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 wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej;
2. Stwarza się podstawę prawną dla rekuperacji energii elektrycznej zwróconej 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. 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 będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania;
5. 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;
6. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencjii 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 2020 r. poz. 1076 i 1086);
7. Wprowadza się podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych;
8. Wprowadza się kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej;
9. Dokonuje się zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu;
10. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące taryf oraz zmienia się miejsce publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE;
11. Wprowadzono środki mające na celu przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom niektórych sprzedawców, wprowadzając zakaz zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa;
12. Umożliwia się prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów (ADR - z ang. alternative dispute resolution) osobom zajmującym się obsługą Koordynatora;
13. Szczegółowo uregulowano kwestię zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją;
14. 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. Urz. UE L 326 z 08.12.2011, str. 1), zwanego dalej „REMITem” zgodnie z uwagami Prezesa URE;
15. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej został zobowiązany do zapewnienia publicznego dostępu do aktualnego stanu prawnego związanego z prawami konsumenta energii;
16. Wprowadza się systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania polegające na obowiązku instalacji do dnia 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do tego operatora, zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie (określonych dalej jako system pomiarowy) oraz na powołaniu operatora informacji rynku energii, którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji rynku energii. Obecny projekt ustawy dokonuje rozdziału przepisów dotyczących systemu pomiarowego i centralnego systemu informacji rynku energii. Podział ten odpowiada podziałowi odpowiedzialności tych dwóch zakresów: odpowiedzialność za system pomiarowy jest przypisana do operatorów systemów elektroenergetycznych, przede wszystkim do operatorów dystrybucyjnych, natomiast obowiązki związane z utworzeniem operatora informacji rynku energii i centralnego systemu informacji rynki energii dotyczą wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego, w szczególny obowiązek spoczywa na operatorze systemu przesyłowego elektroenergetycznego, który będzie pełnił rolę operatora informacji rynku energii;
17. Wzmacnia się kompetencje nadzorcze Prezesa URE nad rynkiem paliw ciekłych w celu zapobiegania sygnalizowanym przez ten organ nieprawidłowościom;
18. Ponadto projekt usuwa zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzowuje przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne;
19. Wprowadza się odroczenie legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych w związku z COVID – 19;
20. Usprawnia się procedurę przeprowadzania aukcji uregulowanej w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

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 25.07.2015, str. 24, z późn.zm.), (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 (wyznaczonego) operatora rynku energii określonych w art. 6 Rozporządzenia CACM.

Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie niektórych uprawień 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:
4. 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;
5. w odniesieniu do NEMO, które działa na terytorium danego państwa 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. z 2019 r. poz. 312) oraz NEMO niespełniającego 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 niebędącego 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 (pełniącymi 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. Jedyną 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 dotyczyłby 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 periodycznej 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 prze 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 prawo do żądania od NEMO przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej.

W projekcie określono również sankcje dla NEMO za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia CACM, nieprzekazywanie 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, zgodnie z którym wyznaczonemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa ułamkowi wyrażającemu udział obrotu energią elektryczną dokonanego przez tego operatora na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ogólnej wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w poprzednim roku budżetowym.

Ad 2. Projekt ustawy stwarza podstawę prawną dla tzw. rekuperacji energii elektrycznej zwracanej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów. Z zagadnieniem tym zmierzyły się już niektóre Państwa Członkowskie UE. Przykładowo w Niemczech przyjęto model, w którym zwracanie 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, którego silniki trakcyjne generują energię elektryczną w trybie pracy prądnicowej i zwraca ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną zwróconą 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 rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem podmiotowym pojazdy kolejowe (w tym metro), tramwaje i trolejbusy. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa, będzie następowało na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalanej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej oraz w sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii będzie następowało na podstawie umowy.

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 m.in.: 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. Urządzenia, instalacje lub sieci mają wpływ na bezpieczeństwo osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, dlatego w projekcie ustawy nieco 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. W przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób oraz przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków 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 wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych.

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 tożsamych 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.

Pracodawca będzie mógł dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadające świadectw kwalifikacyjnych:

1. w celu przyuczenia do zawodu z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych;
2. reprezentujące organy nadzoru;
3. prowadzące specjalistyczne prace serwisowe.

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, na jaki zostały wydane, ale nie dłużej niż 5 lat 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 przez:

1) Prezesa URE:

* 1. w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7,
  2. przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków, 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.

Jednocześnie doprecyzowuje się, jakie komisje kwalifikacyjne będą powoływane przez Prezesa URE w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, z którymi miał do czynienia ten organ. Są to komisje powoływane w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7, oraz przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej. Wskazanie rodzaju podmiotu oraz ustalenie progu 200 osób ma na celu zagwarantowanie, że komisje kwalifikacyjne będą ustanawiane w/przy podmiotach posiadających stabilną pozycję na rynku oraz wieloletnie doświadczenie. To ośrodki w postaci przedsiębiorstw energetycznych oraz stowarzyszeń naukowo-technicznych działających w branży energetycznej stanowią gwarancję należytego przeprowadzenia egzaminów w zawodzie elektryka. Osoby będące pracownikami ww. podmiotów mają wieloletnie i praktyczne doświadczenie związane z pracą urządzeń elektrycznych. Zawężenie do ww. kategorii podmiotów ma na celu wyeliminowanie sytuacji, w której osoby niemające odpowiedniej wiedzy na temat funkcjonowania energetyki przyznają uprawnienia właśnie w tej dziedzinie. Ministerstwu była wielokrotnie sygnalizowana kwestia powoływania stowarzyszenia jedynie w celu osiągania korzyści materialnych związanych ze zbieraniem opłat za przeprowadzenie egzaminu oraz wydanie świadectwa kwalifikacyjnego. Niekiedy dochodziło do nadużyć związanych z tym, że egzaminy były przeprowadzane przez niewykwalifikowane osoby, co negatywnie odbijało się na jakości świadczonych usług (dopuszczanie do zawodu osób bez wymaganych kwalifikacji ani doświadczenia) oraz stwarzało zagrożenie zdrowia i życia zarówno dla elektryków, jak i osób, które korzystały z ich usług. Na marginesie należy zauważyć, że zgodnie z art. 9 ustawy z dnia 7 kwietnia 1989  r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2019 r. poz. 713, z późn. zm.) do założenia stowarzyszenia wymagane jest jedynie siedmiu członków.

Ad 5. Mimo 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 coraz silniejszy nacisk na rozdzielenie 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. Aby powyższemu, negatywnemu zjawisku zapobiec, wyposażono regulatora w odpowiednie narzędzia pozwalające mu zatwierdzić instrukcję ruchu i eksploatacji 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 6. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zwanego 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, przez 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 przez 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 UOKiK 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 koncesjiprzedsiębiorcom dopuszczającym się opisanych wyżej naruszeń.

Na przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję na działalność określoną w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, ciążą 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 przez 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 przez dodanie do nich ww. warunku stanowi realizację przez Prezesa URE jego ustawowych zadań, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii m.in. przez przeciwdziałanie praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję. Powyższy warunek zamieszczany 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.

Na marginesie należy zaznaczyć, że zgodnie z propozycja zawartą w art. 41 ust. 4 Prezes URE może cofnąć koncesję, ale nie jest to obligatoryjne. Dodatkowo, zgodnie z art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Tak więc w przypadku wykonania decyzji Prezesa UOKiK, Prezes URE ma ustawowy obowiązek uwzględnienia tej okoliczności i powinien odstąpić od wymierzenia kary albo zdecydowanie złagodzić jej wymiar.

Ad 7. Na wstępie należy zaznaczyć, że projektowane rozwiązania co do zasady nie służą wdrożeniu dyrektywy 2019/944, bowiem przedmiotowa dyrektywa nawiązuje w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD) do nowych instytucji prawnych, które są wypracowywane w ramach oddzielnej nowelizacji implementującej w całości IV pakiet energetyczny. 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 zaszłościami 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 przez 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 przez 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, przedkładanie 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 rośnie od 2009 roku. Poniższe zestawienia obrazują wzrost ilości OSD aż o 1960%[[1]](#footnote-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 należytym 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 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 Barier 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 budżetu[[2]](#footnote-2) 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 pododobiorcy 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 Prezes 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 zawęża 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 koncesje na dystrybucję energii elektrycznej lub paliw gazowych.

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 gdy system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych przepisach lub mimo wezwania nie dokonał zmiany w sposób spełniający warunki, o których mowa w tych przepisach, Prezes URE uchyli decyzję w sprawie uznania systemu za ZSD.

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 pewnych 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 energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzanej przez Prezesa URE, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. 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.

Ad 8. 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 „źródłami 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 tam, gdzie to będzie opłacalne, 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 przez magazyn 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. Zmianę zasad rozliczania energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;
8. Zmianę dotyczącą 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 uprawnienia do posiadania magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD;
11. Wprowadzenie regulacji dotyczących istniejących magazynów energii elektrycznej, w tym elektrowni szczytowo-pompowych;
12. Wprowadzenie obniżenia opłaty za przyłączenie do sieci magazynów energii elektrycznej.

W przypadku ustawy o odnawialnych źródłach energii:

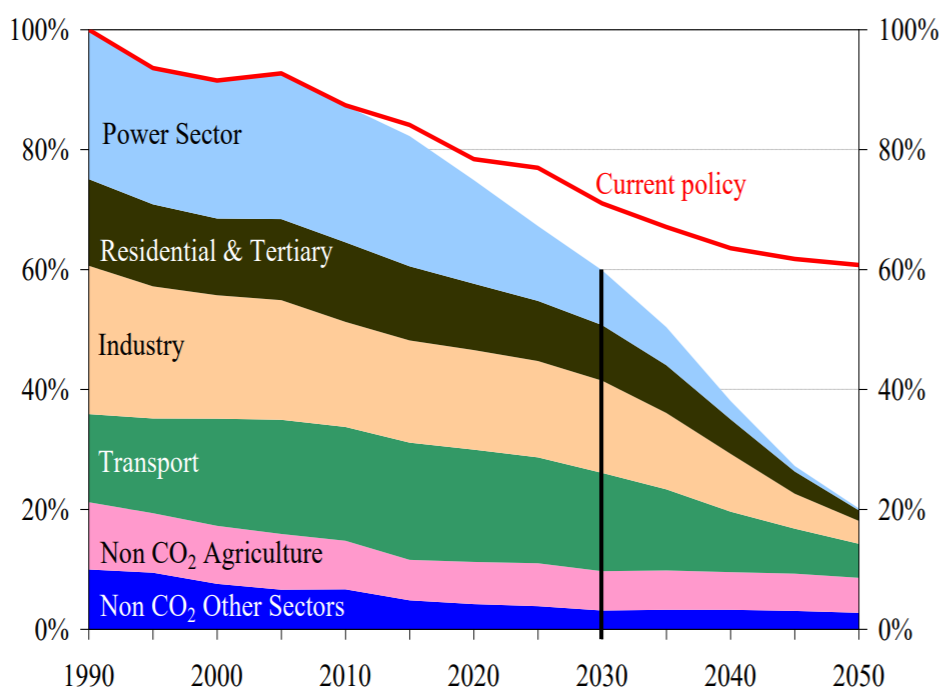
* + - 1. Zmianę istniejących definicji odpowiednio do zmian w ustawie – Prawo energetyczne;
      2. Wprowadzenie możliwości pobierania energii elektrycznej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła 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 mimo iż magazyny energii elektrycznej nie są wprost wymienione w dokumentach strategicznych dla sektora energetycznego w Polsce, to przez 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 r. 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, jeżeli 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.

**Alternatywne środki osiągnięcia celów**

1. Kontynuować stan obecny

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

1. 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 obniżeniem opłaty za przyłączenie magazynu energii elektrycznej do sieci.

