|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **L.p.** | **Organ** | **Treść uwagi** | **Stanowisko Ministerstwa Klimatu** |
| 1 | MF | Z uwagi na fakt, że ww. projekt ustawy w zakresie wdrażania systemu inteligentnego opomiarowania dotyczy jednostek samorządu terytorialnego, powinien zostać zaopiniowany przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego. Zgodnie bowiem z art. 3 pkt 5 ustawy z dna 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej do zadań Komisji Wspólnej należy opiniowanie projektów aktów normatywnych dotyczących problematyki samorządu terytorialnego niezależnie od tego, czy projekt oddziałuje na budżety jednostek samorządu terytorialnego, czy też nie. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwagi nie uwzględniono.**  **Uwagę pozostawiono do rozstrzygnięcia przez Komitet Stały Rady Ministrów.**  Jak wskazano poprzednio, w celu uwzględnienia powyższej uwagi zgłoszonej podczas rozpatrywania projektu ustawy przez Komitet Rady Ministrów ds. Cyfryzacji usunięto przepisy nakładające obowiązki na samorządy w zmianie ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1124). Uznano wtenczas projekt ustawy za uzgodniony w tym zakresie z MF (dowód: protokół z posiedzenia Komitetu w dniu 29 stycznia 2020 r.). Należy zaznaczyć, że żadne z projektowanych rozwiązań nie należą do obszarów określonych w art. 3 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. z 2005 r. Nr 90, poz. 759) stanowiącym o właściwości Komisji. Zgodnie z tym przepisem:  *Art. 3. Do zadań Komisji Wspólnej należy:*  *1) wypracowywanie wspólnego stanowiska Rządu i samorządu terytorialnego w zakresie ustalania priorytetów gospodarczych i społecznych w sprawach dotyczących:*  *a) gospodarki komunalnej i funkcjonowania samorządu gminnego i samorządu powiatowego,*  *b) rozwoju regionalnego i funkcjonowania samorządu województwa;*  *2) dokonywanie przeglądów i ocen warunków prawnych i finansowych funkcjonowania samorządu terytorialnego, w tym także powiatowych służb, inspekcji i straży oraz organów nadzoru i kontroli nad samorządem terytorialnym;*  *3) ocena stanu funkcjonowania samorządu terytorialnego w odniesieniu do procesu integracji w ramach Unii Europejskiej, w tym wykorzystywania przez jednostki samorządu terytorialnego środków finansowych;*  *4) analizowanie informacji o przygotowywanych projektach aktów prawnych, dokumentów i programów rządowych dotyczących problematyki samorządu terytorialnego, w szczególności przewidywanych skutków finansowych;*  *5) opiniowanie projektów aktów normatywnych, programów i innych dokumentów rządowych dotyczących problematyki samorządu terytorialnego, w tym także określających relacje pomiędzy samorządem terytorialnym a innymi organami administracji publicznej.*  Trudno się zgodzić z twierdzeniem Ministerstwa Finansów, że system inteligentnego opomiarowania dotyczy problematyki samorządu terytorialnego. Aż tak rozszerząjąca wykładnia konsekwentnie prowadziłaby to do sytuacji, w której właściwie każdy projekt ustawy powinien być przedmiotem obrad Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego bowiem potencjalnie ma pływ na jednostki samorządu terytorialnego. |
| 2 | MF | W ocenie MF wszystkie koszty dla Urzędu Regulacji Energetyki powinny być sfinansowane w ramach limitu wydatków dla części 50, bez konieczności ich zwiększenia i nie powinny one stanowić podstawy do ubiegania się o dodatkowe środki z budżetu państwa na ten cel – zarówno w pierwszym roku wejścia w życie projektowanych przepisów, jak i w latach kolejnych.  Budżet części 50 - URE, którego dysponentem jest Prezes URE, w ostatnich latach został znacznie zwiększony, w szczególności przewidziano znaczne zwiększenie funduszu wynagrodzeń z przeznaczeniem na zatrudnienie nowych osób. Zwiększenie zatrudnienia nie znajduje jednak odzwierciedlenia w sprawozdaniu Rb-70. Mając na celu racjonalne gospodarowanie środkami publicznymi, w ocenie MF, projektowane zmiany zatrudnienia powinny być sfinansowane w ramach środków części 50 – URE, bez konieczności ich zwiększania.  Uwzględnienie tej uwagi powinno spowodować wykreślenie z przedmiotowego projektu ustawy art. 29, który określa maksymalny limit wydatków z budżetu państwa oraz wprowadzenie odpowiednich zmian w OSR w pkt. 6.  Należy również nadmienić, że – mając na uwadze pojawiające się obecnie negatywne skutki gospodarcze związane z COVID-19, które powodują dodatkowe wymierne konsekwencje dla finansów publicznych – nie należy wprowadzać rozwiązań generujących nowe wydatki dla budżetu państwa. Należy dążyć do tego, aby – nie rezygnując z wprowadzania nowych zadań istotnych społecznie i gospodarczo, czy też wynikających z dostosowania prawa do przepisów UE – realizowanie wszystkich zadań odbywało się w ramach posiadanych zasobów finansowych poszczególnych instytucji i budżetów dysponentów części budżetowych. Oznaczać to może, że nie rezygnując z wprowadzenia nowych zadań, inne wydatki będą musiały zostać ograniczone. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwagi nie uwzględniono.**  **Uwagę pozostawiono do rozstrzygnięcia przez Komitet Stały Rady Ministrów.**  Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) wielokrotnie w swoich uwagach podnosił konieczność zapewnienia odpowiednich środków finansowych na realizację zadań nakładanych prawem, głównie prawem Unii Europejskiej. Należy podkreślić, że przewidziane w Ocenie Skutków Regulacji środki finansowe w postaci 3 etatów stanowią absolutne minimum przy tym jak, oprócz kwalifikacji, na regulatora nałożono szereg nowych obowiązków związanych przykładowo ze wzmocnionym nadzorem nad rynkiem energii elektrycznej (wydawanie decyzji w sprawie zmiany umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, zabezpieczenia) oraz rynkiem paliw ciekłych. Należy podkreślić, że Minister Klimatu nie jest organem nadzoru nad Prezesem URE dlatego też przekazuje jedynie do wiadomości stanowisko tego organu wyrażone m.in. w uwagach, sprawozdaniach z działalności, itd. Decydujące w tym obszarze jest stanowisko Prezesa Rady Ministrów oraz Rady Ministrów. |
