

Uzasadnienie

I. Uzasadnienie ogólne

1. Zakres regulacji

Projekt ustawy implementuje do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.; oznaczonej dalej symbolem „PE”) dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. w sprawie działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 4.02.2006 r. - zwaną dalej „dyrektywą”). Zgodnie z art. 11 dyrektywa jest skierowana do wszystkich Państw Członkowskich. Projekt zawiera również zmiany służące wdrożeniu zmian rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003) wprowadzonej decyzją Komisji z 9 listopada 2006 r. (Dz. Urz. WE L 312 z 11.11.2006 r.).

Dyrektywa (wg art. 1) określa działania mające na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej warunkujące właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Działania te obejmują zapewnienie odpowiedniego poziomu zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń trans-granicznych oraz równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem energii elektrycznej. Dyrektywa ustala ramy dla określenia przez Państwa Członkowskie przejrzystych, stabilnych i nie-dyskryminacyjnych polityk dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zgodnych z zasadami funkcjonowania rynku konkurencyjnego.

W obszarze zagadnień dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej rozumianego wg art. 2 dyrektywy jako zdolność systemu elektroenergetycznego do dostarczania energii elektrycznej odbiorcom końcowym z zachowaniem określonych wymagań dotyczących ciągłości, niezawodności i jakości dostaw energii, w przewidywalnych warunkach, można wyróżnić bezpieczeństwo techniczne funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, w tym zapewniające bieżące, w czasie rzeczywistym, równoważenie dostaw energii z poborem, oraz wystarczalność dostaw energii w okresie średnio i długoterminowym.

PE w art. 3 pkt 16 PE definiuje bezpieczeństwo energetyczne. Definicja bezpieczeństwa energetycznego obejmuje wszystkie nośniki energii, w tym energię elektryczną, i jest spójna z pojęciem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej będącym przedmiotem regulacji dyrektywy. Tak więc regulacje PE mają na celu i obejmują w dużej części zakres regulacji dyrektywy.

Prawidłowo funkcjonujący rynek energii elektrycznej powinien ciągle dążyć do równoważenia podaży i popytu, pozwalając jednocześnie na swobodną konkurencję wytwórców i dostawców energii elektrycznej. Niemniej z uwagi na cechy fizyczne energii elektrycznej, możliwość wystąpienia nagłych awarii systemowych, ograniczeń dostaw paliw do produkcji energii, niewystarczających inwestycji, zakłóceń mechanizmów rynkowych, a także praktycznego braku możliwości wprowadzenia konkurencji w zakresie działalności sieciowej podlegającej regulacji administracyjnej, niezbędne jest stałe monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i doskonalenie instrumentów zapewniających utrzymanie jego wysokiego poziomu.

W Polsce nie działają wystarczająco silne mechanizmy rynkowe na rynku energii elektrycznej zapewniające wysokie bezpieczeństwo w zakresie wytwarzania i dostaw energii elektrycznej.

Również regulacje działalności sieciowej i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymagają dalszego usprawnienia dla ograniczenia barier w rozwoju rynku energii elektrycznej. Dlatego też proponowane zmiany przepisów mają służyć rozwojowi mechanizmów rynkowych, wzmocnieniu pozycji operatorów systemu elektroenergetycznego w przypadku wystąpienia sytuacji nadzwyczajnych w systemie elektroenergetycznym oraz dywersyfikacji odpowiedzialności uczestników rynku energii za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

2. Zapotrzebowanie kraju na energię elektryczną i możliwości jego pokrycia.

Prognozy zapotrzebowania kraju na energię elektryczną w okresie średnio i długoterminowym, wskazują na jego wzrost. W dokumencie Rządu ze stycznia 2005 r. „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku” prognozuje się wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej o 80-90% w okresie do 2025 r. w porównaniu z 2004 r. Przedstawiona w w 2007 r. prognoza zakłada wzrost zużycia energii elektrycznej finalnej do 2030 r. w porównaniu z 2005 o ok. 109 %, w tym największy wzrost zapotrzebowania prognozowany jest w usługach (o 176%).

Przyjęty przez Rząd w dniu 28 marca 2006 r. Program dla elektroenergetyki ma głównie na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez poprawę efektywności sektora elektroenergetycznego, rozwój rynku energii elektrycznej i poprawę skuteczności regulacji. Program ten obejmuje budowę silnych struktur organizacyjnych firm energetycznych, wydzielenie niezależnych pod względem prawnym i majątkowym operatorów systemów dystrybucyjnych, rozwiązanie umów długoterminowych, wprowadzenie mechanizmów rynkowych w wytwarzaniu i dostawach energii elektrycznej. Realizacja tego Programu służy tworzeniu warunków do rozwoju wytwarzania i rozwoju sieci elektroenergetycznych.

W Polsce w czerwcu 2006 r. miało miejsce zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w wyniku poważnej awarii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Wnioski Raportu końcowego z prac Zespołu ds. analizy zakłóceń w systemie elektroenergetycznym w 2006 roku Ministerstwa Gospodarki (z 23 listopad 2006 r.) wskazują jako przyczyny awarii ograniczony zakres działania rynku energii elektrycznej. W Raporcie tym wskazano na potrzebę wprowadzenia ułatwień dla realizacji nowych inwestycji sieciowych i budowy nowych źródeł wytwórczych oraz doprecyzowania odpowiedzialności poszczególnych operatorów systemu elektroenergetycznego i użytkowników systemu za podejmowane działania.

Wnioski Raportu końcowego Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) z przebiegu tej awarii wskazują jako jej przyczyny niespodziewany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie letnim przy braku wystarczającego marginesu bezpieczeństwa pracy krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE), a także występujące lokalnie deficyty mocy biernej.

Raport końcowy Politechniki Wrocławskiej (styczeń-luty 2007r.) z analizy ww. awarii, stwierdza jako jej przyczyny niedoskonałości planowania dobowego rezerw mocy czynnej i biernej w KSE wynikające z korzystania z nieadekwatnego modelu obliczeniowego, błędnych prognoz i ocen zapotrzebowania na moc czynną i bierną w końcowych węzłach oraz nie uwzględnienie planowych ograniczeń w obciążaniu mocą czynną jednostek wytwórczych. W czasie awarii ujawniła się także niedostateczna wymiana informacji między OSP i dyżurnymi ruchu elektrowni oraz braki w systemie informatycznym.

Zalecenia poawaryjne w Raporcie Politechniki wskazują na potrzebę rozszerzenia zakresów dobowych analiz systemu opartych o wielkości rzeczywiste. Doprecyzowania wymagają

relacje między operatorami systemu dotyczące planowania, monitorowania i zintegrowanego kierowania pracą KSE. Istotne znaczenie ma niezależność OSP od innych rodzajów działalności. Potrzebna jest modernizacja przestarzałych sieci 220 kV lub ich przebudowa na napięcia 400 kV oraz wzmocnienie połączeń transgranicznych na kierunku zachodnim i uruchomienie połączenia 750 kV z Ukrainą.

Według ww. Raportu Politechniki potrzebne są również zmiany w modelu rynku energii elektrycznej i Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) celem:

- 1) ustalenia faktycznych kosztów usług systemowych i poddanie ich docelowo wycenie rynkowej,
- 2) przypisanie kosztów ograniczeń sieciowych do miejsc powstawania i wprowadzenie priorytetu inwestycji sieciowych minimalizujących w sposób ekonomicznie opłacalny te ograniczenia,
- 3) wprowadzenie rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki czasowej umożliwiającego koordynację grafików z OSP krajów sąsiadujących,
- 4) zdefiniowania zasad prewencyjnego wprowadzania stopni zasilania.

Poważna awaria systemowa miała miejsce w dniu 4 listopada 2006 r. w połączonej sieci UCTE, która doprowadziła do przerw w dostawach energii elektrycznej do ponad 15 mln. gospodarstw domowych w Europie. Wnioski i zalecenia poawaryjne wskazują na potrzebę harmonizacji podstaw prawnych i regulacyjnych w Europie oraz udoskonalenia zasad technicznych przyjętych przez organizację UE UCTE i ich stosowania przez OSP.

Wnioski zawarte w Sprawozdaniu Ministra Gospodarki z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną (Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 15 listopada 2007 r., MP. Nr 95, poz. 1037) wskazują na niewystarczające inwestycje dla zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i potrzebie podjęcia działań inwestycyjnych w celu odtworzenia mocy wytwórczych i poprawy efektywności energetycznej oraz rozbudowy sieci. W krótkookresowej perspektywie czasowej 3-4 lat, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej powinna gwarantować istniejąca nadwyżka mocy wytwórczych i dostęp do podstawowego paliwa dla elektroenergetyki, jakim jest węgiel kamienny i węgiel brunatny.

W ww. Sprawozdaniu MG wskazano na potrzebę istotnego skrócenia cyklu budowy nowych linii przesyłowych poprzez uproszczenie procesu pozyskiwania „prawa drogi” oraz zapewnić budowę interwencyjnych źródeł energii. Wskazano także na celowość przyjęcia rozwiązań dla mechanizmu bilansowania KSE opartych na integracji procesu bilansowania energii i rezerwy operacyjnej, uwzględniające w dalszej perspektywie aspekty lokalizacyjne. .

W Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2006 r. z marca 2007 r. (str. 166 -169) stwierdza się, że margines mocy jednostek wytwórczych energii elektrycznej w 2006 r. wyniósł 32 %, co sprawia, że w perspektywie krótkoterminowej nie ma zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wyniki ekonomiczne przedsiębiorstw wytwórczych i sieciowych w ocenie URE wskazują na dobrą sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw energetycznych. Zbyt mała aktywność inwestycyjna wynika z niechęci przedsiębiorstw energetycznych do podejmowania ryzyka inwestycyjnego, co powoduje starzenie się urządzeń wytwórczych i sieci. Może to doprowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w dłuższej perspektywie czasu.

Natomiast wg. Raportu PSE – Operator S.A. z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i perspektywach na najbliższe lata (maj 2007 r.) zwiększa się

zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wynikające ze spodziewanego wyższego niż planowano wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną w najbliższych latach oraz spadku rezerw zdolności wytwórczych wynikających z występujących ograniczeń inwestycyjnych i niewystarczającego przyrostu zdolności przesyłowych oraz nowych mocy źródeł. Nowym zjawiskiem jest znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w dużych aglomeracjach miejskich. Wzrostowi zapotrzebowania na moc elektryczną towarzyszy znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na moc bierną stwarzając dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej.

Wg OSP wymaga to podejmowania działań modernizacyjnych i ograniczenia już obecnie eksportu oraz zwiększenia importu energii elektrycznej. Wymaga to również działań o charakterze nadzwyczajnym obejmujących budowę interwencyjnych źródeł wytwórczych, zwiększenia możliwości importu energii na granicy wschodniej oraz możliwości wprowadzania ograniczeń dostaw energii do odbiorców końcowych, a także uproszczenia przepisów dotyczących podejmowania i realizacji inwestycji sieciowych.

W świetle ww. raportów i ocen skutków regulacji konieczne są pilne działania, w tym rozwiązania prawne, powodujące podejmowanie i realizację nowych inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną oraz umożliwiające ich finansowanie, a także zmiany przepisów określające odpowiedzialność wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego i organów publicznych za zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

3. Zadania i podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej (art. 3 dyrektywy).

Sposób zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej uzależniony jest od krajowej polityki w tym zakresie oraz przyjętego modelu rynku energii.

Na rynkach scentralizowanych, takich jak w Polsce, cała odpowiedzialność za zachowanie niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego i zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych spoczywa na OSP (PSE-Operator S.A.), będącym własnością skarbu państwa, odpowiadającym za wszystkie aspekty odpowiedniego planowania pracy i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Na rynkach zliberalizowanych odpowiedzialność za bezpieczeństwo elektroenergetyczne spoczywa na wszystkich podmiotach działających na rynku energii elektrycznej.

Art. 3 dyrektywy wymaga podjęcia środków oraz określenie ról i obowiązków wszystkich istotnych podmiotów w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Ustawa - Prawo energetyczne dokonuje już podziału ról i określa zadania w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Inne ustawy: o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, o gospodarce nieruchomościami, prawo budowlane i kodeks cywilny zawierają regulacje dotyczące planowania, realizacji inwestycji celu publicznego obejmujące także infrastrukturę energetyczną oraz jej utrzymanie.

Zapewnieniu długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej służą w szczególności plany rozwoju sporządzane przez operatorów systemów, plany zaopatrzenia gmin, oraz polityka energetyczna. Polityka energetyczna państwa aktualizowana jest co 4 lata i zawiera część prognostyczną na okres nie krótszy niż 20 lat oraz program działań wykonawczych na okres 4 lat, w tym zawiera w szczególności istotne dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dane dotyczące: bilansu paliwowo – energetycznego kraju, zdolności wytwórczych i przesyłowych, w tym połączeń transgranicznych.

Warunki funkcjonowania systemu i sieci elektroenergetycznej oraz wymagania jakościowe dostaw energii elektrycznej określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.).

Wprowadzanie ograniczeń na wypadek zagrożeń dostaw energii elektrycznej reguluje art. 11 PE. Tryb wprowadzania ograniczeń określa Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924). Ograniczenia, o których mowa powyżej mogą być wprowadzane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów na podstawie wniosku ministra gospodarki z własnej inicjatywy lub w oparciu o zgłoszenie operatora systemu przesyłowego. Taki tryb wprowadzania ograniczeń w dostawach energii elektrycznej powoduje, że w praktyce nie obejmuje on zawiadomienia odbiorców o ograniczeniach wynikających z pojawienia się nagłych nieprzewidzianych zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego. Zawiadomienie o ograniczeniach odbiorców końcowych zajmuje bowiem o wiele dłuższy okres czasu (minimum kilka dni).

Z analizy krajowych przepisów w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii wynikają następujące proponowane zmiany:

- 1) doprecyzowanie podziału ról i odpowiedzialności użytkowników systemu i organów publicznych za zapewnienie niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz trybu postępowania w sytuacjach kryzysowych;
- 2) umocowania prawnego możliwości odłączania fragmentów sieci dystrybucyjnych i zawieszania niektórych obowiązków w zakresie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji, w tym działania rynku bilansującego w sytuacjach awaryjnych;
- 3) określenie podmiotu potwierdzającego zasadność wprowadzenia procedur awaryjnych oraz odpowiedzialnego za alokację powstałych kosztów, a także sposobu alokowania kosztów wynikłych z wprowadzania procedur awaryjnych na podmioty przyłączone do sieci elektroenergetycznej;
- 4) określenie sposobu planowania rozwoju źródeł energii elektrycznej, a także zapewnienia odpowiednich usług regulacyjnych w konwencjonalnych elektrowniach w związku z rozwojem źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru;
- 5) określenie zasad identyfikowania potrzeb w zakresie wielkości i lokalizacji nowych jednostek wytwórczych oraz wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za prowadzenie polityki w zakresie wspierania najkorzystniejszych inwestycji.

Prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej w praktyce funkcjonuje w ograniczonym zakresie. Zmiana ustawy – Prawo energetyczne z 12 stycznia 2007 r. wprowadziła dodatkowe warunki zawierania umów o świadczenie usług dystrybucji i sprzedaży awaryjnej energii elektrycznej. Wydzielenie pod względem formy prawnej operatorów systemów dystrybucyjnych z dniem 1 lipca 2007 r. miało na celu zwiększenie liczby odbiorców

końcowych korzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Przy wyborze środków służących zapewnieniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii, dyrektywa (art. 3 ust. 2-5) wskazuje na potrzebę uwzględnienia znaczenia dla uzyskania wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej określonych czynników. W warunkach Polski dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w najbliższych latach będą miały istotne znaczenie takie czynniki jak poprawa efektywności energetycznej i zastosowanie nowych technologii, rozwój odnawialnych i rozproszonych źródeł energii, a także usuwanie barier administracyjnych dla inwestycji w infrastrukturę oraz nowe moce wytwórcze.

W projekcie ustawy uzupełniono i doprecyzowano zadania w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla wszystkich istotnych uczestników rynku, w tym wytwórców, dostawców oraz odbiorców energii elektrycznej, a także dla organów publicznych.

4. Bezpieczeństwo operacyjne sieci (art. 4 dyrektywy).

Art. 4 dyrektywy dotyczy zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci (w ustawie Prawo energetyczne używa się zamiennie pojęć „bezpieczeństwo pracy sieci” lub „bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”). Zgodnie z tym artykułem państwa członkowskie muszą zapewnić, aby OSP ustanowił minimalne reguły i obowiązki bezpieczeństwa operacyjnego pracy sieci. Przy opracowywaniu tych reguł i obowiązków, powinni uczestniczyć istotni uczestnicy rynku z zainteresowanych krajów, które są wzajemnie połączone. Jednocześnie państwa członkowskie mogą wymagać od OSP poddania opracowanych przez nich reguł uzgodnieniom kompetentnych władz. Państwa członkowskie powinny zapewnić również przestrzeganie przez OSP, i w razie konieczności przez OSD, minimalnych reguł i obowiązków bezpieczeństwa operacyjnego sieci oraz wymagać od OSP utrzymania odpowiedniego poziomu tego bezpieczeństwa. Zobowiązanie operatorów, zarówno systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych, do przestrzegania ustanowionych zasad wpłynie korzystnie na poziom bezpieczeństwa elektroenergetycznego w zakresie sektora przesyłu oraz dystrybucji.

Zgodnie z art. 4 dyrektywy, OSP powinni utrzymywać również odpowiedni poziom rezerwowych zdolności przesyłowych i dokonywać wymiany stosownych informacji z zainteresowanymi OSP, z którymi są połączeni. Przewidywalne okoliczności, podczas których bezpieczeństwo powinno być utrzymane, mają zostać zdefiniowane w regułach bezpieczeństwa operacyjnego sieci. Na operatorze systemu przesyłowego spoczywa także obowiązek oszacowania wielkości rezerw eksploatacyjnych w poszczególnych układach pracy systemu przesyłowego. Do rezerw eksploatacyjnych zalicza się rezerwy mocy czynnej, rezerwy mocy biernej, marginesy stabilności oraz poziom obciążenia linii przesyłowych i połączeń transgranicznych.

Państwa członkowskie mają zapewnić ustanowienie i spełnianie przez OSP, i w razie konieczności OSD, norm jakości dostaw oraz osiąganie celów bezpieczeństwa pracy sieci. Cele te powinny być zatwierdzane przez kompetentne władze, a ich realizacja powinna być monitorowana. Przedmiotowe cele powinny być obiektywne, przejrzyste i nie dyskryminujące. Zwraca się także uwagę, aby przy podejmowaniu działań wymienionych w artykule 24 Dyrektywy nr 2003/54/EC, i artykule 6 Rozporządzenia nr 1228/2003, na równi traktowane były wszystkie rodzaje umów. Wprowadzenie ograniczeń w awaryjnych sytuacjach powinno być oparte na zdefiniowanych kryteriach spójnych z zasadami zarządzania graniczeniami i bilansowaniem w systemie elektroenergetycznym przez OSP.

Art. 9 ust.3 PE zawiera delegację do określenia szczegółowych warunków funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. Zaś art. 9g PE zawiera obowiązek opracowania przez OSP i OSD instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej (kodeksów sieciowych)

podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Instrukcje te szczegółowo określają zasady korzystania z sieci oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Na tej podstawie OSP, a także OSD, mogą podejmować działania zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci (KSE), wynikające z art. 5 ust. 2 dyrektywy.

Zapewnienie bezpieczeństwa operacyjnego sieci wymaga od OSP wykonywania bieżących obliczeń dotyczących stabilności systemu przesyłowego na odpowiednio przygotowanych modelach oraz wprowadzenia odpowiednich środków kontrolnych i urządzeń stabilizujących, w przypadku gdy doświadczenia eksploatacyjne lub wynik obliczeń wskazują, że istnieje ryzyko utraty stabilności. Przygotowanie modeli oraz wykonywanie analiz stabilności systemu wymaga uzyskania przez operatora dostępu do wszystkich potrzebnych danych w systemie. W szczególności są to dane dotyczące dyspozycyjności w danym okresie jednostek wytwórczych, zapotrzebowania na moc oraz wymiany międzynarodowej. W tym kontekście niezmiernie ważna dla bezpiecznej pracy połączonego systemu, na co wskazują raporty z awarii w 2006 r., staje się wymiana informacji pomiędzy operatorami i innymi użytkownikami systemu.

Operatorzy systemu elektroenergetycznego są odpowiedzialni za niezawodne dostawy energii elektrycznej do wszystkich odbiorców końcowych w każdych warunkach rynkowych. Wymaga to stworzenia operatorom odpowiednich narzędzi do zarządzania pracą systemu w sytuacjach awaryjnych oraz kreowania racjonalnego rozwoju źródeł wytwarzania. Niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest traktowana jako usługa o charakterze użyteczności publicznej. Zapewnienie niezawodnych dostaw energii elektrycznej determinuje produkcję innych gałęzi gospodarki, co uzasadnia ich nadzorowanie przez Rząd. Wraz z wdrażaniem mechanizmów konkurencyjnych na rynku energii elektrycznej dostawy energii elektrycznej gwarantują umowy zawierane pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a uprawnionymi odbiorcami końcowymi. Możliwość utraty określonych korzyści finansowych przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz wypłaty odszkodowań na rzecz odbiorców końcowych działa o wiele silniej niż uregulowania prawne.

W projekcie ustawy wprowadzono nowe przepisy nakładające obowiązki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznych.

5. Równoważenie dostaw z zapotrzebowaniem (art. 5 dyrektywy)

Jednym z głównych obowiązków państwa wynikających z dyrektywy (art. 5) jest ciągle utrzymywanie równowagi między popytem a podażą na energię elektryczną. W tym celu państwa członkowskie powinny:

- 1) stworzyć odpowiednie ramy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, kreującego odpowiednie sygnały cenowe zachęcające do przeprowadzania inwestycji zarówno po stronie popytowej jak i podażowej,
- 2) wymagać od operatorów systemów przesyłowych zapewnienia utrzymywania odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych niezbędnych do bieżącego bilansowania systemu lub/i do przyjęcia ekwiwalentnych środków opartych na zasadach rynkowych.

Wraz z ułatwieniem wejścia nowych wytwórców na rynek oraz procedurami przeprowadzania przetargów na nowe moce wytwórcze środki te powinny przyczynić się do zapewnienia długoterminowej wystarczalności generacji. Większość naszych elektrowni zawodowych jest technologicznie przestarzała. Istnieje więc potrzeba realizacji nowych inwestycji, które będą już korzystały z najnowszych technologii, w tym budowa energetyki jądrowej, co poprawi ich niezawodność oraz ograniczy ich szkodliwy wpływ na środowisko naturalne.

Wg Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu utworzenie w pełni konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej będzie możliwe poprzez:

- 1) zwiększenie liczby połączeń transgranicznych w celu zróżnicowania struktury paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej, zmniejszenia ryzyka niedoboru mocy w przypadku wystąpienia awarii i lepszego wykorzystania źródeł odnawialnych,
- 2) właściwą alokację na uczestników rynku energii elektrycznej kosztów rozbudowy systemów elektroenergetycznych ze względu na dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej,
- 3) monitorowanie oraz utrzymywanie poziomu rezerw mocy na wymaganym poziomie,
- 4) tworzenie skutecznych zachęt ekonomicznych dla wspierania inwestujących w nowe źródła wytwórcze.

W odniesieniu do wspierania inwestujących w nowe źródła wytwórcze DG TREN proponuje w pierwszym rządzie wprowadzić obowiązek opracowania i opublikowania przez każde państwo członkowskie jasnych zasad i reguł funkcjonowania danego rynku energii elektrycznej. Stworzenie stabilnej sytuacji na rynku energii elektrycznej przynosi korzyści zarówno potencjalnym inwestorom, jak też odbiorcom końcowym. Inwestorzy znając cenę na rynku hurtowym oraz koszty wejścia na rynek są w stanie ocenić związane z inwestycją ryzyko i stopę zwrotu kapitału. Natomiast odbiorcy końcowi dzięki tym informacjom mogą dokonać oceny ryzyka cenowego na rynku i wcześniej zawrzeć korzystne dla nich kontrakty. Zawarcie kontraktów z kolei sprzyja rozwojowi nowych źródeł wytwórczych gdyż zapewnia inwestorom stabilne przychody oraz znacznie ogranicza ryzyko związane z nietrafionymi inwestycjami. Państwo powinno mieć możliwość wprowadzania mechanizmów doprowadzających do wygładzania potencjalnej niestabilności cen na rynku poprzez wykorzystanie np. następujących rozwiązań:

- 1) zagwarantowanie przedsiębiorstwom wytwórczym przychodów z tytułu utrzymywania zdolności wytwórczych,
- 2) zobowiązanie dostawców detalicznych lub operatora systemu przesyłowego do zakupu mocy rezerwowych,
- 3) wykorzystanie kontraktów z odbiorcami na wyłączenie dostaw lub ograniczenie poboru.

Dyrektywa wymienia także kilka innych potencjalnych środków możliwych do zastosowania w celu zrównoważenia popytu i podaży na energię elektryczną, nie będących w sprzeczności z artykułami 87 i 88 Traktatu Europejskiego. Wszystkie wykorzystane środki w celu realizacji zapisów tego artykułu powinny być jak najszerszej rozpowszechnione, zarówno wśród aktualnych i przyszłych inwestorów oraz odbiorców.

PE wprowadza w artykule 16a możliwość organizowania przetargów na nowe moce wytwórcze oraz realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie. Inne sposoby (zachęty do inwestowania w moce wytwórcze, umowy przerywane) powinny zostać wskazane w polskim prawie jako środki równoważenia podaży i popytu przez odpowiednie kształtowanie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz kształtowania taryf operatorów systemów elektroenergetycznych i sposobu pozyskiwania usług systemowych.

Projekt ustawy zawiera uzupełnienia służące planowaniu potrzeb w zakresie inwestycji w infrastrukturę elektroenergetyczną oraz monitorowania ich realizacji. Nakłada też zadania

określania środków dla realizacji planów rozwoju oraz wspierania tego rozwoju. Środki te będą wypracowywane odpowiednio do przyjętych priorytetów i projektów inwestycyjnych.

6. Inwestycje sieciowe (art. 6 dyrektywy)

W art. 6 dyrektywy podkreśla się konieczność stworzenia przez państwo odpowiednich ram regulacyjnych, które dostarczałyby sygnałów inwestycyjnych dla OSP i OSD do rozwoju ich sieci w stopniu pokrywającym przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną na rynku. Ramy te powinny ułatwiać utrzymanie, odtworzenie i modernizację sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych.

Zwiększenie liczby połączeń transgranicznych mogłoby umożliwić współpracę operatorów systemów przesyłowych w państwach członkowskich w zakresie optymalizacji poziomu tych rezerw. Decyzja UE nr 1364/2006/WE ustanawia wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych, która włączyła Polskę i inne nowe Państwa Członkowskie do tych wytycznych. Obejmują one cele, priorytety i ogólne kierunki działań Wspólnoty w zakresie transeuropejskich sieci energetycznych, a także projekty będące przedmiotem wspólnego zainteresowania i projekty priorytetowe. Decyzja ta wymaga od Państw Członkowskich podejmowania wszelkich niezbędnych środków dla ułatwienia i przyspieszenia ukończenia realizacji tych projektów. Do projektów priorytetowych zaliczono połączenie Polska – Litwa, łącznie z koniecznym wzmocnieniem polskiej sieci elektroenergetycznej oraz profilu Polska – Niemcy w celu umożliwienia uczestnictwa w wewnętrznym rynku energii. Do projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania ze względu na funkcjonowanie rynku wewnętrznego oraz w celu zapewnienia pewności i niezawodności działania sieci elektroenergetycznych i przyłączenia odnawialnych źródeł energii zaliczono rozwój połączeń Polski z Litwą, Niemcami, Republiką Czeską, Białorusią, Ukrainą i Słowacją oraz szeregu połączeń wewnętrznych.

Zgodnie z PE inwestycje w infrastrukturę sieciową są realizowane przez właścicieli sieci (którymi powinni być operatorzy systemu elektroenergetycznego) na podstawie uzgodnionych z Urzędem Regulacji Energetyki planów rozwoju. Uzgodnione przez Prezesa URE plany rozwoju, są podstawą do kalkulacji stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych. W ten sposób, właściciel majątku sieciowego prowadzi eksploatację, odtworzenia oraz niezbędny rozwój infrastruktury sieciowej. W ustawie PE wprowadzono zapisy pozwalające na uwzględnienie w kalkulowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe stawkach opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, wynagrodzenia kapitału własnego zaangażowanego w prowadzoną działalność przesyłową i dystrybucyjną. Należy sądzić, że przyczyni się do poprawy kondycji finansowej przedsiębiorstw sieciowych oraz zwiększy zainteresowanie inwestorów budową elementów majątku sieciowego.

Art. 6 ust. 2 dyrektywy zwraca uwagę na istotność połączeń transgranicznych dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zezwala on na inwestycje komercyjne w połączenia międzysystemowe za zgodą Państwa Członkowskiego pod warunkiem spełnienia wymagań rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Państwo ze swej strony musi zagwarantować, że inwestowanie w połączenia międzysystemowe będzie przeprowadzane w ścisłej współpracy z zainteresowanymi operatorami przesyłowymi.

Zakres oraz sposób informowania KE oraz odpowiednich władz regulacyjnych państw członkowskich UE, z którymi istnieją połączenia transgraniczne, w zakresie objętym tym artykułem oraz zapisami całej dyrektywy można uznać za dostatecznie określony w polskim prawie.

7. Sprawozdawczość (art. 7 dyrektywy)

Art. 7. dyrektywy rozszerza zakres sprawozdań z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o ocenę wystarczalności systemu elektroenergetycznego. Państwa członkowskie powinny poinformować o zamierzonych inwestycjach Komisję Europejską (KE), która na podstawie tych informacji powinna informować państwa członkowskie oraz powołaną decyzją komisji Grupę Regulatorów Europejskich Energii Elektrycznej i Gazu o planach inwestycyjnych i ich wpływie na cele przedstawione w art. 1 ust. 1 dyrektywy. Raport ten powinien być połączony z raportem wymaganym w artykule 4 i 28 Dyrektywy nr 2003/54/EC i opublikowany.

8. Inne przepisy

Ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. Nr 227, poz. 1658 z późn. zm.) określiła zasady prowadzenia polityki rozwoju, podmioty prowadzące tę politykę oraz tryb współpracy między nimi. Polityka rozwoju obejmuje również, zgodnie z art. 2 tej ustawy, tworzenie i modernizację infrastruktury technicznej. Zgodnie z art. 3 tej ustawy politykę rozwoju prowadzą w skali kraju – Rada Ministrów, w skali regionu – samorząd województwa, a w skali lokalnej – samorząd powiatowy i gminny.

Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905), która pozwoli na prawidłowe kształtowanie się cen energii elektrycznej na warunkach rynkowych oraz właściwą wycenę usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, co powinno tworzyć warunki ekonomiczne dla rozwoju źródeł energii elektrycznej i sieci elektroenergetycznych.

Przepisy te służyć będą również rozwojowi systemu elektroenergetycznego w kraju, zgodnie ze strategią rozwoju kraju, strategią sektorową, polityką energetyczną oraz planami wykonawczymi.

Przygotowywane są też inne regulacje, które będą służyły poprawie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez ograniczenie wzrostu popytu na energię elektryczną oraz ułatwiające podejmowanie inwestycji w energetyce, w tym projekty ustaw dot.:

- 1) efektywności energetycznej,
- 2) wprowadzone i projektowane zmiany do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, które zmierzają do uproszczenia i skrócenia procedury planowania przestrzennego, a także usprawnienia w sporządzaniu planów miejscowych oraz tzw. studium, będącego podstawą do opracowania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Brak planów miejscowych jest jedną z głównych barier rozwoju infrastruktury energetycznej.

Ustawa z dnia 30 maja 2008 r. o zmianie ustawy - Kodeks cywilny (Dz. U. Nr 116, poz. 731) oraz niektórych innych ustaw wprowadza unormowania jednoznacznie określające status prawny sieci elektroenergetycznych oraz dotyczące ustanawiania służebności przesyłu dla sieci energetycznych,

W świetle ww. oceny realizacja określonych przez dyrektywę celów realizowana jest już w znacznym stopniu w polskim systemie elektroenergetycznym. Niemniej obowiązujące przepisy nie zapewniają wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w dłuższej perspektywie czasowej. Dlatego zaproponowano uzupełnienia przepisów ustawy – Prawo energetyczne zmierzających do poprawy sytuacji w tym zakresie, które szczegółowo przedstawiono w II części uzasadnienia.

Wprowadzenie zaproponowanych regulacji w projekcie ustawy służyć powinno pełnemu wdrożeniu dyrektywy i zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce.

II Uzasadnienie szczegółowe

Art. 1 pkt 1

Wprowadza w art. 3 PE w pkt 16a- 16d nowe definicje wynikające z art. 2 lit. b - d dyrektywy. Istotą tych definicji jest charakterystyka stanu systemu elektroenergetycznego funkcjonującego w sposób bezpieczny w zakresie dostaw energii w dających się przewidzieć warunkach, w tym:

- *bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej* - oznacza zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;
- *bezpieczeństwo pracy (operacyjne) sieci elektroenergetycznej* - oznacza nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w dających się przewidzieć warunkach pracy tej sieci;
- *równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię* - oznacza zaspakajanie, dającego się przewidzieć, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w zakresie określonym w umowach zawartych z odbiorcami lub wytwórcami;

Wprowadzona w art. 3 pkt 16d PE definicja zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - oznacza stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Dodana definicja zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i w art. 3 pkt 43 PE definicja „jednostki wytwórczej” wiąże się z wprowadzonymi regulacjami dotyczącymi działań w stanie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym uprawnień dla operatora systemu przesyłowego do dysponowania jednostkami wytwórczymi. Wprowadzona definicja „biomasy” wynika ze zmiany art. 91 ust. 1 pkt 1 PE.

Art. 1 pkt 2

Dodane w art. 4j przepisy ust. 2-4 powinny służyć likwidacji barier dla odbiorców.

Ochrona odbiorcy i umożliwienie mu realizacji uprawnienia wynikającego z art. 4j PE, tj. zakupu energii elektrycznej od wybranego przez siebie sprzedawcy wymaga przygotowania odpowiedniej, jednolitej w skali całego kraju, krótkotrwałej i jak najmniej uciążliwej dla odbiorcy procedury zmiany sprzedawcy. Obecnie zgodnie z art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. e PE procedura zmiany sprzedawcy dla energii elektrycznej jest opracowywana i wdrażana przez operatora systemu dystrybucyjnego oraz uwzględniana w części instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która jest zatwierdzana przez Prezesa URE. Jednocześnie zgodnie z § 13 ust. 5 pkt 2 rozporządzenia z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę dystrybucji energii elektrycznej opracowuje i wdraża procedury zmiany sprzedawcy. Ten ostatni przepis ma zastosowanie do przedsiębiorstw nie będących operatorami systemów.

W przypadku paliw gazowych brak jest w ustawie regulacji dotyczących uwzględnienia w instrukcjach opracowywanych przez operatorów systemów gazowych procedury zmiany sprzedawcy.

Obecne rozwiązanie stwarza jednak pewne problemy:

1) Prezes URE może jedynie zatwierdzić lub odmówić zatwierdzenia propozycji operatora nie powinien natomiast wprowadzać własnych rozwiązań a jednocześnie operatorzy systemów dystrybucyjnych wykazują skłonność do wydłużania procedury zmiany sprzedawcy oraz nakładania na odbiorców dodatkowych, zbędnych obowiązków czyniąc w ten sposób całą procedurę uciążliwą, co zniechęca odbiorców do zmiany sprzedawcy,

2) Prezes URE zatwierdza jedynie procedurę zmiany sprzedawcy opracowaną przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, co jest konsekwencją faktu, że procedura ta jest zawarta w instrukcji ruchu, natomiast procedura opracowana przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujących się dystrybucją, nie będące operatorami nie podlegają kontroli.

W celu uniknięcia powyższych problemów wydaje się uzasadnione określenie zasad i procedury zmiany sprzedawcy w powszechnie obowiązujących przepisach prawnych w ustawie i rozporządzeniach wykonawczych. W ten sposób procedura zmiany sprzedawcy będzie jednolita i będzie wiązała wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, sprzedawców i odbiorców tych paliw lub energii.

Art. 1 pkt 3

Zmiana art. 7 ust. 3 PE rozszerzająca zakres tego przepisu na nieruchomości i lokale wynika z faktu, że przyłączenie do sieci w praktyce następuje nie tylko do obiektu, ale również do nieruchomości niezabudowanej oraz do pojedynczego lokalu w budynku.

Konieczność zmian regulacji w art. 7 ust. 8a – 8j PE wynika głównie z faktu „rezerwowania miejsc i mocy przyłączeniowych w systemie elektroenergetycznym” przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej głównie dla nowych farm wiatrowych.

W obecnym stanie prawnym operatorzy systemu elektroenergetycznego nie mają podstawy do odmowy wydania warunków przyłączenia jeżeli istnieją warunki techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i odbioru, w przypadku spełnienia przez wnioskodawcę wymogów formalnych niezbędnych do wszczęcia procedury określania warunków przyłączenia nawet w sytuacji, gdy wnioskodawca nie jest w stanie „udźwignąć” konsekwencji finansowych w zakresie wnioskowanych warunków przyłączenia.

Ponieważ operatorzy systemów elektroenergetycznych nie mogą przy wydawaniu warunków przyłączenia zakładać braku realizacji zamierzonej inwestycji, a warunki przyłączenia w świetle obowiązujących odrębnych przepisów są ważne dwa lata od daty ich określenia, w powyższym okresie operatorzy systemu elektroenergetycznego w każdym, kolejnym wydawanych warunkach przyłączenia muszą uwzględniać założenia wynikające z wcześniej określonych warunków. Skutkiem powyższego jest z jednej strony ponoszenie przez każdego następnego wnioskodawcę dodatkowych kosztów, wynikających z wcześniej wydanych warunków przyłączenia np. konieczność uwzględniania infrastruktury technicznej przystosowanej do wyższych mocy zwarciowych, z drugiej zaś posiadanie przewymiarowanej infrastruktury sieciowej w przypadku, gdy w danym obszarze zostanie zrealizowanych np. część planowanych przyłączy.

Powoduje to ograniczenia w rozwoju i przyłączaniu nowych podmiotów, zwłaszcza odnawialnych źródeł energii, jednostek kogeneracji i innych mniejszych odbiorców, w sytuacji braku zdolności dystrybucyjnych i przesyłowych w sieci elektroenergetycznej. Dlatego niezbędne jest wprowadzenie mechanizmów prawnych eliminujących wyżej opisane negatywne zjawiska, którymi są pobieranie zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej oraz dołączanie do wniosku o przyłączenie wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł energii elektrycznej do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

Należy zwrócić uwagę, że mechanizm pobierania „zaliczek” z tytułu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej funkcjonuje już w taryfach operatorów systemów elektroenergetycznych, jednakże kwestia ta wymaga uregulowania w PE dla umożliwienia efektywnego wykorzystania dostępnych mocy przesyłowych w systemie elektroenergetycznym.

Przedsiębiorstwa energetyczne będą mogły zgodnie z prawem pobierać zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie w wysokości określonej w ustawie. Podmioty przyłączające małe źródła energii przyłączane do sieci o napięciu 1 kV i niższym będą zwolnione z tych obowiązków. Wprowadzono również w art. 56 PE możliwość nałożenia kary pieniężnej przez Prezesa URE za niedotrzymanie terminu wydania warunków przyłączenia do sieci, której minimalna wysokość wynikać będzie z ustawy. Służyć to powinno dotrzymywaniu terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Wprowadzenie w art. 7 PE wymagań publikowania przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji o podmiotach przyłączanych do sieci elektroenergetycznej oraz o zdolnościach przesyłowych i dostępnych mocach przyłączeniowych w sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 KV i wyższym służyć powinno przejrzystości działalności w zakresie świadczenia usług przyłączeniowych i przesyłowych.

Nadanie nowego brzmienia ust. 10 nie spowoduje negatywnych skutków dla podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci, ponieważ na mocy art. 8 ust. 1 tej ustawy przysługuje im uprawnienie do wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (niezależnie od przyczyny tego sporu). Dotychczasowe regulacje powodowały, że w jednej sprawie dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były jednocześnie dwa postępowania administracyjne: jedno - w sprawie rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci z art. 8 ust. 1 PE; drugie - w sprawie zgłoszenia zastrzeżeń z art. 7 ust. 9 tej ustawy, przy niejasno określonej w ustawie procedurze prowadzenia postępowania w sprawach z art. 7 ust. 9 i konkurencyjności ww. postępowań w przedmiocie istnienia publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Zaproponowane nowe brzmienie art. 7 ust. 9 PE pozwoli na pełniejsze zrealizowanie zasady ekonomiki postępowania wyrażonej w art. 12 Kodeksu postępowania administracyjnego oraz zmniejszy dla przedsiębiorstw energetycznych uciążliwość związaną z koniecznością przygotowywania w każdej sprawie znacznej liczby dokumentów i wyjaśnień. Jednocześnie dotychczasowe regulacje powodowały de facto pogorszenie sytuacji podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci, bowiem przed zakończeniem postępowania administracyjnego z art. 7 ust. 9 PE (trwającego od kilku do kilkunastu miesięcy) brak było podstaw prawnych do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przy zastosowaniu wyższej opłaty za przyłączenie do sieci niż określona na podstawie obowiązującej taryfy danego przedsiębiorstwa, mimo że podmiot zainteresowany przyłączeniem do sieci akceptował konieczność wniesienia wyższej opłaty. Za potrzebą nowelizacji przemawia także okoliczność, że tylko w jednostkowych sprawach są

zgłaszane przez Prezesa URE zastrzeżenia do odmów przyłączenia do sieci. Powyższa propozycja nie zwalnia przedsiębiorstw z obowiązku, określonego w art. 7 ust. 1 PE, tj. powiadamiania m.in. Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci, co służy realizacji przez Prezesa URE zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c tej ustawy.

Art. 1 pkt 4

Zmiana w art. 9 ust. 6 wiąże się ze zmianą w art. 9h ust. 2.

Art. 1 pkt 5

Zmiana w art. 9a ust.5 PE ma charakter porządkowy w celu zapewnienia zgodności z ustawą – Prawo ochrony środowiska, gdzie w art. 401 mowa jest o „przychodach”, a nie „dochodach”.

Zmianę w art. 9a ust.6 PE wprowadzono w związku z powstającymi w praktyce wątpliwościami dotyczącymi kwestii podmiotu zobowiązanego do zakupu energii wytworzonej w źródle odnawialnym przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej. Zmiana ta doprecyzowuje przepis art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne poprzez jasne sformułowanie zakresu obowiązku sprzedawcy z urzędu dotyczącego obszar jego działania obejmującego odnawialne źródła energii przyłączone do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej.

Art. 1 pkt 6

Wprowadzono zmianę w obliczaniu jednostkowej opłaty zastępczej. W dotychczasowym brzmieniu ustawy wynosiła ona nie mniej 15% i nie więcej niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit b wyrażoną w złotych za 1MWh. Przedmiotowa nowelizacja stanowi, iż jednostkowa opłata zastępcza będzie wynosić nie mniej niż 30% a nie więcej niż 120% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Zmiana ma na celu zagwarantowanie inwestorom optymalnego poziomu wsparcia.

Art. 1 pkt 6a

Zmiany w art. 9c ust. 2 i 3 PE dotyczą uzupełnienia i doprecyzowania zakresu zadań i obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie:

- 1) opracowywania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym,
- 2) określania potrzeb rozwoju sieci przesyłowych elektroenergetycznych i połączeń międzysystemowych, a także w zakresie budowy nowych źródeł energii elektrycznej,
- 3) współpracy operatorów w celu skoordynowania rozwoju i utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) skoordynowanej sieci 110 kV,
- 5) utrzymywania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, w tym rezerw eksploatacyjnych zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych

6) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz informację o sprzedawcy z urzędu dla energii elektrycznej,

7) opracowywania planów rozwoju.

Zmiana w art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. f PE, poprzez wprowadzony obowiązek publikowania listy sprzedawców przez operatora systemu dystrybucyjnego, z którym zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji oraz o sprzedawcy z urzędu powinna ułatwić wybór nowego sprzedawcy w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy lub podjęcia decyzji o jego zmianie.

Dodano także przepisy ust. 9a i 9b PE, które służą zbieraniu i przekazywaniu ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacji niezbędnych dla sporządzenia sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o którym mowa w art. 15b ust. 3 PE.

Zmiany te służą wdrożeniu dyrektywy w zakresie doprecyzowania podziału odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i bezpieczeństwo operacyjne sieci przez operatorów systemu (art. 3 ust. 1, art. 4 ust. 1 lit. c, art. 5 dyrektywy). Powinny one pozwolić także na poprawę koordynacji współpracy w zakresie określania potrzeb i rozwoju krajowej sieci elektroenergetycznej przesyłowej i koordynowanej sieci 110kV oraz połączeń międzysystemowych.

Zmiany art. 9c ust. 2 PE precyzują bliżej wymagane zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego dla zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, wynikające z art. 4 ust. 1 lit d dyrektywy. Art. 9c ust 2 i 3 PE określa wymagania udostępniania i wymiany niezbędnych informacji dla realizacji obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej, co wynika z art. 4 ust. 1 lit e dyrektywy.