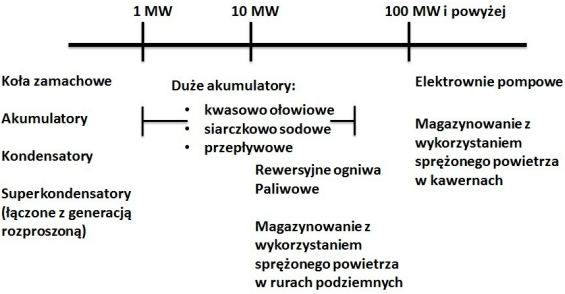
**Wsparcie dla rozwoju technologii magazynowania energii w wybranych państwach**

**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**

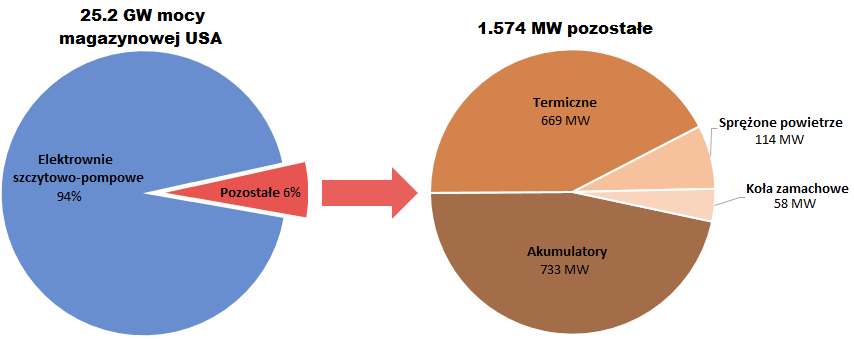
* ***USA***

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 AssemblyBill 2514. Massachusetts wyznaczył cel 200 MWh magazynowania energii do 2020 r. Cel Kalifornii na 2020 r. 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 Rule[[3]](#footnote-3) ustala model uczestnictwa:

* FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługi regulacyjne – 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 niż rozwiązania tradycyjne. 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.
* 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*

* ***JAPONIA***

**Obecny stan**

Po katastrofie jądrowej w Fukushimie, 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, przesyle, 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*

**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) |
| Przepisy budowlane | Aplikacja budowlana dla budynku w zakresie właściwości przeciwpożarowych | Ministerstwo Infrastruktury, Transportu i Turystyki |

Baza danych wszystkich projektów zrealizowanych na świecie w zakresie magazynowania energii znajduje się pod adresem: <https://www.energystorageexchange.org/projects>

**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 – w szczególności 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 brzemieniu:

„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:

„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

„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 wchodzą 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 wchodzą 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 (w MWh), sprawność cyklu jednokrotnego ładowania (w %), maksymalną moc ładowania (w MW), maksymalną moc rozładowania (w 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” 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 przetworzona na energię elektryczną. 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 określona w ustawie jako instalacja zarządzania popytem.

Celowe jest także dostosowanie definicji do pojęć określonych już w ustawie o rynku mocy. Równolegle prowadzone prace nad 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 przez 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, 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.

Proponowana zmiana definicji

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 rozporządzania Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r.

Jednocześnie proponuje się wprowadzenie obowiązku rejestracji magazynów energii elektrycznej o mocy znamionowej większej niż 50 kW. 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, że wysokość opłaty za przyłączenie do sieci będzie stanowić połowę rzeczywiście poniesionych kosztów na realizacje przyłączenia.

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 elektrycznej 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 elektrycznej do 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 elektrycznej 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 między 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 między 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 z nominalnej 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. Przez 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 z dnia 6 grudnia 2008 r. 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 energiadostarczona 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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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). W szczególności dokonano rozszerzenia definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, które poza obecnie obowiązującym zespołem urządzeń może alternatywnie obejmować instalację odnawialnego źródła energii wraz z magazynem energii elektrycznej.

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. Zaproponowane rozwiązanie przewiduje, że dla energii, która zostanie pobrana przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania oraz na potrzeby własne magazynu, nie będzie obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE. 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 zużywana na potrzeby magazynowania energii elektrycznej, nie ma cechy końcowego zużycia. Opłatę OZE ponoszą odbiorcy końcowi zużywający 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 zużywanej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej byłoby niezasadne.

W projekcie uwzględniono także pozostałe systemy wsparcia OZE.

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).

Dodatkowo, biorąc pod uwagę, że przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii przewidują wyraźnie, że prawo do udziału w systemach wsparcia (FIT/FIP/aukcje) ma jedynie wytwórca energii elektrycznej z OZE w instalacji posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci (art. 70a ust. 1 i 2, art. 71 ust. 1 oraz art. 75 ust. 1), we wszystkich tych przepisach została zawarta wyraźna regulacja stanowiąca, że wystąpienie o wydanie zaświadczenia/deklaracji jest możliwe również w przypadku instalacji, w skład której wchodzi magazyn energii, także wówczas, gdy taki magazyn ma możliwość pobierania energii z sieci, a nie tylko z instalacji OZE, z którą jest połączony.

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 elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci oraz określenie ilości energii elektrycznej 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 uregulowano sytuację podmiotów prowadzących w dniu wejścia w życie ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, przez wskazanie, że podmioty te będą mogły po dniu wejścia w życie tej ustawy prowadzić tę działalność, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, w terminie 6 miesięcy. Podmioty zaś prowadzące w dniu wejścia w życie ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW będą obowiązane złożyć wniosek o wpis do rejestru magazynów energii elektrycznej w terminie do dnia 30 czerwca 2021 r. Należy zaznaczyć, że magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW to funkcjonujące w systemie elektroenergetycznym elektrownie szczytowo-pompowe. Są one użytkowane jako magazyny energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) na rzecz bilansowania tego systemu i zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania. Istotne jest, aby jednostki te mogły funkcjonować i być rozliczane na zasadach przewidzianych ustawą dla magazynów energii elektrycznej z dniem jej wejścia w życie. Zasady rozliczania magazynów energii elektrycznej są szczegółowo określone w projekcie ustawy. Złożenie wniosku o uzyskanie koncesji na magazynowanie będzie mogło nastąpić dopiero po wejściu w życie ustawy. Sama procedura uzyskania koncesji może potrwać co najmniej kilka miesięcy. Niczym nie jest uzasadnione, aby z tego powodu przedsiębiorstwo było zmuszone do funkcjonowania na mniej korzystnych zasadach. Podobna sytuacja dotyczy magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW, co do których, szczególnie ze względu na niewielką ich liczbę, proponuje się zastosowanie nowych, korzystniejszych regulacji od dnia wejścia w życie ustawy. Takie rozwiązanie zapewni spójność propozycji ustawowych dla wszystkich jednostek, niezależnie od ich mocy. Ponadto w przepisach przejściowych, w związku z wprowadzeniem dla magazynów energii elektrycznej opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości połowy rzeczywiście poniesionych kosztów na realizację przyłączenia, uregulowano kwestię spraw w toku. Biorąc pod uwagę całokształt obowiązujących przepisów szeroko pojętego prawa energetycznego oraz zmian, które weszły w życie z dniem 30 września 2020 r. w związku z nowelizacją ustawy – Prawo budowlane (ustawa z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 471)), poszanowanie praw nabytych a zarazem zawartych umów, wprowadzono przepis, zgodnie z którym, jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia i wpłacił zaliczkę albo otrzymał warunki przyłączenia, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci, ponosi on opłatę za przyłączenie do sieci na nowych zasadach. Jeżeli w powyższym przypadku wysokość wpłaconej zaliczki przekracza połowę rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, kwoty stanowiące różnicę między wysokością wpłaconej zaliczki a połowy rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia podlegają niezwłocznemu zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy do dnia jej zwrotu. Powyższe uściślenie również ma celu uwiarygodnienie inwestorów, optymalizację zdolności przyłączeniowych w KSE i uzyskanie w określonym czasie realnych inwestycji w magazyny energii elektrycznej przyłączone do sieci[[4]](#footnote-4).

Ad 9. Dokonano również zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczniejsze 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.

Ad 10. 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.

Dodatkowo, uwzględniając uwagę Prezesa URE, zgłoszoną przy piśmie z dnia 31 stycznia 2020 r. nadano nowe brzmienie art. 47 ust. 2a:

„2a. Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może zatwierdzić, na okres nie dłuższy niż 3 lata, taryfę zawierającą ceny i stawki opłat w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki opłat obowiązujące przed jej przedłożeniem Prezesowi URE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:”.

Powyższy przepis wprowadza szczególny, uproszczony tryb zatwierdzania taryfy na okres do 3 lat, bez dokonywania przeglądu regulacyjnego. Celem tego przepisu jest zagwarantowanie wyłącznie wnioskodawcy, akumulacji korzyści wynikających z poprawy efektywności jego działania w okresie obowiązywania takiej taryfy (tj. bez przeniesienia części tych korzyści na odbiorców). Z uwagi na doświadczenie regulatora w rozpatrywaniu ww. wniosków, proponuje się zmianę przepisu przez stworzenie możliwości zasadności takiego wniosku w ramach uznania administracyjnego.

Ad 11. Problem zawierania umów poza lokalem przedsiębiorstwa sygnalizowany był przez Prezesa URE kilkukrotnie (co potwierdza Najwyższa Izba Kontroli w Informacji o wynikach kontroli Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej, wskazując, że „Prezes URE kilkukrotnie zwracał się do Ministra Energii z propozycjami zmian legislacyjnych, w tym wprowadzenie zakazu sprzedaży w formule bezpośredniej akwizycji”, str. 10), wymaga pilnego rozwiązania w związku licznymi przypadkami oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door. Wobec powyższego proponuje się wprowadzenie zmian w ustawie – Prawo energetyczne, które pozwolą na wyeliminowanie lub znaczące zmniejszenie tego rodzaju niepożądanych zachowań. Ze skarg odbiorców wynika, że koncesjonariusze sprzedający energię elektryczną lub gaz ziemny w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – dopuszczają się m.in. następujących niedozwolonych praktyk:

* + - niepodawanie odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzanie w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawanie się za pracowników innych podmiotów),
    - wprowadzanie odbiorców w błąd przez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem paliw gazowych i energii elektrycznej oraz podawanie nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy),
    - nieinformowanie odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury,
    - fałszowanie podpisów odbiorców,
    - nieuwzględnienie złożonych w terminie przez odbiorców odstąpień od zawartych poza lokalem koncesjonariusza umów kompleksowych.

Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości, a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej. Przedstawiciele handlowi nastawieni na maksymalizację swoich zarobków wykorzystują niewiedzę odbiorców w gospodarstwach domowych, w szczególności osób starszych i często, wprowadzając je w błąd, doprowadzają do zawarcia niekorzystnej umowy.

W 2018 r. ogólna liczba zgłoszeń tylko do Punktu Informacyjnego Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (PI) wyniosła ok. 5000, w tym spraw dot. nieuczciwych praktyk rynkowych było blisko 600 (12%). Natomiast dane za rok 2019 wskazują na łączną liczbę zgłoszeń wynoszącą 2995, w tym nieuczciwe praktyki rynkowe to 395 (13%). Przy czym spadek spraw zgłaszanych do PI związany jest specyfiką roku 2019 i funkcjonowaniem tzw. „ustawy prądowej”, która spowodowała zamrożenie rynku energii, aktywności akwizycyjnej sprzedawców, spadek ofert i niepewność funkcjonowania w nowych otoczeniu prawnym. Warto jednak zauważyć, że procentowy udział spraw zgłaszanych w związku z nieuczciwymi praktykami sprzedawców utrzymuje się na zbliżonym poziomie w kolejnych latach mimo podejmowanych działań przez Regulatora – cyklicznych spotkań z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu omówienia nieprawidłowości i skarg oraz mimo deklaracji zarządów spółek o podjęciu środków zaradczych, w tym w zakresie wewnętrznych procedur kontrolnych. Na marginesie warto podkreślić, że powyższe dane dotyczą tylko i wyłącznie zarejestrowanych zgłoszeń, które nie odzwierciedlają liczby rzeczywiście zaistniałych sytuacji. Wielu bowiem odbiorców nie wie, do jakiego organu należy dokonać zgłoszenia, a nawet gdy wie, to tego nie czyni.

Zakaz lub ograniczenie stosowania sprzedaży przez kanał „door to door” funkcjonuje także w innych Państwach Członkowskich. Przykładowo został on wprowadzony w Hiszpanii w październiku 2018 r. z powodu nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych. Jak informuje przedstawiciel Regulatora hiszpańskiego, znaczący spadek kontraktów sprzedaży „door to door” zastąpiły inne kanały sprzedaży, tj. sprzedaż internetowa i sprzedaż telefoniczna, oraz zwiększyła się liczba punktów sprzedaży w centrach handlowych, na stacjach benzynowych i w innych miejscach publicznych. Ograniczenie sprzedaży „door to door” stosowane jest także w Czechach. W Czechach nie wprowadzono odgórnej regulacji dot. zakazu sprzedaży „door to door”, natomiast takie prawo zostało nadane władzom lokalnym i przykładowo odpowiednik naszego prezydenta, burmistrza czy wójta wydaje na danym obszarze odpowiednie zarządzenie. We Włoszech natomiast co prawda nie ma bezpośredniego zakazu „door to door”, ale zasady stosowania tego kanału znajdują się w prawie, są także regulowane przez włoskiego regulatora L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) Regulator opracował tzw. "Code of commercial conduct”, który zawiera wszystkie reguły i zasady stosowania kanału sprzedaży „door to door”. ARERA za złamanie kodeksu nakłada sankcje na sprzedawców, uzupełniająco robi to także odpowiednik naszego UOKIK-u. W Belgii funkcjonuje natomiast sektorowe porozumienie, w którym znajdują się wszystkie zasady i obowiązki związane ze sprzedażą poza siedzibą przedsiębiorstwa, z wyszczególnieniem „door to door”. Dokument nazywa się “Agreement – The consumer in the liberalised markets for electricity and gas”. Porozumienie zawiera sankcje, a przyjęte zasady są obowiązkowe dla wszystkich sprzedawców (zasady są podpisywane przez pracowników sprzedawców). Rozwiązanie w zakresie kanału „door to door” są różne, co związane też jest z nieco odmienną kulturą prawną i biznesową, jak i funkcjonowaniem Regulatora w relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi. Jednak co najbardziej istotne, temat jest podejmowany przez Regulatorów z innych Państw Członkowskich i skutecznie zakazywany bądź formalnie regulowany w celu ochrony konsumentów i najsłabszych odbiorców.