| 3 | MF | W związku z tym, że ustawodawca zrezygnował z propozycji przepisów dotyczących powołania drugiego Wiceprezesa URE, fakt ten należy uwzględnić w zapisach projektowanej ustawy (np. art. 22) oraz w OSR (pkt. 4 Podmioty, na które oddziałuje projekt, pkt. 6a. Wpływ na sektor finansów publicznych – wprowadzenie rozwiązań w obszarze kwalifikacji - Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń). | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.** |
| 4 | MF | Nie przedstawiono całości założeń pozwalających ocenić prawidłowość obliczeń dot. wpływu regulacji na wydatki i dochody sektora finansów publicznych, w tym wydatki budżetu państwa. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwagi nie uwzględniono.**  **Uwagę pozostawiono do rozstrzygnięcia przez Komitet Stały Rady Ministrów.**  Założenia zamieszczone są na stronie BIP RCL od pół roku oraz przekazano je we wcześniejszym etapie konsultacji Ministerstwu Finansów. |
| 5 | MF | Wskazano, że „wydatki na poziomie budżetu państwa pomniejszono o wpływy z podatku od towarów i usług”, co jest niezgodne z zasadami tworzenia OSR, ponieważ wszystkie przepływy dla poszczególnych grup jednostek powinny być przedstawiane brutto. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwagi nie uwzględniono.**  **Uwagę pozostawiono do rozstrzygnięcia przez Komitet Stały Rady Ministrów.**  Takie ujęcie zagadnienia było wynikiem konsultacji z Ministerstwem Finansów. W Ocenie Skutków Regulacji z maja 2019 r. „wydatków z budżetu państwa nie pomniejszono o wpływy z podatku od towarów i usług”. W aktualnym OSR wydatki są zapisane z minusem, co w saldzie daje wartość dodatnią. Dodatkowo, w celu ujęcia przedmiotowej kwestii w bardziej przejrzysty sposób poprawiono zapis na:  *W przypadku budżetu państwa ujęto po stronie wydatków także wpływy z VAT (ze znakiem ujemnym) wynikające z zakupu oraz instalowania liczników zdalnego odczytu a także systemów teleinformatycznych w ramach całego systemu inteligentnego opomiarowania.* |
| 6 | MF | Wskazano, że największe korzyści z wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania będą rejestrowane w budżecie państwa (spadek wydatków jednostek budżetu państwa), natomiast w założeniach wskazano, że udział liczników jednostek samorządu terytorialnego w grupie JSFP jest na poziomie 94%, podczas gdy jednostek budżetu państwa – na poziomie 5%. Kwestia ta wymaga wyjaśnienia. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Poprawiono wyjaśnienia zawarte w OSR:  *Zidentyfikowane koszty i korzyści wynikające z wdrożenia projektu dla grupy taryfowej C1x oszacowano według klucza zużycia, a następnie przeliczono ich poziom dla JSFP (wydatki – koszty przeniesione na JSFP jako odbiorców i wpływy – korzyści JSFP jako odbiorców wg ustalonego wcześniej udziału procentowego). Udział w korzyściach wynikających z wprowadzenia inteligentnego opomiarowania jednostek budżetu państwa, samorządu terytorialnego oraz pozostałych w całej grupie jednostek sektora finansów publicznych przyjęto na poziomie (odpowiednio) 5%, 94% oraz 1%, co pozwoliło na uszczegółowienie obliczeń w zakresie dochodów i wydatków, wynikających z wdrożenia projektu i mających wpływ na sektor finansów publicznych.*  Ww. procenty wynikają z liczebności poszczególnych kategorii jednostek sektora finansów publicznych.  Dodatkowo w wyjaśnieniach wskazano, że:  *Na potrzeby oszacowania wpływu projektu na sektor finansów publicznych (na podstawie danych OSD na temat liczebności odbiorców grupy taryfowej C) ustalono liczbę odbiorców dla wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW oraz udział liczników jednostek sektora finansów publicznych w liczebności tej grupy (udział ten wynosi 11,6%). W ramach założeń do obliczeń przyjęto, że JSFP partycypować w trzech z pięciu kluczowych korzyści wynikających z wdrożenia projektu – ograniczeniu odczytów w trybie inkasenckim (korzyść OSD w 90% przeniesiona na odbiorców), redukcji strat handlowych i technicznych (korzyść OSD w 50% przeniesiona na odbiorców) oraz zmniejszeniu udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych. Założono, że dwie pozostałe kluczowe korzyści wynikające z modyfikacji zachowań w zakresie zużycia energii elektrycznej (obniżenie zużycia) oraz czynnego uczestnictwa w rynku energii będą nieosiągalne dla JSFP z uwagi na charakter prowadzonej przez nie działalności oraz charakterystykę zużycia. Udział JSFP w kosztach wdrożenia inteligentnego opomiarowania, z uwzględnieniem obowiązującego systemu taryfowania, oszacowano na równi z odbiorcami grupy taryfowej G oraz pozostałymi odbiorcami grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW.*  Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim. |
| 7 | MF | Nie przekazano załącznika do OSR dotyczącego systemu teleinformatycznego URE oraz nie przedstawiono źródła finansowania tego systemu. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Dostosowano brzmienie OSR w zw. z wycofaniem przepisów dot. z systemu teleinformatycznego URE na poprzednim etapie procedowania projektu. |
| 8 | MAP | 1. Art. 1 pkt 2 lit. j – zmiana art. 2 pkt 59 (definicja magazynowania energii elektrycznej)  W przypadku dużych magazynów, jakimi są elektrownie szczytowo-pompowe, proponowana definicja może budzić wątpliwości. Elektrownie szczytowo-pompowe w ramach zorganizowanej części przedsiębiorstwa - elektrowni - posiadają więcej niż jedno miejsce dostarczania energii. Energia dostarczona w trybie pracy pompowej w jednym miejscu dostarczenia energii może zostać – w związku z pracą generacyjną – wprowadzona do sieci poprzez inne miejsce dostarczenia tej samej elektrowni. Definicja ta powinna zostać przeredagowana, tak by uwzględnić specyfikę pracy elektrowni szczytowo-pompowej. MAP proponuje następujące brzmienie przepisu:  „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej w tym samym miejscu dostarczania energii elektrycznej, z zastrzeżeniem, iż energia uzyskiwana z pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych lub elektrowniach wodnych z członem pompowym może być wprowadzana do sieci elektroenergetycznej w innym miejscu dostarczania energii elektrycznej;”. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona z korektą.**  Brzmienie przepisu po zmianie:  *„59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;”.*  Jednocześnie zmianie ulega definicja magazynu energii elektrycznej:  *„10k) magazyn energii elektrycznej – instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej”;*  Przy czym niezbędne jest dodanie fragmentu „i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej” w związku z tym, że w przeciwnym przypadku każda bateria (np. power bank) mogłaby stanowić magazyn energii elektrycznej w rozumieniu przepisów prawa energetycznego a więc przepisy tego prawa miałyby zastosowanie do tych urządzeń. |
