

Uzasadnienie:

Projekt ustawy wprowadza zmiany w następujących obszarach:

1. Umożliwia się wykonanie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez nominowanych operatorów rynku energii elektrycznej;
2. Stwarza się podstawę prawną dla rekuperacji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów oraz odbioru energii elektrycznej przez punkt ładowania z pojazdu elektrycznego;
3. Wprowadza się obowiązek opracowywania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej;
4. Nabór na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zwanego dalej „Prezesa URE” będzie przeprowadzał zespół powołany przez Ministra Energii; Prezes URE będzie wykonywał swoje zadania przy pomocy dwóch Wiceprezesów URE;
5. Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA; wszystkie świadectwa kwalifikacyjne oraz wpisy do rejestru świadectw kwalifikacyjnych będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania lub dokonania wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych;
6. Prezes URE będzie mógł z urzędu lub na wniosek strony zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego, zwanego dalej „OSD” lub operatorem systemu przesyłowego, zwanego dalej „OSP”, w przypadkach uzasadnionych koniecznością zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych, równoważenia interesów stron tej umowy, lub rozwoju konkurencji, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia do zmiany sprzedawcy;
7. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w

- rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2017 r. poz. 683 i 2361 oraz Dz. U. z 2018 r. poz. 650);
8. Wprowadza się podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych;
 9. Wprowadza się kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej;
 10. Dokonuje się zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu;
 11. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące stosowania taryfy dotychczasowej przez przedsiębiorstwo energetyczne oraz zmienia się miejsce publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE i wydłuża termin, podobnie jak jest to w przypadku energii elektrycznej i paliw gazowych, z 7 do 14 dni;
 12. Określa się w art. 8 termin, w którym można wystąpić z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu oraz rozszerza się zakres spraw, do rozstrzygania których właściwy jest regulator, o sprawy sporne dotyczące zmiany umów, o których mowa w tym artykule;
 13. Umożliwia się prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów (ADR - z ang. alternative dispute resolution) osobom zajmującym się obsługą Koordynatora;
 14. Wprowadza się jedną procedurę dla wydawania koncesji oraz wyznaczenia operatorem systemu;
 15. Doprecyzowano definicję uczestnika rynku (włączając jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej) oraz przepisy karne w zakresie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U.UE.L.2011.326.1), zwanego dalej „REMITem” zgodnie z uwagami Prezesa URE;
 16. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej został zobowiązany do zapewnienia publicznego dostępu do aktualnego stanu prawnego związanego z prawami konsumenta energii;
 17. Znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;
 18. Wprowadza się zmiany w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych w zakresie programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie

modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji oraz obowiązku zapewnienia przez jednostki samorządu terytorialnego, aby odpowiednia liczba pojazdów napędzanych gazem ziemnym bądź energią elektryczną była wykorzystywana do realizacji zadań publicznych;

19. Dodatkowo wprowadza się systemowe rozwiązania w zakresie inteligentnego opomiarowania polegające na obowiązku instalacji do dnia 31 grudnia 2026 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach pomiarowych stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do tego operatora, zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie oraz na powołaniu Operatora Informacji Pomiarowych.

Ad. 1. W projekcie ustawy wprowadza się przepisy niezbędne do prawidłowego i skutecznego stosowania przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.7.2015, str. 24), (capacity allocation and congestion management), zwanego dalej „Rozporządzeniem CACM”.

Rozporządzenie CACM nakłada na regulatora obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii, zwanego dalej „NEMO” przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny spełniania przez NEMO kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii określonych w art. 6 Rozporządzenia CACM.

Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie niektórych uprawnień organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM. W Rozporządzeniu CACM przewidziane są następujące zasady w zakresie nadzorowania, monitorowania i kontroli działań NEMO:

- 1) Zgodnie z art. 4 ust. 3 Rozporządzenia CACM za monitorowanie spełnienia kryteriów wyznaczenia na NEMO odpowiedzialny jest krajowy organ regulacyjny;
- 2) Zgodnie z art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM, organ wyznaczający monitoruje oraz zapewnia przestrzeganie Rozporządzenia CACM przez wszystkich NEMO dokonujących jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w danym państwie członkowskim, bez względu na to, gdzie wyznaczono NEMO;

3) Organ wyznaczający dysponuje ponadto następującymi kompetencjami w zakresie kontrolowania działalności prowadzonej przez NEMO i przestrzegania kryteriów wyznaczenia:

a) w stosunku do wyznaczonego przez siebie NEMO, jest obowiązany cofnąć wyznaczenie w przypadku, gdy dany NEMO przestał wypełniać kryteria wyznaczenia i nie przywrócił stanu zgodnego z tymi kryteriami w ciągu 6 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu;

b) w odniesieniu do NEMO, które działa na terytorium danego państw członkowskiego w oparciu o art. 4 ust. 5 (czyli na podstawie wyznaczenia w innym państwie i zawiadomienia o chęci prowadzenia działalności w danym państwie członkowskim), organ wyznaczający może zawiesić prawo do oferowania usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w tym państwie członkowskim, o ile uzna, że dany NEMO nie spełnia kryteriów wyznaczenia, i nie doprowadzi do stanu zgodności w ciągu 3 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu.

Ponadto, zgodnie z art. 82 Rozporządzenia CACM, podmiot lub podmioty wykonujące funkcje operatora łączenia rynków (tzw. MCO) są monitorowane przez organy regulacyjne lub organy właściwe dla terytorium, na którym są zlokalizowane.

Przywołane powyżej przepisy Rozporządzenia CACM jednoznacznie wskazują na istotne kompetencje monitorująco-kontrolne, które posiada i powinien być w stanie realizować regulator, zarówno w odniesieniu do NEMO wyznaczonych przez siebie, jak i wyznaczonych w innych państwach członkowskich ale działających na terytorium RP na podstawie art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM. Ponadto, wymienione wyżej kompetencje i obowiązki krajowych organów regulacyjnych w stosunku do NEMO i MCO mają charakter ogólny i wymagają doprecyzowania w przepisach krajowych, w celu zapewnienia pełnej skuteczności rozwiązaniom zawartym w Rozporządzeniu CACM.

Należy przy tym podnieść argument o różnej sytuacji NEMO będących giełdą towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. 2016 poz. 719, z późn. zm.), oraz NEMO nie spełniającego tego warunku. Wyznaczenie na NEMO przez regulatora (lub pełnienie takiej funkcji przez podmiot wyznaczony w innym państwie członkowskim) nie jest równoznaczne z przyznaniem statusu giełdy towarowej w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. O ile zatem w stosunku do NEMO nie będącego giełdą towarową ani krajowy regulator, ani inne organy regulacyjne nie dysponują żadnymi kompetencjami, przewidzianymi w prawie krajowym, o tyle istnieją możliwości wykonywania nadzoru w stosunku do giełd towarowych (pełnionymi przy okazji

funkcje NEMO).

Powyższy argument opiera się na wskazanej wyżej różnicy polegającej na dysponowaniu instrumentami regulacyjnymi (choć także niewystarczającymi) w stosunku do NEMO będącego jednocześnie giełdą towarową oraz NEMO, który nie spełnia tego kryterium (zagraniczne NEMO). O ile bowiem, na podstawie obowiązujących przepisów krajowych, zarówno regulator, jak i Komisja Nadzoru Finansowego są w stanie nadzorować działalność giełdy towarowej jako NEMO, o tyle nie dysponują praktycznie żadnymi uprawnieniami w prawie krajowym w odniesieniu do zagranicznych NEMO. Jediną możliwością wpływania na zachowania tych podmiotów są unormowane w rozporządzeniu CACM daleko idące sankcje w postaci cofnięcia wyznaczenia lub (w przypadku NEMO świadczącego usługi na podstawie tzw. paszportu) – zawieszenie możliwości wykonywania funkcji NEMO.

Istnieje zatem konieczność uregulowania na poziomie krajowym zasad nadzoru nad NEMO, które dotyczyłyby wszystkich NEMO, zarówno podmiotów niebędących giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, a więc tzw. zagranicznych NEMO i podmiotów będącymi giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych.

Konieczne jest przyjęcie przepisów umożliwiających bieżący i regularny (np. coroczny) monitoring działalności prowadzonej przez wszystkich NEMO, w kontekście wypełniania przez te podmioty kryteriów wyznaczenia oraz prawidłowego realizowania zadań NEMO i MCO.

Celowe jest przyjęcie przepisów krajowych dających krajowemu regulatorowi kompetencje do stałego monitorowania działalności przez te podmioty (w kontekście realizacji zadań wynikających z Rozporządzenia CACM, w szczególności określonych w art. 7) oraz do okresowej weryfikacji spełniania przez nie kryteriów wyznaczenia zawartych w art. 6 Rozporządzenia CACM. Jak wspomniano powyżej, wprowadzenie takich przepisów jest niezbędne, z uwagi na szczątkowe regulacje w tym zakresie zawarte w Rozporządzeniu CACM (pozwalające tylko na zastosowanie ostatecznego środka w postaci zaprzestania działalności przez NEMO, i to tylko w przypadku zaprzestania wypełniania kryteriów wyznaczenia).

W związku z powyższym w ustawie wprowadza się następujące zmiany:

- zdefiniowano NEMO,
- nadano regulatorowi kompetencje do ustalania zasad podziału uprawnień do głosowania przez NEMO i podział tych uprawnień w rozumieniu art. 9 ust. 2 akapit 4 Rozporządzenia CACM,
- przyznano regulatorowi kompetencje do współpracy z Agencją oraz z organami

regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów oraz Komisją Nadzoru Finansowego w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań przewidzianych dla organu regulacyjnego w Rozporządzeniu CACM,

- przyznano regulatorowi prawo do żądania od NEMO przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności przez NEMO oraz przeprowadzania kontroli u NEMO lub postępowania wyjaśniającego w celu dokonania oceny spełniania przez NEMO kryteriów i przepisów Rozporządzenia CACM. Do przeprowadzenia kontroli u NEMO stosować się będzie odpowiednio przepisy o kontroli REMIT określone w art. 23c-23l i art. 23n ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 685, 771, 1000 i 1356), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”.

W projekcie określono również sankcje dla NEMO za nie przestrzeganie obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia CACM, nie przekazywanie ACERowi lub Prezesowi URE informacji, w tym przekazywanie informacji nieprawdziwych lub niepełnych. W projekcie ustawy określono również ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez NEMO, które zostały opisane w art. 9 ust. 2 Rozporządzenia CACM. Zaproponowano model przyjęty w Austrii, Francji i Wielkiej Brytanii, który zakłada, że uprawnienia do głosowania rozdzielane są na podstawie klucza opartego o dwie wartości, tj. liczbę NEMO oraz wielkość obrotu energią elektryczną. Zaletą tego rozwiązania jest uwzględnienie przez klucz podziału innej wartości aniżeli tylko wielkość obrotu energią elektryczną.

Ad. 2. Projekt ustawy stwarza podstawę prawną dla tzw. rekuperacji energii elektrycznej wprowadzanej ponownie do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów. Z zagadnieniem tym zmierzyły się już niektóre Państwa Członkowskie UE. Np. w Niemczech przyjęto model, w którym wytwarzanie energii elektrycznej przez pojazdy kolejowe w ramach procesu rekuperacji nie podlega szczególnym ograniczeniom prawnym. Energia ta może być sprzedawana przez przewoźnika kolejowego eksploatującego pojazd kolejowy, który wytwarza energię elektryczną i wprowadza ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną wprowadzoną do sieci trakcyjnej w wyniku procesu rekuperacji, lekko zróżnicowane w zależności od tego czy energia elektryczna jest wprowadzana w szczycie czy poza szczytem. Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszony – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu

unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem podmiotowym pociągi, metro, tramwaje i trolejbusy. Na sprzedawcę zobowiązanego, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 1269 i 1276), został nałożony obowiązek zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Cena zakupu energii elektrycznej będzie stanowiła 85 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne. Ilość energii elektrycznej, którą jest obowiązany zakupić sprzedawca zobowiązany, będzie ustalana na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w które co do zasady jest wyposażony pojazd szynowy. Zaproponowane rozwiązania pozwolą na urealnienie kosztów ponoszonych przez właścicieli ww. pojazdów odzwierciedlających rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i korzystanie z sieci.

Ad. 3. Projekt ustawy wprowadza przepisy ustanawiające obowiązek sporządzania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz skonsultowania jej z użytkownikami systemu i przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE na wzór obecnie funkcjonującego obowiązku sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przez operatora systemu dystrybucyjnego, jak i operatora systemu przesyłowego. Projektowane przepisy określają zawartość instrukcji, którą powinien przygotować operator systemu magazynowania. Zgodnie z projektem instrukcja powinna określać: tryb zawierania umów o świadczenie usług magazynowania, procedury udostępniania zdolności magazynowych, sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego, kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe, współpracę pomiędzy operatorami systemów gazowych, przekazywanie informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.

Proponowana zmiana pozwoli na zwiększenie zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania i przyczyni się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania.

Ad. 4. W projekcie ustawy wprowadza się przepisy, zgodnie z którymi nabór na Prezesa URE

będzie przeprowadzał zespół powołany przez Ministra Energii; Prezes URE będzie wykonywał swoje zadania przy pomocy dwóch Wiceprezesów URE powoływanych przez Prezesa URE. W razie niepowołania Wiceprezesów URE przez Prezesa URE, zostaną oni powołani przez ministra właściwego do spraw energii. Powyższe znajduje swoje uzasadnienie w przypisaniu regulatorowi szeregu nowych zadań i stale wzrastającej jej liczby, np. w kontekście tzw. pakietu zimowego, *a także dla ścisłej współpracy, w stosownych przypadkach, z innymi właściwymi organami krajowymi oraz dla ogólnych wytycznych polityki opracowanych przez rząd* (art. 35 ust. 4 lit b (ii) 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). Wzmocnienie Prezesa URE dwoma zastępcami gwarantuje większą skuteczność wykonywania obowiązków oraz mniejszą podatność na wpływy przy podejmowaniu decyzji w sektorze energetyki. Rozwiązanie takie pozostaje w zgodzie z prawem UE i jest zbliżone do rozwiązań przyjętych w wielu innych państwach UE, gdzie występuje wręcz organ kolegialny pełniący nadzór nad rynkiem energii, by przywołać chociażby przykład Francji, Belgii, Bułgarii, Irlandii, Łotwy, Litwy czy Niemiec (http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT/MEMBERS).

Wiceprezesi URE będą wykonywać zadania określone w ustawie, w statucie URE oraz w regulaminie organizacyjnym. Ponadto, Wiceprezes URE wskazany przez ministra właściwego do spraw energii tymczasowo, do czasu powołania nowego Prezesa URE, będzie mógł wykonywać obowiązki Prezesa URE w razie:

- 1) śmierci Prezesa URE;
- 2) odwołania Prezesa URE przed upływem kadencji;
- 3) stwierdzenia nieważności powołania Prezesa URE lub innych przyczyn nieobjęcia urzędu po dokonaniu powołania.

Wiceprezes URE, tak jak jest to obecnie, nie będzie mógł dokonać zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z przedkładania taryf do zatwierdzenia.

Powyższa zmiana praktycznie nie pociągnie za sobą skutków finansowych a znacznie usprawni wykonywanie zadań regulatora, na czym skorzystają wszyscy uczestnicy rynku.

Ad. 5. Urządzenia, instalacje lub sieci mają wpływ na bezpieczeństwo osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, dlatego w projekcie ustawy przebudowano model

ich uznawania w ten sposób aby maksymalnie go usprawnić.

Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA. U przedsiębiorcy zatrudniającego co najmniej 200 osób oraz przy stowarzyszeniach naukowo – technicznych komisje kwalifikacyjne będzie powoływał Prezes URE.

Wszystkie świadectwa kwalifikacyjne wydane osobom zajmującym się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci oraz wpisy do rejestru świadectw kwalifikacyjnych będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania lub dokonania wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych.

Prezes URE będzie prowadził w systemie informatycznym rejestry komisji kwalifikacyjnych powołanych przez Prezesa URE, członków komisji kwalifikacyjnych powołanych przez Prezesa URE oraz wydanych świadectw kwalifikacyjnych przez Prezesa URE oraz wtórników tych świadectw. Ponadto, w projekcie m.in. uregulowano przesłanki powołania i odwołania członków komisji kwalifikacyjnej, a także zasady i tryb postępowania odwoławczego powołując przy Prezesie URE Komitet Odwoławczy.

Powyższa zmiana znajduje swoje uzasadnienie w tym, że należy skoncentrować w jednym ręku sprawowanie nadzoru nad energetyką, który powinien być wykonywany przez wykwalifikowane w tym obszarze osoby.

Utrata ważności przez świadectwa kwalifikacyjne po upływie 5 lat wobec wszystkich osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci wiąże się z tym, że osoby te prowadzą prace na tożsamyh urządzeniach, instalacjach i sieciach, bez względu na to u kogo i na jakiej podstawie zostały zatrudnione. Kwestia eksploatacji tych urządzeń u małego czy dużego przedsiębiorcy nie powinna stanowić podstawy do rozróżniania w zakresie okresu ważności świadectw kwalifikacyjnych. Zarówno bowiem w jednym jak i drugim przypadku należy zapewnić aby eksploatacja ta była dokonywana w sposób bezpieczny dla życia i zdrowia ludzkiego.

W propozycjach przepisów uregulowano również kwestie wydanych świadectw kwalifikacyjnych oraz istniejących komisji kwalifikacyjnych. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne osobom świadczącym usługi na rzecz konsumentów oraz mikroprzedsiębiorców, małych lub średnich przedsiębiorców, zachowują ważność przez okres na jaki zostały wydane; wydane zaś innym osobom, zachowują ważność przez okres 1 roku

od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów stają się komisjami kwalifikacyjnymi wskazanymi w projekcie ustawy. Dotyczy to komisji kwalifikacyjnych powołanych:

a) u przedsiębiorcy zatrudniającego co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54o,

b) przy stowarzyszeniach naukowo - technicznych, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej;

2) właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci w jednostkach organizacyjnych nadzorowanych lub podległych tym ministrom lub Szefom Agencji,

3) ministra właściwego do spraw transportu, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci energetycznych eksploatowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego.

Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów działają przez okres na jaki zostały powołane.

Ad. 6. Pomimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne UE nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Kolejne dyrektywy rynkowe UE kładły i kładą co raz silniejszy nacisk na rozdzielanie działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej od sprzedaży tej energii oraz na prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy z poszanowaniem zasady ochrony interesów odbiorców końcowych oraz równoprawnego traktowania stron umowy. W rzeczywistości jednak nie ma mowy o jednakowej pozycji stron i nienarzucaniu warunków umów przez stronę silniejszą. Sytuacja ta wprost prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. By powyższemu, negatywnemu zjawisku zapobiec wyposażono regulatora w odpowiednie narzędzia pozwalające mu na ingerencję w relacje ukształtowane z pokrzywdzeniem jednej ze stron. W tym celu Prezes URE będzie mógł z urzędu lub na wniosek strony, w drodze decyzji, zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, w

celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, lub zobowiązać strony tej umowy do jej zmiany, w przypadkach uzasadnionych koniecznością:

- 1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych lub
- 2) równoważenia interesów stron tej umowy, lub
- 3) rozwoju konkurencji, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE zatwierdzi instrukcję tylko wtedy jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany.

Ad. 7. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (zwany dalej „Prezesem UOKiK”) wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Prezes UOKiK ma kompetencje m.in., do prowadzenia postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Prezes UOKiK wielokrotnie wykorzystywał przysługujące mu kompetencje, celem eliminacji negatywnych praktyk na rynku energii.

Szczególnie rozpowszechnionymi praktykami na rynku energii są:

- wprowadzanie przez przedstawicieli przedsiębiorstwa konsumentów w błąd co do tożsamości, poprzez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę prądu;
- sugerowanie, że przedkładane do podpisu dokumenty stanowią aneks do umowy z dotychczasowym sprzedawcą energii, bądź wymóg ich podpisania wynika ze zmiany przepisów prawa, likwidacji sprzedawcy energii elektrycznej, z którego usług korzystał dotychczas konsument lub połączenia tego przedsiębiorcy z innym przedsiębiorcą,

- stosowanie przymusu i wywieraniu na konsumentach presji poprzez sugerowanie konsumentowi, że jeżeli nie podpisze dokumentów, pozbawiony zostanie prądu, albo jego dotychczasowa umowa wygaśnie;
- manipulowanie informacjami o niższych rachunkach za energię,
- niezostawianie konsumentom podpisanych dokumentów.

Prezes UOKiK w decyzji kończącej postępowanie w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów może nałożyć karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10 % obrotu osiągniętego w roku obrotowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Takie kary nakładane były również na przedsiębiorstwa energetyczne.

Zauważyć jednak należy, iż mimo wypełnienia przez Prezesa UOKiK jego ustawowych obowiązków i wydania decyzji nakładającej karę pieniężną, przedsiębiorca może zaskarżyć decyzję do sądu i w dalszym ciągu dopuszczać się naruszeń.

W praktyce UOKiKu zdarzało się, że przedstawiciele ukaranego przedsiębiorstwa notorycznie dopuszczali się działań, które były tożsame z tymi, które stanowiły podstawę do wszczęcia postępowania o cofnięcie koncesji przeciwko takiemu przedsiębiorcy. Dlatego też, Prezes UOKiK zwracał się do Prezesa URE o podjęcie działań mających na celu odebranie koncesji przedsiębiorcom dopuszczającym się opisanych wyżej naruszeń.

Na przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję na działalność określoną w przepisach ustawy - Prawo energetyczne ciążyą obowiązki wynikające z warunków udzielonej koncesji oraz przepisów prawa.

