

Uzupełnienie do Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych z dnia

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 1 - Podsumowanie polityki krajowej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Potwierdzeniem woli wspierania wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) w sektorach: elektroenergetycznym, transportu oraz ciepłownictwa i chłodnictwa są cele i działania zawarte w Rządowych politykach, planach i programach.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. przyjęta przez polski rząd w dniu 10 listopada 2009 r. wskazuje, iż „Wspierane będzie zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych. W zakresie wykorzystania biomasy szczególnie preferowane będą rozwiązania najbardziej efektywne energetycznie, m.in. z zastosowaniem różnych technik jej zgazowywania i przetwarzania na paliwa ciekłe, w szczególności biopaliwa II generacji. Niezwykle istotne będzie wykorzystanie biogazu pochodzącego w wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych odpadów. Docelowo zakłada się wykorzystanie biomasy przez generację rozproszoną. W zakresie energetyki wiatrowej, przewiduje się jej rozwój zarówno na lądzie jak i na morzu. Istotny będzie wzrost wykorzystania energetyki wodnej, zarówno małej skali jak i większych instalacji, które nie oddziałują w znaczący sposób na środowisko. Wzrost wykorzystania energii geotermalnej planowany jest poprzez wykorzystanie pomp ciepła w wychwycie energii aerotermalnej, hydrotermalnej i geotermalnej i bezpośrednie wykorzystanie głębszych zasobów termalnych. W znacznie większym niż dotychczas stopniu zakłada się wykorzystanie energii promieniowania słonecznego za pośrednictwem kolektorów słonecznych oraz innowacyjnych technologii fotowoltaicznych.”

Polityka Energetyczna określa też główne cele w obszarze rozwoju wykorzystania OZE, które obejmują:

- Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych,
- Osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych, oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji,
- Ochronę lasów przed nadmiernym eksploatowaniem, w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem oraz zachować różnorodność biologiczną,
- Wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej istniejących urządzeń piętrzących stanowiących własność Skarbu Państwa,
- Zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

Polityka, oprócz określenia celów wskazuje konkretne działania do realizacji, które obejmują:

- Wypracowanie ścieżki dochodzenia do osiągnięcia 15% udziału OZE w zużyciu energii finalnej w sposób zrównoważony, w podziale na poszczególne rodzaje energii: energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie,
- Utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. poprzez system świadectw pochodzenia,

- Utrzymanie obowiązku stopniowego zwiększania udziału biokomponentów w paliwach transportowych, tak aby osiągnąć zamierzone cele,
- Wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii,
- Wdrożenie kierunków budowy biogazowni rolniczych, przy założeniu powstania do roku 2020 średnio jednej biogazowni w każdej gminie,
- Stworzenie warunków ułatwiających podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy farm wiatrowych na morzu,
- Utrzymanie zasady zwolnienia z akcyzy energii pochodzącej z OZE,
- Bezpośrednie wsparcie budowy nowych jednostek OZE i sieci elektroenergetycznych, umożliwiających ich przyłączenie z wykorzystaniem funduszy europejskich oraz środków funduszy ochrony środowiska, w tym środków pochodzących z opłaty zastępczej i z kar,
- Stymulowanie rozwoju potencjału polskiego przemysłu, produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w tym przy wykorzystaniu funduszy europejskich,
- Wsparcie rozwoju technologii oraz budowy instalacji do pozyskiwania energii odnawialnej z odpadów zawierających materiały ulegające biodegradacji (np. odpadów komunalnych zawierających frakcje ulegające biodegradacji),
- Ocena możliwości energetycznego wykorzystania istniejących urządzeń piętrzących, stanowiących własność Skarbu Państwa, poprzez ich inwentaryzację, ramowe określenie wpływu na środowisko oraz wypracowanie zasad ich udostępniania.

Oprócz ww. działań, kontynuowana będzie realizacja *Wieloletniego programu promocji biopaliw i innych paliw odnawialnych w transporcie na lata 2008 – 2014*, przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 24 lipca 2007 roku.

Realizacją założeń Polityki Energetycznej mającą wspierać rozwój odnawialnych źródeł energii w sektorze transportu będzie uchwalenie przez polski parlament kolejnej nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz ustawy Prawo ochrony środowiska, natomiast w sektorze elektroenergetyki, ciepła i chłodu – ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wszystkie ww. projekty aktów, prawnych będą, zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE, służyły promocji rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii, oraz będą w pełni komplementarne z ww. Polityką.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 2 – Przewidywane końcowe zużycie energii w latach 2010-2020

Dodatkowe wyjaśnienia do tego rozdziału dotyczą, zgodnie z pytaniami Komisji, jedynie tabeli 1.

Tabela 1. Przewidywane końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (ciepło sieciowe i niesieciowe), elektroenergetyce oraz transporcie do roku 2020 z uwzględnieniem skutków środków służących efektywności energetycznej i oszczędności energii w latach 2010-2020 [Mtoe]*

Wyszczególnienie	2005		2010		2011		2012		2013		2014	
	rok bazowy	scenariusz referencyjny	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna
(1) ciepłownictwo i chłodnictwo (sieciowe i niesieciowe)	37,1	31,6	33,0	32,4*	33,0	32,5	34,7	32,7	35,9	32,8	37,3	32,9
(2) elektroenergetyka	12,5	12,9	13,4	12,1	13,4	12,3	14,0	12,5	14,4	12,7	14,9	12,9
(3) transport zgodnie z art. 3 ust. 4 lit a)	12,4	16,8	17,0	16,8	17,0	17,0	17,5	17,2	17,5	17,4	17,7	17,6
(4) Końcowe zużycie energii brutto	62,0	61,3	63,4	61,3	63,4	61,8	66,2	62,4	67,8	62,9	69,9	63,4

Źródło: Opracowanie własne na podstawie prognoz zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

* realizacja działań ma rzecz zwężenia efektywności energetycznej w ciepłownictwie i chłodnictwie w początkowym okresie wprowadzenia planu dodatkowej efektywności energetycznej, spowoduje większe zużycie jednostkowe energii niż w przypadku braku podjęcia takich działań, zgodnie ze scenariuszem referencyjnym

Tabela 1. (cd) Przewidywane końcowe zużycie energii brutto Polski w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce oraz transporcie do roku 2020 z uwzględnieniem skutków środków służących efektywności energetycznej i oszczędności energii w latach 2010-2020 [Mtoe]

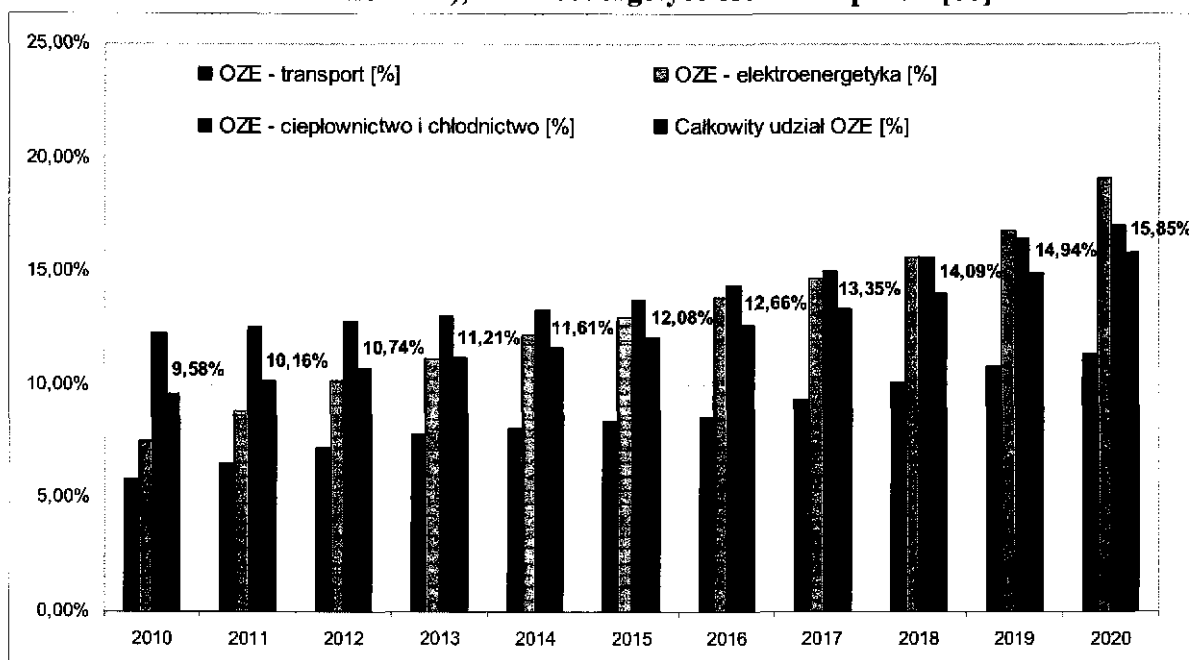
	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna	scenariusz referencyjny	dodatkowa efektywność energetyczna
Wyszczególnienie												
(1) ciepłownictwo i chłodnictwo	38,8	33,1	40,3	33,4	41,8	33,8	43,2	34,1	44,7	34,4	46,2	34,7
(2) elektroenergetyka	15,3	13,1	15,7	13,4	16,2	13,7	16,6	14,0	17,1	14,3	17,4	14,6
(3) transport zgodnie z art. 3 ust. 4 lit a)	17,9	17,8	18,2	18,2	18,6	18,6	19,0	19,0	19,5	19,5	19,9	19,9
(4) Końcowe zużycie energii brutto	72,0	64,0	74,2	65,0	76,6	66,1	78,8	67,1	81,1	68,2	83,5	69,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie prognoz zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 3.2 – Cele i kursy sektorowe

Dodatkowe wyjaśnienie do tego rozdziału dotyczą, zgodnie z pytaniami Komisji, jedynie wykresu 1, tabeli 3, tabeli 4a oraz tabeli 4b.

Wykres 1. – Krajowy cel na 2020 rok oraz przewidywany kurs dotyczący wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie (systemy sieciowe i niesieciowe), elektroenergetyce oraz transporcie [%]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie prognozowanego koszyka energetycznego OZE do 2020 r

Tabela 3 Krajowy cel na rok 2020 oraz przewidywany kurs dotyczący wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce oraz transporcie

Wyszczególnienie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
OZE - ciepłownictwo i chłodnictwo (systemy sieciowe i miesieczowe) [%]	12,29%	12,54%	12,78%	13,05%	13,29%	13,71%	14,39%	15,02%	15,68%	16,50%	17,05%
OZE - elektroenergetyka [%]	7,53%	8,85%	10,19%	11,13%	12,19%	13,00%	13,85%	14,68%	15,64%	16,78%	19,13%
OZE - transport [%]	5,84%	6,56%	7,27%	7,79%	8,05%	8,37%	8,62%	9,34%	10,09%	10,83%	11,36%
Całkowity udział OZE [%]	9,58%	10,16%	10,74%	11,21%	11,61%	12,08%	12,66%	13,35%	14,09%	14,94%	15,85%
w tym w ramach mechanizmu współpracy [%]		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		0,0%
nadwyżka na potrzeby mechanizmu współpracy* [%]		1,40%	1,98%	1,67%	2,07%	1,37%	1,95%	1,08%	1,82%		0,85%
Zgodnie z częścią B załącznika I do dyrektywy		S₂₀₀₅+20% (S₂₀₂₀-S₂₀₀₅)	2011-2012	2013-2014	S₂₀₀₅+30% (S₂₀₂₀-S₂₀₀₅)	2015-2016	S₂₀₀₅+45% (S₂₀₂₀-S₂₀₀₅)	2017-2018	S₂₀₀₅+65% (S₂₀₂₀-S₂₀₀₅)		2020
Minimalny kurs dotyczący OZE [%]		8,76%		9,54%		10,71%		12,27%			15,0%
Minimalny kurs dotyczący OZE [ktoe]		5 439,96		6 024,51		6 907,95		8 171,82			10 380,5
*skorygowana nadwyżka na potrzeby mechanizmu współpracy [%]		1,40%		1,67%		1,37%		1,08%			0,85%

* obliczona na kolejne lata, przy uwzględnieniu orientacyjnego kursu (dwuletniego) zgodnie z częścią B załącznika I do dyrektywy 2009/28/WE

Źródło: Opracowanie własne. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Tabela 4a Tabela obliczeniowa dotycząca udziału energii ze źródeł odnawialnych w poszczególnych sektorach w końcowym zużyciu energii 2010 – 2020 (ktoe)

Wyszczególnienie	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(A) Przewidywane końcowe zużycie energii brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 980	4 073	4 175	4 277	4 369	4 532	4 806	5 079	5 350	5 680	5 921
(B) Przewidywane końcowe zużycie energii elektrycznej brutto ze źródeł odnawialnych	913	1 090	1 276	1 417	1 577	1 709	1 858	2 010	2 185	2 393	2 786
(C) Przewidywane końcowe zużycie energii ze źródeł odnawialnych w transporcie	981	1 115	1 250	1 356	1 417	1 490	1 569	1 737	1 917	2 112	2 260
(D) Przewidywane całkowite zużycie energii ze źródeł odnawialnych	5 873	6 277	6 702	7 050	7 363	7 731	8 232	8 826	9 453	10 186	10 967
(E) Przewidywany transfer energii ze źródeł odnawialnych do innych państw członkowskich	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(F) Przewidywany transfer energii ze źródeł odnawialnych z innych państw członkowskich oraz krajów trzecich	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(G) Przewidywane zużycie energii ze źródeł odnawialnych po korekcie na potrzeby celu (D)-(E)+(F)	5 873	6 277	6 702	7 050	7 363	7 731	8 232	8 826	9 453	10 186	10 967

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Tabela 4b Tabela obliczeniowa dotycząca udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie (ktoe)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
(C) Przewidywane zużycie energii ze źródeł odnawialnych w transporcie	2,25	981	1 071	1 162	1 255	1 316	1 376	1 454	1 579	1 719	1 870	2 006
(H) Przewidywane zużycie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w transporcie drogowym	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
(I) Przewidywane zużycie biopaliw z odpadów, pozostałości, niespożywcze materiału celulozowego oraz materiału lignocelulozowego w transporcie	0	0	44	88	101	101	114	114	158	198	242	242
(J) Przewidywany udział OZE w transporcie na potrzeby celu dotyczącego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w transporcie: (C)+(2,5-1)x(H)+(2-1)x(I)	2,25	981	1 115	1 250	1 356	1 417	1 490	1 569	1 737	1 917	2 112	2 260

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.1 – Przegląd wszystkich polityk i środków w zakresie promocji wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych

Projekt ustawy o OZE jest odpowiedzią na podnoszone postulaty o konieczności ustanowienia klarownego oraz efektywnego kosztowo systemu promującego stosowanie energii z OZE. Perspektywa szerszego wykorzystania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł wynika z potrzeby ochrony środowiska oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Podobnie rozwój wysokosprawnej kogeneracji wykorzystującej OZE przyczynia się do ochrony środowiska, ale przede wszystkim poprawia efektywność produkcji. Celem podejmowanych działań jest także zwiększenie wytwarzania energii z OZE w aspekcie wspierania rozwoju technologicznego i innowacji. Ponadto rozwój wykorzystania OZE przyczynia się do tworzenia dodatkowych możliwości zatrudnienia oraz rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i słabo zurbanizowanych, gdzie występują bogate zasoby OZE. Rozwój OZE wpływa również na większe bezpieczeństwo dostaw energii zwłaszcza w skali lokalnej. Dodatkowo, wobec zobowiązań wynikających m.in. z pakietu klimatyczno - energetycznego 3 x 20 Polska powinna w coraz większym stopniu wykorzystywać odnawialne źródła energii, dzięki którym można w większym stopniu ograniczyć zależność od importowanych paliw kopalnych oraz zwiększyć wykorzystanie nowych technologii energetycznych.