Art. 1 pkt 7

Zmiana w art. 9d PE po ust.2 dodaje się ust.2a

Mówiący o tym, że operatorzy nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną, w tym także na podstawie umowy, na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych ma na celu ostateczne wyeliminowanie istniejących w niektórych przedsiębiorstwach energetycznych wątpliwości interpretacyjnych oraz zapewnienie rzeczywistej niezależności operatorów systemów, poprzez wyeliminowanie możliwości prowadzenia działalności w zakresie obrotu i wytwarzania w formule pełnomocnictwa. Rzeczywista niezależność jest bowiem niezbędnym warunkiem realizacji założeń wynikających z dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. WE L 176 z 15.07.2003) – vide art. 15 ust. 2 tej Dyrektywy, oraz dyrektywy 2003/55/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz.Urz. WE L 176 z 15.07.2003) – vide art. 13 ust. 2 tej Dyrektywy.

Art. 1 pkt 8

Zmiana art. 9g PE dotycząca instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej elektroenergetycznej opracowywanej przez operatorów systemów wynika z doświadczeń

użytkowników systemu elektroenergetycznego oraz Prezesa URE związanych z rozstrzygnięciem sporów dotyczących ustalania treści umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, które w szczególności dotyczą części instrukcji, która nie podlega zatwierdzeniu.

Warunki i procedury zawarte w instrukcji wpływają, w różnym stopniu, na warunki korzystania z systemu elektroenergetycznego przez jego użytkowników. Z tego względu proponuje się wprowadzenie obowiązku zatwierdzania całej instrukcji sieci elektroenergetycznej przez Prezesa URE.

Art. 4 ust. 1 lit. b dyrektywy wskazuje, że państwa członkowskie mogą wymagać aby operatorzy systemów przesyłowych przedstawiali zasady oraz obowiązki w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej do zatwierdzenia właściwym organom.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Elektroenergetycznych określa szczegółowe warunki korzystania z tej sieci, w tym kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej.

Przepisy art. 4 ust.1 lit. a dyrektywy stanowią, że zasady oraz obowiązki w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej operatorzy systemów przesyłowych konsultują z zainteresowanymi uczestnikami rynku energii. Obowiązujący obecnie system konsultacji (art. 9g ust. 2 PE) i propozycja przedkładania całej instrukcji do zatwierdzenia Prezesowi URE zapewnia realizację dyrektywy.

Przepis art. 9g uzupełniono o obowiązek operatora systemu elektroenergetycznego publikacji raportu z procesu konsultacji zmian instrukcji, celem umożliwienia użytkownikom systemu weryfikację zakresu i sposobu uwzględnienia lub powodów nie uwzględnienia zgłoszonych przez nich uwag w projekcie instrukcji przedłożonej do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Ponadto, dla zwiększenia roli i odpowiedzialności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej wprowadzono w art. 9g w ust. 4 PE dodatkowe zakresy instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej, która powinna określać warunki współpracy operatorów systemów elektroenergetycznych dotyczące niezbędnego układu połączeń sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, zakresu, sposobu oraz harmonogramu przekazywania informacji.

W dodanym w art. 9g ust. 4 pkt 7 – 9 PE przepisy, realizują wymagania dyrektywy określania przez operatorów systemów elektroenergetycznych w instrukcji:

- wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci elektroenergetycznej i warunków jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania;
- wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczną pracę sieci elektroenergetycznej;
- niezbędnych wielkości rezerw eksploatacyjnych zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych.

Określenie tych wymagań i parametrów systemu elektroenergetycznego w instrukcji pozwoli na zwiększenie roli i odpowiedzialności wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego i regulatora za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Przepisy te realizują wymagania wynikające z art. 4 ust. 1 lit. a i lit. d dyrektywy.

Dodane w art. 9g ust. 6a zawierają wytyczne dla kształtowania rozwiązań w instrukcji w zakresie bilansowania i zarządzania ograniczeniami systemowymi, które powinny umożliwiać rozwój rynku energii elektrycznej, a tym samym poprawę bezpieczeństwa dostaw energii

Pracownik opracowujący merytorycznie sprawę:

Łukasz Bartuszek, DE, tel. (022) 693 – 59 - 84

Strona 16 z 41

elektrycznej. Wytyczne te wskazują na potrzebę zapewnienia warunków dla wprowadzenia rynku dnia bieżącego służącemu optymalnemu wykorzystaniu systemu elektroenergetycznego i jego rozwojowi.

Zmiany w ust. 7 – 9 wdrażają art. 5 i 6 dyrektywy nakładające na państwa członkowskie obowiązek podejmowania właściwych środków w celu utrzymania równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na energię a dostępnością mocy wytwórczych oraz wspierania ustanowienia ram rynku hurtowego, zapewniających odpowiednie sygnały cenowe w odniesieniu do lokalizacji wytwarzania i zużycia energii elektrycznej i odpowiedniego rozwoju sieci. Takie sygnały powinny dawać głównie taryfy operatorów systemów elektroenergetycznych oraz zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Instrukcja dla sieci elektroenergetycznej będzie w całości zatwierdzana przez Prezesa URE i podobnie jak taryfa będzie częścią umowy, która nie będzie podlegała negocjowaniu z użytkownikiem systemu. Udział użytkowników w kształtowaniu instrukcji jest zapewniony poprzez konsultacje projektu instrukcji i przedstawianie Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji wraz z wykazem uwag zgłoszonych w trakcie konsultacji.

Dlatego też proponuje się w zmianie do art. 9g PE, aby cała instrukcja opracowywana dla systemu elektroenergetycznego podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Wzmocni to również rolę Prezesa URE w kształtowaniu warunków niezbędnych dla rozwoju rynku energii. Również dla tych samych celów przyjęto dla operatorów systemów gazowych zatwierdzanie całej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci gazowej.

W dodanym w art. 9g ust. 12 PE zawarto obowiązek stosowania się przez podmioty przyłączone do sieci do wymagań zatwierdzonej przez Prezesa URE instrukcji dla danej sieci gazowej lub elektroenergetycznej. Wprowadzenie tego przepisu wskazuje jednoznacznie na charakter zatwierdzonej przez Prezesa URE instrukcji, która wdraża art. 4 ust. 1 lit c i d dyrektywy nakładający na operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników tego systemu obowiązki stosowania się do instrukcji zawierającej minimalne wymagania i zasady w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej.

Art. 9c ust. 2 i art. 9g ust. 4 pkt 8 PE wdraża art. 4 ust. 2 dyrektywy w zakresie wymagań określania i realizacji przez operatorów systemów elektroenergetycznych wskaźników w zakresie jakości dostaw energii elektrycznej i bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej. Wymaganie dyrektywy zatwierdzania tych celów przez właściwe organy Państw Członkowskich będzie miało miejsce wraz z zatwierdzeniem instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 PE. Monitorowanie osiągnięcia założonych wskaźników będzie realizowane przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. g, w ramach monitorowania wypełniania przez operatorów systemów ich zadań, a także w trakcie zatwierdzania instrukcji dla sieci elektroenergetycznej.

Art. 1 pkt 9

Nowa redakcja art. 9h PE polega na rozszerzeniu przepisów dotyczących wyznaczenia operatorów systemu gazowego lub elektroenergetycznego lub instalacji. Prezes URE, wyznaczając operatorów systemów będzie brał także pod uwagę bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej oraz spełnienie warunków i kryteriów niezależności operatorów tych systemów, o których mowa w art. 9d ust. 1 i 2 PE.

Prezes URE na podstawie art. 9h będzie mógł odmówić wyznaczenia na operatora systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwa energetycznego jeżeli on nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi oraz nie gwarantuje, że w dłuższym

okresie czasu będzie w stanie zapewnić funkcjonowanie sieci odpowiednio do wymagań ustawy.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem sieci lub instalacji, nie złoży wniosku o wyznaczenie operatora lub nie zawrze umowy powierzającej pełnienie funkcji operatora systemu innemu przedsiębiorstwu energetycznemu, lub nie zapewni operatorowi warunków niezależności Prezes URE na podstawie przepisu art. 9h PE, będzie mógł wyznaczyć z urzędu operatora systemu lub określić warunki realizacji kryteriów jego niezależności niezbędne do realizowania zadań operatora w odniesieniu do tej sieci lub instalacji. Celem tych regulacji jest zapewnienie realizacji zadań operatorów systemów zgodnie z ustawą, a zwłaszcza zapewnienia wyznaczenia operatorów systemu dla wszystkich sieci i instalacji oraz zapewnienia im niezależności, co ma zasadnicze znaczenie dla rozwoju konkurencji i bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej. Ponadto przepis ten wdraża art. 7 dyrektywy 2003/55/WE dot. wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE.

Dla krajowego systemu gazowego i elektroenergetycznego na terytorium RP w art. 9h PE proponuje się wyznaczać jednego operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego odpowiednio gazowego lub elektroenergetycznego. Wprowadzenie wyłączności na terenie Polski wykonywania działalności operatora systemu przesyłowego lub systemu połączonego zapewni optymalizację rozwoju krajowego systemu gazowego i elektroenergetycznego, a w szczególności sieci przesyłowej i koordynowanej sieci elektroenergetycznej 110 kV. Służyć to powinno zapewnieniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej w Polsce. W Polsce praktycznie działa obecnie jeden operator systemu przesyłowego gazowego i elektroenergetycznego. Zgodnie z art. 9k PE operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa co przemawia za ograniczeniem liczby OSP dla systemu gazowego i elektroenergetycznego w przyszłości.

Art. 1 pkt 10

Zmiana w art. 9i ust. 10 polega na określeniu kryteriów jakimi kierować się ma Prezes URE przy wyznaczaniu z urzędu sprzedawcy z urzędu w przypadku gdy sprzedawca ten nie został wyłoniony w drodze przetargu. W decyzji o wyznaczeniu Prezes URE określi obszar, na którym sprzedawca z urzędu będzie wykonywał działalność gospodarczą.

Art. 1 pkt 11

Art. 9j ust. 1 nakłada na wytwórców energii elektrycznej obowiązki w zakresie wytwarzania lub pozostawiania w gotowości do wytwarzania jeżeli jest to konieczne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obowiązki te rozszerzono o utrzymywanie przez wytwórców rezerw eksploatacyjnych mocy wytwórczych lub zapewnienia innych usług systemowych w wysokości i sposób określony w umowie zawartej z OSP. Do usług systemowych zapewniających prawidłowe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego należą np. usługi regulacji napięcia i mocy biernej, pracy w przeciążeniu lub zaniżeniu, gotowości do obrony i odbudowy KSE lub samostartu bez zasilania z zewnątrz. Obowiązki te obejmują również utrzymywanie zdolności wytwórczych w ilości i jakości wynikających z zawartych umów sprzedaży i o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, a także współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Obowiązki dla wytwórców utrzymywania zdolności źródeł energii elektrycznej do dostarczania energii elektrycznej mają na celu zachowanie wymagań jakościowych i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej.

Art. 9j ust. 2 i 3 PE doprecyzowuje zasady i zakres wydawania dyspozycji przez OSP użytkownikom systemu. Brak tych regulacji powoduje, że użytkownicy systemu elektroenergetycznego kwestionują wykonywanie dyspozycji OSP. Zagraża to bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej i utrudnia sprawną likwidację zaistniałych zagrożeń w systemie elektroenergetycznym. Za brak przestrzegania dyspozycji OSP zagrażającego bezpieczeństwu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 23.

Przepis art. 9j ust. 2 i 3 PE daje OSP prawną podstawę wydawania dyspozycji wytwórcom, operatorom systemów dystrybucyjnych i odbiorcom energii dotyczących dostaw i poboru energii elektrycznej z sieci przesyłowej oraz koordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z przyjętymi procedurami i kryteriami określonymi w przepisach, instrukcji i umowach, w tym w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. OSP może wydawać dyspozycje w sposób bezpośredni jedynie jednostkom wytwórczym podlegającym centralnemu dysponowaniu oraz przez wydanie polecenia OSD odnośnie jednostek wytwórczych podlegających centralnemu koordynowaniu wymienionych w art. 9c ust. 2 pkt 6 PE i określonych w przepisach wykonawczych na podstawie art. 9 ust. 3 pkt 8 PE.

Odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, które są również podstawą do wydawania dyspozycji, o których mowa w art. 9j ust. 2 PE, powinna również wynikać, zgodnie z art. 5 ust. 1 pkt 2 PE, z umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 PE określają ponadto warunki współpracy i zasady przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego i użytkownikami systemu w zakresie dysponowania mocą jednostek wytwórczych i postępowania w sytuacjach awaryjnych.

Przepisy art. 9j ust. 4 i 5 nakładają obowiązki na wytwórców energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych, o których mowa w art. 9c ust. 2 pkt 6, uzgadniania z operatorem systemu przesyłowego lub systemu połączonych planowanych postojów związanych z remontem tych jednostek, oraz zgłaszania operatorowi i Prezesowi URE niezwłocznie o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy osiągalnej tych jednostek w stosunku do możliwości wytwarzania wynikających z ich aktualnego stanu technicznego. Regulacje te mają na celu zapewnienie bieżącej informacji o zdolnościach wytwórczych w systemie elektroenergetycznym i umożliwieniu wcześniejszemu zapobiegania powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Art. 1 pkt 12

Dodanie w art. 9l ust. 1 pkt 1 PE ma na celu wsparcie energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach spalających paliwa gazowe w postaci metanu uwalnianego i ujmowanego przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz palny uzyskiwany z przetworzenia biomasy, które nie są zgodnie z definicją „paliw gazowych” kwalifikowane do paliw gazowych, gdyż nie są dostarczane za pomocą sieci gazowej.

Objęcie tych paliw gazowych wsparciem wynika z konieczności unikania niekorzystnych konsekwencji dla środowiska wypuszczania tych paliw gazowych do atmosfery lub ich wykorzystywania w sposób mniej efektywny w kotłowniach i ciepłowniach.

Rozwój wysokosprawnej kogeneracji w Polsce stymulowany jest w sposób znaczący przez bardzo korzystną sytuację prawną. Stworzenie takiej samej sytuacji źródłom opartym o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz o gaz palny uzyskiwany z przetwarzania biomasy pozwoli na zwiększenie bezpieczeństwa pracowników w kopalniach węgla kamiennego jak również na potencjalne uniknięcie emisji ok. 340 mln m³ metanu do atmosfery rocznie, a także stymulować będzie rozwój wykorzystania tych właśnie paliw zużywanych bezpośrednio w miejscu ich pozyskania do wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji.

Zmiany w art. 91 ust. 2 pkt 3 i w ust. 4 pkt 3 usuwają poprzez doprecyzowanie zawartości wniosku i świadectwa pochodzenia z kogeneracji dostrzeżone w praktyce rozbieżności interpretacyjne w obowiązujących przepisach w tym zakresie.