| 9 | MAP | 2. Art. 1 pkt 11 – zmiana art. 7 uPE, nowy ust. 2b  W ramach wniosku o przyłączenie magazynu energii niezbędne jest określenie parametrów magazynu, w tym: łączną moc zainstalowaną, pojemność nominalną, sprawność cyklu ładowania. „Sprawność cyklu ładowania” proponuje się zastąpić „sprawnością magazynu energii”, definiowanego jako stosunek energii wyprowadzonej z magazynu do stosunku energii wprowadzonej, wyrażonej w %, w ramach jednego pełnego cyklu pracy, w zakresie pojemności nominalnej i przy ładowaniu i rozładowywaniu mocą nominalną.  Obecnie zaproponowane sformułowanie nie jest czytelne i dodanie niniejszego przepisu do  ustawy – Prawo energetyczne (dalej „ustawa – PE”) może dotyczyć aktywów spółek energetycznych, tj. w szczególności elektrowni szczytowo-pompowych (ESP), i wymagać będzie przeglądu funkcjonujących w obrocie prawnym umów i zmiany umów przesyłowych.  Uwagi dotyczące „sprawności cyklu ładowania” dotyczą także pozostałych przepisów projektu zmian ustawy – PE posługujących się tym sformułowaniem. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Zamiast „sprawność cyklu ładowania” przyjmuje się „sprawność magazynu energii elektrycznej”.  W związku z tym wprowadza się definicję:  *„78) sprawność magazynu energii elektrycznej – stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną.”;*  W związku z tym dokonuje się odpowiednich zmian w przepisach:  • Art. 1 pkt. 11 – dotyczący art. 7 uPE w dodanym pkt. 2b.  • Art. 1 pkt. 11 – dotyczący art. 7 uPE w dodanym pkt. 3c.  • Art. 1 pkt. 46 – dotyczący art. 43f uPE w dodanym ust. 6 pkt. 2 lit. d). |
| 10 | MAP | 3. Art. 1 pkt. 11 – zmiana art. 7 uPE, nowy ust. 3c oraz 3e  Oba przepisy projektu zmian ustawy – Prawo energetyczne, tj. art. 7 ust. 3c i 3e, rozszerzają zakres informacji do wniosku o określenie warunków przyłączania. W przypadku konieczności zaktualizowania warunków przyłączenia dla aktywów spółek energetycznych, tj. w szczególności elektrowni szczytowo-pompowych (ESP), proponowany przepis ust. 3e może być problematyczny z racji na nieuregulowany status prawny części działek aktywów wytwórczych części elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). Proponuje się przeformułowanie tej regulacji, tak aby wyłącznie w przypadku modernizacji lub remontu części już funkcjonującego przedsiębiorstwa energetycznego, posiadającego koncesję, nie był stosowany przepis zobowiązujący dołączenie dokumentu potwierdzającego tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja. | **Uwaga została wyjaśniona.**  **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  Przepisy dotyczące wymogu posiadania tytułu prawnego do nieruchomości znajdują się już w art. 7 uPE. Dodawany przepis 3e do art. 7 powiela to wymaganie dla magazynów energii elektrycznej. Ponadto, pojęcie tytułu prawnego jest bardzo pojemne i obejmuje swoim zakresem zarówno prawo rzeczowe, ograniczone prawo rzeczowe jak i stosunek zobowiązaniowy. Wprowadzenie w tym zakresie wyjątku dla magazynów ee. stanowiłoby niczym nieuzasadniony wyłom w systemie prawnym. |
| 11 | MAP | 4. Art. 1 pkt 11 – zmiana art. 7 uPE, ust. 8g pkt 4  Termin wydania warunków przyłączenia, dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1kV, wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej wynosi 120 dni od dnia złożenia wniosku (dla wnioskodawców zaliczanych do III lub VI grupy przyłączeniowej). Warto może rozważyć przepis przejściowy, który w pierwszym roku funkcjonowania tej regulacji wydłuży czas na wydanie warunków przyłączenia dłuższy niż 120 dni. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona.**  Brak jest uzasadnienia dla wydłużenia terminu na wydanie warunków przyłączenia wyłącznie dla magazynów energii elektrycznej i traktowania w tym obszarze magazynu energii elektrycznej odmiennie aniżeli źródła.  Zgodnie z nowym brzmieniem art. 7 ust. 8g wprowadzonym ustawą z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy - Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2020 poz. 471):  3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;  4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej –dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;  5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.  A więc jeżeli magazyn energii elektrycznej, tak jak źródło, jest częścią instalacji wnioskodawcy ubiegającego się o przyłączenie do sieci, którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV (lub mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63A) wówczas termin ten wynosi 120 dni. W przypadku podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, którego urządzenia (wydaje się, że w tym magazyn energii elektrycznej), instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym równym lub wyższym niż 110 kV termin ten wynosi 150 dni.  Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim. |
| 12 | MAP | 5. Art. 1 pkt 12 – zmiana art. 7a ust. 3  W art. 7a ust. 3 pkt 1 w proponowanej treści projektu przepis ten powinien zawierać stosowne wyłączenie dotyczycące sektora odnawialnych źródeł energii celem zapewnienia rozwoju rynku korporacyjnych umów sprzedaży energii (CPPA). Konieczność uzyskania zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej powinna być wyłączona dla takiej linii łączącej z odbiorcą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej stanowiącą instalację odnawialnego źródła energii, wybudowaną na potrzeby tego odbiorcy w ramach długoterminowej umowy sprzedaży energii takiemu odbiorcy. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona.**  Niniejsze wyłączenie nie wynika z przepisów UE – definicja linii bezpośredniej - , w szczególności w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Co więcej, zgodnie z art. 7 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/WE (Dz. U. UE. L. 158 z 14. 06. 2019, str. 125) *Państwa członkowskie określają kryteria dotyczące przyznawania zezwoleń na budowę linii bezpośrednich na ich terytorium. Kryteria te muszą być obiektywne i niedyskryminacyjne.* |