Projektowana ustawa określi zasady wsparcia produkcji energii z OZE oparte o ustanowioną politykę energetyczną państwa z uwzględnieniem podjętych zobowiązań międzynarodowych. Ponadto celem ustawy jest zapewnienie warunków optymalnego rozwoju i wykorzystania energii z OZE poprzez zmniejszenie makroekonomicznych kosztów jej zaopatrzenia. Cel ustawy powinien zostać zrealizowany poprzez wykorzystanie długotrwałych efektów zewnętrznych, ochrony przyrody i środowiska naturalnego, ochrony zasobów kopalnych i wspieranie dalszego rozwoju technologii w kierunku obniżania kosztów wytwarzania energii z OZE oraz promocję wydajności i oszczędności energetycznej. Powyższe zostanie osiągnięte przy wzroście wytwarzania energii z OZE do co najmniej 15% udziału tej energii w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 r. Oprócz osiągnięcia celu ogólnego projektowana ustawa powinna zapewniać podstawę do osiągnięcia celów pośrednich, kształtujących się w poszczególnych latach na poziomie: 8,76% do 2012 r., 9,54% do 2014 r., 10,71% do 2016 r. oraz 12,27% do 2018 r. Przepisy projektu ustawy dotyczą w szczególności odbiorców końcowych w rozumieniu dyrektywy 2009/72/WE *dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE*. Ponadto, ustawa wyjaśni podstawowe pojęcia zaczerpnięte z dyrektywy 2009/28/WE i użyte w ustawie, m.in.: OZE; energia aerotermalna; energia geotermalna, energia hydrotermalna; końcowe zużycie energii brutto; biopłyny; gwarancja pochodzenia; system wsparcia

Dążenie do zwiększenia udziału OZE w bilansie zużycia energii elektrycznej w kraju wymaga stosowania systemów wsparcia będących gwarancją ich systematycznego rozwoju. Mechanizm wsparcia dla przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną z OZE składa się z dwóch elementów, tj. z jednej strony kształtuje zasady i zakres obowiązkowego zakupu wytworzonej energii elektrycznej nałożony na sprzedawcę z urzędu, czyli przedsiębiorstwa energetycznego na obszarze działania którego dane źródło jest przyłączone, z drugiej – przewiduje wydawanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia stanowiących dowód wytworzenia energii elektrycznej albo biogazu rolniczego z OZE. Wynikające z ww. świadectw pochodzenia prawa majątkowe podlegają obrotowi gospodarczemu, m.in. na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Każdy podmiot prowadzący działalność polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedający tę energię odbiorcom końcowym, zobowiązany jest do posiadania w swoim koszyku energetycznym określonego udziału energii elektrycznej wytworzonej z OZE albo uiszczenia

stosownej opłaty zastępczej. Mechanizm ten wzmocniony jest poprzez sankcję w postaci kar pieniężnych za jego niewypełnienie.

Polska dokonała niezbędnego postępu w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej. Według danych GUS Energochłonność PKB (wg kursu euro) w ciągu ostatnich 10 lat spadła o prawie 30%. W 1996 r. wynosiła 0,680 kgoe/euro; w roku 2006 spadła do poziomu 0,425 kgoe/euro. Niemniej jednak w dalszym ciągu efektywność polskiej gospodarki, liczona jako PKB (wg kursu euro) na jednostkę energii, jest dwa razy niższa od średniej europejskiej. Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii przewiduje również możliwość objęcia promocją innowacyjnych, wysokosprawnych technologii elastycznymi instrumentami wsparcia, takimi jak dotacje, pożyczki z możliwością umorzenia, kredyty preferencyjne. Wprowadzenie kompleksowego systemu wsparcia dla działań mających na celu rozwój nowych mocy wytwórczych w energetyce odnawialnej doprowadzi w konsekwencji do ograniczenia szkodliwego oddziaływania konwencjonalnego sektora energetycznego na środowisko oraz będzie się przyczyniać do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Podstawową potrzebą i celem uchwalenia ustawy o odnawialnych źródłach energii jest wyodrębnienie i usystematyzowanie mechanizmów wsparcia dla energii z OZE zawartych w przepisach ustawy – *Prawo energetyczne*. Przeniesienie systemu wsparcia dla energii z OZE, powinno dotyczyć w pierwszym etapie regulacji ustawowych z zastrzeżeniem przejściowych okresów obowiązywania rozporządzeń umożliwiających funkcjonowanie mechanizmów wsparcia dla energii z OZE. Zakłada się wypracowanie nowych zasad wsparcia energii wytworzonej z OZE, które będzie zróżnicowane w zależności od nośnika energii odnawialnej, zainstalowanej mocy urządzeń generujących energię oraz daty włączenia do eksploatacji lub modernizacji. Nowe zasady wspierać będą rozwój rozproszonych źródeł energii odnawialnych, określa warunki zachowania praw już nabytych dla inwestycji zrealizowanych lub rozpoczętych, czas ich obowiązywania oraz pozwolą na zmniejszenie obciążeń dla odbiorcy końcowego. Szczegółowe rozwiązania zostaną zawarte w ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii powinna doprowadzić do przejrzystości istniejącego wsparcia dla energii z OZE, co umożliwi zwiększenie inwestycji w nowe moce wytwórcze. Rozwój energii z OZE zostanie oparty na zasadach racjonalnego wykorzystania istniejących zasobów tej energii, co jest jednym z celów pakietu klimatyczno-energetycznego, będącego realizacją konkluzji Rady Europejskiej z marca 2007 r. Elementem tego pakietu jest także dyrektywa 2009/28/WE, w której Polska zobowiązała się do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej brutto do poziomu co najmniej 15 % w 2020 r. Zapewnienie realizacji powyższych celów wymaga bezspornie opracowania wielu analiz rynku energetyki odnawialnej, ciągłego monitorowania wytwarzania energii w skali całej energetyki odnawialnej, a także w rozbiciu na poszczególne technologie wykorzystujące OZE. Polska stoi także przed możliwością znacznego przyspieszenia technologicznego w zakresie rozbudowy i modernizacji istniejącej infrastruktury energetycznej. Realizacja powyższych działań musi otrzymać wsparcie administracji rządowej w celu koordynacji działań na poziomie krajowym oraz zastosowania spójnych, elastycznych i jak najbardziej efektywnych mechanizmów wsparcia. Celem nowej regulacji jest zatem skierowanie większego systemowego wsparcia dla zrównoważonego rozwoju sektora energetyki odnawialnej. Należy stwierdzić, iż ustawowy poziom regulacji umożliwi właściwą koordynację działań na rzecz rozwoju OZE oraz osiągnięcia w ten sposób jeszcze większych korzyści w zakresie ochrony środowiska, jako bezcennego dobra całego społeczeństwa.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii ma również na celu lepszą implementację przepisów dyrektywy 2009/28/WE z wyłączeniem spraw dotyczących biokomponentów

i biopaliw stosowanych do celów transportowych. Powyższa dyrektywa nakłada m.in. obowiązek wprowadzenia szeregu definicji; celów ogólnych i niezbędnych środków do osiągnięcia tych celów; zasad obliczania udziału energii z OZE, procedur administracyjnych, przepisów i kodeksów, informacji i certyfikacji instalatorów, gwarancji pochodzenia energii z OZE, dostępu do sieci ich działania oraz sprawozdawczości. Ww. dyrektywa stwarza także możliwość wprowadzenia do prawodawstwa krajowego regulacji dotyczących ustanowienie przez dwa lub więcej państw członkowskich UE wspólnych systemów wsparcia dla produkcji energii z OZE. Rekomendowane są również inne formy współpracy pomiędzy państwami członkowskimi UE m.in. poprzez: dokonywanie transferów statystycznych energii z OZE; możliwość realizacji wspólnych projektów dotyczących wytwarzania energii z OZE, w tym wspólnych projektów dla energii z OZE z udziałem państw trzecich, wprowadzenia obligatoryjnych gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej oraz fakultatywnych dla ciepła i chłodu z OZE.

Krajowe cele ustawy wymagają przygotowania określonych instrumentów wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce oraz uruchomienia działań z precyzyjnym określeniem sposobu ich realizacji, w tym zapewnienia informacji dotyczących stopnia realizacji działań. Programowanie rozwoju energetyki odnawialnej jest powierzone ministrowi właściwemu do spraw gospodarki.

Na zakończenie należy stwierdzić, iż obecna materia ustawowa tj. Prawo Energetyczne już implementuje podstawowe kwestie dyrektywy 2009/28/WE. Odnawialne źródła energii mają, zgodnie z polskim prawem, szereg ułatwień i udogodnień zarówno o charakterze finansowym (zwolnienie zielonej energii z podatku akcyzowego, obniżone koszty opłaty za przyłączenie źródeł OZE do sieci, zwolnienie źródeł OZE o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW z opłaty skarbowej za udzielenie koncesji, zwolnienie źródeł OZE z corocznych opłat obciążających koszty ich działalności) jak i proceduralnym (obowiązek zakupu zielonej energii przez tzw. sprzedawcę z urzędu, priorytetowy przesył energii elektrycznej z OZE). Z tego względu planowana ustawa, poza optymalizacją istniejącego mechanizmu wsparcia (nad którym prace ciągle trwają) będzie transponowała głównie te przepisy dyrektywy, które mają wejść w życie w późniejszym terminie tj. kwestia obowiązków dla budynków, o których mowa w art. 13 ust. 4 dyrektywy 2009/28/WE – 2014 r., system certyfikacji instalatorów OZE, o którym mowa w art. 14 ust. 3 dyrektywy 2009/28/WE – 2013 r.

Należy zaznaczyć, iż projektowana regulacja nie była jeszcze uzgadniana międzyresortowo ani konsultowana społecznie. Ministerstwo Gospodarki w trakcie przygotowywania projektów aktów prawnych kieruje się trybem opracowywania rządowych aktów prawnych w Polsce zawartym w uchwale nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. *Regulamin pracy Rady Ministrów* (M.P. Nr 13, poz. 221, z późn. zm.). Uchwała ta zawiera zasady określające przejrzyste warunki stanowienia prawa z zapewnieniem równych i sprawiedliwych szans dostępu do projektowanych regulacji wszystkim zainteresowanym podmiotom zewnętrznym.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.2.1 – Procedury administracyjne oraz planowanie przestrzenne (art. 13 ust 1 dyrektywy 2009/28/WE).

a) Wykaz obowiązujących przepisów krajowych oraz, w stosownych przypadkach, przepisów regionalnych dotyczących autoryzacji, certyfikacji i licencjonowania, które mają zastosowanie do zakładów wytwarzających energię elektryczną, energię do ogrzewania lub chłodzenia ze źródeł odnawialnych oraz związanej z nimi infrastruktury sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

W Polsce pod pojęciem autoryzowanie, certyfikacja i instalacja odnawialnych źródeł energii można rozumieć procedurę zmierzającą do wydania decyzji umożliwiającej prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na produkcji energii elektrycznej. Za taką decyzję uznawana jest koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej, którą na wniosek zainteresowanego podmiotu wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jako organ koncesyjny prowadzi czynności zmierzające do stwierdzenia, czy dla danego źródła zachodzą przesłanki aby uznać je za odnawialne. Procedurę uzyskiwania koncesji, w tym okres na jaki udzielana jest koncesja regulują przepisy ustawy - Prawo Energetyczne.

Procesy związane z ustaleniem lokalizacji inwestycji regulowane są odrębnie na lądowym terytorium kraju i w polskich obszarach morskich. Na lądzie podlegają one, co do zasady, przepisom ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o *planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym* (Dz. U. Nr 80, poz. 717, z późn. zm.), zwanej dalej ustawą o pzp. Odrębne regulacje, w tym zakresie, określone zostały w przepisach tzw. „specustaw” i dotyczą one określonych rodzajów inwestycji, jak np. dróg publicznych, inwestycji EURO 2012.

Zgodnie z przepisami ustawy o pzp ustalenie przeznaczenia terenu, rozmieszczenia inwestycji celu publicznego oraz określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (art. 4 ust. 1 ustawy o pzp).

W miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego określa się granice terenów pod budowę urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100kW, a także ich stref ochronnych, związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko, o ile gmina przewiduje na terenie objętym planem miejscowym lokalizację tych urządzeń (art. 15 ust. 3a ustawy o pzp).

W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego określenie sposobu zagospodarowania terenu i warunków zabudowy następuje w drodze decyzji o warunkach zabudowy – w tym przypadku w odniesieniu do urządzeń wytwarzających energię elektryczną oraz w drodze decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego – w odniesieniu do sieci przesyłowych energii elektrycznej.