Art. 1 pkt 13

Ustawa - Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła do utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców (art. 10 ust. 1 ustawy). Na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy, Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej wydał rozporządzenie z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338), zwane dalej „rozporządzeniem”. Rozporządzenie zgodnie z delegacją ustawową określa wielkości zapasów paliw, sposób ich gromadzenia oraz szczegółowy tryb przeprowadzania kontroli stanu zapasów, uwzględniając rodzaj działalności gospodarczej, możliwości techniczne i organizacyjne w zakresie gromadzenia zapasów. Natomiast przepisy ustawy nie przewidują sytuacji, w których mogą te zapasy zostać rozdysponowane. Z treści rozporządzenia wynika, że zapasy te powinny być utrzymywane permanentnie, niezależnie od sytuacji, które mogą się wydarzyć. W związku z powyższym niezbędnym wydaje się zapis w ustawie, określający kto i w jakich sytuacjach może uruchomić zapasy paliw, obowiązki informacyjne przedsiębiorstwa energetycznego w tym zakresie oraz jaki jest czas na uzupełnienie wykorzystanych zapasów. Konsekwencją braku wskazanego powyżej zapisu jest to, że każde przedsiębiorstwo uszczuplające zapas, niezależnie od przyczyny, jeżeli zostanie skontrolowane powinno być obligatoryjnie ukarane. Natomiast celem tworzenia takich zapasów jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i ciepła do odbiorców. Jeśli zatem zapasy te zostaną wykorzystane w tym celu, to takie działanie nie powinno spotkać się z karą. Obecnie obowiązujące przepisy czytane literalnie nie pozwalają jednak na taką konstatację. Jednocześnie, określenie terminu, w którym zapasy powinny zostać odbudowane uniemożliwi przedsiębiorstwom zwlekanie z ich uzupełnieniem i wykazywanie, że są permanentnie w okresie takich działań. Ponadto wskazanie, że w przypadku gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ustawowym terminie Prezes URE może w drodze decyzji wydłużyć termin na ich uzupełnienie pozwoli na uelastycznienie regulacji stosownie do okoliczności.

Art. 1 pkt 14

W art. 11 PE uchyla się ust. 6b, który wprowadzono ustawą z dnia 21 lipca 2006 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 158, poz. 1123) wdrażającą art. 8 ust. 1 dyrektywy Rady 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego. Przepisy art. 11 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie paliw gazowych zostały przeniesione do ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w

sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. Nr 52, poz. 343). Przepisy Unii Europejskiej dotyczące energii elektrycznej nie wymagają informowania Komisji Europejskiej o przepisach dotyczących działań w wypadkach nadzwyczajnych.

W art. 11 PE uzupełniono ust. 9 o obowiązek informowania Komisji Europejskiej o podejmowanych działaniach i środkach dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego wprowadzonych dodatkowo w art. 11c PE, zgodnie z wymaganiami art. 24 dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE.

Art. 1 pkt 15

Przepisy art. 11c-11f PE wdrażają przepisy art. 3 ust. 1 dyrektywy wymagające zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez określenie obowiązków użytkowników rynku i organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, w tym bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej w warunkach normalnych jak również w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej w art. 24 dopuszcza stosowanie środków zabezpieczających w niezbędnym zakresie oraz nakłada obowiązki informowania o tym niezwłocznie Komisję Europejską i państwa członkowskie UE. Obecne przepisy art. 9c, art. 9g, art. 9j i art. 11 PE, wprowadzają regulacje w tym zakresie, które okazują się, w ocenie operatorów systemu elektroenergetycznego i doświadczeń regulacyjnych Prezesa URE, niewystarczające i wymagają rozszerzenia.

Art. 11 PE dotyczy sytuacji zagrożenia systemu, które można wcześniej przewidzieć i jest wystarczający czas na wprowadzenie środków nadzwyczajnych jakimi są ograniczenia dostarczaniu i poboru energii elektrycznej wprowadzane w drodze rozporządzenia Rady Ministrów.

Natomiast dodane art. 11c – 11f PE zawierają dodatkowe przepisy dotyczące postępowania w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań operatorów systemów elektroenergetycznych dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń, a także zadania w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci elektroenergetycznej.

Art. 11c PE reguluje sytuację zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej spowodowanego zdarzeniami wymienionymi w ust. 1 art. 11c PE, gdy usunięcie tego zagrożenia i przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wymaga natychmiastowych działań i wprowadzenia nadzwyczajnych środków, a czas niezbędny na ich wprowadzenie uniemożliwia zastosowanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie i zakresie określonym w art. 11ust.7 PE.

W takim przypadku operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na terytorium Rzeczypospolitej Polski lub jej części oraz zastosować nadzwyczajne środki dla usunięcia zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom, w tym wprowadzenia ograniczeń na podstawie planów ograniczeń dla energii elektrycznej ustalonych na podstawie przepisów rozporządzenia z art. 11 ust. 6.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw gospodarki i Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia oraz podjętych działaniach i środkach w celu jego usunięcia oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie art. 11 ust. 6 i 7 PE. Operator zobowiązany jest do przedłożenia raportu zawierającego ustalenia i wnioskami odnośnie powstałego stanu zagrożenia.

Prezes URE przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki opinię do raportu, zawierającą w szczególności ocenę wystąpienia okoliczności lub niedbalstwa, za które ponosi odpowiedzialność operator systemu elektroenergetycznego. Raporty te są uwzględniane w sprawozdaniach ministra do spraw gospodarki z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Art. 11d PE określa działania i środki jakie może i powinien zastosować OSP i OSD dla usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W pierwszej kolejności wskazano środki, które służą zrównoważeniu dostaw z poborem energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań dla pokrycia potrzeb odbiorców na energię elektryczną OSP może wydawać polecenia odbiorcom końcowym dotyczące ograniczeń w poborze energii elektrycznej lub przerwać jej dostawy, zgodnie z planami ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 6a.

Art. 11e PE określa odpowiedzialność odszkodowawczą OSP oraz sposób określania wysokości odszkodowania w przypadku ograniczenia lub przerwania dostaw energii elektrycznej do odbiorców na skutek zagrożenia w wyniku zdarzeń wymienionych w art. 11c PE. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponosi odpowiedzialność odszkodowawczą za szkody poniesione przez użytkowników krajowego systemu elektroenergetycznego i odbiorców energii elektrycznej w wyniku zastosowania środków, o których mowa w art. 11c i 11d PE, w szczególności na skutek ograniczenia lub przerwania dostarczania energii elektrycznej powstałych w następstwie okoliczności, za które ponosi odpowiedzialność lub w przypadku dopuszczenia się niedbalstwa przy dokonywaniu oceny zasadności wprowadzenia tych ograniczeń. Operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponoszą odpowiedzialność odszkodowawczą na zasadach określonych w ustawie.

Wprowadzenie innych rozwiązań, np. ubezpieczeń wg. opinii Operatora (PSE - Operator S.A.) napotyka na duże trudności w znalezieniu jednostki ubezpieczeniowej, która podejmie się ubezpieczenia z uwagi na dużą wysokość kwoty ubezpieczenia, jak i możliwości jej określenia. Wprowadzenie ubezpieczeń przez OSP na bardzo wysokie kwoty powodowałoby wzrost cen energii elektrycznej do odbiorców. Rozwiązania w zakresie ograniczenia odpowiedzialności odszkodowawczej operatorów systemów elektroenergetycznych za działania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej są stosowane w przepisach innych krajów (Niemcy lub Czechy).

Uregulowanie kwestii odpowiedzialności odszkodowawczej OSP za działania nadzwyczajne podejmowane w sytuacji zagrożenia systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenie wysokości łącznych odszkodowań jest szczególnie ważne dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Pozwoli to na uniknięcie sporów sądowych i dochodzenia odszkodowań przekraczających możliwości finansowe OSP, a także sprzyjać będzie sprawnemu usuwaniu przyczyn zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Wpłynie również na zmniejszenie kosztów dostarczania energii elektrycznej do odbiorców.

Minimalna i maksymalna wysokość łącznych kwot odszkodowania wypłacanego przez OSP została określona w ustawie w zależności od liczby użytkowników KSE objętych ograniczeniami i odpowiada zakresowi KSE objętych ograniczeniami, które podano w wysokości uzgodnionej z PSE – Operator S.A.

Art. 11f PE wdraża art. 4 ust. 3 i 4 dyrektywy dotyczących wymagań przy wprowadzaniu środków nadzwyczajnych (ograniczeń dostaw) w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o których mowa w art. 11 i art. 11c PE. Wymagania te będą stanowiły wytyczne w opracowaniu planów działania i planów ograniczeń oraz dokonywania oceny wprowadzonych środków i podjętych działań po usunięciu zagrożenia.

Art. 1 pkt 16

Dodany art. 12a stanowi, że minister właściwy do spraw gospodarki wykonuje uprawnienia Skarbu Państwa, określone w art. 2 pkt 5 lit. a, pkt 6 i 7, art. 5a oraz art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 8 sierpnia 1996 r. o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz. U. Nr 106, poz. 493, z późn. zm.) w stosunku do spółki pełniącej funkcje operatora systemu przesyłowego, spełniającej warunki, o których mowa w art. 9k.

Stosownie do art. 9k operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Zgodnie z ustawą o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437) organem sprawującym nadzór nad mieniem Skarbu Państwa jest minister właściwy do spraw Skarbu Państwa z wyjątkiem spraw, które na mocy odrębnych przepisów przypisane są innym działom (art. 25 ust. 1). Nadzór tego ministra nad operatorem systemu przesyłowego jest wzmocniony przepisami ustawy o szczególnych uprawnieniach skarbu Państwa i ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz. U. z 2005 r. Nr 132, poz. 1108 – art. 8 ust. 1 pkt 2). Zgodnie z rozporządzeniem wykonawczym do powyższej ustawy (Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1251) spółka PSE – Operator S.A. oraz spółka GAZ – SYSTEM S.A. jest zaliczana do podmiotów o takim charakterze. Jednocześnie ustawa o działach administracji rządowej stanowi, że do właściwości ministra właściwego do spraw skarbu Państwa należą m.in. sprawy funkcjonowania krajowych systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju (art. 9 ust. 1). Mając na uwadze względy skutecznej i efektywnej realizacji powyższych zadań, wskazane jest skoncentrowanie ich wraz z nadzorem właścicielskim w ramach jednego resortu. Jest to tym bardziej uzasadnione, że spółka PSE – Operator oraz spółka GAZ – SYSTEM S.A. nie będzie prywatyzowana.

Art. 1 pkt 17

Zmiana w art. 15b PE wdraża wymagania art. 7 ust. 1-4 dyrektywy określającego zakres sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dla zapewnienia większej przejrzystości regulacji, której zakres dla energii elektrycznej został rozszerzony zgodnie z wymaganiami dyrektywy, rozdzielono na odrębne ustępy zakres sprawozdania dla gazu ziemnego i energii elektrycznej i wprowadzono zmianę redakcji całego artykułu. W zakresie sprawozdania dla paliw gazowych dostosowano zakres sprawozdania do wymaganego zakresu przez przepisy dyrektyw UE 2003/55/WE i 2004/69/WE, które mają wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych.

Art. 1 pkt 18

Dodanie w art. 15 c PE ust. 2 pkt 4 służyć powinno poprawie funkcjonowania rynku energii elektrycznej i rozwoju konkurencji poprzez monitorowanie i identyfikację przedsięwzięć zapewniających konkurencję oraz służących rozwojowi połączeń transgranicznych, a także

wskazanie przedsiębiorstw mających pozycję dominującą oraz występujących praktyk ograniczających konkurencję.

Przepisy te realizują dokładniej wymagania art. 23 ust. 8 dyrektywy 2003/54/WE, które wymagają od państw członkowskich informacji w tym zakresie oraz stworzenia skutecznych mechanizmów kontroli i przejrzystości w celu niedopuszczenia do nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne ze szkodą dla odbiorców. W sytuacji dokonującej się konsolidacji sektora elektroenergetycznego w 2007 r. monitorowanie sytuacji na rynku energii elektrycznej przez powołane do tego urzędy nabiera szczególnego znaczenia.

Art. 1 pkt 19

W zmianie art. 16 ust. 2 i 2a PE proponuje się wydłużenie okresu obejmującego plany rozwoju dla operatorów systemów elektroenergetycznych.

Dyrektywa w art. 7 ust. 1 lit. b i d wymaga ujęcia w sprawozdaniu z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej prognoz zrównoważenia dostaw z zapotrzebowaniem na energię elektryczną na okres pięciu lat oraz zamierzeń inwestycyjnych na co najmniej pięć lat, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych i znane zamiary innych podmiotów, w odniesieniu do zapewnienia zdolności połączeń międzysystemowych. Również art. 7 ust. 1 lit c dyrektywy wymaga ujęcia w sprawozdaniu perspektyw zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie do 15 lat. Wymaga to zapewnienia informacji od użytkowników systemu zwłaszcza operatorów systemów elektroenergetycznych na ten temat.

Dodane w art. 16 przepisy ust. 3a i ust. 7 - 14 PE zawierają regulacje nakładające na operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązki co do zakresu planów rozwoju, ich aktualizacji i uzgadniania przez Prezesa URE oraz zapewniające operatorom systemów elektroenergetycznych informacje od użytkowników systemu o ich planach zapotrzebowania na energię. Zmiana art. 16 ust. 11 nakłada również na wytwórców energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy 50 MW i wyższej obowiązki planowania i prognozowania w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Dodany w art. 16 ust. 14 PE wymaga uzyskania opinii dotyczącej projektu planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego przesyłowego lub dystrybucyjnego energii elektrycznej od właściwego wójta (burmistrza, prezydenta miasta) w celu zapewnienia spójności planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych z założeniami i planami zaopatrzenia w energię elektryczną i planami miejscowymi sporządzanymi przez gminy. Przepis ten wymaga również przedłożenia gminie uzgodnionego planu rozwoju. Powinno to usprawnić wymianę informacji i realizację planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych na terenie gminy, które uzyskają pozytywną opinię gminy, oraz uwzględnić potrzeby rozwojowe gmin.

Art.1 pkt 20

Zmiana w art. 16a ust. 1 PE ma na celu zmianę odesłania w związku ze zmianami przepisów w art. 15b PE.

Art. 1 pkt 21

Dodany art. 16b stanowi, że podstawowym celem działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinno być zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ochrona interesów odbiorców lub ochrona środowiska. Dla realizacji tego celu operator będzie mógł podejmować działania niekoniecznie zgodne z celami gospodarczymi spółki, jakimi jest maksymalizacja zysku. Nie wszystkie zadania operatora mogą przynosić zyski, jednak ich realizacja jest niezbędna dla zapewnienia bezpieczeństwa

dostaw energii elektrycznej. Zyski operatora systemu przesyłowego powinny być przeznaczane w pierwszej kolejności lub w całości na finansowanie jego zadań i obowiązków określonych w art. 9c ust. 2.

Do operatora systemu przesyłowego lub systemu połączonego gazowego lub elektroenergetycznego nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wypłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 154, poz. 792 i z 2006 r. Nr 183, poz. 1353) oraz przepisów art. 347 § 1 ustawy z dnia 15 września 2000r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. Nr 94, poz. 1037 z późn. zm.). Dla zapewnienia jednolitego traktowania operatorów systemów przesyłowych przepisy ust. 3 art. 16b PE będą dotyczyły również operatora systemu przesyłowego gazowego.

Mając na uwadze duże potrzeby inwestycyjne zmiany art. 16b powinny umożliwić OSP przeznaczanie wszystkich dostępnych środków finansowych na rozwój sieci przesyłowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych i energii elektrycznej. Potrzeba ta wynika z wcześniej wymienionego sprawozdania Ministra Gospodarki z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia energią elektryczną wskazującego na duże potrzeby inwestycyjne sieci przesyłowych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Właściciel reprezentowany przez Ministra Skarbu Państwa nie posiada podstawy prawnej do innego traktowania Operatorów systemów przesyłowych przy pobieraniu dywidendy i dokonywaniu podziału zysku, co powoduje uszczuplanie i tak ograniczonych środków, które operatorzy mogą przeznaczyć na rozwój sieci przesyłowych. Proponowany przepis da podstawę do pozostawienia w przedsiębiorstwie całego wypracowanego zysku i dokonanie jego podziału w pierwszej kolejności na rozwój sieci przesyłowych.

Art. 1 pkt 22 i 23

Gmina odgrywa ważną rolę w polityce energetycznej jako użytkownik energii oraz wpływa istotnie na infrastrukturę energetyczną na terenie gminy i wykorzystanie potencjalnych możliwości racjonalizacji gospodarki energetycznej i ochronę środowiska. Prawo energetyczne zobowiązuje gminę do efektywnego zaplanowania zaopatrzenia i wykorzystania energii. Poprzez podjęcie odpowiednich decyzji gmina może motywować i wspomagać przedsiębiorstwa energetyczne i mieszkańców w oszczędzaniu energii i ochronie środowiska. Planowanie energetyczne w gminie jest nie tylko obowiązkiem narzuconym przez Prawo energetyczne, ale daje możliwość kreowania lokalnej polityki energetycznej przez lokalne władze.

Sprawny i niezawodny sektor energetyczny jest ważny dla rozwoju gospodarczego i przestrzennego gminy. Założenia do planu zaopatrzenia pozwalają na zdobycie informacji o stanie zaopatrzenia gminy w energię oraz identyfikację zagrożeń. Daje to pewność dla decyzji władz gminy podejmowanych w interesie jej mieszkańców i zrównoważonego rozwoju gminy. Realizacja założeń do planu zaopatrzenia wymaga ścisłej współpracy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców reprezentowanych w procesie planowania zaopatrzenia przez władze gminy. Europejskie gminy realizują szereg projektów służących racjonalizacji użytkowania energii. Programy UE i inne źródła finansowania dostępne dla samorządów gminnych, w tym przede wszystkim programy operacyjne, powinny być głównym źródłem wspierania realizacji planów gminnych zaopatrzenia w paliwa i energię.

Niemniej realizacja zadań w zakresie opracowania założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe w gminach po dziesięciu latach obowiązywania PE wynosiła na koniec 2006 r. w poszczególnych województwach od 6 do 89 % , co daje średnio w kraju 28 % na jedno województwo.

Tak niski stopień sporządzania założeń do planów zaopatrzenia w paliwa i energię wymaga zmiany tych przepisów w kierunku zwiększenia roli i znaczenia samorządów lokalnych w podziale odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw nośników sieciowych.

Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2025 roku, administracja samorządowa odpowiedzialna jest za bezpieczeństwo długoterminowe. Jej rola ma polegać na tworzeniu takich warunków funkcjonowania sektora energii by stanowiły one zachętę dla inwestorów w zakresie rozwoju działalności gospodarczej w tym sektorze. Bez wspomaganie finansowego przez samorząd tych działań nie jest w pełni osiągalne uzyskanie pożądanego efektu. Na przykładzie innych państw samorząd lokalny w sposób aktywny uczestniczy w wypracowaniu decyzji inwestycyjnych wspierając finansowo ich realizację.

Dla uaktywnienia samorządów gminnych w zakresie planowania zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe proponuje się określenie obowiązku opracowania założeń dla całego obszaru gminy i okresu na jaki opracowywane są projekty założeń zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło oraz paliwa gazowe, a także w przepisach przejściowych terminu opracowania pierwszych projektów założeń. Dla zachowania spójności z planami przedsiębiorstw energetycznych założenia do planów zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe, energię elektryczną i ciepło proponuje się opracowywać na okres piętnastu lat, które byłyby co 3 lata aktualizowane, podobnie jak plany rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego dla zachowania spójności tych planów i założeń gminy.

Art. 1 pkt 24

W art. 23 ust 2 PE dodany pkt 3a ma na celu zapewnienie jednolitości formy planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, o których mowa w art. 16 ust. 1 PE. Zmiany w art. 23 ust. 2 pkt 6 i 8 wynikają ze zmian odpowiednich przepisów art. 9h i 9g PE.

Zmiana art. 23 ust. 2 pkt 11 PE wiąże się z wdrożeniem przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w związku ze zmianą załącznika do tego rozporządzenia oraz powierzeniem tym rozporządzeniem organowi regulacyjnemu szeregu zadań. Z uwagi na nie wprowadzanie definicji organu regulacyjnego niezbędne jest wskazanie w ustawie, że zadania te realizuje Prezes URE.

Zmiana w art. 23 ust. 2 pkt 18 wiąże się z dodaniem w art. 9l ust. 1 po pkt 1 pkt 1a i 1b.

Dodany ust. 2a-2d w art. 23 PE służy monitorowaniu warunków dla podejmowania inwestycji w infrastrukturę energetyczną oraz działań dla usuwania barier w tym zakresie, a także informowaniu inwestorów o tych warunkach.

Art. 3 ust. 1 dyrektywy nakłada na państwa członkowskie obowiązki podjęcia środków służących stabilnemu klimatowi inwestycyjnemu, a także podawania do publicznej wiadomości informacji na ten temat. Przy określaniu tych środków zgodnie z art. 3 ust. 3 dyrektywy należy brać pod uwagę znaczenie usuwania barier administracyjnych dla inwestycji w infrastrukturę i zdolności wytwórcze.

Art. 5 ust. 2 dyrektywy stanowi, że państwa członkowskie mogą podjąć dodatkowe środki obejmujące przepisy ułatwiające tworzenie nowych mocy wytwórczych oraz wejścia na rynek nowych wytwórców energii elektrycznej. Środki służące równoważeniu dostaw z zapotrzebowaniem energii elektrycznej powinny być publikowane.

Art. 6 dyrektywy wymaga tworzenia regulacji dostarczających sygnały inwestycyjne dla rozwoju sieci elektroenergetycznych.

Okresowe raporty o warunkach podejmowania inwestycji i działalności w zakresie wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz opracowanie propozycji służących ich rozwojowi, powinno zapewnić monitorowanie tych warunków i podejmowanie działań w tym zakresie.

Art. 1 pkt 25

Zmiana w art. 43 ust. 1 PE stanowi uzupełnienie o możliwość uzyskania promesy koncesji dla podjęcia wykonywania działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Promesa jest dokumentem umożliwiającym przyszłemu przedsiębiorstwu energetycznemu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, złożenie wniosku o odstępstwo od zasady TPA, a także uzyskanie w przyszłości koncesji. Działalność polegająca na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego powinna być traktowana na równych zasadach, jak działalności wskazane w przedmiotowym przepisie. Ich brak jest oczywistym przeoczeniem.

Art. 1 pkt 26

Art. 4 dyrektywy wymaga zapewnienia stosowania określonego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego minimalnego zakresu zasad oraz obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy (operacyjnego) sieci. Sankcje służyć powinny stosowaniu się do tych zasad.

Zobowiązania skierowane do państw członkowskich w poszczególnych przepisach dyrektywy 2005/89/WE, w tym w art. 4 ust. 1 lit. a wymagają aby - Państwa Członkowskie lub właściwe organy zapewniły określenie przez operatorów systemów przesyłowych minimalnego zakresu zasad oraz obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci oraz w art. 7 ust. 3 - zagwarantowały, że operatorzy systemów przesyłowych przekazują informacje dotyczące ich zamiarów inwestycyjnych lub zamiarów inwestycyjnych znanych im innych stron, w zakresie zapewnienia transgranicznych połączeń międzysystemowych lub art. 7 ust. 4 - Państwa Członkowskie lub właściwe organy gwarantują, że operatorom systemów przesyłowych lub właściwym organom zapewnione zostaną niezbędne środki dostępu do odpowiednich informacji, o ile mają one znaczenie dla realizacji tego zadania. Wymagania te zostały ujęte w PE jako zobowiązania kierowane do poszczególnych podmiotów oraz objęte sankcją w zmienianym art. 56 za ich niewykonanie, dla zapewnienia skuteczności ich realizacji.

Katalog przewinień, za które Prezes URE może nałożyć karę w art. 56 PE uzupełniono przewinienia dotyczące braku wniosku o wyznaczenie operatora systemu, nie wydawania w terminie warunków przyłączenia bez uzasadnionych powodów, nie zapewniania niezależności operatorom systemów wymaganych ustawą. Służyć to powinno stosowaniu przepisów, które mają na celu poprawę jakości obsługi odbiorców energii elektrycznej i rozwój rynku energii, a tym samym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

W art. 56 PE wprowadzono także sankcje za nie przedkładanie Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci do zatwierdzenia, nie stosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii oraz nie stosowania się do zasad, warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego, w tym wymagań w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci.

Wprowadzenie minimalnej kary za nieterminowe wydawanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz przeznaczenie środków z tych kar na NFOŚ i GW służyć powinno skróceniu czasu wydawania warunków przyłączenia do

sieci elektroenergetycznej oraz rozwojowi systemu elektroenergetycznego stosownie do potrzeb odbiorców i dostawców energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego.

Wprowadzenie minimalnej kary pieniężnej w wysokości 1% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, wymierzonej w przypadku określonym w ust. 1 pkt 21 art. 56 PE dotyczącymi nie przestrzegania warunków i kryteriów niezależności operatora systemu służyć powinno zapewnieniu faktycznej niezależności działalności operatorskiej, która jest warunkiem koniecznym dla prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie minimalnego wymiaru kary ma pełnić funkcję prewencyjną w odniesieniu do podejmowania prób zakłócenia działalności operatora.

Art. 1 pkt 27

Stosownie do postanowienia Trybunału Konstytucyjnego z dnia 28 lutego 2007 r., sygn. akt S 3/07, dotyczącego doprecyzowania przepisów art. 57 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.) w zakresie ściągania opłat za nielegalne pobieranie paliw lub energii w trybie postępowania egzekucyjnego w administracji nadano nowe brzmienie art. 57 ustawy. W przedmiotowym orzeczeniu Trybunał Konstytucyjny zasignalizował ustawodawcy potrzebę takiego zredagowania odpowiednich przepisów prawa energetycznego, aby wynikało z nich jednoznacznie, że przedsiębiorstwo energetyczne może pobierać „opłaty za nielegalnie pobrane paliwo lub energię w wysokości określonej w taryfach”. Ponadto w sytuacji gdy odbiorca odmawia uiszczenia w.w. opłat z odpowiednich przepisów prawa energetycznego powinien wynikać bezpośredni obowiązek sądowego rozpoznania sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii lub paliw.

Art. 2

Art. 2 wprowadza zmiany w art. 401 ust. 9, 10 i 13b w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150). Zmiany w ust. 9 i 10 wynikają ze zmiany art. 56 ust. 2b PE w zakresie przekazywania wpływów z kar pieniężnych za nie wydanie w terminie warunków przyłączenia na Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Dla zapewnienia warunków przyłączenia do sieci niezbędny jest rozwój źródeł energii dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, w szczególności efektywnych źródeł ograniczających negatywny wpływ wytwarzania energii elektrycznej na środowisko, do których należy wysokosprawna kogeneracja i odnawialne źródła energii.

Proponowane rozdzielanie środków i przeznaczenie ich tylko na rozwój tych źródeł energii, z których one pochodzą pozwoli na odpowiednio proporcjonalny do uzyskanych środków ich rozwój. Ze względu na duże różnice udziału potencjalnych zdolności wytwórczych kogeneracji i OZE w łącznej produkcji energii elektrycznej w kraju możliwe jest nie dofinansowanie rozwoju OZE., co ograniczy możliwość spełnienia obowiązku Polski uzyskania odpowiedniego udziału energii elektrycznej wytwarzanej w OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej.

Zgodnie z art. 13a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska przychodami Narodowego Funduszu są także wpływy z kar pieniężnych wymierzanych na podstawie art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199). Art. 13b ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska mówi zaś o tym, że przychody te przeznacza się wyłącznie na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych. Ze względu na znaczną ilość środków nagromadzonych w Funduszu Narodowym z tego tytułu,

wystarczających w zupełności na wspieranie działalności związanej z wytwarzaniem biokomponentów i biopaliw ciekłych wydaje się wskazane przeznaczenie tych środków również na promocję i ich wykorzystania. Stanowiąc to będzie realizację „Wieloletniego programu promocji biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008 – 2014”, który to z kolei jest wykonaniem art. 37 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i jest niezbędny do wypełnienia przez Polskę, wynikającego z Dyrektywy 2003/30/WE z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych, 5,57 % udziału biokomponentów w rynku paliw transportowych w 2010 r. oraz 10 % udziału w 2020 r., zgodnie z ustaleniami posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 8-9 marca 2007 r.

Art. 3

W związku z dodaniem art. 16b stanowiącego o tym, że zysk operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego przeznaczają się w pierwszej kolejności na realizację zadań i obowiązków tego operatora określonych w art. 9c ust. 2 niezbędna jest zmiana w art. 7 ustawy z dnia 1 grudnia 1995 r. o wypłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm) polegająca na dodaniu po pkt 2 pkt 3. Zgodnie z nowym brzmieniem tego przepisu ustawy tej nie będzie stosować się do operatora systemu przesyłowego albo operatora systemu połączonego, odpowiednio gazowego i elektroenergetycznego.

Art. 4-10

Art. 4, 5, 8-12 wprowadzają terminy wykonania przepisów związane z wprowadzonymi w projekcie ustawy do PE zmianami dotyczącymi: 1) pierwszego dostosowania zakresu i przedłożenia do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej – art. 9g PE, 2) planów rozwoju i prognoz – art. 16 ust. 2a i 12 PE, 3) publikowania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych pierwszej listy sprzedawców energii elektrycznej – art. 9c ust. 3 pkt 9a lit f PE, 4) opracowania pierwszego raportu – art. 23 ust 2a PE, uchwalania pierwszych założeń do planu gminy zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – art. 19 ust. 2 PE, 5) wystąpienia z wnioskiem o wyznaczenie operatorów systemu – art. 9h PE, 6) wykonywania obowiązków sprzedawcy z urzędu w zakresie zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – art. 9a ust. 6 PE oraz 7) wniesienia zaliczki i uzupełnienia wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej – art. 7 PE.

Art. 6

Wprowadza się nowe brzmienie art. 6, zgodnie z którym obowiązek, o którym mowa w art. 9a ust. 8-8d stosuje się do dnia 31 marca 2013 roku. Jednakże dla świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy stosuje się do dnia 31 marca 2019r.

Zaproponowane brzmienie art. 6 wydłuża okres wsparcia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi, metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1MW.

W celu zapewnienia stabilności procesów inwestycyjnych w jednostki kogeneracji opalanej metanem konieczne jest wydłużenie okresu obowiązywania wsparcia w celu umożliwienia realizacji inwestycji.

Art. 12

Art. 13 stanowi, że do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy tej ustawy. W szczególności dotyczyć to będzie postępowania przed Prezesem URE w zakresie zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, obowiązków zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, wyznaczania operatorów systemów, zatwierdzania taryf dla operatorów systemów elektroenergetycznych, które powinny spełniać wymagania tej ustawy, jak również sporów dotyczących umów i stosowania się do instrukcji.

Art. 13

Art.14 zachowuje w mocy dotychczasowe przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 1 i 3 i art. 46 ust. 3 do czasu wydania zmienionych przepisów uwzględniających zmiany głównie związane z możliwością pobieranie zaliczek na poczet opłat przyłączeniowych wprowadzonych zmianą w art. 7 PE. Zmiana ta nie wymaga określenia terminu dla wydania przedmiotowych rozporządzeń, które są na bieżąco dostosowywane do zmian zachodzących na rynku energii elektrycznej i rozwoju tego rynku.

Art. 11 i 14

Ustawa wchodzi w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia za wyjątkiem przepisów dotyczących odpowiedzialności OSP określonej w art. 11e PE, które wchodzi od 1 stycznia 2009 r. Krótki termin wejścia w życie ustawy wynika z materii wprowadzonych regulacji, która nie wymaga dłuższego okresu na wprowadzenie zmienionych przepisów z uwzględnieniem przepisów przejściowych określających terminy wykonania określonych wymagań wprowadzonych ustawą oraz terminu wdrożenia dyrektywy, co powinno nastąpić do dnia 24 lutego 2008 r.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

Podstawowym celem projektu ustawy jest wdrożenie dyrektywy, której celem jest określenie ram służących dla wprowadzenia środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

1. Podmioty na które oddziałuje akt normatywny

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej służy prawidłowemu funkcjonowaniu państwa, w tym gospodarki i wszystkich odbiorców energii elektrycznej, w warunkach normalnych pracy systemu elektroenergetycznego oraz w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zakres oddziaływania przepisów jest zatem bardzo szeroki. W warunkach normalnych przepisy regulują zakres odpowiedzialności i zadania wszystkich istotnych uczestników rynku energii elektrycznej oraz organów publicznych za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w stanach zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego projekt określa zasady postępowania i działania dla usunięcia tego zagrożenia i przywrócenia stanu normalnego oraz odpowiedzialność za podejmowanie działań. W szczególności projekt dotyczy operatorów i użytkowników systemów elektroenergetycznych, organy samorządu gminnego, organy administracji publicznej.

Projekt wpływa także na podmioty wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii wytworzonej w źródłach opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz wytwarzające gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy.

2. Zakres przeprowadzonych konsultacji społecznych

Funkcjonowanie przepisów z obszaru przedmiotowego zakresu regulacji oraz ważniejsze założenia były konsultowane z podmiotami sektora elektroenergetycznego, w szczególności operatorami systemu elektroenergetycznego, wytwórcami, sprzedawcami energii elektrycznej i Urzędem Regulacji Energetyki. Również regulacje dotyczące samorządów były konsultowane z organizacjami samorządów. Proponowane zmiany uwzględniają wnioski płynące z tych konsultacji. Z uwagi na zbyt dużą liczbę propozycji, które częściowo wykluczały się wzajemnie część uwag nie mogła zostać uwzględniona.

Opinie i uwagi dotyczące obszaru objętego projektem regulacji uzyskano z:

PSE – Operator S.A.

Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie

Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

Towarzystwa Obrotu Energią

Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Prezydenta Miasta Stołecznego Warszawa

Związku Województw Rzeczypospolitej Polskiej

Projekt 14 stycznia 2008 r. został skierowany do konsultacji społecznych z organizacjami gospodarczymi i związkami zawodowymi działającymi w sektorze paliwowo –

energetycznym a także organizacjami odbiorców paliw i energii oraz Komisją Wspólną Rządu i Samorządu (rozdzielnik podmiotów objętych konsultacjami w załączeniu).

Projekt oraz zgłoszenia zainteresowania podmiotów projektem zostały zamieszczone na stronach internetowych Ministerstwa Gospodarki w Biuletynie Informacji Publicznej zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414).

Zainteresowanie pracami nad projektem zgłosili:

1. Dr Grzegorz Barzyk
2. PSE-Operator S.A.
3. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
4. Izba Gospodarcza Gazownictwa
5. System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
6. Federacja Związków Pracodawców Energetyki Polskiej
7. 'Nowa Energia Wind Parks' Sp. z o.o.
8. 'Nowa Energia' Sp. z o.o.
9. '3 E Parki Wiatrowe' Sp. z o.o.
10. '3 E' Sp. z o.o.

3. Wpływ aktu normatywnego na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego

Przepisy ustawowe określają dodatkowe lub uszczegółwiają istniejące przepisy, służące realizacji celów dyrektywy, w tym kompetencje i obowiązki organów państwowych wynikające z ich zadań i podmiotów już funkcjonujących na rynku energii elektrycznej. Dotyczy to w szczególności ministra właściwego do spraw gospodarki, Prezesa URE, operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, wytwórców i dostawców energii elektrycznej, a także odbiorców. Wymienione podmioty rynkowe w ramach prowadzonej przez siebie działalności powinny zapewnić realizację przez Polskę celów dyrektywy na warunkach komercyjnych, bez konieczności angażowania środków budżetowych i sektora publicznego. Dodatkowe działania regulacyjne, wynikające z projektowanych przepisów, powinny być realizowane w ramach istniejących struktur i środków organów administracji rządowej i samorządowej. Jest to tym bardziej uzasadnione, że wraz z dalszym rozwojem rynku energii elektrycznej będzie ograniczane zaangażowanie regulacyjne w tych obszarach, gdzie rozwijają się mechanizmy konkurencji.

Natomiast zwiększenia wymaga ilość osób monitorujących i nadzorujących sektor elektroenergetyczny w urzędzie ministra właściwego do spraw gospodarki. Dodatkowe obowiązki w zakresie monitorowania i sprawozdawczości w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz przygotowywanie rozwiązań systemowych i regulacji prawnych wymaga dodatkowo zwiększenia zaangażowania osobowego w Ministerstwie Gospodarki w komórkach organizacyjnych zajmujących się energetyką oraz w Urzędzie Regulacji Energetyki. Zmiany przepisów dotyczących samorządu spowodują zdyscyplinowanie opracowania założeń do planów gminy w zakresie zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię. Zakres zadań dla samorządów nie zwiększy się, a tylko określono okres na jaki założenia powinny zostać opracowane (15 lat) oraz częstość ich aktualizacji (co 3 lata).

Regulacje projektu przewidują kary za naruszenia przepisów ustawy wynikających z dyrektywy, które będą stanowiły dochody budżetowe, jednak nie ma rzetelnych podstaw do szacowania ich wielkości.

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe mogą wpływać następujące czynniki:

- Wzrost wpływów z podatku VAT w związku z pojawieniem się na rynku większej ilości energii wytworzonej w źródłach opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego, gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy oraz świadectw pochodzenia, które powodując wzrost cen energii będą generowały wyższe wpływy z podatku VAT.
- Wzrost wpływów w wyniku inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki opartej o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy.
- Potencjalny wzrost wydatków na energię elektryczną w związku z możliwym wzrostem cen energii elektrycznej.

4. Wpływ aktu normatywnego na rynek pracy

Zakłada się, że ta regulacja powinna spowodować m.in. rozwój i poprawę jakości funkcjonowania sieci elektroenergetycznych. To z kolei ma stanowić szansę na rozwój lokalnej energetyki i bardziej efektywne wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych. W efekcie można spodziewać się wzrostu udziału rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej, które będzie konkurowało z wytwarzaniem scentralizowanym (elektrowniami zlokalizowanymi w sieci przesyłowej). Biorąc pod uwagę dodatkowy wpływ wynikający z rozwoju przedsiębiorstw współpracujących z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, można oczekiwać trwałego przyrostu miejsc pracy w skali lokalnej.

Z kolei rozwój połączeń międzysystemowych w ramach europejskiego rynku energii elektrycznej powinien sprzyjać bardziej efektywnemu wykorzystaniu zasobów energetycznych i elementów systemów elektroenergetycznych w skali całej Unii Europejskiej. Oznacza to m.in. nasilenie konkurencji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej (także odnawialnej), co w Polsce powinno przyspieszyć konieczne procesy racjonalizacji zatrudnienia, głównie w przedsiębiorstwach wytwórczych. W efekcie może wystąpić spadek poziomu zatrudnienia w dużych firmach wytwarzających energię elektryczną.

Jednakże należy liczyć się także z pozytywnymi efektami wzmocnienia połączeń międzysystemowych związanymi ze wzrostem możliwości bardziej intensywnego wykorzystania zdolności wytwórczych na rynku europejskim. Lepsze wykorzystanie rezerw mocy wytwórczych w Polsce poprzez wzrost wymiany energii elektrycznej z zagranicą powinno złagodzić skutki wynikające z racjonalizacji zatrudnienia w firmach wytwórczych.

Ponadto oczekiwane po wdrożeniu regulacji rozwój i modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz w wytwarzaniu energii elektrycznej powinny również przyczynić się do przyrostu miejsc pracy w firmach zajmujących się rozbudową sieci elektroenergetycznych i źródeł energii.

Wzrost wykorzystania źródeł energii opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu

uzyskiwanego z przetwarzania biomasy może prowadzić do wzrostu zatrudnienia w innych sektorach.

5. Wpływ aktu normatywnego na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw

Celem dyrektywy jest m. in. zapewnienie warunków technicznych integracji europejskiego rynku energii elektrycznej. Ma to zapobiec sytuacji rozwoju krajowych, izolowanych rynków energii, z minimalnym wpływem na nie rynków zewnętrznych. Wzrost konkurencji w obszarze elektroenergetyki dzięki istnieniu silnych połączeń międzysystemowych ma złagodzić znaczne różnicowanie cenowe w poszczególnych krajach członkowskich Unii Europejskiej. Poprawie konkurencji będzie także służyć wzrost możliwości wyboru dostawcy przez odbiorców końcowych. Lepsze wykorzystanie zasobów energetycznych w skali całej Unii Europejskiej powinno z kolei poprawiać konkurencyjność gospodarek krajów członkowskich.

W przypadku Polski nie należy oczekiwać powstania istotnych możliwości w zakresie redukcji cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zarówno wielkich jak i małych. Zgodnie z ocenami organów Unii Europejskiej (DG TREN) średnie ceny energii elektrycznej w Polsce w porównaniu z innymi krajami europejskimi należą do grupy cen stosunkowo niskich przy dużych potrzebach inwestycyjnych. Tym niemniej rozwój połączeń międzysystemowych powinien umożliwiać wymianę międzysystemową poprawiającą wykorzystanie majątku wytwórczego, a tym samym ograniczanie kosztów wytwarzania i poprawę konkurencyjności polskich przedsiębiorstw wytwórczych. Ponadto wdrożenie regulacji powinno zapewnić wzrost pewności zasilania i jakości dostaw energii elektrycznej dla gospodarki, w ten sposób poprawiając jej konkurencyjność.

W celu zapewnienia wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, regulacje zawarte w projekcie przewidują zadania oraz uprawnienia podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej, w tym operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych, a także wytwórców, dostawców i odbiorców energii elektrycznej. Działania takie powinny być wolne od dyskryminacji, unikać nakładania nadmiernych obciążeń na podmioty rynkowe, jak również uwzględniać swój wpływ na koszty energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Jednym z podstawowych obowiązków, jaki nakłada się na krajowych operatorów systemów przesyłowych, jest ustanowienie minimalnych zasad prowadzenia ruchu sieci i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa operacyjnego sieci, które byłyby wiążące dla podmiotów korzystających z systemu przesyłowego. Ponadto operatorzy systemów przesyłowych są zobowiązani do utrzymywania właściwego poziomu bezpieczeństwa sieci oraz jakości dostaw energii elektrycznej. Cele stawiane w tym zakresie operatorom powinny być obiektywne, przejrzyste i wolne od dyskryminacji. Realizacja tych obowiązków operatorów powinna być osiągnięta poprzez odpowiednią politykę regulacyjną oraz likwidowanie zbędnych barier administracyjnych w realizacji nowych inwestycji w systemie elektroenergetycznym. Środowisko regulacyjne powinno w szczególności zapewniać właściwe sygnały inwestycyjne w obszarze rozwoju, modernizacji i utrzymania sieci.

W zakresie utrzymania zbilansowania wytwarzania i zapotrzebowania na energię elektryczną, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw wytwórczych koniecznych dla potrzeb bilansowania w systemie, przy czym możliwa jest realizacja powyższego zadania poprzez mechanizmy rynkowe. Państwa członkowskie, bez naruszania innych przepisów obowiązujących w Unii Europejskiej, mogą również wdrożyć przepisy ułatwiające rozwój zdolności wytwórczych

istniejącym przedsiębiorstwom energetycznym lub wchodzenie nowych przedsiębiorstw wytwórczych na rynek, bądź też mogą zastosować procedury przetargowe, przewidziane w Dyrektywie 2003/54/WE.

W obszarze rozwoju połączeń międzysystemowych, a także połączeń wewnętrznych mających wpływ na działanie połączeń międzysystemowych, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do przedkładania ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacji określających zamierzenia inwestycyjne własne i innych podmiotów w tym zakresie.

Realizacja zobowiązań operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych wynikających z regulacji zawartych w projekcie może nastąpić w ramach dotychczas prowadzonej działalności oraz krajowej i międzynarodowej współpracy z innymi podmiotami i operatorami (np. w ramach organizacji UCTE i ETSO).

Projekt powinien spowodować wzrost nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw sektora, szczególnie w zakresie rozwoju, modernizacji i utrzymania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz w sektorze wytwarzania, co może skutkować wzrostem cen energii elektrycznej. Na możliwy wzrost cen energii elektrycznej w przyszłości będzie miał wpływ szereg innych czynników związanych z wymaganiami ochrony środowiska, wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, poprawą efektywności wykorzystania paliw i energii. Nie jest więc możliwe wiarygodnie oszacować wpływu tylko przepisów tej ustawy na wzrost cen energii elektrycznej. Przyczynią się one do wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii, rozwoju rynku krajowego i europejskiego, co w efekcie powinno doprowadzić do racjonalizacji cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych z uwzględnieniem lokalizacji w systemie elektroenergetycznym. Dzięki temu powinna wzrastać konkurencyjność polskich przedsiębiorstw na rynku europejskim, szczególnie tych o stosunkowo wysokiej elektrochłonności.

Ponadto rozwój i modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych powinny sprzyjać rozwojowi lokalnego wytwarzania w źródłach odnawialnych (np. wykorzystujących biomasę i energię wiatru) oraz wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z produkcją ciepła. To pośrednio może wpływać na rozwój lokalnych przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw z nimi współpracujących (np. przedsiębiorstw wytwarzających urządzenia energetyczne lub dostarczających biomasę).

Ewentualny wzrost cen energii elektrycznej zakupywanej przez spółki obrotu z rynku hurtowego szacowany na ok. 2.60 zł/MWh przy obecnym poziomie energetycznego wykorzystania metanu (na skutek większego udziału energii pochodzącej ze źródeł opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego) oraz gaz uzyskiwany z przetwarzania biomasy może być zrekompensowany przez wzrost efektywności wykorzystania energii elektrycznej przez przedsiębiorców, albowiem energochłonność niektórych wyrobów w Polsce jest wyższa niż w krajach UE.

Ponadto zaproponowane zmiany dot. odbiorcy słabego ekonomicznie wpłyną na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej. Zostały one bowiem zobowiązane do podjęcia się nowego zadania, polegającego na rozwiązywaniu problemów odbiorców słabych ekonomicznie zagrożonych wstrzymaniem dostaw energii elektrycznej. Można oczekiwać, że w dłuższej perspektywie wykształci się osobny rynek, na którym przedsiębiorstwa energetyczne zaczną konkurować o odbiorcę słabego ekonomicznie, proponowanymi rozwiązaniami.

6. Wpływ aktu normatywnego na sytuację i rozwój regionalny

Przepisy projektu nie zawierają wprost odniesień do poszczególnych regionów, jednakże jak już wcześniej wskazano, mogą wystąpić efekty lokalnego pozytywnego oddziaływania na rozwój energetyki odnawialnej (szczególnie w obszarach posiadających istotne konkurencyjne zasoby energii odnawialnej) oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej z ciepłem, jak również przedsiębiorstw współpracujących z tego rodzaju przedsiębiorstwami energetycznymi. To z kolei może pozytywnie wpływać na lokalne rynki pracy.

Z kolei budowa lub modernizacja połączeń międzysystemowych może poprawiać sytuację na rynkach pracy w rejonach nadgranicznych, w związku z prowadzonymi pracami budowlanymi przez przedsiębiorstwa budowy sieci oraz późniejszymi działaniami eksploatacyjnymi elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych.

Zaproponowane zmiany dot. odbiorcy słabego ekonomicznie zapobiegą ubóstwu i wykluczeniu społecznemu, co jest zgodne ze Strategią Lizbońską. Wpłyną na poprawę warunków bytowych mieszkańców najuboższych.

7. Skutki ekologiczne

Jednym z pośrednich celów ustawy jest również uwzględnienie wymagań ochrony środowiska naturalnego, a tym samym przyczynianie się do zrównoważonego rozwoju. Sprzyjać temu ma racjonalizacja zużycia energii (np. poprzez coraz bardziej skuteczne zarządzanie popytem), jak również wzrost udziału w produkcji energii elektrycznej źródeł o niższych emisjach, przede wszystkim źródeł odnawialnych i produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Przewiduje się przy tym, że wśród odnawialnych źródeł energii najszybciej rozwijać się będą lokalne źródła wykorzystujące biomasę i energię wiatru. To dodatkowo będzie wpływać na wzrost udziału rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej lokowanego w sieciach dystrybucyjnych kosztem wytwarzania scentralizowanego, zlokalizowanego w sieciach przesyłowych.

W ramach całej Unii Europejskiej oczekuje się, że rozwój połączeń międzysystemowych będzie sprzyjał rozwojowi energetyki wiatrowej zlokalizowanej w strefach przybrzeżnych, a także lepszemu wykorzystaniu istniejących źródeł wodnych, które stanowiłyby rezerwę dla źródeł wiatrowych silnie zależnych od warunków pogodowych. Dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej, zastępującej energetykę cieplną wykorzystującą kopalne nośniki energii, można osiągnąć istotne oszczędności w zakresie emisji dwutlenku węgla do atmosfery.

Przewidywany rozwój generacji rozproszonej, w tym kogeneracji wysokosprawnej oraz odnawialnych źródeł energii wykorzystujących odpady komunalne istotnie wpłynie na zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska przez energetykę.

Jednakże rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również połączeń międzysystemowych, który ma być skutkiem wdrożenia dyrektywy, może nieść także negatywne skutki dla środowiska. Wiąże się to głównie z negatywnym oddziaływaniem linii i stacji elektroenergetycznych na krajobraz, oddziaływaniem pól elektromagnetycznych na środowisko. Wpływ linii elektroenergetycznych na krajobraz można minimalizować m. in. poprzez wykorzystanie wspólnych korytarzy dla inwestycji infrastrukturalnych (np. budowa linii energetycznych w pobliżu autostrad).

Ze względu na nierównomierny rozkład zasobów naturalnych wpływających na ekonomikę wykorzystania źródeł energii opartych o metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych i zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gaz uzyskiwany z przetworzenia biomasy można się spodziewać stymulacji rozwoju terenów o większych możliwościach wykorzystania przedmiotowych źródeł energii (tj. tereny

znajdujące się w pobliżu kopalń węgla kamiennego oraz o większych możliwościach pozyskania biomasy).

8. Wskazanie źródeł finansowania

Wysokość kosztów rozwoju i modernizacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, połączeń międzysystemowych, źródeł wytwórczych i utrzymania rezerw, a także koszty wynikające ze wzrostu wymagań w zakresie eksploatacji sieci, wpływających na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i jakości dostaw będzie uzależniona od ustanowionych krajowych standardów niezawodności i jakości pracy sieci elektroenergetycznych. Koszty rozwoju sieci elektroenergetycznych w całości mają być przenoszone na podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej poprzez taryfy za użytkowanie sieci. Utrzymanie równowagi pomiędzy wytwarzaniem i zapotrzebowaniem będzie realizowane poprzez mechanizmy rynku energii elektrycznej i dzięki nim związane z tym koszty będą efektywnie alokowane na poszczególnych użytkowników systemu elektroenergetycznego i uczestników rynku energii.

Jednym z podstawowych celów dyrektywy i ustawy jest poprawa bezpieczeństwa pracy systemów elektroenergetycznych i zmniejszanie prawdopodobieństwa wystąpienia rozległych awarii systemowych na europejskim rynku energii elektrycznej. Skutki takich awarii są trudne do precyzyjnej oceny. Przyjmując, że wdrożenie przepisów będzie sprzyjać zmniejszeniu prawdopodobieństwa wystąpienia awarii systemowych, w pełni uzasadniony jest program rozwoju połączeń międzysystemowych oraz poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie dyrektywy ma także sprzyjać polepszeniu warunków konkurencji na europejskim rynku energii elektrycznej. Dzięki temu zapewnianie warunków zbilansowania wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem ma być bardziej efektywne niż w warunkach scentralizowanych monopolii. Według szacunków, w dłuższej perspektywie powinno to doprowadzić do obniżenia marży stosowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne dla odbiorców końcowych. Przewiduje się, że tylko realizacja na europejskim rynku energii elektrycznej projektów połączeń międzysystemowych o najwyższym priorytecie powinna zwiększyć zdolności przesyłowe o 12 800 MW.

Wspomniany wyżej wzrost cen energii elektrycznej może obciążyć dodatkowymi kosztami odbiorców końcowych tej energii, w tym gospodarstw domowych.

9. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 8 ust. 1 i 2 dyrektywy państwa członkowskie zobowiązane zostały do wprowadzenia w życie przepisów ustaw, rozporządzeń i przepisów administracyjnych, niezbędnych do stosowania dyrektywy do dnia 24 lutego 2008 r. Do dnia 1 grudnia 2007 r. państwa członkowskie zobowiązane zostały do przekazania Komisji teksty przyjętych przepisów (uchwalonej przez Sejm RP ustawy) w dziedzinie objętej dyrektywą.

10. Projekt ustawy nie zawiera regulacji podlegających notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 z późn. zm.).

Projekt nie zawiera regulacji, które wymagają notyfikacji na podstawie art. 15 ust. 7 dyrektywy 2006/123/WE z dnia 12 grudnia 2006 r. dotyczącej usług na rynku wewnętrznym.

Konsultacje społeczne

Rozdzielnik:

1. Krajowa Izba Gospodarcza, ul. Trębacka 4, 00-074 Warszawa
2. Polska Konfederacja Pracodawców Prywatnych LEWIATAN, ul. Klonowa 6, 00-591 Warszawa
3. Business Center Club, Plac Żelaznej Bramy 10, 00-136 Warszawa
4. Konfederacja Pracodawców Polskich, ul. Brukselska 7, 03 - 973 Warszawa
5. Związek Rzemiosła Polskiego, 00-952 Warszawa, skrytka pocztowa 54
6. Związek Pracodawców Prywatnych Energetyki, ul. Czackiego 7/9, 00-043 Warszawa
7. Federacja Związków Pracodawców Energetyki Polskiej, ul. Wadowicka 14, 30-415 Kraków
8. Naczelna Organizacja Techniczna FSN-T, ul. Czackiego 3/5, 00-043 Warszawa
9. Federacja Konsumentów, ul. Aleja Stanów Zjednoczonych 53, 04-028 Warszawa

10. Komisja Krajowa NSZZ „Solidarność”, ul. Wały Piastowskie 24, 80-855 Gdańsk
11. Sekretariat Górnictwa i Energetyki NSZZ „Solidarność”, ul. Floriana 7, 40-286 Katowice
12. Sekcja Krajowa Energetyki NSZZ „Solidarność”, ul. Floriana 7, 40-286 Katowice
13. Sekcja Krajowa Górnictwa Węgla Kamiennego NSZZ „Solidarność”, 40-286 Katowice, ul. Floriana 7
14. Sekcja Krajowa Elektrowni i Elektrociepłowni NSZZ „Solidarność”, ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia
15. Sekcja Krajowa Górnictwa Węgla Brunatnego NSZZ „Solidarność”, ul.600-lecia 9, K.W.B. Konin w Kleczewie, 62-540 Kleczew
16. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych, ul. Kopernika 36/40 00-368 Warszawa
17. Sekcja Energetyczna Związku Zawodowego Inżynierów i Techników Elektrownia Turów, ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia 3
18. Forum Związków Zawodowych, Pl. Teatralny 4, 85-069 Bydgoszcz
19. Zrzeszenie Związków Zawodowych Energetyków, ul. Marszałkowska 21/25 lok. 76, 00-628 Warszawa
20. Ogólnokrajowe Zrzeszenie Związków Zawodowych Pracowników Ruchu Ciągłego, ul. Ciołka 12/313, 01-402 Warszawa
21. Federacja Związków Zawodowych Górnictwa Węgla Brunatnego, ul. Ciołka 12/313, 01-402 Warszawa
22. Związek Zawodowy Górników w Polsce, Pl. Grunwaldzki 8/10, 40-127 Katowice

23. Związek Województw Rzeczypospolitej Polskiej, ul. Świętojska 5/7, 00-236 Warszawa
24. Związek Powiatów Polskich, 33-300 Nowy Sącz, skr. Pocztowa 119
25. Związek Miast Polskich, ul. Robocza 46a, 61-517 Poznań
26. Związek Gmin Wiejskich RP, ul. Kantaka 4, 61-812 Poznań
27. Unia Metropolii Polskich, Pl. Defilad 1 PKiN p. 1801, 00-950 Warszawa

28. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, ul. Poleczki 21, 02-822 Warszawa
29. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, ul. Elegijna 59, 02-787 Warszawa
30. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa
31. Izba Gospodarcza Gazownictwa, ul. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
32. Stowarzyszenie Naukowo Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazownictwa „SITPNiG”, ul. Lubicz 25, Kraków
33. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej, ul. Gotarda 9, 02-683 Warszawa
34. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej VIS VENTI, Al. Wojska Polskiego 154, 71-324 Szczecin
35. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, ul. Królowej Jadwigi 1, 86-300 Grudziądz
36. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, ul. Piaskowa 18, 84-240 Reda

37. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa
38. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa
39. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa
40. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, ul. Krucza 6/14, 00-950 Warszawa
41. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań
42. Towarzystwo Obrotu Energią, ul. Czackiego 7/9/11, 00-043 Warszawa
43. PSE Operator S.A.- ul Mysia 2, 00-496 Warszawa
44. Polski Komitet Energii Elektrycznej, ul. Czackiego 7/9, 00-043 Warszawa
45. Towarowa Giełda Energii S.A., ul. Poleczki 23, 02-822 Warszawa
46. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz – System S.A., ul. Bohomolca 21, 01-613 Warszawa
47. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
48. Operator Logistyczny Paliw Płynnych Sp. z o.o., ul. Otolińska 21, 09-407 Płock
49. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego, ul. Rejtana 17, lok. 36, 02-516 Warszawa
50. Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii, ul. Wołyńska 22, 60-637 Poznań

Tabela zgodności

przepisów prawa polskiego z dyrektywą 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych

(Dz.Urz. UE L 33 z 4.02.2006, str.22).

L	Dyrektywa 2005/89/WE	Prawo polskie: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne; projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o wypłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz ustawy- Prawo ochrony środowiska
1	1	2
1.	Art.1 ust. 1 i 2 (Zakres stosowania)	Nie wymaga implementacji.
2.	Art. 2 (Definicje)	Art. 3 pkt 16a-16d projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o wypłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska, art. 3, art. 21 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006r. Nr 89, poz. 625).
3.	Art. 3 ust. 1- 5 (Zasady ogólne)	Art. 4 ust.1, art. 5-7a, art. 9 ust. 3-6, art. 9a ustawy - Prawo energetyczne, art. 9c ust. 2 pkt 9 i pkt 16-18, ust. 3 pkt 9a lit. c,e,f, pkt 14 i 15, ust. 9a i 9b projektu ustawy, art. 9c i art. 9d ustawy - Prawo energetyczne, art. 9g ust. ust. 4 pkt 4 i 7-9, ust. 6a, 7 – 9, 11 - 12, art. 9h, art. 9j, art. 10, art. 11 ust. 9, art. 11c-11f projektu ustawy, art. 9g, art. 9h, art. 9j, art. 10, art. 12-15a ustawy - Prawo energetyczne, art. 15b, art. 15c ust. 2 pkt 4, art. 16, art. 16b projektu ustawy, art. 15b, art. 15c, art. 16, art. 17-20, art. 23 i 24, art. 28, art. 32 i 33, art. 36-41, art. 44 i 45, art. 46 i 47, art. 51, art. 54 ustawy - Prawo energetyczne, art. 56 projektu ustawy.
4.	Art. 4 ust. 1- 4 (Bezpieczeństwo operacyjne sieci)	Art. 9 ust. 3-6 ustawy - Prawo energetyczne, art. 9c ust. 2 pkt 9 i pkt 16-18, ust. 3 pkt 9a lit. c,e,f, pkt 14 i 15, ust. 9a i 9b art. 9g ust. ust. 4 pkt 4 i 7-9, ust. 6a, 7 – 9, 11 – 12, art. 9j, art. 11c-11f projektu ustawy, art. 9c, art. 11, ustawy - Prawo energetyczne.
5.	Art. 5 ust. 1-3 (Utrzymywanie równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem)	Art. 4 ust. 1, art. 9 ust. 3 i 4 ustawy - Prawo energetyczne, art. 9c ust. 2 pkt 9 i pkt 16-18, ust. 3 pkt 9a lit. c,e,f, pkt 14 i 15, ust. 9a i 9b, art. 9j projektu ustawy, art. 12- 15a ustawy -

L	Dyrektywa 2005/89/WE	Prawo polskie: ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne; projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o wypłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz ustawy- Prawo ochrony środowiska
1	1	2
		Prawo energetyczne, art. 15b ust. 3 – 8, art. 16 ust. 2, 2a, 3a, 7-14 i 16a projektu ustawy, art. 16- 20 ustawy - Prawo energetyczne.
6.	Art. 6 ust. 1-2 (Inwestycje sieciowe)	Art. 4 ust. 1, art. 9 ust. 3 i 4 ustawy - Prawo energetyczne, art. 9c ust. 2 pkt. 16-19 i ust. 3 pkt 14 i 15 projektu ustawy, art. 12- 15a ustawy - Prawo energetyczne, art. 15b ust. 3 - 8, art. 16 ust. 2, 2a, 3a, 7-14 i 16a projektu ustawy, art. 9c ust. 2 pkt 3, ust. 5 i ust. 10, art. 15b, art. 16 i 16a, art. 28 i art. 45 ustawy - Prawo energetyczne.
7.	Art. 7 ust. 1-4 (Sprawozdawczość)	Art. 9c ust. 9 i 9a oraz art. 15b ust. 3-8, art. 16 ust. 7 i ust. 12, art. 23 ust. 2a – 2d projektu ustawy, art. 28 ustawy – Prawo energetyczne.
8.	Art. 7 ust. 5	Nie wymaga implementacji
9.	Art. 8 ust.1i 2 (Transpozycja)	Wejście w życie zmiany ustawy – Prawo energetyczne po upływie 30 dni od ogłoszenia. Poinformowanie Komisji po uchwaleniu ustawy przez Sejm RP.
10.	Art. 9 – 11 (Sprawozdania Komisji, wejście w życie i adresaci)	Nie wymaga implementacji.