| 13 | MAP | 6. Art. 1 pkt 14 – zmiana art. 9c uPE, nowy ust. 7a  Przepis ten regulować ma to samo zagadnienie co art. 13 ust. 5-7 rozporządzenia (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, jedna w ocenie MAP nie jest to prawidłowe ujęcie, bowiem projektowany ust. 7a daje szersze podstawy do stosowania redukcji mocy z farm wiatrowych niż przepisy art. 13 ww. rozporządzenia, tj. np. rozporządzenie przewiduje mechanizm stosowania mechanizmu nierynkowego jako zapasowego wobec działań rynkowych, czy też przewiduje maksymalne progi ograniczeń źródeł OZE, co nie wynika z propozycji regulacji art. 9c ust. 7a ustawy - PE. Biorąc pod uwagę bezpośrednie stosowanie rozporządzenia w polskim systemie prawnym, regulacje krajowe powinny odnosić się wyłącznie do kwestii nieuregulowanych w tym akcie prawnym, np. w zakresie kwestii braku odpowiedzialności za niewykonanie zobowiązania do określonego poziomu sprzedaży w systemie aukcyjnym. Ewentualnie MAP proponuje rezygnacje ze zmian w tym zakresie z racji na bezpośrednie stosowanie przepisów rozporządzenia (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W przypadku pozostawienia tego przepisu ewentualne rekompensaty za polecenie redukcji powinny obejmować nie tyko utracone przychody, ale również poniesione koszty związane z redukcją mocy. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez zrezygnowanie w projekcie ustawy UC17 z wprowadzenia zmian w tym zakresie. |
| 14 | MAP | 7. Art. 1 pkt 18 – zmiana art. 9g ust. 4 uPE, nowy pkt. 2b  Operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnych będą mieć obowiązek wpisania do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci wymagań technicznych dla magazynów energii, jednak w zależności od tego jak operatorzy sformułują powyższe wymagania wytwórcy OZE, posiadający magazyny energii, będą musieli ponieść dodatkowe, nieuwzględnione w systemie wsparcia OZE koszty związane z przystosowaniem posiadanych aktywów do nowych oczekiwań regulacyjnych. Ewentualne koszty po stronie wytwórców OZE związane z realizacją wymagań operatorów powinny być poniesione przez tych operatorów, lub solidarnie przez obie strony. Przepisy projektu ustawy nie regulują tych kwestii. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona.**  Zarówno dla wytwórców i dla odbiorców obowiązują już wymagania określone Rozporządzeniami Komisji (UE) odpowiednio 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. i 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeksy sieci odpowiednio dla przyłączenia do sieci jednostek wytwórczych i odbiorców.  Nie ma obecnie takich wymagań dla magazynów energii elektrycznej. Stąd, mając na względzie przewidywany rozwój zastosowań magazynów energii elektrycznej, zachodzi konieczność uregulowania wymagań dotyczących magazynów energii elektrycznej, analogicznie do ww. kodeksów sieci, w instrukcjach opracowywanych przez OSP i OSD. Nadmienić należy, że instrukcje, o których mowa w art. 9g ust. 4 są konsultowane z sektorem oraz zatwierdzanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.  Ponadto, wprowadzenie takiej propozycji spowoduje wyłom w systemie prawnym, bowiem zgodnie z art. 9g ust. 4:  *4.Instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące:*  *1)przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich;*  *2)wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą;*  *2a)wymagań technicznych dla instalacji zarządzania popytem;*  Tak więc dla wszystkich innych urządzeń określa się wymagania techniczne. |
| 15 | MAP | 8. Art. 1 pkt 33 – zmiana art. 32 ust. 1 uPE, zmiana pkt 2 lit a  Magazyny energii powyżej 10 MW wymagać będą koncesjonowania w zakresie „magazynowania”, a dla instalacji poniżej 10 MW podmiot będzie musiał złożyć wniosek o wpis do rejestru magazynów energii elektrycznej do dnia 31 grudnia 2020 r.  Proponowany przepis może być podstawą do uzyskania koncesji w zakresie magazynowania energii przez aktywa wytwórcze jakimi są już funkcjonujące elektrownie szczytowo-pompowe,  i w tym zakresie proponowana definicja może budzić wątpliwości. Konieczność uzyskania koncesji w tak krótkim czasie, tj. do końca roku 2020, może być nierealne i brak koncesji do końca 2020 r. w przypadku tych aktywów może spowodować konieczność zaprzestania podstawowej działalności wytwórczej. Proponuje się zatem dopuszczenie możliwości funkcjonowania bez koncesji przez aktywa wytwórcze jakimi są już funkcjonujące elektrownie szczytowo-pompowe w okresie dłuższym niż do dnia 31 grudnia 2020 r. lub powiazanie tej regulacji z przepisem art. 40 projektu ustawy – PE, w którym Prezes URE w drodze decyzji może powierzyć dalsze prowadzenie działalności wytwórczej przez przedsiębiorstwo energetyczne przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została kierunkowo uwzględniona.**  Należy zaznaczyć, iż wobec już istniejących elektrowni szczytowo-pompowych zastosowanie ma przepis art. 9 ust. 1 (przepis przejściowy) (art. 9 ust. 1. Podmiot prowadzący, w dniu wejścia w życie ustawy, działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 10 MW, w rozumieniu  ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, może wykonywać działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej na dotychczasowych zasadach jeżeli posiada koncesję na  wytwarzanie energii elektrycznej.).  Dodatkowo, uwzględniając kierunkowo uwagę MAP, ze względu na istniejący upływ czasu w stosunku do opracowania projektu, dokonuje się zmiany terminu w ust. 2 na 30 czerwca 2021 r. |
| 16 | MAP | 9. Art. 1 pkt 33 – zmiana art. 32 ust. 1 uPE, zmiana pkt 2 lit d  W przepisie dodaje się po lit. c lit d – f przy czym w projekcie dodaje się jedynie lit d i e, wymaga to zatem stosownej korekty i doszczegółowienia, jest to zatem uwaga o charakterze stricte redakcyjnym. | **Uwaga jest o charakterze legislacyjnym i nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez poprawienie numeracji przepisu. |