Wprowadzanie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa nie ogranicza przy tym możliwości zawarcia takiej umowy na odległość (np. telefonicznie) czy w punkcie sprzedawcy umiejscowionym np. w galerii handlowej. Zakaz ten nie spowolni ani nie wstrzyma dokonywania zmian sprzedawcy. Wręcz przeciwnie, stworzenie systemu ochrony praw odbiorców powinno zmobilizować odbiorców do podejmowania aktywnych działań na rynku paliw gazowych i energii elektrycznej.

Dodatkowo należy zaznaczyć, że obecnie Prezes URE nie dysponuje odpowiednimi narzędziami pozwalającymi na skuteczną ingerencję w przypadku nieuczciwych zachowań sprzedawców. Aby Prezes URE mógł nakładać sankcje, powinien mieć podstawę prawną w przepisach merytorycznych zakazujących danego typu zachowań. Obecnie zagadnienie to można podciągnąć pod tzw. wady oświadczenia woli uregulowane w ustawie z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz.U. z 2020 r. poz.1740). Jednakże należy zaznaczyć, że właściwy jest wówczas sąd powszechny. Zgodnie z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE właściwy jest jedynie w sprawie odmowy zawarcia umowy. Rozszerzenie właściwości tego organu o wszystkie zagadnienia związane z umowami wymagałoby zagwarantowaniu mu dodatkowych środków (ok. 20 etatów), co z kolei mogłoby zostać zakwestionowane ze względu na dodatkowe wydatki z budżetu państwa. Należy zaznaczyć, że w pierwotnej wersji projektu rozszerzono uprawnienia Prezesa URE o sprawy związane ze zmianą umów. Jednakże ze względów finansowych szybko zrezygnowano z tych rozwiązań. Cofnięcie zaś koncesji jest instrumentem ostatecznym i wiąże się z przeprowadzeniem długotrwałej procedury związanej m.in. z możliwością zaskarżenia decyzji Prezesa URE.

Zaproponowane narzędzie jest więc jedynym skutecznym środkiem, który może zapobiec ww. procederom, a którego celem jest interes publiczny oraz ochrona uzasadnionego interesu konsumenta i jego prywatności.

Ad 12. Zmiany ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dokonane ustawą o z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. 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 przepisy rozdziału 4a ustawy – Prawo energetyczne, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz.U. z 2020 r. poz.1043, z późn .zm.) umożliwiających Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi" Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania.

Ad 13. Zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne, udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

Instytucja zabezpieczenia jest szczególnie istotna w przypadku koncesji na obrót paliwami i energią, w sytuacji gdy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji nie dysponuje żadną infrastrukturą. Zasadne jest określenie zasad stosowania instytucji zabezpieczenia majątkowego z uwagi na bardzo ogólne brzmienie obowiązującego przepisu art. 38. Mając jednocześnie na uwadze, że doprecyzowanie czy też w zasadzie określenie ww. zasad będzie miało istotny wpływ na prawa i obowiązki przedsiębiorców, realizacja tego postulatu powinna zostać zrealizowana przepisami ustawy.

Proponuje się dodanie do obowiązującego art. 38 ustawy – Prawo energetyczne dodatkowych przepisów, mających na celu uregulowanie zasad dotyczących ustanawianych przez Prezesa URE zabezpieczeń majątkowych, które będą dotyczyć wszystkich rodzajów działalności koncesjonowanej, z wyłączeniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, ponieważ działalność ta podlega obowiązkowemu zabezpieczeniu koncesji na podstawie art. 38a ustawy. Rozwiązanie to ma na celu uniknięcie obowiązkowi podwójnego zabezpieczenia tej samej działalności koncesjonowanej.

W szczególności istotne jest ograniczenie zakresu podmiotów mogących być gwarantami do osób wpisanych do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. – Prawo celne. Honorowanie przez organ koncesyjny zabezpieczeń majątkowych udzielanych wyłącznie przez podmioty z listy zweryfikowanej przez Ministra Finansów przy współpracy Komisji Nadzoru Finansowego przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa obrotu energią i paliwami, w tym bezpieczeństwa osób trzecich, które mogą wystąpić do przedsiębiorstw energetycznych z ewentualnymi roszczeniami. Obecnie w świetle art. 38 organ koncesyjny jest obowiązany honorować zabezpieczenia majątkowe udzielane przez dowolne podmioty.

Proponuje się także wprowadzenie minimalnego progu takiego zabezpieczenia w odnieseniu do 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, oraz określenie przesłanek, które umożliwią Prezesowi URE zwolnienie koncesjonariusza z utrzymywania tego zabezpieczenia. Celem przedstawionego poniżej rozwiązania jest zapewnienie, iż działalność koncesjonowana będzie wykonywana wyłącznie przez podmioty dysponujące odpowiednimi środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej, dla których nie jest wymagane złożenie zabezpieczenia majątkowego, albo przez podmioty, którym odpowiednia instytucja finansowa lub ubezpieczeniowa udzieli zabezpieczenia majątkowego w określonej wysokości.

Proponowane przepisy w większości punktów zbieżne są z istniejącymi już przepisami art. 38a–38g ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi zabezpieczeń majątkowych dla działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą.

Ad 14. 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 15. 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:*

* 1. *dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym na dzień dostarczenia,*
  2. *w przypadku aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta – dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym informacji o zakresie aktualizacji oraz miejscu, gdzie mogą zapoznać się z przedmiotowym dokumentem ujednoliconym do aktualnego stanu prawnego,*
  3. *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 16. Wprowadzenie systemowych rozwiązań w zakresie inteligentnego opomiarowania.

16. 1. Wdrażane przepisy UE i potrzeba regulacji:

Projektowane rozwiązania w zakresie wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania zostały przygotowane w oparciu o: art. 19–24 oraz załącznik nr 2 do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14. 06. 2019, str. 125), zwanej dalej „dyrektywą 2019/944”, oraz definicje zawarte w tej dyrektywie.

W projekcie ustawy uwzględniono także zalecenia:

1. Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 73 z 09. 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. Urz. UE L 300 z 18. 10. 2014, str. 63).

Projektowane rozwiązania uwzględniają również przepisy 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 uchylania dyrektywy 95/46/WE (RODO) oraz propozycje przepisów w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania zawarte w dyrektywie 2019/944, 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 2019/944. 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.

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. Ostatnia ankieta dotycząca stanu wdrożenia inteligentnego opomiarowania przeprowadzona została przez Komisję Europejską w IV kwartale 2018 r.

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, przez 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 z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obejmującego operatora informacji rynku energii z perspektywy odbiorcy końcowego będą następujące:

* + - 1. **Zwiększenie świadomości zużycia energii elektrycznej** przez bieżącą kontrolą wskazań licznika, porównanie aktualnego zużycia z okresami poprzednimi oraz weryfikację kosztów pracy poszczególnych urządzeń;
      2. **Ułatwienie zmiany sprzedawcy.** Odbiorca końcowy będzie mógł dokonać zmiany sprzedawcy w istotnie krótszym czasie dzięki zestandaryzowaniu procesu zmiany sprzedawcy;
      3. **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;
      4. **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;
      5. **Uzyskanie korzyści wynikających z zarządzania popytem**. Sprzedawca występujący w roli aktywnego uczestnika rynku będzie kierował konkretną ofertę dostosowaną do potrzeb uczestników poszczególnych segmentów rynku, tworząc w odpowiedzi na ich potrzeby taryfy dynamiczne;
      6. **Redukcja wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych**. Przewiduje się ok. 20% redukcję szczytowego zapotrzebowania na moc wśród odbiorców z grupy taryfowej G (realizowaną m.in. przez uczestnictwo odbiorców w programach DSR (przy zaangażowaniu agregatorów), w tym w reakcji na sygnały cenowe, świadome ograniczenie zużycia energii oraz przesunięcie zużycia poza godziny szczytowego zapotrzebowania. 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.;
      7. **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%. 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);
      8. Projektowane rozwiązania przyczynią się także do **stworzenia potencjału do rozwoju mikrogeneracji** oraz podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń, łatwego rozliczania sprzedawanej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych instalujących własne źródła mikrogeneracji (prosumentów);
      9. 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**;
      10. 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**;
      11. 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 związku z art. 10 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2020 r. poz. 908 i 1086) 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 2020 r. poz. 247 i 1565) 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 postawie 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. Przewidywana zmiana w ustawie o rynku mocy wyłącza obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla odbiorców grupy taryfowej C1 o mocy umownej mniejszej niż 16 kW, wobec czego odbiorcy tej grupy taryfowej będą traktowani tak samo jak odbiorcy grupy taryfowej G.

16. 2. Aktualny stan prawny:

W obecnie obowiązującej ustawie – Prawo energetyczne występują następujące przepisy dotyczące liczników zdalnego odczytu:

Art. 9c ust. 5a. Operatorzy systemów dystrybucyjnych instalujący u odbiorców końcowych przyłączonych do ich sieci liczniki zdalnego odczytu są obowiązani chronić dane pomiarowe dotyczące tych odbiorców na zasadach określonych w przepisach o ochronie danych osobowych.

Art. 9c ust. 5b. Przez liczniki zdalnego odczytu rozumie się zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiający dwustronną komunikację z systemem informacyjnym.

Art. 16 ust. 7 pkt 4 . Plan, o którym mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności

przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu.

Nie występują natomiast w ustawie – Prawo energetyczne przepisy dotyczące centralnego przetwarzania informacji rynku energii.

Większość krajów UE jest w fazie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania (m.in. Dania, Francja, Norwegia, ) lub takie systemy posiadają (m.in. w Estonia, Finlandia, Szwecja, Włochy). Systemy te obejmują także centralne gromadzenie lub centralny dostęp do danych pomiarowych. Stan zaawansowania wdrożeń w poszczególnych krajach UE przedstawia strona: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>

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 rynku energii (OIRE) może również pełnić bezpośrednio OSP. Działalność w obszarze zarządzania danymi pomiarowymi jest działalnością regulowaną.

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

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;
2. ochrona i bezpieczeństwo danych pomiarowych i danych osobowych w kontekście inteligentnego opomiarowania jest i powinno być jednym z najważniejszych elementów decydujących o jego powodzeniu;
3. 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;
4. wprowadzenie inteligentnego opomiarowania na szeroką skalę powinno być związane ze zmianą sposobu określania cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych;
5. należy odejść, co do zasady, od stałych taryf na rzecz taryf dynamicznych w zależności od pory dnia oraz sytuacji w systemie elektroenergetycznym;
6. celowe jest wprowadzenie systemu scentralizowanego gromadzenia i przetwarzania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej, jak ma to miejsce w wybranych krajach EOG i Unii Europejskiej: Dania, Norwegia, 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 rynku energii) 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.

Podstawowym dokumentem, na podstawie którego dokonano zgłoszenia do Komisji Europejskiej, stanowiła analiza Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. „Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce”, przygotowana 20 sierpnia 2012 r., zgodnie bowiem z art. 19 ust. 2 dyrektywy 2019/944, „państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoich terytoriach inteligentnych systemów opomiarowania, które ułatwiają aktywne uczestnictwo odbiorców w rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie takie może być jednak uzależnione od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II”. Na podstawie tej analizy opracowano w ówczesnym Ministerstwie Gospodarki dokument zatytułowany „Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce” wykazujący przewagę korzyści nad kosztami wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce.

16. 3. Alternatywne środki osiągnięcia celów:

Można:

1. kontynuować stan obecny, czyli nie wprowadzać systemu inteligentnego opomiarowania;
2. instalować liczniki zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy końcowego;
3. wprowadzić w okresie 5 lat system inteligentnego opomiarowania, czyli zainstalować liczniki zdalnego odczytu u 80% odbiorców końcowych, zgodnie z celami dyrektywy 2019/944;
4. wprowadzić, analogicznie jak w pkt 3, system inteligentnego opomiarowania, lecz w okresie 10 lat.