Decyzja o pozwoleniu na budowę dla inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii musi być zgodna z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub, w przypadku, gdy na terenie planowanej inwestycji nie obowiązuje plan miejscowy, z decyzją o warunkach zabudowy lub decyzją o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Proces lokalizacji inwestycji w obszarach morskich RP określa ustawa dnia 21 marca 1991 r. o *obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej* (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1502, z późn. zm.).

W przypadku źródeł wykorzystujących energię spadku rzek, inwestor musi dodatkowo uzyskać tzw. pozwolenie wodnoprawne, czyli decyzję na szczególne korzystanie z wód, które zostało określone w ustawie – Prawo wodne. Wszystkie terminy jak i procedury dotyczące, kwestii koncesyjnych, kwestii przyłączeniowych oraz całego procesu lokalizacji i budowy inwestycji są jasno określone w odpowiednich przepisach. Wnioskujący o wydanie stosowych decyzji ma prawo do uzyskania kompletu niezbędnych informacji (w tym o kosztach koniecznych do poniesienia) oraz kompletnej pomocy od właściwych jednostek administracji.

Należy przy tym nadmienić, że podmioty społeczne mają prawo aktywnie partycypować w każdym etapie procesu administracyjnego zmierzającego do wydania pozwolenia na budowę.

W przypadku instalacji kolektorów słonecznych istnieją też uproszczone procedury dla ich montażu. Zgodnie z art. 29 ust. 2 pkt 16 w związku z art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – *Prawo budowlane* (Dz. U. z 2010 r., Nr 243, poz. 1623, z późn. zm.), pozwolenia na

budowę ani zgłoszenia nie wymaga montaż wolno stojących kolektorów słonecznych. Pozwolenie na budowę oraz zgłoszenie nie jest również wymagane w przypadku wykonywania robót budowlanych polegających na instalowaniu urządzeń na obiektach budowlanych – art. 29 ust. 2 pkt 15 w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – *Prawo budowlane*. Wyjątek stanowi instalowanie na obiektach budowlanych urządzeń o wysokości powyżej 3 m, które zgodnie z art. 30 ust. 1 pkt 3 lit. b ustawy – *Prawo budowlane* wymaga zgłoszenia właściwemu organowi. Oznacza to, że w celu instalacji urządzeń o wysokości poniżej 3 m, nie ma obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę ani dokonania zgłoszenia. Tym samym, instalowanie na obiekcie budowlanym kolektorów słonecznych wraz z konstrukcją mocującą, nie wymaga dokonania zgłoszenia właściwemu organowi, ani uzyskania pozwolenia na budowę, o ile zainstalowana całość nie przekracza 3 m wysokości.

Do uzyskania wsparcia systemowego w formie zielonych certyfikatów instalacja musi uzyskać ww. koncesję oraz przyłączenie do operatora systemu sieciowego. Inwestor, który nie chce skorzystać z takiego wsparcia, a jedynie produkować energię elektryczną na własne potrzeby jest zwolniony z konieczności uzyskiwania koncesji jak i decyzji o warunkach przyłączenia. Należy także zaznaczyć, że do skorzystania ze wsparcia bezpośredniego czy kredytów preferencyjnych nie ma konieczności posiadania koncesji ani przyłączenia. W przypadku takiego wsparcia, instytucja realizująca dany program skierowany dla producentów energii ze źródeł odnawialnych określa jasne i czytelne kryteria, które są ogólnie dostępne.

b) Odpowiedzialny minister (ministrowie)/organ (organy) oraz ich kompetencje w przedmiotowej dziedzinie

Za wydanie wypisu lub wrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub wydanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu odpowiada Wójt, Burmistrz lub Prezydent Miasta. Decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaje, zgodnie z art. 75 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska i ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227, z późn. zm.), regionalny dyrektor ochrony środowiska, Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska, starosta, dyrektor regionalnej dystrykcji Lasów Państwowych, bądź wójt, burmistrz lub prezydent miasta. Organem środowiskowym biorącym udział w postępowaniu w sprawie wydania tej decyzji jest regionalny dyrektor ochrony środowiska lub Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska (wyłącznie w przypadku inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej i inwestycji towarzyszących).

Pozwolenie wodnoprawne na szczególne korzystanie z wód wydaje Starosta, Marszałek Województwa lub Dyrektor Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej.

Organem odpowiedzialnym za wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę jest Starosta albo Wojewoda. Wyjaśnienia wymaga, że pozwolenie na budowę nie jest decyzją lokalizacyjną. Mianem decyzji lokalizacyjnych określa się decyzje o warunkach zabudowy i zagospodarowania przestrzennego terenu, które określa upup. Zgodnie z przepisem art. 4 ust. 2 upzp lokalizację inwestycji celu publicznego ustala się w drodze decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Natomiast sposób zagospodarowania terenu i warunki zabudowy dla innych inwestycji ustala się w drodze decyzji o warunkach zabudowy. Decyzja o pozwoleniu na budowę, w myśl art. 3 pkt 12 ustawy Prawo budowlane, stanowi decyzję administracyjną zezwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie budowy lub wykonanie robót budowlanych innych niż budowa obiektu budowlanego.

Zgodnie z ustawą z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2003 r., Nr 153, poz. 1502, z późn. zm.) w przypadku przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód

wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłącznej strefie ekonomicznej RP, wydaje dyrektor właściwego urzędu morskiego.

W przypadku braku planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłącznej strefie ekonomicznej RP, wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, po zaopiniowaniu przez ministrów właściwych do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej.

Za wydanie decyzji w sprawie przyłączenia instalacji do sieci energetycznej odpowiada właściwy obszarowo Operator Systemu Elektroenergetycznego Dystrybucyjnego lub, w przypadku wniosku o przyłączenie do elektroenergetycznej sieci przesyłowej Operator Systemu Przesyłowego.

Koncesję na wytwarzanie energii z OZE, niezależnie od mocy instalacji, wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie produkcji biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego są objęci obowiązkiem uzyskania wpisu do rejestru prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

c) Przewidywany termin wprowadzenia zmian w celu podjęcia odpowiednich kroków zgodnie z art. 13 ust. 1 dyrektywy 2009/28/WE

Jak wspomniano powyżej, obecne przepisy w sposób kompleksowy i odpowiedni regulują kwestie związane z planowaniem, budową i funkcjonowaniem instalacji OZE. Przy wydawaniu decyzji odpowiednie organy obowiązują zasady obiektywności, przejrzystości, proporcjonalności i niedyskryminacji. Ponadto, obecnie obowiązują już w prawie polskim uproszczone uregulowania prawne w zakresie rozpoczęcia działalności gospodarczej dla podmiotów wytwarzających biogaz rolniczy lub energię elektryczną z biogazu rolniczego (takich podmiotów nie dotyczy obowiązek uzyskiwania koncesji, a jedynie obowiązek wpisu do odpowiedniego rejestru prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego).

Rozwiązania planowane w ustawie o odnawialnych źródłach energii, będą proponowały dodatkowe ułatwienia dla źródeł wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. Jednakże, ponieważ debata nad propozycją takich rozwiązań jeszcze się nie rozpoczęła, nie jest możliwe wymienienie konkretnych koncepcji, które wejdą w życie. Planuje się wprowadzenie m.in. dodatkowych uproszczeń administracyjnych dotyczących lokalizacji i przyłączania OZE, z wprowadzeniem uproszczeń proceduralnych oraz preferencji dla mikro instalacji OZE. Propozycje ww. rozwiązań przewiduje projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, który m.in. w rozdziale dotyczącym zmian w przepisach obowiązujących dokona nowelizacji niektórych innych ustaw, które systemowo regulują przedmiotowe kwestie. Konieczność wprowadzenia wyżej wymienionych uproszczeń administracyjnych wynika m.in. bezpośrednio z art. 13 dyrektywy 2009/28/WE.

Jednocześnie z uwagi na wieloetapowość procesu stanowienia prawa, obecnie nie jest możliwe stwierdzenie kiedy planowana ustawa wejdzie w życie, ani jaki będzie jej ostateczny kształt. Powinna ona obowiązywać w terminie umożliwiającym jak najszybszą implementację obowiązków zawartych w art. 13 ust. 4 oraz ust. 5 dyrektywy 2009/28/WE.

d) Streszczenie istniejących i planowanych środków na poziomie regionalnym i lokalnym (w stosownych przypadkach)

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, za tworzenie i realizację polityki energetycznej na szczeblu krajowym odpowiada minister właściwy ds. gospodarki. Jednocześnie, jednostki

samorządu terytorialnego, jak np. powiaty czy gminy mogą tworzyć szczegółowe programy w zakresie gospodarki energetycznej.

Ponadto gminy, czyli podstawowe jednostki samorządu terytorialnego, są prawnie zobowiązane do utworzenia Planów zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

e) Czy wykryto niepotrzebne przeszkody bądź nieproporcjonalne wymogi dotyczące procedur autoryzacji, certyfikacji i licencjonowania, które mają zastosowanie do zakładów wytwarzających energię elektryczną, energię do ogrzewania lub chłodzenia ze źródeł odnawialnych oraz związanej z nimi infrastruktury sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz do procesu przekształcania biomasy w biopaliwa lub inne produkty energetyczne? Jeśli tak, to jakie?

Procedura uzyskiwania koncesji dla źródeł odnawialnych jest oparta na wniosku oraz oświadczeniach wnioskodawcy. Dlatego obecny system procedur autoryzacji, certyfikacji i licencjonowania, wynikający bezpośrednio z transpozycji dyrektyw dotyczących ochrony środowiska jest, w opinii Polski, systemem optymalnym. Planowana ustawa o odnawialnych źródłach energii będzie proponowała wprowadzenie dodatkowych uproszczeń i zwolnień w tym zakresie. Pozytywnymi rozwiązaniami stymulującymi rozwój mikro instalacji OZE będzie np. ich zwolnienie z konieczności uzyskiwania koncesji, w zamian za wprowadzenie uproszczonego mechanizmu rejestrowania tych instalacji. Powyższe wynika również z obowiązków ustanowienia uproszczeń w zakresie ich przyłączania do sieci elektroenergetycznej, a także zaproponowanie ułatwień dotyczących ich lokalizowania i montażu. Propozycje ww. rozwiązań przewiduje projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, który m.in. w rozdziale dotyczącym wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii i paliw z OZE, ureguje systemowo przedmiotowe kwestie. Konieczność wprowadzenia wyżej wymienionych uproszczeń administracyjnych wynika m.in. bezpośrednio z postanowień dyrektywy 2009/28/WE.

Należy także podkreślić, że podmioty zamierzające wytwarzać biogaz rolniczy lub energię elektryczną z biogazu rolniczego są już zwolnione z obowiązku uzyskania koncesji, a jedynie muszą uzyskać wpis do rejestru prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

f) Który szczebel administracji (lokalny, regionalny czy krajowy) odpowiada za autoryzowanie, certyfikację i licencjonowanie instalacji energii odnawialnej oraz za planowanie przestrzenne? Jeżeli w procesie uczestniczy więcej niż jeden szczebel administracji, w jaki sposób koordynuje się działania pomiędzy różnymi szczeblami? W jaki sposób można w przyszłości poprawić koordynację pomiędzy różnymi odpowiedzialnymi organami?

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest centralnym organem administracji rządowej nadzorowanym przez ministra właściwego ds. gospodarki, którego zakres obowiązków został określony w art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Do najważniejszych zadań Prezesa URE należy m.in. udzielanie i cofanie koncesji; zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 tej ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach; nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie; współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję; ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych; określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf; publikowanie

informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii; wydawanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 9e ust. 1, i świadectw pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9f ust. 1, oraz ich umarzanie.

Zgodnie z art. 9p ustawy – Prawo Energetyczne, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biogazu rolniczego lub wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego jest działalnością regulowaną i wymaga wpisu do stosownego rejestru, który prowadzi Prezes Agencji Rynku Rolnego. Agencja Rynku Rolnego jest państwową osobą prawną. Nadzór nad Agencją sprawuje minister właściwy do spraw rynków rolnych, a w zakresie gospodarki finansowej - minister właściwy do spraw finansów publicznych. Ponadto, art. 9r ww. ustawy określa, iż przedsiębiorstwo energetyczne, które wykonuje ww. działalność jest zobowiązane przysyłać do Agencji dane dotyczące:

- ilości i rodzaju surowców wykorzystanych do wytworzenia biogazu rolniczego lub do wytworzenia energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
- ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej w układzie rozdzielonym lub kogeneracyjnym lub wykorzystanego w inny sposób,
- ilości ciepła i energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w układzie rozdzielonym lub kogeneracyjnym.

Prezes Agencji Rynku Rolnego został także upoważniony do kontroli wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu rolniczego lub wytwarzania energii z biogazu rolniczego. Tryb przeprowadzania kontroli oraz upoważnienia osób kontrolujących zostały określone w art. 9s ustawy – Prawo Energetyczne.

Planowanie przestrzenne realizowane jest na trzech szczeblach:

- lokalnym-gminnym,
- regionalnym-wojewódzkim oraz
- krajowym

Koordinacja ustaleń aktów planistycznych na poszczególnych szczeblach występuje na etapie sporządzania projektu dokumentu planistycznego. Odpowiedni organ występuje o opinię do właściwych organów w celu uzyskania opinii i uzgodnień. Organ sporządzający projekt planu zagospodarowania przestrzennego województwa występuje o opinię do właściwych instytucji i organów, a także do wojewody, zarządów powiatów, wójtów, burmistrzów gmin i prezydentów miast położonych na terenie województwa oraz rządowych i samorządowych organów administracji publicznej na terenach przyległych do granic województwa – art. 41 pkt 6 upzp. Na szczeblu krajowym, w myśl art. 46 upzp, minister właściwy do spraw budownictwa, gospodarki przestrzennej i mieszkaniowej koordynuje zgodność planów zagospodarowania przestrzennego województwa z koncepcją przestrzennego zagospodarowania kraju. Na poziomie planowania miejscowego, projekt studium wymaga uzgodnienia projektu studium z zarządem województwa i z wojewodą w zakresie jego zgodności z ustaleniami programów, o których mowa w art. 48 ust. 1 upzp oraz występuje o opinie dotyczące rozwiązań przyjętych w projekcie studium – art. 11 pkt 6 upzp. Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wprowadza obowiązek sporządzenia planu zgodnie z ustaleniami studium.