| 17 | MAP | 10. Art. 1 pkt 43 – zmiana art. 40  W art. 40 ust. 3 zdanie drugie projektu nie jest prawidłowe wskazanie, że przedsiębiorstwo ma prowadzić działalność w sposób zapewniający pokrycie wyłączenie kosztów uzasadnionych. Regulacja powinna odnosić się do tego, jaki jest poziom strat, które Skarb Państwa zobowiązany jest pokryć. Zatem w odniesieniu do działalności nie podlegającej taryfikacji w zdaniu drugim powinno być odwołanie do odpowiedniego stosowania zdania pierwszego. Przepis wymaga doprecyzowania.  W art. 40 ust. 4 projektu zatwierdzenie kosztów powinno następować decyzją administracyjną, tak aby przedsiębiorstwo energetyczne miało możliwość kwestionowania treści rozstrzygnięcia Prezesa URE. Przepis wymaga doprecyzowania. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona i wyjaśniona.**  Zrezygnowano ze zmiany przedmiotowego przepisu stąd uwaga pozostaje nieaktualna. |
| 18 | MAP | 11. Art. 1 pkt 47 lit. c) – zmiany w art. 45  Kwestia zwolnienia magazynów z opłat dystrybucyjnych i przesyłowych w zakresie energii magazynowanej jest przesądzająca dla możliwości ich funkcjonowania i rozwoju. Zatem propozycja, aby w przepisach ustawy – PE wprowadzić odpowiednie regulacje w tym zakresie jest w pełni uzasadniona. Słuszny jest też kierunek wprowadzonych rozwiązań (ograniczenie opłat dystrybucyjnych dla magazynów). Natomiast szczegóły zaproponowanych zapisów budzą pewne wątpliwości:  a) ust. 9 odnosi się do regulacji, jakie powinny zawierać taryfy przedsiębiorstw sieciowych, natomiast ust. 10 i 11 – do rozliczeń za usługi przesyłania i dystrybucji. Wydaje się,  że kwestia ta powinna być ujednolicona. Z zapisów powinno jasno wynikać, że taryfy będą zawierać odpowiednie postanowienia, stosowane następnie w rozliczeniach z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie magazynowania;  b) ust. 10 również jest niejasny i wymaga doprecyzowania. Jasnym jest, że o ile ust. 9 odnosi się do opłat zmiennych za dystrybucję/przesył (dzisiejsza opłata sieciowa zmienna), o tyle ust. 10 – do opłat stałych (opłata sieciowa stała). Magazyny nie powinny być jednak obciążone opłatą stałą w zakresie energii ponownie wprowadzonej do sieci. Wydaje się, że taka jest intencja projektodawcy, jednak brzmienie ust. 10 powinno być w tym zakresie bardziej klarowne. Z zapisu powinno jasno wynikać, że: (i) tylko część zamówionej mocy umownej podlega opłacie; oraz (ii) jaka część mocy z opłaty zostaje zwolniona. Propozycja MAP jest następująca: „W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w przypadku opłat, których wysokość uzależniona jest od mocy umownej magazynu energii, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika sprawności magazynu w okresie rozliczeniowym. Współczynnik sprawności oblicza się jako stosunek energii wprowadzonej do sieci do energii pobranej z sieci przez magazyn.”  (przykład dla mocy umownej wynoszącej 10 i sprawności magazynu 0,7; do rozliczeń uwzględnia się moc 10 - (0,7 \* 10) = 3 – wartość uwzględniana w rozliczeniach)  c) Nie jest również klarowne brzmienie przepisu stanowiącego, że w rozliczeniach „uwzględnia się łączną (łączną z czym?) moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej”. Czy zapis ten należy rozumieć, jako podstawę do uwzględnienia po stronie odbioru mocy magazynu w całkowitej mocy umownej jednostki wytwórczej i obciążenie jej również w tej części stałą opłatą sieciową? Jeśli tak, to w ocenie MAP jest to podejście błędne i w sposób nieuzasadniony dyskryminujące magazyny zintegrowane z jednostkami wytwórczymi. Wadliwość tego rozwiązania widoczna byłaby w szczególności  w przypadkach, w których moc instalacji magazynowej byłaby znacząca (w stosunku do mocy jednostki wytwórczej). W zakresie magazynów powiązanych z jednostką wytwórczą (ust. 11) odpowiednie zastosowanie powinien znaleźć nie tylko ust. 9, ale również i ust. 10. | **Uwagi są o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Przyjmuję się następujące nowe brzmienie przepisów ust. 9 i 10:  *„9. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci elektroenergetycznej przez magazyn energii elektrycznej, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.*  *10. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.”.*  **Uwaga uwzględniona z korektą.**  Pojęcie „łącznej mocy zainstalowanej” jest powszechnie stosowane w ustawie i oznacza całkowitą moc zainstalowanych urządzeń, w tym przypadku magazynu energii elektrycznej.  Dla usunięcia niejasności proponuje się następujące brzmienie przepisu:  *„11. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci przez ten magazyn, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym, ustalona w oparciu o wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego tego magazynu, o którym mowa w ust. 13.”*  Dodaje się przepis ust. 12 i ust. 13 o brzmieniu:  *„12. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla tego magazynu, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.*  *13. Magazyn energii elektrycznej będący częścią jednostki wytwórczej jest wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący energię elektryczną wprowadzoną do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzoną z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo - rozliczeniowego rejestrującego energię elektryczną pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez tę jednostkę.”;* |
| 19 | MAP | 12. Zmiana Prawa Energetycznego – uwaga ogólna  W ocenie MAP powinien być jasno określony status elektrowni szczytowo-pompowych z dopływem naturalnym. Specyfika tych jednostek oznacza, że zarówno magazynują energię (czarną, cykl szczytowo-pompowy), jak i wytwarzają energię ze źródeł odnawialnych. Jednak w przeciwieństwie do magazynów będących częścią jednostki wytwórczej nie magazynują one energii wytworzonej z przepływu (energii z OZE.  W kontekście budowy i eksploatacji nowych magazynów energii, zmiany wprowadzają wiele dobrych i oczekiwanych rozwiązań, ale jednocześnie nie są poruszone kluczowe kwestie, bez których budowa i eksploatacja komercyjnych magazynów energii nie będzie możliwa. Mianowicie:  • Wyłącznie OSP i OSD dysponują wiedzą odnośnie tego gdzie magazyny energii byłyby w stanie znacząco poprawić funkcjonowanie systemów, nie ma więc możliwości, by podmiot prywatny stricte „z rynku” inicjował rozwój projektów samodzielnie. Wobec tego od dobrej woli OSP/OSD zależy jakikolwiek development projektów magazynowych.  • Zmiany nie eliminują OSP i OSD z bycia jednocześnie OSM, co sprawia, że nie ma możliwości konkurowania z nimi. W konsekwencji – nie ma wolnego rynku dla OSM.  • W zmianach nie ma mowy o sposobie określania jakichkolwiek stawek za usługi, ani nawet sugestii, że magazyny energii powinny tworzyć wolny rynek usług.  Proponowane zmiany nie pozwalają na rozwój rynku usług z wykorzystaniem magazynów energii. | **Uwagi 1 i 2 o charakterze nieeuropejskim zaś uwagi 3 i 4 są o charakterze europejskim.**  **Ad. 1. Uwaga została wyjaśniona.**  Ad. 1. Należy zaznaczyć, że sprawność elektrowni szczytowo-pompowych z dopływem naturalnym wynosi 100 %, a więc praktycznie nie ponoszą one opłat sieciowych – zgodnie z ww. przepisami ma zastosowanie różnica energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez ten magazyn energii elektrycznej.  **Ad. 2. Uwaga została wyjaśniona.**  Należy zaznaczyć, że OSP i OSD konsultują z użytkownikami systemu i publikują plan rozwoju – art. 16 ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto projekt uwzględnia w art. 1 pkt. 15 lit. b) i c) przepisy dotyczące art. 16 uPE uwzględniające zastosowanie magazynów energii elektrycznej jako alternatywy dla inwestycji „klasycznych”.  **Ad. 3. Uwaga została wyjaśniona.**  Przepisy przygotowywane w związku z wdrożeniem dyrektywy 2019/944 uwzględnią wdrożenie m.in. art. 36 i 54 tej dyrektywy.  **Ad. 4. Uwaga została wyjaśniona.**  Przedmiotem tego projektu (UC17) nie było i nie jest wdrożenie wszystkich regulacji unijnych dotyczących funkcjonowania rynku energii i rynku usług systemowych. Będzie to przedmiotem odrębnych przedłożeń.  Należy też zauważyć, że w ramach aukcji rynku mocy zostały już zgłoszone w oparciu o magazyny energii elektrycznej istotne wolumeny mocy. |
| 20 | MAP | 13. Art. 4 pkt 7 lit. a) – zmiana art. 45 uOZE, nowy ust. 6a  W opinii MAP analogiczny zapis powinien być wprowadzony dla instalacji korzystających z innych form wsparcia OZE (FIT/FIP/aukcje). | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Patrz uwaga nr 24 – uwaga została uwzględniona**. |
| 21 | MAP | 14. Art. 4 pkt 7 lit. c) – zmiana art. 45 uOZE, nowy ust. 8  W ocenie MAP brzmienie proponowanego przepisu budzi wątpliwości i zdaje się sugerować, że magazyn będący częścią instalacji OZE lub instalacji hybrydowej musi mieć odrębne od instalacji OZE (hybrydowej) połączenie z siecią. Tylko w takim bowiem wypadku możliwe byłoby mierzenie energii pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci wyłącznie przez ten magazyn. W ocenie MAP nie taka była intencja projektodawcy, a dodatkowo takie rozwiązanie nie jest również możliwe technicznie do zastosowania. MAP proponuje zatem następujące brzmienie przedmiotowego przepisu, a mianowicie: „Magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii jest wyposażony w układ pomiarowo–rozliczeniowy rejestrujący energię elektryczną wprowadzoną do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzoną z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo – rozliczeniowego rejestrującego energię elektryczną pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła wraz z magazynem energii.” | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  W tym przypadku chodzi o układ pomiarowo-rozliczeniowy odrębny od układu pomiarowo-rozliczeniowego „na granicy sieci”. Nic nie sugeruje, że magazyn energii elektrycznej ma mieć odrębne połączenie z siecią. Wprost przeciwnie, gdyby tak było, nie byłby częścią instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE.  Niemniej dla uniknięcia wątpliwości dokonano doprecyzowania.  *„Magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii jest wyposażony w układ pomiarowo–rozliczeniowy rejestrujący energię elektryczną wprowadzoną do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzoną z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo – rozliczeniowego rejestrującego energię elektryczną pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła.”.* |
| 22 | MAP | 15. Art. 4 pkt 9 lit. c) – zmiana art. 92 uOZE  W ust. 14 i 15 powinna być uwzględniona w kwestia strat w procesie magazynowania energii pobranej z sieci. W związku z tym zapis powinien stanowić, że ilość energii z OZE (energii o której mowa w ust. 11) to różnica „pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności tego magazynu”. | **Uwaga jest o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Zaproponowano następujące brzmienie dodanych w art. 92 ustawy OZE ust. 14 i 15, przenosząc treść dotychczas dodanego ust. 15 do ust. 16:  *14. Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, oblicza się jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności magazynu energii elektrycznej.*  *15. Przez sprawność magazynu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 14 rozumie się stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną.* |
| 23 | MAP | 16. Art. 4 pkt 13 – nowy art. 209a uOZE  W świetle wydania rozporządzenia Ministra Klimatu w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. przepis wydaje się bezprzedmiotowy, a dodatkowo przepis ten jest sprzeczny z obowiązującym już aktem normatywnym, gdyż ceny referencyjne na rok 2020 zostały już określone w opublikowanym w dniu 4 maja 2020 r. rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. (Dz.U. 2020 poz. 798). Brak jest zatem zasadności utrzymania obowiązania cen referencyjnych określonych na rok 2019, w roku 2020.  Jednakże, w przypadku uznania za celowe pozostawienie tego przepisu, art. 209a mógłby mieć następujące brzmienie, a mianowicie: „Art. 209a. 1. Ceny referencyjne, o których mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, określone na rok 2020, obowiązują w roku 2021 i kolejnych latach kalendarzowych, nie dłużej niż do końca roku kalendarzowego, w którym minister właściwy do spraw energii wyda rozporządzenie, o którym mowa w art. 77 ust. 3.” | **Uwaga jest o charakterze legislacyjnym i nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez zrezygnowanie ze zmiany w art. 4 pkt 13. |