Z treści komunikatów, które pojawiały się na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki wynika natomiast, że dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem i energią elektryczną Prezes URE wprowadził nowy warunek koncesyjny, nakładający na koncesjonariuszy obowiązek przestrzegania chronionych prawem interesów odbiorców, w tym poprzez udzielanie odbiorcom końcowym pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. W świetle powyższego, koncesjonariusz nie powinien stosować praktyk powodujących wprowadzenie odbiorców w błąd co do ich uprawnień lub obowiązków. Postanowienia umów zawieranych z odbiorcami powinny być czytelne i zrozumiałe, a postanowienia inne niż związane z dostarczaniem paliw lub energii (art. 5 ustawy – Prawo energetyczne), powinny być odrębnie i wyraźnie oznaczone. Uzupełnianie koncesji poprzez dodanie do nich w/w warunku stanowi realizację przez Prezesa URE jego

ustawowych zadań, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii m.in. poprzez przeciwdziałanie praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję. Powyższy warunek zamieszczony jest we wszystkich nowo udzielanych koncesjach dotyczących obrotu paliwami gazowymi i energią.

Wzmocnienie powyższych rozwiązań przepisami umożliwiającymi cofnięcie koncesji przez Prezesa URE w przypadku praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów pozwoli na skuteczną realizację obowiązków przez regulatora oraz równoważenie pozycji przedsiębiorcy i konsumenta energii.

Ad. 8. W projekcie wprowadza się pojęcie Zamkniętego Systemu Dystrybucyjnego (dalej również jako: „ZSD”) zgodnie z art. 28 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 („Dyrektywa 2009/72/WE”). Dyrektywa 2009/72/WE identyfikuje zamknięte systemy dystrybucyjne, jako szczególne podmioty rynku energii elektrycznej, w stosunku do których państwa członkowskie mogą zastosować selektywnie wybrane wyłączenia spod systemu obowiązujących regulacji. Przepisy prawa UE precyzują, iż w przypadku, gdy zamknięty system dystrybucji wykorzystywany jest w celu zapewnienia optymalnej wydajności zintegrowanych dostaw energii elektrycznej wymagających szczególnych standardów funkcjonowania lub zamknięty system dystrybucji utrzymywany jest głównie do użytku jego właściciela, powinno być możliwe zwolnienie operatora systemu dystrybucji z obowiązków, które stanowiłyby nadmierne obciążenie administracyjne ze względu na szczególny charakter stosunku między operatorem systemu dystrybucji a użytkownikami systemu. Zakłady przemysłowe, obiekty handlowe lub miejsca świadczenia wspólnych usług, takie jak budynki stacji kolejowych, lotniska, szpitale, duże obiekty kempingowe ze zintegrowaną infrastrukturą lub zakłady przemysłu chemicznego mogą obejmować zamknięte systemy dystrybucji ze względu na specjalistyczny charakter ich działalności.

Impulsem do podjęcia analiz w zakresie zasadności wprowadzenia instytucji ZSD do ustawy - Prawo energetyczne były wyraźne sygnały zarówno po stronie OSD jak i przedsiębiorstw, których głównym przedmiotem działalności nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Obowiązki administracyjne, jakie ustawa - Prawo energetyczne nakłada na tych przedsiębiorców są niewspółmierne do skali działalności, jaką w rzeczywistości wykonują.

Po pierwsze należy wskazać na jeden z modelowych rodzajów ZSD, jakimi są duże zakłady przemysłowe, których warunki funkcjonowania, w związku z zaszczościami historycznymi, podyktowane są ich wcześniejszym statusem. W ramach dawnej struktury gospodarczej, zapewniały dostawę energii elektrycznej głównie na potrzeby swoich oddziałów czy działów produkcyjnych i jednocześnie dla wszystkich innych podmiotów lub jednostek zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstwa. Z biegiem czasu przedsiębiorstwa te ulegały przekształceniom restrukturyzacyjnym, produkcyjnym i funkcjonalnym, często także własnościowym. Nie następowały natomiast zmiany w konfiguracji i funkcjonowaniu układu elektroenergetycznego. Wobec tego przedsiębiorstwa przyłączone do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej) wciąż zapewniają dostawę energii elektrycznej do wielu swoich historycznych pododbiorców, a zgodnie z przepisami ustawy - Prawo energetyczne, muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji i obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej.

Z technicznego punktu widzenia przyłącza odbiorców pracują na wysokim napięciu (WN) lub średnich napięciach (SN) i poprzez układy transformatorowe, linie napowietrzne lub kablowe, redystrybuują energię na SN lub niskie napięcia (nN) do układów pomiarowych i końcowego zużycia. Zgodnie z przepisami ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa te muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji energii elektrycznej i jej obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej.

Inny modelowy rodzaj systemu dystrybucyjnego zamkniętego to stosunkowo nowe rozwiązanie, które pojawiło się na gospodarczej mapie Polski wraz z powstaniem i rozwojem specjalnych stref ekonomicznych, kompleksów i centrów handlowych (wielkopowierzchniowych), centrów biurowych, wydzielonych osiedli mieszkaniowych oraz innych miejsc świadczenia usług wspólnych obsługujących łącznie wiele tysięcy nowych odbiorców energii elektrycznej. Podobnie jak zakłady przemysłowe, także w odniesieniu do wymienionych powyżej obiektów mamy do czynienia z obiektem przyłączonym liniami kablowymi do sieci WN lub sieci SN, gdzie z reguły wewnątrz podmiotu przyłączonego poprzez rozdzielnice, stacje transformatorowe, złącza kablowe i elastycznie konfigurowane szynoprzewody oraz układy pomiarowe, energia elektryczna doprowadzona jest do odbiorcy końcowego.

W każdym przypadku uzyskanie statusu przedsiębiorstwa energetycznego wiąże się z koniecznością sprostania ponadstandardowym wymaganiom, takim jak uzyskanie koncesji, zatwierdzanie taryfy, przedkładaniem różnego rodzaju sprawozdań itp. W związku z

powyższym o koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, a także status OSD, występują podmioty prowadzące galerie handlowe, zamknięte osiedla i przede wszystkim duże zakłady przemysłowe.

Co więcej, ustawa - Prawo energetyczne nie rozróżnia spółek ze względu na skalę działalności energetycznej. Z małymi wyjątkami, tak samo traktuje te, które obsługują miliony odbiorców końcowych, jak i te, które mają tych odbiorców kilkunastu lub kilkudziesięciu. Przepisy ustawy - Prawo energetyczne narzucają jednakowe obowiązki na podmioty podejmujące zamierzoną lub wymuszoną działalność dystrybucyjną, w postaci konieczności uzyskania koncesji na prowadzenie takiej działalności oraz statusu OSD.

Zgodnie z danymi ze strony Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „URE”) liczba OSD rosła od 2009 roku. Poniższe zestawienia obrazują wzrost ilości OSD aż o 1960%¹ od 2008 r.:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OSD wyznaczeni w danym roku	1	4	4	1	9	52	59	12	15	10	9	7
Suma OSD w poszczególnych latach	1	5	9	10	19	71	130	142	157	167	176	183
Wzrost	n/a	400%	80%	11%	90%	274%	83%	9%	11%	6%	5%	4%

Wskazany wzrost nie jest uzasadniony dynamiczną rozbudową systemu dystrybucyjnego. Znaczną część spółek wyznaczonych na operatorów sieci dystrybucyjnej stanowią przedsiębiorstwa, których funkcjonowanie niejako wymusza uzyskanie takiego statusu - chodzi tu przede wszystkim o wspomniane duże zakłady produkcyjne, specjalne strefy ekonomiczne, centra i kompleksy handlowe oraz biurowe.

Ustawa - Prawo energetyczne nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych szereg obowiązków, których spełnianie zapewnia ochronę użytkowników sieci dystrybucyjnej, zachowanie jej w należyтым stanie technicznym oraz jej rozbudowę. Celowość nałożenia tych samych obowiązków na przedsiębiorstwa funkcjonujące w sektorze energetyki zawodowej, przedsiębiorstwa produkcyjne posiadające ograniczone systemy dystrybucyjne oraz galerie handlowe i centra biurowe jest co najmniej wątpliwa – w większości z nich brak jest

¹ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/operatorzy-systemow-el/787.Operatorzy-systemow-elektroenergetycznych-dane-adresowe-i-obszary-dzialania.html>

odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Dodatkowo przedsiębiorstwa posiadające ograniczone systemy dystrybucji nie są, co do zasady, zainteresowane rozbudową własnej sieci i przyłączaniem nowych odbiorców z uwagi na fakt, że głównym profilem ich działalności nie jest dystrybucja energii, zaś sama sieć dystrybucyjna pozostająca do ich dyspozycji jest ograniczona do terenu obiektu / obszaru. Ponadto takie przedsiębiorstwa przeznaczają znaczne zasoby finansowe, ludzkie oraz organizacyjne w celu spełnienia wymagań administracyjnych wynikających z ustawy - Prawo energetyczne. Koszty ponoszone przez tego rodzaju OSD są nieporównywalne w skali odniesienia tych samych nakładów przez spółki dystrybucyjne, których działalność nastawiona jest wyłącznie na dystrybucję i nieproporcjonalne do profilu prowadzonej działalności regulowanej.

Brak definicji pojęcia zamkniętego systemu dystrybucyjnego został wskazany w opracowanej przez Konfederację Lewiatan „Czarnej Liście Barrier dla rozwoju przedsiębiorczości” z zakresu ochrony środowiska i energetyki. Z inicjatywami legislacyjnymi w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych wystąpiło szereg Wojewódzkich Rad Dialogu Społecznego.

Innym ważnym argumentem przemawiającym za przyjęciem nowelizacji w proponowanym zakresie jest odciążenie organu regulacyjnego - Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Biorąc pod uwagę zakres kompetencji Prezesa URE i coraz większą liczbę spraw administracyjnych załatwianych przez URE, nieproporcjonalną do przyznawanego budżetu² należy wskazać, że ograniczenie niektórych z obowiązków administracyjnych nałożonych na operatora SDZ wpłynie pozytywnie na nakład pracy URE, nie uchybiając tym samym skuteczności w nadzorze rynku energii.

Wprowadzenie instytucji ZSD do polskiego porządku prawnego wpłynie pozytywnie również na status odbiorców końcowych. W obecnym momencie, duża część systemów, które mogłyby zostać uznane za dystrybucyjne, nie uzyskuje takiego statusu, z obawy przed wysokim stopniem obciążeń administracyjnych ciążących na operatorach. Prowadzi to do sytuacji, w których odbiorcom energii elektrycznej dużo łatwiej jest udostępniać media swoim pododbiorcom na zasadzie refaktury i obciążać ich kosztami dostarczania mediów. W związku z powyższym w chwili obecnej pododbiorcy - głównie mali i średni przedsiębiorcy, pozbawieni są swoich podstawowych praw, np. prawa do zmiany sprzedawcy. Ponadto pododbiorcy ponoszą obecnie znacznie wyższe koszty niż te, które ponosiliby w przypadku wprowadzenia instytucji ZSD. Dodatkowo funkcjonowanie ZSD wpłynie pozytywnie na propagowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej, z uwagi na fakt, że pododbiorcy

² <http://www.senat.gov.pl/prace/komisje-senackie/przebieg.6946.1.html>

będą mogli w pełni korzystać z prawa do zmiany sprzedawcy.

Przygotowany projekt nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne określa czym jest ZSD oraz reguluje jego status prawny. Wniosek o uznanie systemu dystrybucyjnego za ZSD, ma dotyczyć systemu dystrybucyjnego zlokalizowanego na ograniczonym obszarze geograficznym, w tym w szczególności na obszarze zakładu przemysłowego oraz w jego najbliższym otoczeniu, na obszarze obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych. Chodzi tu o przypadki, o których mowa w pierwszej części uzasadnienia, w których funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego oparte jest o specyfikę danego zespołu obiektów. Dodatkowym obostrzeniem jest wykluczenie możliwości funkcjonowania odbiorców komunalnych niepowiązanych z operatorem ZSD.

Zgodnie z projektem ustawy za zamknięty system dystrybucyjny Prezes URE może uznać w szczególności zakłady przemysłowe, centra handlowe i centra usług wspólnych, jeżeli spełniają przesłanki wskazane w ww. artykule. Proponowany przepis wyklucza natomiast możliwość przyznania statusu systemu zamkniętego spółdzielniom mieszkaniowym i deweloperom. Jednocześnie nie jest wykluczone przyznanie go podmiotom posiadającym osiedla przyzakładowe, w których zamieszkują pracownicy i emerytowani pracownicy danego podmiotu.

Należy podkreślić, że uzyskanie statusu ZSD może nastąpić tylko na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego. Taki wniosek należy złożyć do Prezesa URE, który stwierdza w drodze decyzji administracyjnej, że dany system dystrybucyjny jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym w przypadku, gdy spełnione są łącznie przesłanki wskazane w projektowanych przepisach. Tak skonstruowany przepis zawęży krąg podmiotów, mogących ubiegać się o wydanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za ZSD, jedynie do podmiotu, który wcześniej uzyskał status operatora systemu dystrybucyjnego i posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej.

Oznacza to, że podmiot, który chce uzyskać status operatora ZSD, przed złożeniem wniosku o wydanie przedmiotowej decyzji jest zobowiązany (i) uzyskać koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (ii) złożyć wniosek o przyznanie statusu OSD oraz (iii) przedłożyć Prezesowi URE pierwszą taryfę do zatwierdzenia. Dopiero po uzyskaniu statusu OSD i zatwierdzeniu pierwszej taryfy zainteresowany podmiot będzie mógł złożyć wniosek w trybie nowych przepisów.

Należy również podkreślić, że operator ZSD, który zarządza kilkoma niezależnymi od siebie zamkniętymi systemami dystrybucyjnymi, musi spełnić powyższe wymagania w stosunku do każdego z zamkniętych systemów dystrybucyjnych, co wiąże się m.in. z obowiązkiem

rozszerzenia koncesji na obszary, na których zlokalizowane będą kolejne zamknięte systemy dystrybucyjne.

W przypadku rażącego naruszenia przez OSD warunków prowadzenia działalności w zamkniętym systemie dystrybucyjnym, o których mowa w ustawie, Prezes URE będzie mógł uchylić decyzję w sprawie uznania systemu za ZSD. Prezes URE uchyli przedmiotową decyzję jeżeli system dystrybucyjny przestanie spełniać przesłanki wskazane w przepisach prawa.

Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego, tj. systemu w odniesieniu do którego została wydana przedmiotowa decyzja zostaje *ex lege* zwolniony z obowiązków wskazanych w sposób enumeratywny w projekcie ustawy.

Należy podkreślić, że mimo przyznania licznych zwolnień, przedsiębiorstwo, które uzyskało status operatora ZSD ma obowiązek prowadzić politykę księgowo-finansową zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, tj. ma obowiązek stosowania transparentnych metod rozliczeniowych oraz zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców.

Szczególnie istotnym obowiązkiem wyłączonym w stosunku do operatorów ZSD jest przedkładanie taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. W odróżnieniu od pozostałych zwolnień, które mają charakter pełny, zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf ma charakter ograniczony. Operator ZSD będzie zwolniony z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia pod warunkiem, że należność za pobraną energię elektryczną każdego z odbiorców końcowych będących użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. Operator ZSD w sytuacji gdy jednocześnie prowadzi działalność polegającą na obrocie energią elektryczną, w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych będzie stosował ceny energii elektrycznej nie wyższe niż zawarte w taryfie, a w przypadku braku zatwierdzonej taryfy nie wyższe niż ceny ustalane na rynku konkurencyjnym sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność operator. Prezes URE, na pisemny wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego, w uzasadnionych przypadkach, będzie mógł przeprowadzić kontrolę cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora ZSD. W sytuacji, gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes URE

stwierdzi, że stosowane ceny lub stawki opłat oraz warunki ich stosowania nie spełniają warunków określonych w prawie wezwie operatora ZSD do ich skalkulowania lub zmiany w sposób spełniający powyższe warunki oraz przedstawienia do zatwierdzenia.

Jednocześnie uchyla się art. 38b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w celu nie dublowania regulacji w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych.

Ad. 9. Projekt ustawy wprowadza kompleksowe rozwiązania w zakresie funkcjonowania magazynów energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, zwanym dalej „KSE”.

Potrzeba i cel uchwalenia projektowanej ustawy

Regulacja ma na celu stworzenie warunków dla rozwoju zastosowań magazynów energii elektrycznej, w tym usunięcie barier, które obecnie uniemożliwiają inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej.

Obserwowany w ostatnich latach szybki rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej, w szczególności w oparciu o technologie bateryjne, otworzył nowe możliwości jej praktycznego wykorzystania w różnych obszarach systemu elektroenergetycznego, czego obecny system regulacji nie uwzględnia. Ocenia się, że magazynowanie energii elektrycznej na szeroką skalę będzie stanowić kluczowy czynnik usprawniający funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, w szczególności wpływając z jednej strony na możliwość absorpcji większych wolumenów generacji ze odnawialnych źródeł energii, zwanych dalej „źródła” OZE, z drugiej zaś na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W szczególności wykorzystanie magazynowania energii elektrycznej stworzy możliwości szybkiej reakcji na zmieniające się zapotrzebowania na moc w KSE, poprawi warunki napięciowe funkcjonowania sieci, pozytywnie wpłynie na zakres prowadzonych inwestycji w sieć dzięki możliwości wykorzystania magazynowania energii elektrycznej zamiast inwestycji sieciowych, pozwoli na poprawę wykorzystania energii ze źródeł OZE o niestabilnej charakterystyce, itd.

Zidentyfikowane bariery prawne i regulacyjne

W oparciu o dotychczasowe doświadczenia związane z realizowanymi lub przygotowywanymi projektami wykorzystania magazynów energii elektrycznej w KSE zidentyfikowane zostały następujące bariery:

- Niespójne definicje i brak określenia magazynowania energii elektrycznej jako procesu energetycznego;
- Nieokreślony status magazynowania energii elektrycznej w kontekście taryfowania i

obowiązków koncesyjnych;

- Brak przepisów określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej;
- Brak przepisów określających zasady współpracy magazynu energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną;
- Brak przepisów określających zasady współpracy magazynów energii elektrycznej z jednostkami wytwórczymi, w tym ze źródłami OZE, których część stanowią oraz z instalacjami odbiorców końcowych;
- Instalacje OZE z magazynami energii elektrycznej nie mają możliwości wykorzystania pełnego potencjału magazynowania w związku z zagrożeniem utraty wsparcia w sytuacji poboru energii z sieci elektroenergetycznej;
- Brak w regulacjach dotyczących taryfowania odrębnych przepisów uwzględniających fakt, że energia elektryczna pobierana przez magazyn energii elektrycznej, która następnie jest wprowadzana do sieci nie jest zużyciem końcowym;
- Niezdefiniowany status energii elektrycznej wprowadzanej do magazynu energii elektrycznej oraz energii wyprowadzanej z uwzględnieniem strat z magazynu energii elektrycznej w kontekście podatku akcyzowego oraz obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia (z OZE, z kogeneracji i efektywności energetycznej).

Zakres proponowanych zmian obejmuje:

W przypadku ustawy - Prawo energetyczne:

1. Wprowadzenie i zmiana wybranych definicji;
2. Wyłączenie magazynowania energii elektrycznej z obowiązku sporządzania taryf;
3. Określenie wymagań dotyczących koncesjonowania magazynowania energii elektrycznej i rejestracji magazynów energii elektrycznej;
4. Określenie ogólnych wymagań dotyczących warunków przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej lub urządzeń wytwórczych i instalacji odbiorcy końcowego obejmujących magazyn energii elektrycznej;
5. Określenie warunków technicznych na jakich magazyn energii współpracuje z siecią.
6. Określenie warunków na jakich magazyn energii elektrycznej może być uwzględniony w planie rozwoju jako substytut rozbudowy sieci;
7. Zmiana zasad rozliczania energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.
8. Zmiana dotycząca delegacji do opracowania rozporządzenia taryfowego;
9. Zwolnienie z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia w

odniesieniu do energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.

10. Wprowadzenie uprawnień do posiadania magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD;

11. Wprowadzenie regulacji dotyczących istniejących magazynów energii elektrycznej, w tym elektrowni szczytowo-pompowych;

12. Wprowadzenie czasowego zwolnienia z opłat za przyłączenie do sieci magazynów energii elektrycznej.

W przypadku ustawy o odnawialnych źródłach energii:

1. Zmiana istniejących definicji odpowiednio do zmian w ustawie - Prawo energetyczne;

2. Wprowadzenie możliwości pobierania energii elektrycznej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii bez utraty praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia

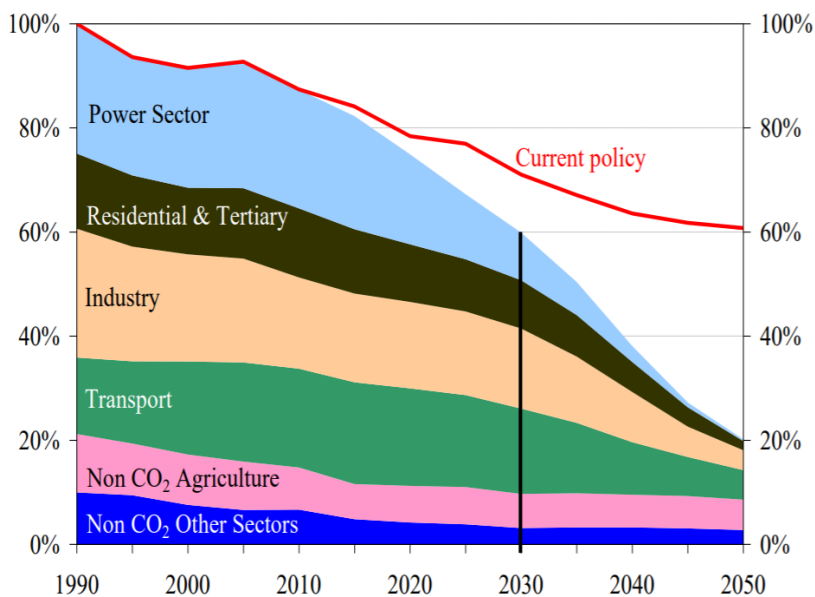
3. Wprowadzenie obowiązków opomiarowania źródeł OZE i uzależnienie praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia od prawidłowego opomiarowania magazynu energii elektrycznej.