Jednocześnie należy zaznaczyć, iż wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu następuje w szczególności w studium gminy oraz w planie miejscowym.

g) W jaki sposób zapewnia się udostępnianie wyczerpujących informacji na temat rozpatrywania wniosków dotyczących autoryzacji, certyfikacji i licencjonowania oraz na temat pomocy udzielanej wnioskodawcom? Jakiego rodzaju informacje oraz pomoc dostępne są potencjalnym wnioskodawcom występującym z wnioskami w sprawie nowych instalacji energii odnawialnej?

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w sposób gruntowny i kompleksowy prowadzi całokształt spraw związanych z udzielaniem koncesji na wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii. Wnioskujący o udzielenie koncesji uzyskują także niezbędne informacje oraz pomoc w zakresie wymagań formalnych i merytorycznych dotyczących składanych dokumentów. W przypadku biogazowni rolniczych, wnioski dotyczące nowych instalacji są rozpatrywane przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował też na stronie internetowej Urzędu tzw. Pakiet Informacyjny (OZE) dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (<http://www.ure.gov.pl/portal/pdb/471/784/>). Opracowanie to, krok po kroku opisuje całą procedurę uzyskiwania koncesji oraz wymienia wszystkie dokumenty niezbędne przy składaniu wniosku o wydanie koncesji. Opracowanie jest także dostępne w języku angielskim, co umożliwia także przedstawicielom kapitału zagranicznego poznanie warunków inwestowania w OZE w Polsce.

Dodatkowo, opracowany i opublikowany został pakiet informujący o możliwości uzyskania przez podmioty wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, co dla nowych inwestorów jest informacją pozwalającą zaplanować ścieżkę uzyskiwania potencjalnych korzyści już na etapie biznes planu. Opracowanie jest dostępne w językach polskim i angielskim.

i) Czy procedury autoryzacji uwzględniają specyfikę poszczególnych technologii energii odnawialnej? Jeśli tak, należy opisać w jaki sposób. Jeśli nie, czy przewiduje się ich uwzględnienie w przyszłości?

Procedura uzyskiwania koncesji wymaga określenia jakiej technologii ma ona dotyczyć, lecz wydawane są one w sposób obiektywny, przejrzysty, proporcjonalny i niedyskryminujący żadnej z technologii wytwarzania. Instalacje do współspalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami konwencjonalnymi wymagają dodatkowo przygotowania przez wnioskodawcę tzw. dokumentacji uwierzytelniającej. Komplet materiałów w tym zakresie (zarówno w języku polskim i angielskim) znajduje się na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki.

k) Gdzie są publikowane stawki opłat w związku z wnioskami dotyczącymi autoryzacji, licencji i pozwoleń dla nowych instalacji? Czy wysokość opłat jest powiązana z kosztami administracyjnymi wydania takich pozwoleń? Czy istnieje plan zmiany tych opłat?

Opłaty związane z wydaniem decyzji administracyjnych oraz koncesji reguluje ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. Nr 225, poz. 1635, z późn. zm.). Obowiązek zapłaty opłaty skarbowej od wydania koncesji powstaje z chwilą złożenia wniosku o jej wydanie. Stawki opłat w odniesieniu do czynności związanych z zakresem działania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki są zamieszczone m.in. na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki i wynoszą:

- za przyrzeczenie wydania zezwolenia (promesę koncesji) – 98 zł,
- za przedłużenie terminu ważności lub zmianę warunków przyrzeczenia wydania zezwolenia (promesy koncesji) – 44 zł,
- za wydanie zezwolenia (koncesji) – 616 zł,
- za przedłużenie terminu ważności lub zmianę warunków wydanego zezwolenia (koncesji) 308 zł lub 616 zł (w zależności od tego czy wniosek dotyczy jedynie

przedłużenia terminu lub rozszerzenia działalności, czy wniosek dotyczy kolejnej działalności).

Należy zaznaczyć, iż wnioskujący o uzyskanie koncesji dla instalacji, której łączna moc zainstalowana nie przekracza 5 MW są zwolnieni z opłat za wydanie koncesji oraz corocznych opłat obciążających koszty ich działalności.

Opłaty za wydanie innych decyzji administracyjnych są następujące:

- za wydanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – 107 zł,
- za zatwierdzenie projektu budowlanego – 47 zł,
- decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia – 205 zł,
- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego – max 200 zł,
- za wydanie pozwolenia na budowę – 1zł/m² powierzchni użytkowej budynku,
- za wydanie pozwolenia wodnoprawnego – 217 zł.

Ponadto, zgodnie z Rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, przedsiębiorstwa energetyczne którym wydano koncesję zostały zobowiązane do uiszczania corocznej opłaty. Zgodnie § 1. 1. ww. Rozporządzenia wysokość corocznej opłaty stanowi iloczyn przychodów przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskanych ze sprzedaży produktów (wyrobów i usług) lub towarów w zakresie jego działalności objętej koncesją, osiągniętych w roku poprzedzającym ustalenie opłaty, oraz tzw. współczynników opłat. Współczynniki te znajdują się w Zestawieniu 1.

Zestawienie 1. Współczynniki opłat

Lp.	Rodzaj działalności koncesjonowanej	Dla energii elektrycznej, ciepła i paliw gazowych	Dla pozostałych paliw
1	Wytwarzanie paliw i energii	0,0006	0,0004
2	Magazynowanie paliw	0,0006	0,0004
3	Przesyłanie i dystrybucja paliw i energii	0,0006	0,0004
4	Obrót paliwami i energią	0,0006	0,0004

Obecnie nie przewiduje się zmiany stawek ww. opłat.

l) Czy dostępne są oficjalne wytyczne dla organów administracji lokalnej i regionalnej dotyczące planowania, projektowania i remontów obszarów przemysłowych i mieszkalnych służące instalacji urządzeń i systemów wykorzystujących odnawialne źródła energii w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie i chłodnictwie, w tym systemów lokalnego ogrzewania i chłodzenia? Jeżeli tego rodzaju oficjalne wytyczne nie są dostępne lub są niewystarczające, w jaki sposób i kiedy potrzeba ta zostanie zaspokojona?

Zakłada się, iż obowiązek udziału odnawialnych źródeł energii byłby spełniony np. w przypadku korzystania przez odbiorcę z energii elektrycznej dostarczanej przez operatorów systemów dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznej, a w zakresie ciepła - korzystanie z "zielonego ciepła" dostarczanego przez dostawcę systemowego lub wyprodukowanego przy pomocy kolektorów słonecznych. Takie obowiązki powstaną z chwilą wejścia w życie ww. ustawy. Obecnie nie planuje się opracowania wytycznych dotyczących planowania, projektowania i remontów obszarów przemysłowych i mieszkalnych służących instalacji urządzeń i systemów wykorzystujących OZE w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie i chłodnictwie.

m) Czy osoby prowadzące sprawy związane z procedurami autoryzacji, certyfikacji i licencjonowania instalacji energii odnawialnej przechodzą specjalne szkolenia?

Zgodnie z ustawą z dnia 21 listopada 2008 r. *o służbie cywilnej* (Dz. U. Nr 227, poz. 1505, z późn. zm.) pracownicy Urzędu Regulacji Energetyki, w tym odpowiadający za wydawanie koncesji, należą do korpusu służby cywilnej. Art. 4 ww. ustawy stanowi natomiast, że w służbie cywilnej może być zatrudniona osoba, która m.in.: posiada kwalifikacje wymagane na dane stanowisko pracy. Jednakże, zgodnie z informacją otrzymaną od Prezesa URE, pracownicy urzędu nie przechodzą szkoleń z zakresu rodzaju stosowanych przez przedsiębiorców źródeł odnawialnych oraz innych szkoleń przydatnych przy koncesjonowaniu źródeł wykorzystujących OZE.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.2.6 – Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej (art. 16 ust. 3 oraz art. 16 ust. 3-6 dyrektywy 2009/28/WE)

b) W jaki sposób zapewnia się rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej pod kątem uwzględnienia docelowej ilości energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa działania systemu elektroenergetycznego? W jaki sposób wspomniany wymóg jest uwzględniany w okresowych planach operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych?

Krajową sieć elektroenergetyczną można podzielić w zależności od napięcia pod jakim ona pracuje na sieć przesyłową i dystrybucyjną. Sieciami wysokich napięć (sieć przesyłowa) zarządza Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (OSP), natomiast sieciami średnich i niskich napięć (sieć dystrybucyjna) Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego (OSD). Część sieci wysokich napięć (110 kV) stanowi składnik majątkowy OSD i jest przez nich zarządzana. Podmioty te są odpowiedzialne m.in. za utrzymanie i modernizację przynależnych im odcinków sieci. Szczegółowe obowiązki ww. operatorów określa art. 9c ustawy – Prawo Energetyczne. OSP i OSD są spółkami handlowymi działającymi na podstawie ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych. Zgodnie z art. 9k ustawy – Prawo Energetyczne, OSP działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Natomiast art. 12a ww. ustawy wskazuje, iż uprawnienia Skarbu Państwa w stosunku do OSP wykonuje minister właściwy do spraw gospodarki. Dzięki temu Minister Gospodarki może wykonywać nadzór nad bezpieczeństwem, rozwojem i modernizacją sieci przesyłowej. Jest to szczególnie istotne z punktu widzenia kształtowania i realizacji polityki energetycznej państwa.

Zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii jest jednym z podstawowych zadań określonych w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. Cel ten jest realizowany poprzez wykonanie celi cząstkowych do których można zaliczyć:

- Budowę nowych mocy w celu zrównoważenia krajowego popytu na energię elektryczną i utrzymania nadwyżki dostępnej operacyjnie w szczycie mocy osiągalnej w krajowych konwencjonalnych i jądrowych źródłach wytwórczych na poziomie minimum 15% maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną,
- Budowę interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, wymaganych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego,
- Rozbudowę krajowego systemu przesyłowego umożliwiającą zrównoważony wzrost gospodarczy kraju, jego poszczególnych regionów oraz zapewniającą niezawodne dostawy energii elektrycznej (w szczególności zamknięcie pierścienia 400kV oraz pierścieni wokół głównych miast Polski), jak również odbiór energii elektrycznej

- z obszarów o dużym nasyceniu planowanych i nowobudowanych jednostek wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem farm wiatrowych,
- Rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, pozwalający na wymianę co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do roku 2015, 20% do roku 2020 oraz 25% do roku 2030,
- Modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnych, pozwalającą na poprawę niezawodności zasilania oraz rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii,
- Modernizację sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych, pozwalającą obniżyć do 2030 roku czas awaryjnych przerw w dostawach do 50% czasu trwania przerw w roku 2005.

Potrzeby w zakresie rozwoju sieci, rozpoznawane są, a następnie realizowane na podstawie wpływających do OSP i OSD wniosków o przyłączenie do sieci. Zgodnie z ustawą – *Prawo energetyczne* odpowiedzialność za rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pod kątem uwzględnienia docelowej ilości energii elektrycznej z OZE przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa działania systemu elektroenergetycznego ponoszą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii. Są to przedsiębiorstwa wyznaczone przez Prezesa URE jako operatorzy systemów elektroenergetycznych na obszar sieci, na których wykonywana jest ich działalność gospodarcza na podstawie udzielonej przez Prezesa URE koncesji na przesył lub dystrybucję. Prezes URE wyznacza operatorów na wniosek właścicieli sieci, zgodnie i w trybie przewidzianym przepisami ustawy – *Prawo energetyczne*. Przedsiębiorstwa te mają obowiązek sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię dla obszaru swojego działania. Plany rozwoju uwzględniają miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gmin określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Plany te są sporządzane na okresy nie krótsze niż pięć lat i obejmują w szczególności przedsięwzięcia z zakresu modernizacji, rozbudowy i budowy sieci oraz pozyskiwania ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych energii elektrycznej lub ciepła, w tym OZE. Plany obejmują także przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami elektroenergetycznymi innych państw. W planach tych przedstawia się przewidywany sposób finansowania inwestycji, przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów oraz przewidywany harmonogram realizacji inwestycji. Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* projekty planów są uzgadniane z prezesem URE, gdyż wpływają na kształtowanie i kalkulację taryf usług przesyłowych i dystrybucyjnych, dzięki którym uzyskiwane są środki finansowe na realizację rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Zgodnie z art. 16 ust. 2a ustawy – *Prawo Energetyczne*, PSE Operator SA. opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat, oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Uwzględniane w nim uwarunkowania rozwoju obejmują, diagnozę stanu obecnego i prognozowanych zmian. Dla potrzeb opracowania planu rozwoju przyjmuje się uwarunkowania wynikające z bieżącej oceny pracy sieci, prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, prognozowanego rozwoju sektora wytwórczego oraz wskaźników wynikających z polityki energetycznej Polski, w tym z celów pakietu klimatycznego. Do najistotniejszych uwarunkowań mających wpływ na prawidłowe wykonywanie w horyzoncie długookresowym zadań realizowanych przez OSP zaliczone zostały:

- założenia makroekonomiczne
- prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną;

- możliwości pokrycia prognozowanego zapotrzebowania z uwzględnieniem wymagań dotyczących udziału OZE w pokryciu zapotrzebowania;
- współpraca z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych;
- stan techniczny Krajowej Sieci Przesyłowej (KSP);
- wspomaganie funkcjonowania rynku energii elektrycznej;
- możliwe kierunki rozbudowy połączeń transgranicznych;
- źródła finansowania rozwoju KSP.

Plan Rozwoju KSP określa zbiór zamierzeń inwestycyjnych OSP:

- zapewniających zdolność sieci przesyłowej do pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,
- umożliwiających bezpieczną pracę sieci oraz likwidację lub redukujących ograniczenia sieciowe występujące w krajowym systemie przesyłowym,
- umożliwiających rozwój krajowego i międzynarodowego rynku energii elektrycznej.