| 24 | MAP | 17. Zmiana ustawy o odnawialnych źródłach energii – uwaga ogólna  Biorąc pod uwagę, że zapisy 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 (70a ust. 1 i 2, 71 ust. 1, 75 ust. 1), we wszystkich tych postanowieniach powinna zostać 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. Sam zapis proponowanego w tym zakresie art. 92 ust. 13 wydaje się w tym zakresie niewystarczający, bo stosuje się go dopiero na etapie rozliczeń ujemnego salda. | **Uwagi są o charakterze nieeuropejskim.**  **Uwagi zostały uwzględnione.**  *1) w art. 70a po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:*  *„5. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do stałej ceny zakupu, o której mowa w ust. 1 ani prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 2, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”,*  *2) w art. 71 po ust. 5 dodaje się ust. 6 w brzmieniu:*  *„6. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na uprawnienie do uczestniczenia w aukcji, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”,*  *3) w art. 75 po ust. 8 dodaje się ust. 9 w brzmieniu:*  *„9. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”,*  Analogiczny przepis występuje w odniesieniu do świadectw pochodzenia:  *7) w art. 45:*  *a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:*  *„6a. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na uprawnienia do otrzymywania świadectw pochodzenia lub gwarancji pochodzenia, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”,* |
| 25 | MAP | 18. Art. 28  Projekt odwołuje się do art. 17 i 19 ustawy zmienianej w art. 5 (ustawa o rynku mocy), a powinien – prawdopodobnie – odwoływać się do ustawy zmienianej w art. 6 (o elektromobilności). Uprzejma prośba o weryfikację tej kwestii. | **Uwaga jest o charakterze legislacyjnym i nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez poprawienie odesłania. |
| 26 | Minister ds. UE | 1. Odnośnie do kwestii uznania wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania za nadregulację (uwaga 7 zestawienia uwag)  W pierwszej kolejności pragnę podkreślić, że moje uwagi wskazujące, że przepisy dotyczące wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania mogą zostać uznane za nadregulację mają jedynie charakter informacyjny. Przedstawianie informacji dotyczącej możliwej nadregulacji nie wskazuje, że proponowanie rozwiązania nie mogą czy nie powinny być wprowadzane, a ma na celu jedynie informowanie o tym, jakie obowiązki ciążą na Rzeczypospolitej Polskiej w związku z transpozycją dyrektyw.  W tym konkretnym przypadku (transpozycja art. 19 ust. 2 i załącznika II dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE) pragnę raz jeszcze podkreślić fakultatywne elementy tego przepisu dyrektywy. Nie chcąc powtarzać szczegółowej argumentacji zawartej w moim poprzednim piśmie, ponownie zwrócę jedynie uwagę, że zgodnie 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”.  W tym kontekście zwracam uwagę, że właściwe przeprowadzenie takiej analizy, jej ocena oraz notyfikowanie Komisji Europejskiej (po przeprowadzeniu takiej analizy i na podstawie jej wyników) zamiaru wprowadzenia inteligentnego systemu opomiarowania pozostają w kompetencji projektodawcy; ocena, od strony ekonomicznej, prawidłowości takiej analizy kosztów i korzyści pozostaje poza kompetencją ministra właściwego do spraw członkostwa RP w Unii Europejskiej.  Przyjmuję zatem do wiadomości informację zawartą w OSR projektu, zgodnie z którą Minister Gospodarki notyfikował Komisji Europejskiej rozpoczęcie procesu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania przy piśmie z dnia 3 września 2012 r., przy którym przekazano Komisji „informację dotyczącą zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce”. Z OSR wynika, że w informacji tej wskazano na pozytywną ocenę przedmiotowego przedsięwzięcia.  Mając jednak na uwadze wspomniany powyżej przepis dyrektywy, który pozwala państwom członkowskim na uzależnienie wprowadzenia tego systemu od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II dyrektywy, zwracam uwagę na niekonsekwencję w informacjach przedstawianych przez projektodawcę odnośnie do stosownej analizy. W szczególności w uzasadnieniu projektu oraz stanowisku przedstawionym w zestawieniu uwag MK powołuje się na przeprowadzenie stosownej analizy, która została zamieszczona w Ocenie Skutków Regulacji, a same dokumenty analizę tę potwierdzające zostały zamieszczone na stronie BIP RCL w zakładce Komitet Rady Ministrów ds. Cyfryzacji, wraz z aktualizacją założeń do analizy z 2019 r. Rozumiem, że MK odwołuje się tym samym do dokumentu Ministra Gospodarki pt. „Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, Warszawa kwiecień 2013 r.”, która nie została dołączona do projektu (jednakże OSR zawiera link do tego dokumentu) oraz następujących dokumentów, które zostały zamieszczone na stronie BIP RCL w zakładce Komitet Rady Ministrów ds. Cyfryzacji (które nie zostały dołączone do projektu przekazanego KSE):  a) Dokument Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. „Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce”, przygotowany 20 sierpnia 2012 r.;  b) Dokument pt. „Aneks do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania”, przygotowany w kwietniu 2013 r;  c) Dokument pt. „Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce”, przygotowany w kwietniu 2019 r.  Nie sposób jest na podstawie przedstawionych informacji jednoznacznie stwierdzić, czy przeprowadzona analiza kosztów i korzyści została wykonana przez Polskę przed 3 września 2012 r., tj. przed notyfikacją stosownej informacji Komisji Europejskiej. Zgodnie z zasadami określonymi w załączniku I pkt 2 dyrektywy 2009/72 (poprzedzającej dyrektywę 2019/944), analiza taka powinna była bowiem poprzedzać notyfikowanie przez państwo członkowskie swojej decyzji Komisji Europejskiej. W konsekwencji notyfikacji takiej decyzji na państwach członkowskich ciąży wynikający z art. 19 ust. 4 dyrektywy 2019/944 obowiązek zapewnienia, by odbiorcy końcowi w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny partycypowali w kosztach związanych z wprowadzaniem takich systemów, a więc mieli świadomość ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta (o której mowa w analizie, która była podstawą decyzji państwa). Mając powyższe na uwadze sugeruję doprecyzowanie tej kwestii w OSR i uzasadnieniu projektu.  