Ponadto proponuje się wprowadzenie odpowiednich zmian w ustawie o rynku mocy i ustawie o podatku akcyzowym.

W kontekście realizacji celów polityki energetycznej, w tym ograniczenia emisji CO₂

Polityka klimatyczna UE postrzega technologie magazynowania energii elektrycznej jako kluczowe dla wzrostu wykorzystania energii z OZE. Większe wykorzystanie magazynów energii wspiera zatem realizowanie ambitnych celów unijnej polityki w zakresie energii i klimatu, przewidującej ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w 2020 r., 40% w 2030 r., a następnie 80% w roku 2050, zgodnie z założeniami EU Energy Roadmap. Realizacja powyższych oraz podejmowanie dalszych inicjatyw w obszarze rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, jest dodatkowo wspierana przez konkluzje porozumienia 21 Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 9 maja 1992 r. (ang: United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), czyli tzw. Porozumienia Paryskiego, które stały się wiążące w listopadzie 2016 r.

Obniżanie emisji gazów cieplarnianych w horyzoncie 2050 r. w różnych sektorach gospodarki przedstawia poniższy rysunek.



Powyższe zobowiązania w zakresie ochrony klimatu i zmniejszania emisji w najbliższych dziesięcioleciach będą wpływać na podejmowanie dalszych działań w obszarze rozwoju i wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej, a także rozwiązań, które będą wspomagać wykorzystanie tych źródeł i stabilizować pracę sieci elektroenergetycznych.

Warto zaznaczyć, że pomimo, iż magazyny energii elektrycznej nie są wprost wymienione w dokumentach strategicznych dla sektora energetycznego w Polsce, to poprzez wspieranie integracji OZE, wpisują się w realizację obowiązującej obecnie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Dokument ten zakłada zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz sukcesywne zwiększanie udziału tych źródeł w latach następnych.

W kontekście obowiązujących kodeksów sieciowych wprowadzonych w życie rozporządzeniami Komisji Europejskiej

Wśród celów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania wymienia się: „ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej”.

Magazynowanie, traktowane jako usługa zarządzania stroną popytową, ma mieć zatem zagwarantowane równe szanse w konkurencji z innymi usługami bilansującymi. Dodatkowo, jeśli wystąpi taka potrzeba, ma mieć możliwość niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej.

Na podstawie przepisów tego samego rozporządzenia, w warunkach dla dostawców usług bilansujących należy umożliwić zakładom magazynowania (ang. energy storage facilities) świadczenie usług bilansujących oraz uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci odnosi się do kwestii magazynów w przepisach dot. zakresu jego stosowania, stanowiąc wprost, że nie należy przedmiotowego rozporządzenia stosować do urządzeń magazynowania, z wyjątkiem szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii. Analogiczny przepis znajduje się w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru.

Zatem rozporządzenia dotyczące przyłączenia jednostek wytwórczych i instalacji odbiorczych nie regulują kwestii przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci, z wyjątkiem przypadków dotyczących modułów wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowych.

Z kolei rozporządzenie Komisji ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych reguluje wyłącznie kwestię wykorzystania jednostek magazynowania energii SGU w sytuacjach kryzysowych.

W kontekście Planu Rozwoju Elektromobilności w Polsce (PRE)

Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 16 marca 2017 r. Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, zwany dalej „PRE” wyznacza cel 1 mln pojazdów elektrycznych w Polsce do roku 2025 r. Osiągnięcie tego celu wiązać się będzie z dodatkowym popytem na moc i energię elektryczną i stworzeniem odpowiednich warunków dla rozwoju elektromobilności. Rozwój elektromobilności jest również szansą na rozwój systemów magazynowania energii.

Zgodnie z PRE:

„Z punktu widzenia wykorzystania pojazdów elektrycznych dla stabilizacji pracy sieci niezbędne jest zoptymalizowanie rozmieszczenia stacji ładowania, zwłaszcza szybkich stacji ładowania, pod kątem parametrów sieci. W celu uniknięcia kosztownej modernizacji sieci na potrzeby szybkich punktów ładowania uzasadniona jest instalacja zasobników energii elektrycznej. Zasobniki ładowałyby się w nocy, oddając energię w dzień zarówno na potrzeby pojazdów elektrycznych, jak i sieci gdy zajdzie taka konieczność. Podwójna rola zasobników pozwoli skrócić okres zwrotu z inwestycji, który w przypadku budowania samych stacji ładowania jest dziś nieakceptowalnie długi z punktu widzenia inwestycji stricte komercyjnych. Wymaga to stworzenia nowego modelu biznesowego, w którym podmiot odpowiedzialny za stabilność pracy KSE wynagradza właściciela stacji wyposażonej w zasobnik za gotowość świadczenia usługi na rzecz sieci.” str. 28,

„Warunkiem skutecznego przesunięcia zapotrzebowania na moc w ciągu doby jest wywołanie reakcji cenowej u konsumentów, co można osiągnąć poprzez zróżnicowanie cen energii w zależności od zapotrzebowania rynku. W tym celu konieczne jest dostosowanie taryf strefowych lub wprowadzenie chwilowych sygnałów cenowych dla odbiorcy (tzw. taryfy dynamiczne). Niezbędnym dopełnieniem rozbudowanego systemu taryfowego jest upowszechnienie rozwiązań z zakresu inteligentnej sieci, w tym liczników zdalnego odczytu oraz zasobników energii, tam gdzie będzie to uzasadnione” str. 14.

Wśród działań wykonawczych, w Załączniku nr 5 do PRE, w proponowanych działaniach wskazana została instalacja zasobników energii elektrycznej i oczekiwane efekty w kolejnych latach.

Zgodnie z projektem planu rozwoju sieci przesyłowej, w kontekście rozwoju elektromobilności, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zamierzają m.in. zidentyfikować możliwe mechanizmy, których wdrożenie mogłoby pozwolić na zarządzanie zwiększonym zapotrzebowaniem na moc i energię. Głównym celem tych mechanizmów będzie stymulowanie procesów ładowania pojazdów, w taki sposób, aby przy maksymalizacji użyteczności dla użytkowników aut elektrycznych, zapewnić optymalny przebieg krzywej zapotrzebowania na moc generowanego przez pojazdy elektryczne.

Ponadto zgodnie z ww. planem w kontekście zmian zachodzących na rynku energii pojawia się potrzeba zwiększenia elastyczności i bezpieczeństwa KSE oraz konieczność zwiększenia poziomu mocy rezerwowych w KSE.

Przewidywane rozwiązania prawne w ramach pakietu „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków (Clean Energy Package for All Europeans - CEP)

Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package) jest obecnie poddany dyskusji. Swoje propozycje przepisów przedstawiły: Komisja Europejska, Parlament Europejski i Rada Europejska. Wśród wielu kwestii objętych projektem legislacji jest między innymi szereg przepisów mających wpływ na magazynowanie energii elektrycznej. Propozycje ww. trzech organów w odniesieniu do projektu nowelizacji Dyrektywy 2009/72/WE w zakresie kluczowych zagadnień dotyczących magazynowania energii przedstawia poniższe podsumowanie:

- Łączenie działalności OSD i OSP z prowadzeniem działalności magazynowania energii elektrycznej będzie zakazane, za wyjątkiem bardzo restrykcyjnie zdefiniowanych odstępstw.
- Projektowana dyrektywa ustanawia odstępstwa od tego zakazu, wskazując że państwa członkowskie mogą zezwolić OSD i OSP na posiadanie lub obsługę instalacji magazynowych lub na zarządzanie takimi instalacjami tylko w przypadku, gdy spełnione będą łącznie

następujące warunki:

a) inne strony, po przeprowadzeniu otwartej i przejrzystej procedury przetargowej, nie wyraziły zainteresowania posiadaniem, kontrolowaniem lub obsługą takich instalacji służących magazynowaniu bądź świadczeniu usług pomocniczych niezależnych od częstotliwości na rzecz operatorów systemów elektroenergetycznych, ani też zarządzaniem nimi;

b) takie instalacje niezbędne są operatorom systemów elektroenergetycznych do wywiązywania się z ich obowiązków wynikających z dyrektywy, aby zapewnić wydajne, niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznej i nie są one wykorzystywane do sprzedaży energii elektrycznej na rynku;

c) organ regulacyjny ocenił konieczność takiego odstępstwa uwzględniając warunki, o których mowa w lit. a) i b) niniejszego ustępu, i udzielił zgody.

- Dodatkowym wymogiem jest monitoring rynku oraz ograniczenie - operator systemu elektroenergetycznego kończy działalność w zakresie magazynowania w przypadku, gdy osoby trzecie mogą świadczyć taką usługę w sposób racjonalny pod względem kosztów.
- W przypadku derogacji dotyczącej OSP zachodzi dodatkowo konieczność powiadomienia ACER i KE.

Przedstawione propozycje oznaczają, że magazynowania energii będzie co do zasady działalnością rynkową i tylko na zasadach wyjątku będzie mogło być realizowane przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

Ponadto należy zwrócić uwagę na szeroką definicję magazynowania energii. Obejmuje ona również przypadki konwersji energii elektrycznej na inne nośniki energii (np. wodór), co powoduje, że z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego wykorzystanie tych definicji może budzić wątpliwości.

Alternatywne środki osiągnięcia celów

1) Kontynuować stan obecny

Scenariusz zakładający utrzymanie obecnego stanu prawnego, bez jakichkolwiek zmian regulacji, spowoduje poprzez utrzymanie barier brak możliwości rozwoju magazynowania energii elektrycznej i uniemożliwi uzyskanie efektywności ekonomicznej inwestycji w magazyny energii elektrycznej.

2) Wprowadzić proponowane regulacje prawne.

Scenariusz uwzględniający zmianę regulacji prawnych, polegający przede wszystkim na usunięciu barier, stworzy warunki do rozwoju magazynowania energii elektrycznej. Nie przewiduje się na obecnym etapie szczególnych zachęt dla magazynowania energii

elektrycznej, poza czasowym zwolnieniem z opłaty za przyłączenie magazynu energii elektrycznej do sieci.

Wsparcie dla rozwoju technologii magazynowania energii w wybranych państwach

Ogólne informacje o magazynowaniu energii

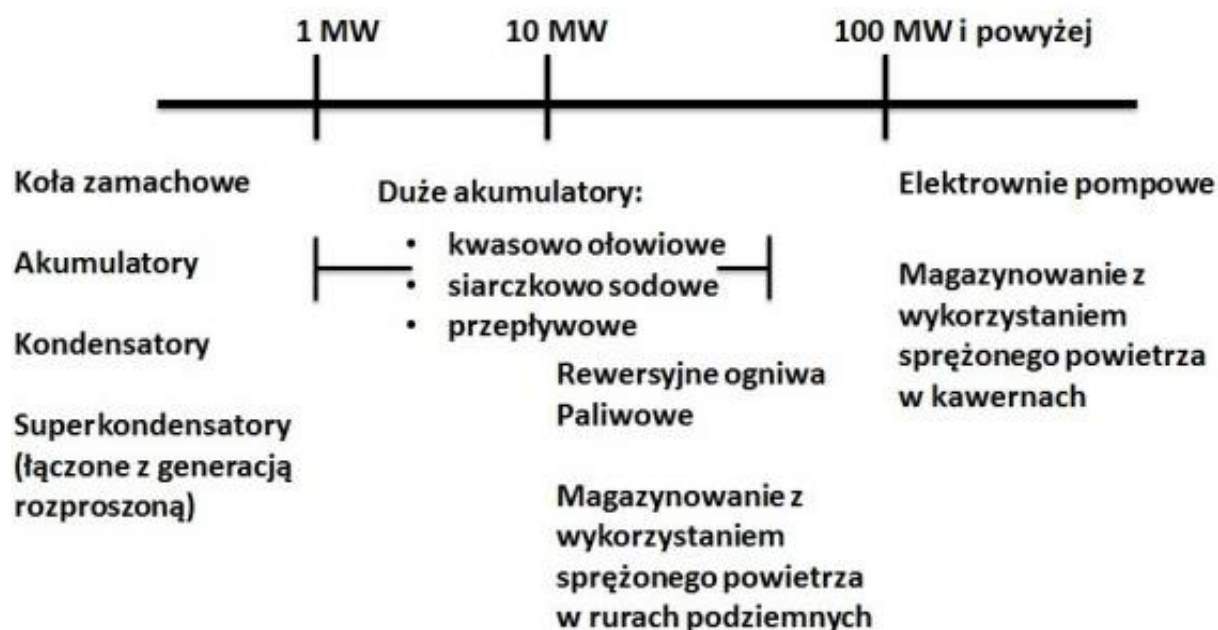
Zastosowania magazynu energii można podzielić na trzy grupy:

- Wsparcie dla podsektora wytwórczego,
- Wsparcie dla podsektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- Wsparcie dla odbiorcy końcowego/prosumenta.

Kryteria techniczne i ekonomiczne wyboru odpowiedniej technologii magazynowania:

- Gęstość energii i mocy
- Czas odpowiedzi
- Koszty jednostkowe i ekonomika skali
- Lokalizacja i sposób przyłączenia do systemu
- Wyposażenie monitorujące i kontrolne
- Sprawność magazynowania i poziom niezawodności

Technologie magazynowania energii według mocy



Magazynowanie energii w wybranych państwach

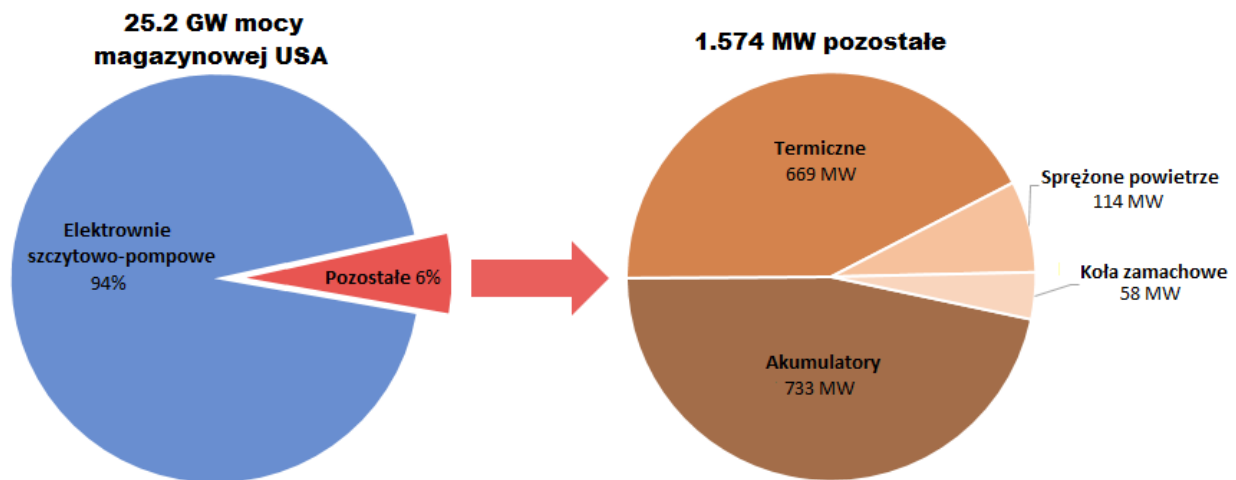
➤ USA

Definicja magazynu energii: *“a resource capable of receiving electric energy from the grid and storing it for later injection of electricity back to the grid”*

Tłumaczenie: *zasób zdolny do odbierania energii elektrycznej z sieci i przechowywania jej do późniejszego oddania energii elektrycznej z powrotem do sieci*

Źródło: *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators, Order No. 841, 162 FERC 61,127 (2018)*

Obecny stan mocy magazynowej USA z podziałem na technologie



Źródło: epa.gov/energy/electricity-storage

Nowy Jork jest drugim stanem we wschodnich Stanach Zjednoczonych, który przyjął ustawę (AB 6571) dotyczącą magazynowania energii. Pierwszy to Kalifornia gdzie w roku 2010 uchwalono Assembly Bill 2514. Massachusetts wyznaczył cel 200 MWh magazynowania energii do 2020 roku. Cel Kalifornii na 2020 rok to 1,3 GW energii magazynowej. Do tego czasu udział źródeł odnawialnych w kalifornijskim miksie energii elektrycznej ma wzrosnąć do 33%, a w roku 2030 OZE ma odpowiadać za 50% produkcji energii w Kalifornii.

Regulacje prawne:

Gubernator stanu Nowy Jork Andrew Cuomo podpisał ustawę (AB 6571) w celu opracowania programu wdrażania magazynowania energii, w tym celu dotyczącego magazynowania w 2030 r. Głównym celem ustawy jest wsparcie nowojorskiego projektu, który mówi o 50% udziału OZE do 2030 r. Projekt jest kontynuacją programu NY-Sun wprowadzonego przez

gubernatora Cuomo w 2012 r. który przewiduje:

- 1 miliard USD na rozwój rynku energii słonecznej w ciągu 10 lat,
- dodanie ponad 3000 MW mocy słonecznej w stanie do 2023 r.,
- osiągnięcie wzrostu o 181% na państwowym rynku energii słonecznej.

Źródło: electrek.co/2017/12/01/new-york-energy-storage-targets/

Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała regulacje ułatwiające wprowadzenie magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. The Final Rule³ ustala model uczestnictwa:

- FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługę regulacji sieci – do opłaty za moc dodała opłaty za możliwą szybkość interwencji w sieci przez dane źródło, co spowodowało prawie dwukrotny wzrost opłacalności biznesu polegającego na oferowaniu rezerw interwencyjnych w postaci magazynów energii w systemie energetycznym USA. W tej usłudze została doceniona nie tylko wielkość mocy, jaką posiada dane źródło, ale też możliwość szybkiej reakcji na zakłócenia częstotliwości w sieci.
- Model uczestnictwa musi określić zasady rynkowe, które mają gwarantować, że magazyny korzystające z tego modelu są zdolne do zapewnienia wszystkich mocy produkcyjnych, energetycznych i pomocniczych, które są w stanie technicznie zapewnić.
- Akumulatory, koła zamachowe i inne technologie umożliwiają przepływ mocy w obie strony i reagują znacznie szybciej. FERC zauważyła, że zasady rynkowe opracowane dla tradycyjnych metod wytwarzania mogą stwarzać bariery wejścia dla nowych technologii, takich jak magazyny energii. Zaproponowała, aby operatorzy sieci stworzyli odpowiednie taryfy w celu określenia modelu uczestnictwa, analizując fizyczne i operacyjne właściwości magazynów, co zwiększy konkurencję i ograniczy stawki. FERC zaproponowała, aby każdy operator zdefiniował kryteria w swojej taryfie, które nie mogą ograniczać uczestnictwa różnych typów magazynów. Uczestnictwo będzie uwzględniało jedynie parametry fizyczne i operacyjne, co umożliwi wprowadzenie nowych technologii bez potrzeby zmiany taryf.
- FERC wymaga, aby taryfy określające model uczestnictwa magazynów energii uwzględniały jedynie magazyny o mocy co najmniej 100 kW. Ten wymóg obejmuje wszystkie minimalne wymagania dotyczące pojemności, minimalną ofertę sprzedaży oraz zakupu.

³ *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators, Order No. 841, 162 FERC 61,127 (2018)* ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf

- FERC wymaga, aby sprzedaż energii elektrycznej z rynku OSD i OSP do magazynu energii, którą następnie odsprzeda z powrotem na te rynki, odbywała się po cenie hurtowej za energię elektryczną. Ponadto wymaga od operatorów posiadania liczników mierzących całą energię wchodzącą i wychodzącą. Natomiast magazyny OSD i u odbiorcy za licznikiem wymagają innego rozwiązania.

Źródło: ferc.gov/media/news-releases/2018/2018-1/02-15-18-E-1.asp#.W07oOtIzbct
ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf

Wybrane zrealizowane na terenie USA projekty magazynowania energii

Nazwa	Technologia	Moc (MW)	Czas (HH:MM)	Rok
<u>Bath County Pumped Storage Station - Dominion Generation / First Energy</u> George Washington National Forest, Warm Springs, Virginia	Elektrownia szczytowo-pompowa	3 003	10:18	1985
<u>Ludington Pumped Storage</u> Ludington, Michigan,	Elektrownia szczytowo-pompowa	1 872	08:00	1973
<u>Raccoon Mountain Pumped Storage Plant</u> Chattanooga, Tennessee,	Elektrownia szczytowo-pompowa	1 652	22:00	1978
<u>Solana Solar Generating Plant</u> Gila Bend, Arizona,	Termiczne (Roztopiona sól)	280	06:00	2013
<u>Crescent Dunes Solar Energy Project</u> Tonopah, Nevada	Termiczne (Roztopiona sól)	110	10:00	2015
<u>TAS Texas Cooperative</u> Jacksboro, Texas	Termiczne (Zbiornik z wodą)	90	12:00	2009
<u>McIntosh CAES Plant</u> McIntosh, Alabama	Elektrownia CAES	110	26:00	1991
<u>Beacon Power - (Stephentown, NY)</u> Stephentown, New York,	Koło zamachowe	20	00:15	2011
<u>Beacon Power 20 MW Flywheel Frequency Regulation Plant</u> Hazle Township, Pennsylvania	Koło zamachowe	20	00:15	2014

<u>Notrees Battery Storage Project - Duke Energy</u> Goldsmith, Texas	Bateria litowo-jonowa	36	00:40	2013
<u>AES Laurel Mountain</u> Elkins, West Virginia	Bateria litowo-jonowa	32	00:15	2011
<u>Invenergy Grand Ridge Wind Project BESS</u> Marseilles, Illinois	Bateria fosforanu litowo-żelazowego	31,5	00:23	2015
<u>Beech Ridge Wind Storage 31.5 MW</u> Rupert, West Virginia,	Bateria fosforanu litowo-żelazowego	31,5	n/a	2015

Magazyny na sprężone powietrze

W 1978 roku, w okolicach Bremen, w Niemczech ABB zbudowało pierwszą elektrownię Huntorf typu CAES o mocy 290MW, której zadaniem było zapewnienie black-start'u pobliskiej elektrowni jądrowej oraz dostarczenie taniej mocy szczytowej.