Dla rozwiązań wskazanych w pkt 1 saldo korzyści i kosztów, zarówno w ujęciu finansowym, jak i jakościowym, jest mniejsze niż w pkt 4 znajdującym odzwierciedlenie w projekcie założeń. Koszty związane z utrzymaniem prawidłowego funkcjonowania obecnych liczników statycznych (elektronicznych) 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 (obecnie może wahać się od 1 w miesiącu do 1 w roku), docelowo w wyniku wdrożenia wymagań przepisów unijnych będzie musiała wynosić co najmniej dwa razy w roku lub 4 na żądanie odbiorcy końcowego,
3. liczba odczytów będzie wprost proporcjonalnie powiązana z wysokością opłaty abonamentowej,

– to koszty związane z odczytem liczników statycznych w latach 2019–2028 mogą osiągnąć wartość ok. 2,5 mld zł. Przy utrzymaniu dzisiejszego modelu, ponoszeniu tych kosztów nie będą towarzyszyć korzyści opisane wyżej dla systemy inteligentnego opomiarowania.

Efekty rozwiązania określonego w pkt 2 będą zbliżone do ww. efektów właściwych dla rozwiązania z pkt 1. Różnica będzie polegała na tym, że wystąpią punktowe instalacje liczników zdalnego odczytu, których koszty instalacji i koszty eksploatacji z racji ich rozproszenia będą droższe (wykorzystanie najtańszej technologii PLC, tj. wykorzystującej linie niskiego napięcia do przesyłania sygnałów będzie nieopłacalne, gdyż wymaga dodatkowych urządzeń do odbioru sygnałów (koncentratorów), które zazwyczaj obsługują duże grupy liczników zdalnego odczytu). Ponadto nie zostaną osiągnięte korzyści skali zarówno przy zakupie urządzeń, jak i ich instalacji. Adekwatne do skali rozpowszechnienia będą też możliwe do uzyskania korzyści, przy czym korzyści wynikające z kompletności obszarowych wdrożeń nie będą możliwe do uzyskania (np. eliminacja strat handlowych).

Dla rozwiązania określonego w pkt 3 z przeprowadzonych szacunków wynika, iż przy założeniu, że:

* 1. Utworzenie centralnego systemu informacji rynku energii nastąpi w drugiej połowie 2022 r.,
  2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczną osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem CSIRE, tj. począwszy od 2023 r.,
  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. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na znaczny wzrost popytu i możliwą ograniczoną zdolność producentów do jego zaspokojeniaw ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosną o łącznie 10% i do końca 2023 r. nie zmniejszą się,
  6. Skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynie na budżety OSD to korzyści osiągane 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.

Wobec wyników opisanej powyżej analizy proponuje się realizację rozwiązania wskazanego w pkt 4 dla którego 15-letni bilans kosztów i korzyści wynikający z 10-letniego harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu zaproponowanego w projekcie ustawy jest dodatni i wykazuje korzyści netto 5026,4 mln zł.

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 dotychczas zainstalowane u 1516 tys. odbiorców energii elektrycznej, co stanowi blisko 10% 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 15-to letniego wyliczono na kwotę 12 936 mln zł, z czego dla odbiorców końcowych na kwotę 11 338 mln zł, zaś kosztów na poziomie 7 909 mln zł, z czego przeniesionych na odbiorców końcowych 7 218 mln 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.

Powyższe stanowi także element realizacji w obszarze regulacyjnym dot. sektora energetyki Programu Zintegrowanej Informatyzacji Państwa przyjętego przez Rząd RP w 2019 r., który to program zakłada systemowe zmiany całych sektorów gospodarki i wykorzystywanie nowoczesnych technologii wykorzystujących cyfrową postać danych. Dodatkowo, oparcie gospodarki na technologiach cyfrowych oraz większe zaangażowanie wszystkich interesariuszy w transformację cyfrową może przyczynić się do przyspieszenia gospodarczego oraz zmniejszy różnice rozwojowe w stosunku do najbardziej zaawansowanych ekonomicznie krajów Europy.

16. 4. Szczegółowe rozwiązania:

W projekcie ustawy zdefiniowano m.in. następujące pojęcia:

1. dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego;
2. informacje rynku energii − informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej;
3. układ pomiarowo-rozliczeniowy — urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi;
4. licznik zdalnego odczytu – przyrząd pomiarowy w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z  z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;
5. licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;
6. punkt pomiarowy − miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej;
7. punkt poboru energii – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy;
8. system zdalnego odczytu – system informacyjnysłużący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu;
9. centralny system informacji rynku energii – system informacyjnysłużący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji między użytkownikami systemu elektroenergetycznego;
10. system pomiarowy – system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, celem ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii;
11. system informacyjny − system teleinformatyczny w rozumieniu ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa;
12. operator informacji rynku energii – podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej;
13. jednostkowe dane pomiarowe – dane pomiarowe dotyczące pomiarów dla pojedynczego punktu pomiarowego, dla których jest możliwe ich przypisanie do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego;
14. zagregowane dane pomiarowe – dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu;
15. operator ogólnodostępnej stacji ładowania - operator ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

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

Przewiduje się, że licznik zdalnego odczytu będzie umożliwiał pomiary jakości dostarczanej energii elektrycznej, co 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.

Proponuje się dokonać zmian przepisu określającego termin wyznaczony na zmianę sprzedawcy (art. 4j ust. 6) w taki sposób, aby po okresie wdrożenia CSIRE zmiana sprzedawcy energii elektrycznej następowała w terminie 7 dni.

Centralizacja wymiany danych pomiarowych, w tym informacji potrzebnych w procesie zmiany sprzedawcy, usprawni i przyspieszy te procesy. Wszyscy sprzedawcy wykorzystywać będą jednolitą platformę dostarczoną przez operatora informacji rynku energii 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 sprzedawcywpłynie na spadek kosztów funkcjonowania sprzedawców energii elektrycznej, a tym samym odbiorcy końcowi będą mogli otrzymać korzystniejsze oferty w zakresie dostarczanej energii elektrycznej. Docelowo przewiduje się zmianę sprzedawcy w ciągu 1 dnia.

Projektowane wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania obejmującego operatora informacji rynku energii wymusza dokonanie zmian w przepisach określających zasady prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną. Przewiduje się, że po wdrożeniu CSIRE wszelkie rozliczenia za energię elektryczną będą prowadzone wyłącznie na podstawie danych z tego systemu (art. 4k), z wyjątkiem sytuacji, w których w przypadku awarii tego systemu nie jest możliwe dokonywanie rozliczeń z jego pomocą.

Uzasadnieniem obowiązku użytkowników systemu, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu przesyłowego oraz sprzedawców, dokonywania rozliczeń za energię elektryczną i usługi wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w CSIRE jest potrzeba zapewnienia jednego spójnego źródła danych do rozliczeń realizowanych przez różne podmioty rynku energii, zapewniającego standardową postać tych informacji i łatwy dostęp do nich przez uprawnionych użytkowników. Należy podkreślić, że rozliczenia odbiorców za dostawy energii elektrycznej w przypadku umów kompleksowych prowadzone będą przez sprzedawców na podstawie danych z CSIRE i będą obejmować zarówno energię elektryczną, jak i usługi dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej.

Jednocześnie należy zauważyć, że przepływ danych OSD->OIRE->OSD, o którym mowa w uwadze, w kontekście procesu rozliczania umów sprzedażyenergii przebiega w ciągu: LZO->OSD->OIRE->Sprzedawca->Odbiorca Końcowy.

W przypadku umów tzw. rozdzielonych sprzedawca dokonuje rozliczeń za energię elektryczną, a operator systemu elektroenergetycznego dokonuje rozliczeń za usługi przesyłania lub dystrybucji. Przyjęte podejście zapewni spójny sposób rozliczeń ze względu na jedno źródło informacji. Dodatkową korzyścią jest możliwość powiadamiania przez CSIRE podmiotów, które pobrały dane pomiarowe za okres, który został skorygowany przez OSD (np. w rezultacie reklamacji czy stwierdzenia niesprawności układu pomiarowo-rozliczeniowego).

Należy także zauważyć, że zawarte w CSIRE informacje rynku energii będą również służyć, po ich agregacji, do rozliczeń niezbilansowania na rynku bilansującym podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.

Wobec przewidywanego znaczącego rozwoju usług świadczonych przez odbiorców końcowych (tzw. DSR) wynikających z wdrożenia przepisów dyrektywy 2019/944 zakłada się, że przyjęte rozwiązanie centralnego systemu informacji rynku energii posiadającego wszystkie informacje konieczne do rozliczeń wszelkich usług świadczonych na rynku energii elektrycznej jest optymalne dzięki temu, że zapewni dostęp do danych pomiarowych koniecznych do rozliczeń tych usług. Uzyskiwane dane będą zgodne z przyjętym standardem i dostępne również dla celów kontrolnych dla odbiorców końcowych, których dotyczą. Należy zauważyć, że w przeciwieństwie do obecnych danych określających zużycie, bądź w jednej, bądź w dwóch lub maksymalnie trzech strefach czasowych doby, przyszłe taryfy i sposoby rozliczeń będą wymagały dostępu do danych kwadransowych (tzn. danych zmierzonych w interwałach 15-minutowych).

Podkreślenia wymaga również, że koszty przesyłania przez OSD danych pomiarowych do centralnego systemu informacji rynku energii lub ich pobieranie przez OSD, sprzedawcę lub agregatora z tego systemu są pomijalnie małe, co będzie konsekwencją standaryzacji interfejsów i formatów wymiany informacji rynku energii, jak też zamiar wyeliminowania abonamentu związanego z odczytem licznika zdalnego odczytu. Należy zaznaczyć, że odbiorcy posiadający liczniki konwencjonalne, jak i liczniki zdalnego odczytu będą zwolnieni z części kosztów abonamentowych związanych z manualnym odczytem licznika konwencjonalnego oraz kosztów stałych i zmiennych określonych w taryfie równych opłacie abonamentowej odniesionej do procentu zainstalowanych liczników zdalnego odczytu. W miarę postępu w instalacji liczników zdalnego odczytu opłata abonamentowa będzie ulegała zmniejszeniu.

Zapewnienie decyzji o zmianie sposobie rozliczeń za energię elektryczną z formy kredytowej na przedpłatową będzie pozostawione odbiorcy do jego swobodnego wyboru. Odbiorca będzie mógł wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i dokonywać rozliczeń w oparciu przedpłatową formę rozliczeń (art. 6a ust. 4 i 5).

Utworzenie operatora informacji rynku energii powoduje konieczność zmiany zakresu odpowiedzialności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (art. 9c ust. 3 pkt 9a), gdyż część dotychczasowych obowiązków przejmie po wdrożeniu CSIRE operator informacji rynku energii. Zmiana ta określi jednoznacznie podział odpowiedzialności pomiędzy podmioty zaangażowane w przetwarzanie informacji rynku energii.

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 rynku energii 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 rynku energii, 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.

Rozwiązanie polegające na odrębnym od zatwierdzenia IRiESP pierwotnym zatwierdzeniu SWI opracowano na sygnał od uczestników prac Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania (art. 15 ust. 2 projektu ustawy). SWI mają stanowić dokument, którego kształt będzie skutkował wdrożeniem określonych rozwiązań technicznych po stronie OSD, sprzedawców energii oraz innych podmiotów zobowiązanych lub uprawnionych do korzystania z CSIRE. Wobec powyższego zaistniała konieczność jak najszybszego opracowania i zatwierdzenia SWI, niezależnie od innych zmian niezbędnych do wprowadzenia w IRiESP.

Proponuje się (art. 11t ust. 1), aby operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych zainstalowali do dnia 31 grudnia 2028 r. liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących u co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii w odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Instalacja liczników zdalnego odczytu odbywać się będzie (art. 11t ust. 2) zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie, tj. do dnia:

1) 31 grudnia 2023 r. - w punktach poboru energiistanowiących co najmniej 15%,

2) 31 grudnia 2025 r. − w punktach poboru energiistanowiących co najmniej 35%,

3) 31 grudnia 2027 r. − w punktach poboru energiistanowiących co najmniej 65%

– łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w art. 11t ust. 1.

Wg danych przekazanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej w grupie C1x jedynie 11,10% posiada zainstalowane liczniki zdalnego odczytu, zaś w grupie G jest to 9,2%. W pozostałych grupach sytuacja przedstawia się następująco: grupa A: 100%, grupa B 97,1% i grupa C2x 99,44%. Projekt ustawy wprowadza obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, czyli w grupie G oraz C1x. Na marginesie należy zaznaczyć, że układ pomiarowy bezpośredni to układ posiadający tzw. stycznik, czyli przyrząd umożliwiający dwustronną komunikację, zarządzanie stroną popytową (DSR) oraz przedpłatę i tym samym zapewnia zgodność funkcjonalności z Zaleceniami Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 73 z 09. 03. 2012, str. 9). Obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla wszystkich pozostałych kategorii odbiorców końcowych wynika bowiem pośrednio z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, gdyż nie jest możliwa realizacja obowiązków wynikających z tej ustawy bez dokładnych wyliczeń, które mogą jedynie zapewnić liczniki zdalnego odczytu.