Przy tworzeniu Planu Rozwoju KSP jako podstawowe kryterium bezpieczeństwa pracy sieci przyjęto zachowanie reguły $n-1$ pewności zasilania. Spełnienie tej reguły oznacza, że w przypadku zaistnienia wyłączenia dowolnego, pojedynczego elementu systemu (np. jednego toru linii, transformatora, sekcji szyn zbiorczych lub bloku energetycznego) nie zostaną przekroczone dopuszczalne parametry obciążeniowe i napięciowe żadnego z elementów systemu oraz, że nie wystąpi zagrożenie stabilności jego pracy. Jako kryterium ekonomiczne – z wyłączeniem inwestycji zapewniających bezpieczeństwo energetyczne – przyjmuje się sytuację, w której zdyskontowane koszty budowy i eksploatacji obiektów sieci przesyłowej nie będą przewyższać związanych z tymi przedsięwzięciami korzyści. Ponadto Plan Rozwoju KSP w istniejących uwarunkowaniach powinien zapewnić optymalizację nakładów inwestycyjnych, optymalizację kosztów działalności oraz takie rozłożenie nakładów w czasie, aby nakłady i koszty operacyjne nie powodowały, w poszczególnych latach, nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za przesył energii elektrycznej przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw. W okresie 2012 r. do 2016 r. planowane są inwestycje przynoszące efekty wymienione w poniższych zestawieniach.

Zestawienie 2. Liczby kilometrów planowanej rozbudowy i modernizacji linii przesyłowych wg. napięć

Napięcie [kV]	Rodzaj przedsięwzięcia	Długość [km]	
		Relacji	Torów
		938	1377
		794	1250
		115	115
		961	842

Zestawienie 3. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie instalacji ATR w [MVA]

Rodzaj TR	Rok za instalowania / [MVA]					SUMA
	2012	2013	2014	2015	2016	
400/220	0	1000	1000	0	500	2500
	1800	1230	2790	330	2460	8610
	0	1925	870	0	550	3345
SUMA	1800	4155	4660	330	3510	14455

W zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego dystrybucyjnego to w okresie od 1 października 2010 r. do końca stycznia 2011 r. Prezes URE wyznaczył 16 operatorów sieci. Aktualnie wszyscy Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD) posiadają zatwierdzone przez Prezesa URE Plany Rozwoju systemów dystrybucyjnych na swoich obszarach. Operatorów Systemów Dystrybucyjnych można podzielić na 2 grupy:

- operatorów tzw. przemysłowych, którzy prowadzą działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej o charakterze lokalnym (praca sieci operatora nie ma istotnego wpływu na KSE). Dla tych operatorów nie ma jednolitego okresu obowiązywania uzgodnionych planów rozwoju.
- operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (PGE Dystrybucja, ENEA Operator, Energa operator, Enion, EnergiaPro, Stoen Operator oraz VDP) i w odniesieniu do których plany rozwoju są uzgodnione z Prezesem URE na lata 2011-2015.

Łączną długość sieci planowaną do odtworzenia/modernizacji lub wybudowania ujętą w tych Planach, prezentuje zestawienie 4.

Zestawienie 4. Plany rozwoju sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej

Rozbudowa i budowa nowych linii związana z przyłączaniem odbiorców i źródeł [km]	2011	2012	2013	2014	2015
WN 1 tor	111	98	215	192	127
WN 2 tory	45	120	114	92	65
ŚN 1 tor	1572	1579	1415	1392	1472
SN 2 tory	16	6	5	6	5
NN 1 tor	3357	3625	3587	3588	3541
NN 2 tory	23	50	15	3	4
Modernizacja i odtworzenie linii oraz rozbudowa sieci nie związana z przyłączeniem [km]					
WN 1 tor	778	635	824	992	1236
WN 2 tory	96	147	188	186	242
ŚN 1 tor	2536	2688	2915	3221	3271
SN 2 tory	15	27	21	12	4
NN 1 tor	2565	2791	3124	3225	3251
NN 2 tory	47	46	49	43	31

Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie informacji zawartych w uzgodnionych z Prezesem URE planach rozwoju 7 ww. OSD.

Kroki podejmowane przez poszczególnych OSD w celu rozwiązania problemów ograniczeń przepustowości sieci w celu przyłączenia OZE ujęte są w ww. Planach Rozwoju, obejmujących zarówno budowę nowych linii i stacji elektroenergetycznych, jak i modernizację istniejących urządzeń w celu zwiększenia ich przepustowości również dla potrzeb OZE.

Przedstawione plany rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej skierowane są w celu umożliwienia przyłączania odnawialnych źródeł energii elektrycznej, ale mogą służyć także przyłączeniu nowych odbiorców energii elektrycznej. Podyktowane jest to dążeniem do

minimalizacji strat sieciowych tzn. uzyskiwana efektu zużywania wytworzonej energii elektrycznej lokalnie w danym obszarze.

Modernizacje istniejących linii będą polegały głównie na ich dostosowaniu do wyższej temperatury pracy przewodów roboczych, wymianie przewodów roboczych do maksymalnego przekroju uzasadnionego technicznie i ekonomicznie, wymianie izolacji, a w szczególnych przypadkach stosowaniu przewodów niskozwisowych.

Należy jednak zaznaczyć, że wszyscy polscy OSD wydali warunki przyłączenia oraz podpisali umowy przyłączeniowe dla instalacji OZE na łączną wartość mocy sięgającą 17 GW. Porównując tę wartość ze szczytowym zapotrzebowaniem Polskiego systemu elektroenergetycznego sięgającym 25 GW, widać wyraźnie, że dla potrzeb przyłączania OZE zagwarantowano prawie 70% zapotrzebowania całej Polski i to w okresie szczytowego zapotrzebowania.

Doceniając konieczność rozwoju infrastruktury sieciowej na potrzeby przesyłu energii elektrycznej, w tym energii pochodzącej z OZE, w Polsce toczą się zaawansowane prace legislacyjne których celem ma być ułatwienie operatorom systemów elektroenergetycznych rozbudowy sieci zgodnie z potrzebami. Nowe regulacje zdynamizują rozwój infrastruktury, co znacząco poprawi dostęp do systemu również rozproszonych instalacji OZE.

W planach są również regulacje ułatwiające dostęp do sieci dla wytwórców OZE zgodnie z zapisami dyrektywy 2009/28/WE.

Należy zaznaczyć, iż projekty wspierające rozwój OZE, które są planowane przez PSE Operator S.A. uzyskały pozytywną opinię w ramach konkluzji inicjatywy pt. *North-South Energy Interconnections in Central-Eastern Europe* i znalazły się na liście tzw. „projektów wspólnego zainteresowania” (*Projects of common interest*). Oznacza to, iż w przyszłości będą rekomendowane do finansowania w ramach nowego instrumentu finansowego *Connecting Europe Facility*.

d) Czy planuje się zwiększenie mocy połączeń międzysystemowych z krajami sąsiadującymi? Jeśli tak, w odniesieniu do jakiego połączenia wzajemnego, do jakiej mocy oraz w jakim terminie?

Polska posiada aktualnie następujące transgraniczne połączenia międzysystemowe z sąsiadującymi krajami:

na granicy z Niemcami:

- Krajnik - Vierraden napięcie 400 kV, 2 tory obecnie pracujące na napięciu 220 kV.
- Mikułowa - Hagenyerder napięcie 400 kV, 2 tory.

na granicy z Czechami:

- Wiciopole - Albrechtice napięcie 400 kV, 1 tor.
- Wielopole - Nošovice napięcie 400 kV, 1 tor.
- Bujaków - Liskovec napięcie 220 kV, 1 tor.
- Kopanina - Liskovec napięcie 220 kV, 1 tor.

na granicy ze Słowacją:

- Krosno Iskrzynia - Lemšany napięcie 400 kV, 2 tory.

ze Szwecją:

- Słupsk - Stårno napięcie 450 kV (połączenie stałoprądowe) 1 tor.

na granicy z Białorusią:

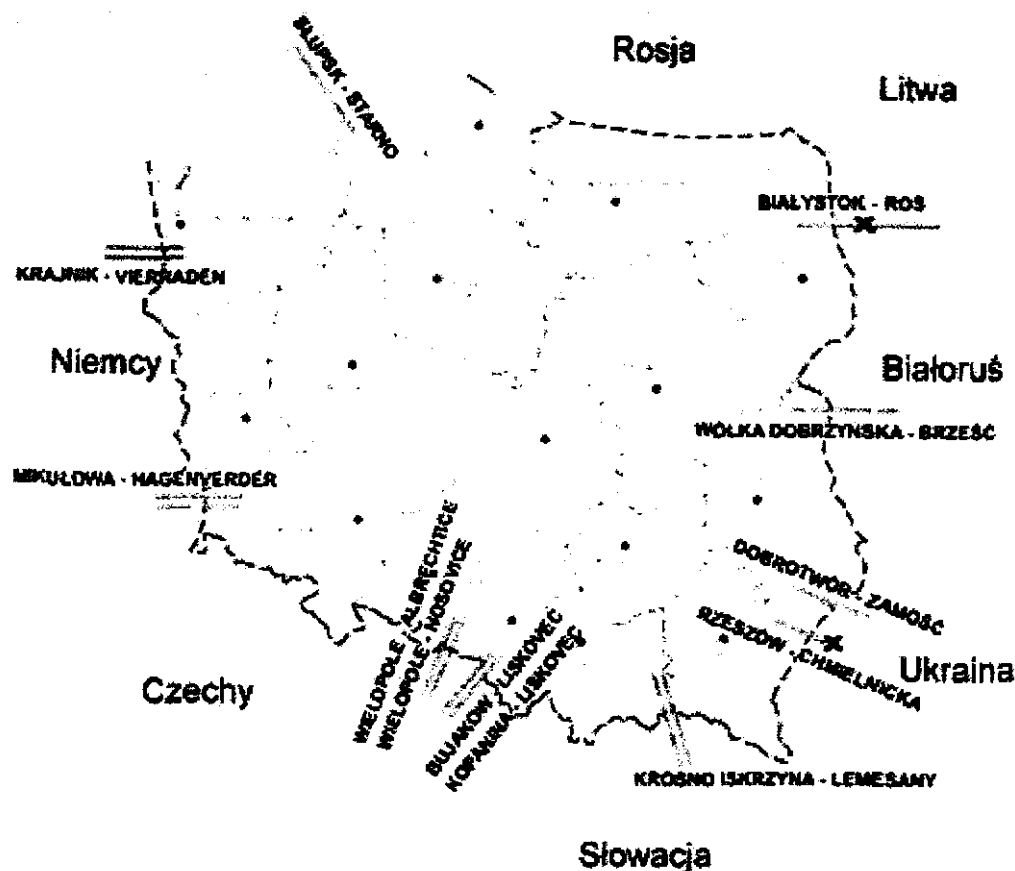
- Białystok - Roś napięcie 220 kV, I tor. Linia jest wyłączona od 30 czerwca 2004 r.
- Wólka Dobrzyńska - Brześć napięcie 110 kV 1 tor. Prywatna linia połączona z siecią dystrybucyjną 110 kV PGE Dystrybucja S.A.

na granicy z Ukrainą:

- Dobrotwór - Zamość napięcie 220 kV, 1 tor, Linia pracuje w układzie promieniowym.

- Rzeszów - Chmielnicka napięcie 750 kV, 1 tor. Linia jest wyłączona od 1993 r.

Rysunek 1 – Aktualne połączenia transgraniczne polskiego systemu elektroenergetycznego



Źródło: Opracowanie PSE Operator S.A. na podstawie Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010 – 2025. Wyciąg. Konstancin — Jeziorna, marzec 2010 r.

Dodatkowo należy stwierdzić, że istnieje potrzeba rozwoju połączeń transgranicznych, skoordynowanych z rozbudową krajowego systemu przesyłowego i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, które będą spełniały postawione przez UE wymagania przepustowości na poziomie 10 % krajowej produkcji energii elektrycznej.

Teoretycznie połączenia transgraniczne polskiego KSE spełniają postawione przez UE wymaganie przepustowości na poziomie 10% krajowej produkcji energii elektrycznej. Rzeczywiste zdolności przesyłowe są niższe w wyniku zjawisk zachodzących w wewnętrznych sieciach przesyłowych Polski i krajów sąsiednich. Bardzo często transgraniczne sieci środkowoeuropejskie są zajęte na skutek priorytetu dla energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych. Znaczna moc zainstalowana w niestabilnych źródłach energii, ma w tym przypadku wpływ na możliwości kontraktowej wymiany energii, gdyż polski Operator Systemu Przesyłowego ogranicza udostępnianie zdolności przesyłowych, rezerwując je dla nagłych wzrostów produkcji energii poza granicami Polski. Sytuację tę można ocenić, jako zapewnianie dostatecznego poziomu zdolności przepustowych w zakresie połączeń międzysystemowych między państwami dla produkcji energii odnawialnej.

w regionie. Dodatkowo, rezerwowanie przez Operatora Systemu Przesyłowego zdolności przesyłowych dla powstających na obszarze Europy Środkowej tzw. „przepływów kołowych” energii powoduje, że często zajmują one całkowite zdolności i tym samym stanowią poważną przeszkodę dla realizacji planowych, kontraktowych przepływów energii.

W długoterminowym horyzoncie czasowym plan rozbudowy połączeń transgranicznych przedsiębiorstwa energetycznego PSE Operator S.A. na lata 2011 – 2016 obejmuje prace przygotowawcze w ramach:

- budowy mostu energetycznego łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy,
- ponownego uruchomienie połączenia z Ukrainą linią 750 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka,
- połączenia z Białorusią i wybudowania nowej dystrybucyjnej linii 400 kV Narew-Roś,
- budowy trzeciego połączenia transgranicznego Polski z Niemcami.
- instalacji przesuwników fazowych w transgranicznych stacjach elektroenergetycznych Krajnik i Mikułowa.

W związku z rosnącym poziomem mocy źródeł wytwórczych przyłączanych i pracujących w systemie niemieckim, zarówno wiatrowych jak i ciepłych, zwiększeniu ulegają przepływy kołowe mocy z systemu niemieckiego, przez system polski do systemów Czech i Słowacji. Może to powodować przekroczenia wartości granicznych przepustowości poszczególnych elementów tych systemów, w tym przede wszystkim systemu polskiego i jego połączeń z systemem niemieckim. W konsekwencji może to zagrażać bezpieczeństwu pracy połączeń Polski z Niemcami oraz bezpieczeństwu pracy systemu polskiego. Taka sytuacja skutkuje również ograniczeniem lub brakiem zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym systemu polskiego, które mogą być udostępniane uczestnikom rynku energii elektrycznej. Instalacja przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych Polska – Niemcy: połączeniach Mikułowa — Hagenwerder oraz Krajnik — Vierraden, zwiększy bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego dzięki stworzeniu możliwości regulacji przepływów kołowych od strony Niemiec do wartości bezpiecznych oraz zwiększy zdolności przesyłowe, zarówno eksportowe jak i importowe, na przekroju synchronicznym.