Elektrownia McIntosh o mocy 110MW została zbudowana na terenach kopalni soli w południowo-zachodniej Alabamie w USA. Powietrze jest sprężane w pojedynczej kawernie o objętości 560 tys. m³. Pełna moc może być utrzymywana przez ponad 26 godzin. Rozwiązania technologiczne (parametry pracy, ciśnienia, temperatury itp.), wzorowano na elektrowni Huntorf, jednakże zastosowano rekuperator ciepła, który umożliwił redukcję zużycia paliwa o ok. 22% oraz komorę spalania na dwa rodzaje paliwa – gaz ziemny i olej opałowy.

Porównanie elektrowni CAES: Huntorf i McIntosh

	Huntorf, Niemcy	McIntosh, USA
Rok uruchomienia	1978	1991
Magazyn spręż. pow. (kawerny solne)	objętość: 2x150 000m ³	538 000 m ³
	głębokość: 600-800m	450-750m
Moc	290MW przez 2h	110MW przez 26h
Sprawność energ.	42%	54%
Zapotrzebowanie dla wytworzenia 1kWh _{el}	0,83 kWh _{el}	0,69 kWh _{el}
	1,56 kWh _{gaz}	1,17 kWh _{gaz}
Ciśnienia robocze	50-70 bar	45-76 bar
Niezawodność	99%	99,5%

Uwagi	Pierwsza elektrownia CAES	Pierwsza elektrownia CAES z rekuperatorem
-------	------------------------------	----------------------------------------------

Źródło: cire.pl/pliki/2/elektrownie_caes2.pdf

➤ JAPONIA

Obecny stan

Po katastrofie jądrowej w Fukushima, japoński rząd zmienił swoją strategię energetyczną, aby położyć większy nacisk na odnawialne źródła energii. Japońska Rada ds. Promocji Nowej Energii (NEPC) otrzymała 2,57 mld USD, na wsparcie "Large-Scale Grid-Balancing Battery Energy Demonstration Projects". Japoński rząd ustalił także cel rozwoju, który zakłada, że do 2020 r. japońscy producenci magazynów energii powinni kontrolować 50% udziału w światowym rynku. Aby osiągnąć ten cel, Japonia zobowiązała się do wdrożenia mechanizmów wspierających zastosowanie magazynowania energii w wytwarzaniu, przesyłaniu, dystrybucji i zużyciu energii.

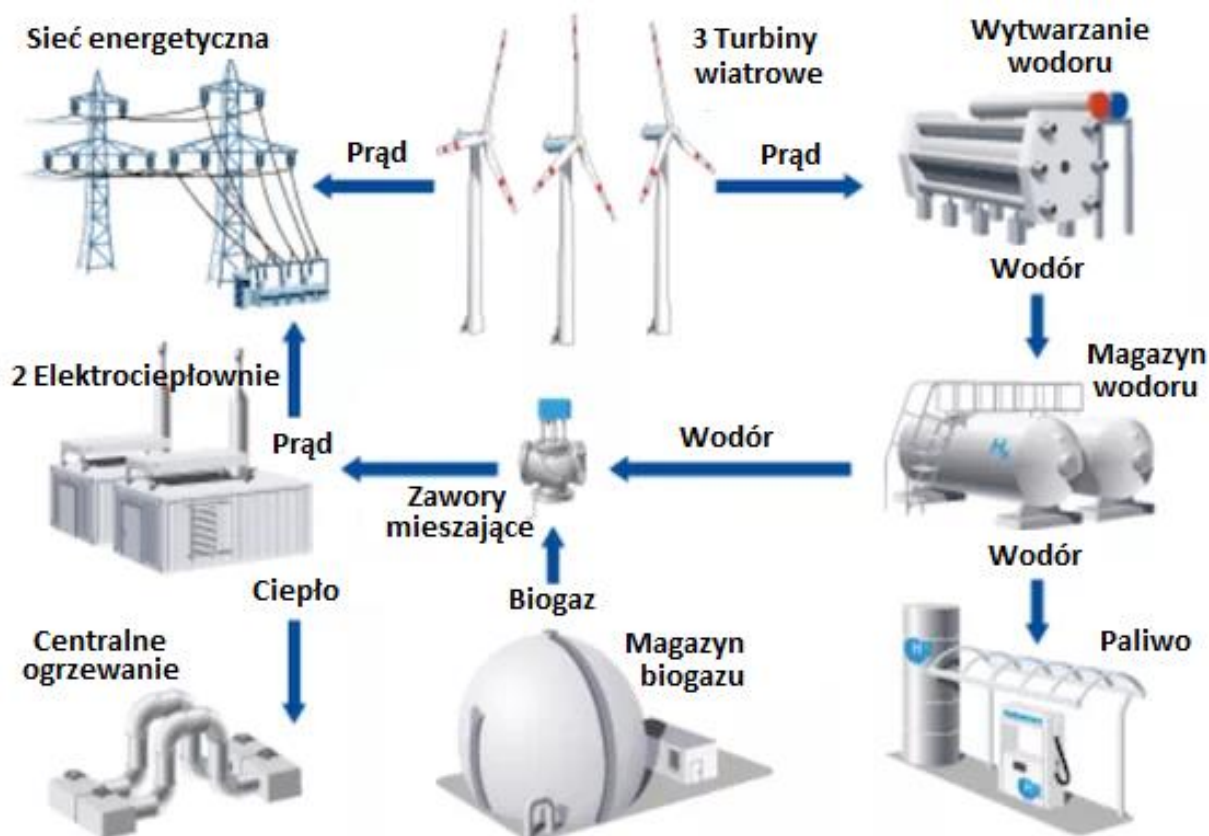
Japońskie Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI) rozpoczęło w 2014 r. program zachęt dla systemów magazynowania energii Li-ion o wartości co najmniej 1 kWh, przeznaczając na fundusz prawie 100 milionów USD. Nabywcy systemów akumulatorów litowo-jonowych mogą uzyskać do 2/3 dofinansowania, maksymalnie 10 000 USD dla gospodarstw domowych oraz 100 000 USD dla firm.

Źródło: engerati.com/article/japan-introduces-energy-storage-subsidy

Badania nad wykorzystaniem wodoru

Aby dalej rozwijać wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, konieczne jest nie tylko zapewnienie regularnego i stabilnego zasilania, ale także rozwijanie technologii przechowywania nadwyżek mocy. Technologia "power-to-gas", która umożliwia magazynowanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł jako wodór, jest obiecującą metodą długookresowej stabilizacji energii z OZE, które trudno jest rozwiązać za pomocą akumulatorów.

Kluczową kwestią jest redukcja kosztów. Japonia podejmie próbę opracowania technologii, która obniży koszt jednostkowy systemów elektrolizy wody jako podstawowego urządzenia dla tej technologii do 385 euro/kWh do 2020 r., aby osiągnąć najwyższą konkurencyjność pod względem kosztów na świecie. Japonia stara się skomercjalizować wytwarzanie wodoru, a także międzynarodowe łańcuchy dostaw wodoru oraz obniżyć jednostkowy koszt wytwarzania wodoru do 0,13 euro/kWh ok 2030 r.



Źródło: globenergia.pl/magazyn/sposoby-na-dlugoterminowe-magazynowanie-energii/

Regulacje prawne w Japonii

W przypadku instalacji magazynowania energii w Japonii wymagane są określone pozwolenia, które zostały omówione w poniższej tabeli.

Typ	Regulacje prawne		Organizacja
Wytyczne (Wymagania techniczne)	Wytyczne techniczne dotyczące połączeń sieci w celu zapewnienia bezpiecznej jakości energii elektrycznej (2013)		Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Kodeks połączeń sieciowych (JEAC 9701-2012)		Stowarzyszenie Elektryki Japonii (JEA)
Pozostałe	Akt prawny dotyczący energii elektrycznej	Wymagane zatwierdzenie dla dużych magazynów energii (większych niż 80,000kWh)	Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Przepisy przeciwpożarowe	Niebezpieczny materiał dla ponad 1,000l organicznego roztworu elektrolitu	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Rozporządzenie przeciwpożarowe	Wymagane pozwolenie dla dużych baterii (4,800Ah/ogniwo)	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Przepisy budowlane	Aplikacja budowlana dla budynku w zakresie właściwości przeciwpożarowych	Ministerstwo Infrastruktury, Transportu i Turystyki

Wybrane zrealizowane na terenie Japonii projekty magazynowania energii

Nazwa	Technologia	Moc (MW)	Czas (HH:MM)	Rok
Okutataragi Pumped Storage Power Station Asago, Hyōgo,	Elektrownia szczytowo-pompowa	1 932	08:00	1998
Kannagawa Pumped Hydro Plant Minamiaiki, Nagano	Elektrownia szczytowo-pompowa	1 880	n/a	2020
Okumino Pumped Hydro Power Station Nagano, Nagano	Elektrownia szczytowo-pompowa	1 500	n/a	1995
Kyushu Electric - Buzen Substation - Mitsubishi Electric / NGK Insulators Buzen, Fukuoka Prefecture	Bateria sodowo-siarkowa	50	06:00	2016
Nishi-Sendai Substation - Tohoku Electric / Toshiba Sendai , Miyagi Prefecture	Bateria litowo-jonowa	40	00:30	2015
Minami-Soma Substation - Tohoku Electric / Toshiba Minamisoma, Fukushima Prefecture	Bateria litowo-jonowa	40	01:00	2016
Rokkasho Village Wind Farm - Futamata Wind Development Rokkasho, Aomori	Bateria sodowo-siarkowa	34	07:00	2008
Minami Hayakita Substation Hokkaido Electric Power- Sumitomo Abira-Chou, Hokkaido	Bateria przepływowa Redox	15	04:00	2015

Salony Mitsubishi jako magazyny energii

Mitsubishi Motors Corporation (MMC) tworzy sieć salonów dealerskich, które zapewnią dostęp do ładowania pojazdów elektrycznych, pomoc w stabilizacji lokalnej sieci energetycznej, a nawet energię elektryczną w przypadku wystąpienia klęski żywiołowej lub

awarii zasilania.

Firma MMC posiada już 28 salonów sprzedaży (DENNO Drive Station) w całej Japonii, które są zasilane przez panele słoneczne i dają możliwość korzystania z energii akumulatora pojazdu elektrycznego jako awaryjnego źródła zasilania, za pośrednictwem modułu ładowania typu pojazd-budynek (V2B). Firma planuje zwiększyć ich liczbę do 200 w 2020 roku. Budynek jest wyposażony w akumulatory litowo-jonowe o pojemności 12 kWh i może zasilać pojazdy elektryczne (EV), gdy inne źródła zostaną odcięte. Samochody elektryczne odegrały kluczową rolę w transporcie ludzi i towarów w kilku poprzednich sytuacjach kryzysowych w Japonii, kiedy dostawy konwencjonalnego paliwa zostały poważnie zakłócone.

Źródło: press.mitsubishi.pl/pr/391593/mitsubishi-motors-buduje-salony-objekty-magazynowania-energii

Przewidywane skutki finansowe dla budżetu Państwa uchwalenia projektowanej ustawy

Proponowane regulacje przewidują wprowadzenie opłaty koncesyjnej dla określonych typów magazynów energii elektrycznej. Spodziewanym efektem tego rozwiązania będzie wzrost przychodów sektora finansów publicznych z tytułu opłat koncesyjnych. W przyszłości, wraz z wzrostem liczby podmiotów ubiegających się o koncesję, regulacja może generować dodatkowe koszty pracy po stronie Urzędu Regulacji Energetyki.

W kontekście wpływu proponowanych regulacji na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, spodziewanym efektem regulacji będzie rozwój przedsiębiorstw w sektorach związanych z wytwarzaniem energii w odnawialnych źródłach, magazynowaniem energii elektrycznej oraz branżach związanych z dostarczaniem komponentów do instalacji – szczególnie podmiotów importujących baterie z krajów azjatyckich, a także branżach usługowych dla tego sektora. Oczekuje się, że rozwój sektora OZE, magazynowania energii elektrycznej i powiązanych branż, wpłynie na wzrost przychodów do budżetu państwa z tytułu podatków. Spodziewany jest także wzrost zatrudnienia w ww. obszarach.

Aktualny stan prawny

W zakresie definicji

Obecnie magazynowanie energii jest uznane za proces energetyczny (art. 3 pkt. 7 ustawy – Prawo energetyczne), a podmiot prowadzący działalność w zakresie magazynowania energii jest uznany za przedsiębiorstwo energetyczne (art. 3 pkt. 12 ustawy – Prawo energetyczne).

Istnieją obecnie dwie różne definicje magazynu energii:

- w ustawie - Prawo energetyczne art. 3 pkt. 10k:

10k) magazyn energii - instalację służącą do przechowywania energii, przyłączoną do sieci, mającą zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci;

- w ustawie o OZE art. 2 pkt. 17:

17) magazyn energii – wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do przechowywania energii w dowolnej postaci, niepowodujących emisji będących obciążeniem dla środowiska, w sposób pozwalający co najmniej na jej częściowe odzyskanie;

Istnieje również w ustawie - Prawo energetyczne definicja magazynowania energii (art. 3 pkt 59):

59) magazynowanie energii - świadczenie usług przechowywania energii w magazynie energii.

Ponadto w ustawie - Prawo energetyczne wraz z wejściem w życie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wprowadzono definicję instalacji zarządzania popytem w poniższym brzmieniu:

„11i) instalacja zarządzania popytem - instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają zmianę profilu poboru energii elektrycznej na żądanie operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, na którą może składać się w szczególności magazyn energii, instalacja wytwórcza niewspółpracująca bezpośrednio z siecią lub punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych;

Definicja ta sugeruje, że magazyn energii może stanowić część instalacji odbiorcy końcowego.

W ustawie o OZE występują również definicje (art. 2) wykorzystujące w następujący sposób magazyny energii:

11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:

a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,

b) urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia,

c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy

niż 3504 MWh/MW/rok,

d) zespół ten jest zlokalizowany na obszarze jednego powiatu albo nie więcej niż 5 gmin graniczących ze sobą

- przy czym taki zespół urządzeń wytwórczych może być wspomagany magazynem energii służącym do magazynowania energii wytworzonej z tego zespołu i wówczas oddawana z niego energia jest traktowana jako energia z odnawialnego źródła energii;

oraz

13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub

b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego

- a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego;

W ustawie o rynku mocy znajdują się następujące definicje mające związek z magazynowaniem energii i funkcjonowaniem magazynów energii elektrycznej

Art. 2 ust.1:

pkt. 8) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę fizyczną będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej;

oraz

pkt.18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148, 1213 i 1593), posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;

W zakresie pozostałych przepisów

Ponadto, w ustawie o rynku mocy występują następujące przepisy odwołujące się do magazynów energii elektrycznej:

„Art. 14. 1. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

1) sumę mocy osiągalnej netto wszystkich jednostek fizycznych zgłoszonych do certyfikacji ogólnej w podziale na: jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki redukcji zapotrzebowania planowane, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne; (...)”

Art. 20:

„ust. 1. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 1, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”

„ust. 5. Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 4, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”

„Art. 27. Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji głównej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

1) liczbę utworzonych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, w podziale na: jednostki rynku mocy wytwórcze istniejące, modernizowane i nowe, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jednostki rynku mocy wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej, jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;

Ponadto w dokumencie pn. „Podręcznik Użytkownika Portalu Uczestnika Rynku Mocy” użytkownik będzie musiał określić parametry magazynu energii, tj. pojemność magazynu (MWh), sprawność cyklu jednokrotnego ładowania (%), maksymalną moc ładowania (MW), maksymalną moc rozładowania (MW).”

Proponowane rozwiązania

W projekcie ustawy proponuje się wprowadzenie do ustawy - Prawo energetyczne jednolitych definicji, które będą wykorzystane we wszystkich innych aktach prawnych, tj. definicji „magazynowania energii elektrycznej” analogicznie do formuły przyjętej w pakiecie CEP oraz definicji magazynu energii elektrycznej. Obecny stan w którym istnieją różne definicje w ustawie – Prawo energetyczne i ustawie o OZE prowadzi do niejednoznaczności i potencjalnych problemów interpretacyjnych. Ponadto przyjęta koncepcja definiowania „magazynowania energii” jako usługi jest niewłaściwa, gdyż część zastosowań będzie miała charakter rozbudowy własnych instalacji (np. źródła OZE lub ekwiwalentu rozbudowy sieci),

gdzie formuła usługi nie występuje. W przedstawionej propozycji „magazynowanie energii elektrycznej” jest procesem w którym energia pobrana z sieci jest ponownie wprowadzana do sieci w okresie późniejszym. Zatem warunkiem uznania, że magazynowanie energii elektrycznej ma miejsce jest wprowadzenie do sieci energii elektrycznej. Z tego punktu widzenia nie będzie magazynem energii elektrycznej instalacja, która dokonuje konwersji energii elektrycznej na nośnik taki jak np. wodór (P2G). Będzie to instalacja odbiorcza mająca zdolność do zarządzania swoim poborem energii elektrycznej z sieci określone w ustawie jako instalacja zarządzania popytem.

Celowe jest także dostosowanie definicji do pojęć określonych już w ustawie o rynku mocy. Równolegle prowadzone prace na ustawami o rynku mocy i o elektromobilności i paliwach alternatywnych doprowadziły do sytuacji, że powstały dwie różne definicje dotyczące tej samej instalacji odbiorcy końcowego, zdolne do redukcji swojego zapotrzebowania (poboru) energii elektrycznej z sieci. Przedstawiona propozycja normuje tą sytuację.

Zmiana definicji odbiorcy końcowego ma na celu uwzględnienie natury magazynowania energii elektrycznej poprzez uwzględnienie w tej definicji wyłączenia energii zużywanej na potrzeby magazynowania z kategorii własnego użytku. Oznacza to, że cała magazynowana energia elektryczna oraz energia strat w magazynie, a także energia zużyta na potrzeby własne magazynu energii elektrycznej (np. klimatyzacja, oświetlenie, instalacje ppoż, itp.), analogicznie do wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, nie będzie uznana za zużycie odbiorcy końcowego. Uzasadnieniem tego jest fakt, że energia wprowadzona do sieci z magazynu energii elektrycznej będzie po pewnym czasie zużyta przez odbiorcę końcowego, który poniesie koszty zarówno dotyczące transportu energii elektrycznej jak i koszty samej energii ze wszystkich obciążeniami przewidzianymi ustawą.

W projekcie ustawy proponuje się, analogicznie jak ma to miejsce w sektorze gazu, objęcie magazynowania energii elektrycznej osobną koncesją alternatywną wobec koncesji na wytwarzanie. Określenie progu mocowego, dla którego niezbędne jest uzyskanie koncesji wynika z potrzeby zagwarantowania pewności świadczenia usług na rzecz KSE przez magazyny energii elektrycznej o mocy większej niż 10 MW. Proponuje się przyjęcie takiego samego progu jak dla źródeł wytwórczych (modułów wytwarzania energii) typu C (zgodnie z klasyfikacją wynikającą z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. Jednocześnie proponuje się wprowadzenie obowiązku rejestracji magazynów energii elektrycznej o mocy znamionowej większej niż 0,8 kW, co odpowiada wielkości progu mocy jak dla źródeł wytwórczych (modułów wytwarzania energii) typu A. Pozwoli to na monitorowanie rozwoju magazynowania energii elektrycznej w skali całego kraju. Rejestr

magazynów energii elektrycznej według propozycji będzie prowadzony przez operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie odpowiadającym ich obszarowi działania i będzie obejmował podstawowe parametry techniczne poszczególnych magazynów, w tym ich pojemność.

W związku z wprowadzaniem w ustawie - Prawo energetyczne regulacji ustanawiających przepisy dotyczące funkcjonowania magazynów energii elektrycznej w KSE (mających na celu stworzenie warunków dla rozwoju zastosowań magazynów energii elektrycznej), niezbędne jest uwzględnienie magazynów energii elektrycznej w zapisach art. 7 tej ustawy, w którym uregulowane są wymagania dotyczące wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz umów o przyłączenie. Ponadto zaproponowany zakres informacji jaki powinien być zawarty we wniosku o określenie warunków przyłączenia dla magazynów energii elektrycznej, w szczególności zawierać będzie dane jakie opisują magazyn energii elektrycznej w procesie certyfikacji ogólnej w ramach przepisów rynku mocy. Ponadto, jako jeden z elementów promowania przyłączania magazynów energii elektrycznej do sieci wskazano ich okresowe zwolnienie z opłat za przyłączenie, co zostało uwzględnione w przepisie przejściowym.

Konieczne stało się również wprowadzenie przepisu rozszerzającego delegację do IRiESP i IRiESD w celu określenia wymagań technicznych określających funkcjonowanie odrębnie instalacji zarządzania popytem i magazynów energii elektrycznej.

Projekt ustawy określa warunki na jakich magazyn energii elektrycznej może być uwzględniony w planie rozwoju jako substytut rozbudowy sieci. Celem regulacji jest uwzględnienie możliwości wykorzystania magazynów energii elektrycznej w planach zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, sporządzanych przez operatorów sieci. Magazyny energii mogą korzystnie wpływać na funkcjonowanie infrastruktury sieciowej, w sytuacji nagłego zwiększania popytu na energię elektryczną przez jej użytkowników końcowych lub w związku z potrzebami przyłączeniowymi nowych użytkowników sieci. Możliwość szybkiego wykorzystania mocy przyłączonych magazynów energii przez operatorów sieci może pozwolić na czasowe odciążenie linii i odłożenie w czasie kosztownych i czasochłonnych inwestycji w rozwój infrastruktury sieciowej, w szczególności w obszarach zurbanizowanych. W tym celu operatorzy sieci powinni zostać zobligowani do uwzględniania magazynów energii w planach rozbudowy sieci, o ile jest to uzasadnione oceną kosztów oraz korzyści związanych z wykorzystaniem magazynu energii elektrycznej w porównaniu z rozbudową sieci na danym obszarze.

W projekcie przepisów wyłącza się magazynowanie energii elektrycznej z obowiązku

sporządzania taryf, brak jest bowiem celowości i uzasadnienia merytorycznego wprowadzenia takiego obowiązku. Wynika to z charakteru działalności magazynowania energii elektrycznej, w szczególności z konieczności zapewnienia możliwości świadczenia różnych usług zarówno na potrzeby rynków mocy, energii i usług systemowych. Proponuje się pozostawienie ustanowienia stosunków umownych zasadom wolnego rynku i swobodzie zawierania umów.

Dodatkowo, proponuje się przyjąć w rozliczeniach za usługę przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej regułę salda, czyli przyjęcie jako podstawy do rozliczeń stawki sieciowej wyłącznie różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej pobranej przez magazyn energii elektrycznej i energii ponownie wprowadzonej do sieci z tego magazynu, co określa się jako stratę w procesie magazynowania energii elektrycznej. Uzasadnieniem tego jest fakt, iż energia elektryczna wprowadzona z magazynu energii elektrycznej do sieci będzie zużyta przez odbiorcę końcowego, który będzie obciążony opłatą sieciową za tę ilość zużytej energii elektrycznej. Obciążenie stawką sieciową zmienną będzie zatem stosowane wyłącznie w odniesieniu do energii elektrycznej będącej stratą własną magazynu energii elektrycznej. Zasada ta pozwoli na kierowanie właściwych impulsów ekonomicznych skłaniających do poszukiwania najbardziej efektywnych rozwiązań. Proponuje się przyjęcie podobnego mechanizmu w przypadku składnika stałego opłaty sieciowej, obliczanego na jednostkę mocy umownej. Tak więc, projekt ustawy przewiduje, że moc umowna przyjmowana do rozliczeń, z wyjątkiem przekroczeń mocy umownej, dla magazynu energii elektrycznej będzie korygowana współczynnikiem wynikającym z potrzeb własnych magazynu tj. z proporcji pomiędzy energią pobraną przez magazyn, a oddaną do sieci z tego magazynu. Proporcja mogłaby być obliczona w oparciu o dane pomiarowe z 12 kolejnych miesięcy. Regulacja mogłaby dopuszczać odrzucenie, z wybranych 12 miesięcy, miesięcy zawierających dane skrajne – tzn. miesięcy z najwyższym obliczonym współczynnikiem i z najniższym. W rezultacie powstanie bodziec cenowy dla rozwoju magazynów energii elektrycznej, promujący magazyny najbardziej sprawne. W przypadku magazynu będącego częścią jednostki wytwórczej stosuje się tę samą zasadę, przy czym jako punkt wyjścia do ustalenia mocy do rozliczeń przyjmuje się łączną moc zainstalowaną magazynu energii elektrycznej. W przypadku nowo zainstalowanego magazynu energii elektrycznej w każdym przypadku do czasu zebrania danych pozwalających na określenie współczynnika, przyjmuje się współczynnik wynikający ze sprawności cyklu jednokrotnego ładowania, który następnie będzie weryfikowany w trakcie użytkowania magazynu, wywołując stosowne korekty po zakończeniu okresu i zebraniu danych dotyczących rzeczywistej eksploatacji. Dodatkowo konieczne będzie dokonanie zmian w rozporządzeniu „taryfowym”, które powinno określać

szczegółowo sposób rozliczeń za energię pobieraną z sieci i wprowadzaną do sieci przez magazyny energii elektrycznej oraz doprecyzować sposób ustalania współczynnika służącego do obliczania składnika stałego opłaty sieciowej. Stawka jakościowa powinna być obliczana na analogicznych zasadach jak składnik zmienny stawki sieciowej. Znajduje to swoje uzasadnienie w tym, że co do zasady stawka jakościowa związana jest z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw do czego w istotny sposób przyczyniać się będzie magazynowanie energii elektrycznej. Zatem obciążanie energii pobranej przez magazyn energii elektrycznej tą opłatą w całości pozostawałoby w sprzeczności z podstawowym celem wprowadzenia opłaty jakościowej.

Ze względu na zmienioną definicję odbiorcy końcowego, opłata przejściowa nie będzie stosowana w przypadku magazynowania energii elektrycznej. Uzasadnieniem tego jest fakt, że opłaty te są obecnie ponoszone wyłącznie przez odbiorców końcowych i nie są nimi obciążane podmioty prowadzące działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji lub przesyłu energii elektrycznej. Poprzez zmianę definicji odbiorcy końcowego nastąpi również zwolnienie z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej. Rozwiązanie to pozwoli na uniknięcie podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii obowiązkiem przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji.

W ustawie o podatku akcyzowym proponuje się zmianę definicji nabywcy końcowego wyłączającą z obowiązku akcyzowego nabycie energii elektrycznej przez podmiot prowadzący działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej i posiadający koncesję na magazynowanie energii elektrycznej. Proponowane zwolnienie pozwoli uniknąć podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii podatkiem akcyzowym ze względu na to, że akcyzą obciążona jest energia dostarczona do odbiorcy końcowego. Rozwiązanie to zapewni podobne traktowanie podmiotów prowadzących działalność w zakresie magazynowania energii, jak podmiotów posiadających koncesję na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną.

W ustawie o odnawialnych źródłach energii dostosowano definicje do ustawy – Prawo energetyczne oraz określono warunki na jakich magazyn energii współpracuje z instalacją OZE, której jest częścią (jest przyłączony do sieci wewnętrznej instalacji OZE).

Dodatkowo zwolniono z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej. Zapropozowane rozwiązanie przewiduje, że energia

która, zostanie pobrana przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania oraz na potrzeby własne magazynu nie będzie uznana za zużycie końcowe i w związku z tym nie zostanie obciążona powyższym obowiązkiem. Rozwiązanie to pozwoli na uniknięcie podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii obowiązkiem przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE.

Magazynowanie energii elektrycznej zwolniono także z opłaty OZE, bowiem działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej, podobnie jak w przypadku wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, w części w jakiej jest ona używana na potrzeby magazynowania energii elektrycznej, nie ma cechy końcowego zużycia. Opłatę OZE ponoszą odbiorcy końcowi używający energię elektryczną na własne potrzeby. Ponadto magazynowanie energii elektrycznej przyczynia się do lepszego wykorzystania źródeł OZE w KSE, a zatem obciążanie tą opłatą energii elektrycznej używanej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej byłoby niezasadne.

Równocześnie dopuszczono możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci przez magazyn stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii (w tym hybrydowego) w celu stworzenia warunków do realizacji przez taki magazyn wielu funkcjonalności, niezależnie od warunków pogodowych. Brak tej możliwości ograniczyłby istotnie efektywność wykorzystania magazynu ze względu na ograniczone możliwości ładowania magazynu energii elektrycznej – wyłącznie w związku z pracą źródła OZE, co nie wystarcza do zapewnienia możliwości świadczenia usług o gwarantowanej jakości na rzecz podmiotów zewnętrznych (sprzedawcy, OSD, OSP).

Jednocześnie wprowadzono obowiązek zapewnienia opomiarowania wszystkich źródeł OZE i magazynu energii elektrycznej. Umożliwienie poboru energii z sieci przez magazyn energii elektrycznej współpracujący z instalacją OZE wymaga zapewnienia pełnego opomiarowania źródeł OZE oraz magazynu energii elektrycznej stanowiącego część instalacji OZE, niezależnie od opomiarowania instalacji OZE w punkcie przyłączenia do sieci. Pozwoli to na określenie ilości energii wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci oraz określenie ilości energii wprowadzonej do sieci z magazynu energii elektrycznej stanowiącego część instalacji odnawialnego źródła energii, która poprzednio została pobrana z sieci przez ten magazyn energii elektrycznej.

W przepisach przejściowych określono zaś formę konwersji koncesji na wytwarzanie, która jest obecnie podstawą działania elektrowni szczytowo-pompowych na koncesję magazynowanie energii elektrycznej oraz zwolniono z opłat za przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej na okres 5 lat, co ma na celu wprowadzenie okresowych

zachęt, które powinny pobudzić rozwój magazynowania energii elektrycznej.

Ad. 10. Dokonano również zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu. W związku z pracami nad systemem zarządzania unią energetyczną opracowywany jest Plan krajowy na rzecz energii i klimatu. Struktura dokumentu opiera się na szablonie zunifikowanym dla wszystkich państw członkowskich, który pokrywa znaczną część zakresu polityki energetycznej określonego w art. 15.

Ponadto, w celu usprawnienia procesu związanego ze sprawozdaniem z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ujednolicono termin opracowania, zamieszcza na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej oraz przekazania Komisji Europejskiej tego sprawozdania, tj. do dnia 31 sierpnia. Do tej pory dwie pierwsze czynności były dokonywane do dnia 31 lipca, zaś ostatnia do dnia 31 sierpnia. Jedno-miesięczna luka na dokonanie czynności w postaci przekazania sprawozdania Komisji Europejskiej nie znajduje uzasadnienia, tym bardziej, że dokument zamieszczony na stronie BIP jest tym samym dokumentem co przekazywany Komisji Europejskiej. Ponadto, miesiąc lipiec i sierpień, jak pokazuje doświadczenie, są miesiącami szczególnie wrażliwymi z punktu widzenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Ad. 11. Zgodnie z art. 47 ust. 2c, „W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli:

- 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo
- 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.”.

Z kolei art. 47 ust. 2d stanowi, że „taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”.

Powyższe przepisy precyzują kwestię możliwości stosowania taryfy przedsiębiorstwa energetycznego mimo upływu okresu na jaki została zatwierdzona. Jest to regulacja bardzo pożyteczna jakkolwiek - jak wykazuje dotychczasowa praktyka - niepełna. I tak, z art. 47 ust.

2d nie wynika, w jaki sposób należy rozliczać odbiorców po upływie okresu obowiązywania dotychczasowej taryfy (której nie można stosować) a prawomocnym rozstrzygnięciem sprawy z odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia „nowej” taryfy. Dodać przy tym należy, że postępowania odwoławcze trwają zwykle przez kilka lat, odbiorcy przedsiębiorstwa pozostają w niepewności co do wysokości kosztów jakie ponoszą z tytułu dostarczania paliw lub energii. W związku z powyższym doprecyzowano ten przepis poprzez wskazanie podstawy do rozliczeń z odbiorcami w tym „przejściowym” okresie.

Proponuje się również odstąpić w art. 47 ust. 2d od przesłanki, aby odmowa zatwierdzenia taryfy wynikała z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Niejednokrotnie bowiem ma miejsce sytuacja, w której przedsiębiorstwo energetyczne w dowolny i nieuzasadniony sposób zawyża koszty własne, przyjęte do kalkulacji przedstawianej do zatwierdzenia taryfy. Regulator odmawia zatwierdzenia tak skonstruowanej taryfy, a przedsiębiorstwo wnosi odwołanie. Ponieważ odmowa zatwierdzenia taryfy nie wynika w takim przypadku ze zmian warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwo do czasu prawomocnego zakończenia postępowania stosuje taryfę dotychczasową na podstawie art. 47 ust. 2c pkt 2. W takim przypadku, nawet jeżeli ostatecznie sąd odwoławczy uzna za zasadną decyzję regulatora, przedsiębiorstwo nawet przez kilka lat osiąga nieuzasadnione korzyści pobierając od odbiorców opłaty w wysokości przewidzianej w dotychczasowej taryfie. Zatem wykreślenie z art. 47 ust. 2d wyrazu „zewnętrznych” wyeliminuje powyższe niekorzystne zjawiska i zwiększy skuteczność przepisów art. 47 ust. 2c i 2d.

Zmiana miejsca publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE i wydłużenie terminu, podobnie jak jest to w przypadku energii elektrycznej i paliw gazowych, z 7 do 14 dni stanowi uwzględnienie uwagi Prezes URE zgłoszonej przy piśmie z dnia 24 lipca 2018 r.

Ad. 12. W art. 8, określającym kompetencje regulatora do rozstrzygania sporów, ograniczono możliwość wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy zawarcia umów, o których mowa w art. 8 ust. 1, przez określenie maksymalnego (3 – miesięcznego) terminu, w jakim można wystąpić z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu. Jak wykazuje dotychczasowa praktyka, prowadzenie postępowań administracyjnych dotyczących odległych w czasie zdarzeń, jest znacznie utrudnione (ze względu chociażby na zmiany przepisów czy

też zmiany okoliczności faktycznych), co nie sprzyja skuteczności podejmowanych rozstrzygnięć. Ponadto, wyposażono regulatora w kompetencje do rozstrzygania sporów dotyczących zmian postanowień umów już zawartych.

Ad. 13. Zmiany ustawy - Prawo energetyczne dokonane ustawą o z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (D z. U. z 2016 r. poz. 1823) wprowadziły instytucję Koordynatora do spraw negocjacji czyli podmiotu prowadzącego postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich (dalej „postępowania ADR”) z zakresu objętego regulacją ustawy - Prawo energetyczne. Jak wynika z postanowień przepisów Rozdziału 4a tej ustawy, Koordynator działa przy regulatorze energetycznym (art. 31a ust. 1), który zapewnia mu obsługę organizacyjną (art. 31c ust. 8). W konsekwencji powyższych przepisów, tylko Koordynator może prowadzić postępowania w sprawach pozasądowego rozwiązywania sporów, natomiast część czynności o charakterze sprawozdawczo - organizacyjnym mogą pełnić pracownicy urzędu „oddelegowani” do obsługi Koordynatora. Tymczasem, mimo stosunkowo krótkiego okresu obowiązywania powyższych przepisów, zainteresowanie pozasądowym rozwiązaniem sporów przez Koordynatora przy regulatorze energetycznym jest bardzo duże, o czym świadczy wzrastająca liczba wpływających wniosków. Dla skuteczności działania Koordynatora umożliwiono prowadzenie postępowań ADR także osobom zajmującym się obsługą Koordynatora. W tym celu uzupełniono przepisów Rozdziału 4a Prawa energetycznego, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1727) umożliwiającym Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania.

Ad. 14. Wprowadzono również zmiany w obszarze koncesjonowania, a następnie wyznaczania operatorów. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy - Prawo energetyczne, usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. Powyższe oznacza, że każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania

paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem długotrwałym i skomplikowanym. Koncesja, której istotą jest przyzwolecie przez organ administracji publicznej na wykonywanie przez dany podmiot określonego rodzaju działalności gospodarczej, w przypadku działalności określonych w art. 4e ustawy - Prawo energetyczne, przestaje spełniać swoją rolę, bowiem przestaje być uprawnieniem pozwalającym na wykonywanie określonej w niej działalności. Co więcej, nieprzestrzeganie ww. przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną (art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy). W związku z tym wprowadzono zmiany legislacyjne, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego procesu. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności będzie więc warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu. Zaznaczyć należy, że wprowadzenie takiego rozwiązania z uwagi na zmniejszenie liczby postępowań z dwóch do jednego będzie korzystne zarówno dla przedsiębiorców zamierzających wykonywać ww. rodzaje działalności, jak i dla organu administracji. Rozwiązanie takie spowodowałoby bowiem skrócenie czasu postępowania oraz ograniczyłoby ilość przedkładanych w postępowaniu dokumentów i informacji.

Ad. 15. W sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2017 r. na str. 20 czytamy: *Ustawa – Prawo energetyczne w art. 3 definiuje uczestnika rynku odwołując się do definicji uczestnika rynku zawartej w art. 2 pkt 7 rozporządzenia REMIT. Należy natomiast zauważyć, że w myśl rozporządzenia REMIT „uczestnik rynku” oznacza każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Z kolei „osoba” oznacza osobę fizyczną lub prawną. Natomiast przepisy prawa polskiego (kodeks cywilny oraz ustawa – Prawo energetyczne) rozróżniają następujące podmioty: osobę fizyczną, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej. Wydaje się, że literalne brzmienie ww. definicji uczestnika rynku może wyłączyć spod nadzoru przewidzianego w rozporządzeniu REMIT grupę podmiotów na polskim hurtowym rynku energii, które nie są osobami fizycznymi lub osobami prawnymi w rozumieniu prawa krajowego. W związku z powyższym wydaje się*

zasadne doprecyzowanie definicji uczestnika rynku biorąc pod uwagę specyfikę krajowych przepisów prawa. Zaproponowana w projekcie ustawy zmiana definicji uczestnika rynku wychodzi naprzeciw temu postulatowi.

Ad. 16. Na str. 316 Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. czytamy: *Z uwagi na brak jednolitości w postępowaniu oraz różną interpretację przez poszczególne spółki obrotu art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście dostarczania i aktualizacji przez sprzedawców Zbioru Praw Konsumenta, celowym wydaje się doprecyzowanie treści przedmiotowego artykułu, tak aby w sposób nie budzący wątpliwości, wynikał z niego obowiązek sprzedawców do:*

- a) dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym na dzień dostarczenia,*
- b) w przypadku aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta – dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym informacji o zakresie aktualizacji oraz miejscu, gdzie mogą zapoznać się z przedmiotowym dokumentem ujednocionym do aktualnego stanu prawnego,*
- c) zapewnienia publicznego dostępu do Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym.*

Celem wzmocnienia pozycji regulatora i możliwości realnego egzekwowania od przedsiębiorstw energetycznych wykonywania obowiązku nałożonego na nich przez ustawodawcę w art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, zasadnym byłoby uzupełnienie obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne artykułem penalizującym w przypadku nie wykonywania przez spółki obrotu obowiązku wynikającego z art. 5 ust. 6e tejże ustawy, zarówno w odniesieniu do dostarczania odbiorcom aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta, jak i zapewniania jego publicznego dostępu.

Jakkolwiek nałożenie obowiązku dostarczania odbiorcy końcowemu aktualnego stanu prawnego mogłoby się wiązać z wysokimi kosztami po stronie spółek, które to w ostateczności i tak byłyby przeniesione w taryfie na tego odbiorcę, to obowiązek publikacji aktualnego stanu prawnego jest trafnym rozwiązaniem, które przyczyni się do pogłębienia świadomości odbiorcy końcowego na temat jego praw.

Ad. 17. Na stronie 317 Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. czytamy: *Należy*

także wskazać, że takie same logo OSD oraz podobna nazwa w odniesieniu do spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej, co OSD z grupy kapitałowej, wprowadzają odbiorców w błąd, co do niezależności OSD. Ponadto dotychczasowa praktyka niezasadnie premiuje spółkę obrotu z grupy kapitałowej OSD, poprzez sugerowanie, że właśnie ten sprzedawca w najlepszym stopniu zapewni bezpieczeństwo dostaw energii lub paliw gazowych do odbiorcy. Regulator jest zatem za odrębnym logo OSD funkcjonującym w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo. Ponadto, w świetle art. 26 ust. 3 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 w szczególności pionowo zintegrowani operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mogą powodować — w zakresie komunikacji i marki — nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami. Wprowadzenie przepisu, zgodnie z którym znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo stanowi zatem wypełnienie postulatu zawartego w ww. Sprawozdaniu oraz normy określonej w ww. dyrektywie.

Ad. 18. Zmiany w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych

1. Art. 20 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Obecnie obowiązek opracowywania programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji spoczywa na wszystkich operatorach systemów dystrybucyjnych gazowych, którzy zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne opracowują i uzgadniają z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Praktyka stosowania tego przepisu pokazuje jednak wyraźnie, że celowe jest ograniczenie tego obowiązku wyłącznie do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, który na obszarze danej gminy operuje większością sieci dystrybucyjnej. W warunkach polskich, jeśli na obszarze gminy działa większa liczba operatorów systemów dystrybucyjnych, to udział jednego z nich jest przeważający i to na nim powinien spoczywać obowiązek budowy stacji gazu ziemnego. To właśnie największy operator posiada najlepsze kompetencje i wiedzę pozwalające opracować przedmiotowy program. Program ten będzie częścią planu rozwoju w

zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, co pozwoli skorelować rozwój sieci stacji gazu ziemnego z rozbudową sieci gazowej na obszarze kraju.

Proponowana zmiana nie wpłynie na realizację przyjętego celu w zakresie liczby stacji gazu ziemnego, która ma być osiągnięta do 31 grudnia 2020 r. Jednocześnie zmiana ta uprości i usprawni planowanie rozwoju sieci na obszarze gminy.

2. Art. 68 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. nakłada w art. 35 ust. 2 obowiązek na jednostki samorządu terytorialnego, z wyłączeniem gmin i powiatów, których liczba mieszkańców nie przekracza 50 tysięcy, zapewnienia, aby odpowiednia liczba pojazdów napędzanych gazem ziemnym bądź energią elektryczną była wykorzystywana do realizacji zadań publicznych.

Natomiast przepis art. 68 ust. 3 ustawy określa harmonogram osiągnięcia tego celu. Przepis ten stanowi, że jednostka samorządu terytorialnego wykonuje lub zleca wykonywanie zadania publicznego podmiotowi, którego udział pojazdów elektrycznych we flocie pojazdów użytkowanych przy wykonywaniu tego zadania wynosi co najmniej 10%. Wprowadzenie powyższych przepisów miało na celu promowanie wykorzystania nisko i zero-emisyjnych paliw w transporcie.

Celowe jest więc uspoźnienie obu przepisów. Dla ujednolicenia brzmienia przepisów należy określić, że cel 10% pojazdów, o którym mowa w art. 68 ust 3, obejmuje swoim zakresem również pojazdy napędzane gazem ziemnym. Tym bardziej, że ostatecznym celem art. 35 ust. 2 jest zapewnienie, aby przy realizacji zadań publicznych wykorzystywane było co najmniej 30% pojazdów elektrycznych bądź napędzanych gazem ziemnym.

Należy podkreślić, że Ministerstwo Energii otrzymywało informacje od jednostek samorządu terytorialnego dotyczące problemów z zapewnieniem realizacji od dnia 1 stycznia 2020 r. 10% udziału pojazdów elektrycznych we flocie pojazdów wykorzystywanych do realizacji zadań publicznych (brak dostępnego na rynku specjalistycznego sprzętu napędzanego energią elektryczną np. śmieciarek). Przedmiotowa zmiana spowoduje usunięcie wszelkich wątpliwości związanych z brakiem możliwości terminowej realizacji przez jednostki samorządu terytorialnego zadań publicznych im przypisanych.

Ad. 19. Wprowadzenie systemowych rozwiązań w zakresie inteligentnego opomiarowania.

19. 1. Wdrażane przepisy UE i potrzeba regulacji:

Projektowane rozwiązania w zakresie wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania zostały przygotowane w oparciu o:

- 1) pkt 2 załącznika nr 1 do 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 (Dz. U. UE. L. 211 z 13. 07. 2009, str. 55), zwanej dalej „dyrektywą 2009/72/WE”,
- 2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14. 11. 2012, str. 1), zwanej dalej „dyrektywą 2012/27/UE”.

W projekcie ustawy uwzględniono także zalecenia:

- 1) Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. U. UE. L. 73 z 9. 03. 2012, str. 9);
- 2) Komisji z dnia 10 października 2014 r. w sprawie szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych na potrzeby inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. U. UE. L. 300 z 18. 10. 2014, str. 63).

Projektowane rozwiązania uwzględniają również przepisy rozporządzenia PE i Rady UE 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (RODO) (Dz. Urz. UE z 2016 r. L119/1) oraz propozycje przepisów w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania zawarte w obecnie procedowanej zmianie dyrektywy 2009/72/WE, a także stanowią wykonanie przyjętego w Ministerstwie Energii w październiku 2016 r. Programu rozwoju inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce.

Celem tych rozwiązań jest przyczynienie się do dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej, zapewnienie odbiorcom niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz możliwości rozliczenia energii elektrycznej według rzeczywistego zużycia, a także ochrona danych pomiarowych. Propozycja nadania inteligentnemu systemowi pomiarowemu w sektorze elektroenergetycznym w Polsce normatywnego charakteru wynika zarówno z przesłanek formalno–prawnych jak i z szeregu potrzeb oraz korzyści o charakterze faktycznym.

Do przesłanek formalno–prawnych zaliczyć należy przede wszystkim zapewnienie realizacji celów wynikających z dyrektywy 2009/72/WE. Zgodnie z jej przepisami – Państwa Członkowskie powinny zapewnić wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pomagają konsumentom w aktywnym korzystaniu z rynków dostaw energii elektrycznej.

Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta, lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich wprowadzenie jest wykonalne.

Dyrektywa 2012/27/UE wskazuje, że instalowany inteligentny system pomiarowy powinien posiadać funkcję dostępu do historycznych danych o zużyciu energii. Zgodnie z przepisami tej dyrektywy - Państwa Członkowskie powinny zapewnić odbiorcy końcowemu łatwy dostęp do kompletnych informacji o historycznym zużyciu energii, w szczególności do sumarycznych danych, co najmniej za trzy lata wstecz, lub za okres od dnia zawarcia umowy na dostawę energii elektrycznej, jeżeli jest on krótszy, jak również informacje uzupełniające dotyczące zużycia energii elektrycznej w przeszłości, obejmujące również szczegółowe dane. Dane te powinny być dostępne dla odbiorcy końcowego za pośrednictwem Internetu lub wyświetlacza w liczniku.

Zgodnie zaś z zaleceniami Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych, wprowadzając takie systemy należy zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo i ochronę danych osobowych przetwarzanych w ramach tych systemów.

W komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 r. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, zapowiedziano podjęcie szeregu środków, w tym monitorowanie postępów Państw Członkowskich, ustanowienie wytycznych dotyczących głównych wskaźników skuteczności i określenia metodyki planów realizacji inteligentnych systemów pomiarowych wraz z analizami kosztów i korzyści.

W Polsce analizy kosztów i korzyści zostały wykonane. Z analiz tych wynika, że wdrożenie systemów inteligentnego opomiarowania umożliwi podejmowanie działań proefektywnościowych i stanowić będzie element budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Przyczyni się też do efektywnego zarządzania energią elektryczną zarówno po stronie podaży jak i popytu, co jest fundamentalne dla ograniczenia emisji CO₂, oszczędności pierwotnych nośników energii oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej u prosumentów. Sprawnie działająca sieć inteligentna może w przyszłości skutecznie integrować rozproszone wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródłach, przewidywany rozwój samochodów elektrycznych i infrastruktury sieci domowej.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną wskazuje na konieczność wdrożenia programów zarządzania popytem jako efektywnego sposobu na zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, w tym szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Pozytywnym skutkiem projektowanych rozwiązań będzie racjonalizacja zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki. Dostęp odbiorców do bieżących informacji o zużyciu energii elektrycznej pozwoli na racjonalizację jej zużycia ze względu na jej wartość ekonomiczną, co zmniejszy całkowite koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Przyczyni się również do wzrostu elastyczności i konkurencyjności rynku energii elektrycznej.

Projektowane rozwiązania będą oznaczały dla:

- 1) przedsiębiorstw energetycznych – potencjalną redukcję kosztów dzięki pozyskaniu bardziej dokładnych danych rynkowych oraz wzrost przychodów w wyniku redukcji strat i nieefektywności w systemie (np. szybsze usuwanie awarii, eliminacja nielegalnego poboru energii elektrycznej),
- 2) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – poprawę bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego oraz obniżenie kosztów mechanizmu bilansowania,
- 3) sprzedawców energii elektrycznej – możliwość dostosowania ofert sprzedaży energii elektrycznej do indywidualnych potrzeb odbiorców końcowych;
- 4) odbiorców końcowych – likwidację rozliczeń na podstawie prognoz oraz świadome korzystanie z energii elektrycznej. Przewiduje się, że nastąpi poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej z korzyścią dla odbiorcy, a także ulegnie uproszczeniu i skróceniu procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej;
- 5) mniej zamożnych odbiorców – możliwość elastycznego gospodarowania energią elektryczną, proporcjonalnie do posiadanych środków finansowych, w tym np. czasowej rezygnacji z korzystania z najbardziej energochłonnych urządzeń.

Wprowadzenie projektowanych rozwiązań przyczyni się do poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej, a tym samym ograniczenia podwyżek cen, poprzez ujawnienie cenowej elastyczności popytu i dokładniejszej informacji rynkowej. Będzie także możliwe zarządzanie poborem energii elektrycznej przez sterowanie instalacją - załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku. Odbiorca końcowy, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu będzie rozliczany na podstawie danych o rzeczywistym zużyciu energii elektrycznej oraz będzie miał bieżący dostęp do danych o swoim zużyciu.

Podsumowując, podstawowe korzyści dla odbiorcy końcowego będą następujące:

1. Zwiększenie świadomości zużycia energii elektrycznej (bieżąca kontrola wskazań licznika, porównanie aktualnego zużycia z okresami poprzednimi oraz weryfikacja kosztów pracy poszczególnych urządzeń);

2. Skrócenie czasu do wystawienia faktury. Jako bezpośrednią przyczynę redukcji (z 10 do 3 dni) wskazano zmniejszenie liczby czynności towarzyszących procesowi rozliczania należności odbiorców o konieczność zebrania danych w terenie, przygotowanie danych bilingowych i przesłanie danych do sprzedawcy;

3. Redukcja kosztów odczytu. W wyniku wprowadzenia systemu zdalnego odczytu odbiorca nie powinien więcej ponosić tzw. opłaty abonamentowej związanej z bezpośrednim odczytem licznika. Z zebranych danych i przeprowadzanych analiz wynika, że koszty odczytu licznika stanowią podstawowy koszt związany z ustaleniem zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego i jego rozliczeniem. W związku z wejściem w życie tzw. pakietu zimowego przewiduje się konieczność zwiększonej częstotliwości odczytów liczników. Ponadto jednostkowy koszt odczytu powinien wzrosnąć w przyszłości w stosunku do kosztów instalacji samego licznika;

4. Uzyskanie korzyści wynikających z zarządzania popytem. Sprzedawca występujący w roli aktywnego uczestnika rynku będzie kierował konkretną ofertą dostosowaną do potrzeb uczestników poszczególnych segmentów rynku, tworząc w odpowiedzi na ich potrzeby taryfy dynamiczne;

5. Redukcja wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych. Przewiduje się ok. 20 % redukcję szczytowego zapotrzebowania na moc (realizowany m.in. poprzez uczestnictwo odbiorców w programach DSR (przy zaangażowaniu agregatorów), reakcji na sygnały cenowe, świadome ograniczenie zużycia energii oraz przesunięcie zużycia poza godziny szczytowego zapotrzebowania) wśród odbiorców z grupy taryfowej G. Wartość powyższą oszacowano na podstawie wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator S.A. na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A.;

6. Uzyskanie oszczędności dzięki redukcji strat handlowych i technicznych. Założono, że w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru zostaną ograniczone o 60%*, zaś poziom strat wynikający z nielegalnego poboru przyjęto na poziomie 20%* strat w przesyłce i dystrybucji. Zmniejszenie strat handlowych określono jako możliwe dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego

prognozowania zapotrzebowania, bieżącego monitorowania zmian w poborze energii elektrycznej oraz znaczącego zmniejszenia rozmiaru zjawiska nielegalnego poboru energii. Jako czynniki sprzyjające z kolei zmniejszeniu strat technicznych wskazano spłaszczenie krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną w szczycie zapotrzebowania oraz dokładniejszy pomiar (dzięki niższemu progowi zadziałania liczników zdalnego odczytu);

7. Projektowane rozwiązania przyczynią się także do **stworzenia potencjału do rozwoju mikro – generacji** oraz podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń, łatwego rozliczania sprzedawanej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych instalujących własne źródła mikro – generacji (prosumentów);

8. Na wniosek odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym **licznik zdalnego odczytu będzie mógł pełnić funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego a zmiana formy rozliczeń nastąpi bez dodatkowych opłat;**

9. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie również mógł wystąpić z wnioskiem o **skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej w celu zarządzania pracą tych urządzeń;**

10. Przepis, zgodnie z którym odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie mógł wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o wyposażenie punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w zw. z art. 10 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) umożliwi **oddzielne rozliczanie się za energię elektryczną pobraną przez pojazd elektryczny w gospodarstwie domowym.**

Dodatkowo, wejście w życie ustawy z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) skutkuje koniecznością dostosowania układów pomiarowych grupy taryfowej C1x i wyższych do pomiaru zużycia energii w okresach godzinowych, co oznacza możliwość miarodajnego pomiaru każdej godzinie doby. Oznacza to, że stawka opłaty mocowej zostanie obliczona na podstawie realnego zużycia. Obowiązek pomiaru w okresach godzinowych nie objął jednak grupy odbiorców indywidualnych (grupa taryfowa G), dla których sposób kalkulowania stawki opłaty mocowej uzależniono od rocznego zużycia energii elektrycznej, a co za tym idzie, stawka mocowa dalej może być obliczana nawet na podstawie jednego odczytu w roku. Taki sposób kalkulacji nie będzie oparty na realnym zużyciu energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego. Sytuacja odbiorców z grupy G jest więc w tym aspekcie mniej korzystna w relacji do pozycji odbiorców z grupy C1x, bowiem nie mają oni

zapewnionych analogicznych standardów usług (pomiaru godzinowego). Projekt ustawy zmienia tę sytuację.

19. 2. Aktualny stan prawny:

Większość krajów UE jest w fazie wdrażania centralnych systemów inteligentnego opomiarowania (m.in. Norwegia, Szwecja, Finlandia) lub takie systemy posiadają (m.in. w Holandia, Dania, Włochy). Systemy te obejmują centralne gromadzenie lub centralny dostęp do danych pomiarowych.

Rozwiązania te są zbliżone co do swej istoty do modelu proponowanego do wdrożenia w Polsce. Funkcje zarządzających centralnymi systemami danych pełnią zazwyczaj podmioty niezależne organizacyjnie i funkcjonalnie od operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawców, najczęściej są to spółki powiązane z operatorami systemu przesyłowego (OSP) (w większości krajów UE jest jeden OSP). Rolę operatora informacji pomiarowych (OIP) może również pełnić bezpośrednio OSP. Działalność w obszarze zarządzania informacjami pomiarowymi jest działalnością regulowaną.

Systemy najbardziej zbliżone do proponowanych rozwiązań, opierające się na scentralizowanym modelu zarządzania danymi i informacjami pomiarowymi, wprowadzone zostały w Danii. Na uwagę zasługuje szereg podobieństw pomiędzy strukturami rynku energii elektrycznej w Danii i w Polsce: jeden OSP, duża liczba OSD, duża liczba sprzedawców, bardzo duża liczba interakcji między tymi uczestnikami.

Z kolei zdecentralizowany system zarządzania danymi pomiarowymi oznacza utrzymanie kontroli poszczególnych OSD nad tymi danymi (wzmocnienie pozycji monopolisty na danym obszarze dystrybucyjnym, co w połączeniu z zależnościami kapitałowymi z niektórymi sprzedawcami może dawać przewagę konkurencyjną). Taki stan ma obecnie miejsce w Niemczech z uwagi na stosunkowo niewielką liczbę liczników zdalnego odczytu.

Brak jest funkcjonujących przykładów zdecentralizowanych systemów zarządzania danymi pomiarowymi przez wiele podmiotów, które byłyby niezależne od OSD, na zasadach wolnej konkurencji.

Poniżej przedstawiono syntetycznie sposób funkcjonowania systemów pomiarowych w kilku państwach UE .

NIEMCY

Odbiorcą danych pomiarowych jest OSD, które opowiada za weryfikację i przeprowadzanie niezbędnych korekt danych. Dane mogą zostać dalej udostępnione tym

interesariuszom, którzy, ze względu na wykonywane przez siebie funkcje w systemie – na podstawie przepisów prawa mają do nich dostęp w określonym zakresie.

Przewidywane zmiany funkcjonowania systemów pomiarowych dotyczą konieczności zmiany podmiotu udostępniającego dane pomiarowe w związku z technologicznymi uwarunkowaniami stosowania liczników zdalnego odczytu.

Wyniki przeprowadzonej przez Niemcy oceny ekonomicznej kosztów i korzyści wskazały na brak uzasadnienia dla pełnego (100%) wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Obowiązek dostarczenia i zainstalowania inteligentnych liczników ma być ograniczony do odbiorców, którzy pobierają powyżej 6 000 kWh energii rocznie oraz dostawców (prosumentów i producentów energii elektrycznej połączonych z siecią), których maksymalna moc wytwórcza przekracza 7 kW. Pozostali uczestnicy systemu będą mieli możliwość wyboru, czy instalować liczniki zdalnego odczytu czy pozostać przy licznikach statycznych.

HOLANDIA

W Holandii funkcjonuje system, w którym scentralizowany jest obszar komunikacji z użyciem wielu baz danych (multiple databases hub), natomiast obszar gromadzenia i przechowywania danych jest scentralizowany częściowo. Zarządzanie skojarzonymi bazami danych powierzone zostało organizacji (ESDN), w której udziały posiadają wszystkie OSD. Poszczególne, uprawnione podmioty (sprzedawcy, operatorzy informacji pomiarowych, OSD) posiadają odpowiedni dostęp do poszczególnych baz w systemie, zarówno w aspekcie zakresu danych jak i celu ich przetwarzania. Przeprowadzanie odczytów odbywa się metodą inkasencką lub automatycznie – z udziałem liczników zdalnego odczytu. W pierwszym przypadku, dane przekazywane są do sprzedawcy energii elektrycznej, w drugim - dane są zbierane i przechowywane przez OSD, a następnie przekazywane do sprzedawcy energii elektrycznej.

Odczyty realizowane są z częstotliwością raz na rok lub w okresach dwumiesięcznych (inkasent) albo codziennie (pomiar zdalny). W przypadku, gdy urządzenie zainstalowane u odbiorcy umożliwia odczyt zdalny, sprzedawca jest zobowiązany do przeprowadzania odczytu i pozyskiwania danych w ten sposób, za pośrednictwem OSD, co najmniej raz na dwa miesiące. Informacje te, wraz z danymi odbiorców, są przechowywane w centralnej bazie OSD zarządzanej przez ESDN.

OSD zobligowane są do wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego z zastosowaniem liczników zdalnego odczytu do końca 2020 roku.

DANIA

Model wyjściowy w Danii wykazywał wiele podobieństw do uwarunkowań występujących w Polsce. Można ocenić, że przyczyny wdrożenia były analogiczne - brak wystarczającego rozdziału pomiędzy OSD oraz niektórymi (największymi) sprzedawcami i wynikająca z tego negatywna ocena możliwości rozwoju rynku konkurencyjnego.

Począwszy od marca 2013 r. funkcjonuje DataHub, który jest centralną platformą rynkową obsługującą w sposób kompleksowy wymianę informacji i procesy realizowane pomiędzy uczestnikami rynku energii. W konsekwencji wprowadzenia w Danii nowego modelu rynkowego priorytetyzującego odbiorcę końcowego, w kwietniu 2016 r. uruchomiono DataHub drugiej generacji. Produkt ten został zrealizowany przez OSP Danii, oraz jest przez niego obsługiwany.

Odbiorca końcowy posiada relację z rynkiem wyłącznie za pośrednictwem sprzedawcy energii, od którego otrzymuje jeden rachunek wygenerowany na podstawie kompleksowych danych zgromadzonych w DataHub. Po stronie sprzedawcy leży rozliczenie z OSP i OSD, a także z organami podatkowymi. Wszystkie dane i informacje pomiarowe są zbierane przez OSD, a następnie przekazywane do DataHub, z poziomu którego są udostępniane uprawnionym podmiotom w odpowiednim dla nich zakresie. Należy podkreślić, że konsumenci mogą w pełni kontrolować, w jaki sposób, kiedy i jakie podmioty mogą uzyskiwać dostęp do ich danych dotyczących zużycia energii elektrycznej. W tak funkcjonującym modelu firmy (przedsiębiorstwa dystrybucyjne i sprzedawcy energii elektrycznej) nie wymieniają danych bezpośrednio pomiędzy sobą.

Użytkownicy końcowi posiadają bezpośredni dostęp do swoich danych i informacji w DataHub, gdzie są identyfikowani i uwierzytelniani na podstawie podpisu cyfrowego. Sprzedawcy energii mają dowolność w wyborze formy prezentowania klientom informacji o zużyciu, przy czym obowiązują ich określone wymagania mające na celu zapewnienie przejrzystości.

WŁOCHY

Włochy będąc pionierem w UE w zakresie budowy systemów AMI (advanced meter infrastructure) zakończyły wymianę liczników na inteligentne w 2006 roku.

Obecny model jest zdecentralizowany w aspekcie komunikacji. Wymiana danych odbywa się bezpośrednio pomiędzy OSD a sprzedawcami, w sposób zestandaryzowany. W zakresie odpowiedzialności OSD zawiera się: przeprowadzanie odczytów, gromadzenie i przechowywanie danych pomiarowych, ich walidacja i zapewnienie dostępności danych dla uczestników rynku na niedyskryminujących zasadach.

Dane z obszaru komercyjnego są przetwarzane w systemie informacji zintegrowanej SII (na warunkach określonych w kodeksie dotyczącym ochrony prywatności), który to system - według przewidywań – stanie się w przyszłości centralną bazą zawierającą dane o zużyciu energii przez odbiorców, jak też będzie wykorzystywany przez OSD jako miejsce obsługi procesów związanych z zarządzaniem licznikiem. Należy zauważyć, że system SII jest w założeniach dedykowany zarówno dla sektora elektroenergetycznego jak i dla sektora gazowego.

Liczniki inteligentne przesyłają wielkości zmierzonej energii do OSD automatycznie w interwałach miesięcznych.

OSD we Włoszech przygotowują się do uruchomienia nowej infrastruktury komunikacyjnej, która umożliwi wykorzystanie w pełni potencjału liczników zdalnego odczytu drugiej generacji.

NORWEGIA

Działający system wymiany informacji (Ediel) jest systemem zestandaryzowanym, przy czym funkcjonuje w modelu zdecentralizowanym, w związku z czym wszystkie OSD są odpowiedzialne za utrzymanie danych i prawidłowego dostępu do danych. Przetwarzanie danych (w tym danych o użytkownikach końcowych) we wszystkich obszarach w systemie jest regulowane przez NRA (National Regulatory Agency). Dane z odczytów i dane użytkowników są gromadzone, zarządzane i przechowywane przez OSD.

Obecnie fazę obowiązkowych testów przechodzi system Elhub – oparty na modelu scentralizowanym, umożliwiający gromadzenie historycznych danych zużycia energii, wyposażony w szereg innych funkcjonalności. Według aktualnych informacji płynących ze Statnett (norweskiego odpowiednika operatora systemu przesyłowego), proces przygotowania do uruchomienia Elhub przebiega zgodnie z planem i zakończy się w lutym 2019.

Wdrożenie systemu będzie skutkowało dla wszystkich uczestników rynku odczuwalną zmianą – zredukowana zostanie do jednej liczba podmiotów (dotychczas poszczególne OSD) występujących w roli zarządzającego danymi. Rolą OSD będzie dostarczanie danych z odczytów i danych o punktach pomiarowych do Elhub, podczas gdy sprzedawcy energii będą dostarczać dane o użytkownikach dla każdego punktu pomiarowego. Przewiduje się, że efektem wdrożenia będzie poprawa efektywności zarządzania rynkiem detalicznym. Za sprawą funkcjonowania zcentralizowanego ośrodka zarządzania danymi, OSD prawdopodobnie zredukują swoje koszty. Dzięki takiemu rozwiązaniu konsumenci uzyskają dostęp do danych historycznych o własnym zużyciu i będą mogli zarządzać dostępem do tych danych. W następstwie pełnego wdrożenia, spodziewanego na początku 2019 roku, odbiorcy

końcowi (konsumenci) i upoważnieni uczestnicy rynku energii będą mieli możliwość dostępu do danych bieżących o zużyciu (w czasie rzeczywistym) bezpośrednio z liczników zdalnego odczytu, wyposażonych w zestandaryzowany interfejs dostarczony przez Norwegian Electronic Committee (NEK).

W Polsce sporządzono szereg ocen i analiz. Sporządzone oceny oraz analizy wykazały, że:

- 1) w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania planowane korzyści jego wdrożenia przewyższają poniesione koszty, przy czym szybsze wdrożenie liczników zdalnego odczytu zwiększa przewagę korzyści nad kosztami tego wdrożenia;
- 2) ochrona i bezpieczeństwo danych pomiarowych w kontekście inteligentnego opomiarowania jest i powinno być jednym z najważniejszych elementów decydujących o jego powodzeniu;
- 2) należy zapewnić spójne wymagania dla systemu pomiarowego w zakresie jego cech funkcjonalnych, co będzie również miało wpływ na interoperacyjność tego systemu oraz bezpieczeństwo danych pomiarowych. Kryterium cenowe w tym przypadku nie powinno być najważniejszym czynnikiem wyboru dostawcy oprzyrządowania;
- 3) wprowadzenie inteligentnego opomiarowania na szeroką skalę powinno być związane ze zmianą sposobu określania cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych;
- 4) należy odejść, co do zasady, od stałych taryf na rzecz taryf dynamicznych w zależności od pory dnia oraz sytuacji w systemie elektroenergetycznym;
- 5) należy powołać niezależny podmiot odpowiedzialny za gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych w zakresie energii elektrycznej, jak ma to miejsce w takich krajach Unii Europejskiej jak: Dania, Wielka Brytania czy Estonia, który w sposób optymalny zapewni realizację celów inteligentnego opomiarowania, przy zachowaniu ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych.

O wynikach dotychczas przeprowadzonych analiz została poinformowana Komisja Europejska w Stanowisku Rządu do sprawozdania Komisji pt. „Analiza porównawcza rozpowszechnienia inteligentnego opomiarowania w Unii Europejskiej, ze szczególnym uwzględnieniem energii elektrycznej”, przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 27 sierpnia 2014 r. Zgodnie z tym stanowiskiem, wybór przez Polskę rozwiązania zakładającego utworzenie niezależnego podmiotu odpowiedzialnego za gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych w zakresie energii elektrycznej (operator informacji pomiarowych) zapewni w sposób optymalny realizację wdrożenia inteligentnego opomiarowania, przy zachowaniu ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych. Wprowadzenie inteligentnego

opomiarowania obniży koszty zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych i przyniesie korzyści uczestnikom rynku energii elektrycznej w Polsce.

19. 3. Alternatywne środki osiągnięcia celów:

Można:

- 1) kontynuować stan obecny, czyli nie wprowadzać systemu inteligentnego opomiarowania;
- 2) instalować liczniki zdalnego odczytu, zgodnie z wyborem odbiorcy końcowego;
- 3) wprowadzić system inteligentnego opomiarowania, czyli instalować liczniki zdalnego odczytu u 80 % odbiorców końcowych, zgodnie z celami dyrektywy 2009/72/WE.

W powyższych rozwiązaniach, w zakresie wskazanym w pkt 1 i 2 saldo korzyści i kosztów, zarówno w ujęciu finansowym jak i jakościowym, jest mniejsze niż w pkt 3 znajdującym odzwierciedlenie w projekcie założeń. Koszty związane z utrzymaniem prawidłowego funkcjonowania systemu pomiarowego stanowią dużą część wydatków ponoszonych przez OSD. Na podstawie danych dostarczonych przez największych OSD, ustalono, że w latach 2019-2028, przy utrzymaniu stanu istniejącego, koszt ten może osiągnąć łączną wysokość ok. 3 mld zł. Zachowanie modelu systemu pomiarowego opartego o liczniki statyczne spowoduje w perspektywie najbliższych dziesięciu lat zdecydowany wzrost kosztów związanych z ich odczytem. Przy założeniu, że:

- 1) podtrzymany zostanie inkasencki sposób zbierania informacji na temat ilości energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę końcowego,
- 2) częstotliwość odczytu licznika uzależniona będzie od postanowień umowy zawartej ze sprzedawcą (może wahać się od 1 w miesiącu do 1 w skali całego roku),
- 3) a ilość odczytów będzie wprost proporcjonalnie powiązana z wysokością opłaty abonamentowej

- to koszty związane z odczytem liczników statycznych w latach 2019 - 2028 mogą osiągnąć wartość ok. 3,65 mld zł.

W związku z dynamiką zmian na rynkach detalicznych energii elektrycznej w Europie, w tym wymogiem dostosowania przepisów krajowych do „Pakietu zimowego Komisji Europejskiej pt: Czysta Energia dla Europejczyków” nieuchronne będzie przejście z rozliczenia zużycia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych opartego o prognozy na rozliczenie oparte na pomiarze rzeczywistym. W ramach przeprowadzonej prognozy korzyści i kosztów, rok 2022 może być pierwszym rokiem obowiązywania w/w zmian. Wówczas wymóg dotyczący zwiększenia częstotliwości odczytów w związku z koniecznością

rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej spowoduje wzrost kosztu jednego odczytu z obecnych 18,72 zł / rok do poziomu 56,18 zł / licznik / rok, czyli sumarycznie o dodatkowe 4,24 mld zł.

Całkowity koszt funkcjonowania warstwy licznikowo-inkasenckiej w latach 2019 - 2028 dla OSD może osiągnąć wartość rzędu 10,89 mld zł. Należy zauważyć, że koszt ten, poprzez system taryf, może zostać przeniesiony na odbiorcę końcowego. Ponadto można spodziewać się, że powyższe działania nie będą miały istotnego wpływu na zmianę sposobu korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców końcowych i w kontekście spodziewanego niedoboru mocy wytwórczych nie wpłyną pozytywnie na obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc.

Instalacja liczników zdalnego odczytu w ramach systemu inteligentnego opomiarowania zostanie skorelowana z przeprowadzaną wymianą legalizacyjną obecnie działających liczników.

Na rynku polskim są dostępne różne rodzaje liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej. Mają one możliwość zdalnego odczytywania pomiarów i funkcję zdalnego przełączania trybu kredytowego na przedpłatowy. Funkcja ta umożliwi świadome planowanie zużycia energii elektrycznej polegające na jej zakupie w dowolnej chwili i na dowolną kwotę, co skutkować będzie jej oszczędzaniem oraz wydłużeniem czasu, na jaki energia ta wystarczy. Z uzyskanych danych wynika, że liczniki zdalnego odczytu zastały zainstalowane u 1 516 tys. odbiorców energii elektrycznej, co stanowi blisko 8.7 % tych odbiorców (dane na rok 2017) z czego najwięcej zainstalowała ENERGA Operator S.A.

Wolumen korzyści możliwych do osiągnięcia dla wszystkich uczestników rynku dla okresu 2019 - 2028 oszacowano na kwotę ok. 7,567 mld zł zaś kosztów na poziomie 5,15 mld zł. Szczegółowe wyliczenia w tym zakresie oraz przyjęte mierniki przedstawiono w Ocenie Skutków Regulacji oraz Aktualizacji istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce.

19. 4. Szczegółowe rozwiązania:

W projekcie ustawy, zdefiniowano następujące pojęcia:

1) dane pomiarowe – jako informacje o:

a) ilości energii elektrycznej wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, lub

b) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych, lub dostawcę usług ładowania w ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317), lub

- c) wartości mocy, lub
 - d) wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia lub
 - e) ilości energii elektrycznej przepływającej w sieciach elektroenergetycznych.
- 2) informacje pomiarowe – jako dane pomiarowe, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz dane dotyczące punktu pomiarowego;
- 3) licznik zdalnego odczytu – jako zespół urządzeń i technicznych środków łączności umożliwiających dwukierunkową komunikację z systemem zdalnego odczytu, przeznaczony do:
- a) pomiaru energii elektrycznej:
 - wytwarzanej lub wprowadzanej do sieci,
 - pobieranej z sieci,
 - b) przekazywania danych pomiarowych do systemu zdalnego odczytu oraz odbierania i wykonywania poleceń;
 - 4) licznik bilansujący - jako zespół urządzeń i technicznych środków łączności umożliwiających komunikację z systemem zdalnego odczytu, przeznaczony do pomiaru energii elektrycznej pobieranej z sieci lub wprowadzanej do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub przez grupę odbiorców; licznik bilansujący posiada funkcjonalność rejestracji wskaźników jakości lub parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- 5) punkt pomiarowy – jako punkt pomiarowy w rozumieniu art. 3 pkt 29 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9);
- 6) system zdalnego odczytu – jako system teleinformatyczny służący do odczytu danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących oraz wysyłania do liczników zdalnego odczytu poleceń;
- 7) centralny system informacji pomiarowych – jako system teleinformatyczny skomunikowany z systemami zdalnego odczytu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwiający realizację funkcji operatora informacji pomiarowych;
- 8) system pomiarowy – jako liczniki zdalnego odczytu i liczniki bilansujące wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, skomunikowane z systemami zdalnego odczytu oraz centralny system informacji pomiarowych;

9) system teleinformatyczny – jako system teleinformatyczny w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z Dz.U. 2017 poz. 1219 oraz Dz. U. z 2018 r. poz. 650);

10) operatora informacji pomiarowych - jako podmiot zajmujący się przetwarzaniem informacji pomiarowych, w tym ich pozyskiwaniem, przechowywaniem, opracowywaniem, udostępnianiem i usuwaniem.

System wykorzystujący zdalną komunikację dwukierunkową powinien gwarantować z jednej strony pozyskiwanie i przetwarzanie danych pomiarowych, z drugiej zaś strony wysyłanie poleceń do liczników zdalnego odczytu służących do jego obsługi jak i ograniczanie za pośrednictwem tego licznika poboru energii elektrycznej w punkcie pomiarowym.

Proponowana definicja danych pomiarowych zawierać powinna zamknięty katalog danych, które mogą być traktowane jako dane pomiarowe i obejmować zarówno dane o energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub dostawcę usług ładowania, jak i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, a także wartości mocy, wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia i ilości energii elektrycznej przepływającej w sieciach elektroenergetycznych. Ważnym zagadnieniem będą parametry jakościowe energii elektrycznej. Pomiar parametrów jakościowych wpływać powinien zarówno na rozliczenia za energię elektryczną, jak też pozwalać identyfikować niedostateczną jakość dostarczanej energii elektrycznej, a w przyszłości doprowadzić do poprawy jej jakości. Parametry jakościowe energii elektrycznej takie jak: poziom napięcia, wskaźnik odkształcenia napięcia, asymetria napięcia oraz wahania napięcia określają przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy.

Dokonywanie przez licznik zdalnego odczytu pomiarów jakości dostarczanej energii elektrycznej umożliwi docelowo wprowadzenie automatycznego naliczania bonifikat za przerwy w jej dostarczaniu oraz inne naruszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej. Obecnie bonifikaty naliczane są na wniosek odbiorcy końcowego, a przedsiębiorstwo energetyczne na rozpatrzenie takiego wniosku ma 30 dni. Wprowadzenie systemu automatycznego rozliczania bonifikat odciąży odbiorców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne od zbędnych czynności (składanie wniosków, ich rozpatrywanie) oraz ponoszenia wydatków z tym związanych. Wprowadzenie takiego systemu w Szwecji w związku z instalacją liczników zdalnego odczytu było przez odbiorców uznane jako zasadnicza korzyść.

W projekcie ustawy zdefiniowano również pozostałe elementy składające się na system inteligentnego opomiarowania.

Projektowane wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania wymusza dokonanie zmian w przepisach określających zasady prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną. Zmiany przepisów w zakresie prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną zapewnią, że odbiorca końcowy będzie płacił tylko za rzeczywiście pobraną energię elektryczną oraz wykonaną usługę dystrybucji w danym okresie rozliczeniowym. Niemożność uzyskania danych pomiarowych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może wynikać z braku komunikacji, uszkodzenia lub kradzieży licznika. Dane pomiarowe mogą być obliczane wyłącznie w przypadku gdy dane rzeczywiste będą niedostępne w systemie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym gdy nie będzie możliwe ich odczytanie przez inkasenta.

Proponuje się uzupełnić przepisy określające zasady i tryb zmiany sprzedawcy (art. 4j) o przepisy, zgodnie z którymi wymiana informacji pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dotycząca zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego odbywać się będzie za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych operatora informacji pomiarowych. Upoważniony przez odbiorcę końcowego nowy sprzedawca będzie powiadamiał operatora informacji pomiarowych o zawarciu umowy sprzedaży przez tego odbiorcę z nowym sprzedawcą. Powiadomienia dokonuje się wyłącznie na formularzu sporządzonym w formie elektronicznej i zamieszczonym na stronie internetowej operatora informacji pomiarowych. Centralizacja wymiany informacji pomiarowych oraz informacji potrzebnych w procesie zmiany sprzedawcy usprawni i przyspieszy te procesy. Wszyscy sprzedawcy wykorzystywać będą jednolitą platformę dostarczoną przez operatora informacji pomiarowych do przesyłania informacji o zmianie sprzedawcy do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i sprzedawców energii elektrycznej. W ramach tej platformy nastąpi weryfikacja i uzupełnienie wniosków o zmianę sprzedawcy, co skróci i uprości ten system. Sprawny system zmiany sprzedawcy gwarantujący równoprawne traktowanie podmiotów jest kluczowy dla rozwoju konkurencyjnego rynku detalicznego energii elektrycznej w Polsce. Usprawnienie i przyspieszenie procedury zmiany sprzedawcy wpłynie na spadek kosztów funkcjonowania sprzedawców energii elektrycznej, a tym samym odbiorcy końcowi będą mogli otrzymać korzystniejsze oferty w zakresie dostarczanej energii elektrycznej.

Projektowane kompleksowe uregulowanie funkcjonowania systemu pomiarowego dla energii elektrycznej, w tym zasady ochrony danych pomiarowych wymusza wykreślenie w art. 9c ust. 5a i 5b ustawy.

Ze względu na powierzenie pełnienia funkcji operatora informacji pomiarowych operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego uzasadnione stało się określenie w wyodrębnionej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej szczegółowych zasad współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji pomiarowych, z użytkownikami systemu i innymi podmiotami zobowiązanymi do przekazywania danych pomiarowych lub uprawnionymi do ich otrzymywania. Instrukcja w tej części będzie stanowiła doszczegółowienie zasad współpracy określonych w ustawie oraz rozporządzeniu wykonawczym. Jako taka będzie ona podlegała procesowi konsultacji z innymi użytkownikami systemu oraz zatwierdzeniu po stronie Prezesa URE na zasadach określonych w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne.

W projekcie ustawy w sposób szczegółowy uregulowano częstotliwość wysyłania poszczególnych danych pomiarowych przez licznik zdalnego odczytu do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Standardy komunikacji stosowane w systemie pomiarowym powinny umożliwiać wymianę danych pomiarowych pomiędzy użytkownikami systemu pomiarowego w sposób gwarantujący najwyższy poziom bezpieczeństwa przetwarzanych w nim informacji. System komunikacji musi umożliwiać weryfikację m.in. poprawności przesyłanych w nim danych, braku deformacji tych danych oraz parametrów niezawodności komunikacji. Dlatego też ważną kwestią jest aby system pomiarowy był elastyczny i skutecznie wykorzystywał posiadaną już infrastrukturę, dzięki czemu osiągnięta będzie optymalizacja ekonomiczna i zmniejszenie kosztów rozbudowy systemu pomiarowego.

Proponuje się aby operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych zainstalowali do dnia 31 grudnia 2026 r. liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem pomiarowym u co najmniej 80 % odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w art.11u ust. 2 projektu ustawy.

Instalacja liczników zdalnego odczytu odbywać się będzie zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie, tj. do dnia 31 grudnia:

- 1) do dnia 31 grudnia 2019 r. - u co najmniej 5 %;
- 2) do dnia 31 grudnia 2021 r. – u co najmniej 20 %;
- 3) do dnia 31 grudnia 2023 r. – u co najmniej 40 %;

4) do dnia 31 grudnia 2025 r. – u co najmniej 65 %

W przypadku odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV należących do tego operatora instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia 1 października 2020 r., bowiem stopień zaawansowania instalacji liczników zdalnego odczytu w tej grupie jest znacznie wyższy od tych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Elementem budowy systemu inteligentnego opomiarowania będzie również instalacja liczników bilansujących na stacjach SN/nN. W projekcie ustawy określono rok 2020 jako datę instalacji tych liczników.

Koszty zainstalowania liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, pokrywane będą przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i powinny stanowić uzasadnione koszty działalności tego operatora.

Rozłożenie w czasie (na 8 lat) procesu instalowania liczników zdalnego odczytu powinno zminimalizować uciążliwość procesu ich instalacji poprzez skorelowanie instalacji liczników zdalnego odczytu z wymianą już istniejącymi licznikami np. wynikającą z legalizacji, uszkodzenia licznika, przyłączeń nowych odbiorców do sieci. Przyczyni się to do optymalizacji kosztów wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania oraz umożliwi, zgodnie z oczekiwaniami Prezesa URE, bezkolizyjne i kompleksowe zharmonizowanie tego procesu z rozwojem inteligentnych sieci.

Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż, przy założeniu, że:

1. Projekt związany z utworzeniem OIPa nie zmieni harmonogramu i funkcjonalne oddanie systemu nastąpi w drugiej połowie 2021 roku (czyli po 3 latach),
2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczną osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIP-a w 2022 roku,
3. Utrzymany zostanie ośmioletni cykl legalizacyjny,
4. Utrzymana zostanie ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD),
5. Zachowany zostanie maksymalny próg 80% liczników zdalnego odczytu zainstalowanych do 2024 roku,
6. Zaproponowana ścieżka wdrożenia będzie przedstawiała się jak poniżej:
 - a) 2019 – 10%
 - b) 2020 – 15%

- c) 2021 – 15%
- d) 2022 – 20%
- e) 2023 – 20%

7. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na większe zainteresowanie zakupem oraz większy wolumen zakupowy w ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosną o łącznie 10% i do końca 2023 roku nie zmniejszą się,

8. Skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynie na budżety OSD to korzyści osiągnane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim jak również redukcji strat handlowych i technicznych zostaną w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i będzie to 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych,

- bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. (-) 2 808 mln zł. W przeciwieństwie do bilansu kosztów i korzyści wynikającego z 8-letniego harmonogramu zaproponowanego w projekcie ustawy, który przedstawia się korzystnie w wymiarze nawet ok. 5 mld zł.

Dodatkowo wprowadza się przepis, zgodnie z którym na wniosek odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym licznik zdalnego odczytu może pełnić funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego a zmiana formy rozliczeń nastąpi bez dodatkowych opłat; (funkcję przedpłatowego układu pomiarowo – rozliczeniowego dla energii elektrycznej będzie pełnił także licznik zdalnego odczytu).

Obecnie formuła rozliczeń przedpłatowych dla zaopatrzenia w energię elektryczną jest stosowana w ograniczonych liczbach przypadków. Ustawa - prawo energetyczne określa przypadki (art. 6a) w których przedsiębiorstwo energetyczne może zainstalować u odbiorcy przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, a także kiedy odbywa się to na wniosek odbiorcy (art. 6f), przy czym w przypadku inicjatywy odbiorcy uprawnienie to jest ograniczone do odbiorcy wrażliwego. Nie ma natomiast w regulacjach prawnych obowiązku instalacji przez przedsiębiorstwo energetyczne przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego na żądanie odbiorcy końcowego nie będącego odbiorcą wrażliwym.

Niektóre przedsiębiorstwa energetyczne dopuszczają obecnie instalację na wniosek odbiorcy końcowego, w szczególności w gospodarstwie domowym przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, jednak zmiana ta obciążona jest kosztem, który ponosi odbiorca końcowy.