Elementem budowy systemu inteligentnego opomiarowania (art. 11t ust. 3) będzie również instalacja liczników zdalnego odczytu na stacjach SN/nN. W projekcie ustawy określono koniec roku 2025 jako termin końcowy instalacji tych liczników.

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

Rozłożenie w czasie procesu instalowania liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych powinno zminimalizować uciążliwość procesu ich instalacji przez skorelowanie instalacji tych liczników z wymianą już istniejących liczników wynikającą np. 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. Uzasadnieniem proponowanego harmonogramy instalacji jest też konieczność przeprowadzenia prac przygotowawczych mających na celu zbudowanie zespołów, opracowanie wymagań, a następnie przeprowadzenie postępowań przetargowych, po rozstrzygnięciu których dopiero nastąpi sukcesywna instalacja liczników zdalnego odczytu i koncentratorów (przyjmując, że utrzymana będzie technologia PLC), która może również wymusić modernizację stacji SN/nN.

Dodatkowo wprowadza się przepisy (art. 11t ust. 6–9), zgodnie z którymi na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego jest przyłączony odbiorca, albo członka spółdzielni energetycznej zainstaluje licznik zdalnego odczytu albo wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu, przy czym odbiorca końcowy poniesie w takim przypadku koszty instalacji i uruchomienia urządzeń. Dodatkowo na wniosek tego odbiorcy końcowego operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany nieodpłatnie do umożliwienia skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy. Określono przy tym roczny limit instalacji liczników zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy, w ramach którego operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany do realizacji wniosków o instalacją licznika zdalnego odczytu.

Art. 11t zobowiązuje również operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do przekazania odbiorcy końcowemu, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacji dotyczących tego licznika, określone w przepisach wykonawczych, w tym informację o:

* 1. funkcjach licznika zdalnego odczytu;
  2. przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy;

3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją oraz

1. pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w art. 11t ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3.

Przepisy art. 11t ust. 12 i 13 stanowią o możliwości wykorzystania licznika zdalnego odczytu do realizacji przedpłatowej formy rozliczeń.

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.

Art. 11u nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, obowiązek pozyskiwania z liczników zdalnego odczytu danych pomiarowych i przekazywania ich w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii.

W rozporządzeniu wykonawczym będzie określone szczegółowo, jakie dane pomiarowe może rejestrować i przekazywać licznik zdalnego odczytu odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, ograniczając się w ustawie do wymienienia podstawowych danych i informacji, takich jak: dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii, informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik. W szczególności licznik powinien rejestrować dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej o granulacji 15-minutowej. Wynika to z konieczności dostosowana systemu pomiarowego do wymagań określonych w art. 53 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6). Dane pomiarowe rejestrowane w proponowanym zakresie uniemożliwią szczegółową identyfikację zachowań odbiorcy końcowego będącego osobą fizyczną (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. Katalog informacji pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu będzie obejmował możliwie szerokie spektrum informacji niezbędnych zarówno do rozliczeń, jak i oceny stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, przy czym należy podkreślić, że zbiór podmiotów, których dane pomiarowe będą dotyczyć, obejmować będzie nie tylko odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, ale także innych odbiorców, wytwórców i inne podmioty określone w przepisach odrębnych.

Informacje te zostaną następnie przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii prowadzonego w systemie informacyjnymprzez operatora informacji rynku energii.

Art. 11u ust. 2 stanowi, że operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie również mógł wysyłać do liczników zdalnego odczytu polecenia, a także będzie zobowiązany do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu na żądanie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadkach określonych w ustawie oraz sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowego i podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego. Pozwoli to na zdalną obsługę liczników zdalnego odczytu przez operatora (zmiana ustawień, wprowadzenie nowego oprogramowania, itp.) oraz na zmiany stanu liczników zgodnie z przekazanymi dyspozycjami uprawnionych podmiotów (np. odłączenie i załączenie,ustawienie poziomu tzw. „strażnika mocy” w przypadku korzystania przez odbiorcę z programu redukcji zapotrzebowania, itp.).

W art. 11w wskazano, że w przypadku:

1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe;

2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe. Szczegółowo zagadnienie to pozostawiono do uregulowania w rozporządzeniu wykonawczym.

Określono również podstawowe wymogi dla systemu pomiarowego, wskazując, że system pomiarowy powinien działać w sposób niezawodny, zapewniając użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowe rozliczenie za energię elektryczną oraz świadczone usługi, jak również pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych i innych informacji z zachowaniem zasad bezpieczeństwa tych danych i informacji, w szczególności ich poufności.

Projekt ustawy ustala zakres rozporządzenia wykonawczego dotyczącego systemu pomiarowego określonego przez ministra właściwego do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji:

1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;

2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;

3) wymagania, jakie powinny spełniać:

a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9;

b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,

c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,

d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;

4) standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;

5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;

6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;

7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;

8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;

9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;

10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Ponadto minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi (art. 11x), w drodze rozporządzenia, wymagania, jakie powinny spełniać:

1)  standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem;

2)  urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego.

W projekcie ustawy określa się zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii (rozdział 2d).

Art. 11y określa obowiązki operatora informacji rynku energii. W szczególności operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu (ust. 1):

1. zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii;
2. pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów określonych w przepisach wydanych na podstawie w art. 11zh;
3. przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh;
4. wspiera realizację procesów rynku energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh;
5. opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
6. udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i na warunkach określonych w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.

W kolejnych przepisach (ust. 2) określone są obowiązki operatora informacji rynku energii w zakresie zamieszczania na stronach internetowych informacji dotyczących rynku energii oraz obowiązki (ust. 3) dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii.

Przepisy ust. 1 i 2 wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Art. 11y ust. 3 stanowi, że zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

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 rynku energii. 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.

Spośród szczegółowych argumentów przemawiających na rzecz funkcjonowania na terytorium Polski jednego operatora informacji rynku energii należy przytoczyć następujące:

* + - jeden podmiot gwarantuje najniższe koszty dostępu uczestników rynku do danych, infrastruktury, funkcjonowania i utrzymania systemu elektroenergetycznego,
    - standaryzacja zasad przy wprowadzaniu nowych funkcji systemu, w przypadku jednego podmiotu, pozwoli znacznie ograniczyć koszty funkcjonowania systemu,
    - operator informacji rynku energii 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 operator informacji rynku energii wyeliminuje bariery wejścia/wyjścia dla małych przedsiębiorstw, w tym sprzedawców, firm ESCO oraz agregatorów,
    - jeden operator informacji rynku energii, jako podmiot przeznaczony do obsługi rozliczeń między 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 informacji rynku energii umożliwi zdalne sterowanie przez operatora systemu przesyłowego całością generacji rozproszonej przez 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,
    - operator informacji rynku energii 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,
    - proponowane rozwiązanie 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 operatora informacji rynku energii spowoduje znaczne uproszczenie schematu komunikacji między 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 informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, bardzo ważną rolę będzie odgrywała kontrola poprawności przetwarzania tych danych. Jeden operator informacji rynku energii zdecydowania upraszcza realizację tej funkcji.

W projekcie ustawy wskazuje się, że zadania operatora informacji rynku energii wykonywać będzie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bowiem podmiot wykonujący zadania operatora informacji rynku energii (OIRE) powinien posiadać formę prawną zapewniającą niezależność od innych uczestników rynku energii, w szczególności sprzedawców i dystrybutorów energii elektrycznej. Umiejscowienie OIRE powinno gwarantować z jednej strony skuteczny nadzór nad jego działalnością, a z drugiej dawać rękojmę sprawnego zarządzania procesem budowy, a następnie utrzymania systemu informacyjnego. Obecnie w wielu państwach w Europie nie został przesądzony model repozytorium danych pomiarowych. W tych, w których to uczyniono, widać wyraźne tendencje do powierzenia tych zadań operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub ewentualnie spółce zależnej od tego operatora (Finlandia czy Norwegia). Dodatkowo należy zaznaczyć, że zgodnie z art. 40 ust. 8 dyrektywy 944/2019: Art. 40 dyrektywy: *Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by operatorzy systemów przesyłowych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, pod warunkiem że organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępstwa. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów przesyłowych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci innych niż sieci elektroenergetyczne, lub zarządzania nimi, jeżeli państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznały takie prawo.*

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

Zbieżne stanowisko z ww. opiniami przedstawił też Prezes URE w stanowisku pt. „Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań” z dnia 9 maja 2012 r[[5]](#footnote-5).

Przepis art. 11z ust. 1 nakłada obowiązek na użytkowników systemu elektroenergetycznego realizacji procesów rynku energii elektrycznej wyłącznie za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. Z kolei ust. 2 tego artykułu dotyczy możliwości wymiany innych informacji przez CSIRE. Przepisy ust. 1 i 2 zaczną obowiązywać po wdrożeniu CSIRE.

Przepisy art. 11z ust. 3 i 4 określają tryb aktualizacji, a także zawartość standardów wymiany informacji CSIRE.

Przepisy art. 11za dotyczą zasad korzystania i zasad dostępu do informacji udostępnianych przez CSIRE, a także wymagań odnośnie współpracy z CSIRE systemów informacyjnychużytkowników systemu. Przepis ten powinien wejść w życie po wdrożeniu CSIRE.

W projekcie ustawy uregulowano w art. 11zb obowiązki operatorów systemów elektroenergetycznych oraz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną względem operatora informacji rynku energii w zakresie przekazywaniainformacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, do centralnego systemu informacji rynku energii m.in. w celu prawidłowego przyporządkowania poszczególnych zdarzeń i informacji rynku energii do poszczególnych odbiorców, a także zapewniania właściwych informacji do rozliczeń na rynku energii elektrycznej.

Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania będą mogli prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii oraz przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, jednakże z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń za dostarczoną energię lub usługi. Przepisy wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

W ustawie w art. 11zc określono zamknięty katalog podmiotów, którym mogą być przekazywane informacje rynku energii 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 użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania 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.

Ponadto określono katalogi podmiotów uprawnionych do dostępu do danych zagregowanych. Precyzyjne uregulowanie zasad dostępu do informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, ma na celu, niezależnie od pozostałych rozwiązań przewidzianych w projekcie ustawy, zapewnienie bezpieczeństwa wymiany tych danych, w szczególności danych osobowych.

Zastrzeżono, że dostęp uprawnionych użytkowników do CSIRE odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatny.

Przepisy art. 11zc wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Zobowiązano podmioty uprawnione do dostępu do informacji rynku energii (art. 11zd) do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających ochronę przetwarzanych informacji rynku energii. I tak podmioty te, odpowiednio do wykonywanych zadań, są zobowiązane do:

1. ustalania warunków i sposobu przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii;
2. zapewnienia właściwej ochrony informacji rynku energii;
3. stosowania szablonu oceny skutków w zakresie ochrony informacji rynku energii.

Projekt ustawy ma na celu również pełne zapewnienie że wszyscy uczestnicy CSIRE są zobowiązani do stosowania ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa

Przepisy art. 11zd wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

W art. 11ze proponuje się przyjąć zasadę współadministrowania informacjami rynku energii, stanowiącymi dane osobowe. Współadministratorami będę: operator systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, sprzedawca energii elektrycznej oraz operator informacji rynku energii.

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 osobowych dalej określane jako RODO) stanowi, że podmioty, w zakresie, w jakim przetwarzają dane pomiarowe stanowiące dane osobowe, będą ich administratorami w rozumieniu rozporządzenia 2016/679 i w związku z tym posiadają szereg obowiązków, między innymi obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 13 i 14 RODO. Jednocześnie RODO wprowadza w art. 26 pojęcie współadministrowania danymi osobowymi.

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

Zasada współadministrowania informacjami w CSIRE pozwoli zminimalizować koszty ponoszone przez poszczególnych administratorów, a tym samym przenoszone później na odbiorców końcowych, w szczególności przez uniknięcie podwójnych lub potrójnych kosztów związanych z realizacją obowiązku informacyjnego. Zgodnie z przepisami, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawcy energii elektrycznej, realizując dodatkowy cel przetwarzania danych, jakim jest operator informacji rynku energii, zobowiązani są do jego ponownego wykonania. Koncepcja współadministrowania pozwala uniknąć dublowania kosztów – zamiast dwóch informacji od PSE i od sprzedawcy (bądź trzech w przypadku odrębnych umów dystrybucyjnych), odbiorca końcowy może otrzymać jedną. Ustawa precyzuje, kto ten obowiązek wykona w imieniu pozostałych współadministratorów. Koszty realizacji takiego jednokrotnego obowiązku szacuje się na ok. 20 mln zł.