Konkluzje inicjatywy pt. *North-South Energy Interconnections in Central-Eastern Europe* wskazują, iż projekt GERPOL Improvements (przewidujący instalację przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych Polska-Niemcy) znalazł się na wstępnej liście tzw. „projektów wspólnego zainteresowania” (Projects of common interest) w regionie NSI i w przyszłości powinien być rekomendowany do finansowania w ramach nowego instrumentu finansowego *Connecting Europe Facility*.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych, szczególnie działający na północy kraju, planują szereg inwestycji polegających na modernizacji lub budowie infrastruktury mającej na celu przyłączenie do sieci nowych odbiorców, poprawę dostępu do sieci źródeł odnawialnych oraz zwiększenie pewności zasilania w tym również połączeń z sąsiednimi krajami. Jednym z projektów, dyskutowanych i przygotowywanych od kilkunastu lat w ramach międzynarodowej Grupy Ekspertów Baltrel (poprzednio Baltic Ring) jest zamknięcie tzw. „Pierścienia Bałtyckiego” – sieci przesyłowej łączącej Norwegię, Szwecję, Finlandię, Danię, Polskę z Rosją i Państwami Bałtyckimi. Mogłoby to zaowocować utworzeniem największego na świecie synchronicznego systemu elektroenergetycznego obsługującego ponad 700 mln odbiorców. Poprzez dywersyfikację źródeł, w tym w szczególności poprzez zapewnienie dostępu do źródeł energii odnawialnej w farmach wiatrowych i elektrowniach wodnych w Szwecji, Norwegii i Danii zapewniłoby to również niespotykane dotąd bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

W dokumencie „*Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*” przewiduje się rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego

i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, pozwalający na wymianę co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do roku 2015, 20% do roku 2020 oraz 25% do roku 2030.

e) W jaki sposób rozwiązana jest kwestia przyspieszenia procedur autoryzacji infrastruktury sieciowej. Jak wygląda obecna sytuacja oraz ile wynosi średni czas uzyskania zgody? W jaki sposób będzie to poprawiane?

Aby wytwórca energii ze źródeł odnawialnych uzyskał od operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego niezbędne informacje na temat powodowanych przez niego kosztów przyłączenia i adaptacji technicznych oraz orientacyjnego harmonogramu przyłączenia go do sieci, powinien złożyć wniosek o wydanie tzw. „warunków przyłączenia”. We wniosku producent przedstawia operatorowi swoje dane jako przedsiębiorcy oraz określa cechy charakterystyczne swojej instalacji wytwórczej i swoje potrzeby dotyczące charakterystycznych cech przyłącza. Opłata za przyłączenie ustalana jest zgodnie z obowiązującymi dotychczas zasadami zawartymi, to jest na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Warunki przyłączenia są przekazywane producentowi wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od daty ich wydania i w tym okresie operator, wy dając kolejne warunki techniczne następnym producentom, jest zobowiązany uwzględniając je przy określaniu niezbędnych zmian sieci związanych z nowym przyłączeniem, w tym stopień wykorzystania linii wchodzących w skład wspólnej sieci i mocy stacji transformatorowo rozdzielczych, łączących sieci poszczególnych napięć.

W ostatnich latach operatorzy zaobserwowali, że tylko niewielka część inwestorów, którzy otrzymali warunki przyłączenia, zawierała umowę o przyłączenie. Przy dużej liczbie warunków przyłączenia wydanych inwestorom, wielu z nich nie było w stanie znaleźć źródeł finansowania dla swoich instalacji do produkcji energii. Część z nich uzyskiwała warunki przyłączenia w celu ich spekulacyjnej odsprzedaży innym inwestorom. Skutkiem takiego stanu rzeczy jest brak realizacji poszczególnych projektów instalacji wytwórczych, a w konsekwencji brak realizacji ewentualnych inwestycji sieciowych operatorów zawartych w tych warunkach.

Znowelizowana w dniu 8 stycznia 2010 r ustawa – *Prawo energetyczne* zawiera zapisy zabezpieczające przed blokowaniem dostępu do sieci rzetelnym producentom przez inwestorów mało wiarygodnych finansowo. Dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, istnieje obowiązek wnoszenia zaliczek na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczka ta wynosi 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej, określonej we wniosku o warunki przyłączenia. Zaliczka ta nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3 mln zł. W przypadku, gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę wnosi się w ciągu 7 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

Zwrócić należy również uwagę na fakt zniesienia obowiązku dołączenia do wniosku o określenie warunków przyłączenia dokumentów potwierdzających tytuł prawny do nieruchomości, który to obowiązek został zastąpiony obowiązkiem dostarczenia wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzji o warunkach zabudowy albo decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego, dopuszczających lokalizację danego źródła energii na nieruchomościach ujętych we wniosku. Obowiązek ten został wprowadzony w celu uwiarygodnienia projektów podmiotów składających wniosek o określenie warunków przyłączenia i z perspektywy czasu oceniony może zostać jako

skuteczny mechanizm, który pozwolił zmniejszyć liczbę nierzeczywistych projektów, dla których składane są wnioski o określenie warunków przyłączenia.

Kolejną zmianą wprowadzoną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, jest fakt, że to operator zapewnia sporządzenie ekspertyzy wpływu przyłączenia, a nie wnioskodawca jak miało to miejsce dotychczas. Zmiana ta jest bardzo istotna, ponieważ przeniesienie obowiązku zapewnienia sporządzenia ekspertyzy na operatora, w znaczący sposób przyczyniło się do skrócenia czasu wykonania takiej ekspertyzy oraz wyeliminowało problem przygotowywania nierzetelnych ekspertyz wykonywanych na zlecenie inwestorów farm wiatrowych w celu potwierdzenia istnienia możliwości technicznych przyłączenia, nawet w przypadku rzeczywistego ich braku.

Wprowadzenie powyższych modyfikacji obowiązujących zasad dotyczących trybu składania i rozpatrywania wniosków o określenie warunków przyłączenia zostało podsumowane w „Przewodniku przyłączania do sieci przesyłowej” publikowanym na stronie internetowej PSE Operator S.A., (<http://www.pse-operator.pl>, zakładka „Dokumenty” – „Wzory wniosków i umów” – „Wnioski o określenie warunków przyłączenia do Krajowej Sieci Przesyłowej”) W/w poradnik w szczegółowy sposób opisuje tryb postępowania w celu realizacji przyłączenia do sieci przesyłowej.

Terminy wydawania warunków przyłączenia dla wytwórców biegną od daty wniesienia zaliczek na poczet opłaty za przyłączenie. I tak dla wnioskodawcy przyłączającego źródła wytwórcze do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 30 dni od dnia wniesienia zaliczki. W przypadku przyłączania źródła przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, termin wydania warunków przyłączenia wynosi 150 dni od dnia wniesienia zaliczki przez wnioskodawcę.

1) W jaki sposób zapewni się przekazywanie nowym producentom pragnącym przyłączyć się do systemu niezbędnych informacji na temat kosztów, dokładnego harmonogramu rozpatrzenia ich wniosków oraz orientacyjnego harmonogramu przyłączenia ich do sieci przez operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucji?

Ustawa — *Prawo energetyczne* zawiera obowiązek przedsiębiorstwa energetycznego do sporządzania i publikacji informacji, w szczególności dotyczących:

- podmiotów (ich siedziby lub miejsca zamieszkania) ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej,
- wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla stacji elektroenergetycznych lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, a także planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnych 5 lat, od dnia publikacji tych danych.

Powyższe zestawy informacji są publikowane z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych. Informacje te są aktualizowane przez operatorów co najmniej raz w miesiącu i zamieszczane na ich oficjalnych stronach internetowych oraz udostępniane do publicznego wglądu w ich siedzibach.

Publikowane informacje pozwalają każdemu potencjalnemu wnioskodawcy na ocenę możliwości przyłączenia w poszczególnych punktach sieci, a co za tym idzie na dokonanie korzystnego z punktu widzenia sieci i możliwości przyłączenia wyboru miejsca na realizację swojej inwestycji. Powyższe dane nie dostarczają informacji dotyczących kosztów

ewentualnego przyłączenia, ale wywołane jest to faktem, że rzeczywisty koszt przyłączenia do sieci przesyłowej ustalany jest każdorazowo indywidualnie, gdyż uzależniony jest od poniesionych przez poszczególnych operatorów kosztów na realizację przyłączenia, a co za tym idzie jest ściśle powiązany ze szczegółami technicznymi przyłącza. Rzeczywisty koszt przyłączenia jest zależny nie tylko od poziomu napięcia, do którego planowane jest przyłączenie, ale również zależy od układu rozdzielni oraz technologii jej wykonania. W przypadku przyłączania do sieci Operatora Systemu Przesyłowego, opłata za przyłączenie nie obejmuje nakładów na rozbudowę sieci niezbędną do wyprowadzenia mocy.

Zgodnie z załącznikiem nr 3 do „*Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*” w części dotyczącej realizacji art. 16 dyrektywy 2009/28/WE, Ministerstwo Gospodarki podjęło działania dla stworzenia warunków ułatwiających podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy farm wiatrowych na morzu, które objęły realizację bądź koordynację następujących zadań:

- 1) identyfikację barier prawnych uniemożliwiających lub utrudniających budowę farm wiatrowych na morzu.
- 2) przygotowanie projektów zmian prawnych usuwających zidentyfikowane bariery, w szczególności zmian w ustawie o obszarach morskich RP i administracji morskiej,
- 3) dokonanie rozstrzygnięć odnośnie zaangażowania Polski w budowę międzynarodowej morskiej kablowej linii energetycznej (*Supergrid*), kluczowej dla rozwoju morskich farm wiatrowych, co nastąpi w momencie uruchomienia takiego projektu,
- 4) wskazanie potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych na obszarach morskich RP.

Organami państwowymi odpowiedzialnymi za realizację powyższych działań są:

- minister właściwy ds. gospodarki (zadanie 1 - 3),
- minister właściwy ds. gospodarki morskiej (zadanie 2, 4),
- prezes Rządowego Centrum Legislacji (zadanie 2),
- terenowe organy administracji morskiej (zadanie 4).

Jednym z działań była zmiana przepisów umożliwiających budowę morskich farm wiatrowych (MFW) na Bałtyku, która nastąpiła ustawą z dnia 26 maja 2011 r. o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. Nr 134, poz. 778). Należy stwierdzić, że powyższa regulacja m.in. dostosowuje przepisy regulujące wydawanie pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń do uwarunkowań procesu inwestycyjnego w energetyce wiatrowej na morzu. Podstawowym zapisem jest wydłużenie ważności pozwolenia na realizację i wykorzystanie przedsięwzięcia z okresu 5 lat do 30 lat, gdyż przygotowywanie projektów MFW wraz z wnioskiem o pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie może trwać nawet 7 lat, mając na uwadze konieczność wykonania szeregu specjalistycznych, długotrwałych badań środowiska morskiego, niezbędnych dla uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz wykonania poprawnego projektu technicznego. Ponadto ustawa wprowadza mechanizm przedłużania ważności pozwolenia o kolejne 20 lat, o ile dotychczasowe wykorzystanie inwestycji było zgodne z wydanym pozwoleniem, a ponadto mechanizmy zabezpieczające przed blokowaniem lokalizacji pod projekty, które nie są realizowane. Kolejną równie istotną zmianą jest rozłożenie płatności za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń na morzu w wyłącznej strefie ekonomicznej, w taki sposób aby uwzględniać realia finansowe przygotowania tego typu przedsięwzięć. Ustawa likwiduje ponadto ryzyko zbyt długich uzgodnień pomiędzy właściwymi organami w procesie wydawania pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń.

Należy podkreślić, że ustawa – Prawo energetyczne wraz z aktami wykonawczymi w kompleksowy sposób reguluje kwestie przyłączania nowych źródeł do sieci. Szczegółowy opis przyłączania znajduje się w punkcie e) w rozdziale 4.2.6 – Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej.

Syntetyzując zawarte tam informacje należy wyjaśnić co następuje:

- wnioskodawca składa do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego wniosek o przyłączenie do sieci,
- wniosek powinien zawierać dane podmiotu, cechy charakterystyczne planowanej instalacji, tytuł prawny do terenu na którym ma ona powstać oraz potrzeby dotyczące przyłącza tej instalacji do sieci,
- w przypadku przyłączania do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, z wyjątkiem przyłączanych jednostek o mocy zainstalowanej do 2 MW, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (operator) zobowiązane jest do sporządzenia dodatkowo tzw. ekspertyzy wpływu przyłączanego źródła na pracę systemu elektroenergetycznego,
- podmioty zainteresowane przyłączeniem źródła do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1kV, razem z wnioskiem, są zobowiązane dodatkowo do wniesienia zaliczki za przyłączenie w wysokości 30 PLN za każdy 1 kW mocy określonej we wniosku o przyłączenie, lecz nie więcej niż 3 mln PLN,
- właściwy operator systemu elektroenergetycznego, na podstawie złożonego wniosku o przyłączenie nowego źródła do sieci i po spełnieniu przez podmiot wszystkich ww. warunków, w przeciągu 30 dni (dla źródeł przyłączanych do sieci do 1 kV) lub 150 dni (dla źródeł przyłączanych do sieci powyżej 1 kV) jest zobowiązany do wydania warunków przyłączenia do sieci (wraz z warunkami przekazywany jest projekt umowy o warunkach przyłączenia),
- warunki przyłączenia uwzględniają potrzeby, zobowiązania i preferencje obydwu stron, tj. przedsiębiorcy zainteresowanego przyłączeniem źródła do sieci, jak i operatora systemu elektroenergetycznego,
- wydane warunki przyłączenia stanowią zobowiązanie operatora systemu elektroenergetycznego do zawarcia, z podmiotem zainteresowanym przyłączeniem danego źródła do sieci, na zasadach określonych w warunkach przyłączenia, umowy o przyłączenie do sieci,
- operator jest zobowiązany do zawarcia ww. umowy o przyłączenie w przeciągu 2 lat, co umożliwia wykonanie fizycznego przyłączenia źródła do sieci,
- elementem warunków przyłączenia do sieci oraz późniejszej umowy jest opłata za przyłączenie danego źródła, która jest różna i zależy m.in. od długości przyłącza, stanu infrastruktury elektroenergetycznej, czy innych warunków technicznych,
- opłata jest ustalana przez właściwego operatora na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację całego przyłączenia,
- Instalacje OZE o mocy do 5 MW oraz źródła kogeneracyjne o mocy do 1 MW, ponoszą połowę opłaty skalkulowanej przez właściwego operatora.

