

Uzasadnienie

Część ogólna

Projektowana ustawa - Prawo energetyczne ma na celu uporządkowanie oraz uproszczenie obowiązujących przepisów, wprowadzenie nowatorskich rozwiązań podyktowanych rozwojem rynku energii elektrycznej i rynków ciepła oraz ochroną odbiorców, a także dostosowanie do przepisów rozporządzenia (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. *ustanawiającego Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki* oraz rozporządzenia (WE) Nr 714 z dnia 13 lipca 2009 r. *w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie nr 1228/2003*.

Kilkadziesiąt nowelizacji ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, spowodowało, że stała się ona nieczytelna.

Przeprowadzona szczegółowa analiza prawna ustawy – Prawo energetyczne w związku z opracowaniem tabeli zgodności dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. *dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE*, wykazała pełną implementację przedmiotowej dyrektywy do polskiego porządku prawnego. Konieczność dokonania zmian w ustawie – Prawo energetyczne wymusiły przepisy rozporządzenia UE ,wydane w ramach tzw. trzeciego pakietu energetycznego.

Projekt ustawy – Prawo energetyczne tworzy spójne ramy prawne w obszarze elektroenergetyki, ciepła oraz instrumentów wspierających kogenerację, z uwzględnieniem standardów europejskich.

Materia związana z paliwami gazowymi (obecnie gazem ziemnym) oraz odnawialnymi źródłami energii uregulowana została odrębnie, w projekcie ustawy – Prawo gazowe i w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Objęciem projektem ustawy – Prawo energetyczne zagadnień dotyczących elektroenergetyki oraz ciepłownictwa jest uzasadnione szczególną doniosłością nośników energii jakimi są energia elektryczna oraz ciepło. Zaopatrzenie w nie stanowi bowiem usługę użyteczności publicznej, której przedmiotem są dobra niezbędne dla prawidłowego funkcjonowania człowieka.

Określenie w projekcie ustawy – Prawo energetyczne systemu wsparcia dla kogeneracji – równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego, stanowić będzie swoiste sprzężenie regulacji w zakresie ciepła i energii elektrycznej. Ponadto, w projekcie tym dodatkowo uregulowano zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, gdyż jest zbyt wąska materia, nie powinna być przedmiotem odrębnej, ustawy a także nie powinna być pozostawiona poza obszarem regulacji.

Wyłączenie zagadnień dotyczących gazu ziemnego oraz odnawialnych źródeł energii z projektu ustawy – Prawo energetyczne do dwóch odrębnych ustaw pozwoliło na usystematyzowanie oraz zoptymalizowanie rozwiązań w zakresie sektora elektroenergetycznego, gazu ziemnego oraz odnawialnych źródeł energii .

Należy podkreślić, że rozwój rynku gazu ziemnego i rynku energii elektrycznej nie przebiega równocześnie. W przypadku odnawialnych źródeł energii obserwuje się dynamiczny wzrost ich znaczenia, zaś odrębność tych źródeł powoduje konieczność ich

uregulowania w odrębnym akcie prawnym. Potwierdzeniem zasadności opracowania odrębnych ustaw jest to, że na poziomie prawa UE zagadnienia dotyczące energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz energii ze źródeł odnawialnych zostały uregulowane w odrębnych dyrektywach, natomiast ciepłownictwo, ze względu na specyfikę tego nośnika energii (m.in. brak wpływu na rynek wewnętrzny UE) nie zostało objęte przepisami UE.

Projekt ustawy – Prawo energetyczne, ze względu na złożoną materię regulowaną w tym projekcie, została podzielona na działy i rozdziały.

Dział 1 - zatytułowany przepisy ogólne, określa zakres stosowania ustawy, zawiera definicje oraz ogólne normy w zakresie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz przesyłania i dystrybucji ciepła.

Dział 2 reguluje zasady i warunki dostarczania energii elektrycznej lub ciepła, w tym przyłączania do sieci, sprzedaży energii elektrycznej, praw odbiorcy i obowiązków sprzedawcy energii elektrycznej i ciepła oraz zadania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub przesyłania i dystrybucji ciepła, albo w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Dział 3 obejmuje swoim zakresem zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, ciepłem i paliwami ciekłymi. Czwarty odnosić się będzie do zasad wyznaczania i działania operatorów systemów elektroenergetycznych oraz operatora informacji pomiarowych.

Dział 5 zawiera normy dotyczące zasad postępowania w przypadku zagrożenia równowagi na rynku energii elektrycznej lub rynkach ciepła.

Dział 6 określa mechanizmy i instrumenty wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Dział 7 reguluje zagadnienia związane z polityką energetyczną państwa oraz działalnością planistyczną w energetyce.

Dział 8 określa zasady i tryb powoływania oraz działania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Dział 9 reguluje zasady kształtowania taryf dla energii elektrycznej i ciepła oraz informacji pomiarowej.

Dział 10 określa wymagania dla urządzeń, instalacji i sieci w energetyce, zasady ich eksploatacji oraz zasady uzyskania świadectw kwalifikacyjnych.

Dział 11 zawiera przepisy karne i kary pieniężne za nieprzestrzeganie obowiązków nałożonych ustawą.

Przepisy zmieniające, przejściowe i końcowe stanowią materię projektu odrębnej ustawy - ustawy o wprowadzeniu ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo gazowe oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, która swoim zakresem obejmuje również przepisy o wejściu w życie przedmiotowych ustaw.

Część szczegółowa

1. Cel ustawy

Celem ustawy jest tworzenie warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej i ciepła, efektywnego używania energii elektrycznej i ciepła, zrównoważonego rozwoju kraju, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska oraz zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych. Każdy z celów, w tym równoważenie

interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej i ciepła powinien być rozpatrywany przez pryzmat wymogów ochrony środowiska oraz zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych.

2. Zakres stosowania ustawy

Przepisów ustawy nie stosuje się do poszukiwania, rozpoznawania, wydobywania kopalin ze złóż oraz podziemnego, bezzbiornikowego magazynowania substancji w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 163, poz. 981), a także wykorzystywania energii atomowej w zakresie uregulowanym ustawą z dnia 29 listopada 2000 r. - Prawo atomowe (Dz. U. 2007 r., Nr 42, poz. 276, z późn. zm.). Wydobywanie kopalin nie stanowi bowiem przedmiotu ustawy – Prawo energetyczne lecz ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze. Podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji wymaga uzyskania koncesji określonej w art. 21 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo geologiczne i górnicze, zaś organem uprawnionym do jej wydania jest minister właściwy do spraw środowiska. Jednocześnie projekt ustawy – Prawo energetyczne nie wyłącza podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji spod obowiązku uzyskania koncesji. A więc praktycznie brak powyższego wyłączenia mógłby doprowadzić do pozytywnego sporu kompetencyjnego pomiędzy ministrem właściwym do spraw środowiska a Prezesem URE. Niniejsze wyłączenie zapobiega powstaniu takiej sytuacji.

W przypadku energii atomowej, z zakresu projektu ustawy – Prawo energetyczne zostały wyłączone zagadnienia dotyczące dot. między innymi: rozruchu, eksploatacji, likwidacji obiektów jądrowych, urządzeń związanych z energetyką jądrową. Zagadnienia te regulowane są w ustawie z dnia 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz. U. z 2012 r., poz. 264, z późn. zm.).

Przepis o nienaruszaniu przez projektowaną ustawę – Prawo energetyczne przepisów o ochronie konkurencji i konsumentów pozwoli na uniknięcie sporów kompetencyjnych mogących powstać pomiędzy Prezesem URE a Prezesem UOKiK, w szczególności w zakresie koncentracji przedsiębiorstw energetycznych oraz nadużywaniu przez nie pozycji dominującej.

3. Definicje

Definicje w projekcie ustawy – Prawo energetyczne zostały umieszczone w porządku alfabetycznym, co z pewnością ułatwi korzystanie z nich przez adresatów ustawy. Część definicji stanowi implementację dyrektyw UE, np. definicja bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wdraża dyrektywę dotyczącą bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych 2005/89/WE. Zrezygnowano z definicji energii, w której wystąpił błąd definiowania *ignotum per ignotum*. Ustawa – Prawo energetyczne odnosi się nie do nośników energii lecz energii w postaci przetworzonej. Zrezygnowano również z definicji ciepła i konsekwentnie nie zdefiniowano energii elektrycznej, bowiem są to pojęcia powszechnie znane, a więc nie wymagające definiowania. Tym bardziej, że w definicji energii elektrycznej i ciepła należałoby sięgnąć po skomplikowane zwroty i wyrażenia zaczerpnięte z wiedzy technicznej, co wydaje się nie celowe.

W związku z wprowadzeniem systemu inteligentnego opomiarowania wprowadzono definicję danych pomiarowych. Będą nimi dane rzeczywiste zawierające m.in. informacje o ilości zużytej i wytworzonej energii elektrycznej, wielkości mocy, itd. Z kolei przez licznik

inteligentny należy rozumieć zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych oraz umożliwiających dwustronną komunikację z systemem teleinformatycznym operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Dopuszczenie eksploatacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jednostek rezerwy interwencyjnej pociągnęło za sobą konieczność zamieszczenia w nowym prawie definicji jednostki rezerwy interwencyjnej. Zgodnie z nią będzie to wyodrębniony zespół urządzeń wykorzystywany do wprowadzania energii elektrycznej do sieci w ilości wynikającej z poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zapewnienia ciągłości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej i utrzymywania jej parametrów jakościowych lub pozostający w gotowości do pracy.

Wprowadzenie systemu redukcji obciążeń dla odbiorców przemysłowych wymusiło zamieszczenie w słowniczku definicji takiego odbiorcy. Zgodnie z nią odbiorcą przemysłowym będzie odbiorca końcowy, którego podstawową działalnością jest działalność gospodarcza w zakresie wydobywania węgla kamiennego lub rud metali nieżelaznych, produkcji wyrobów z drewna lub korka, z wyłączeniem produkcji mebli, produkcja papieru i wyrobów z papieru, produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych, produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych, produkcja szkła i wyrobów ze szkła, produkcja ceramicznych materiałów budowlanych, produkcja metali. Podejście sektorowe w definicji odbiorcy przemysłowego związane jest ze zróżnicowaniem sektora energochłonnego w zakresie konkurencyjności i podatności na przenoszenie produkcji za granicę Polski. Przeprowadzone analizy wskazały, że odbiorcy końcowi wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wydobywania węgla kamiennego lub górnictwa rud metali nieżelaznych, produkcji wyrobów z drewna lub korka, z wymienionymi wyłączeniami, są najbardziej narażeni na wskazane powyżej negatywne zjawiska.

Zrezygnowano, w porównaniu do ustawy – Prawo energetyczne, z definicji sprzedaży, gdyż po pierwsze zawierała ona błąd *ignotum per ignotum*, tj. definiowała sprzedaż poprzez sprzedaż i odsprzedaż. Po drugie dotychczasowa definicja nic nie wносиła, bowiem oznaczała zarówno obrót jak i sprzedaż energii przez wytwórcę.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne został zdefiniowany rynek organizowany przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Jest to związane z obowiązkiem upublicznienia obrotu energią elektryczną. W porównaniu do pierwotnego przepisu art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, w artykule wprowadzającym ten obowiązek zastąpiono wyrazy „na rynku regulowanym” wyrazami „na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany”. Powyższa zmiana wprowadzona ustawą z dnia 19 sierpnia 2011 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw miała na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych dotyczących uznawania przez Prezesa URE sprzedaży energii elektrycznej na rynku prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych, zwaną dalej „GPW”, za wypełnienie obowiązku, o którym mowa w ustawie – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 21 ust. 3a ustawy z dnia 29 lipca 2009 r. o obrocie instrumentami finansowymi: Spółka prowadząca giełdę, po uprzednim zawiadomieniu Komisji, może organizować obrót towarami giełdowymi w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.). Do spółki

prowadzącej giełdę, która organizuje obrót towarami giełdowymi, oraz do tego obrotu stosuje się odpowiednio przepisy ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych dotyczące giełdy towarowej, z wyłączeniem art. 5 ust. 2 i ust. 5–7, art. 6–8, art. 9 ust. 1 i art. 12 tej ustawy. Z powyższego wynika, że GPW może organizować obrót towarami giełdowymi w rozumieniu ustawy *o giełdach towarowych*, w tym również obrót energią elektryczną. Przemawiają za tym również względy wykładni historycznej i celowościowej. Celem wprowadzenia obowiązku upublicznienia obrotu energią elektryczną było umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej w różnych systemach obrotu, a więc nie tylko na giełdzie towarowej. Rozwiązanie polegające na rozszerzeniu kręgu uczestników mogących sprzedawać energię elektryczną na podstawie 49 ustawy – Prawo energetyczne powinno przyczynić się do zwiększenia przejrzystości cen energii elektrycznej oraz polepszenia konkurencyjności pomiędzy rynkami, na których obrót energią elektryczną jest dokonywany.

Użyty w pierwotnej wersji art. 49a ustawy - Prawo energetyczne zwrot „na rynku regulowanym” przy zastosowaniu wykładni literalnej mógł budzić uzasadnione wątpliwości co do uznania sprzedaży energii elektrycznej na rynku prowadzonym przez GPW za wypełnienie obowiązku, o którym mowa w tym artykule. W świetle opinii Komisji Nadzoru Finansowego, sprzedaż energii elektrycznej na rynku towarowym organizowanym przez GPW nie może być traktowana jako dokonywana na rynku regulowanym w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2009 r. *o obrocie instrumentami finansowymi*.

Wprowadzona zmiana pociągnęła za sobą konieczność zamieszczenia w „słowniczku” definicji rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Polubownym rozstrzygnięciem sporów z zakresu energetyki będą zajmować się stałe polubowne sądy konsumenckie przy wojewódzkich inspektoratach, o których mowa w ustawie z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej.

W związku z potrzebą wdrożenia dyrektywy 2009/72/WE w ustawie zamieszczono definicję wytwarzania. Wytwarzaniem będzie produkcja energii elektrycznej i ciepła w procesach energetycznych.

Ponadto, wprowadzono definicję magazynu energii elektrycznej, kosztów dostarczenia ciepła i systemu teleinformatycznego.

Pozostałe definicje w porównaniu do ustawy - Prawo energetyczne nie uległy zmianie.

W przepisach ogólnych zostały określone podstawowe obowiązki nałożone na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz na operatora informacji pomiarowych odpowiednio w zakresie świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła oraz udostępniania tych informacji.

4. Dostarczanie energii elektrycznej lub ciepła, przyłączenie do sieci, sprzedaży energii elektrycznej oraz zmiana sprzedawcy energii elektrycznej

Przyłączenie do sieci, tak jak dotychczas, będzie odbywało się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci oraz po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci.

W porównaniu do poprzedniej redakcji przepisów dot. przyłączenia do sieci, wyraźnie zapisano w projekcie ustawy - Prawo energetyczne, że to urządzenia, instalacje lub sieci podmiotu ubiegającego się o przyłączenie są przyłączane do sieci, a nie podmiot ubiegający się o ich przyłączenie.

Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji lub sieci zostaną podzielone na grupy, biorąc pod uwagę parametry sieci, standardy jakościowe energii oraz rodzaj i wielkość przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci. Szczegółowe kryteria podziału na grupy zostały dotychczas określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji lub sieci będzie obowiązany do złożenia wniosku o określenia warunków przyłączenia. W obecnym stanie prawnym, szczegółowa zawartość wniosku została określona w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Również załączniki, które należy dołączyć do wniosku jak np. dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci zostały enumeratywnie wymienione w ww. rozporządzeniu.

Jednakże dokumenty, o których mowa w rozporządzeniu są już z reguły w posiadaniu wnioskodawcy w związku z wymaganiami procesu budowlanego. Jeżeli zaś chodzi o wyrys i wypis z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, czy w przypadku jego braku wypis i wyrys ze studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, to stanowią one dodatkowe obciążenie dla wnioskodawcy. Zgodnie z dyspozycją art. 31 ust. 3 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej obowiązki nakładane na obywateli (przedsiębiorców) określenia mogą wynikać tylko z ustawy. Tym samym, obowiązek dołączenia powyższych dokumentów, podobnie jak w przypadku zaliczki na poczet opłaty za przyłączenia do sieci, został wprowadzony w celu ograniczenia blokowania zdolności przyłączeniowych.

W związku z planami budowy elektrowni jądrowej alternatywnie do wniosku należy dołączyć decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej wydaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 maja 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. Nr 135, poz. 789). Podobnie rzecz się ma w przypadku farm wiatrowych na morzu. Podmioty, które zechcą zrealizować taką inwestycję będą zobowiązane dołączyć do wniosku pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.

Na przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nałożono obowiązek pisemnego potwierdzenia złożenia wniosku wraz z datą jego złożenia. Przepis ten ma na celu usunięcie możliwych wątpliwości interpretacyjnych co do tego kiedy i czy wniosek został złożony, tym bardziej, że od tej daty jego złożenia liczony jest termin wydania warunków przyłączenia oraz wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła będzie obowiązane wydać, na wniosek zainteresowanego, oświadczenie, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego,

o warunkach przyłączenia obiektu budowlanego do sieci. Oświadczenie takie będzie miało charakter informacyjny, mający na celu ukierunkowanie wnioskodawcy co powinien zawierać wniosek o określenie warunków przyłączenia. Jest to szczególnie istotne w przypadku wnioskodawców – „nieprofesjonalistów”, którzy nie posiadają szczegółowej wiedzy z dziedziny prawa energetycznego.

Na przedsiębiorstwie wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła będzie spoczywał obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci. Ustawa określa minimalną treść umowy o przyłączenie do sieci. Jednym z obowiązkowych postanowień umownych będzie termin realizacji przyłączenia do sieci, który nie może być dłuższy niż 6 miesięcy od dnia podpisania umowy, za wyjątkiem przyłączania do sieci źródeł i sieci. Przepis ten ma na celu zmobilizowanie przedsiębiorstwa energetycznego do sprawnego przyłączania odbiorców. Powyższy obowiązek wyłączono względem źródeł i sieci, bowiem ich budowa może znacznie przekraczać i z reguły przekracza termin 6-miesięczny.

Warunkiem ziszczenia się tego obowiązku będzie zaistnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczenia energii, zaś po stronie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci spełniania warunków przyłączenia do sieci i odbioru. Dopełnieniem w zakresie warunków przyłączenia jest art. 24 i 25 projektu ustawy – Prawo energetyczne określający wymagania techniczne i eksploatacyjne urządzeń instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o przyłączenie. Są one następujące:

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego (zdefiniowanie systemu ciepłowniczego uczyniło zbędnym zwrot: współpracujących z tą siecią urządzeń lub instalacji służących do wytwarzania lub odbioru ciepła);
- 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci;
- 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii;
- 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii;
- 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;
- 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, lub przesyłania i dystrybucji ciepła.

Ponadto urządzenia, instalacje lub sieci podmiotów ubiegających się o ich przyłączenie muszą spełniać wymagania określone w prawie budowlanym.

Za brak warunków technicznych należy uważać trwałe i obiektywne przeszkody w przyłączeniu danego podmiotu do sieci. Pod pojęciem zaś warunków ekonomicznych należy rozumieć opłacalność inwestycji przyłączenia danego podmiotu do sieci ze strony przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub ciepła. Zamieszczenie danej inwestycji w planie rozwoju oznacza, że przedsiębiorstwo energetyczne poprzez taryfę będzie miało zapewnione środki na jej realizację. Możliwe są jednak przypadki kiedy pomimo braku danej inwestycji w planie rozwoju przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć pozytywną decyzję w sprawie przyłączenia do sieci. W przypadku warunków ekonomicznych należy mieć na względzie art. 20 projektu ustawy – Prawo

energetyczne, zgodnie z którym w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci. Brak ekonomicznych warunków nie oznacza automatycznie, że przedsiębiorstwo energetyczne jest zwolnione z obowiązku przyłączenia danego podmiotu do sieci. Jeżeli wystąpi taka sytuacja powinno ono przedstawić podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci koszty przyłączenia wraz z uzasadnieniem ich naliczenia. Jeżeli strony zgodnie dojdą do wniosku, że przyłączenie jednak nie nastąpi (przedsiębiorstwo energetyczne zaproponuje koszty przyłączenia, które będą zbyt wysokie dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, ale ten podmiot nie będzie ich kwestionował) wtenczas przedsiębiorstwo energetyczne będzie zwolnione z obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W przypadku zaś sporu podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci urządzeń, instalacji lub sieci zawsze będzie mógł zwrócić się o jego rozstrzygnięcie do Prezesa URE. Ponadto podmiot ten będzie musiał wykazać się posiadaniem tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu. Stanowi to jeden (oprócz obowiązku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w przypadku źródeł o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV) z mechanizmów służących zapobieżeniu blokowania miejsca w sieci.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci, będzie obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o tej odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Przepis ten stanowi konsekwencję obowiązku przyłączenia do sieci wynikającego z ust. 1 oraz ma na cel ochronę wnioskodawcy w razie nieuzasadnionej odmowy przyłączenia do sieci.

Novum w porównaniu do ustawy – Prawo energetyczne będzie możliwość wydania warunków przyłączenia podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, który jest w stanie zmagazynować wytworzoną przez siebie energię elektryczną, pomimo, że wartość dostępnej mocy przyłączeniowej będzie niższa aniżeli wartość określone we wniosku. Niniejszy przepis umożliwi większej ilości podmiotom przyłączenie ich źródeł do sieci przy obecnych brakach w systemie elektroenergetycznym a jednocześnie stanowić będzie zachętę do rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne została uregulowana procedura wnoszenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie. Obowiązek wniesienia zaliczki będzie dotyczył źródeł o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV. Wysokość będzie wynosiła 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku. Przy czym całkowita jej kwota nie będzie mogła przekroczyć 3.000.000 zł. W przypadku gdy okaże się, że wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie różnica zostanie zwrócona wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę będzie się wносиło w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia. Wzdłużnie terminu wniesienia zaliczki z 7 do 21 dni ma zapobiec przypadkom, w których zaliczka była wnoszona zanim przedsiębiorstwo energetyczne dokonało oceny formalnej wniosku.

W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV będzie obowiązek sporządzenia ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy

przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zapewni sporządzenie ekspertyzy. Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne będzie mogło zlecić innemu podmiotowi sporządzenie ekspertyzy. Sporządzenie ekspertyzy jest szczególnie istotne w przypadku oceny „spełniania warunków przyłączania do sieci i odbioru” przez urządzenia, instalacje lub sieci w znacznym stopniu obciążających sieć, czyli tych przyłączanych do sieci powyżej 1 kV.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej będzie rozpatrywało wnioski o określenie warunków przyłączenia według kolejności ich wpływu.

Warunki przyłączenia będą ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ich ważności będą stanowiły zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, oczywiście pod warunkiem, że w tzw. między czasie nie zwiększy się zapotrzebowanie na moc przyłączeniową lub nie nastąpi zmiana dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci przyłączonego podmiotu; podmiot ten będzie musiał wystąpić z nowym wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia. Ponadto, samo wydanie warunków przyłączenia (mających charakter dokumentu informacyjno-technicznego) stanowi niejako oświadczenie woli zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne uregulowano szczegółowo konsekwencje odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci, wydania ich po terminie, przypadku, gdy wydane warunki stanowią przedmiot sporu pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a wnioskodawcą oraz odmowy przez podmiot ubiegający się o wydanie warunków przyłączenia zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W tym pierwszym przypadku, w porównaniu z poprzednim stanem prawnym zrezygnowano ze zwrotu „lub odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci”, bowiem nie wydanie warunków przyłączenia jest równoznaczne z odmową zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W przeciwnym przypadku mogłoby dochodzić kuriozalnych przypadków kiedy podmiotowi, któremu przedsiębiorstwo energetyczne nie wydało warunków przyłączenia zostałaby zamknięta droga do dochodzenia swych praw przed Prezesem URE, gdyż ten jest właściwy jedynie w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci a nie odmowy wydania warunków przyłączenia. Przyjęcie takiego rozwiązania godziłoby w normę wyrażoną w art. 16 zdanie drugie, zgodnie z którym w okresie ważności warunki przyłączenia stanowią zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne określono w sposób przykładowy zawartość umowy o przyłączenie do sieci oraz zasady pobierania opłat za przyłączenie do sieci. Zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci ciepłowniczej mają charakter przepisów semiimepratywnych, bowiem w umowie o przyłączenie tej sieci mogą zostać ustalone niższe stawki opłat. W przypadku, gdy po analizie finansowej przedsiębiorstwo energetyczne dojdzie do wniosku, że pobranie opłaty za przyłączenie wedle zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne będzie dla niego nieopłacalne i z tego powodu odmówi wydania warunków przyłączenia wtenczas może wejść w negocjacje z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci i ustalić dogodną dla obydwu stron wysokość opłaty za przyłączenie do sieci. Jednocześnie koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia, w zakresie, w jakim zostały one pokryte z opłat za przyłączenie do sieci, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej lub ciepła.

Zarówno na przedsiębiorstwo energetyczne jak i na podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci zostały nałożone obowiązki mające na celu umożliwienie dokonania przyłączenia. Przedsiębiorstwo energetyczne będzie m.in. obowiązane powiadomić, z odpowiednim wyprzedzeniem, przyłączany podmiot o planowanym terminie prac oraz spełniać warunki techniczne dostarczania energii elektrycznej i ciepła określone w odrębnych przepisach oraz koncesji. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci będzie zaś obowiązany udostępnić swoje nieruchomości w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia.

W przypadku ciepłownictwa, ze względu na postulat efektywnego energetycznie wykorzystania lokalnych zasobów paliw i energii, znalazły zastosowanie szczególne unormowania. Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z obiektu, w którym przewidywana szczytowa moc cieplna instalacji i urządzeń do ogrzewania tego obiektu wynosi nie mniej niż 50 kW, zlokalizowanego na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z sieci ciepłowniczej, w której nie mniej niż 75 % ciepła w skali roku kalendarzowego stanowi ciepło wytwarzane w odnawialnych źródłach energii, ciepło użytkowe w kogeneracji lub ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych, będzie miał obowiązek zapewnić efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii przez wyposażenie obiektu w indywidualne odnawialne źródło ciepła, źródło ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródło ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, albo przyłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej. Będzie on zwolniony z tego obowiązku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła odmówiło wydania warunków przyłączenia do sieci albo dostarczanie ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej lub z indywidualnego odnawialnego źródła ciepła, źródła ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródła ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych zapewnia mniejszą efektywność energetyczną, aniżeli z innego indywidualnego źródła ciepła, które może być wykorzystane do dostarczania ciepła do tego obiektu. Obowiązek ten nie znajdzie zastosowania także wówczas, gdy ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do sieci są równe lub wyższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo. Efektywność energetyczną dostarczania ciepła będzie się określać się na podstawie audytu, o którym mowa w ustawie o efektywności energetycznej. Podmiot obowiązany do przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej będzie zwolniony z ponoszenia opłaty za przyłączenie do sieci.

Dostarczanie energii elektrycznej lub ciepła, tak jak dotychczas, będzie odbywało się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, czy to na podstawie odrębnych umów: tj. umowy sprzedaży oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, czy to na podstawie umowy kompleksowej.

Dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców w gospodarstwie domowym oraz ciepła do odbiorców końcowych będzie odbywać się na podstawie umowy kompleksowej. Dzięki takiemu rozwiązaniu odbiorca w gospodarstwie domowym, tudzież odbiorca końcowy w przypadku ciepła nie będzie musiał opłacać dwóch rachunków i ponosić związanych z tym kosztów. Tym samym odbiorcy będzie wystawiana tylko jedna faktura za dostarczaną energię elektryczną (ciepło). Odbiorca w gospodarstwie domowym (odbiorca końcowy ciepła) będzie zawierał jedynie umowę sprzedaży, zaś w jego imieniu i na jego rzecz sprzedawca będzie zawierał z przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (ciepła) umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

Umowa kompleksowa, na podstawie której jest dostarczanie ciepła może być zawarta z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się wyłącznie obrotem ciepła, przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się wytwarzaniem ciepła w eksploatowanych przez nie źródłach ciepła, przesyłaniem i dystrybucją oraz sprzedażą ciepła w tych źródłach lub zakupionego od innego przedsiębiorstwa, albo przedsiębiorstwem zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego. W przypadku, gdy umowa kompleksowa została zawarta z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się wyłącznie obrotem ciepła, przedsiębiorstwo to aby wykonać zobowiązanie wynikające z tej umowy, musi dokonać zakupu tego ciepła od wytwórcy jak również zawrzeć dodatkowo umowę o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła z przedsiębiorstwem się tym zajmującym. Stąd, w przypadku gdy ciepło jest kupowane od przedsiębiorstw energetycznych nie będących stroną umowy kompleksowej, umowa ta powinna zawierać w szczególności warunki stosowania cen i stawek opłat obowiązujących w tych przedsiębiorstwach, aby odbiorca posiadał wiedzę na temat „składników” faktury.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE nałożyła na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dostarczania, we współpracy z Prezesem URE, odbiorcy końcowemu kopii zbioru praw konsumenta energii elektrycznej oraz zapewnienia jej publicznej dostępności. Zgodnie z definicją poprzez zbiór praw konsumenta energii elektrycznej należy rozumieć dokument sporządzany przez Komisję Europejską w konsultacji z krajowymi organami regulacyjnymi, organizacjami konsumentów, partnerami społecznymi, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz innymi zainteresowanymi stronami, zawierający praktyczne informacje na temat praw konsumentów energii elektrycznej. Zbiór praw został zdefiniowany w przepisie merytorycznym, bowiem ustawa jedynie w tym przepisie posługuje się jego pojęciem.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie obowiązany zawrzeć z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną lub wytwarzania tej energii, na wniosek tego przedsiębiorstwa, generalną umowę dystrybucyjną. Przedmiotem generalnej umowy dystrybucji będzie świadczenie przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, na warunkach w niej określonych, usług dystrybucji, w celu umożliwienia realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej. W generalnej umowie dystrybucji określi się również podmiot będący dla odbiorcy sprzedawcą dokonującym sprzedaży awaryjnej. Wzór generalnej umowy dystrybucyjnej będzie opracowywał operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego a następnie uzgadniał z Prezesem URE. Dzięki zastosowaniu konstrukcji generalnej umowy dystrybucji kolejni odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej będą obejmowani postanowieniami generalnej umowy dystrybucji bez konieczności zawierania odrębnych umów dystrybucji. W przypadku zaś umowy kompleksowej sprzedawca nie będzie musiał zawierać w każdym indywidualnym przypadku w imieniu i na rzecz odbiorcy końcowego umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej bowiem będzie miał zawartą generalną umowę dystrybucji. Sprzedawca jedynie będzie miał obowiązek zgłosić operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne uregulowano sytuację odbiorcy, który nadal pobiera z sieci energię elektryczną pomimo tego, że dotychczasowy sprzedawca

zaprzestał, z przyczyn niezależnych od tego odbiorcy, sprzedaży mu energii elektrycznej. Powyższe rozwiązanie znajduje swoje uzasadnienie w tzw. „dyrektywach rynkowych”, służących m.in. zapewnieniu ciągłości dostaw energii elektrycznej. Instytucja „sprzedawcy z urzędu” (supplier of last resort) została zdefiniowana w „Dobrych praktykach w zakresie konsumentów” – dokumencie z dnia 21 lipca 2006 r. sporządzonym przez ERGEG. Zgodnie z tym dokumentem sprzedawcą z urzędu jest sprzedawca zobowiązany do dostarczania m.in. energii elektrycznej do odbiorców końcowych w sytuacji awaryjnej zgodnie z prawem krajowym, gdy wybrany sprzedawca nie realizuje dostawy. Instytucją wychodzącą naprzeciw takim założeniom jest sprzedaż awaryjna, czyli sprzedaż energii elektrycznej dokonywana przez sprzedawcę z urzędu zaopatrującego w energię elektryczną największą liczbę odbiorców tej energii w gospodarstwach domowych, w odniesieniu do liczby odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze jego działania, w poprzednim roku kalendarzowym. Sprzedawcę awaryjnego będzie wyznaczał Prezes URE dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze jego działania. Operator systemu dystrybucyjnego, w terminie 10 dni od dnia zaprzestania sprzedaży tej energii przez dotychczasowego sprzedawcę, będzie miał obowiązek poinformowania odbiorcę, w formie pisemnej, o terminie, od którego jest dokonywana sprzedaż awaryjna oraz o wysokości opłaty za tą sprzedaż; warunkach i procedurze zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz prawie wyboru nowego sprzedawcy tej energii i zawarcia z nim umowy sprzedaży; a także sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł generalną umowę dystrybucji. Opłata za sprzedaż awaryjną będzie ustalana na podstawie algorytmów ustalanych i ogłaszanych w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki przez Prezesa URE. Opłaty te będą podlegały kontroli Prezesa URE w zakresie zgodności z algorytmami.

Wszelkie zmiany w umowach, za wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w taryfach, bowiem te są publikowane, a ponadto odbiorcy są informowani o podwyżce tych cen i stawek w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy wraz z informacją o prawie do wypowiedzenia umowy. Na sprzedawcę zostały nałożone obowiązki informacyjne m.in. w zakresie podwyżki cen lub stawek opłat za dostarczoną energię elektryczną lub ciepło, strukturze zużywanych paliw lub innych nośników służących do wytwarzania energii elektrycznej, jak również informowania odbiorcy o ilości zużytej przez niego energii elektrycznej oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej, charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń i środkach poprawy efektywności energetycznej, możliwości złożenia reklamacji, a także o prawie dochodzenia roszczeń przed sądem polubownym. Informacja o podwyżkach będzie dostarczana odbiorcy, nie jak dotychczas w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia tej podwyżki, lecz przed okresem rozliczeniowym bezpośrednio poprzedzającym okres, od którego będą obowiązywać zmienione ceny lub stawki opłat ustalone w taryfie. W projekcie ustawy – Prawo energetyczne nie przesądzono o formie informowania odbiorcy, pozostawiając w ten sposób sprzedawcy możliwość wyboru formy najbardziej dla niego ekonomicznej, byleby informacja dotarła do odbiorcy i to we właściwym terminie.

Sprzedawca energii elektrycznej będzie wymieniał z operatorem informacji pomiarowych oraz operatorem systemu dystrybucyjnego za pośrednictwem centralnego zbioru informacji pomiarowych informacjami o aktualnym sprzedawcy oraz o ilości energii elektrycznej dostarczanej do danego punktu. Oznacza to uproszczenie obiegu informacji przy

zmianie sprzedawcy, co powinno umożliwić dalszy rozwój konkurencji w tym segmencie rynku energii elektrycznej.

Skutkiem wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania będzie dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną dostarczoną odbiorcy, u którego zainstalowano licznik inteligentny, na podstawie danych pomiarowych, czyli ilości faktycznie pobranej energii elektrycznej a nie prognoz jej zużycia. Jeżeli ich uzyskanie będzie niemożliwe (z przyczyn niezależnych od operatorów) wtenczas podstawą wystawionego rachunku za energię elektryczną będą obliczenia dokonane zgodnie z algorytmem z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

Przepisy dyrektywy 2009/72/WE nakładają na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek przechowywania danych handlowych przez 5 lat. Dodany w projekcie ustawy – Prawo energetyczne art. 41 stanowi odzwierciedlenie normy zawartej w dyrektywie. Sprzedawca będzie zobowiązany do udostępnienia tych danych, jeżeli z takim wnioskiem wystąpi Prezes URE, Prezes UOKiK oraz Komisja Europejska. W projekcie określono w sposób przykładowy katalog danych podlegających udostępnieniu oraz wskazano wyraźnie dane, które nie podlegają udostępnieniu.

W związku z licznymi wątpliwościami interpretacyjnymi pojawiającymi się na gruncie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, czy sprawy sporne dotyczą odmowy zawarcia umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji oraz umowy kompleksowej czy też spraw spornych wynikłych na tle tych umów, w ustawie wyraźnie zapisano, że Prezes URE będzie organem właściwym w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania energii elektrycznej lub ciepła. W sprawach spornych wynikłych na tle tych umów właściwy będzie sąd powszechny.

Podobnie jak w ustawie – Prawo energetyczne upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej będą wykonywali kontrolę układów pomiarowo rozliczeniowych i w przypadkach określonych w ustawie zostaną uprawnieni do wstrzymania dostarczania energii elektrycznej lub ciepła. Przy czym wstrzymanie dostaw, w przypadku zwłoki z zapłatą należności za dostarczaną energię elektryczną lub ciepło, będzie musiało być poprzedzone wyznaczeniem dodatkowego, dwutygodniowego terminu na uregulowanie należności. Znajduje to swoje uzasadnienie w tym, że bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska naturalnego czy też nielegalny pobór wymaga natychmiastowej reakcji przedsiębiorstwa energetycznego. Zwłoka zaś z zapłatą należności stanowi dosyć częste zjawisko i to nie zawsze wynikające ze złej woli odbiorcy. Przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie mogło wstrzymać dostarczania energii elektrycznej (do odbiorcy w gospodarstwie domowym) lub ciepła (do odbiorcy końcowego) do czasu rozpatrzenia reklamacji złożonej przez odbiorcę, a jeżeli odbiorca ten skieruje sprawę do sądu polubownego, do czasu rozpatrzenia sporu przez ten sąd. W przypadku złożenia reklamacji po wstrzymaniu dostarczania energii elektrycznej lub ciepła z powodu nielegalnego poboru lub zwłoki z opłaceniem rachunku przedsiębiorstwo energetyczne będzie obowiązane kontynuować dostarczanie energii elektrycznej lub ciepła do czasu jej rozpatrzenia, a w przypadku odwołania się do Prezesa URE, podjęcia decyzji przez ten organ.

Przesłanki i zasady instalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego uległy zmianie. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą

w zakresie dystrybucji energii elektrycznej będzie zobowiązane zainstalować taki układ, jeżeli z wnioskiem takim wystąpi przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w przypadku co najmniej dwukrotnej zwłoki, w okresie 12 miesięcy, z płatnościami oraz użytkowania nieruchomości, obiektu lub lokalu w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Funkcję układu pomiarowo-rozliczeniowego będzie mógł pełnić licznik przedpłatowy. Takie rozwiązanie jest ekonomiczne z punktu widzenia planów wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania.

W jednym rozdziale zamieszczono przepisy dotyczące zadań przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Na przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzaniem energii elektrycznej został nałożony obowiązek wytwarzania energii elektrycznej lub pozostawania w gotowości jej wytwarzania, utrzymywania rezerw mocy wytwórczych, zdolności źródeł do wytwarzania energii elektrycznej w ilości i jakości wynikającej z umów, współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego. Przedsiębiorstwo to jest zobowiązane także do uzgadniania z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego planowanych postojów związanych z remontem jednostek wytwórczych oraz niezwłocznie zgłaszać temu operatorowi dane o ograniczeniach możliwości wytwarzania energii elektrycznej lub ubytkach mocy jednostek wytwórczych w stosunku do możliwości wytwarzania lub mocy osiągalnej wynikających z aktualnego stanu technicznego tych jednostek, wraz z podaniem przyczyn tych ograniczeń lub ubytków. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, ma obowiązek udostępniać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego lub zarządzania przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym. Przedsiębiorstwa te, za wyjątkiem działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, oraz podmioty realizujące lub planujące realizację inwestycji będą obowiązywać przekazywać Prezesowi URE informacje dotyczące infrastruktury energetycznej w sektorze energii elektrycznej. Stanowiąc to będzie wykonanie obowiązku określonego w rozporządzeniu Rady nr 617/2010. W odniesieniu do biogazu rolniczego obowiązki te przedsiębiorcy będą wykonywać względem organu rejestrowego jakim jest Prezes Agencji Rynku Rolnego. Informacje te następnie minister właściwy do spraw gospodarki będzie przekazywał Komisji Europejskiej.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła zostało również zobowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła. W enumeratywnie wymienionych przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne będzie mogło obniżyć zapasy paliw poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych. W tym przypadku przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane do uzupełnienia zapasów paliw w terminie dwóch miesięcy licząc od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżania. Jeżeli uzupełnienie zapasów paliw z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego nie będzie możliwe w dwu-miesięcznym terminie, wtenczas Prezes URE na uzasadniony, pisemny wniosek tego przedsiębiorstwa może wskazać termin dłuższy (jednak nie dłuższy aniżeli cztery miesiące, licząc od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto

obniżanie zapasów paliw), kierując się zasadą zapewnienia ciągłości dostarczania energii elektrycznej lub ciepła. Powyższe rozwiązanie zapobiegnie sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne za każdym razem, bez względu na przyczynę było karane za obniżenie stanu zapasu paliw. Ponadto na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej zostały nałożone obowiązki informacyjne w odniesieniu do Prezesa URE oraz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz obowiązek umożliwienia przeprowadzenia kontroli w zakresie poziomu zapasu paliw.

Wprowadzony już ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw obowiązek upublicznienia obrotu energią elektryczną ma m.in. na celu zahamowanie procederu zróżnicowania cen energii elektrycznej, w zależności od tego czy jest ona sprzedawana wewnątrz grupy energetycznej, czy też podmiotom trzecim. Wytwórca otrzymujący środki w ramach wsparcia przewidzianego w ustawie o KDT zostanie zobowiązany do sprzedaży całości wytworzonej energii elektrycznej na giełdzie towarowej, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub w drodze otwartego przetargu. Wszyscy zaś wytwórcy będą obowiązani do sprzedaży 15 % wytworzonej w danym roku energii elektrycznej na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne otrzymujące środki w ramach wsparcia przewidzianego w ustawie o KDT będzie zobowiązane sprzedać 15 % wytworzonej energii elektrycznej w danym roku w trybie z ust. 1, zaś pozostałą (po odliczeniu zwolnień) energię elektryczną w jednym z trzech trybów przewidzianych w ust. 2. W ustawie określono enumeratywnie przypadki, w których przedsiębiorstwo energetyczne będzie zwolnione z obowiązku upublicznienia obrotu energią elektryczną oraz kiedy może ono wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o zwolnienie go z tego obowiązku. Przedsiębiorstwa energetyczne zostaną zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących umów, na podstawie których przedsiębiorstwa energetyczne sprzedają energię elektryczną w innym trybie aniżeli na zasadach określonych w ust. 1 i 2. Informacje te będą dotyczyły stron umowy, ceny, ilości energii elektrycznej oraz okresu na jaki umowa została zawarta. Na ich podstawie Prezes URE będzie ogłaszał w Biuletynie URE średnią kwartalną cenę energii elektrycznej, która nie podlega obowiązkowi upublicznienia obrotu. Sposób i tryb zorganizowania i przeprowadzenia przetargu zostanie określony w drodze rozporządzenia. Prezes URE będzie sprawował kontrolę zgodności jego przeprowadzenia z przepisami prawa, i w razie czego będzie mógł unieważnić przetarg.

5. Zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energią elektryczną i ciepłem a także obrotu paliwami ciekłymi

Projekt ustawy – Prawo energetyczne wymienia enumeratywnie rodzaje działalności gospodarczej, na wykonywanie której wymagane jest posiadanie koncesji. Przepisy te mają charakter szczególny względem art. 46 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej. Koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej związanej z gazem ziemnym została uregulowana w ustawie – Prawo gazowe. W projekcie ustawy – Prawo energetyczne oprócz działalności gospodarczej w zakresie energii elektrycznej oraz ciepła pozostawiono regulację koncesji w odniesieniu do paliw stałych, gdyż materii tej nie można systemowo włączyć do innych ustaw, a wydanie w tym celu odrębnej ustawy wydaje się nieuzasadnione. Organem koncesyjnym pozostanie Prezes URE. Postępowanie przed

Prezesem URE w sprawie udzielenia koncesji będzie toczyło się wedle przepisów k.p.a., odwołanie zaś będzie przysługiwało do sądu Okręgowego w Warszawie – sądu antymonopolowego. W ustawie określono zawartość wniosku o udzielenie koncesji, okres na jaki jest udzielana, treść koncesji, przyczyny jej cofnięcia, a także kwestie wnoszenia przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym udzielono koncesji corocznych opłat do budżetu państwa, wnoszenie zabezpieczenia przez wnioskodawcę oraz promesę udzielenia koncesji. Dookreślono wysokość zabezpieczenia majątkowego oraz jego formę dla zabezpieczenia roszczeń osób trzecich.

Nakaz dalszego prowadzenia działalności gospodarczej pomimo wygaśnięcia koncesji, stanowi konsekwencję charakteru świadczenia usług energetycznych, usług należących do sfery użyteczności publicznej. Usługi te powinny być świadczone w sposób niezawodny i ciągły. Dlatego niekiedy uzasadniona jest ingerencja państwa w konstytucyjną zasadę wolności działalności gospodarczej, gdy zagrożone jest ich świadczenie. Tym bardziej, że zostały spełnione przesłanki określone w art. 22 Konstytucji RP dopuszczające ograniczenie tej zasady w drodze ustawy i ze względu na ważny interes publiczny. Przedsiębiorstwu energetycznemu, któremu wygasła koncesja nie będzie można „na siłę” udzielić koncesji, będzie ono jednakże wykonywało działalność gospodarczą co do zasady na zasadach określonych w poprzednio udzielonej koncesji. Zakres jej zostanie wskazany w decyzji nakazującej dalsze prowadzenie działalności koncesjonowanej.) W związku z ostatnimi zmianami w ustawie z dnia 2 lipca 2004 o swobodzie działalności gospodarczej i wprowadzeniem bezterminowości wydanej koncesji jedyną przesłanką skutkującą wygaśnięciem koncesji będzie wykreślenie przedsiębiorstwa z właściwego rejestru lub ewidencji. Z reguły zakończenie prowadzenia działalności gospodarczej z inicjatywy przedsiębiorstwa energetycznego nastąpi, gdy działalność ta zacznie przynosić stratę. Dlatego w takim przypadku przedsiębiorstwu energetycznemu będzie należało się pokrycie tych strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, przy zachowaniu należytej staranności. W ten sposób przedsiębiorstwo energetyczne będzie zmobilizowane do rzetelnego prowadzenia takiej działalności, a wysokość udzielonej rekompensaty nie będzie jednocześnie stanowiła dla niego zachęty dla jej wykonywania/przedłużania wbrew kondycji przedsiębiorstwa.

Działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi, za wyjątkiem obrotu gazem płynnym poniżej równowartości 10.000 euro rocznie, będzie działalnością regulowaną, podlegającą wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE. Jeżeli Prezes URE dopuści się zaniechania polegającego na braku wpisu do rejestru wnioskodawcy w terminie 7 dni od dnia złożenia wniosku o wpis wraz z wymaganymi oświadczeniami, wnioskodawca będzie mógł rozpocząć wykonywanie działalności gospodarczej po uprzednim zawiadomieniu na piśmie Prezesa URE, chyba że w międzyczasie Prezes URE wezwał wnioskodawcę do uzupełnienia braków formalnych. W projekcie ustawy – Prawo energetyczne określono zawartość oraz sposób prowadzenia rejestru. Potwierdzeniem wpisu do rejestru będzie zaświadczenie o wpisie do rejestru obrotu paliwami ciekłymi.

6. Zasady wyznaczania i działania operatorów systemów elektroenergetycznych

W związku z zadaniami operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej kluczową kwestią jest zapewnienie dla każdej instalacji lub sieci służącej do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej operatora systemu. Operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego będzie wyznaczał w drodze decyzji Prezes URE na wniosek odpowiednio właściciela sieci przesyłowej lub

dystrybucyjnej, wskazując jednocześnie obszar, sieci i instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza. Operatorem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego będzie mógł być właściciel odpowiednio sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci lub instalacji, jak również przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z którym właściciel instalacji lub sieci służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zawarł umowę powierzającą. Ponadto na mocy postanowień dyrektywy 2009/72/WE wprowadzono dodatkowy warunek polegający na obowiązku posiadania certyfikatu niezależności. Powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego będzie ograniczone do sytuacji, w których liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej nie przekracza stu tysięcy. W razie przekroczenia tej liczby operatorem systemu dystrybucyjnego będzie mógł zostać wyznaczony jedynie właściciel sieci lub instalacji służących do dystrybucji energii elektrycznej (posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji) albo przedsiębiorstwo energetyczne faktycznie już wykonujące działalność gospodarczą przy użyciu tych sieci lub instalacji, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tych sieci lub instalacji. Prezes URE przy wyznaczaniu danego podmiotu na operatora systemu dystrybucyjnego będzie brał pod uwagę efektywność energetyczną, skuteczność zarządzania systemem elektroenergetycznym, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, spełnianie kryteriów niezależności. Prezes URE będzie mógł wyznaczyć z urzędu w drodze decyzji operatora systemu elektroenergetycznego jeżeli właściciel sieci lub instalacji służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie złoży takiego wniosku albo z powodu niespełnienia ustawowych kryteriów podmiot wskazany we wniosku nie będzie nadawał się na pełnienie funkcji operatora systemu, tym samym nie zostanie wyznaczony przez Prezesa URE. Powyższe rozwiązanie znajduje swoje uzasadnienie w charakterze obowiązków nałożonych na operatora systemu a związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej będzie mógł zostać wyznaczony tylko jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, którego jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa a nadzór sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pełni bowiem szczególną rolę w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W związku z tym wskazana jest koncentracja zadań i obowiązków związanych z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej w jednym podmiocie oraz sprawowanie nadzoru nad tym podmiotem przez organ (ministra właściwego do spraw gospodarki) odpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne kraju. Argumentem przemawiającym za powyższym rozwiązaniem jest również fakt funkcjonowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Te same przesłanki zadecydowały o wykreśleniu w nowej ustawie regulacji dot. operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. Do tej pory operator taki nie powstał i nie przewiduje się aby w najbliższym czasie zaczął funkcjonować.

Zarówno operator systemu przesyłowego jak i dystrybucyjnego elektroenergetycznego będą musieli spełniać kryteria niezależności od innej działalności niezwiązanej z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Potwierdzeniem spełniania tych kryteriów w przypadku operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego będzie certyfikat niezależności przyznawany przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwo energetyczne,

które raz już uzyskało certyfikat niezależności będzie zobowiązane niezwłocznie informować Prezesa URE o planowanych transakcjach, które mogą mieć wpływ na jego niezależność. Ponadto, Prezes URE będzie mógł sprawdzić ad hoc spełnianie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego kryteriów niezależności. W razie zaś stwierdzenia uchybienia tym kryteriom będzie mógł cofnąć decyzję o wyznaczeniu tego przedsiębiorstwa operatorem. Dodatkowo operatorzy będą zobowiązani przekazywać Prezesowi URE informacje dotyczące zmiany zakresu wykonywanej działalności gospodarczej oraz powiązań kapitałowych w terminie miesiąca od dnia wprowadzenia tych zmian. W ustawie enumeratywnie wymieniono kryteria niezależności, zarówno w odniesieniu do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, jak również operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, będącego w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Operatorzy zostali zobowiązani do opracowywania i realizacji programów zgodności, w których określają przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Przede wszystkim programy zgodności będą określały zasady niedyskryminacyjnego i przejrzystego dostępu do sieci. Zarówno same programy jak i też ich późniejsza realizacja będą podlegały kontroli Prezesa URE poprzez ich zatwierdzanie w drodze decyzji oraz obowiązek składania corocznie sprawozdania opisującego działania podjęte w poprzednim roku w celu realizacji programu.

Z obowiązku spełniania kryteriów niezależności oraz opracowywania programu zgodności zostali zwolnieni operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, jeżeli liczba odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie jest większa niż sto tysięcy, a także obsługujących system elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5 % rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych.

W ustawie określono zbiorczo zadania i obowiązki operatorów systemów, gdyż nie zawsze są one określone w poszczególnych przepisach regulujących daną materię.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne dopuszczono możliwość posiadania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jednostek rezerwy interwencyjnej. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii. Realizując powyższe zadania OSP dokonuje między innymi zakupu usług systemowych. Zakup usług systemowych stanowi jedno z podstawowych narzędzi umożliwiających OSP zapewnienie wymaganych standardów ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, przy zachowaniu wymaganych parametrów jakościowych tej energii. Jednakże rozwój Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) na terenie RP jest nierównomierny. Niemal wszyscy wytwórcy zlokalizowani są w południowej i centralnej części kraju. Nie znajduje to odzwierciedlenia w równomiernej lokalizacji odbiorców energii elektrycznej. Taka lokalizacja źródeł wytwarzania w systemie krajowym powoduje, iż nie jest możliwy zakup mocy i energii dla zapewnienia wymaganych standardów ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, przy zachowaniu wymaganych parametrów jakościowych tej energii na całym

obszarze kraju. W szczególności dotyczy to obszaru Polski północnej i północno-wschodniej, na którym nie ma zlokalizowanych niezbędnych źródeł wytwarzania. Brak źródeł wytwórczych na ww. obszarach kraju, w przypadkach gwałtownego wzrostu krajowego zapotrzebowania na moc (w szczególności w okresach letniego i zimowego szczytu zapotrzebowania) powoduje coraz większe problemy z zapewnieniem ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej. Skutkuje to poważnymi trudnościami ze zbilansowaniem, a w najbliższych latach skutkować może koniecznością dokonywania okresowych wyłączeń odbiorców energii elektrycznej. Dodatkowo ze względu na istniejące problemy związane z rozbudową sieci elektroenergetycznej, możliwe jest również wystąpienie awarii linii przesyłowych zasilających obszary Polski północnej lub północno-wschodniej, co skutkować może koniecznością pozbawienia zasilania odbiorców zlokalizowanych na tych obszarach, a w skrajnym przypadku może wywołać awarię całego KSE.

PSE Operator dokonał analizy w oparciu o badanie rozptyłów energii elektrycznej w KSE, która potwierdziła, iż największe zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego występują w obszarze Polski północnej i północno – wschodniej. Zidentyfikowane zostały następujące zagrożenia:

- stan awaryjny I - wyłączenie linii 400 kV relacji Narew-Miłosna lub wyłączenie transformacji w węźle Ełk lub Narew. Bezpośrednim skutkiem ww. zdarzeń będzie kaskadowe wyłączanie elementów sieci 110 kV. Z dużym prawdopodobieństwem może oznaczać to wystąpienie lokalnego blackout'u, z jednoczesnym odłączeniem odbiorców o mocy nawet w granicach 2 - 2,5 GW;
- stan awaryjny II - jednoczesne wyłączenie linii 400 kV Krajnik – Dunowo oraz Grudziądz – Płock. W wyniku wystąpienia awarii konieczność odłączenia odbiorców końcowych oszacowano na poziomie ok. 2,5 GW;
- stan awaryjny III - wyłączenie dwóch torów linii 400 kV ze stacji Rogowiec do stacji Płock i Mościska. W wyniku wystąpienia awarii konieczność odłączenia odbiorców końcowych oszacowano na poziomie ok. 2 GW.

Oczekiwany wzrost zapotrzebowania na moc i energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych jednostek wytwórczych. Uruchomione w ostatnim okresie jednostki wytwórcze stanowią praktycznie tylko odtworzenie wycofywanych z pracy, przy czym żadna z tych jednostek nie powstała na północy kraju. Na chwilę obecną pojawiają się jedynie doniesienia prasowe informujące o zamiarach budowy nowych jednostek wytwórczych, jednak stan zaawansowania tych projektów nie upoważnia do stwierdzania czy one rzeczywiście powstaną, a tym bardziej nie można przewidzieć terminu ich uruchomienia.

Istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej nie zapewniają bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę zidentyfikowane zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w krajowym systemie elektroenergetycznym, wydaje się koniecznym budowa przez OSP jednostek rezerwy interwencyjnej, które umożliwią m.in. przeciwdziałanie wymienionym wyżej stanom awaryjnym, a tym samym zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Z wyżej wymienionych powodów, jednostki rezerwy interwencyjnej, o określonych parametrach technicznych umożliwiających uzyskanie pełnego zakresu mocy w czasie nie dłuższym niż 15 minut, mogące zapewnić ciągłą pracę w czasie nie krótszym niż 6 godzin na dobę, powinny być zlokalizowane w północnej części KSE.

Jednostki te pozostawałyby w wyłącznej dyspozycji OSP i wykorzystywane byłyby tylko do pracy interwencyjnej w sytuacjach braku możliwości dotrzymywania w ww. obszarach kraju wymaganych standardów ciągłości, niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej.

Dyrektywa 2009/72/WE¹ (niezmieniona w tym zakresie w stosunku do Dyrektywy 2003/54/WE²) w art. 8 ust. 5 zezwala na tworzenie nowych zdolności wytwórczych w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez organizowanie przetargów na te zdolności. Zapisy Dyrektywy 2003/54/WE zostały implementowane w art. 16a ustawy – Prawo energetyczne, w którym Prezes URE został wskazany jako organ uprawniony do wyłaniania w drodze przetargów przedsiębiorstw, które korzystając z zaproponowanych instrumentów ekonomiczno-finansowych podejmą się budowy nowych mocy wytwórczych. Jednakże Prezes URE mógł ogłosić taki przetarg jedynie w przypadku możliwości wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, stwierdzonego przez Ministra Gospodarki w sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Obok powyższego rozwiązania, zachodzi konieczność uregulowania w ustawie PE możliwości posiadania przez OSP jednostek rezerwy interwencyjnej dla potrzeb bieżącego sterowania pracą systemu, w sytuacjach awaryjnych, kiedy istniejące mechanizmy rynkowe okażą się niewystarczające z punktu widzenia bezpieczeństwa operacyjnego sieci.

Możliwość budowy i eksploatacji jednostek rezerwy interwencyjnej związana byłaby z zadaniami OSP w zakresie wymogów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, konieczności zachowania wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz wynikałaby z uwarunkowań towarzyszących zarządzaniu przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie. Istota posiadania i wykorzystywania jednostek rezerwy interwencyjnej polegałaby na utrzymywaniu gotowości do pracy interwencyjnej rozumianej, jako zdolność jednostki do natychmiastowego uruchomienia i uzyskania poleconego przez OSP obciążenia mocą w bardzo krótkim czasie oraz na wykorzystywaniu pracy, polegającej na czasowym (krótkotrwałym) wprowadzaniu do sieci energii elektrycznej w ilości wynikającej z poleceń OSP. Jednocześnie jednostki rezerwy interwencyjnej nie byłyby w żaden sposób wykorzystywane jako źródła wytwarzania energii elektrycznej, tzn. jako majątek, przy użyciu którego prowadzona byłaby działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, z której to działalności podmiot nimi władający uzyskiwałby przychody z tytułu jej sprzedaży (obrotu).

W świetle art. 5 ust. 1 lit. b) i ust. 2 lit. f) Dyrektywy 2005/89/WE³ zapewnianie przez OSP dostępności odpowiedniego poziomu rezerw mocy wytwórczych dla celów zbilansowania systemu elektroenergetycznego jest traktowane, jako działanie odrębne od stosowania procedury przetargowej zgodnie z art. 7 ust. 1 Dyrektywy 54 (art. 8 ust. 1 Dyrektywy 72). Zatem obok przetargów organizowanych przez Prezesa URE istnieje również możliwość budowania i korzystania przez OSP z jednostek rezerwy interwencyjnej.

OSP realizując obowiązek zapewnienia odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych będzie mógł budować jednostki przyłączone do sieci przesyłowej o określonych parametrach, pozostających w gotowości do pracy interwencyjnej na wyłączne polecenie operatora systemu przesyłowego.

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE; Dz. U. UE. L. 2009.211.55 („Dyrektywa 72”)

² Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej; Dz. U. UE. L. 2003.176.37 ze zm. („Dyrektywa 54”) - wdrożona poprzez nowelizację ustawy PE z dnia 4 marca 2005 r.

³ Dyrektywa 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. U. UE. L. 2006.33.22 („Dyrektywa 89”) - wdrożona poprzez nowelizację ustawy PE ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)

Podobne rozwiązania zastosowane zostały w Szwecji i Finlandii. W krajach tych operatorzy systemu przesyłowego dysponują własnymi źródłami interwencyjnymi. Dopuszczalność posiadania tych źródeł została określona w obu przypadkach w aktach prawnych będących odpowiednikami polskiej ustawy – Prawo energetyczne. Zapisy tych regulacji dopuszczają możliwość prowadzenia działalności wytwórczej przez OSP w szczególności dla wypełniania obowiązków związanych z odpowiedzialnością za system elektroenergetyczny oraz w przypadku przerw w dostawach energii elektrycznej. Prowadzenie tej działalności nie jest traktowane jako sprzeczne z zasadami rozdzielania działalności przesyłowej, obrotowej i wytwarzania. Dla przykładu szwedzki OSP dysponuje 11 turbinami gazowymi o łącznej mocy 700 MW, wykorzystywanymi w przypadku zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

Możliwość posiadania przez OSP jednostek rezerwy interwencyjnej nie pozostaje w sprzeczności z postanowieniami regulującymi obowiązek rozdzielania działalności przesyłowej od wytwarzania energii elektrycznej, ponieważ wykorzystywanie przez OSP podlegających jego wyłącznej dyspozycji jednostek będzie następować w ramach działalności przesyłowej, w zakresie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej. Przyjęcie takiego rozwiązania jest uzasadnione zważywszy na charakter pracy w/w jednostek, których praca nie jest ukierunkowana na działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w celach komercyjnych, lecz wykorzystywana jako urządzenie o charakterze regulacyjnym jak np. dławik, kompensator, transformator z regulacją zaczepów, itp. Budowa jednostki rezerwy interwencyjnej służyć będzie tylko i wyłącznie realizacji celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE i zmierza nie do wytwarzania energii, lecz do jej prawidłowego, tzn. zgodnego z określonymi parametrami, przesyłania. Sama generacja mocy jest jedynie niezbędnym sposobem, za pomocą którego w określonych warunkach możliwe jest prowadzenie ruchu sieciowego.

Jednym z podstawowych założeń, warunkujących dopuszczalność eksploatacji przez OSP jednostek rezerwy interwencyjnej jest zakaz oferowania na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w tych źródłach. Tym samym źródła te nie wpływałyby na warunki kształtowania cen na rynku energii elektrycznej. Źródła interwencyjne będą mogły być użyte jedynie w ramach bieżącego sterowania pracą systemu, co więcej wyłącznie pomocniczo, w sytuacjach, kiedy stosowane standardowo procedury bilansowania systemu w ramach obowiązujących mechanizmów funkcjonowania rynku energii elektrycznej okażą się niewystarczające z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa operacyjnego sieci lub bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Zaproponowane w projekcie ustawy- Prawo energetyczne przepisy dot. zasad alokacji zdolności przesyłowych połączeń sieci przesyłowej z systemami państw niebędących członkami Unii Europejskiej mają na celu wypełnienie luki prawnej związanej z tym, że dotychczas obowiązujące krajowe akty prawne nie regulowały tego zagadnienia w sposób wystarczający.

Jedynie art. 4 ust. 2 i art. 9c ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne⁴ oraz § 18 rozporządzenia systemowego⁵ można było odnieść do tej kwestii, jednak przepisy te były zbyt ogólne i niewystarczające w tym zakresie (przepisy te przede wszystkim wdrażały do polskiego porządku prawnego zakaz dyskryminacji i zasadę dostępu strony trzeciej do sieci, w tym do zdolności połączeń międzysystemowych (zasada TPA) oraz wskazywały ogólnie na obowiązek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) zapewnienia

⁴ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne; Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.

⁵ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r., nr 93, poz. 623, z późn. zm. („rozporządzenie systemowe”)

dostępu do połączeń międzysystemowych oraz zarządzania zdolnościami przesyłowymi na tych połączeniach).

Żadne z tych postanowień nie dawały jednak podstawy do szczególnego traktowania połączeń międzysystemowych z państwami trzecimi, nienależącymi do Unii Europejskiej i nie określały podstawowych rozwiązań w tym zakresie (do połączeń międzysystemowych wewnątrzunijnych stosowało się wprost postanowienia *Rozporządzenia 714/2009*⁶).

Zaproponowane w prawie projekcie ustawy – Prawo energetyczne rozwiązania regulują:

- sposób, w jaki są określane zasady alokacji zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych pomiędzy systemami Polski i niektórych państw niebędących członkami Unii Europejskiej i zasadę zatwierdzania ich przez Prezesa URE;
- sposób konsultacji projektu zasad alokacji lub jej zmian z użytkownikami systemu;
- sposób publikacji zasad alokacji (w Biuletynie URE i na stronie internetowej OSP);
- zasady cenotwórstwa w zakresie korzystania z tych połączeń, w tym określenie zasad stosowania cen wywoławczych;
- zasady (terminy) wprowadzania do stosowania zasad alokacji;
- sposób stosowania alokacji, w przypadku braku zatwierdzonych przez Prezesa URE zasad alokacji;
- wyłączenie stosowania powyższych zasad alokacji w odniesieniu do połączeń z systemami państw niebędących członkami Unii Europejskiej, które przystąpiły do Wspólnoty Energetycznej (np. Ukraina) - w tym przypadku zastosowanie mają przepisy Unii Europejskiej w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

W zakresie publikacji, procesu konsultacji i zatwierdzania zasad alokacji zaproponowano analogiczne rozwiązania jak przyjęte w odniesieniu do procesu zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

OSP będzie mógł ustalić minimalną opłatę – cenę wywoławczą. Argumentem za wprowadzeniem ceny wywoławczej jest specyfika rynków energii funkcjonującej w krajach sąsiadujących z Polską, które nie są członkami Unii Europejskiej. Z uwagi na występujący w tych krajach rynek jednego sprzedawcy, istnieje ryzyko, że w przypadku niewprowadzenia cen wywoławczych, alokacja zdolności przesyłowych tych połączeń będzie następować po cenie „zero” lub innej cenie, ustalonej w wyniku ofert składanych przez zainteresowane podmioty na poziomie niezapewniającym pokrycia kosztów utrzymania wykorzystywanego majątku i zwrotu z zaangażowanego kapitału. Sytuacja taka doprowadzi do konieczności obciążenia powołanymi powyżej kosztami wszystkich odbiorców końcowych w kraju w oparciu o formułę kosztów uzasadnionych pomimo, iż w/w odbiorcy lub sprzedawcy dostarczający im energię elektryczną, nie będą mieli faktycznej możliwości korzystania z udostępnianych dla tych połączeń zdolności przesyłowych. Istnieje bowiem ryzyko, iż zainteresowanym do złożenia oferty na zakup zdolności przesyłowych połączenia może być podmiot (podmioty) posiadający kontrakt z jedynym dostawcą, działającym na obszarze kraju po drugiej stronie granicy. W takim przypadku koszty te nie powinny być bezpośrednio przenoszone na wszystkich odbiorców energii elektrycznej w Polsce, co może zapewnić ewentualne zastosowanie ceny wywoławczej.

⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003; Dz. U. UE. L. 09.211.15 („Rozporządzenie 714/2009”)

Wprowadzenie ceny wywoławczej będzie również zachętą ekonomiczną dla utrzymania i budowy nowych połączeń. Koszty inwestycyjne wymagają zapewnienia bieżącego finansowania na odpowiednim poziomie, stąd konieczność zapewnienia ceny minimalnej. Z tego względu przykładem mogą być zasady aukcji określone dla połączenia Moyle, łączącego Szkocję i Irlandię Północną oraz połączenia East West Cable One Limited, łączącym Irlandię z Wielką Brytanią, w których dopuszczono aukcje z ceną wywoławczą.

Możliwość zastosowania proponowanej regulacji w oparciu o cenę wywoławczą nie powinna budzić wątpliwości zważywszy również następującą okoliczność. W proponowanych rozwiązaniach przyjęto, że kwestie zastosowania tej ceny OSP będzie określał w ramach opracowywanych zasad alokacji. Organ regulacyjny z kolei będzie miał prawo w decyzji zatwierdzającej te zasady określić maksymalny okres, w którym dopuszczalne jest ustalanie w ramach zasad alokacji cen wywoławczych. Taka formuła umożliwi OSP i Prezesowi URE dokonywanie monitoringu zachowań związanych z korzystaniem ze zdolności przesyłowych danego połączenia i elastyczne dostosowywanie obowiązujących warunków w zależności od warunków funkcjonowania rynków energii po obu stronach granicy (połączenia) i gry rynkowej prowadzonej przez uczestników tych rynków. W ramach proponowanych rozwiązań nie jest również wykluczona możliwość zastosowania formuły, w ramach której część kosztów przenoszona byłaby w ramach ogólnych mechanizmów taryfowania (przez taryfę OSP), a pozostała część poprzez mechanizm ceny minimalnej.

Innym przykładem wprowadzenia szczegółowych rozwiązań dotyczących połączenia z systemami państw niebędących członkami Unii Europejskiej (poprzez przyjęcie stosownych przepisów przez uprawnione organy państwa włoskiego, we współpracy z organami szwajcarskimi) jest nowe połączenie systemów przesyłowych Włoch oraz Szwajcarii - Campocologno-Tirano.

Z powyższego wynika, iż proponowane do wprowadzenia w ustawodawstwie polskim rozwiązania specjalnego podejścia do kwestii alokacji zdolności przesyłowych połączeń z krajami nie będącymi członkami Unii Europejskiej i które nie przyjęły do stosowania uregulowań wspólnotowych w tym zakresie, tak jak ma to miejsce w przypadku Ukrainy, nie jest przypadkiem odosobnionym w Europie.

Brak wprowadzenia regulacji w tym zakresie mógłby spowodować, w przypadku próby ustalenia zasad alokacji tych zdolności przesyłowych samodzielnie przez OSP, skuteczne zakwestionowanie tych działań przez uczestników rynku z uwagi na brak podstaw prawnych do wprowadzenia proponowanych zasad.

Ponadto, w celu uniknięcia możliwości kwestionowania mocy wiążącej proponowanych zasad alokacji użytkowników systemu przesyłowego elektroenergetycznego i systemu połączonego elektroenergetycznego zobowiązano do ich przestrzegania.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne sformułowano podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Możliwość taka została przewidziana w dyrektywie 2009/72/WE. Warunkiem uwzględnienia przez Prezesa URE wniosku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej o nadaniu mu takiego statusu jest dostarczanie tej energii odbiorcom w gospodarstwie domowym w liczbie nie większej niż 200, lub zaopatrywanie w energię elektryczną ograniczony i wyodrębniony geograficznie obszar. Obszar ten powinien stanowić pewną organizacyjną całość, w obrębie której zachodzące procesy energetyczne są zintegrowane. Za zintegrowaniem takich procesów powinny przemawiać względy techniczne oraz bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Z reguły zamknięte systemy

dystrybucyjne będą dotyczyły obszarów, na których wykonywana jest działalność gospodarcza, a występujące na nich obiekty należą do tego samego podmiotu. W związku z powyższym jako kolejne alternatywne kryteria przyjęto, że system ten dostarcza energię elektryczną wyłącznie do właściciela sieci, operatora tego systemu lub przedsiębiorstw z nim powiązanych. Jako że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej w zamkniętym systemie dystrybucyjnym nie dostarcza energii elektrycznej do odbiorców znajdujących się poza wyodrębnionym gospodarczo obszarem, dlatego w stosunku do niego nie znajdują zastosowania pewne przepisy funkcjonujące m.in. ze względu na konieczność zapewnienia każdemu potencjalnemu odbiorcy zaopatrzenia w energię elektryczną w sposób ciągły i niezawodny po uzasadnionych cenach. Przedsiębiorstwo takie będzie zwolnione z obowiązków przedkładania taryf do zatwierdzenia o ile nie zawiera ona cen lub stawek opłat wyższych niż najwyższe w taryfie zatwierdzanej przez Prezesa URE w poprzednim roku kalendarzowym (co będzie podlegało kontroli Prezesa URE na wniosek użytkownika systemu zamkniętego), opracowywania i przedkładania planów rozwoju, przyłączania nowych odbiorców do zamkniętej sieci dystrybucyjnej, opracowywania i zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, opracowywania, aktualizacji i udostępniania odbiorcom oraz ich sprzedawcom standardowych profili zużycia.

Operator systemu elektroenergetycznego oprócz typowych dla niego zadań będzie zobowiązany zapewnić pierwszeństwo dla świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji a także odbioru tej energii z tych źródeł. Obowiązek ten rozszerzono na energię elektryczną pochodzącą z magazynu energii, jeżeli w magazynie tym została przetworzona energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii.

Zobowiązanie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do odbioru energii elektrycznej z punktu ładowania pojazdów elektrycznych umożliwi zakup energii elektrycznej przez użytkowników takich pojazdów po tańszej cenie a następnie jej odsprzedaż „w szczycie”.

Podstawowym dokumentem o charakterze technicznym kształtującym relacje pomiędzy operatorem systemu a pozostałymi użytkownikami tego systemu jest instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (lub dystrybucyjnej). Instrukcje są opracowywane odrębnie dla systemu przesyłowego i odrębnie dla systemu dystrybucyjnego. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej tudzież umowy kompleksowej. Jest ona zarazem regulaminem w rozumieniu art. 384 Kodeksu cywilnego, co oznacza, że wiąże stronę jeżeli została jej doręczona przed zawarciem umowy. W świetle Kodeksu cywilnego z doręczenia przed zawarciem umowy zostały zwolnione wzorce umowne jeżeli posługiwanie się wzorcem jest zwyczajowo przyjęte w stosunkach danego rodzaju, a strona z łatwością mogła dowiedzieć się o jego treści. Zasady tej nie będzie się stosowała jednakże w umowach zawieranych z udziałem konsumentów, za wyjątkiem umów powszechnie zawieranych, w drobnych, bieżących sprawach życia codziennego. Umowa na podstawie której dostarczana jest energia elektryczna należy co prawda do umów powszechnie zawieranych, lecz z pewnością nie należy do drobnych, bieżących spraw z życia codziennego. Odbiorca w gospodarstwie domowym stanowi odpowiednik konsumenta w rozumieniu Kodeksu cywilnego. Operator systemu ma obowiązek zapewnić użytkownikom tego systemu publiczny dostęp do projektu instrukcji oraz umożliwić zgłaszanie do niej uwag. W tym celu operator systemu informuje użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej

zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag. Instrukcja w całości jest zatwierdzana przez Prezesa URE i ogłaszana na koszt operatora systemu w Biuletynie URE.

Z powyższego wynika, że użytkownik systemu, w tym odbiorca w gospodarstwie domowym może z łatwością dowiedzieć się o jej treści. Powinien jednakże, w przypadku odbiorców w gospodarstwie domowym, z odpowiednim wyprzedzeniem przed zawarciem umowy pozwalającym mu na zapoznanie się z tą instrukcją, zostać poinformowany o miejscu, w którym jest ona dostępna. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci określa szczegółowe warunki korzystania z sieci przez użytkowników systemu, warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, a także zawiera wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Jest to istotne ze względu na szczególnie doniosłą rolę operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako podmiotu w głównej mierze odpowiedzialnego za bezpieczeństwo tego systemu.

Jedną z najistotniejszych zmian w sektorze elektroenergetycznym wprowadzanych w nowej ustawie jest system tzw. inteligentnego opomiarowania. Wdrożenie tego systemu w Polsce poprawi poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zapewnienie zbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w sytuacji przewidywanych w najbliższych kilku latach zagrożeń związanych z ubytkami mocy wytwórczych. Osiągnąć to można właśnie za pomocą systemu inteligentnego opomiarowania, dzięki uzyskanej za jego pomocą aktywizacji odbiorców w zakresie bardziej efektywnego zarządzania wykorzystywaną energią elektryczną, umożliwiającej redukcję obciążenia KSE w szczytach zapotrzebowania na energię elektryczną.

Innym z kluczowych problemów utrudniających właściwe funkcjonowanie rynku energii elektrycznej (zarówno w wymiarze handlowym, jak i technicznym), który zostanie rozwiązany dzięki wprowadzeniu systemu inteligentnego opomiarowania i utworzeniu Operatora Informacji Pomiarowych jest monopolizowanie posiadania i wykorzystywania istotnych dla rozwoju rynku informacji (wielkość i profil zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przez odbiorców), w pierwszej kolejności przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Ignorowane jest przy tym „naturalne” prawo odbiorcy do dysponowania informacją o swoim zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Utrzymywanie tego stanu w przyszłości, spowodowałoby nie tylko zachowanie, ale wręcz pogłębienie monopolistycznej przewagi przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego nad odbiorcami energii elektrycznej.

Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych ma również znacznie szerszy wymiar, także z punktu widzenia gospodarczego UE. Zgodnie z podejściem prezentowanym przez Komisję Europejską między innymi w Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – *Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia* (dalej Komunikat KE w sprawie inteligentnych sieci), czy *Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejska Agenda Cyfrowa* wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowi nieodzowny element inteligentnej sieci i przyczyni się w znacznym stopniu do przyspieszenia rozwoju i unowocześnienia gospodarki Państw wchodzących w skład Unii Europejskiej. Z prezentowanego przez Komisję Europejską (KE) stanowiska wynika, iż przyszły rozwój gospodarczy UE musi w coraz większym stopniu pochodzić z innowacyjnych produktów i usług przeznaczonych dla obywateli i przedsiębiorstw z UE. W funkcjach jakie

będą posiadały inteligentne systemy pomiarowe, w szczególności tych umożliwiających bieżący dostęp do aktualnego stanu zużycia energii elektrycznej, dwustronną komunikację między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii, KE widzi możliwość znacznej redukcji zużycia energii przez tych odbiorców, co znacznie poprawi konkurencyjność gospodarki Państw członkowskich UE. Ponadto KE w Komunikacie KE w sprawie inteligentnych sieci podkreśla, iż w europejskim badaniu Bio Intelligence stwierdzono, że inteligentne sieci mogłyby ograniczyć roczne zużycie energii pierwotnej w sektorze energetycznym UE o prawie 9% do 2020 r. Ponadto KE oczekuje również, iż inteligentne sieci, w tym inteligentne systemy pomiarowe przyczynią się do stworzenia nowych miejsc pracy i dodatkowego wzrostu gospodarczego. Przewiduje się także, że wartość światowego rynku inteligentnych urządzeń gospodarstwa domowego wzrośnie z 3,06 mld USD w 2011 r. do 15,12 mld USD w 2015 r.. Szacuje się także, że ok. 15% spodziewanych inwestycji przeznaczonych zostanie na wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych, natomiast 85% na modernizację pozostałej części systemu.

Biorąc pod uwagę omówione w dalszej części uzasadnienia korzyści wynikające z wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania, odstąpiono od przeprowadzenia analizy dotyczącej wdrożenia tego systemu, o której mowa w dyrektywie 2009/72/WE.

Analizując przesłanki formalne wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych należy podkreślić, iż w chwili obecnej żaden z dokumentów zarówno krajowych, jak i unijnych, nie wprowadza bezwzględnego obowiązku wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Dokumenty unijne takie jak Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, czy Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE wskazują wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jako pożądaną drogę rozwoju systemu elektroenergetycznego, która ułatwi realizację celów pakietu klimatycznego, jak również przyczyni się do rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. W Polsce jedynym oficjalnym dokumentem rządowym, który wprost wspomina o potrzebie wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, jest Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.

Należy zauważyć, że w dokumencie „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” w Programie Działań Wykonawczych określono działania, które realizują opisywane zmiany prawne:

- stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii elektrycznej – od 2011 roku (Działanie 1.9, pkt. 2),
- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej – praca ciągła (Działanie 1.9 pkt. 3),
- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników – 2012 r. (Działanie 5.2 pkt. 4).

Pośrednio istotne korzyści z wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania odniesie także środowisko naturalne, ponieważ konsekwencją funkcjonowania tego systemu będzie racjonalniejsze i efektywniejsze zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, uzyskiwanej w Polsce głównie ze spalania paliw kopalnych.

Podsumowując, najważniejsze cele, których realizację zapewnia wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania to:

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez stworzenie technicznych możliwości elastycznego zarządzania popytem na energię elektryczną, zwłaszcza w sytuacjach kryzysowych;
- zwiększenie efektywności i racjonalizacja zużycia energii elektrycznej;
- poprawa pozycji rynkowej odbiorców energii elektrycznej w stosunku do sprzedawców tej energii poprzez:
 - ujawnienie rzeczywistej elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną
 - ułatwienie zmiany sprzedawcy oraz
 - optymalizację wydatków na te cele;
- zwiększenie konkurencji pomiędzy sprzedawcami energii elektrycznej poprzez umożliwienie im konstruowania oferty lepiej przystosowanej do indywidualnych potrzeb danego odbiorcy;
- ograniczenie, a nawet likwidacja nielegalnego poboru energii elektrycznej.

Aby możliwa stała się realizacja powyższych celów niezbędne jest wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania względem wszystkich odbiorców.

Przyjęte w ustawie rozwiązania w sposób optymalny realizują założone cele regulacji oraz przynoszą szereg dodatkowych korzyści i oszczędności dla odbiorców energii elektrycznej jak i innych użytkowników systemu elektroenergetycznego. Najważniejsze korzyści wypływające z wprowadzenia systemu opomiarowania zarządzanego przez centralnego Operatora Informacji Pomiarowych (dalej zwanego OIP) to :

- optymalna realizacja celów wskazanych powyżej;
- brak kosztów organizacji i zarządzania jakie pociągnęłyby za sobą powołanie nowego, odrębnego podmiotu wykonującego funkcje OIP dzięki powierzeniu tych zadań istniejącej już spółce celowej Zarządcy Rozliczeń S.A.;
- zapewnienie niezależności i równego traktowania odbiorców i pozostałych uczestników systemu przez OIP;
- zapewnienie właściwego publicznego nadzoru nad działalnością OIP dzięki sprawdzonym rozwiązaniom przyjętym dla Zarządcy Rozliczeń SA;
- minimalizacja kosztów funkcjonowania systemu dla uczestników systemu dzięki niekomercyjnemu (nie nastawionemu na maksymalizację zysku) charakterowi działalności OIP;
- ograniczenie dodatkowych obciążeń dla odbiorców wynikających z utworzenia Operatora Informacji Pomiarowych z uwagi na to, że ponoszone przez nich koszty systemu inteligentnego opomiarowania zastąpią opłatę abonamentową obciążającą ich do tej pory. Przyjęto założenie że koszty nowego systemu mają nie odbiegać od kosztów starego systemu, który nie przynosił odbiorcy żadnych dodatkowych korzyści.
- możliwość uzyskania przez odbiorców bezpośrednich korzyści (świadome zużycie energii elektrycznej, ułatwienie zmiany sprzedawcy) oraz korzyści pośrednich wynikających z ograniczenia kosztów taryf dystrybucyjnych i cen energii elektrycznej.

Funkcjonowanie jednego Operatora Informacji Pomiarowych pozwoli na gromadzenie przez jeden podmiot informacji pomiarowych, a tym samym sprawną realizację celów, dla których został powołany OIP.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne określone zostały podstawowe zadania, jakie powinien wykonywać OIP. Należy do nich przede wszystkim utworzenie centralnego zbioru informacji pomiarowych oraz zarządzanie tym zbiorem poprzez przechowywanie, przetwarzanie, a także odbieranie i wysyłanie informacji pomiarowych, prowadzenie ewidencji punktów pomiarowych, opracowanie i aktualizację wymagań dotyczących liczników inteligentnych, standardów komunikacji oraz standardów dostępu do centralnego zbioru informacji pomiarowych, opracowanie instrukcji postępowania z informacjami

pomiarowymi, utworzenie klasyfikacji odbiorców umożliwiającej opracowanie harmonogramu odczytów liczników inteligentnych. OIP ma również ściśle współpracować z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemu opomiarowania oraz skoordynowania rozwoju tego oprogramowania oraz realizować obowiązki sprawozdawcze.

Pojęcie informacji pomiarowej zostało zdefiniowane w przepisach ogólnych w art. 2 definiującym podstawowe, używane w ustawie pojęcia.

Informacje pomiarowe to dane pomiarowe, informacje o obowiązujących w danym okresie cenach energii elektrycznej lub stawkach opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (sygnały rynkowe) oraz komendy sterujące.

Dane pomiarowe zdefiniowano jako dane rzeczywiste uzyskane z licznika energii elektrycznej, zawierające informacje o ilości zużytej energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych (liczniki bilansujące), ilości wytworzonej energii elektrycznej oraz o niedotrzymaniu parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej.

Operator Informacji Pomiarowych oraz inni użytkownicy systemu funkcjonować będą w środowisku systemu opomiarowania. W skład tego systemu wchodzi liczniki inteligentne wraz z obsługującym je systemem teleinformatycznym w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. 2002, Nr 144 poz. 1204 z późn. zm.). System teleinformatyczny stanowi zespół współpracujących ze sobą urządzeń informatycznych i oprogramowania (w tym aplikacja centralna AMI OSD oraz odpowiednie oprogramowanie OIP pozwalające na prowadzenie centralnego zbioru informacji pomiarowych), zapewniający przetwarzanie i przechowywanie, a także wysyłanie i odbieranie danych poprzez sieci telekomunikacyjne za pomocą właściwego dla danego rodzaju sieci urządzenia końcowego. Infrastruktura AMI to teleinformatyczny system pomiarowo-rozliczeniowy, składający się z aplikacji centralnej, infrastruktury komunikacji dwukierunkowej, infrastruktury pomiarowej oraz pozostałych elementów służących do zdalnego pomiaru, przesyłania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej oraz stosownych sygnałów i komend.

Dotychczas funkcjonujący sposób rozliczeń odbiorców indywidualnych za energię elektryczną opiera się o zasadę opłaty za prognozę zużycia według określonego profilu, a dopiero po dokonaniu odczytu licznika przez inkasenta następuje obliczenie faktycznego zużycia energii elektrycznej i obciążenie korygujące za okres rozliczeniowy. Wprowadzenie liczników inteligentnych (zdefiniowanych jako zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych oraz umożliwiających dwustronną komunikację operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego z systemem teleinformatycznym) oraz połączenie ich systemem teleinformatycznym w system opomiarowania pozwoli kolekcjonować informacje pomiarowe, w tym dane pomiarowe w centralnym zbiorze informacji pomiarowych.

Umożliwi to jednocześnie dokonywanie pomiarów wielkości i parametrów usprawniających zarządzanie siecią oraz prowadzenie rozliczeń za pobraną energię elektryczną na podstawie jej rzeczywistego zużycia. Dane niezbędne do rozliczenia za energię elektryczną za okres rozliczeniowy sprzedawca energii elektrycznej uzyskuje wyłącznie z centralnego zbioru informacji pomiarowych.

- Jednakże nie jest możliwe z technicznego punktu widzenia wdrożenie całego systemu w jednym czasie na terenie całego kraju. Wymaga to przede wszystkim zainstalowania i przyłączenia do systemu opomiarowania ok. 16,5 mln liczników posiadających odpowiednie funkcjonalności, w tym przede wszystkim oprócz funkcji pomiaru wielkości zużycia i parametrów energii elektrycznej również możliwość gromadzenia informacji pomiarowych przez wymagany okres, komunikacji dwustronnej z systemem

opomiarowania w zakresie wysyłania danych pomiarowych i przyjmowania sygnałów rynkowych i komend sterujących. Odrębną kwestią będzie odpowiednie przygotowanie się do wykonywania tych zadań przez operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie oprogramowania (aplikacja centralna AMI OSD pracująca w systemie opomiarowania) oraz oprogramowanie i urządzenia operatora informacji pomiarowych tworzące bazę sprzętowo – programową dla centralnego zbioru informacji pomiarowych.

Jednocześnie po zainstalowaniu wszystkich liczników inteligentnych przyłączonych do systemu opomiarowania, rozliczenia za pobraną energię elektryczną będą dokonywane tylko i wyłącznie na podstawie rzeczywistego jej zużycia. W tym wypadku zostanie osiągnięty jeden z podstawowych celów wdrożenia legislacji.

Obowiązek zainstalowania liczników inteligentnych i podłączenia ich do systemu opomiarowania spoczywa na operatorach systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Koszt tej operacji, z uwzględnieniem strumienia przychodów za dane pomiarowe, zgodnie z zasadami taryfowania, przenoszony będzie w taryfie tego operatora. Działanie to dotyczy ok. 16,5 mln liczników i będzie rozłożone w czasie. Zakłada się, że obowiązek winien zostać wykonany przez wszystkich OSD do końca 2020 r. Szczegółowy harmonogram oraz szereg kwestii dotyczących funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania, w tym wymagania do tego systemu, sposób przekazywania informacji pomiarowych, wymagania, jakie powinna spełniać informacja pomiarowa itp. zostaną określone w rozporządzeniu ministra właściwego ds. gospodarki.

Dodatkowo zakłada się, że dalsze uszczegółowienie zasad funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania zostanie doprecyzowane w Instrukcji informacji pomiarowej (na wzór IRiESP) przez Operatora Informacji Pomiarowych, i którą zatwierdzać będzie Prezes URE. Przedsiębiorstwa energetyczne oraz odbiorcy końcowi będą mieli obowiązek stosowania tej instrukcji.

Ponadto Operator Informacji Pomiarowych będzie miał obowiązek (również na wzór operatorów sieci elektroenergetycznej) opracować program określający przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia bezpieczeństwa i poufności informacji pomiarowych, a także niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu opomiarowania, harmonogram przedsięwzięć inwestycyjnych oraz wskazać źródła finansowania tych przedsięwzięć. Dokumenty te pozwolą w sposób prawidłowy wykonywać obowiązki operatora, traktować podmioty i odbiorców w sposób niedyskryminacyjny, planować właściwy rozwój operatora, a Prezesowi URE pozwolą uwzględniać te plany w polityce taryfowej oraz kontrolować ich wykonywanie.

Ze względu na fakt, że zadania Operatora Informacji Pomiarowej będzie wykonywał jeden podmiot zasadnym i celowym jest jego taryfowanie. Taryfę opracowaną przez OIP zatwierdzać będzie Prezes URE.

Przyjęto rozwiązanie, zgodnie z którym zadania OIP pełnić będzie spółka Zarządca Rozliczeń S.A., o której mowa w art. 63 ustawy 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. Jako spółka celowa o niekomercyjnym charakterze działania i ściśle nadzorowana przez przedstawicieli urzędów centralnych sprawujących pieczę nad rynkiem i systemem elektroenergetycznym posiada ona doświadczenie w podobnej działalności. Rozwiązanie to przynosi także korzyści jak: brak kosztów organizacji i zarządzania jakie pociągnęłyby za sobą powołanie nowego, odrębnego podmiotu, zapewnienie niezależności i równego traktowania odbiorców i pozostałych uczestników systemu, zapewnienie właściwego publicznego nadzoru nad działalnością OIP, minimalizacja kosztów funkcjonowania systemu dla uczestników systemu.

Jednakże zadania Zarządcy Rozliczeń S.A. zostały ściśle określone jako zamknięty katalog w ustawie o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Stąd też koniecznym jest dokonanie stosownych zmian w tej ustawie.

7. Zasady postępowania w przypadku zagrożenia równowagi na rynku energii elektrycznej lub rynkach ciepła

Zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej został poświęcony oddzielny rozdział. Za bezpieczeństwo to będzie od strony użytkowników systemu odpowiedzialny przede wszystkim operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Jednakże ustawa nakłada na każdego z użytkowników systemu pewne obowiązki w tym zakresie.

Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła. Ograniczenia będą mogły być wprowadzone w wyniku zagrożenia długookresowym brakiem równowagi na rynku energii elektrycznej, rynkach ciepła i paliw stałych, bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, bezpieczeństwa osób, wystąpieniem znacznych strat materialnych. Dwie ostatnie przesłanki w sposób pośredni mogą oddziaływać na zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła polegają na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej, jak również zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła oraz sprzedaży paliw stałych na podstawie wydanych odbiorcom upoważnień do zakupu określonej ilości tych paliw. Wprowadzenie ograniczeń podlega kontroli Prezesa URE, w przypadku energii elektrycznej, wojewody, w przypadku paliw stałych oraz ciepła oraz organów właściwych w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią w odniesieniu do jednostek przez te organy nadzorowanych. Kontrola ograniczeń przez wojewodę w odniesieniu do paliw stałych oraz ciepła znajduje swoje uzasadnienie w charakterze lokalnych tych nośników energii. Rada Ministrów w drodze rozporządzenia określiła szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń. Wprowadzenie ograniczeń w przypadku zaistnienia powyższych przesłanek powinno mieć charakter wyjątkowy, jeżeli przy pomocy innych dostępnych środków nie można zapobiec wymienionym w ustawie stanom zagrożenia. W razie ich wprowadzenia minister właściwy do spraw gospodarki będzie miał obowiązek niezwłocznego poinformowania o tym Komisji Europejskiej oraz państw członkowskich UE i EFTA.

Projekt ustawy – Prawo energetyczne reguluje zasady i tryb postępowania operatorów systemu, głównie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Niniejsze przepisy występowały już „pod rządem” ustawy – Prawo energetyczne na skutek implementacji dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. W ustawie określono enumeratywnie przypadki, w następstwie których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Są to m.in. stany nadzwyczajne, obniżenie poziomu dostępnych zdolności rezerw wytwórczych, braku dostaw, zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych.

W przypadku wystąpienia takiego zagrożenia operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego we współpracy z innymi użytkownikami tego systemu podejmuje wszelkie możliwe działania przy użyciu wszelkich dostępnych środków mających na celu

usunięcie tego stanu zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom. Może m.in. wydać przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się wytwarzaniem energii elektrycznej lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej odpowiednio centralnie dysponowanej lub przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, która nie jest jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną. Gdy te i inne środki nie doprowadzą do przywrócenia stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wtenczas może wydać operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego polecenia zmniejszenia ilości energii elektrycznej pobieranej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerwania zasilania odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

W przypadku odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączania od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców wydaje tym odbiorcom bezpośrednio operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń wydanym na podstawie rozporządzenia 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 podlegającym corocznej aktualizacji w uzgodnieniu z Prezesem URE.

Wprowadzane przez operatora systemu ograniczenia powinny być proporcjonalne do zakresu zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej zarówno pod względem ilości pobieranej energii elektrycznej jak również ilości odłączanych odbiorców, tudzież urządzeń i instalacji. Wydaje się, że w przypadku ograniczeń lub wyłączeń powinno brać się pod uwagę uciążliwość ograniczeń lub wyłączeń w odniesieniu do poszczególnych podmiotów oraz zapewnienie zaopatrzenia w energię elektryczną w minimalnym zakresie pozwalającym na realizację podstawowych funkcji życia codziennego. Użytkownicy systemu zostali zobowiązani do stosowania się do ograniczeń wprowadzanych przez operatora systemu elektroenergetycznego zarówno przesyłowego jak i dystrybucyjnego. Również operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ma obowiązek stosowania się do poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Polecenia operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego są zaś nadrzędne względem poleceń operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Polecenia te stanowią swoiste władztwo zakładowe mające oparcie w IRiESP, sankcjonowane ustawą.

Operator systemu elektroenergetycznego pokrywa koszty przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej. Koszty takie będzie z reguły ponosił OSP, bowiem to on wydaje polecenia wytwórcy, albo OSD co do tego wytwórcy. OSD będzie pokrywał koszty poniesione przez wytwórców sytuacji gdy przekroczy zakres poleceń wydanych przez OSP. W przepisie tym chodzi głównie o utracone korzyści oraz koszty związane np. z utrzymaniem wyłączanego bloku, gdyż o odpowiedzialności za szkody mowa jest w innych przepisach. Koszty te będą stanowiły dla operatorów koszty uzasadnione działalności. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponosi względem pozostałych użytkowników systemu elektroenergetycznego odpowiedzialność w przypadku powstania po stronie tych użytkowników rzeczywistej szkody w wyniku zastosowania ograniczeń mających zapobiec albo usunąć stan zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej albo błędnej oceny co do nie stosowania takich ograniczeń, gdy taka potrzeba zaistniała.

Odpowiedzialność operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego została ograniczona kwotowo, jak również dotyczy tylko i wyłącznie szkód rzeczywistych poniesionych na mieniu. Nie dotyczy już szkód poniesionych na osobie. Wydaje się, że to bowiem użytkownik systemu, a raczej konkretna osoba fizyczna będzie mogła dochodzić

odszkodowania na zasadach ogólnych. Ograniczenie odpowiedzialności znajduje swoje uzasadnienie w przyczynach powstania stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Przyczynę tę stanowi przede wszystkim siła wyższa. Ponadto szczególne zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, m.in. w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, wskazują jako bardzo niepożądaną sytuację bankructwo tego operatora. Zarówno operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jak również przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej nie ponoszą odpowiedzialności za szkody wyrządzone w związku z działaniami mającymi zapobiec albo usunąć stan zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej podjętymi na skutek wykonania poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. W przypadku podjęcia działań wykraczających poza zakres poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub w ogóle bez tych poleceń oraz bez uzgodnienia z tym operatorem odpowiedzialność ww. podmiotów będzie bez ograniczeń, tj. na zasadach ogólnych. Wszelkie ograniczenia mogą być bowiem wprowadzane jedynie w uzgodnieniu z OSP, stosownie do postanowień umów. Dochodzenie odszkodowania na podstawie przepisów dot. zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wyłącza możliwość dochodzenia odszkodowania według przepisów o bonifikacie za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie ponosi odpowiedzialności również wtenczas gdy kwota odszkodowania byłaby niższa niż 100 zł.

Operator systemu elektroenergetycznego będzie sporządzał prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego będzie zobowiązany przekazywać ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, do dnia 31 marca każdego roku, informacje za poprzedni rok kalendarzowy o realizacji zadań w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Informacje te będą w szczególności dotyczyły zdolności przesyłowych sieci oraz mocy źródeł przyłączanych do tej sieci, jakości i poziomu utrzymania sieci, podejmowanych działań mających na celu pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Ponadto jest on zobowiązany do przekazywania, co dwa lata do dnia 31 marca, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki informacji niezbędnych do sporządzenia sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Sprawozdanie to sporządza minister właściwy do spraw gospodarki co dwa lata i przekazuje Komisji Europejskiej do dnia 31 sierpnia danego roku. Powyższy obowiązek funkcjonujący już „pod rządami” poprzedniej ustawy – Prawo energetyczne stanowi implementację art. 4 dyrektywy 2003/54/WE, a także wypełnienie obowiązków sprawozdawczych określonych w art. 7 dyrektywy 2005/89/WE.

Prezes URE będzie zobowiązany ogłosić, zorganizować i przeprowadzić przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię przy spełnieniu łącznie następujących przesłanek. Po pierwsze, musi wystąpić możliwość wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Po drugie, minister właściwy do spraw gospodarki musi stwierdzić na podstawie sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Prezes URE będzie zobowiązany przekazać Komisji Europejskiej warunki przetargu w terminie umożliwiającym ich ogłoszenie w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, co najmniej na 6 miesięcy przed dniem zamknięcia składania ofert o przystąpieniu do przetargu. Pozwoli to na szerokie

uczestnictwo w przetargu przedsiębiorców spoza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Prezes URE będzie zobowiązany zawrzeć z uczestnikiem przetargu, którego oferta została wybrana, umowę określającą przede wszystkim rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną. Umowa taka nie będzie umową w rozumieniu przepisów o zamówieniach publicznych. Stanowi ona swoistą gwarancję dla inwestora pozyskania środków finansowych na realizację inwestycji.

8. System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne usystematyzowano przepisy dotyczące systemu wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytwarzanego w jednym procesie – kogeneracji. Zapewni to przejrzystość przepisów w tym zakresie, w szczególności dla podmiotów wywodzących z tych przepisów swoje prawa i obowiązki.

Obecność w projekcie ustawy – Prawo energetyczne przepisów dot. kogeneracji jest podyktowana przedłużeniem systemu wsparcia do dnia 31 marca 2021 r.

W świetle projektowanych przepisów, świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW, oddzielnie dla jednostki opalanej metanem, oddzielnie dla jednostki, w której rozpoczęto wytwarzanie energii elektrycznej nie wcześniej niż od dnia 1 stycznia 2013 r. oraz oddzielnie dla innych jednostek. W ustawie uregulowano zasady wyliczania dla określonych jednostek ilości energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, ustalania opłaty zastępczej, zawartość i sposób wydawania i umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji, prawa majątkowe wynikające ze świadectw.

Krąg podmiotów, który będzie mógł samodzielnie uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwo pochodzenia z kogeneracji albo uiścić opłatę zastępczą rozszerzono na odbiorcę przemysłowego, został rozszerzony o odbiorcę przemysłowego, który w roku kalendarzowym poprzedzający rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla którego koszt pozyskania energii elektrycznej wyniesie nie mniej niż 3 % wartości jego produkcji.

Nie jest tajemnicą, że energia elektryczna stanowi podstawowy surowiec dla wielu branż przemysłu, a koszt jej zakupu stanowi dla nich jedną z najistotniejszych pozycji kosztowych. Jednym ze składników ceny energii elektrycznej w Polsce jest koszt zakupu świadectw pochodzenia będący *de facto* kosztem funkcjonowania systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Na szczeblu unijnym sposób funkcjonowania systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji został poddany jedynie ogólnej harmonizacji, a kwestia zróżnicowania obciążeń będących efektem funkcjonowania systemów wsparcia nie jest objęta harmonizacją i pozostaje w gestii poszczególnych państw członkowskich.

Korzystając z możliwości przyznanych prawem unijnym, szereg państw członkowskich UE znacząco obniżyło koszty funkcjonowania systemów wsparcia dla różnych branż przemysłu, w szczególności dla branż energochłonnych. W Polsce natomiast energia

elektryczna zużywana w przemyśle objęta jest pełnymi kosztami funkcjonowania systemów wsparcia, czyli podobnie jak energia wykorzystywana w innych procesach.

Konieczne jest zatem podjęcie działań w tym zakresie, w przeciwnym razie coraz bardziej realne staje się ryzyko wystąpienia niemożliwych do odwrócenia skutków po stronie wielu branż przemysłu, prowadzących do trwałego spadku ich produkcji i zmniejszenia zatrudnienia, co już w krótkim czasie może z kolei przełożyć się na spadek dochodów budżetowych z tytułu podatków dochodowych i podatku od towarów i usług. Spadnie również konsumpcja oraz stopa oszczędności gospodarstw domowych.

Proponowane rozwiązanie ma na celu zniwelowanie niekorzystnych skutków dla działających w Polsce energochłonnych branż przemysłu, wynikających z ponoszenia przez nie wysokich kosztów funkcjonowania systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Rozwiązania te mają także na celu obniżenie kosztów systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji ponoszonych przez przedsiębiorstwa energochłonne. Jest ono oparte na mechanizmie obniżenia podstawy obliczania wysokości obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia. Obowiązek ten wykonywany jest przez przemysłowych odbiorców energochłonnych w odniesieniu do odpowiedniej części energii elektrycznej zakupionej na własny użytek.

Na potrzeby przedmiotowego rozwiązania wprowadzono definicję odbiorcy przemysłowego, która obejmuje odbiorców końcowych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie co najmniej jednego z rodzajów działalności wymienionych w proponowanym art. 2 pkt 32a ustawy – Prawo energetyczne. Dalsze przepisy parametryzują tych odbiorców przemysłowych, którzy z uwagi na energochłonność zostali zakwalifikowani do obniżenia kosztów funkcjonowania systemów wsparcia.

Zakres podmiotowy proponowanych przepisów obejmuje zarówno odbiorców przemysłowych będących członkami giełdy towarowej jak i odbiorców przemysłowych nie będących członkami giełdy i dokonujących transakcji zakupu energii elektrycznej w kontraktach bilateralnych.

Parametry charakteryzujące poszczególne kategorie przemysłowych odbiorców energochłonnych są tym wyższe, im mniejszy jest zakres ciążącego na nich obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia. Grupa odbiorców przemysłowych o najmniejszym stopniu energochłonności (którzy zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których stosunek kosztu energii elektrycznej do wartości produkcji sprzedanej wynosi co najmniej 3 % i mniej niż 7 %) objęta jest zakresem obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w odniesieniu do 80 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek. Kategoria odbiorców przemysłowych o średnim stopniu energochłonności (którzy zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których stosunek kosztu energii elektrycznej do wartości produkcji sprzedanej wynosi co najmniej 7 % i mniej niż 12 %) objęta jest zakresem obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w odniesieniu do 60 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek. Natomiast grupa odbiorców przemysłowych charakteryzujących się najwyższym stopniem energochłonności (którzy zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i dla których stosunek kosztu energii elektrycznej do wartości produkcji sprzedanej wynosi co najmniej 12 % lub więcej) objęta

jest zakresem obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w odniesieniu do 20 % ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek.

Projekt ustawy – Prawo energetyczne wprowadza również definicję pojęcia wartości produkcji, która jest tożsama z definicją produkcji sprzedanej przemysłu zawartą w pkt. 1.46, podpunkt 7 Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na 2012 rok⁷. Przy obliczaniu wartości produkcji nie uwzględnia się zwolnień z części obowiązku nabywania i umarzania świadectw pochodzenia. Wartość produkcji ustalana jest w oparciu o księgi podatkowe prowadzone przez dany podmiot.

Ponadto projekt wprowadza wobec przedsiębiorstw korzystających z obniżenia kosztów funkcjonowania systemu wsparcia obowiązek sprawozdawczy wobec Prezesa URE.

Jeżeli chodzi o zgodność z przepisami Unii Europejskiej to warto podkreślić, że unijny prawodawca nie przewidział minimalnych wymogów w odniesieniu do obciążania poszczególnych uczestników rynku energii kosztami funkcjonowania systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Wspólnotowe ramy dla wprowadzenia przedmiotowego systemu wsparcia, zawarte w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U.UE L 52 z dnia 21.02.2004 r., str. 50), zostały zarysowane w sposób ogólny i dający państwom członkowskim możliwość samodzielnego kształtowania zasad funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia.

Dyrektywa 2004/8/WE nie reguluje kwestii ponoszenia kosztów funkcjonowania systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Zatem kwestia zróżnicowania obciążeń będących efektem funkcjonowania systemów wsparcia nie jest objęta harmonizacją i pozostaje w gestii państw członkowskich.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji będzie zobowiązane do przedłożenia Prezesowi URE, do dnia 15 lutego każdego roku, sprawozdanie dotyczące jednostki kogeneracji za okres poprzedniego roku kalendarzowego wraz z opinią akredytowanej jednostki. W projekcie ustawy – Prawo energetyczne zostały określone wymagania dotyczące osób zatrudnionych w akredytowanej jednostce. Polskie Centrum Akredytacji będzie przekazywało Prezesowi URE wszelkie informacje odnośnie akredytowanych jednostek oraz ich wykaz.

9. Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa oraz działania planistyczne w energetyce

Celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrost konkurencyjności gospodarki i poprawa jej efektywności energetycznej, a także podejmowanie działań mających na celu zmniejszenie oddziaływania energetyki na środowisko. Naczelnym organem administracji rządowej właściwym w sprawach polityki energetycznej jest minister właściwy do spraw gospodarki. Minister ten opracowuje co 4 lata politykę energetyczną państwa, którą na jego wniosek przyjmuje Rada Ministrów. Minister właściwy do spraw gospodarki jest odpowiedzialny również za jej

⁷ Jest to załącznik do Rozporządzenia Rady Ministrów z 22 lipca 2011 r. (Dz.U. nr 173 poz. 1030).

koordynację. Polityka energetyczna państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres, część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat, oraz program działań wykonawczych na okres 4 lat zawierający instrumenty jego realizacji.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub przesyłania i dystrybucji ciepła jest zobowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci. Powinno to się odbywać, w przypadku operatora systemu przesyłowego, zgodnie z dziesięcioletnim planem rozwoju sieci przedkładanym co roku Prezesowi URE do zatwierdzenia. Dzięki przyjęciu takiego rozwiązania plan będzie aktualizowany a jednocześnie za każdym zatwierdzany przez Prezesa URE. Odpadnie więc ryzyko dowolnej korekty takiego planu po jednorazowej akceptacji (np. raz na dziesięć lat) przez Prezesa URE. Akceptacja planu rozwoju będzie następowała w formie decyzji administracyjnej wydawanej po przeprowadzeniu procesu konsultacji z innymi użytkownikami systemu, a nie jak do tej pory plan rozwoju był jedynie uzgadniany z Prezesem URE. Takie rozwiązanie zagwarantuje, że uzasadnione uwagi innych użytkowników systemu zgłoszone podczas konsultacji zostaną uwzględnione. Przy sporządzaniu planu rozwoju przedsiębiorstwo energetyczne będzie uwzględniało miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo studium przy braku takiego planu, politykę energetyczną państwa, oraz dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia nr 714/2009.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne określono w sposób przykładowy zawartość planu rozwoju. Plany powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów, tak aby te nakłady i koszty, w postaci kosztów uzasadnionych nie spowodowały nadmiernego wzrostu cen energii elektrycznej. Z drugiej strony planując inwestycję należy wziąć pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, czyli jej niezawodności, ciągłości oraz jakości, konieczność wypełnienia innych obowiązków ustawowych, np. rozbudowy infrastruktury w celu wypełnienia obowiązku przyłączenia ubiegających się podmiotów do sieci elektroenergetycznej. Aby plany rozwoju poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem albo dystrybucją energii elektrycznej oraz gminne projekty planów zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną były ze sobą spójne konieczna jest współpraca ww. podmiotów jak również podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Prezes URE konsultuje przedłożony projekt planu z użytkownikami systemu i podaje do publicznej wiadomości wyniki tych konsultacji. Pozwala to przedsiębiorstwu energetycznemu zapoznać się z potrzebami obecnych i potencjalnych odbiorców jeszcze przed wystąpieniem przez nich z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia, i w ten sposób uwzględnić je w planach rozwoju. Prezes URE zatwierdza plan rozwoju dopiero po przeprowadzeniu konsultacji i uzgodnieniu wszelkich uwag do tego planu. Projektowane przepisy w zakresie planów rozwoju dot. przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub dystrybucji i przesyłania ciepła są analogiczne, za wyjątkiem obowiązku uzgadniania planu rozwoju z Prezesem URE w odniesieniu do przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną do mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii rocznie oraz dystrybucji ciepła oraz terminu. Plan taki jest opracowywany co 6 lat i podlega aktualizacji co 3 lata. Plany rozwoju przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła podlegają uzgodnieniu a nie zatwierdzeniu w drodze decyzji administracyjnej. Jest to uzasadnione ilością przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej lub dystrybucją i przesyłaniem ciepła oraz

obowiązkiem współpracy przedsiębiorstw energetycznych przy opracowywaniu planu rozwoju.

Pomocny dla Prezesa URE, w ocenie konieczności przeprowadzenia przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych oraz dla operatorów systemu w opracowywaniu planów rozwoju będzie obowiązek nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW sporządzania prognoz na okres 15 lat obejmujących w szczególności wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo energetyczne będzie zobowiązane aktualizować te prognozy co trzy lata.

Samorząd gminy uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w ciepło oraz energię elektryczną. Zrezygnowano z nakładania dodatkowego obowiązku na gminy opracowywania założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło. Plan zaopatrzenia będzie sporządzał wójt, burmistrz albo prezydent miasta na okres co najmniej 15 lat i aktualizował co najmniej raz na 3 lata. Projekt planu zaopatrzenia będzie sporządzał zespół powołany przez wójta, burmistrza, prezydenta miasta, a złożony z przedstawicieli gminy, przedsiębiorstw energetycznych i innych wskazanych przez gminę osób. Przedsiębiorstwa energetyczne będą zobowiązane do współpracy z gminą w opracowywaniu planów zaopatrzenia. Opracowany i uzgodniony z użytkownikami systemu plan zaopatrzenia jest uchwalany przez radę gminy.

10. Organ do spraw regulacji gospodarki energią elektryczną i ciepłem

Pomimo wydzielenia z ustawy – Prawo energetyczne zagadnień dotyczących gazu ziemnego oraz odnawialnych źródeł energii Prezes URE pozostanie organem właściwym w sprawach gazu ziemnego oraz wytwarzania energii z odnawialnych źródeł. Systemowo (ze względu na stosunkowo niewielką ilość przepisów) nie znajduje bowiem uzasadnienia wydanie oddzielnej ustawy regulującej tylko tryb powoływania i odwoływania, sposób organizacji oraz zadania i kompetencje Prezesa URE.

Organem do spraw gospodarki paliwami, gazem i energią a zarazem centralnym organem administracji rządowej będzie, tak jak dotychczas, Prezes URE. W związku z kierunkiem wytyczonym przez tzw. trzeci pakiet energetyczny w ustawie z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. 2007 r., Nr 65, poz. 437 z późn. zm.) zniesiono nadzór ministra właściwego do spraw gospodarki nad Prezesem URE. Zgodnie z art. 35 dyrektywy 2009/72/WE – „państwa członkowskie gwarantują niezależność organu regulacyjnego i zapewniają, aby wykonywał on swoje uprawnienia w sposób bezstronny i przejrzysty. W tym celu państwa członkowskie zapewniają, aby przy wykonywaniu zadań regulacyjnych organ regulacyjny m.in. był prawnie odrębny i funkcjonalnie niezależny od jakiegokolwiek innego podmiotu publicznego lub prywatnego oraz mógł podejmować niezależne decyzje, niezależnie od jakichkolwiek podmiotów politycznych.”

Prezes URE będzie powoływany na pięcioletnią kadencję z możliwością jednorazowej reelekcji. Prezes URE będzie mógł zostać odwołany przed upływem kadencji w enumeratywnie wymienionych przypadkach przez Prezesa Rady Ministrów. Są to klasyczne przypadki występujące w wielu aktach prawnych, takie jak: rażące naruszenia prawa, skazanie prawomocnym wyrokiem sądu za popełnione umyślnie przestępstwo lub przestępstwo skarbowe, orzeczenie zakazu zajmowania kierowniczych stanowisk lub

pełnienia funkcji związanych ze szczególną odpowiedzialnością w organach państwa, choroba trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań, złożenie rezygnacji. Wówczas funkcje Prezesa URE do czasu wyłonienia nowego będzie sprawował Wiceprezes URE. Wymagania co do kandydata oraz zasady naboru pozostały w niezmiennym kształcie nadanym art. 21 nowej ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej. Prezes URE wykonuje swoje obowiązki przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, któremu statut, w drodze zarządzenia, będzie nadawał Prezes Rady Ministrów, a nie jak do tej pory minister właściwy do spraw gospodarki. Prezes URE pozostaje niezależny również pod względem finansowym. Wysokość budżetu powinna być proporcjonalna do zakresu zadań. Wpływy do budżetu pochodzą głównie z opłat koncesyjnych oraz kar nakładanych na przedsiębiorstwa energetyczne za zachowania sprzeczne z prawem energetycznym. Pozostawiono szczególne organy ds. gospodarki paliwami i energią, tzw. inspekcje gospodarki energetycznej dla jednostek organizacyjnych podległych Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanych, jednostek organizacyjnych Policji, Państwowej Straży Pożarnej, Straży Granicznej i Biura Ochrony Rządu oraz jednostek organizacyjnych więziennictwa podległych Ministrowi Sprawiedliwości, a także jednostek organizacyjnych Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego, Agencji Wywiadu i Centralnego Biura Antykorupcyjnego. W jednym artykule zostały ujęte kompetencje Prezesa URE, bowiem konkretne zadanie Prezesa URE czasem nie znajduje swojego odzwierciedlenia w zespole przepisów ustawy – Prawo energetyczne regulujących dane zagadnienie. Jednym z nowych zadań Prezesa URE będzie obowiązek opracowywania i publikacji co dwa lata informacji istotnych dla kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej na okres 6 lat. Dzięki takiemu zapisowi przedsiębiorstwa energetyczne będą mogły zaplanować swoje inwestycje. Innymi, o których warto wspomnieć, zadaniami Prezesa URE jest np. współpraca oraz zawieranie umów z organami regulacyjnymi innych państw członkowskich UE.

Zadania Prezesa URE z zakresu ochrony odbiorców energii elektrycznej i ciepła będzie wykonywał Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii. Punkt informacyjny będzie funkcjonował w strukturach URE. Będzie on m.in. udzielał informacji o prawach odbiorców oraz bezpłatnych porad prawnych.

Prezes URE będzie zobowiązany do składania ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, Agencji oraz Komisji Europejskiej corocznie, w terminie do końca drugiego kwartału danego roku sprawozdania ze swej działalności. Sprawozdanie to dotyczyć będzie w szczególności oceny bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, a także oceny planu inwestycyjnego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie jego zgodności z planem rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 lit. b) rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. Ze względu na przedmiot sprawozdania, w tym ocenę stopnia koordynacji planów rozwoju sieci na szczeblu europejskim obowiązek jego przedkładania został rozszerzony względem Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki oraz Komisji Europejskiej. Sprawozdanie będzie również zawierało ocenę

Prezes URE we współpracy z ministrem właściwym do spraw Skarbu Państwa oraz Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów będzie zobowiązany opracować ponadto sprawozdanie dotyczące nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz przekazać je, do dnia 31 lipca każdego roku, Komisji Europejskiej. Współpraca powyższych organów jest niezbędna, w przypadku ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa ze względu na strukturę własnościową wielu przedsiębiorstw

energetycznych, zaś w przypadku Prezesa UOKiK ze względu na przedmiot sprawozdania mieszczący się we właściwości obydwu organów.

Prezes URE będzie miał prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych oraz operatora informacji pomiarowych, jak również dokumentów mających znaczenie dla oceny wykonania określonych obowiązków wynikających z ustawy, m.in. dot. systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji.

Postępowanie przed Prezesem URE będzie toczyło się wedle przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego, odwołanie zaś od decyzji będzie już rozpatrywane zgodnie z Kodeksem postępowania cywilnego przed Sądem Okręgowym w Warszawie – sądem ochrony konkurencji i konsumentów. Przyjęcie odmiennego rozwiązania, czyli np. rozpatrywanie odwołania od decyzji Prezesa URE przez sąd administracyjny godziłoby w prawo strony do odwołania się od decyzji organu regulacyjnego do niezależnego organu wynikające z Dyrektywy 2009/72/WE, bowiem sądy administracyjne nie są właściwe do rozstrzygania istoty merytorycznej spraw. Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami k.p.c. w razie uwzględnienia odwołania, sąd ochrony konkurencji i konsumentów zaskarżoną decyzję albo uchyla, albo zmienia w całości lub w części i orzeka co do istoty sprawy. Ustawa o postępowaniu przed sądami administracyjnymi przyznaje tym sądom kompetencje wyłącznie do uchylecia decyzji w całości albo w części, do stwierdzenia nieważności decyzji w całości albo w części, oraz do stwierdzenia wydania decyzji z naruszeniem prawa. W dodatku sądy administracyjne nie posiadają odpowiednich instrumentów do rozstrzygania spraw z zakresu energetyki. Sędziowie Sądu Antymonopolowego zajmujący się od lat sprawami z zakresu prawa energetycznego stanowią gwarancję fachowego rozpatrzenia sprawy.

11. Zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasady rozliczeń kosztów ciepła dostarczanego do budynków wielolokalowych

W ustawie uregulowano zasady ustalania taryf. Taryfa stanowi swoisty rodzaj wzorca umownego, z tą różnicą, że nie podlega zakomunikowaniu odbiorcy a opublikowaniu.

Z punktu widzenia przedkładania taryf do zatwierdzenia, przedsiębiorstwa energetyczne można podzielić na przedsiębiorstwa zwolnione przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia bez ograniczenia w czasie – dotyczy to przypadku działania przedsiębiorstwa energetycznego w warunkach konkurencji, przedsiębiorstwa, które są zwolnione z tego obowiązku *in casu* bowiem ustaliły taryfę, w której:

- 1) ceny i stawki opłat oblicza się jako iloczyn cen i stawek opłat ustalonych w obowiązującej taryfie i wskaźnika wzrostu cen i stawek opłat, nie wyższego niż wskaźnik zmiany kosztów, o którym mowa w ust. 2;
- 2) nie nastąpiła zmiana warunków stosowania w danym roku cen i stawek opłat w stosunku do cen i stawek opłat w ostatnio stosowanej taryfie; przepis ten odnosi się jedynie do przedsiębiorstw ciepłowniczych, a także przedsiębiorstwa przedkładające Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia na dotychczasowych zasadach. W pierwszym przypadku nie stosuje się wszystkich przepisów dotyczących taryf, w drugim zaś norm ogólnych dotyczących ustalania taryf określonych w art. 195, w trzecim przepisy rozdziału o taryfach znajdują zastosowanie.

W przypadku energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy, w taki sposób aby zapewnić pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat, motywowanie odbiorców do efektywnego wykorzystania energii elektrycznej i ciepła, poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej uwzględnia się koszty pobierania opłaty przejściowej, o której mowa w ustawie 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, z 2008 r. Nr 58, poz. 357, z 2009 r. Nr 98, poz. 817 oraz z 2011 r. Nr 94, poz. 551). Taryfy dla energii elektrycznej będą mogły uwzględniać koszty współfinansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne przedsięwzięć i usług zmierzających do zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci oraz przedsięwzięć związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii. Obowiązek uwzględniania w taryfach dla energii elektrycznej dotyczy zaś kosztów wynikających z realizacji projektów inwestycyjnych mających na celu efektywne wykonywanie zadań przez operatora systemu elektroenergetycznego. Taryfy dla energii elektrycznej będą mogły różnicować ceny lub stawki opłat w okresach szczytowego i pozaszczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Zróżnicowanie cen i stawek opłat określonych w taryfie dla poszczególnych grup będzie mogło nastąpić jedynie ze względu na koszty uzasadnione.

W przypadku zaś ciepła ceny i stawki opłat zawarte w taryfach należy kalkulować w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej stosownie do zakresu prowadzonej działalności, pokrycie zwrotu z kapitału oraz poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego.

Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, będzie mogło ustalić ceny i stawki opłat w taryfie dla ciepła w sposób uproszczony.

Szczegółowe zasady kształtowania taryf wraz z metodologią obliczania zwrotu z kapitału i ustalania kosztów uzasadnionych przyjętych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła oraz zasady stosowania uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek opłat dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji zostaną określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki. Analogiczne rozporządzenie zostanie wydane w przypadku energii elektrycznej.

Tak więc z jednej strony przedsiębiorstwa energetyczne mają pewne obowiązki, np. rozbudowy sieci, by umożliwić przyłączenie nowych odbiorców, z drugiej zaś muszą to czynić na tyle racjonalnie by nie doprowadzić do subsydiowania skrośnego i nie przerzucić całości kosztów na innych odbiorców i tym samym doprowadzić do znacznej podwyżki cen. Dopuszczalna jest jedynie w drodze wyjątku sytuacja, o której mowa w § 27 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło. Zgodnie z

tym przepisem dostosowywanie cen i stawek opłat może nastąpić nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy od ich wprowadzenia jako obowiązujących i nie częściej niż co 12 miesięcy. Przepis ten ma na celu złagodzenie skutków wprowadzenia w pierwszym roku stosowania taryfy cen i stawek opłat dla grup taryfowych wymagających ochrony. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej albo przesyłaniem i dystrybucją ciepła będą kalkulowały stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE. W taryfie zostanie również określona wysokość upustów i bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Wysokość opłat powinna być ustalana w ten sposób, aby zapewniała wyłącznie pokrycie ponoszonych przez odbiorcę kosztów zakupu energii elektrycznej i ciepła.

W ustawie dokonano podziału metod obliczania kosztów ze względu na zużycie indywidualne i wspólne przez mieszkańców danego budynku. Koszty dostarczania ciepła będą rozliczane w następujący sposób. W przypadku ogrzewania dla części kosztów zależnej od zużycia indywidualnego, koszty te będą rozliczane w oparciu o metody wykorzystujące wskazania ciepłomierzy lub innych urządzeń pomiarowych, wskazania urządzeń wskaźnikowych, oraz kubaturę lub powierzchnię tych lokali. Dla części kosztów niezależnej od zużycia indywidualnego koszty te będą kalkulowane w oparciu kubaturę lub powierzchnię tych lokali. W przypadku przygotowania ciepłej wody użytkowej dostarczanej centralnie przez instalację w budynku wielolokalowym, dla części kosztów zależnej od zużycia indywidualnego zastosowanie znajdują metody wykorzystujące wskazania wodomierzy ciepłej wody w lokalach lub liczbę użytkowników lokalu. Dla części kosztów niezależnej od zużycia indywidualnego - powierzchnię lub kubaturę lokali. Stymulowaniu energooszczędnych zachowań ma służyć przepis, w myśl którego, właściciel lub zarządca budynku wykonuje audyt energetyczny budynku wielolokalowego w celu określenia przyczyn nadmiernej energochłonności i wskazania sposobów ograniczenia zużycia ciepła przez ten budynek lub zmiany zamówionej mocy cieplnej w przypadku gdy ilość ciepła dostarczonego do tego budynku w ciągu kolejnych 12 miesięcy przekracza 0,40 GJ w odniesieniu do 1 m³ ogrzewanej kubatury budynku lub 0,30 GJ w odniesieniu do 1 m³ przygotowanej ciepłej wody.

Właściciel lub zarządca budynku będzie dokonywał wyboru metody rozliczania całkowitych kosztów zakupu ciepła na poszczególne lokale mieszkalne i użytkowe w tym budynku, tak aby wybrana metoda, uwzględniała współczynniki wyrównawcze zużycia ciepła na ogrzewanie, wynikające z położenia lokalu w bryle budynku przy jednoczesnym zachowaniu prawidłowych warunków eksploatacji budynku i lokali w zakresie temperatury i wentylacji określonych w odrębnych przepisach, a także uwzględniała ilość ciepła dostarczanego do lokalu z pionów grzewczych lub przenikania między lokalami oszacowanego, w szczególności na podstawie rejestracji temperatury powietrza w lokalu, stymulowała energooszczędne zachowania oraz zapewniała ustalanie opłat w sposób odpowiadający zużyciu ciepła na ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Właściciel będzie wprowadzał wybraną metodę w formie wewnętrznego regulaminu, zwanego regulaminem rozliczeń.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne usankcjonowano uniemożliwienie dokonania odczytu wskazań ciepłomierzy lub dokonania ingerencji w układ pomiarowy przez użytkownika lokalu. W takim przypadku użytkownik ten w okresie rozrachunkowym może zostać obciążony nie więcej niż dwukrotnością średniej wartości kosztów ogrzewania m³ kubatury, m²

powierzchni budynku wielolokalowego oraz kubatury albo powierzchni likalu użytkowego, chyba że brak możliwości odczytu lub ingerencja wynikała z wyłącznej winy osoby trzeciej, za którą użytkownik lokalu nie ponosi odpowiedzialności.

Taryfy dla ciepła zwalniane *in casu* z obowiązku zatwierdzenia przez Prezesa URE nie pozostaną jednocześnie poza kontrolą regulatora. W przypadku gdy Prezes URE stwierdzi, że taryfa przedsiębiorstwa energetycznego korzystającego ze zwolnienia z obowiązku przedłożenia jej do zatwierdzenia zawiera zawyżone ceny i stawki opłat, może nie później niż w terminie 3 miesięcy od publikacji tej taryfy, wszcząć postępowanie kontrolne w celu jej weryfikacji. W przypadku stwierdzenia zawyżenia cen i stawek opłat, Prezes URE wyda decyzję, w której nakaże przedsiębiorstwu energetycznemu zwrot różnicy wskazanej w decyzji wraz z odsetkami liczonymi od dnia wejścia w życie taryfy odbiorcom w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie decyzji. Od decyzji Prezesa URE będzie przysługiwało przedsiębiorstwu energetycznemu odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów w terminie dwutygodniowym od dnia doręczenia decyzji. Odwołanie to wstrzyma wykonalność decyzji Prezesa URE do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia sądowego.

Prezes URE będzie mógł zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji. Na dzień dzisiejszy nie znajduje to jednak swojego uzasadnienia, bowiem konkurencja na rynku energii elektrycznej nie jest na tyle rozwinięta, i tym samym pozycja odbiorcy na tyle mocna aby można było uwolnić ceny. Wskazuje na to ostatni raport Prezesa UOKiK w sprawie pozycji konsumenta na rynku energii elektrycznej. Wprowadzeniu konkurencji na rynku energii elektrycznej przysłużyć ma się m.in. (wprowadzony nowelizacją z 8 stycznia 2010 r.) obowiązek upublicznienia obrotu energia elektryczną.

Operator informacji pomiarowych będzie ustalał taryfy za świadczenie usług przekazywania informacji pomiarowych w analogiczny sposób do przedsiębiorstw energetycznych, czyli w sposób gwarantujący pokrycie kosztów uzasadnionych przez tego operatora. Taryfy operatora informacji pomiarowych będą podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE oraz ogłaszane w Biuletynie Informacji Publicznej URE w terminie 14 dni od jej zatwierdzenia.

12. Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja

Urządzenia, instalacje lub sieci mają wpływ na bezpieczeństwo osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, dlatego w ustawie określono podstawowe wymagania jakie powinny one spełniać. Szczegółowe zasady, w szczególności dotyczące aspektów technicznych są określone w innych przepisach, z reguły przepisach szeroko pojętego prawa budowlanego. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej ukierunkowana jest m.in. na oszczędne i racjonalne użytkowanie paliw i energii. Obowiązek zamieszczania w dokumentacji technicznej urządzeń ich efektywności energetycznej powinien stymulować odbiorców do zakupu produktów charakteryzujących się największą efektywnością energetyczną. Pewne wyłączenia spod ww. obowiązków ze względów bezpieczeństwa państwa przewidziano w odniesieniu do urządzeń i instalacji oraz obiektów związanych z obronnością lub bezpieczeństwem państwa, stanowiących integralne części systemów techniki wojskowej lub uzbrojenia, ratowniczo-gaśniczych oraz ochrony granic lub stosowanych w więziennictwie.

Zapewnieniu bezpieczeństwa osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego ma również przysłużyć się obowiązek posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń instalacji i sieci energetycznych oraz wpisu do rejestru tych świadectw. Potwierdzeniem posiadania kwalifikacji będzie świadectwo wydane przez komisję kwalifikacyjną. Świadectwo wydawane na rzecz osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci i świadczących usługi na rzecz konsumentów oraz mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców oraz wpis do rejestru świadectw tracą ważność po upływie 5 lat o dnia ich wydania. Sprawdzenie wiedzy teoretycznej i praktycznej osób zajmujących się eksploatacją będzie następowało w formie egzaminu. W projekcie określono zasady i sposób powoływania komisji kwalifikacyjnych a także wydawania i zawieszania wydanego świadectwa kwalifikacyjnego. W razie stwierdzenia, że eksploatacja urządzeń, instalacji lub sieci jest prowadzona niezgodnie z przepisami dotyczącymi ich eksploatacji, na wniosek pracodawcy, inspektora pracy, Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego lub innego organu właściwego w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych będzie trzeba powtórzyć.

Podstawową zmianą w obszarze eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci będzie przeniesienie zadań w tym zakresie z Prezesa URE na Prezesa UDT. Wiąże się to z odciążeniem Prezesa URE (w szczególności przy nałożeniu na organ regulacyjny wielu nowych zadań w związku z III pakietem energetycznym) i skoncentrowaniem w „jednych rękach” nadzoru nad technicznymi urządzeniami.

W ustawie ponadto uregulowano zasady funkcjonowania Komitetu Odwoławczego, prowadzenia rejestru i wnoszenia opłat.

W aktach wykonawczych zostaną uszczegółowione przepisy ustawy, m.in. w zakresie rodzaju prac, stanowisk i urządzeń dla których wymagane jest posiadanie świadectwa, sposób przeprowadzania egzaminu, prowadzenia rejestru.

13. Kary pieniężne

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne wymieniono enumeratywnie katalog czynów, których dopuszczenie się pociąga za sobą sankcje w postaci kary pieniężnej nakładanej przez Prezesa URE. W celu uzyskania przejrzystości czyny zagrożone sankcją wymieniono w porządku pojawiania się danego obowiązku w projekcie ustawy. Warto podkreślić, że Prezes URE oprócz wymierzenia kary pieniężnej będzie zobowiązany cofnąć koncesję w przypadkach określonych w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej. Ponadto, będzie on mógł nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa zamiast lub dodatkowo oprócz kary nałożonej na przedsiębiorstwo energetyczne.

Niedopełnienie obowiązku wyposażenia obiektu w indywidualne odnawialne źródło ciepła, źródło ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródło ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, albo przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej, jak również wyposażenia budynków i grup lokali w ciepłomierze pełniące funkcje podzielników kosztów ogrzewania, w celu rozliczenia kosztów dostarczenia ciepła na poszczególne budynki i grupy lokali będzie zagrożone grzywną nie mniejszą niż 2000 zł wymierzaną zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 sierpnia 2001 r. – Kodeks postępowania w sprawach o wykroczenia. Prezes URE nie może bowiem nakładać kar na podmioty nie będące przedsiębiorstwami energetycznymi.

W projekcie ustawy – Prawo energetyczne określono metodę wyliczania wysokości kary pieniężnej w przypadku nie przestrzegania obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji albo nie uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakreślono dolną i górną granicę tej kary. W przypadku niedopełnienia obowiązków informacyjnych, zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia oraz nierozpatrzenia reklamacji Prezes URE będzie wymierzał karę nie niższą niż 500 zł i nie wyższą niż 5000 zł. W przypadku dopuszczenia się poważniejszych przewinień granice kary ustalono na od 1 % do 15 % przychodu osiągniętego w roku rozliczeniowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Przy wymierzaniu kary Prezes URE będzie kierował się stopniem szkodliwości czynu, stopniem zawinienia oraz dotychczasowym zachowaniem podmiotu i jego możliwościami finansowymi. W razie zaś znikomej szkodliwości czynu lub zaprzestania naruszania prawa Prezes URE będzie mógł odstąpić od wymierzenia kary. Pozwoli to Prezesowi URE na uwzględnienie specyfiki każdego przypadku zachowania sprzecznego z ustawą – Prawo energetyczne i wymierzenie kary stosownie do okoliczności w danej sprawie.

O każdej zmianie w przepisach karnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Prezes URE będzie zobowiązany poinformować Komisję Europejską.

14. Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe

Ww. przepisy, jak również zmiany w przepisach obowiązujących, przejściowych i końcowych ustawy – Prawo gazowe oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, będą, ze względu na ich obszerność, uregulowane w oddzielnej ustawie, tj. w „ustawie wprowadzającej”.