Uczestnicy rynku będą pozyskiwać/udostępniać dane osobowe przez obecną infrastrukturę sprzedażową i dystrybucyjną. Przy tych procesach sprzedawcy energii elektrycznej i operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych realizują już obowiązki informacyjne i inne obowiązki wynikające z RODO w ramach przetwarzania danych do własnych celów. Są również pierwszym punktem kontaktowym dla odbiorcy końcowego. Celem ustawowym operatora informacji rynku energii nie była nigdy obsługa odbiorcy końcowego, a ponadto nie jest on stroną umów z osobami fizycznymi. Osobna administracja wiązałaby się z koniecznością budowy po stronie operatora informacji rynku energii odrębnej infrastruktury dla obsługi odbiorcy końcowego, a w tym również koniecznością bieżącego uaktualniania danych, co wiązałoby się z dodatkowymi kosztami.

Współadministrowanie pozwala na jasne przypisanie odpowiedzialności za poszczególne obowiązki w jego ramach. Pozwala to podzielić się obowiązkami, co zmniejsza pracochłonność przyjętego rozwiązania w jego implementacji (dodatkowe etaty). Dodatkowo nie wprowadza zamieszania dla klienta końcowego w zakresie punktu kontaktowego – jest to transparentne i przejrzyste dla odbiorcy końcowego.

Dodatkowo wprowadzono przepis, zgodnie z którym w przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną wniosku o realizację uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. Przepis ten nie pozbawia odbiorcy prawa do złożenia wniosku o udostępnienie danych pomiarowych za krótsze okresy czasu w formie elektronicznej. Ma on jedynie na celu eliminację sytuacji, w której na żądanie odbiorcy współadministrator zobowiązany byłby do wydrukowania wielu arkuszy papierów, co nie pozostałoby bez wpływu na koszty ponoszone przez użytkowników systemu.

Uregulowano także sposób realizacji obowiązków określonych w rozporządzeniu RODO. Współadministratorzy wypełniać będą w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Dzięki przedmiotowej propozycji koszty z tym związane zostaną zminimalizowane.

Przepisy art. 11ze wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Operator informacji rynku energii będzie przechowywał w CSIRE jednostkowe dane pomiarowe przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do CSIRE, a po upływie tego czasu dane to będą anonimizowane.

Wskazany wyżej termin wynika ze sposobu liczenia terminów przedawnienia określonych w Kodeksie cywilnym, które przypadają zawsze po 6 latach na ostatni dzień roku. Celem uniknięcia sytuacji, w której system musiałby anonimizować w ciągu jednego dnia (na przełomie roku) wszystkie dane, które uległy przedawnieniu, wprowadzony został okres 7 lat. Zapewni to korzyści w postaci unikania problemów technicznych związanych z jednoczesną anonimizacją dużego wolumenu danych (milionów rekordów) – dane będą anonimizowane sukcesywnie, a ponadto daje to margines czasu dla obsługi roszczeń – np. w sytuacji gdy podmiot zgłosiłby roszczenie „w ostatniej chwili”, o czym operator informacji rynku energii zostałby poinformowany już po anonimizacji. Jednoczesna anonimizacja ogromnych wolumentów danych skutkowałaby koniecznością zapewnienia wysoce nadmiarowych mocy przetwarzania, co spowodowałoby większe koszty operatora informacji rynku energii, a tym samym większe koszty ponoszone przez odbiorców.

Przepisy art. 11zf wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Proponuje się w art. 11zg przepisy regulujące zagadnienie relacji umownych związanych z korzystaniem z centralnego systemu informacji rynku energii m.in. na potrzeby realizacji procesów rynku energii. Potrzeba zawarcia takich umów, przewidzianych do zawarcia w formie elektronicznej, z użytkownikami CSIRE wynika z konieczności doprecyzowania obowiązków użytkowników systemu poprzez użycie wzorca zatwierdzonego przez Prezesa URE.

Przepisy art. 11zg wejdą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 11zh będzie określał zakres spraw przekazanych do uregulowania w rozporządzeniu dotyczącym centralnego systemu informacji rynku energii, obejmujący:

1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;

2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1;

3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania;

4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji;

5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji;

6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

16. 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 te ustawy 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 dnia 30 września 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 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). Należy podkreślić, że tego typu odbiorcy charakteryzują się niewielkim średniorocznym zużyciem energii elektrycznej. Wprowadzenie takiego rozwiązania w znaczący sposób zmniejszy liczbę liczników odbiorców grupy C1x podlegających wymianie na liczniki z transmisją danych oraz zmniejszy wynikające stąd koszty – liczba 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 liczbie od połowy 2019 r. (zakładany termin dostaw pierwszych liczników po rozstrzygnięciu przetargów).

16.6. Przepisy przejściowe:

Proponuje się, aby:

1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłożył Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcję zawierającą Standardy Wymiany Informacji w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzył centralny system informacji rynku energii w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania nadali kody punktom pomiarowym, każdy dla swojej sieci, instalacji lub urządzenia, zgodnie ze standardem GS1, w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przekazali operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energiiinformacje o punktach pomiarowych w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Informacje o punktach pomiarowych będą spełniać wymagania określone w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.
5. Użytkownicy systemu, o których mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawarli umowę, o której mowa w tym przepisie w terminie 33 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Przedstawiony powyżej harmonogram utworzenia centralnego systemu informacji rynku energii wynika z faktu, iż konieczne będzie:

* opracowanie standardów wymiany informacji rynku energii elektrycznej określających sposób realizacji podstawowych procesów rynku energii elektrycznej obsługiwanych przez CSIRE,
* opracowanie wymagań do specyfikacji istotnych warunków zamówienia, która będzie podstawą przygotowania postępowania przetargowego na zakup i wdrożenie systemu informacyjnego o funkcjonalnościach wymaganych w opracowanych uprzednio standardach wymiany informacji rynku energii,
* przeprowadzenie postępowania przetargowego,
* wdrożenie systemu informacyjnegorealizującego funkcje CSIRE,
* przeprowadzenie inicjalnego zasilenia CSIRE informacjami rynku energii,
* zawarcie stosownych umów pomiędzy OIRE a użytkownikami systemu,
* przeprowadzenie migracji danych,
* przeprowadzenie testów wdrożonego centralnego systemu informacji rynku energii, wynikających z potrzeby zapewnienia właściwej współpracy z systemami informacyjnymi kluczowych użytkowników systemu elektroenergetycznego.

Należy jednocześnie podkreślić, że równolegle z wdrożeniem CSIRE kluczowi użytkownicy systemu elektroenergetycznego muszą dokonać dostosowania swoich systemów informacyjnych do wymagań wynikających z opracowanych i opublikowanych przez PSE S.A. standardów wymiany informacji rynku energii elektrycznej oraz do wymagań technicznych związanych ze współpracą tych systemów informacyjnych z CSIRE.

Ocenia się, że mimo planowanego zrealizowania części prac koncepcyjnych przed wejściem w życie ustawy (m.in. w oparciu o opracowane przez PTPiREE w ubiegłych latach standardy wymiany informacji (<http://www.cswi.ptpiree.pl/aktualnosci>)) minimalny czas na zapewnienie funkcjonowania CSIRE i współpracujących systemów informacyjnych użytkowników systemu to 36 miesięcy.

Ad 17.

W projektowanym art. 32b ustawy – Prawo energetyczne (określającym przypadki, w jakich nie jest możliwe dokonanie wpisu danego podmiotu do rejestru podmiotów przywożących), w ust. 1 pkt 1 wprowadza się pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą”, które jest zakresowo szersze niż ustawowe pojęcie „przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą”, w którym zawierają się przestępstwa mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi albo przesyłania dwutlenku węgla. Natomiast w projektowanym art. 32b ust. 2 rozciąga się wymogi określone w ust. 1 pkt 1 na osoby uprawnione do reprezentowania wnioskodawców we wskazanych w przepisie przypadkach.

Zmiana ma celu zaostrzenie wymogów, jakie musi spełniać podmiot składający wniosek o wpis do rejestru podmiotów przywożących, co powinno sprzyjać ograniczeniu udziału nieuczciwych podmiotów w obszarze przywozu paliw ciekłych. W konsekwencji zmiana może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na rynku paliw ciekłych oraz wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych.

Przez uchylenie przepisu art. 32c ust. 6 Prezes URE będzie uprawniony do merytorycznej oceny wniosku o wpis do rejestru do podmiotów przywożących. Ma to zapobiegać zidentyfikowanemu problemowi wpisywania do tego rejestru podmiotów, które prawdopodobnie nie są podmiotami przywożącymi (np. przewoźnicy), a wniosek złożyły z ostrożności lub braku zrozumienia przepisów. Przepis ten powinien równocześnie poprawić jakość sprawozdawczości na podstawie art. 43d i art. 43e ustawy. Ponadto, w związku z możliwością przeprowadzenia postępowania dowodowego w zakresie wpisu do rejestru, należy zmienić obecny termin 7 dni na dokonanie wpisu przez Prezesa URE. W tym zakresie obowiązywać będą terminy wskazane na załatwienie sprawy z art. 35 k.p.a.

Kolejna zmiana, która obejmuje rejestr podmiotów przywożących, dotyczy art. 32d ust. 3. Proponuje się w niej, aby Prezes URE mógł z urzędu wykreślić podmiot z rejestru w przypadku ignorowania ustawowego obowiązku składania sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy. Brak realizacji tego obowiązku może wynikać zarówno z niewystarczająco wysokiej sankcji pieniężnej, jak i z trudnością z jego wyegzekwowaniem w przypadku przedsiębiorstw z siedziba poza terytorium RP. Przedsiębiorstwa te, nie składając sprawozdań, jednocześnie uniemożliwiają Prezesowi URE realizację dyspozycji art. 32d ust. 3 ustawy nakazującej mu wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących podmiotów, które przez sześć kolejnych miesięcy nie dokonają przywozu paliw ciekłych. Projektowana regulacja pozwoli uporządkować rejestr podmiotów przywożących, eliminując podmioty, które z różnych przyczyn ustawicznie naruszają obowiązek sprawozdawczy.

Projektowana zmiana w art. 33 ust. 3 pkt 7 pozostaje w związku z projektowanym art. 32b ust. 1 pkt 1 ustawy. Analogicznie wprowadza w przepisie pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą. Przepis ten dotyczyć będzie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych i będzie miał charakter regulacji szczególnej w stosunku do art. 33 ust. 3 pkt 6. Regulacja ma na celu wzmocnienie kompetencji Prezesa URE jako regulatora rynku paliw ciekłych. Może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na tym rynku i wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych.

Zaproponowane brzmienie przepisu art. 34 ust. 5 ustawy przewiduje doprecyzowanie, że ogólna kompetencja Prezesa URE do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie podstaw oraz prawidłowości jej obliczania, obejmuje także informację o operacjach gospodarczych potwierdzających wysokość osiągniętego przychodu oraz o wysokości przychodu z działalności koncesjonowanej. Zmiana art. 35 ust. 2a umożliwi Prezesowi URE, przed wydaniem decyzji w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, wezwanie wnioskodawcy do uzupełnienia dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki do wykonywania określonej działalności gospodarczej, oraz sprawdzenie faktów podanych we wniosku w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania.

W dodanym art. 37a wprowadza się dodatkowe obowiązki informacyjne w przypadku zmian w strukturze kapitałowej spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, które wzorowane są na rozwiązaniach przyjętych w ustawie z dnia 19 listopada 2009 r. o grach hazardowych. Celem tej regulacji jest ograniczenie zasygnalizowanych przez Prezesa URE negatywnych skutków, które niekiedy towarzyszą praktyce sprzedaży udziałów lub akcji przedsiębiorstw, którym została udzielone wymienione wyżej koncesje. Do skutków tych należą m.in. zaniedbywanie obowiązków informacyjnych, a niekiedy także realizacja przez te spółki działań w szarej strefie. Projektowana regulacja ma również doprowadzić do zwiększenia możliwości identyfikowania potencjalnych nieprawidłowości w działaniu spółek kapitałowych na rynku paliw ciekłych przez Prezesa URE, jako organu sprawującemu nadzór nad tym rynkiem, zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy. Ponadto regulacja ma na celu monitorowanie przekształceń własnościowych spółek w celu identyfikowania zjawiska faktycznego handlu koncesjami przez nabycie spółek posiadających już koncesję przez inne podmioty. Projekt wprowadza również przepisy karnoadministracyjne za naruszenie obowiązku sprawozdawczego (art. 56 ust. 1 pkt 53 oraz art. 56 ust. 2h pkt 9).

W art. 41 ust. 4 pkt 5 i 6 uzupełniono przesłanki możliwości cofnięcia koncesji, które związane są z nowymi zasadami składania zabezpieczenia majątkowego w projektowanym art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.

Ad 18. Projekt wprowadza następujące zmiany, które mają na celu doprecyzowanie brzmienia obecnych przepisów, które wywołują rozbieżności interpretacyjnym, lub usunięcia luk prawnych.

Projekt rozszerza definicję przedsiębiorstwa energetycznego w art. 3 pkt 12 o działalność w zakresie przeładunku paliw ciekłych. Działalność ta podlega obowiązkowi koncesyjnemu na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy, co uzasadnia uzupełnienie definicji przedsiębiorstwa energetycznego o przeładunek paliw ciekłych.

Proponuje się uchylenie art. 23 ust. 2 pkt 21a jako przepisu martwego. Zgodnie z art. 30 ustawy z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1101), składanie wniosków o zastosowanie drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo ochrony środowiska, a tym samym występowanie do Prezesa URE z wnioskiem o opinię, było możliwe przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, tj. do września 2015 r.

Wprowadzono przepis karnoadministracyjny za utrudnianie lub uniemożliwianie kontroli oraz określono wysokość kary (art. 56 ust. 1 pkt 52 oraz ust. 2h pkt 9).

Projektowana zmiana w art. 32d ust. 5 doprecyzowuje, że zwolnieniu z opłaty skarbowej podlega także wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących.

W projekcie proponuje się zmienić brzmienie definicji sieci gazociągów kopalnianych, rozszerzając ją o gazociągi lub sieci gazociągów zbudowanych i eksploatowanych w ramach przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu ropy naftowej lub gazu ziemnego ze złóż. Projektowana zmiana ma na celu uzupełnienie implementacji do polskiego porządku prawnego kompletnej definicji tych gazociągów przewidzianej w przepisach dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE. W przedmiotowej definicji, inaczej aniżeli w definicji zawartej w ww. dyrektywie, użyto spójnika „i” zamiast „lub”, bowiem wykładnia celowościowa przemawia na rzecz użycia koniunkcji, gdyż zasada dostępu powinna być zapewniona dla gazociągów eksploatowanych, a nie tylko wybudowanych. Tak więc przedmiotowa propozycja definicji pozwala w najpełniejszy sposób zrealizować cel dyrektywy i służy wykonaniu zasady TPA (dostępu strony trzeciej) określonej w art. 34 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.

Celem wprowadzonych rozwiązań jest wdrożenie mechanizmów umożliwiających przekwalifikowanie infrastruktury gazowej, dotychczas eksploatowanej jako pozasystemowa, na element majątku sieciowego wchodzącego w skład systemu eksploatowanego przez operatora systemu dystrybucyjnego. Dzięki nowym rozwiązaniom możliwe będzie przekwalifikowanie infrastruktury w sposób zorganizowany, z uwzględnieniem dbałości o interes odbiorców oraz przy pełnej kontroli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W szczególności przewidziano generalną sukcesję umów z odbiorcami, która ma zapewnić odpowiedni poziom ochrony konsumentów gazu, oraz uregulowano proces przenoszenia infrastruktury w zarządzanie przez operatora systemu dystrybucyjnego. Należy podkreślić, że umowa kompleksowa zawarta w imieniu odbiorcy końcowego po przekwalifikowaniu gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych, którymi dostarczane były do tego odbiorcy paliwa gazowe, może ulec rozwiązaniu w:

1. dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
2. drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym odbiorca może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania.

Jednocześnie w związku ze zmianą definicji sieci gazociągów kopalnianych przewidziany został okres przejściowy, w którym przedsiębiorstwa dostosują się do projektowanych rozwiązań. Ponadto, w związku z przewidzianą w projekcie możliwością zmiany przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieci dystrybucyjne gazowe, zasadne jest rozważenie konieczności dostosowania przepisów wykonawczych określających szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego oraz szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych.

W projektowanym art. 56 ust. 3 doprecyzowuje się zasady wymierzania kar, w przypadku gdy podmiot nie osiągnął przychodu z działalności koncesjonowanej, oraz wprowadza się minimalną wysokość kary w kwocie 2000 zł lub 10 000 zł, w celu zagwarantowania, że wymierzona kara spełni swój cel również w przypadku, gdy podmiot osiągnie zerowy lub niski przychód z działalności koncesjonowanej.

Nowelizacja art. 57g ma na celu rozszerzenie stosowania sankcji karnej na inne nośniki energii, takie jak paliwa gazowe, energia elektryczna oraz ciepło, ze względu na konieczność równego traktowania naruszeń obowiązków ciążących na wszystkich przedsiębiorstwach energetycznych. Ministerstwu była sygnalizowana kwestia, nieznajdującego w niczym uzasadnienia, różnicowania sytuacji podmiotów dopuszczających się tego samego rodzaju zabronionych zachowań.

W przepisie epizodycznym projektowanego art. 62e ustawy – Prawo energetyczne wprowadza się jednorazowy obowiązek dla przedsiębiorstwa energetycznego, które wykonuje działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, które nie wykonały obowiązku, o którym mowa w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165). Obowiązek ten dotyczył zgłaszania do Prezesa URE pierwszej informacji o infrastrukturze paliw ciekłych w związku z wejściem w życie nowych przepisów. Ustawa ta nie wprowadziła jednak przepisów karnoadministracyjnych za naruszenie tego obowiązku.

W celu usunięcia ww. luki prawnej wprowadzono regulację epizodyczną skierowaną do adresatów określonych w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która umożliwia Prezesowi URE egzekwowanie wykonania określonego w tej ustawie obowiązku.

Proponowany nowy ust. 2aa w art. 9c ma na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonywania odsprzedaży nadwyżki energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat sieciowych w związku z aktualizacją prognozy zapotrzebowania na tę energię, pod warunkiem dokonywania tych czynności jedynie za pośrednictwem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur udostępnianych przez giełdę towarową, rynek regulowany, zorganizowaną platformę obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków. Brak takiej możliwości, w przypadku zmiany zapotrzebowania na energię na pokrycie strat sieciowych, spowoduje konieczność wprowadzenia i rozliczania nadwyżki tej energii na rynku bilansującym, który co do zasady jest mechanizmem bilansowania technicznego.

Projektowana zmiana nie narusza zakazu prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Możliwość odsprzedaży jest ograniczona wyłącznie do nadwyżki energii elektrycznej zakupionej na potrzeby pokrywania strat sieciowych – a więc możliwość taka nie dotyczy energii elektrycznej zakupionej z uprzednio powziętym zamiarem jej odsprzedaży. Proponowana zmiana dotyczyć będzie tylko i wyłącznie sytuacji, gdy nadwyżka energii elektrycznej powstała w wyniku obiektywnych przesłanek, przede wszystkim w przypadku aktualizacji prognozy strat sieciowych. W celu zapewnienia dodatkowej przejrzystości transakcji odsprzedaży będą one zawierane wyłącznie na giełdzie towarowej, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków.

Obowiązująca jeszcze dyrektywa 2009/72/WE , której implementacji służył (między innymi) zmieniany przepis, określała jedynie zasady zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Nowa dyrektywa 2019/944 oraz rozporządzenie 2019/943 nie regulują ani zagadnienia zakupu, ani odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej na potrzeby strat sieciowych. Powyższe nie stoi jednak na przeszkodzie temu, aby państwa członkowskie wprowadziły dodatkowe ograniczenia, jeżeli służą one realizacji celów dyrektywy (zob. wyrok Essent i in., C-105/12 do C-107/12, EU:C:2013:677, pkt 64 i 65). W przypadku zmienianego przepisu takim celem jest zapewnienie przejrzystości i konkurencyjności na rynkach energii elektrycznej.

Analogiczne rozwiązania zostały wdrożone w wielu państwach członkowskich Unii Europejskiej, w których za realizację zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrycia strat sieciowych odpowiada operator systemu przesyłowego, w tym Austrii, Chorwacji, Francji, Niemczech, Rumunii i Słowenii.

Ad 19. Zmiana przepisów epizodycznych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach dotyczy dodania, obok już wprowadzonego poprzednią nowelizacją, nowego okresu odraczania terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwalania na dalsze użytkowanie przyrządów pomiarowych, wobec których dokonano takiego odroczenia, przez okres nie dłuższy niż 12 miesięcy. Okres odroczenia (do 6 lub 12 miesięcy) wyznaczany będzie mógł być w zależności od sposobu wyrażania ważności okresu legalizacji, liczonej w miesiącach lub latach. Dodano również możliwość odraczania legalizacji ponownej wobec przyrządów pomiarowych, wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Obecnie obowiązująca regulacja nie zaspokaja w pełni potrzeb rynku, gdyż wiele grup przyrządów pomiarowych nowo produkowanych oraz użytkowanych zostało wprowadzonych na rynek po dokonaniu oceny zgodności. Aktualnie rozwiązany jest problem wykonywania legalizacji ponownej (art. 26c ustawy – Prawo o miarach), który nie uwzględnia przyrządów pomiarowych wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Sama zaś ocena zgodności jest, w odróżnieniu od wcześniej występującego zatwierdzenia typu, inną formą wprowadzania na rynek przyrządów pomiarowych. Przepisy w tej materii powinny więc być spójne, a wszystkie przyrządy pomiarowe powinny podlegać tym samym regulacjom.

Nowa redakcja przepisów art. 26c rozwiązuje zidentyfikowany problem przeprowadzania, w warunkach epidemii, legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych szczególnie ważnych dla polskiej gospodarki ze względu na ich znaczenia dla funkcjonowania infrastruktury krytycznej państwa oraz przyrządów pomiarowych, w szczególności wykorzystywane w użytkowaniu wszystkich rodzajów mediów. Przyrządy te użytkowane są w masowej skali i obejmują gazomierze, liczniki energii elektrycznej, wodomierze, ciepłomierze oraz ich podzespoły, a ich demontaż aktualnie, w związku z ograniczeniami wynikającymi z zasad ochrony w okresie pandemii, w celu wykonania legalizacji ponownej nie jest możliwy lub znacznie utrudniony. Utrudnienia i ograniczenia związane są na przykład z odmową wstępu do mieszkań i domów przedstawicieli podmiotów odpowiedzialnych za demontaż przyrządów pomiarowych.

Ponadto, biorąc pod uwagę treść art. 8k ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, zgodnie z którym termin na zgłoszenie po raz pierwszy do legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego wprowadzonego do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności liczy się do pierwszego dnia grudnia roku, którego oznaczenie zostało naniesione na przyrządzie podczas dokonywania tej oceny, dojdzie do skumulowania demontażu i instalacji w bardzo krótkim okresie czasu ze względu na wielomiesięczny przestój w realizacji tych działań. Wiąże się to z tym, że przedsiębiorstwa, w szczególności te odpowiedzialne za przyrządy pomiarowe mające zastosowanie na szeroką skalę, jak np. liczniki energii elektrycznej, rozkładają w czasie, zgodnie z wcześniej określonym harmonogramem, demontaż i instalację przyrządów pomiarowych, zarówno ze względów możliwości fizycznych na wykonanie tych czynności, jak również ekonomicznych, kierując się przesłanką jak najmniejszego obciążenia kosztami odbiorców końcowych. Na marginesie należy zaznaczyć, że koszty związane z kupnem i instalacją albo demontażem liczników energii elektrycznej stanowią koszty uzasadnione, które przez taryfę przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej przenoszone są na odbiorcę końcowego. Co więcej koszty te muszą być uzasadnione, aby taryfa takiego przedsiębiorstwa została zatwierdzona przez regulatora.

W praktyce postulowane rozwiązania legislacyjne umożliwiają złożenie wniosków o odroczenie legalizacji w okresie obowiązywania epidemii lub stanu zagrożenia tą epidemią. W związku z odroczeniem terminów, legalizacja ponowna wykonywana będzie w okresie do 6 lub 12 miesięcy od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności.

W nowym brzmieniu dodano również przepis, który wskazuje, iż wniosek o odroczenie legalizacji można złożyć tylko do jednego organu administracji miar. Przepis ten eliminuje możliwość składania tego samego wniosku do wielu organów administracji miar.

Wprowadzono również przepis, zgodnie z którym do wniosku o odroczenie legalizacji dołączana będzie klauzula dotycząca odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.

W celu zachowania bezpieczeństwa wniosek o odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej oraz oświadczenie, iż od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych, oraz że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska, będą mogły zostać złożone tylko do jednego organu administracji miar, pisemnie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344). Obowiązek złożenia ww. oświadczenia podyktowany jest z kolei potrzebą zapewnienia dokładności pomiarów – jedną z podstawowych zasad wyrażonych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach. Dodatkowo oświadczenie, o którym mowa powyżej, będzie składane pod rygorem odpowiedzialności karnej, co jest powszechnie stosowanym zabiegiem w prawie. W celu usunięcia pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dookreślono, że odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwolenie na dalsze użytkowanie na warunkach określonych w projekcie następuje w drodze decyzji administracyjnej, wydanej w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, a za czynności wydania takiej decyzji nie pobiera się opłaty. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie będzie liczone są od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności. Niniejszy zabieg pozwoli na równe traktowanie przedsiębiorców w zaistniałych okolicznościach oraz stanowi wypełnienie zasady, zgodnie z którą legalizacja dotyczy indywidualnych przyrządów pomiarowych i ich okresów.