Całkowity możliwy czas oczekiwania przez podmiot, który jest zainteresowany przyłączeniem do sieci, a także spełnieniu wszelkie warunki operatora systemu elektroenergetycznego (w tym poniesie niezbędne koszty) wynosi:

- w przypadku przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym do 1 kV – do 29 miesięcy,
- w przypadku przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV – do 25 miesięcy.

Szczególnie ważne z punktu widzenia rozwoju OZE w Polsce, będzie zaproponowanie nowych regulacji zmierzających do wcześniejszego informowania inwestorów zainteresowanych budową instalacji OZE, o możliwościach przyłączenia do systemu.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.2.9 – Rozwój infrastruktury w zakresie systemów lokalnego ogrzewania i chłodzenia (art. 16 ust. 11 dyrektywy 2009/28/WE)

Zakłada się, iż w ramach implementacji dyrektywy zostanie zaproponowane rozwiązanie polegające na ustanowieniu obowiązku udziału energii zielonej w ciepłe systemowym dostarczonym do budynków. Jednocześnie zostanie zaproponowane wprowadzenie obowiązku dla budynków w zakresie udziału zielonego ciepła. W założeniu, taki obowiązek mógłby być w dużej mierze realizowany poprzez systemowych dostawców ciepła, co jednocześnie skłoniłoby przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją ciepła sieciowego do rozwoju infrastruktury. Prognozuje się, iż koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ sprawi, iż koszty produkcji ciepła z biomasy staną się konkurencyjne w stosunku do kosztów produkcji ciepła z innych paliw.

Należy także podkreślić, iż art. 9a ust 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) określa obowiązek zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych. Obowiązek ten uznaje się za spełniony jeżeli oferowane do sprzedaży ciepło, wytworzone w odnawialnych źródłach energii, zakupiono w ilości w jakiej je oferowano lub równej zapotrzebowaniu odbiorców przedsiębiorstwa energetycznego realizującego ten obowiązek i przyłączonych do sieci ciepłowniczej, do której jest przyłączone odnawialne źródło energii, proporcjonalnie do udziału tego źródła w całkowitej mocy zamówionej przez odbiorców, z uwzględnieniem charakterystyki odbioru oraz możliwości przesyłania ciepła wytwarzanego w tym źródle, pod warunkiem, iż koszty zakupu tego ciepła nie spowodują wzrostu cen ciepła lub stawek opłat za ciepło dostarczane odbiorcom w danym roku o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym. W przypadku jeżeli więcej niż jedno przedsiębiorstwo energetyczne, zajmuje się obrotem ciepłem i sprzedaje to ciepło odbiorcom przyłączonym do połączonych i współpracujących ze sobą sieci ciepłowniczych, obowiązek zakupu dotyczy ciepła wytworzonego w przyłączonych do tych sieci odnawialnych źródłach energii, w ilości proporcjonalnej do udziału każdego z tych przedsiębiorstw w łącznej sprzedaży ciepła przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło do odbiorców przyłączonych do tych sieci. Za koszty uzasadnione ponoszone w związku z realizacją ww. obowiązku, uwzględnione w taryfach, uznaje się koszty zakupu ciepła, które nie spowodują w przedsiębiorstwie energetycznym, w danym roku, wzrostu cen lub stawek opłat za ciepło dostarczane odbiorcom, o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym, określonego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej Monitor Polski.

Natomiast art. 18 ustawy – Prawo Energetyczne określa, iż do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy m.in. planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy.

Gmina realizuje ww. zadanie zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu - z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Można zatem stwierdzić, iż gmina ma pełną autonomię w planowaniu i kształtowaniu rozwoju w zakresie systemów lokalnego ogrzewania i chłodzenia.

Ponadto, art. 38 pkt 2 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551) wprowadził do ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, z późn. zm.) następującą zmianę mającą wpływ na

rozwój infrastruktury w zakresie lokalnego ogrzewania i chłodzenia, która będzie obowiązywała od dnia 1 lipca 2012 r.

W przypadku obiektów budowlanych, do których ciepło będzie dostarczane z indywidualnego źródła ciepła niebędącego odnawialnym źródłem energii, źródłem ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródłem ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, dla których to obiektów przewidywana szczytowa moc cieplna instalacji i urządzeń do ogrzewania tych obiektów wynosi nie mniej niż 50kW i zlokalizowanych na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczenia ciepła z sieci ciepłowniczej, w której nie mniej niż 75% ciepła w skali roku kalendarzowego stanowi ciepło wytwarzane w odnawialnych źródłach energii, ciepło użytkowe w kogeneracji lub ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych, a ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do tej sieci ciepłowniczej są niższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18, lit c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo do wniosku o pozwolenie na budowę należy dołączyć:

- a) odmowę wydania warunków przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłem lub dystrybucją ciepła albo
- b) audyt, o którym mowa w art. 28 ust. 3 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551), wskazujący, że dostarczanie ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej zapewnia niższą efektywność energetyczną, aniżeli z innego indywidualnego źródła ciepła, które może być wykorzystane do dostarczania ciepła do tego obiektu.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. w rozdziale 3.1.2 określa cel wskazujący dążenie do zastąpienia do roku 2030 ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi. Szczegółowym celem w zakresie poprawy efektywności energetycznej, jest między innymi zapisany w pkt 2.1 dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.

Poniżej wskazane działania uszczegółwiają przyjęty kierunek:

- Działanie 1.3 – stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1MW oraz odpowiednią politykę gmin. Jako sposób stymulowania kogeneracji wskazano przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu z przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła.
- Działanie 2.41 – konieczność zmiany mechanizmów regulacji poprzez wprowadzenie metod kształtowania cen ciepła z zastosowaniem cen referencyjnych oraz bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło. Zalecany sposób realizacji to przygotowanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego poprzez wprowadzenie metody porównawczej.
- Działanie 2.42 – preferowanie skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecaniej przy budowie nowych mocy wytwórczych.

Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104), nałożyła na Prezesa URE obowiązek zbierania i przetwarzania informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie do 31 marca każdego roku, średnich cen sprzedaży ciepła

z poprzedniego roku kalendarzowego, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w zależności o rodzaju używanego paliwa pierwotnego: opalanych paliwami węglowymi, paliwami gazowymi, olejem opałowym oraz stanowiących odnawialne źródła energii.

Prezes URE został uprawniony na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. f ustawy – Prawo energetyczne do uzyskania tzw. wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w art. 47 ust 2f ww. ustawy. Przepis ten stanowi, iż planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalonego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 omawianej ustawy i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit c., ww. ustawy.

Zgodnie z zasadami określonymi przez ustawę – Prawo energetyczne, z dniem 3 listopada 2010 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 194, poz. 1291), które określiło zasady uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek dla ciepła wytwarzanego w jednostkach kogeneracji z zastosowaniem metod benchmarkingu.

Na skutek wprowadzenia w życie nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, przewiduje się sytuację, w której zmniejszać się będzie liczba źródeł nieposiadających jednostek kogeneracji. Zachętą dla inwestycji w nowe źródła z jednostkami kogeneracji oraz bodźcem ułatwiającym podjęcie pozytywnej decyzji o konwersji źródeł na elektrociepłownię jest przepis wyłączający ograniczenia wzrostu przychodów. Przepis § 47 rozporządzenia taryfowego dla ciepła stanowi, iż w przypadku oddania do użytku jednostek kogeneracji po dniu wejścia w życie przepisów nowego rozporządzenia taryfowego dla ciepła, umożliwiających kształtowanie cen ciepła w sposób uproszczony, nowopowstałe przedsiębiorstwa mają możliwość stosowania do obliczenia planowanego przychodu w odniesieniu do nowopowstałych jednostek kogeneracji, cenę równą cenie referencyjnej.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.2.10 – Biopaliwa i inne biopłyny – kryteria zrównoważonego rozwoju oraz weryfikacja zgodności (art. 17-21 dyrektywy 2009/28/WE)

W chwili obecnej w Polsce trwa opracowywanie projektów nowej ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz nowelizacji ustawy – Prawo ochrony środowiska, które będą regulowały szczegółowe kwestie dotyczące m.in. kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biopaliw. Kwestie zrównoważonego rozwoju dla biopłynów będą natomiast ujęte w ustawie o OZE, lecz będą odnosiły się do kryteriów zawartych w ww. projektach ustaw. Obecnie wypracowywane jest stanowisko Rządu w tej kwestii, stąd odpowiedź na pytanie dotyczące planowanych zmian, w tym na temat organów, które będą zapewniały weryfikację zgodności, będzie mogła być udzielona w późniejszym terminie tj. po skierowaniu projektu dokumentu do prac parlamentarnych.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.4 – Systemy wsparcia w zakresie promocji wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie, stosowane przez dane państwo członkowskie lub grupę państw członkowskich

W 2010 r. planowane było zakończenie prac nad działaniem 4.4 znajdującym się w Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012 do Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. Działanie to przewiduje wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii. Sposobami realizacji ww. działania miało być:

- przygotowanie systemu promowania wykorzystania ciepła i chłodu z zasobów geotermalnych (w tym przy użyciu pomp ciepła) oraz energii słonecznej (przy zastosowaniu kolektorów słonecznych),
- dokonanie analizy zasadności wprowadzenia dodatkowych mechanizmów wsparcia dla ciepła i chłodu sieciowego wytwarzanego w odnawialnych źródłach energii,
- ewentualne przygotowanie projektu regulacji w zakresie wsparcia ciepła i chłodu sieciowego z OZE.

Ministerstwo Gospodarki, odpowiedzialne za realizację działania planowało przeprowadzić wewnętrzną analizę dotyczącą ww. analizy. Z uwagi na złożoność i wielowątkowość oraz problematykę zadania w 2010 r. nie udało się go zakończyć. W 2011 r. zlecona zostanie analiza zewnętrzna, która będzie podstawą do rozważenia zasadności wprowadzenia systemowego wsparcia dla ciepła wytwarzanego w odnawialnych źródłach energii. Następnie Ministerstwo Gospodarki przystąpi do prac legislacyjnych zawierających szczegółowe rozwiązania dotyczące wsparcia dla ciepła.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.5 – Systemy wsparcia w zakresie promocji wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w transporcie, stosowane przez dane państwo członkowskie lub grupę państw członkowskich

W Polsce w chwili obecnej trwają prace nad zmianą mechanizmów wsparcia dla rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych. Mechanizm wsparcia jest przebudowywany w wyniku uchwalenia ustawy z dnia 26 listopada 2010 r. *o zmianie niektórych ustaw związanych z realizacją ustawy budżetowej* (Dz. U. Nr 238, poz. 1578, z późn. zm.) oraz ustawy z dnia 27 maja 2011 r. *o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. Nr 169, poz. 1200, z późn. zm.). Wśród planowanych rozwiązań znajdzie się m.in. wsparcie dla prac naukowo-badawczych w zakresie wykorzystania nowych, zaawansowanych technologii produkcji biopaliw oraz wsparcie dla budowy instalacji do ich produkcji. Docelowy, nowy system wsparcia dla producentów biokomponentów i biopaliw zostanie określony w projekcie założeń do nowelizacji ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.) oraz aktach wykonawczych do ww. ustawy.

Czynnikiem promującym wykorzystanie biopaliw II generacji będzie również stworzenie, wynikającej z przepisów dyrektywy 2008/28/WE, możliwości podwójnego zaliczania wkładu tych biopaliw do realizacji celów w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie.

Obecnie Ministerstwo Gospodarki pracuje także nad systemem zachęt do zakupu samochodów elektrycznych. Rozważane jest wprowadzenie m.in. systemu ulg i zachęt dla właścicieli aut hybrydowych i elektrycznych. Jednakże z uwagi na bardzo wczesny etap prac, nie można udzielić w tej kwestii dodatkowych wyjaśnień.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.6.1 – Dostawy biomasy: rynek krajowy i handel

W rozdziale ujęto następujące przeliczniki dotyczące biomasy:

- Ciężar objętościowy biomasy z leśnictwa: 0,54 Mg/m³
- Wartość energetyczna surowców dostarczanych bezpośrednio z leśnictwa: 7 MJ/kg (przy wilgotności ok. 50 %)
- Wartość energetyczna surowców dostarczanych pośrednio z leśnictwa: 7 MJ/kg (przy wilgotności ok. 50 %)
- Wartość energetyczna produktów rolnych: 12 MJ/kg (przy wilgotności ok. 25 %)
- Wartość energetyczna produktów ubocznych: 10 MJ/kg (przy wilgotności ok. 35 %)
- Wartość energetyczna odpadów miejskich: 9 MJ/kg (przy wilgotności ok. 45%)
- Wartość energetyczna odpadów przemysłowych: 10 MJ/kg (przy wilgotności ok. 35%)

– Wartość energetyczna osadów ściekowych: 8 MJ/kg

W związku z powyższym niewielkim zmianom ulegną wartości zawarte w tabelach 7 i 8, co spowoduje, iż będą one spójne i porównywalne względem siebie.

Wszelkie wartości ujęte w tabelach 7 i 8 dotyczą energii pierwotnej zawartej w poszczególnych nośnikach.

Tabela 7. Dostawa biomasy w 2006 r.