Sytuacja ta wynika z faktu, iż dotychczas stosowane przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe są droższe od tradycyjnych liczników statycznych (elektronicznych). W

przypadku liczników zdalnego odczytu zmiana formy rozliczeń przez odbiorcę poza kwestią zamknięcia okresu rozliczeniowego nie wymaga specjalnych operacji, a wyłącznie zdalnej interwencji w liczniku i jest bezkosztowa.

Szersze stosowanie przedpłatowej formy rozliczeń z wykorzystaniem liczników zdalnego odczytu pozwoli odbiorcom na lepsze zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej a ponadto może być niezwykle użyteczna w przypadku wynajmu mieszkań czy lokali, domków letniskowych, garaży itp. obiektów, w których energia elektryczna pobierana jest okresowo.

Stworzenie warunków do przedpłatowej formy rozliczeń, podobnie jak w przypadku usług telekomunikacyjnych, stworzy szereg możliwości zapewniających lepsze dostosowanie formy usługi do potrzeb i oczekiwań odbiorcy.

Istotna rola w procesie kontroli rozwoju tej formy rozliczeń przypadnie Prezesowi URE, który zatwierdzając taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych może wpływać na sprawiedliwe i adekwatne do kosztów stawki rozliczeń. Pozostałe zagadnienia związane z rynkiem należy pozostawić grze rynkowej sprzedawców i wolnej konkurencji.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie pozyskiwał z licznika zdalnego odczytu zarejestrowane dane pomiarowe:

1) o ilości energii elektrycznej:

a) pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego - zsumowane do okresów 60 minutowych chyba, że odbiorca ten wyrazi zgodę na krótsze okresy rejestracji tych danych albo przepisy odrębne określają krótszy okres sumowania danych pomiarowych, lub

b) wytworzonej w instalacji odbiorcy końcowego, lub

c) wprowadzonej do sieci przez odbiorcę końcowego, lub

d) wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonego do sieci, lub

e) wprowadzonej do sieci przez jednostkę wytwórczą, w tym instalację odnawialnego źródła energii, lub

f) pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez magazyn energii elektrycznej;

2) dotyczące wartości mocy – za okresy 15-to minutowe;

3) o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia dostarczanej do punktu pomiarowego.

W przypadku zaś liczników bilansujących będą to dane pomiarowe:

1) o ilości zarejestrowanej energii elektrycznej;

2) dotyczące wartości mocy – za okresy 15-to minutowe;

3) o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia dostarczanej do punktu pomiarowego.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie również mógł na żądanie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadkach określonych w ustawie oraz sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowego i podmiotu upoważnionego wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu.

Dane pomiarowe rejestrowane w proponowanym okresie umożliwią szczegółową identyfikację zachowań odbiorcy końcowego (uniemożliwiona ingerencja w prywatność odbiorcy). Wprowadzenie przejrzystych reguł uzależniających szczegółowość danych od konkretnych usprawiedliwionych celów rejestracji i dalszego udostępniania tych danych zminimalizuje ryzyko naruszenia prywatności osób fizycznych (odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym) wynikającej z chęci nadmiernego gromadzenia danych.

Proponuje się aby dane pomiarowe były przechowywane w centralnym zbiorze informacji pomiarowych prowadzonym w systemie teleinformatycznym przez operatora informacji pomiarowych.

W projekcie ustawy uregulowano również obowiązki operatorów systemów elektroenergetycznych oraz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną względem operatora informacji pomiarowych w zakresie przekazywania danych i informacji pomiarowych m.in. w celu prawidłowego przyporządkowania poszczególnych zdarzeń i informacji pomiarowych do poszczególnych odbiorców.

Zobowiązano operatorów systemów elektroenergetycznych oraz operatora informacji pomiarowych do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających ochronę przetwarzanych informacji pomiarowych, w tym zabezpieczenia przed ich utratą, uszkodzeniem, zniszczeniem lub udostępnianiem osobom nieuprawnionym.

Operator informacji pomiarowych będzie przechowywał dane pomiarowe przez okres 3 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych oraz 5 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych zsumowanych do okresów rozliczeniowych. W przypadku danych jednostkowych po upływie okresu 3 lat operator informacji pomiarowych będzie anonimizował te dane. Wydaje się, że okres 3 lat powinien być wystarczającym dla przeprowadzenia ewentualnych postępowań reklamacyjnych, przed Prezesem URE oraz sądowych. Powyższe okresy przechowywania danych pomiarowych pozostają w zgodności z art. 10 ust. 2 dyrektywy 2012/27 UE.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego będą mogli przetwarzać na własne potrzeby dane

pomiarowe, które przekazali do centralnego systemu informacji pomiarowych. Przetwarzane przez tych operatorów dane pomiarowe nie mogły być jednak udostępniane innym podmiotom. Niniejsze rozwiązanie jest uzasadnione funkcjonalnie i ekonomicznie.

W ustawie określono zamknięty katalog podmiotów, którym mogą być przekazywane jednostkowe lub zagregowane dane pomiarowe bez prawa do ich dalszego udostępniania. Podobnie uczyniono z określeniem celu przetwarzania danych pomiarowych. I tak dane pomiarowe będą mogły być przetwarzane wyłącznie w celu:

- 1) zawarcia, realizacji, zmiany lub ustalenia treści umowy z odbiorcą w zakresie dostarczania lub odbierania energii elektrycznej;
- 2) realizacji obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy;
- 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych;
- 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej;
- 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania;
- 8) analiz statystycznych;
- 9) ustalenia, dochodzenia lub obrony roszczeń;
- 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;
- 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych.

Precyzyjne uregulowanie zasad dostępu do danych pomiarowych ma na celu, niezależnie od pozostałych rozwiązań przewidzianych w projekcie ustawy, zapewnienie bezpieczeństwa wymiany tych danych.

Operator informacji pomiarowych został zobowiązany do zamieszczenia na swojej stronie internetowej informacji takich jak:

- 1) wykaz sprzedawców umożliwiających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym w szczególności umowy kompleksowej;
- 2) wykaz sprzedawców z urzędu energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 3) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 4) standardowe profile zużycia odbiorców końcowych.

Rozwiązanie takie zapewni powstanie rzetelnego źródła informacji niezbędnych do realizacji różnych procesów rynkowych w energetyce.

Ze względu na wejście w życie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) w projekcie ustawy zamieszczono przepis, zgodnie z którym do przetwarzania danych pomiarowych stanowiących dane osobowe stosuje się przepisy rozporządzeniem 2016/679 z wyłączeniem art. 13 i art. 14 tego rozporządzenia, bowiem przepisy te ze względu na specyfikę przetwarzania danych pomiarowych (ich częstotliwość) nie nadają się do zastosowania. Podmioty, w zakresie w jakim przetwarzają dane pomiarowe stanowiące dane osobowe, będą ich administratorami w rozumieniu rozporządzenia 2016/679. Podmioty, w zakresie w jakim przetwarzają dane pomiarowe niestanowiące danych osobowych, będą zaś administrującymi danymi pomiarowymi. Rozporządzenie 2016/679 w sposób szczegółowy określa obowiązki administratorów danych osobowych, stąd w projekcie ustawy skoncentrowano się na obowiązkach administrujących danymi osobowymi. I tak, administrujący danymi pomiarowymi, odpowiednio do wykonywanych zadań, został zobowiązany do:

- 1) ustalania warunków i sposobu przydzielania uprawnień do dostępu do danych pomiarowych;
- 2) zapewnienia właściwej ochrony danych pomiarowych oraz informacji i materiałów dotyczących systemu pomiarowego;
- 3) opracowania wewnętrznej instrukcji bezpieczeństwa systemu teleinformatycznego, w tym zarządzania ryzykiem oraz procedur bezpiecznej eksploatacji systemu pomiarowego;
- 4) zapewnienia ochrony systemu pomiarowego polegającej na stosowaniu zabezpieczeń na możliwie wielu różnych poziomach organizacji ochrony tego systemu, w celu ograniczenia występowania przypadków, w których przełamanie pojedynczego zabezpieczenia skutkować będzie naruszeniem poufności, integralności lub dostępności do danych pomiarowych;
- 5) zapewnienia wykonywania okresowych testów bezpieczeństwa danych pomiarowych;
- 6) opracowania procedury postępowania w sytuacjach kryzysowych, w tym w przypadku awarii elementów systemu pomiarowego;
- 7) opracowania procedury zabezpieczającej system teleinformatyczny przed działaniem oprogramowania złośliwego, a także umożliwiającej jak najszybsze wykrywanie incydentów zagrażających bezpieczeństwu tego systemu;

8) stosowania wzoru szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

Ponadto, administrujący danymi pomiarowymi przed dopuszczeniem osób do pracy w systemie pomiarowym, będzie zobowiązany zapewnić przeszkolenie tych osób w zakresie:

1) procedur:

a) postępowania w sytuacjach kryzysowych, w tym w przypadku awarii elementów systemu pomiarowego,

b) postępowania w sytuacji naruszenia ochrony danych pomiarowych,

c) bezpiecznej eksploatacji systemu pomiarowego;

2) wewnętrznej instrukcji bezpieczeństwa systemu teleinformatycznego, w tym zarządzania ryzykiem.

Wprowadzenie zasad bezpieczeństwa systemu pomiarowego oraz szczególnego podejścia do ochrony danych pomiarowych ma zapewniać, że informacje znajdujące się w systemie pomiarowym nie będą udostępniane nieuprawnionym osobom lub podmiotom oraz że będą integralne, czyli nie będą mogły zostać zmienione lub zniszczone w sposób nieautoryzowany, a lista osób mających dostęp do poszczególnych zasobów systemu będzie ściśle określona. Bezpieczeństwo systemu pomiarowego musi obejmować zarówno systemy informatyczne ale także wszelkie kanały komunikacji w systemie pomiarowym. Dokumentom oraz elektronicznym nośnikom danych pomiarowych należy zapewnić właściwy stopień ochrony. Bezpieczeństwo danych pomiarowych, które wiąże się z technicznym bezpieczeństwem sieci komunikacyjnej jest elementem koniecznym ale niewystarczającym dla zapewnienia prawidłowego przetwarzania danych pomiarowych dlatego w projekcie ustawy na uczestników rynku energii elektrycznej nałożono dodatkowe obowiązki w zakresie bezpieczeństwa danych pomiarowych.

Zakazane będzie zapoznavanie się, utrwalanie, przechowywanie, przekazywanie lub inne wykorzystywanie danych pomiarowych przez podmioty inne, niż wskazane w ustawie lub w sposób inny, niż określony w przepisach powszechnie obowiązujących, chyba że nastąpi to za zgodą odbiorcy końcowego, którego dane te dotyczą, lub jeżeli będzie to konieczne z innych powodów przewidzianych ustawą lub przepisami odrębnymi. Przetwarzanie danych pomiarowych będzie mogło odbywać się wyłącznie w zakresie niezbędnym do realizacji celów określonych w ustawie lub w umowie, na podstawie której dane te są zbierane. Jeżeli przepisy ustawy będą wymagały upoważnienia lub wyrażenia zgody przez odbiorcę końcowego na przetwarzanie danych pomiarowych dotyczących tego odbiorcy, upoważnienie lub zgoda:

1) nie będzie mogła być domniemana lub dorozumiana z oświadczenia woli o innej treści;

2) będzie mogła być wyrażona drogą elektroniczną, pod warunkiem ich utrwalenia i potwierdzenia przez odbiorcę końcowego;

3) będzie mogła być wycofana w każdym czasie, w sposób prosty i wolny od opłat.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej zostaną zobowiązani do informowania odbiorców końcowych, z którymi mają zawarte umowy o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców. Sprzedawca będzie dodatkowo zobowiązany do poinformowania odbiorców końcowych o zakresie i celu przetwarzania danym pomiarowych przez operatora informacji pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców. Powyższe jest uzasadnione tym, że operator informacji pomiarowych nie posiada relacji umownej z odbiorcą energii elektrycznej, tymczasem gdy sprzedawca ją posiada.

Ze względu na wielość operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawców, w celu standaryzacji i przede wszystkim uproszczenia relacji pomiędzy tymi podmiotami, jest uzasadnione zsynchronizowanie wymiany danych i informacji przez operatora informacji pomiarowych. Jeden punkt dostępowy łączący wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawców oraz odbiorców końcowych pozwoli uniknąć powielania struktur dostępowych łączących każdego sprzedawcę odrębnie z każdym z operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz tworzenia skomplikowanych struktur w tym zakresie. Jak wynika z licznych analiz jest to najbardziej racjonalne rozwiązanie zarówno z technicznego jak i z ekonomicznego punktu widzenia. Etapowe wdrożenie funkcji operatora informacji pomiarowych (w pierwszym etapie udostępnianie danych będących w dyspozycji operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych a w drugim etapie również gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych) umożliwi natomiast właściwe przygotowanie uczestników procesu do wypełniania swoich funkcji.

Spośród szczegółowych argumentów przemawiających na rzecz funkcjonowania na terytorium Polski jednego OIP należy przytoczyć następujące:

- Jeden OIP gwarantuje najniższe koszty dostępu uczestników rynku do danych, infrastruktury, funkcjonowania i utrzymania systemu elektroenergetycznego;

- Standaryzacja zasad przy wprowadzaniu nowych funkcji systemu, w przypadku OIP, pozwoli znacznie ograniczyć koszty funkcjonowania systemu;
- OIP będzie podmiotem nadzorowanym bezpośrednio przez instytucje regulujące i nadzorujące rynek energii elektrycznej w Polsce oraz niezależnym od innych uczestników rynku;
- Jeden, niezależny od operatorów systemu dystrybucyjnego i sprzedawców OIP wyeliminuje bariery wejścia/wyjścia dla małych przedsiębiorstw, w tym sprzedawców, firm ESCO oraz agregatorów;
- Jeden OIP, jako podmiot przeznaczony do obsługi rozliczeń pomiędzy prosumentem a sprzedawcami, ułatwia dostęp prosumentów do wielu sprzedawców. Tym samym przyczynia się do wprowadzenia konkurencyjnego rynku oraz uzyskania korzystniejszych dla prosumentów cen energii elektrycznej;
- Jedna centralna baza danych pomiarowych umożliwi zdalne sterowanie przez operatora systemu przesyłowego całością generacji rozproszonej poprzez dostęp do aktualnej i pełnej bazy danych tych wytwórców;
- Zaproponowane w projekcie założeń rozwiązanie jest jedynym które gwarantuje ciągłość dostępu odbiorcy do swoich danych historycznych, niezależnie od liczby wcześniej zmienionych sprzedawców. Doświadczenie z innych branż wskazuje na likwidację konta użytkownika wraz z umieszczonymi w nim historycznymi danymi po zakończeniu umowy;
- OIP stanowi gwarancję standaryzacji technologicznej w komunikacji między uczestnikami rynku oraz trwałości rozwiązania, szybkości i bezpieczeństwa przesyłanych danych, a także przejrzystości podziału realizowanych zadań przez poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej, co szczególnie istotne znaczenie będzie miało np. w przypadku wystąpienia awarii w systemie;
- Wprowadzenie jednego OIP eliminuje ryzyko zastosowania technologii korzystnych tylko dla jednego podmiotu, ale niespełniających wymagań uniwersalności zastosowania w skali kraju oraz barierę technologiczną i kosztową dla małego lub średniego sprzedawcy obsługującego odbiorców na terenie całego kraju (ze względu na różnych operatorów systemu dystrybucyjnego);
- Wprowadzenie jednego OIP-a spowoduje znaczne uproszczenie schematu komunikacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej co bezpośrednio wpłynie na poprawienie bezpieczeństwa danych pomiarowych m.in. ze względu na zdecydowanie mniejszą ilość występowania komunikacji z danymi pomiarowymi, ograniczając do minimum miejsca potencjalnych „wycieków” tych danych;

- Ze względu na duże znaczenie danych pomiarowych bardzo ważną rolę będzie odgrywała kontrola poprawności przetwarzania tych danych. Jeden OIP zdecydowania upraszcza realizację tej funkcji.

W projekcie ustawy wskazuje się, że zadania operatora informacji pomiarowych wykonywać będzie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bowiem podmiot wykonujący zadania operatora informacji pomiarowych (OIPa) powinien posiadać formę prawną zapewniającą niezależność od innych uczestników rynku energii, w szczególności sprzedawców i dystrybutorów energii elektrycznej. Umieszczenie OIPa powinno gwarantować z jednej strony skuteczny nadzór nad jego działalnością, a z drugiej dawać rękojmię sprawnego zarządzania procesem budowy a następnie utrzymania systemu teleinformatycznego. Obecnie w wielu państwach w Europie nie został przesądzony model repozytorium danych pomiarowych. W tych, w których to uczyniono widać wyraźne tendencje ku powierzeniu tych zadań operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub ew. spółce zależnej od tego operatora (Estonia, Finlandia czy Norwegia).

Dodatkowo, oprócz ww. argumentów, za powierzeniem pełnienia funkcji OIPa operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przemawiają argumenty o charakterze ekonomicznym jak brak konieczności powołania nowego podmiotu czy posiadanie gotowych rozwiązań gwarantujących przetwarzanie danych pomiarowych przy zachowaniu jak najwyższych standardów bezpieczeństwa.

Projekt ustawy szczegółowo będzie określał zakres rozporządzenia wykonawczego:

1) wymagania jakie:

- a) powinien spełniać system pomiarowy,
 - b) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu lub licznikiem bilansujących a systemem zdalnego odczytu,
 - c) powinny spełniać dane pomiarowe oraz polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy ogólnodostępną stacją ładowania i systemem teleinformatycznym operatora informacji pomiarowych,
 - e) powinny spełniać dane dotyczące punktu pomiarowego;
- 2) sposób postępowania w przypadku, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych pomiarowych lub dane te są błędne;
- 3) parametry niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 4) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych

– uwzględniając bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu pomiarowego, równoprawne traktowanie użytkowników systemu pomiarowego oraz zapewnienie poufności danych i informacji w tym systemie.

Ponadto, minister właściwy do spraw energii będzie mógł określić, w drodze rozporządzenia, dodatkowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego, w tym wymagania jakie:

1) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej odbiorcy końcowego;

2) powinny spełniać dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń sieci domowej, a także warunki ich przesyłania.

3. Przepisy karne:

Projekt ustawy sankcjonuje następujące zachowania:

1) odmowa uprawnionym podmiotom dostępu do informacji pomiarowych;

2) nieprzestrzeganie obowiązku przekazywania danych pomiarowych do centralnego systemu informacji pomiarowych;

3) niezapewnianie należytej ochrony jednostkowych danych pomiarowych, niebędących danymi osobowymi;

4) naruszanie obowiązku zabezpieczenia danych pomiarowych przed ich uszkodzeniem lub zniszczeniem;

5) niedopełnienie obowiązku poinformowania osoby, której dane dotyczą o jej prawach;

6) przetwarzanie danych pomiarowych, niebędących danymi osobowymi, albo przetwarzanie takich danych w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarzanie danych pomiarowych w sposób sprzeczny z ustawą przez osobę nieuprawnioną.

19. 5. Przepisy zmieniające:

Projekt ustawy przewiduje zmiany w:

1) ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;

2) ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;

3) ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych - dostosowujące do zmian w ustawie - Prawo energetyczne.

Dodatkowo, w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy wprowadza się zmiany ograniczające obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych w grupie C1x. Obecnie obowiązująca ustawa nakłada obowiązek zainstalowania ok. 1,35 mln liczników w tej grupie do 30.09.2020 r. co będzie kosztowało, zgodnie z szacunkami

Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ok. 900 mln zł. W projekcie ustawy proponuje się aby odbiorcy grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16kW byli rozliczani na takich samych zasadach jak odbiorcy grupy G (gospodarstwa domowe), co w konsekwencji doprowadzi do ograniczenia tego obowiązku do ok. 320 tys. liczników (ok. 20 % obowiązku pierwotnie zakładanego przez ustawę o rynku mocy). Zdecydowana większość odbiorców grupy G tj. gospodarstwa domowe, posiada moc umowną mniejszą lub równą 16kW. Zasadnym jest zatem przyjęcie rozwiązania, w którym odbiorcy grupy C1x o mocy umownej do 16 kW byłiby rozliczani w taki sam sposób jak odbiorcy grupy G. Należy podkreślić, że tego typu odbiorcy charakteryzują się niewielkim średniorocznym zużyciem energii elektrycznej. Wprowadzenie takiego rozwiązania w znaczący sposób zmniejszy ilość liczników odbiorców grupy C1x podlegających wymianie na liczniki z transmisją danych oraz zmniejszy wynikające stąd koszty – ilość liczników z ok 1,35 mln spadnie do ok. 320 tys. szt., a koszty z ok. 900 mln zł zostaną obniżone do ok. 220 mln. W grupie C1x średniorocznie wymianie legalizacyjnej podlega w Polsce ok. 130 tys. liczników – dostosowanie do ustawy o rynku mocy będzie wymagało wymiany ok. 1,35 mln liczników w ciągu około 15 miesięcy – przy założeniu, że liczniki oraz modemy transmisyjne będą dostępne w wymaganej ilości od połowy 2019 r. (zakładany termin dostaw pierwszych liczników po rozstrzygnięciu przetargów).

20.6. Przepisy przejściowe:

Proponuje się, aby:

- 1) Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzył centralny system informacji pomiarowych w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy;
- 2) Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przekazali operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacje o punktach pomiarowych w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, a następnie przez kolejnych 6 miesięcy aktualizowali dane o punktach pomiarowych.

Zgodność z prawem UE:

Projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239 poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65 poz. 597) i

w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 poz. 248), projekt zostanie umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji. Projekt zostanie przekazany do uzgodnień międzyresortowych.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204).