Przepisy dotyczące decyzji administracyjnej związane ze zwolnieniem z opłat w jednoznaczny sposób wskazują, iż decyzja administracyjna wydawana jest bez ponoszenia opłat. Regulacja ta nie ma wpływu na późniejsze pobieranie opłat za wykonanie legalizacji ponownej.

Ad 20. Projekt wprowadza zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843). Przyjęcie proponowanych zmian usprawni i uczyni bardziej przejrzystym i spójnym z odrębnymi przepisami proces dopuszczenia wytwórców do aukcji lub naboru, co powinno przełożyć się na wzrost liczby ofert inwestorów na premię kogeneracyjną i premię kogeneracyjną indywidualną, a tym samym na realizację celów ustawy.

Proponowane zmiany nie są sprzeczne z postanowieniami decyzji Komisji Europejskiej w sprawie SA.51192 (2019/N) dotyczącej zatwierdzenia polskiego mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, toteż nie podlegają zgłoszeniu i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności pomocy publicznej, określonymi w przepisach unijnych.

Proponowane przepisy nie zmieniają zasad udzielania wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, nie wpływają na zmianę prognozowanych kosztów obowiązującego mechanizmu wsparcia i nie powodują wzrostu obciążeń odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie pozwolą zoptymalizować koszty przygotowania inwestycji u inwestorów, zwiększyć przejrzystość regulacji i ograniczą ryzyka, które mogą spowodować niezrealizowanie założeń, co do celów i efektów modernizacji polskiego sektora ciepłowniczego i przekształcania systemów w efektywne systemy ciepłownicze. Celowi temu służy również możliwość zastosowania zmienionych przepisów już w naborze ogłoszonym w 2020 r., co powinno przyczynić się do lepszego wykorzystania środków zaplanowanych na promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Oprócz ww. zmian w innych ustawach nowelizuje się następujące ustawy:

1. Ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660 i 1527 oraz z 2020 r. poz. 284)

Zmiana w ww. ustawie na celu wyeliminowanie pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dotyczących obowiązku realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego po roku 2020. Na podstawie obowiązującego przepisu art. 30b ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw podmioty zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego mają obowiązek osiągnąć, do dnia 31 grudnia 2020 r., ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z paliw stosowanych w transporcie na poziomie 6%. Przywołany przepis należy interpretować w ten sposób, że wymagany poziom ograniczenia emisji gazów cieplarnianych trzeba osiągnąć najpóźniej do dnia 31 grudnia 2020 r., a następnie go utrzymać w kolejnych latach. Z opinii przedkładanych przez podmioty zobowiązanie wynika jednak, iż część z nich ma wątpliwości dotyczące ciągłości obowiązku w latach po 2020 r. Powyższa kwestia została wyjaśniona przez Komisje Europejską w piśmie skierowanym do państw członkowskich. Zmiana poprawi przejrzystość i jednoznaczność przepisu.

2. Ustawę z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1088 oraz z 2017 r. poz. 2290)

Zmiany w ww. ustawie zawarte w art. 6 mają na celu zapewnienie dostępności benzyn silnikowych z udziałem biokomponentów do 5% o kolejne 2 lata. Przedłużenie pozwoli na dostosowanie systemu logistyki paliwowej oraz przygotowanie efektywnego wprowadzenia do obrotu benzyn silnikowych E10. Czas 2 lat jest niezbędny na wypracowanie zasad efektywnego wprowadzenia E10 na rynek. Należy wskazać, że zgodnie z dostępnymi informacjami 3,6-6 mln pojazdów nie ma potwierdzonej kompatybilności z benzyną E10.

3. Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565)

W celu wprowadzenia obniżenia kosztu ryzyka przy realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wprowadzono zmianę modelu naliczania kar za opóźnienie. W przypadku oddania jednostki do eksploatacji z aktualnej kary w wysokości 15% wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową zrezygnowano na rzecz modelu progresywnego zakładającego karę w wysokości 5% za każdy miesiąc opóźnienia, w pierwszym roku objętym umową, 15% w drugim roku oraz 25% w trzecim roku dostaw. Dodatkowo wprowadzono przepis wyjaśniający wątpliwość, że w przypadku naliczania kary za opóźnienie w realizacji inwestycji nie nalicza się kary przewidzianej za niewykonanie obowiązku mocowego w okresie zagrożenia. Przepis jest korzystny dla przedsiębiorców, ponieważ zmniejsza się wysokość kar za pierwszy rok objęty umowy, natomiast nie ma wpływu negatywnego, gdyż suma kar łącznie w trzech latach się nie zmieni w porównaniu z obowiązującą ustawą.

Dodatkowo przedstawiono zmiany mające na celu lepsze odzwierciedlenie dokumentacji dostępnej dla inwestorów na poszczególnych etapach realizacji inwestycji niezależnie od tego, czy jest budowana nowa jednostka czy też modernizowana istniejąca. Ponadto w terminach uwzględniono możliwe opóźnienia wynikające z pandemii COVID-19.

W związku z opóźnieniami we wdrażaniu inteligentnego opomiarowania spowodowanymi w głównej mierze sytuacją epidemiczną, wprowadzono rozwiązanie, które w kontekście poboru opłaty mocowej traktuje najmniejszych odbiorców, tj. zasilanych z sieci o napięciu do 1 kV i mocy do 16 kW innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych, tak jak odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych. Przejście na ryczałtowe rozliczanie ww. odbiorców przyczyni się do zmniejszenia kosztów ponoszonych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na wymianę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz zwiększy pewność w zakresie prawidłowego naliczenia opłaty mocowej już od początku okresu jej pobierania. Dodatkowo w projekcie ustawy uwzględniono przeniesienie na Prezesa URE obowiązku do wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, które będą podstawą do naliczenia opłaty mocowej dla odbiorców, którzy nie będą rozliczani w sposób ryczałtowy, płatny za punkt pomiarowy.

W przepisach karnych ustawy – Prawo energetyczne objęto sankcją nowe obowiązki wynikające z projektu ustawy. W zależności od stopnia szkodliwości czynu dopasowano wysokość wymierzanej kary. Przy czym na każdy przepis sankcyjny należy patrzeć przez pryzmat art. 56 ust. 6 i 6a. Zgodnie z tymi przepisami, ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Przykładowo dodanego pkt 1k w art. 56 nie należy rozumieć w ten sposób, że opóźnienie w wykonaniu obowiązku w wymiarze jednego dnia jest zagorożone tą samą sankcją co opóźnienie roczne. Narzędzie przewidziane w art. 56 ust. 6 i 6a daje Prezesowi URE podstawę do miarkowania kary w takich właśnie przypadkach.

Zasadnicza część przepisów ustawy wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Jednakże w przepisie końcowym przewidziano szereg wyjątków w tym zakresie. Przepisy w zakresie inteligentnego opomiarowania ze względu na konieczność dostosowania systemów teleinformatycznych, przygotowania rynku do nowych realiów oraz stworzenie   
w pełni funkcjonalnego centralnego repozytorium danych pomiarowych wejdą w życie w okresie późniejszym niż pozostała część ustawy. I tak przepisy odnoszące się do rozporządzenia w zakresie infrastrutury sieci domowej wejdą w życie po 12 miesiącach od dnia ogłoszenia, zaś przepisy w zakresie pełnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego funkcji operatora informacji rynku energii oraz umów zawieranych pomiędzy użytkownikami systemu w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii wejdą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesiący od dnia ogłoszenia. W pozostałym zakresie związanym z centralnym systemem informacji rynku energii przepisy zaczną obowiązywać pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia. Przepisy dotyczące wynagrodzenia za wprowadzenie ograniczeń wejdą w życie po 24 miesiącach od dnia ogłoszenia ze względu na konieczność uzgodnienia pomiędzy użytkownikami systemu szczegółowych zasad jego wypłaty w świetle nowych okoliczności na rynku energii elektrycznej i ujęcia ich w akcie wykonawczym. Termin wejścia w życie przepisów karnych został dopasowany do terminu wejścia w życie przepisów merytorycznych.

Do projektu ustawy przygotowane zostały cztery projekty aktów wykonawczych: tj. projekt rozporządzenia w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii, projekt rozporządzenia w sprawie infrastruktury sieci domowej, projekt rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego oraz projekt rozporządzenia w sprawie prowadzenia rejestru magazynów energii elektrycznej. Akty wykonawcze będą niezbędne dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania przepisów ustawowych, które ze względu na zbyt ogólny charakter nie mogły w sposób szczegółowy uregulować wielu zaganień o charakterze technicznym.

Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa m.in. przez stworzenie warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz storzenie wielu nowych możliwości w związku z wprowadzeniem systemu inteligentnego opomiarowania.

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. poz. 2039 oraz z 2004 r. 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 r. poz. 248), projekt został umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji oraz przekazany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych w październiku 2018 r. W toku prac nad projektem żaden podmiot nie zgłosił zainteresowania pracami nad tym projektem w trybie przewidzianym w ww. ustawie.

W ramach konsultacji publicznych uwagi zglosiło 49 podmiotów. Przepisy w obszarze inteligentnego opomiarowania zostały ponownie opracowane w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, w skład którego wchodzą przedstawiciele URE, GUMu, PSE S.A., PTPiREE, TOE, KIGEiT, OSDnEE oraz Federacji Konsumentów, uzgadniając tym samym wszelkie zgłoszone uwagi podczas uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Podobnie w zakresie magazynowania energii elektrycznej. Wypracowano nowe przepisy, które w najwyższym stopniu uwzględniają zgłoszone uwagi oraz stanowiska zajęte przez resorty podczas uzgodnień międzyresortowych i konferencji uzgodnieniowej, w szczególności Urząd Regulacji Energetyki, kierując się zasadą, że projektowane zmiany znoszą bariery dla rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce, nie wprowadzając jednocześnie systemu wsparcia, który mógłby stanowić obciążenie po stronie pozostałych odbiorców energii elektrycznej.

Również przepisy w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych zostały przeredagowane, głównie w wyniku uwzględnienia uwag Urzędu Regulacji Energetyki, ale i również PSE S.A. oraz OSDnEE. Należy zaznaczyć, że ograniczono się do niezbędnych wyłączeń (z obowiązków OSD) przewidzianych w prawie UE, posiłkując się najnowszym orzecznictwem TSUE.

Wypracowano również nowe rozwiązania dotyczące rekuperacji energii elektrycznej. Wsłuchując się w głos przewoźników kolejowych, zrezygnowano z ustawowego określania ceny zakupu energii elektrycznej zwróconej do sieci trakcyjnej lub dystrybucyjnej na rzecz umownego rozliczania.

Duża część uwag stała się nieaktualna w wyniku opracowania nowej wersji przepisów będącej wynikiem uwag zgłoszonych przez inne podmioty oraz resorty. I tak np. oprócz ww. zmian w obszarze inteligentnego opomiarowania oraz magazynowania energii elektrycznej ograniczono zakres zmian w obszarze kwalifikacji energetycznych, kierując się przesłankami o charakterze ekonomicznym – ograniczenie wydatków z budżetu państwa, z którymi mogłoby się wiązać m.in. stworzenie centralnego systemu rejestru świadectw kwalifikacyjnych.

Uwzględniono również wiele bardziej szczegółowych uwag, jak np.: skorygowanie definicji uczestnika rynku hurtowego, zapewnienie zgodności z przepisami UE rozwiązań w obszarze gazociągów bezpośrednich, doprecyzowanie metedologii głosowania przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222.

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, z późn. zm.).

1. <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/operatorzy-systemow-el/787,Operatorzy-systemow-elektroenergetycznych-dane-adresowe-i-obszary-dzialania.html> [↑](#footnote-ref-1)
2. <http://www.senat.gov.pl/prace/komisje-senackie/przebieg,6946,1.html> [↑](#footnote-ref-2)
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 [↑](#footnote-ref-3)
4. Wyniki certyfikacji ogólnej przeprowadzone przez PSE S.A. wskazują na zgłoszenie jako planowanych 20 projektów magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 5623 MW, co nie wydaje się realne, biorąc pod uwagę znacznie mniejszy zakres inwestycji w magazyny energii elektrycznej w najbardziej zaawansowanych i zasobnych stanach/krajach (np. Kalifornia, Australia).

   <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy/-/asset_publisher/XaFia9l65YKy/content/rynek-mocy-w-liczbach-certyfikacja-ogolna-20-2?safeargs=696e686572697452656469726563743d66616c73652672656469726563743d68747470732533412532462532467777772e7073652e706c253246616b7475616c6e6f7363692d72796e6b752d6d6f6379253346705f705f69642533443130315f494e5354414e43455f5861466961396c3635594b79253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446e6f726d616c253236705f705f6d6f646525334476696577253236705f705f636f6c5f6964253344636f6c756d6e2d32253236705f705f636f6c5f636f756e7425334431> [↑](#footnote-ref-4)
5. <http://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/4638,Stanowisko-Regulatora-w-sprawie-Operatora-Informacji-Pomiarowej.html?search=7789464507> [↑](#footnote-ref-5)