Sektor pochodzenia		Ilość zasobów krajowych	Import		Eksport	Ilość netto	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)
			z UE	spoza UE			
A) Biomasa z leśnictwa	<i>W tym:</i>						
	1. bezpośrednie dostawy biomasy drzewnej z lasów i innych zalesionych gruntów na potrzeby wytwarzania energii (tys. m ³)	12493 (= 6746 tys. Mg)	-	-	-	12493 (= 6746 tys. Mg)	1028
	<i>Nieobowiązkowe – w miarę dostępności informacji można dalej uszczegółowić ilość surowców należących do tej kategorii:</i>						
	a) wyręb (tys. m ³),	9117 (= 4923 tys. Mg)	-	-	-	9117 (= 4923 tys. Mg)	823
	b) pozostałości z wyrębu (wierzchołki, gałęzie, kora, pnie) (tys. m ³),	1619 (= 874 tys. Mg)	-	-	-	1619 (= 874 tys. Mg)	146
	c) pozostałości z gospodarki terenami zielonymi (biomasa drzewna z parków, ogrodów, szpalerów drzew, krzewów) (tys. m ³)	340 (= 184 tys. Mg)	-	-	-	340 (= 184 tys. Mg)	31
	d) inne (wyczystki i odnowienia zadrzewień) (tys. m ³)	1517 (=819 tys. Mg)	-	-	-	1517 (=819 tys. Mg)	137
	2. pośrednie dostawy biomasy drzewnej na potrzeby wytwarzania energii (tys. Mg)	5930	-	-	-	5930	991
	<i>Nieobowiązkowe – w miarę dostępności informacji i można dalej uszczegółowić:</i>						

	a) pozostałości z produkcji tartacznej, stolarskiej, meblowej (kora, trociny) b) produkty uboczne przemysłu celulozowego i papierniczego (ług powarzenny, olej talowy) c) przetworzone paliwo drzewne pelet (tys. Mg) d) drewno pokonsumpcyjne poddane recyklingowi (drewno poddane recyklingowi na potrzeby wytwarzania energii, odpady drzewne z gospodarstw domowych) e) inne (należy określić)	270	-	-	235	35	45
B) Biomasa z rolnictwa i rybołówstwa:	W tym:						
	1. płody rolne i produkty rybołówstwa dostarczane bezpośrednio na potrzeby wytwarzania energii	2164	9	-	290	550	620
	Nieobowiązkowe – w miarę dostępności informacji można dalej uszczegółowić:						
	a) rośliny uprawne (zboża, burak cukrowy, kukurydza na kiszonkę) (tys. Mg)	831	9	-	290	550	238
	b) plantacje						
	c) drzewostany o krótkim okresie rotacji (tys. Mg)	133	-	-	-	133	38
	d) inne uprawy energetyczne (trawy)						
	e) glony						
	f) inne (należy określić)						
	2. produkty uboczne i przetworzone pozostałości rolnictwa oraz produkty uboczne rybołówstwa na potrzeby wytwarzania energii (tys. Mg)	1200	-	-	-	1200	287
	Nieobowiązkowe – w miarę dostępności informacji można dalej uszczegółowić: a) słoma b) obornik c) tłuszcz zwierzęcy d) mączka mięsno-kostna e) produkty uboczne w postaci makuchu (w tym wytloki z nasion roślin oleistych i oliwy z oliwek na potrzeby energetyczne) f) biomasa owocowa (w tym łupiny, ziarno) g) produkty uboczne rybołówstwa g) ścinki z winorośli, drzew oliwkowych, drzew owocowych d) inne (należy określić)						
C) Biomasa z odpadów:	W tym:						
							0

1. ulegająca biodegradacji część stałych odpadów miejskich, w tym bioodpady (ulegające biodegradacji odpady ogrodowe i

parkowe, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, restauracji, (tys. Mg)						
placówek zbiorowego żywienia i handlu detalicznego i porównywalne odpady z zakładów przetwórstwa spożywczego oraz gaz z odpadów (tys. Mg)	89	-	-	-	89	19
2. ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych, w tym papier, karton, palety (tys. Mg)	84	-	-	-	84	21
3. osady ściekowe (tys. Mg)	215	-	-	-	215	16

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: PGL Lasy Państwowe, GUS, Instytutu Technologii Drewna, Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego, Związek Papierników Polskich, IUNG, Popyt na żywność (2008), Rynek ryb (2008), Rynek mleka (2009), Rynek ziemniaka (2009), Rynek drobiu i jaj (2009), Rynek mięsa (2009), Rynek zbóż (2009), Rynek owoców i warzyw (2009), IERiGZ, ARR, ARiMR, MRiRW, Ministerstwo Środowiska. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Tabela 8. Prognoza krajowych dostawy biomasy w roku 2015 i 2020

Sektor pochodzenia		2015		2020	
		Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)	Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)
A) Biomasa z leśnictwa:	1. bezpośrednie dostawy biomasy drzewnej z lasów i innych zalesionych gruntów na potrzeby wytwarzania energii	6411	1071	6081	1016
	2. pośrednie dostawy biomasy drzewnej na potrzeby wytwarzania energii	5572	931	6375	1065
B) Biomasa z rolnictwa i rybołówstwa:	1. płody rolne i produkty rybołówstwa dostarczane bezpośrednio na potrzeby wytwarzania energii	1414	405	4056	1162
	2. produkty uboczne i przetworzone pozostałości rolnictwa oraz produkty uboczne rybołówstwa na potrzeby wytwarzania energii	5690	1358	7428	1773
C) Biomasa z odpadów:	1. ulegająca biodegradacji część stałych odpadów miejskich, w tym bioodpady (ulegające biodegradacji odpady ogrodowe i parkowe, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, restauracji, placówek zbiorowego żywienia i handlu detalicznego, i porównywalne odpady z zakładów przetwórstwa spożywczego) oraz gaz	4339	932	6373	1369

	z odpadów				
	2. ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych (w tym papier, karton, palety)	645	154	1127	269
	3. osady ze ścieków kanalizacyjnych	340	65	628	120

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: PGL Lasy Państwowe, GUS, Instytutu Technologii Drewna, Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego, Związek Papierników Polskich, IUNG, Popyt na żywność (2008), Rynek ryb (2008), Rynek mleka (2009), Rynek ziemniaka (2009), Rynek drobiu i jaj (2009), Rynek mięsa (2009), Rynek zbóż (2009), Rynek owoców i warzyw (2009), IERiGZ, ARR, ARiMR, MRiRW, Ministerstwo Środowiska. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Należy zaznaczyć, iż Polska posiada odpowiednie zdolności produkcyjne oraz zasoby do całkowitego pokrycia krajowego zapotrzebowania na biomasę, w tym biomasę do produkcji biopaliw transportowych. Obecnie realizowany import biopaliw jest, z punktu widzenia Polski, niekorzystny. Planowana ustawa o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz ustawy Prawo ochrony środowiska w zamierzeniu wprowadzi nowe mechanizmy promujące i optymalizujące wykorzystanie krajowych zasobów biomasy i istniejących mocy produkcyjnych, tak aby doprowadzić do niezależności biopaliwowej. Jednakże, z uwagi na fakt, iż prace nad ustawą ciągle trwają, nie można przewidzieć kształtu ostatecznych rozwiązań. Na obecnym etapie, nie można także oszacować skuteczności ani efektów projektowanych zmian. Zerowy import biopaliw w tabeli 12 wskazuje, iż Polska podejmuje starania w celu optymalnego wykorzystania możliwości krajowych.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 4.6.2 – Środki służące zwiększeniu dostępności biomasy, uwzględniające innych jej użytkowników (rolnictwo i sektory związane z leśnictwem)

Polska jest w europejskiej czołówce, jeśli chodzi o powierzchnię lasów. Zajmują one 29 proc. terytorium kraju, co stanowi obszar 9,1 mln ha.

Rozwój sytuacji w sektorze drzewnym, oraz jego wpływ na energetykę można łączyć ze zwiększaniem lesistości Polski.

Zwiększanie lesistości jest trwałym elementem polityki przestrzennej, ekologicznej i gospodarczej kraju oraz jednym z ważniejszych elementów polityki leśnej. Jednoznacznie potrzeba wzrostu lesistości została ujęta w polityce leśnej Państwa z 1997 r. Polityka ta, jako jeden z istotnych celów, wskazuje zwiększenie lesistości kraju do 30% w roku 2020 i 33% po roku 2050 oraz uporządkowanie granicy rolno-leśnej z korzyścią dla wartości krajobrazu, funkcjonowania lasów i rolnictwa.

Zdecydowana większość lasów to lasy państwowe, z czego prawie 7,6 mln ha zarządzane jest przez Państwowe Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe.

Lasy Państwowe są głównym dostawcą drewna na polski rynek. Oferta sprzedaży drewna ograniczona jest możliwościami pozyskania drewna, określonym w planach urządzenia lasu, tworzonych na 10 lat. Nowoczesna gospodarka leśna, podporządkowuje wielkość pozyskania drewna nadrzędnym względem trwałości lasów i zwiększania ich zasobów. Informacje uzyskane od Lasów Państwowych wskazują, iż w 2010 r. pozyskano 33,75 mln m³ drewna, a w planie na 2011 r. zakłada się pozyskanie 34,2 mln m³.

Aktywizowanie terenów o małej przydatności dla celów rolniczych wpłynie pozytywnie na dostępność surowca drzewnego, a tym samym możliwości jego zagospodarowania przez energetykę.

Należy także zaznaczyć, iż realizowana promocja rozwoju obszarów wiejskich ma także duży wpływ na zwiększanie dostępności tzw. biomasy agro. Środki związane z rozwojem

odnawialnych źródeł energii dostępne są m.in. w ramach Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich 2007-2013, w szczególności w ramach następujących działań: 121. Modernizacja gospodarstw rolnych, 123. Zwiększanie wartości dodanej podstawowej produkcji rolnej i leśnej, 311. Różnicowanie w kierunku działalności nierolniczej, 312. Tworzenie i rozwój mikroprzedsiębiorstw oraz 321. Podstawowe usługi dla gospodarki i ludności wiejskiej.

Dodatkowe wyjaśnienia do rozdziału 5.1 – Łączny przewidywany wkład każdej technologii energii odnawialnej w realizację wiążących celów na rok 2020 oraz orientacyjnego kursu okresowego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz transporcie

Moce zainstalowane dla biomasy stałej ujęte w tabelach 10a oraz 10b dotyczą jedynie jednostek wytwarzających energię elektryczną przy wyłącznym wykorzystaniu biomasy jako paliwa. Takie przypadki, umożliwiają określenie mocy zainstalowanej dla danego źródła. W Polsce, obok wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach dedykowanych spalaniu wyłącznie biomasy (wg. danych Urzędu Regulacji Energetyki – 19 jednostek), istnieją duże, systemowe instalacje wytwarzające energię elektryczną w procesie współspalania biomasy z innymi paliwami kopalnymi np. węglem (42 jednostki). W takim przypadku, zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. *w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii* (Dz. U. Nr 156, poz. 969 oraz z 2010 r. Nr 34, poz. 182), do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się część energii elektrycznej lub ciepła odpowiadającą udziałowi energii chemicznej biomasy, lub biogazu w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii, obliczaną na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw. Ponieważ skład mieszaniny biomasy i innego paliwa różni się w poszczególnych instalacjach oraz mogą być różne w różnych przedziałach czasowych, nie ma możliwości wyliczenia i podania znamionowej mocy zainstalowanej dla takich jednostek. Natomiast w przypadku instalacji wykorzystujących wyłącznie biomasę, w całym okresie założono roczną sprawność takich jednostek na 5500 MWh/1MW.

Tabela 11 Oszacowanie łącznego wkładu (końcowe zużycie energii) przewidywanego dla każdej z technologii energii odnawialnej w Polsce w realizację wiążących celów na rok 2020 oraz orientacyjnego kursu okresowego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie w latach 2010-2020 (ktoe)

WARIANT REKOMENDOWANY	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia geotermalna (z wyłączeniem energii cieplnej ze źródeł niskotemperaturowych w zastosowaniach pomp ciepła)	11,4	23	24	29	35	43	57	70	86	105	107	178
Energia słoneczna	0,2	21	45	83	107	114	176	258	324	406	441	506
Biomasa:	88,5*	3911	3969	4021	4084	4151	4227	4393	4570	4725	5002	5089
stała	68,9*	3846	3871	3890	3919	3953	3996	4118	4250	4361	4594	4636
biogaz	19,6	65	98	131	165	198	231	275	320	364	408	453
biopłyny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia odnawialna z pomp ciepła:	**	25	35	42	51	61	72	85	99	114	130	148
- w tym energia aerotermalna ***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- w tym energia geotermalna ***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- w tym energia hydrotermalna ***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OGÓŁEM	100,1	3980	4073	4175	4277	4369	4532	4806	5079	5350	5680	5921

Źródło: opracowanie własne. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

* dane dotyczą jedynie biomasy wykorzystywanej do wytwarzania ciepła systemowego – sieciowego. Dane dotyczące biomasy zużywanej do ogrzewania lokalnego nie były kolekcjonowane

** dane w zakresie zużycia ciepła z pomp ciepła nie były kolekcjonowane

*** brak możliwości uszczegółowienia danych dotyczących pomp ciepła; dane będące w dyspozycji pozwalają na oszacowanie rozwoju rynku pomp ciepła jako całości

Tabela 12 Oszacowanie łącznego wkładu przewidywanego dla każdej z technologii energii odnawialnej w realizację wiążących celów na rok 2020 oraz orientacyjnego kursu okresowego w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie w latach 2010–2020 (ktoe)

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioetanol/ bio-ETBE	38	279	299	308	330	323	334	347	374	398	429	451
<i>w tym biopaliwa art. 21 ust. 2</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	44	44	44	44
<i>w tym importowane</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biodiesel	16	687	755	835	891	958	993	1058	1153	1229	1348	1451
<i>w tym biopaliw art. 21 ust. 2</i>	0	0	44	88	88	88	88	88	88	88	132	132
<i>W tym importowane</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wodór ze źródeł odnawialnych	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych	0	15	17	19	20	22	23	24	25	26	27	38
<i>w tym transport drogowy</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
<i>w tym transport niedrogowy</i>	0	15	17	19	20	22	23	24	25	26	27	30
Inne (np. biogaz, oleje roślinne itp.) – należy określić	0	0	0	0	13	13	26	26	26	66	66	66
<i>w tym biopaliwa art. 21 ust. 2</i>	0	0	0	0	13	13	26	26	26	66	66	66
OGÓŁEM	54	981	1071	1162	1255	1316	1376	1454	1579	1719	1870	2006

Źródło: opracowanie własne. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE