	Współspalanie bezpośrednie	Współspalanie pośrednie	Współspalanie równoległe
Nakłady inwestycyjne, \$/kW	430-550	3000-4000	1600-2500
Koszty eksploatacji i obsługi, % nakładów inwestycyjnych	2,5-3,5%	5%	dla obiegu pary 4%
Koszty biomasy odpadowej, €/MWh	zmiennie	zmiennie	zmiennie
Koszty biomasy rośliny energetyczne, €/MWh	24-30	24-30	24-30
LCOE, \$cent/kWh	2,2-6,7	5-13	7-15

Tab. 15 Prognozowane zmiany w kosztach produkcji energii we współspalaniu

Prognoza Wariant	Typowe wartości prognozowane		
	Współspalanie bezpośrednie	Współspalanie pośrednie	Współspalanie równoległe
Sprawność (2020/2030/2050), %	Zależy od wdrożeń palenisk fluidalnych	35/38/-	33/35/-
Czas życia, lata	30+	30+	30+
Emisje/zanieczyszczenia (wyemitowane/uniknięte)	Zależne od logistyki biomasy i jej rodzaju		
Nakłady inwestycyjne	-	3100/2750/-	3700/3300/-

¹⁵ Źródła krajowe, przy współspalaniu w kotłach pyłowych, w typowym w Polsce zakresie udziału biomasy sięgającym 10%, wskazują na możliwy wzrost emisji NO_x oraz na problemy ze spełnieniem przepisów (Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji, Dz. U. 05.260.2181), wymagających aby emisje NO_x nie przekraczały 200 mg/m³. Por. Ciukaj S.: „Wpływ łącznego spalania węgla i biomasy na pracę kotłów pyłowych”. Praca doktorska. Gliwice, grudzień, 2011r.

(2020/2030/2050), \$/kW			
Koszty produkcji (2020/2030/2050), \$/kW	-	100/90/-	140/130/-
Potencjał globalny/regionalny	Wysoki / -	Wysoki / -	Wysoki / -
Udział w rynku, %	Zależy od konkurencji na rynku biomasy		

Do analizy ekonomicznej kosztów współspalania w warunkach polskich przyjęto jednostkowy nakład inwestycyjny równy **1650 zł/kW** mocy (500 \$/kW)¹⁶ dla współspalania bezpośredniego, gdy biomasa jest podawana łącznie z węglem. Dla współspalania równoległego przyjęto jednostkowy nakład inwestycyjny równy **6765 zł/kW** (2050 \$/kW), a dla pośredniego, z wykorzystaniem przedpaleniska, przyjęto jednostkowy nakład inwestycyjny równy **11550 zł/kW** (3500 \$/kW).

Przyjęto możliwość stosowania dwóch rodzajów paliwa biomasowego:

- 1) biomasa lepszej jakości (zrębki, pelet przemysłowy) - koszt 450 zł/t, wartość opała 13 GJ/t;
- 2) biomasa gorszej jakości (importowany surowiec o niższych parametrach energetycznych) - cena 300 zł/t, wartość opała 12 GJ/t.

Biomasa lepszej jakości (1) może być wykorzystywana do współspalania w kotłach pyłowych w wariantach współspalania bezpośredniego i pośredniego. W przypadku współspalania równoległego, technologia umożliwia stosowanie paliwa tańszego, o niższych parametrach energetycznych. Przyjęte założenia nawiązują do przyjętych w opracowaniu G. Wiśniewski i in. (2012)¹⁷.

Przyjęto - sprawność przemiany na poziomie 35% (wysoka jak na warunki krajowe, niska jak na zagraniczne warunki referencyjne) i okres eksploatacji instalacji - 30 lat (jest to minimalny okres eksploatacji przyjmowany w literaturze światowej i studiach wykonalności dotyczących przejścia ze spalania w kotłach węglowych z węglem na mieszaninę węgla z biomasą). Założenia do obliczeń wartości LCOE przedstawia Tab. 16.

Tab. 16 Założenia przyjęte do obliczeń wartości LCOE energii elektrycznej wytwarzanej w wariantach współspalania bezpośredniego, równoległego i pośredniego.

Wariant	Jednostka	Współspalanie bezpośrednie	Współspalanie równoległe	Współspalanie pośrednie
Jednostkowe nakłady inwestycyjne netto	zł/kW	1650	6765	11550
Koszty operacyjne	% nakł. inv.	3	4	5
Koszty paliwa	zł/t	450	300	450
Wartość opała	GJ/t	13	12	13
Zawartość wilgoci	%	15	20	15
Sprawność przemiany	%	35	33	35
Roczny czas pracy	godz.	6000	6000	6000
Czas pracy dla LCOE	lat	30	30	30
Moc elektrowni	MW	600	600	600
Paliwo podstawowe		węgiel brunatny	węgiel brunatny	węgiel brunatny

¹⁶ Przyjęte zostały następujące kursy walut 1\$=3,3zł oraz 1€=4,2zł

¹⁷ Por.: (Wiśniewski G., Michałowska-Knap K., Arcipowska A., 2012)

Wartość opałowia węgla	GJ/t	10	10	10
Moc instalacji współspalania	MW	100	100	100
Udział biomasy	%	10	80	10
Cena biomasy	zł/t	350	250	350
Wartość opałowia	MWh/t	3,6	3,3	3,6
Energia z OZE	MWh/rok	60000,0	480000,0	60000,0
Koszt LCOE	zł/MWh	202,88	248,65	246,39

Koszty energii pozyskiwanej ze współspalania w Polsce wynoszą wg powyższych założeń od 203 zł/MWh do 249 zł/MWh (średnio 226 zł/MWh). Dla powyższych założeń, średni ważony koszt wytworzenia energii elektrycznej LCOE (bez współspalania i z wyłączeniem kosztów inwestycji na infrastrukturę współspalania), liczony identyczną metodą, wynosi 196,76 zł/MWh. Obliczony koszt może służyć na potrzeby weryfikacji metody kalkulacji oraz odniesienia do obecnie znacznie niższych cen na giełdzie. Warto zauważyć, że wg informacji Prezesa URE, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej w 2011 roku, bez podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia, była znacznie wyższa i wyniosła 198,90 zł/MWh. Nie ma jeszcze pełnych danych o średniorocznej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2012 r., ale przyjmując cenę z pierwszego półrocza 2012 r. - 202,25 zł/MWh, można obliczyć wymaganą dopłatę do MWh, aby obiekty współspalania realizowane wg standardów światowych były opłacalne (gdyby cena z 2012 roku została utrzymana jedynie z uwzględnieniem inflacji przez kolejne 30 lat).

Przy przyjętej cenie biomasy (ok. 27 zł/GJ tzn. 1,6 razy wyższej od ceny węgla w roku 2012), każdy z wariantów współspalania podnosi koszt energii elektrycznej, przy czym różnica jest tym większa im wyższe są nakłady inwestycyjne oraz im niższa jest bieżąca cena energii na rynku. Koszt ten jest też związany z udziałem biomasy w mieszaninie paliwa podawanego do kotła, który z przyczyn technicznych najbardziej jest ograniczony w przypadku kotłów pyłowych.

Na bazie powyższych analiz i założeń można sprawdzić czy system wsparcia świadectwami pochodzenia w stosunku do współspalania był racjonalny i czy proponowane w projekcie ustawy o OZE ograniczenie wsparcia jest uzasadnione od strony kosztowej. Jeżeli bowiem z jakichś specjalnych powodów (trudno wskazać takie powody już od początku 2011 roku, gdy przestała obowiązywać dyrektywa 2009/28/WE) ustawodawca chciałby wesprzeć współspalanie systemem wsparcia dedykowanym dla odnawialnych źródeł energii (w niewielkiej liczbie krajów, w których jeszcze jest stosowane współspalanie nie korzysta ono ze wsparcia dla OZE, ale może korzystać z instrumentów podatkowych, np. podatku węglowego), uzasadniona intensywność pomocy publicznej powinna być ograniczona do niezbędnego minimum. Wpisując ew. wsparcie dla współspalania w system świadectw pochodzenia obowiązujący w Polsce oraz w ideę wprowadzenia tzw. współczynników korekcyjnych na wzór tych zaproponowanych w projekcie ustawy o OZE, można określić uzasadnioną ekonomicznie wartość tych współczynników – Tab 17.

Tab. 17 Uzasadniona wysokość współczynników korekcyjnych dla technologii współspalania w projekcie ustawy o OZE, przy założeniu, że istnieje konieczność wsparcia technologii współspalania, inwestycje w Polsce realizowane są wg standardów światowych i nie ma nadmiarowości w systemie wsparcia.

rodzaj współspalania	koszt energii LCOE ze współspalania	koszt energii LCOE z bloku węglowego bez współspalania	cena zakupu energii elektrycznej z OZE w 2012r.	wysokość opłaty zastępczej w 2012r.	suma nominalnych przychodów	uzasadniona wartość współczynnika korekcyjnego w warunkach braku nadpodaży ŚP; $[(2/3)^{-1}]$	współczynnik i korekcyjne dla współspalania zaproponowane w projekcie ustawy o OZE	nadmiarowość wsparcia (niepotrzebne wsparcie w stosunku do standardów światowych); [5-2]
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]
	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	zł/MWh	-		zł/MWh
Współspalanie bezpośrednie	202,88	196,76	202,25	286,74	488,99	0,03	0,30	286,11
Współspalanie równoległe	248,65	196,76	202,25	286,74	488,99	0,26	0,30	240,34
Współspalanie pośrednie	246,39	196,76	202,25	286,74	488,99	0,25	0,30	242,60

Wykonane przykładowe obliczenia dla wartości uśrednionych, przy cenie energii elektrycznej z roku 2012 wskazują, że współspalanie bezpośrednie realizowane w sposób racjonalny z perspektywą eksploatacji obiektu przez 30 lat (LCOE rozłożone na 30 lat), w szczególności w elektrowniach na węgiel burnatny, nie musiałyby być w ogóle wspierane. Jeżeli byłyby jednak jakieś powody, aby inwestycje miały być konieczne zamortyzowane w okresie 5 lat (do 2017 roku), koszt LCOE wzrósłby o maks. 15%, a wymagany współczynnik korekcyjny dla świadectwa pochodzenia (w formule zaproponowanej w projekcie ustawy o OZE) mógłby wynieść ok. 0,13. Nie ma jednak powodu, aby profesjonalnie realizowane inwestycje wymagające większych nakładów były realizowane z perspektywą eksploatacji (trwałości projektu) poniżej 30 lat. W takich przypadkach współczynniki korekcyjne powinny wynosić maksymalnie 0,25-0,26. Jest to mniej niż zaproponowano w ustawie o OZE – 0,3. Jeżeli wziąć pod uwagę wartości średnie ważone LCOE dla wszystkich elektrowni współspalających, wystarczający byłby współczynnik korekcyjny na poziomie 0,18. Świadczy to o nadmiarowości systemu wsparcia, zwłaszcza w sytuacji gdy ww. analizy nie uwzględniają dodatkowych korzyści z ETS z tytułu wykazywanej w procesach współspalania redukcji emisji CO₂.

W świetle przyjętych założeń i uzyskanych wyników, obserwowane obecnie deklaracje zarządów grup energetycznych dotyczące wycofywania się elektrowni ze współspalania z powodu spadku wartości świadectw pochodzenia do nawet 40-50% (odpowiednik współczynnika korekcyjnego 0,4-0,5) wartości z ubiegłego roku (wyznaczonej wówczas wysokością opłaty zastępczej) nie należy zatem uznać za miarodajne. Zwłaszcza w sytuacji, gdy ceny świadectw pochodzenia w kontraktach bilateralnych są nadal wysokie oraz gdy spada cena biomasy (o czym więcej w następnym rozdziale). W kategoriach mikroekonomicznych i biznesowych kontynuacja współspalania i ewentualnych wysiłków na rzecz poprawy efektywności może się nie opłacać zarządom elektrowni współspalających, gdyż uzyskują one znacznie wyższą (niekoniecznie uzasadnioną na rynku regulowanym) stopę zysku w obszarze działalności podstawowej, jaką jest produkcja energii elektrycznej z węgla. W związku z tym, że współspalanie jest niemalże w 100% finansowane własnym kapitałem korporacyjnym wynikającym z bilansu, a działalność zintegrowanych pionowo koncernów energetycznych jest niezwykle zyskowna i ich kapitał może być łatwo alternatywnie zaangażowany w atrakcyjniejsze obszary działalności, tzw. niezależni producenci energii (ang. IPP) z OZE nie mają możliwości konkurować na rynku. Niezależne podmioty, realizujące swoje inwestycje z kredytów bankowych, nie mogą pozwolić sobie na zdywersyfikowanie działalności na rynku energii lub też bezpieczne „przeczekanie” okresu niższych cen świadectw pochodzenia czy wyższych cen biomasy. Obecny spadek cen energii elektrycznej i cen świadectw pochodzenia dodatkowo zwiększa pozycję konkurencyjną korporacji energetycznych wobec IPP. Znany z rynków zagranicznych efekt *merit order* („wypychania” z rynku energii produkowanej z węgla przez energię z OZE) ma w Polsce odwrotny przebieg – współspalająca energetyka węglowa, blokując możliwości rozwoju innych technologii OZE, wypycha z rynku energetykę odnawialną i dominuje strukturę właścicielską w tej branży. W zaistniałej sytuacji, premiującej działania doraźne, dla korporacji bardziej zyskowne staje się bowiem przejmowanie już pracujących, ale tracących na wartości farm wiatrowych, niż rozpoczynanie realizacji nowych projektów (typu *green field*). Takie ukierunkowanie aktywności biznesowej korporacji nie doprowadzi do powstania nowych mocy. Paradoksalnie, stworzona na rynku sytuacja (w tym załamanie rynku

świadczeń pochodzenia) premiuje też „na krótką metę” najmniej efektywne i marnujące zasoby biomasy formy współspalania – współspalanie bezpośrednie w kotłach pyłowych.

W wyniku wprowadzenia systemu wsparcia, który doprowadził do nieracjonalnych i nierynkowych zachowań ze strony koncernów energetycznych, nastąpiło niemalże całkowite zaprzeczenie założeniom regulacji wspierających wdrożenie dyrektywy 2009/28/WE w Polsce. Problemem jest również fakt, że w przypadku współspalania interesy państwa i konsumentów energii rozciągają się z interesami korporacji energetycznych. Dotyczy to również możliwości technicznych obiektów współpalających biomasę z najważniejszym wymogiem dyrektywy leżącym u podstaw wsparcia dla OZE, jakim jest zachowanie zdolności wytwórczych w energetyce odnawialnej w roku 2020, gdy realizacja zobowiązań i osiągnięcie celu będzie weryfikowane przez Komisję Europejską.

Warto jednocześnie zwrócić uwagę, że przy typowej, zakładanej obecnie na świecie trwałości bloków węglowych wynoszącej 40 lat, przed końcem 2020 roku z użytkowania powinny zostać wyłączone bloki energetyczne w następujących elektrowniach analizowanych w poprzednim rozdziale:

- EDF KOGENERACJA WROCŁAW SA CZECHNICA,
- ENEA KOZIENICE,
- ENERGA ELBLĄG,
- ENERGA OSTROŁĘKA A¹⁸,
- PAK ADAMÓW,
- PAK PĄTNÓW I,
- PGE DOLNA ODRA,
- PGNIG TERMIKA SIEKIERKI,
- PGNIG TERMIKA ŻERAŃ,
- TAURON JAWORZNO III,
- TAURON ŁAZISKA,
- TAURON STALOWA WOLA.

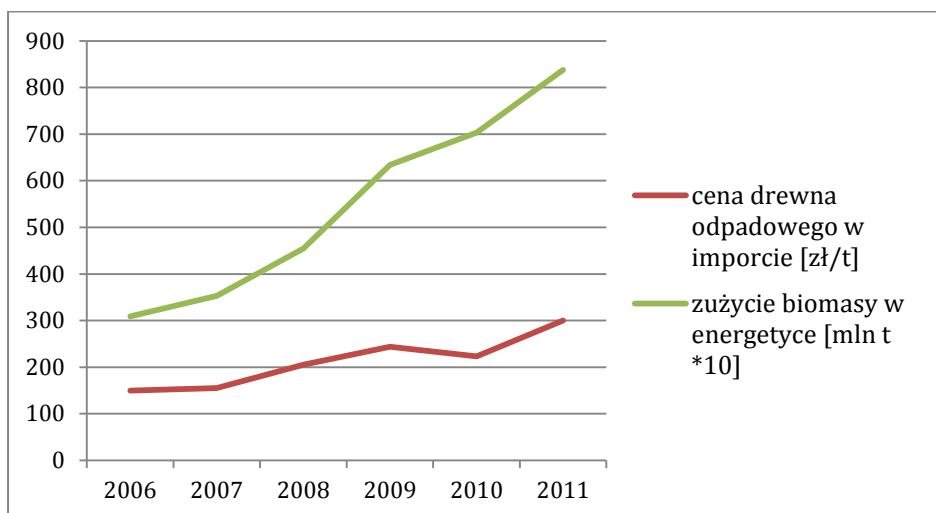
Chodzi zatem o ok. 25% kluczowych obiektów. Uwzględnienie norm i wymogów (kosztów) ekologicznych oraz czynników ekonomicznych (koszty utrzymania w ruchu nadmiernie zużytych obiektów, a także przyspieszonego zużycia w wyniku ich użytkowania niezgodnie z przeznaczeniem) spowodować może znaczące poszerzenie listy obiektów, które będą musiały być wyłączone w roku 2020, przez co nie będą mogły służyć realizacji celów wyznaczonych na rok 2020.

Należy też zwrócić uwagę, że najpierw będą wyłączone z użytkowania bloki z kotłami pyłowymi, które są obecnie nastawione na zyski w krótkim okresie. Ale w elektrowniach zaopatrzonych w kotły fluidalne, także działające krócej niż 15 lat (na przykład grupa TAURON: Bielsko-Biała, Jaworzno II, Siersza i Stalowa Wola; grupa PGE: Dolna Odra, Turów; grupa CEZ: Elcho; z innych grup: EC Czechnica, EC Białystok), możliwe jest bardziej elastyczne podejście w procesie współspalania.

¹⁸ Likwidacja Elektrociepłowni Ostrołęka A planowana jest już w roku 2013.

ANALIZA IMPORTU BIOMASY DO POLSKI W LATACH 2005-2012

Opisując skutki nadmiernej i niepotrzebnej promocji współspalania, raport IEO z 2021 roku wskazywał przede wszystkim na jego destrukcyjny wpływ na rynek biomasy zarówno w sensie rosnącego importu, jak i wzrostu ceny biomasy, która stała się nieosiągalna dla szeregu innych rynków, poza współspalaniem. Na rysunku 4 pokazano wyraźnie, że rosnący popyt na biomasę jest silnie skorelowany ze wzrostem cen tego surowca na rynku. Cena surowca wzrosła o 100% - ze 150 zł/t w roku 2006 do poziomu 308 zł/t w roku 2011 (dla porównania: cena węgla kamiennego to 200 zł/t)¹⁹. Sytuacja ta doprowadziła do pogorszenia konkurencyjności (także w eksporcie) i możliwości inwestowania na innych rynkach min. przetwórstwa drewna oraz ciepła z biomasy.



Rys. 4 Porównanie trendów w zakresie zużycia biomasy w energetyce wraz z porównaniem cen.

Poniżej dokonano bardziej szczegółowej analizy danych, jeśli chodzi o import i cenę biomasy w imporcie (oddziałuje ona także na ceny krajowe) oraz zmiany w towarowej i geograficznej strukturze importu (ważnych ze względu na tzw. „ślad węglowy”), które są pochodną przepisów wymagających większego udziału biomasy pochodzenia rolniczego (tzw. biomasy „agro”) do współspalania oraz cen biomasy na różnych rynkach światowych. Poniższe dane pochodzą z baz resortu finansów za pierwsze III kwartały 2012 roku. Półroczne opóźnienie publikacji danych uniemożliwia statystyczną i ilościową analizę bieżącej sytuacji na rynku dostaw biomasy dla energetyki, ale pozwala na zaobserwowanie trendów.

Drewno opałowe

Drewno opałowe importowane do Polski klasyfikowane jest w bazie danych handlu zagranicznego w 4 kategoriach:

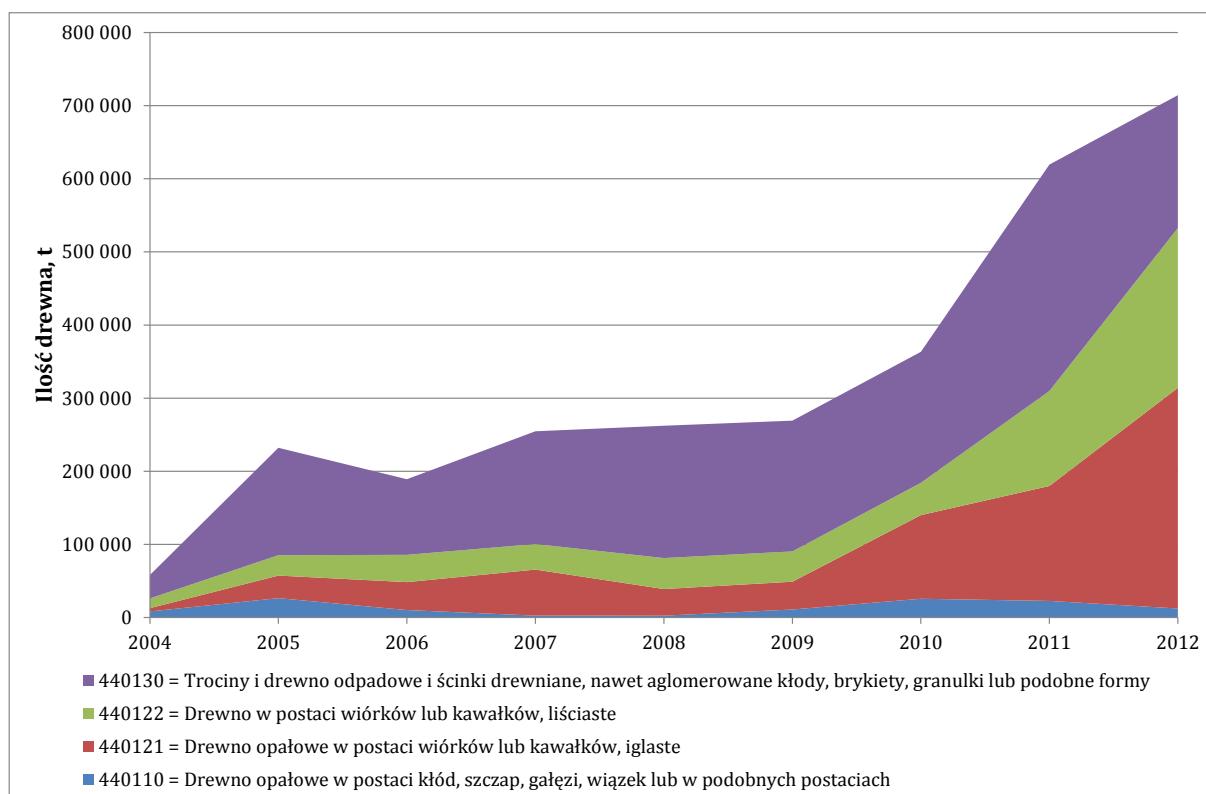
- 440110 Drewno opałowe w postaci kłód, szczap, gałęzi, wiązek lub w podobnych postaciach,
- 440121 Drewno opałowe w postaci wiórków lub kawałków, iglaste,
- 440122 Drewno w postaci wiórków lub kawałków, liściaste,

¹⁹ Za Bird & Bird: Na podstawie cennika Kompanii Węglowej S.A. dla sortymentów miałowych.

- 440130 Trociny i drewno odpadowe i ścinki drewniane, nawet aglomerowane kłody, brykiety, granulki lub podobne formy.

Największe ilości drewna opałowego importowane są w kategoriach 440121, 440122, 440130 (przy tym ta kategoria obejmuje importowane aglomeraty typu pelety i brykiety)

Import drewna opałowego wykazuje wyraźną korelację z dopuszczeniem współspalania biomasy jako technologii OZE i wprowadzeniem systemu świadectw pochodzenia w roku 2004. Po tej dacie następuje wyraźny wzrost importu drewna, zwłaszcza po roku 2009.



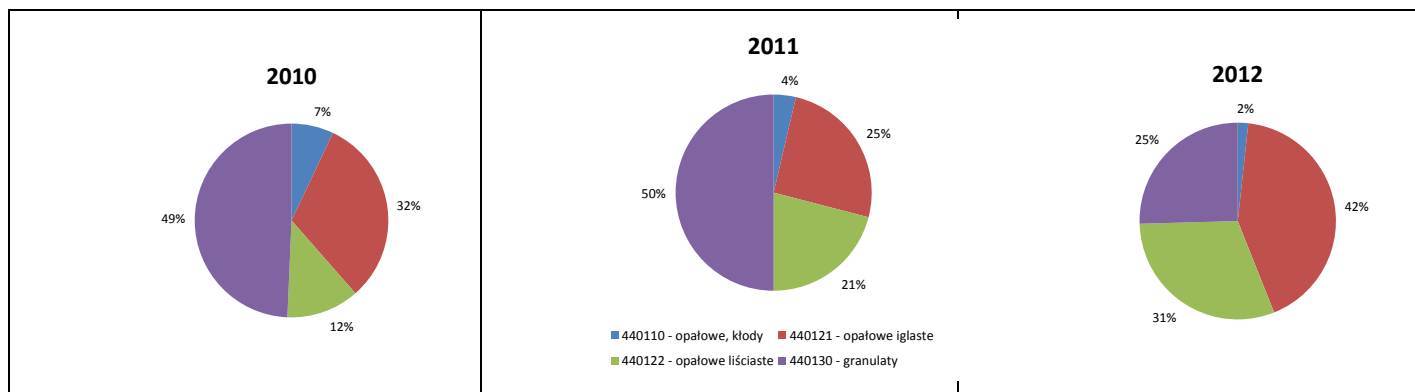
Rys. 5 Struktura importu drewna opałowego do Polski w latach 2004-2012 (dane za rok 2012 obejmują pierwsze trzy kwartały).

Tab. 18 Import drewna opałowego do Polski, w tonach, w latach 2010-2012

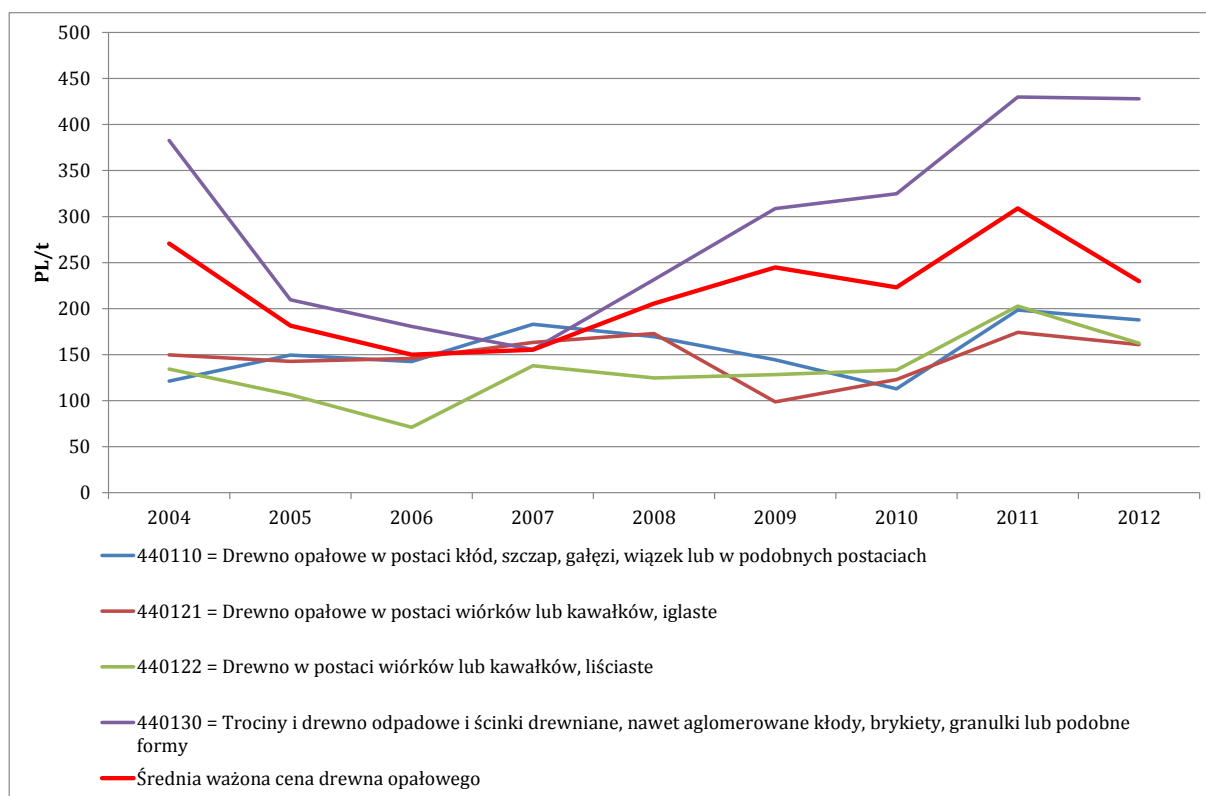
	2010	2011	I-IX 2012
440110 - opałowe, kłody	25 585	22 629	12 302
440121 - opałowe iglaste	114 419	157 235	301 767
440122 - opałowe liściaste	44 152	129 862	218 617
440130 - granulaty	179 179	309 738	181 724
Razem	363 335	619 464	714 410

W roku 2011 całkowity import drewna do Polski wyniósł prawie 620 tys. ton. W pierwszych trzech kwartałach 2012 roku było to już 714 tys. ton. O ile zachowane zostaną tendencje wzrostu importu dla poszczególnych miesięcy z roku 2011, to całkowita ilość drewna sprowadzonego do Polski w roku 2012 może

przekroczyć nawet 1 mln ton. W roku 2012 dały się zauważyć także zmiany w strukturze gatunkowej drewna przywożonego do Polski (Rys. 5). O ile do tej pory większość stanowiły różnego rodzaju aglomeraty, o tyle w 2012 roku zaczynają dominować wiórki/kawałki drewna iglastego i liściastego. Znajduje to odbicie także w trendach czasowych cen drewna opałowego – średnia ważona cena drewna przywożonego do Polski spadła w pierwszych 3 kwartałach 2012 roku (Rys. 6). Spadek ten wynika przede wszystkim z rosnącego udziału tańszego drewna w postaci wiórów lub kawałków. Cena granulatów utrzymuje się na stałym poziomie od roku 2011.



Rys. 6 Struktura importu do Polski drewna opałowego w latach 2010-2012 (dane za rok 2012 obejmują pierwsze trzy kwartały)



Rys. 7 Ceny drewna opałowego w imporcie do Polski (dane za rok 2012 obejmują pierwsze trzy kwartały).

W latach 2004-2012, drewno opałowe sprowadzane było do Polski z 46 krajów. W zakresie granulatów dominującą pozycję zajmują Niemcy i Ukraina (dla której prawdopodobnie pełne dane za rok 2012 wykażą

znacznie wyższy udział niż wynika to z obecnie dostępnych statystyk). W zakresie wiórków i kawałków drewna od lat dominuje i znacząco wzrasta import z Białorusi (ponad 50% całego importu w tych kategoriach). Natomiast drewno iglaste importowane jest także w relatywnie dużych ilościach z krajów bałtyckich. Ma to także wpływ na średnią cenę sprowadzanego drewna, ponieważ wiórki i kawałki drewna z Białorusi są znacznie tańsze niż te pochodzące z innych krajów.

Tab. 19 Pochodzenie drewna opałowego importowanego do Polski, najwięksi eksporterzy w latach 2010-2012

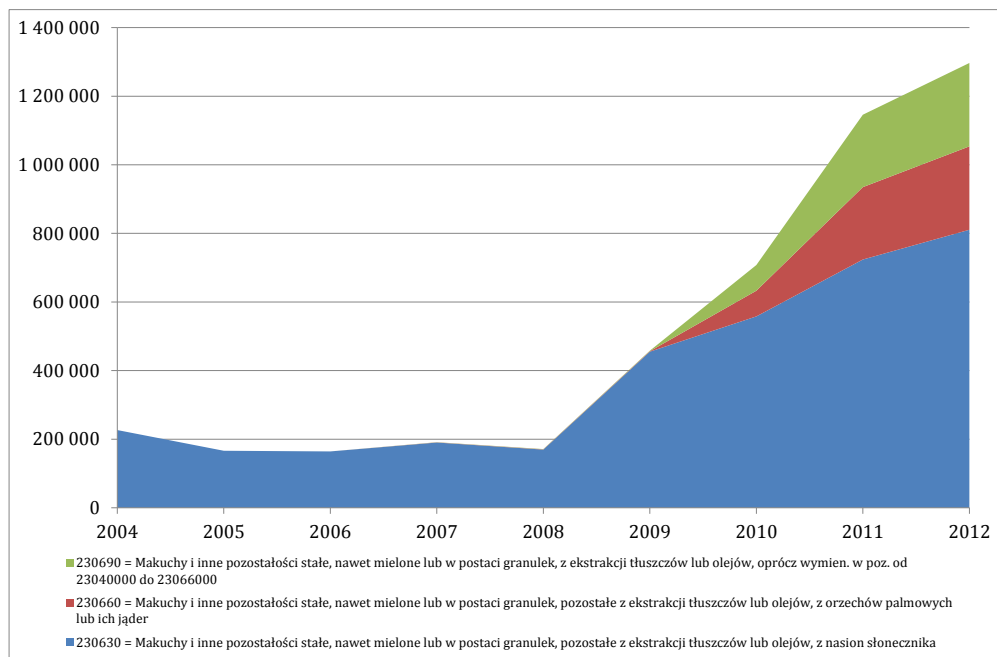
KRAJ	440121 iglaste									440122 liściaste									440130 Granulaty											
	2010			2011			2012 (I - III kwartał)			2010			2011			2012 (I - III kwartał)			2010			2011			2012 (I - III kwartał)*					
	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t			
Białoruś	37 894	4,8	125	73 245	10,7	146	159 838	22,6	141	21 055	2,5	117	75 008	11,4	152	125 012	17,3	138	14 287	4,6	320	17 052	6,2	362	13 725	3,4	248			
Estonia							11 392	2,1	181															8 165	3,7	451	115	0,1	1 287	
Hiszpania							4 950	1,3	261																					
Liberia													19 050	3,7	194	28 003	5,7	202												
Litwa	57 408	6,3	110	59 618	12,2	205	66 545	12,3	185	140	0,02	136	3 921	0,7	178				2 238	0,6	248	2 844	0,4	131	1 069	0,2	165			
Łotwa							40 684	6,0	147							36 022	6,6	183	290	0,2	518	3 723	2,1	551	20 252	3,6	180			
Niemcy										791	0,8	1 029	2 010	1,7	837	5 210	2,1	408	35 162	15,9	452	56 824	31,0	545	90 735	48,7	537			
Słowacja	17 757	2,4	137	23 813	3,7	154	17 191	3,2	188																					
Ukraina										22 148	2,5	115	29 600	4,2	143	24 117	3,7	153	77 333	24,4	316	175 525	67,5	385	41 474	15,9	384			

Makuchy

Jeszcze bardziej znaczący w analizowanym okresie jest wzrost importu biomasy odpadowej pochodzenia rolniczego, w szczególności makuchów słonecznika, oliwek i orzechów oraz innych pozostałości z ekstrakcji roślin oleistych. Surowce te nie mają w Polsce znaczącego zastosowania poza energetycznym i w praktyce mogą być wykorzystane tylko w dużych kotłach energetycznych, najlepiej fluidalnych. W bazie danych handlu zagranicznego substancje te sklasyfikowane są jako:

- 230630 - Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z nasion słonecznika,
- 230650 - Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z orzechów kokosowych lub kopry,
- 230660 - Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z orzechów palmowych lub ich jąder,
- 230690 - Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, oprócz wymienionych w poz. od 23040000 do 23066000.

W dalszych analizach pominięto kategorię 230650 - *Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z orzechów kokosowych lub kopry*; niemniej jednak i w tym obszarze odnotowywany jest w ostatnich 2 latach wzrost importu. Na razie jest on nieznaczny, ale wskazany jest dalszy monitoring także w tej kategorii.



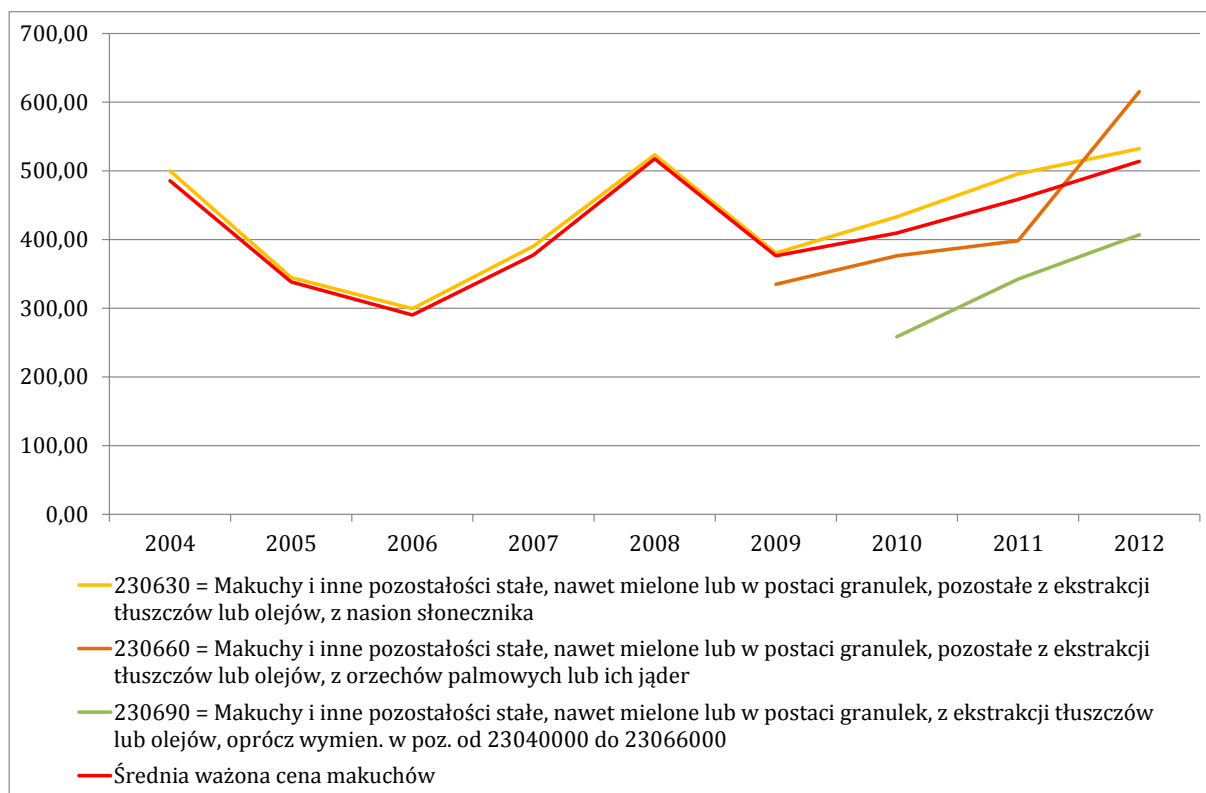
Rys. 8 Struktura importu makuchów do Polski w latach 2004-2012 (dane za rok 2012 obejmują pierwsze trzy kwartały).
Kategoria 230690 obejmuje m.in. wyłoki z oliwek i masłosza.

Znaczący wzrost importu makuchów w całkowitej ilości biomasy zużywanej do współspalania nastąpił po 2008 roku, wraz ze wzrostem wymagań odnośnie zawartości biomasy pochodzenia rolnego. Początkowo dotyczyło to głównie słonecznika (w tym peletu). Przed 2009/2010 rokiem makuchy w kategoriach 230660 i 230690 (obejmujących m.in. orzechy palmowe, wyłoki z oliwek i masłosza) sprowadzane były do Polski w znikomych ilościach, prawdopodobnie z przeznaczeniem na inne cele. Natomiast w ostatnich latach odnotowywany został znaczący wzrost importu tych substancji na cele energetyczne. Jednakże w dalszym ciągu import zdominowany jest przez makuchy słonecznikowe, stanowiące jego 70%.

Tab. 20 Ilości makuchów w tonach importowane do Polski w latach 2008-2012

Kod	2008	2009	2010	2011	I-IX 2012
230630	169 739	455 232	558 031	723 856	810 622
230650	0	0	0	35	19
230660	1 119	30 998	54 269	37 802	108 307
230690	777	1 412	74 871	211 065	243 089
Razem	171 634	487 642	687 171	972 758	1 162 037

Całkowity import makuchów do Polski wyniósł w roku 2011 prawie 1 mln ton, a w pierwszych trzech kwartałach 2012 roku - 1,16 mln ton. Uwzględniając tendencje z roku 2011, całkowity import w roku 2012 może przekroczyć 1,6 mln ton. Wraz ze wzrostem importu wzrasta także średnia cena makuchów importowanych do Polski (rys. 8), co dotyczy zwłaszcza makuchów z orzechów palmowych.



Rys. 9 Średnie ceny makuchów w imporcie do Polski, 2004-2012

Źródła pochodzenia makuchów różnią się w zależności od poszczególnych rodzajów. Rynek makuchów słonecznikowych zdominowany jest (ponad 50%) przez import z Ukrainy, aczkolwiek wzrasta także import z Rosji. Pozostałości orzechów palmowych pochodzą głównie z Indonezji. Natomiast wytloki z innych roślin oleistych (np. oliwek) pochodzą przede wszystkim z krajów śródziemnomorskich, głównie z Hiszpanii, ale również z Maroka, a w ostatnich latach także z Grecji.

Tab. 21 Najwięksi importerzy makuchów ze słonecznika, w tym granulatu, do Polski w ostatnich 3 latach

230630 = Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z nasion słonecznika									
	2010			2011			2012 (I - III kwartał)		
	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość, t	mln zł	zł/t
Rosja	15 332	5	323	74 701	36	483	82 511	41	498
Słowacja	6 056	3	556	2 316	2	718	12 524	5	392
Ukraina	512 082	223	435	628 835	310	493	694 531	375	540
Węgry	21 329	9	429	6 945	4	551	13 443	7	542

Tab. 22 Najwięksi importerzy makuchów z orzechów palmowych, w tym granulatu, do Polski w ostatnich 3 latach

230660 = Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, pozostałe z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, z orzechów palmowych lub ich jąder									
2010			2011			2012 (I - III kwartał)			
	ilość, t	mln zł	zł / t	ilość, t	mln zł	zł / t	ilość, t	mln zł	zł / t
Ghana	18	0,01	457	11 358	4	331	25 038	10	404
Indonezja	34 169	13,38	391	23 336	9	402	61 531	47	765
Niemcy				797	0,49	609	7 331	4	566
Togo							14 036	5	356

Tab. 23 Najwięksi importerzy innych makuchów (w tym wytloki z oliwek i masłosza) do Polski w ostatnich 3 latach

230690 = Makuchy i inne pozostałości stałe, nawet mielone lub w postaci granulek, z ekstrakcji tłuszczów lub olejów, oprócz wymien. w poz. od 23040000 do 23066000									
2010			2011			2012 (I - III kwartał)			
	ilość, t	mln zł	zł/t	ilość. T	mln zł	zł / t	ilość, t	mln zł	zł/t
Belgia	43	0,05	1 178	98	0,15	1 527	92 425	39	420
Dania				1 227	0,51	420	8 621	3	357
Grecja							11 796	5	420
Hiszpania	65 501	16	249	172 133	58,47	340	94 672	38	397
Maroko				81	0,03	430	5 783	2	348
Tunezja	9 220	3	290	31 623	10,38	328	26 579	11	397
Turcja							7 450	3	438

W sytuacji zawirowań na rynku świadectw pochodzenia i olbrzymiego ryzyka regulacyjnego, trudno prognozować rozwój sytuacji na rynku biomasy energetycznej w roku 2013 tylko w świetle danych o cenach i imporcie biomasy za pierwsze III kwartały 2012 roku. Biorąc pod uwagę obecne przepisy zmuszające instalacje spalania wielopaliwowego do zwiększania udziałów biomasy typu „agro” w strumieniu biomasy podawanej do kotłów, spodziewać się należy spadku zapotrzebowania (i być może ceny) na drewno energetyczne z jednoczesnym wzrostem zapotrzebowania na biomasę pochodzenia rolniczego oraz dalszym wzrostem i tak już wysokiej ceny na ten surowiec. Nie można zatem oczekiwać spadku kosztów współspalania, nawet przy generalnym lub okresowym spadku zapotrzebowania na biomasę, czy (w warunkach utrzymywania się niskich cen na świadectwa pochodzenia) przejściowym lub trwałym zaniechaniu współspalania w niektórych obiektach. Współspalanie biomasy typu „agro” z uwagi na jeszcze mniej korzystny dla kotłów węglowych skład chemiczny (niż w przypadku drewna) zwiększy problemy techniczne i koszty eksploatacyjne oraz może niekorzystnie wpłynąć na emisje (np. tlenków azotu w przypadku wysokiego udziału biomasy współspalanej w kotłach pyłowych), co zarazem wiąże się z ryzykiem przekroczenia norm i kosztami związanych z tym opłat. Dodatkowa presja na biomasę pochodzenia rolniczego niekorzystnie wpłynie też na możliwości eksportu pasz oraz na ceny pasz na rynku krajowym. Kolejną, po przemyśle drzewnym, „ofiara” nieuzasadnionej i nadmiarowej promocji współspalania (bez liczenia się z faktem, że biomasę jest zasobem odnawialnym, ale ograniczonym i że powinna być wykorzystywana w sposób zrównoważony) stanie się branża rolno-spożywcza, a w szczególności przemysł paszowy i mięsny.

SKUTKI OBECNEJ I PLANOWANEJ POLITYKI WSPARCIA OZE DLA REALIZACJI CELÓW W ZAKRESIE OZE NA 2020 ROK

Wstęp

Ze względu na znaczący udział i dalsze możliwości zwiększania udziałów biomasy współspalanej z węglem w kotłach fluidalnych i rusztowych oraz możliwość zwiększenia parku obiektów współspalających o kilka dodatkowych, w najbliższych latach to właśnie technologia współspalania zdecyduje o rozwoju rynku energetyki odnawialnej bądź o jego zahamowaniu. Kluczowe w tej sprawie wydaje się być to, że w przypadku podjęcia próby zmniejszenia nadpodaży (nadwyżki) świadectw pochodzenia w stosunku do aktualnych zobowiązań i ustabilizowania ceny świadectw pochodzenia, technologia współspalania jako pierwsza zajmie każdą wolną przestrzeń na rynku i sprzeda świadectwa pochodzenia po okresowo wyższej cenie, nie dając szans na pozyskanie finansowania oraz zrealizowanie nowych inwestycji z wykorzystaniem nowoczesnych technologii OZE. Brak ustawy o OZE i niepewność regulacyjna mogą spowodować utrzymywanie się tego typu patowej sytuacji nawet do roku 2020.

System wsparcia energetyki odnawialnej w Polsce (oparty na świadectwach pochodzenia i zobowiązaniach ilościowych) znajduje się w stadium poważnego kryzysu, który będzie się pogłębiał w przypadku dalszej zwłoki w przyjmowaniu nowych regulacji. Nadpodaż świadectw pochodzenia doprowadziła do znaczącego spadku²⁰ cen świadectw na TGE oraz pojawienia się problemów związanych z ich obrotem na rynku bilateralnym. Rośnie wolumen tzw. zbankowanych (nieumorzonych) świadectw pochodzenia, które mogą być wykorzystane do rozliczenia się z obowiązku krajowego nałożonego na sprzedawców energii w dowolnym momencie aż do roku 2021. Równocześnie, ze względu na wysokie ryzyko związane z brakiem możliwości uzyskania przychodów gwarantujących opłacalność planowanych projektów, spadają szanse na realizację nowych inwestycji. **Należy podkreślić, że właśnie brak nowych inwestycji w OZE jest największym zagrożeniem dla realizacji celów na rok 2020.** Obowiązujący obecnie system wsparcia nadal odzwierciedla cele nieaktualnej już dyrektywy 2001/77/WE, obejmującej wyłącznie energię elektryczną z OZE i nie przewidującej kar za brak realizacji celów. **Nowa dyrektywa wymaga w sposób wiążący osiągnięcia określonego udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii, a rozliczenie wypełnienia celu w roku 2020 oparte będzie o wolumen energii zużyty w tym właśnie roku, nie zaś w oparciu o ilość umorzonych świadectw pochodzenia energii wyprodukowanej w latach poprzednich.** Będzie to miało szczególne znaczenie zwłaszcza w kontekście planowanego w projekcie ustawy o OZE wprowadzenia zróżnicowania współczynników korekcyjnych dla poszczególnych technologii, które, choć uzasadnione ze względów kosztowych, doprowadzą do dodatkowego oderwania systemu świadectw pochodzenia od ilości fizycznej energii zużywanej przez odbiorców końcowych. W tej sytuacji większe znaczenie dla rozliczenia celu ilościowego będzie miała liczba wydanych gwarancji pochodzenia, które odpowiadają wartości energii wyprodukowanej.

Zapotrzebowanie na gwarancje pochodzenia energii elektrycznej z OZE niezbędne do rozliczenia polskiego celu na 2020 rok należy oceniać na ok. 32 TWh w roku 2020 (wg KPD), podczas gdy zapotrzebowanie na świadectwa pochodzenia, wg obecnych regulacji wyniesie 23-26 TWh. Obecna, potwierdzona świadectwami produkcja roczna wynosi ok. 16 TWh, przy czym racjonalny potencjał techniczny rozwoju współspalania stanowiącego większość tej produkcji jest już bardzo ograniczony. Kontynuacja wsparcia dla tej technologii powoduje zaburzenie całego rynku świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE i blokuje wejście na rynek innych technologii oraz nowe inwestycje. Poniżej, w celu zobrazowania konsekwencji kontynuacji obecnego systemu wsparcia, przedstawiono scenariusze podaży świadectw pochodzenia w różnych wariantach rozwoju regulacji prawnych.

Od początku roku 2012 notowany jest stosunkowo szybki (jak na warunki polskie) przyrost mocy zainstalowanej w OZE. Głównie dotyczy on energetyki wiatrowej oraz biomasy. Do przeprowadzenia symulacji przyjęto, że ze względu na tryb procedowania ustawy o OZE, nie jest obecnie możliwe, aby jej przepisy weszły

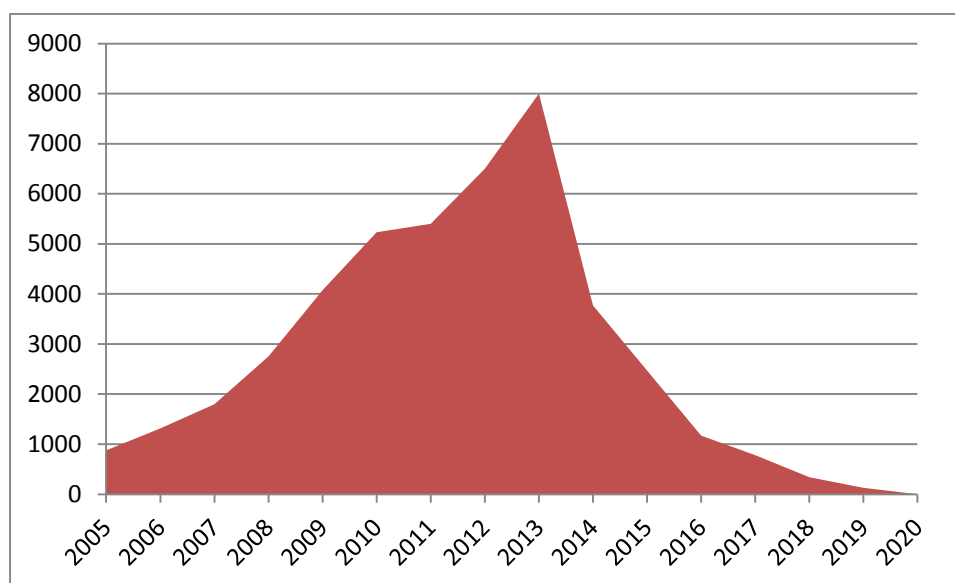
²⁰ Obecnie do poziomu ok. 130 zł za MWh

w życie wcześniej niż na początku 2014 roku. Tak więc inwestycje oddane do użytku przed końcem roku 2013 (w tym współspalanie) nadal będą korzystały ze współczynnika korekcyjnego równego 1, przez okres obowiązywania dla nich systemu wsparcia. Dlatego też dla prawidłowej oceny skali problemów na rynku świadectw pochodzenia bardzo istotne jest ustalenie poziomu produkcji na koniec 2013 roku. Wartości tej odpowiada coroczny stały wolumen świadectw pochodzenia, ważny do momentu wygaśnięcia uprawnień do ich uzyskiwania.

Poniżej zaprezentowano założenia do scenariuszy rozwoju produkcji energii z OZE i podaży świadectw pochodzenia z uwzględnieniem najważniejszych segmentów rynku OZE, w tym w szczególności współspalania.

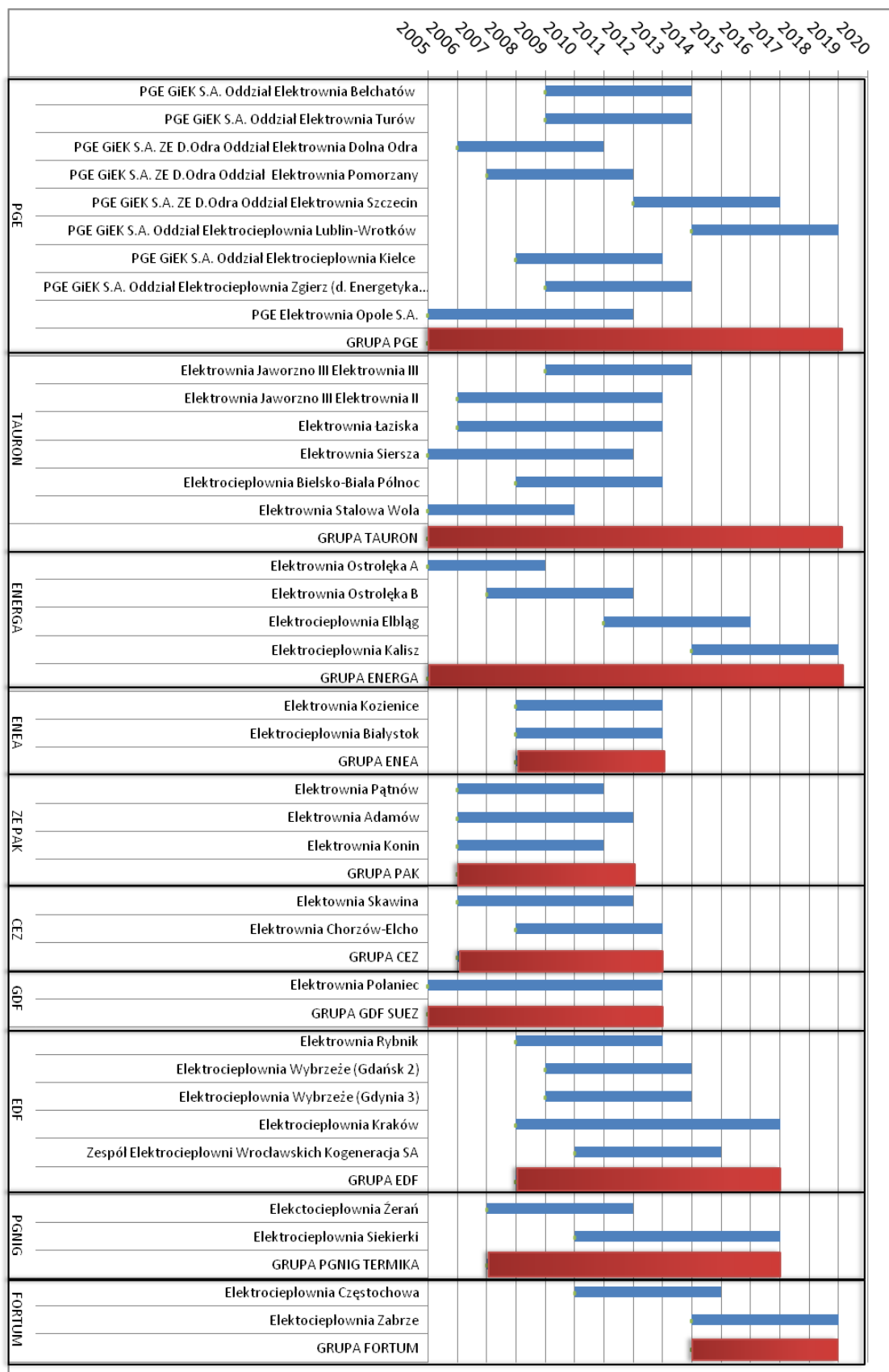
Współspalanie

Założono, że produkcja energii we współspalaniu może osiągnąć maksymalny, dający się jeszcze uzasadnić od strony technicznej pułap 8000 GWh (oceniany jako potencjał współspalania biomasy w Polsce w istniejących instalacjach – por. raport z 2012 roku, *op. cit.*) w roku 2013, a następnie nie będzie już rosła ze względu na oczekiwane wycofanie wsparcia lub jego ograniczenie. Utrudnieniem w ocenie wpływu tej technologii na rynek jest fakt, że skład mieszanki paliwowej (udział biomasy w paliwie) w poszczególnych latach może być w danej instalacji zmienny. Przyjęto jednak, że do 45 koncesji wydanych obecnie dla tej technologii nie dojdzie znacząca ilość nowych inwestycji. W tym przypadku, po ewentualnym wejściu w życie ustawy OZE, od roku 2014 znacząco zmniejsza się liczba instalacji uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, ze względu na dużą liczbę instalacji (18), które działają dłużej niż 5 lat. W tej sytuacji od roku 2016 świadectwa pochodzenia ze współspalania powinny zacząć odgrywać na rynku rolę marginalną, a po roku 2019 ostatnia instalacja utraci prawa do ich uzyskiwania.



Rys. 10 Scenariusz produkcji energii w istniejących instalacjach współspalających do 2020 roku, z uwzględnieniem 5-letniego okresu wsparcia dla tej technologii

Efekt ten zostałby osiągnięty głównie poprzez szybkie „wypadnięcie” z rynku instalacji należących do grup Tauron, PAK i Enea, nieco dłużej wsparcie mogłyby otrzymać nowsze instalacje PGE oraz Energa.



Rys. 11 Instalacje uprawnione do uzyskiwania świadectw pochodzenia wg grup energetycznych, przy założeniu 5-letniego okresu wsparcia, zgodnie z projektem ustawy o OZE.

Ewentualne nowe inwestycje w tym sektorze są w znacznym stopniu uzależnione od dalszego rozwoju regulacji prawnych. Do niedawna najważniejszą inwestycją w tym obszarze miał być 900 MW blok w Elektrowni Rybnik (EDF) – jej rozpoczęcie planowano w roku 2013, a ukończenie - w 2018. Obecnie

wiadomo, że inwestor wstrzymał decyzję w sprawie realizacji tej inwestycji. Drugą co do wielkości planowaną inwestycją, znajdującą się obecnie w stadium koncepcji, jest blok kogeneracyjny o mocy 355-430 MW w EC Zabrze, jednakże w tym przypadku nie podjęto jeszcze decyzji o rodzaju paliwa i harmonogramie inwestycji. Ogólnie należy założyć, że w przypadku ograniczenia wsparcia dla współspalania współczynnikiem korekcyjnym 0,3, nowe inwestycje nie zostaną zrealizowane, natomiast należy się spodziewać inwestycji w nowe moce (w tym kogeneracyjne) czysto biomasowe.

Energetyka wodna

W krótkim horyzoncie czasowym nie należy spodziewać się znaczącej ilości nowych inwestycji. Największe znaczenie będzie miała ewentualna redukcja liczby elektrowni wodnych uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia ze względu na ponad 15-letni okres eksploatacji. Aktualnie nie można ustalić, ile z nich będzie mogło wykazać się inwestycjami modernizacyjnymi w wysokości co najmniej 30% początkowej wartości inwestycji (mogłoby to spowodować wydłużenie czasu otrzymywania wsparcia). Najtrudniejsze może być udokumentowanie takiej skali inwestycji w przypadku elektrowni wodnej we Włocławku. O ile nie będzie to możliwe i w związku z tym elektrownia ta w momencie wejścia w życie ustawy przestanie otrzymywać świadectwa pochodzenia, ich wolumen dostępny na rynku zmniejszy się o ok. 700 GWh (średnia produkcja energii przez elektrownię we Włocławku). Budowa stopnia wodnego w Nieszawie nie wpłynie w sposób znaczący na podaż świadectw pochodzenia w krótkim horyzoncie czasowym. Nawet gdyby kontrowersyjny zapis z projektu ustawy został utrzymany, świadectwa dla tej inwestycji mogą pojawić się na rynku dopiero po roku 2020.

Elektrownie biomasowe

Najistotniejszą rolę w podaży świadectw pochodzenia odegrają inwestycje biomasowe.

Znaczące moce zostały oddane do użytkowania lub znajdują się w końcowej fazie realizacji i przyczynią się do zwiększenia podaży energii z biomasy w roku 2013. W szczególności są to:

- EC Elbląg 25 MW
- El. Jaworzno III 50 MW
- El. Stalowa Wola 50 MW (końcowa faza realizacji)
- EC Tychy 40 MW (końcowa faza realizacji)
- El. Połaniec 205 MW (zsynchronizowana z KSE)
- El. Konin 50 MW

W wyniku realizacji inwestycji biomasowych w latach 2012-2013 podaż świadectw pochodzenia z tych źródeł może w roku 2014 być nawet czterokrotnie wyższa niż w roku 2011.

Inne znane obecnie plany dotyczą m.in. PGNiG Termika EC Siekierki (100% biomasy), EC Zofiówka (przystosowanie kotła OP-140), EC Bydgoszcz (dostosowanie OP-140 do 100% biomasy), elektrociepłowni w Lublinie, EC Będzin (dostosowanie OP-140), CHP biomasowego w Brzegu oraz EC we Wrocławiu.

Energetyka wiatrowa

Energetyka wiatrowa zanotowała w roku 2012 rekordowy przyrost mocy zainstalowanej (do 2,5 GW). Jest to spowodowane zarówno realizacją inwestycji, które uzyskały finansowanie (w tym dotacje ze środków UE) przed ogłoszeniem pierwszego projektu ustawy o OZE, jak i przyśpieszeniem działań inwestycyjnych w celu utrzymania współczynnika korekcyjnego równego 1 po wejściu w życie ew. nowych regulacji prawnych. Należy się jednak spodziewać, że ten poziom tempa wzrostu jest jedynie efektem przejściowym i już w roku 2013 może osłabnąć ze względu na trudności z pozyskaniem finansowania. Instytucje finansujące już teraz wykazują daleko idącą ostrożność przy podejmowaniu decyzji o kredytowaniu inwestycji wiatrowych, ze względu na utrzymujący się od ponad pół roku spadek cen świadectw pochodzenia na giełdzie oraz niepewność co do kierunków zmian prawnych. Uwzględniając stan rozwoju obecnie realizowanych projektów

wiatrowych można założyć, że całkowita moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na koniec 2013 roku (współczynnik korekcyjny =1) sięgnie 3000 MW.

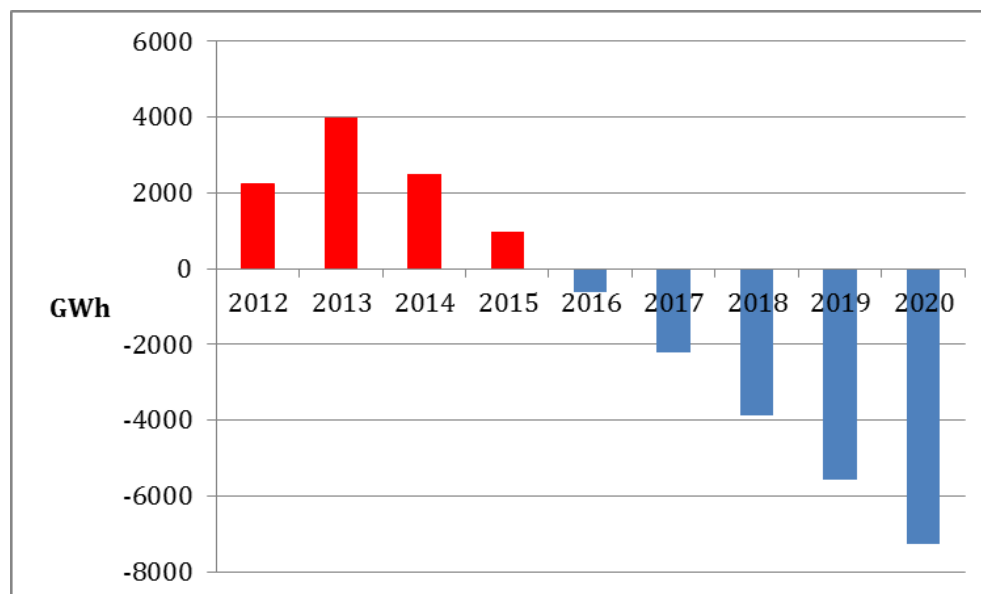
Fotowoltaika

Technologie fotowoltaiczne nie były dotąd rozważane w scenariuszach podaży energii z OZE. Jednakże wprowadzenie w projekcie ustawy wysokich współczynników korekcyjnych dla fotowoltaiki spowodowało wzrost zainteresowania rynkiem polskim ze strony inwestorów zagranicznych, zwłaszcza niemieckich. Istnieje szereg koncepcji dużych projektów fotowoltaicznych, które w przypadku przyznania im wysokiego wsparcia mogą zostać zrealizowane. W scenariuszu Krajowego Planu Działania technologia ta ma marginalny udział w wypełnieniu celów na rok 2020. Jednakże po ewentualnym wejściu w życie ustawy o OZE, przy wysokim wsparciu dla PV należy się spodziewać realizacji scenariusza umiarkowanego (450 MW do 2020) lub nawet maksymalnego (1800 MW do 2020). Ze względu na proponowane współczynniki wsparcia w wysokości 2,45-2,75 w zależności od mocy instalacji będzie to miało znaczący wpływ na podaż świadectw pochodzenia. Już teraz baza danych rozwijanych projektów fotowoltaicznych założona przez IEO obejmuje 13 projektów o łącznej mocy 119 MW (wobec 2 MW uwzględnionych w głównym scenariuszu KPD). Ponadto polskim rynkiem zainteresowani są inwestorzy planujący realizację projektów o łącznej mocy min. 500 MW. Jednakże ostatnie informacje o możliwości ograniczenia wsparcia dla największych inwestycji PV (powyżej 2 MW) spowodowały znaczny spadek optymizmu wśród inwestorów.

Wyniki symulacji

Scenariusz utrzymania dotychczasowego systemu („scenariusz stagnacji”)

Scenariusz ten zakłada, że w obecnym systemie nie zostaną wprowadzone żadne zmiany (brak zmian równoznaczny jest również z przyjęciem przez Sejm tzw. „małego trójpacku energetycznego” - inicjatywa posłów PO). Założono także, że zrealizowane zostaną wyłącznie inwestycje biomasowe i wiatrowe, które znajdują się w fazie umożliwiającej ich uruchomienie w roku 2013 oraz zmaksymalizowane zostanie współspalanie.



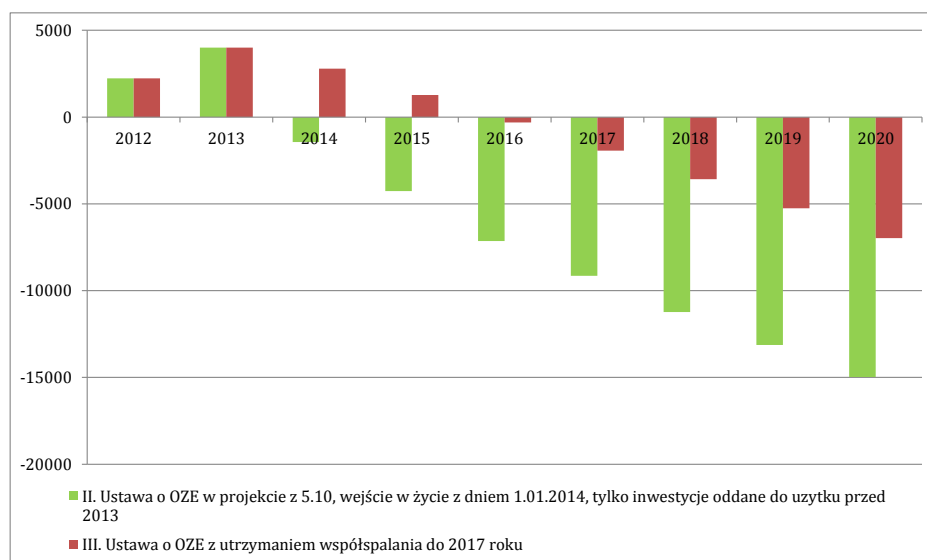
Rys. 12 Wyniki modelowania nadpodaży dla scenariusza stagnacji.

W scenariuszu tym nadpodaż utrzymuje się do 2015 roku. Dodatkowo nadprodukcja świadectw pochodzenia wytworzona w latach 2012-2015, wraz z wolumenem świadectw zbankowanych do roku 2011, w zasadzie pokrywa niedobór świadectw w latach 2016-2020.

Scenariusz stagnacji przy założeniu wejścia w życie ustawy o OZE

W scenariuszu, podobnie jak w poprzednim, uwzględniono tylko inwestycje możliwe do zrealizowania do roku 2013. Pod uwagę zostały wzięte 2 opcje:

- ustawa o OZE w wersji z 5.10.2012, z pięcioletnim okresem wsparcia dla współspalania,
- późniejsza wersja (po uwagach resortów), zakładająca utrzymanie wsparcia ze współczynnikiem korekcyjnym =1 dla wszystkich istniejących instalacji współspalających do roku 2017 (niezależnie od momentu ich uruchomienia).

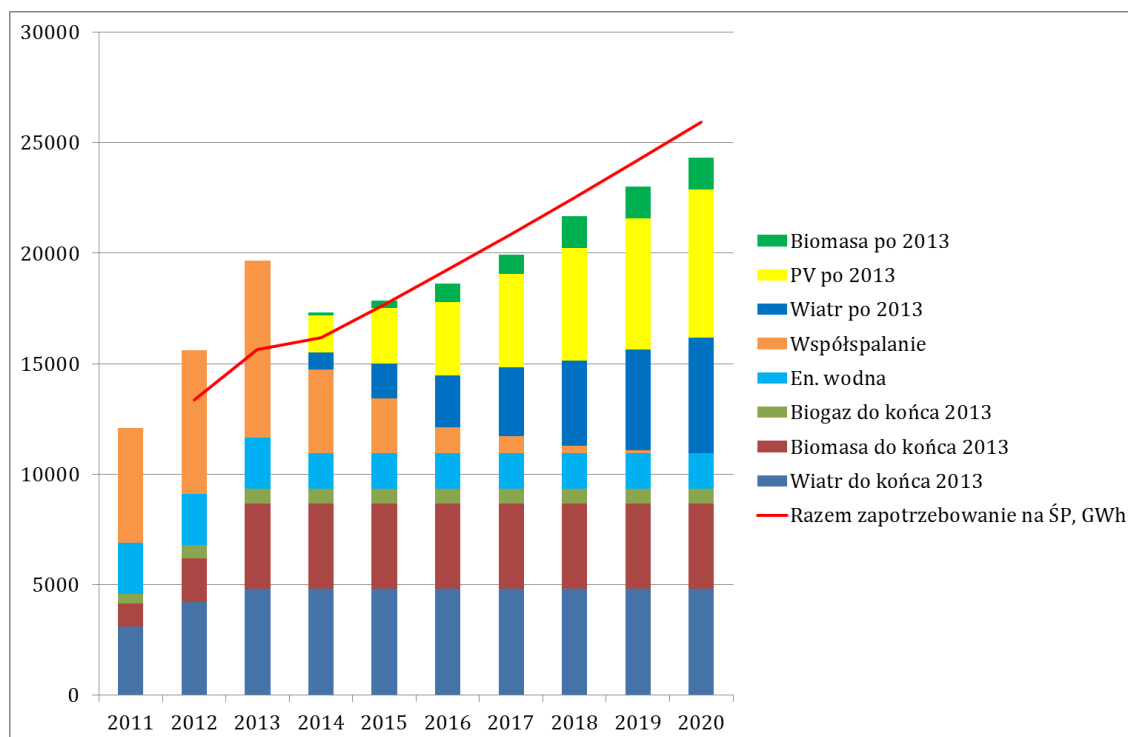


Rys. 13 Wyniki modelowania nadpodaży przy założeniu wejścia w życie ustawy o OZE

W przypadku wejścia w życie ustawy o OZE w obecnie proponowanej postaci (z 5 letnim okresem wsparcia dla współspalania) z dniem 1.01.2014, już w roku 2014 pojawi się niedobór świadectw pochodzenia i zapotrzebowanie na świadectwa z nowych źródeł. Wydłużenie okresu wsparcia dla współspalania do roku 2017 spowoduje, że nadpodaż zniknie dopiero w roku 2017.

Scenariusz wejścia w życie ustawy o OZE z uwzględnieniem rozwoju rynku po 2013 roku

W scenariuszu tym założono wejście w życie ustawy o OZE w wersji z 5.10.2012 roku przy umiarkowanym rozwoju energetyki wiatrowej (400 MW nowych projektów wiatrowych rocznie). Dodatkowo uwzględniono maksymalny możliwy rozwój fotowoltaiki. W praktyce te dwie technologie (PV i wiatr) podzielą między siebie niszę powstałą po wypadnięciu współspalania z systemu, stąd należy rozpatrywać je łącznie.



Rys. 14 Wyniki modelowania nadpodaży przy założeniu wejścia w życie ustawy OZE i umiarkowanym rozwoju rynku energetyki wiatrowej

W tym scenariuszu od roku 2015 utrzymuje się na rynku stan równowagowy z tendencją do lekkiego niedoboru świadectw pochodzenia. Prawdopodobnie generacja fotowoltaiczna nie osiągnie w praktyce takiej skali jak zakładana w KPD, stąd „nisza” przeznaczona dla energetyki wiatrowej będzie znacznie większa.

Symulacje potwierdzają, że planowane w projekcie ustawy o OZE wyeliminowanie współspalania z rynku regulowanego zobowiązaniami ilościowymi umożliwi płynną kompensatę spadku produkcji energii (ze współspalania) inwestycjami w nowe technologie, które zapewnią realizację zarówno wewnętrznego celu krajowego (ustalanego obecnie Prawem energetycznym i przepisami wykonawczymi Ministra Gospodarki), jak i celu unijnego wynikającego z dyrektywy 2009/28/WE. W przypadku zdecydowanego ograniczenia wsparcia dla współspalania koszty wdrożenia dyrektywy nie będą wyższe, działania będą bardziej skuteczne, a ich skutki przyniosą trwałe efekty (nowe moce na kolejne 20-30 lat) przy znikomych kosztach eksploatacyjnych.

Umożliwienie dalszego korzystania ze wsparcia przez współspalanie prowadzić będzie do paraliżu rynku OZE i całkowitej blokady realizacji nowych inwestycji minimum do roku 2017 (praktycznie do 2020 r.), zwiększenia luki pomiędzy podażą energii z OZE a ścieżką rozwoju OZE przewidzianą w KPD (w wyniku odstawienia części elektrowni węglowych realizujących obecnie współspalanie), a w konsekwencji do braku możliwości zrealizowania wystarczającego pakietu nowych inwestycji w latach 2018-2019 (cykle inwestycyjne i konieczność odbudowy zdolności realizacji inwestycji przez branżę OZE po kilkuletniej zapaści rynku).

Czynnikiem decydującym o skuteczności systemu ograniczającego nadpodaż świadectw pochodzenia jest okres wsparcia dla współspalania, definiowany jako czas od momentu uruchomienia instalacji/rozpoczęcia dostarczania energii z OZE do sieci. Tylko takie rozwiązanie doprowadzi w krótkim czasie do skokowego spadku podaży świadectw i otworzy rynek dla nowych źródeł. W tym kontekście nieskuteczne są rozwiązania wprowadzające niskie współczynniki korekcyjne i ograniczenia w postaci konkretnej daty, po której wsparcie ustaje, niezależnie od czasu uruchomienia źródła (np. rok 2017). Ze względu na znaczący potencjał współspalania w istniejących instalacjach i możliwość „zbankowania” w latach 2013-2015 bardzo dużej ilości certyfikatów tylko z istniejących instalacji, małe znaczenie mają planowane inwestycje, dla których współczynniki korekcyjne będą niższe. Plany w tym zakresie są jedynie bardzo ogólne i na obecnym etapie mogą być wstrzymane w przypadku niedostatecznej opłacalności ekonomicznej.

WNIOSKI

- Dotychczasowy rozwój współspalania w Polsce ma bardzo negatywny wpływ na cały sektor energetyki odnawialnej oraz na możliwości modernizacji sektora wytwarzania energii w krajowej elektroenergetyce. We współspalanie na niespotykaną na świecie skalę zaangażowały się wszystkie koncerny energetyczne mające do swojej dyspozycji w sektorze wytwarzania energii bloki węglowe. Symbioza sektora węglowego i energetycznego wykorzystania biomasy w procesach współspalania doprowadziła do dodatkowego wsparcia tego pierwszego (w sposób nadmiarowy i nieuzasadniony (w szczególności rażąco w elektrowniach na węgiel brunatny), a dodatkowo zakonserwowała rozwój zarówno energetyki konwencjonalnej, jak i odnawialnej.
- Analizy ekonomiczne kosztów produkcji energii w procesach współspalania realizowanych różnymi technologiami wskazują, że inwestycje były realizowane w sposób nieefektywny, przypadkowy i nieprzemysłany, korzystając w ten sam sposób z systemu wsparcia niezależnie od efektów i ich trwałości. Pomijając względy środowiskowe, współspalanie „bezpośrednie” praktycznie nie powinno być wspierane z przyczyn ekonomicznych (wystarczające byłoby skorzystanie np. z mechanizmu ETS). Wsparcie dla współspalania „pośredniego” i „równoległego” powinno być 4 razy niższe od stosowanego dotychczas, a przyjmowane jako średnie współczynniki korekcyjne proponowane w projekcie ustawy o OZE z października 2013 r. powinny być niemalże 2-krotnie niższe. Nadmiarowy system wsparcia nie wymusił poprawy efektywności kosztowej tej technologii. Działo się odwrotnie – korporacje energetyczne zastosowały powszechnie kosztową formułę ustalania cen przy inwestycjach i w zaopatrzeniu w biomasę, nie licząc się przez dłuższy czas z jej deficytem i ceną.
- W przypadku współspalania, system wsparcia nie realizował i nie realizuje zasadniczego celu regulacji, jakim jest zapewnienie wyprodukowania określonych ilości energii z OZE w roku 2020. Realizując inwestycje, korporacje energetyczne nie liczyły się z dłuższym okresem zwrotu i zapewnieniem odpowiedniej trwałości poczynionych inwestycji. Istnieje ryzyko, że od 25% do 50% kluczowych obiektów realizujących obecnie współspalanie nie będzie użytkowanych w 2020 roku, czyli wtedy, gdy pojawi się konieczność wyprodukowania ok. 32 TWh energii elektrycznej, niezbędnej do realizacji przez Polskę całościowego celu w postaci minimum 15,5% udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii finalnej brutto. Konieczność odstawiania bloków współspalających w latach 2015-2019 z powodów technicznych i środowiskowych lub zaprzestania współspalania z powodów ekonomicznych dodatkowo zwiększy deficyt energii z OZE i zmusi rząd do kosztownych transferów statystycznych.
- Pomimo zmniejszenia tempa rozwoju współspalania nie można oczekiwać spadku kosztów, nawet przy ogólnym okresowym obniżeniu zapotrzebowania na biomasę leśną. Współspalanie biomasy typu „agro” (z uwagi na jeszcze mniej korzystny dla kotłów węglowych skład chemiczny niż w przypadku drewna) zwiększy problemy techniczne i koszty eksploatacyjne oraz może niekorzystnie wpłynąć na emisje, w także tlenków azotu (w przypadku kotłów pyłowych), co również wiąże się z ryzykiem przekroczenia norm i kosztami opłat. Dodatkowa presja na biomasę pochodzenia rolniczego niekorzystnie wpłynie na możliwości eksportu pasz oraz na ich ceny na rynku krajowym. Kolejną, po przemyśle drzewnym, „ofiara” nieuzasadnionej i nadmiarowej promocji współspalania (bez liczenia się z faktem, że biomasa jest zasobem odnawialnym, ale ograniczonym i że powinna być wykorzystywana w sposób zrównoważony) stanie się branża rolno-spożywcza, w szczególności przemysł paszowy i mięsny.
- Utrzymanie obecnego systemu (także w wersji zaproponowanej w tzw. „małego trójpaku”) generuje możliwość wystąpienia permanentnej nadpodaży świadectw pochodzenia i blokuje rozwój nowych inwestycji niezbędnych do wypełnienia celu na 2020 rok. W ramach obecnego systemu istnieje możliwość formalnego wypełnienia krajowego celu ilościowego OZE w zakresie energii elektrycznej, przy równoczesnym niewypełnieniu zobowiązań wobec UE. Jest to spowodowane możliwością bankowania świadectw pochodzenia i rozliczenia tą metodą krajowego celu ilościowego, który nie jest spójny z celem UE. Kluczowe jest ograniczenie wsparcia dla istniejących instalacji współspalających, gdyż nieskuteczne będą rozwiązania wprowadzające niskie

współczynniki korekcyjne lub ograniczenia w postaci konkretnej daty, po której wsparcie ustaje, niezależnie od czasu uruchomienia źródła (np. rok 2017).

- Należy podkreślić, że w chwili obecnej, pomimo braku odpowiedniego prawodawstwa, polski rynek OZE (inwestycje zrealizowane w roku 2012 i ostatnie przewidziane jeszcze na rok 2013) rozwija się bardzo szybko i patrząc na dane statystyczne za 2012 rok i aktualne trendy przynajmniej w zakresie energii elektrycznej. Polska znajduje się na dobrej drodze do realizacji celów określonych w KPD. Zapewne z tego powodu, pomimo załamania rynku nowych inwestycji, ocena wypełnienia celów cząstkowych na pierwszym etapie realizacji zobowiązań dyrektywy 2009/28/WE wystawiana nam przez KE będzie pozytywna. Równocześnie szybko rozwijający się rynek, przy mało ambitnym jeszcze krajowym celu ilościowym, wygenerował (krótkoterminowo) dużą nadwyżkę świadectw pochodzenia, która może być wykorzystana w późniejszym okresie do wypełnienia celu krajowego. Ale jednocześnie taka „nadwyżka” jest bezużyteczna w sensie realizacji celu unijnego w 2020 roku.
- W wyniku tworzącego ramy do zachowań nieracjonalnych systemu wsparcia nastąpiło niemalże całkowite oderwanie sposobu działania korporacji energetycznych od założeń regulacji wspierających wdrożenie dyrektywy 2009/28/WE w Polsce i szeregu innych celów związanych z liberalizacją rynku energii. Problemem jest też to, że jeśli chodzi o współspalanie rozmiągają się nie tylko interesy państwa i konsumentów energii z interesami korporacji energetycznych, ale także rozmiągają się możliwości techniczne obiektów współspalających biomasę z najważniejszym wymogiem dyrektywy leżącym u podstaw wsparcia dla OZE - zachowaniem zdolności wytwórczych w energetyce odnawialnej w roku 2020, gdy realizacja w Polsce zobowiązań i celu będzie weryfikowana przez Komisję Europejską.
- Brak radykalnego ograniczenia wsparcia dla współspalania czyni bezzasadnym i nieskutecznym oraz kosztownym jakąkolwiek próbę (podwyższenie celów, mechanizm wykupu nadwyżki) doraźnego poprawienia sytuacji na rynku świadectw pochodzenia. Sytuacji tej nie poprawią doraźne zmiany przepisów wykonawczych. Potrzebne są zmiany strukturalne, które przynieść może tylko uchwalenie kompleksowej ustawy o OZE, uwzględniającej szersze spektrum zagadnień i ograniczeń obejmujących zarówno dostęp i koszty dostępu do odnawialnych zasobów energii, dynamikę spadku kosztów technologii odnawialnych źródeł energii, jak i rynek zielonego ciepła traktowany na równi z rynkiem zielonej energii elektrycznej.

BIBLIOGRAFIA

- Agencja Rynku Energii. (2012). *Katalog elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Stan na 31.12.2011.* Warszawa.
- Derecki W. PGE. (2009). Wykorzystanie biomasy na przykładzie PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. Kielce.
- Duda-Kękuś A. (2011). *Uwarunkowania logistyczne wykorzystania biopaliw stałych do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych, Rozprawa doktorska.* Kraków.
- ENEA SA. (2012). *Sprawozdanie Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej ENEA w I półroczu 2012 r.* Poznań.
- ENERGOPROJEKT WARSZAWA SA. *Budowa Elektrowni Ostrołęka C. Raport o oddziaływaniu na środowisko.*
- Główny Urząd Statystyczny. (2012). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2011 r.* Warszawa.
- Jarosz Z., Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. (2011). *Usługi przyjmowania,, składawania i podawania biomasy w EC Wrocław i EC Czechnica.* Wrocław.
- Lempp P. i in. (2013). *Biomass co-firing. Technology Brief.* IRE-ETSAP, IRENA.
- PAK SA. (2012). *Zespół Elektrownie Pątnów-Adamów-Konin. Prospekt Emisyjny.* Warszawa.
- PKE, www. (brak daty). <http://www.zielonaenergia.pke.pl/dzialania-w-elektrowniach/elektrownia-siersza>.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2007). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2006 r.* Warszawa.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2008). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2007 r.* Warszawa.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2009). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2008 r.* Warszawa.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2010). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2009 r.* Warszawa.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2011). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2010 r.* Warszawa.
- Urząd Regulacji Energetyki. (2012). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2011 r.* Warszawa.
- Wielgosz W., W-ce Prezes ESW, TAURON. (2009). *Elektrownia Stalowa Wola innowacyjne rozwiązania. EKO-ENERGIA Innowacyjność i Transfer Technologii.* Stalowa Wola.
- Zdeb J., Tauron. (2010). Doświadczenia we współpalaniu biomasy w kotłach energetycznych na przykładzie PKE S.A. *Targi Enex.* Kielce.