Dodatkowo na marginesie pragnę odnieść się do argumentu MK przedstawionego w zestawieniu uwag, w myśl którego „niewprowadzenie liczników zdalnego odczytu będzie się wiązało z koniecznością zrezygnowania z zatwierdzania taryf przez Prezesa URE co z kolei będzie pozostawało w sprzeczności z polityką Rządu dotyczącą ochroną odbiorcy w gospodarstwie domowych przed nieuzasadnionym wzrostem cen energii elektrycznej”. Należy podkreślić, że wniosek ten jest błędny. Projektodawca odwołuje się w tym kontekście do art. 5 ust. 7 lit. f) dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym „interwencje publiczne (w zakresie ustalania cen za dostawy energii elektrycznej) muszą zapewniać, by zgodnie z art. 1 i 21 wszyscy beneficjenci takich interwencji publicznych mieli prawo do tego, by zainstalowano u nich inteligentne liczniki bez dodatkowych opłat i by im taką instalację zaproponowano, a także by byli bezpośrednio informowani o możliwości instalacji inteligentnych liczników i otrzymywali niezbędną pomoc w tym zakresie”. Oznacza to, że art. 21 dyrektywy ustanawia prawo podmiotowe odbiorców końcowych – prawo do inteligentnego licznika, które państwo członkowskie musi zagwarantować niezależnie od tego, czy decyduje się na powszechne wprowadzanie systemu inteligentnego opomiarowania czy też nie. Konstatacja, że brak wprowadzenia inteligentnego opomiarowania musi automatycznie skutkować koniecznością zrezygnowania z zatwierdzania taryf przez Prezesa URE nie wynika zatem, jak twierdzi projektodawca, z wymienionych przepisów dyrektywy. Państwo, nie decydując się na wprowadzenie powszechnie systemu inteligentnego opomiarowania, nie musi automatycznie rezygnować z zatwierdzania taryf przez organ regulacyjny – musi jedynie zapewnić, by każdy odbiorca końcowy miał możliwość zawnioskowania i założenia indywidualnego inteligentnego licznika. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Pozytywna analiza (tzw. CBA) została przekazana przez Polskę do Komisji Europejskiej w pierwszej połowie września 2012 r.  Podstawowym dokumentem, na podstawie którego dokonano zgłoszenia do Komisji Europejskiej stanowiła analiza PTPiREE z 20 sierpnia 2012 r.  Kwestię tę doprecyzowano w uzasadnieniu oraz OSR. Ponadto, w OSR do załączników dodano pkt 4:  „Załącznik do zgłoszenia do Komisji Europejskiej w 2012 r. przygotowany w ówczesnym ministerstwie Gospodarki i bazujący na analizie PTPiREE z 20 sierpnia 2012 r., zatytułowany: Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce.”  Na marginesie należy zaznaczyć, że w ostatnio opublikowanych raportach:  Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 dostępnym na stronie: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\_id=Searchresult&WT.ria\_c=37085&WT.ria\_f=3608&WT.ria\_ev=search  Oraz  Supporting Country Fiches  accompanying the report  Benchmarking smart metering deployment in the EU-28  Dostępnym na stronie:  https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/09ca8b61-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en  wskazuje się na str. 247 na pozytywną CBA w 2012 r. |
| 27 | Minister ds. UE | 2. Kwestia kompletności transpozycji dyrektywy 2019/944 (pkt 15 i 35 zestawienia uwag)  Dziękując za wyjaśnienia dotyczące planów MK odnośnie do transpozycji dyrektywy 2019/944 i przyjmując do wiadomości wyjaśnienia w tym zakresie (pkt 15 i 35 zestawienia uwag) uprzejmie przypominam, że dyrektywa ta (zgodnie z jej art. 71) musi zostać transponowana do polskiego porządku prawnego co do zasady do 31 grudnia 2020 r.  Mając na uwadze krótki czas, jaki pozostał do końca roku, w połączeniu z informacją zawartą przez projektodawcę w pkt 35 zestawienia uwag („dyrektywa [2019/944] zwiera szereg nowych instytucji, które są w trakcie opracowywania w ramach oddzielnej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne i nie zostały jeszcze uzgodnione”) uprzejmie proszę o dostosowanie prac nad transpozycją pozostałych przepisów dyrektywy do polskiego porządku prawnego (w ramach osobnego projektu nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne) do wskazanego terminu transpozycji. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga przyjęta do wiadomości.** |
| 28 | Minister ds. UE | 3. Zawieranie umów sprzedaży lub umów kompleksowych z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa (pkt 19 zestawienia uwag)  Pragnę podtrzymać moją uwagę dotyczącą proponowanego środka ochrony odbiorców przed niedozwolonymi praktykami (oszustwami i wprowadzaniem w błąd) stosowanymi w ramach sprzedaży bezpośredniej przez akwizytorów w formule door-to-door poprzez wprowadzenie zakazu zawierania umów sprzedaży lub umów kompleksowych z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa.  Jednocześnie pragnę podkreślić, że zgłaszana uwaga nie ma na celu odwodzenie projektodawcy od rozwiązania tego problemu, a jedynie zaznaczenie wątpliwości co do proporcjonalności projektowanych środków i skutków dla realizacji innych zobowiązań wynikających z prawa UE (praw odbiorców końcowych). Istnieje bowiem obawa, że w wyniku przyjęcia proponowanych środków, które mają rozwiązać problemy części odbiorców końcowych, jednocześnie zostanie ograniczone ich prawo zmiany dostawcy. Odbiorcy końcowi, których dotyka problem, mogą być osobami starszymi, pochodzącymi z małych wsi i miejscowości, objętymi w wielu przypadkach wykluczeniem cyfrowym. W sytuacji gdy w pobliżu miejsca zamieszkania takiej osoby nie ma lokalu przedsiębiorstwa i gdy taka osoba nie ma możliwości zmiany umowy na odległość (np. przy wykorzystaniu środków łączności internetowej), rozwiązanie proponowane w projekcie ustawy może spowodować naruszenie jednego z podstawowych praw każdego odbiorcy końcowego – prawa do wyboru i zmiany sprzedawcy, ustanowionego w art. 4 i 10 ust. 1 dyrektywy 2019/944 (w zakresie dostaw energii elektrycznej) oraz art. 3 ust. 3 in fine oraz załącznika I do dyrektywy 2009/73 (w zakresie dostaw gazu). Może doprowadzić do „zakonserwowania” rynku poprzez utrudnianie zmiany dostawcy tym odbiorcom końcowym, którzy raz zawarli umowę z danym dostawcą – takie działanie byłoby sprzeczne z celami dyrektywy 2019/944, która zobowiązuje państwa członkowskie do zapewnienia jak największej swobody w zakresie zmiany dostawcy (w tym również skrócenia czasu potrzebnego do zmiany dostawcy, co mogłoby zachęcić konsumentów do poszukiwania lepszych ofert energii i do zmiany dostawcy, na co zwraca uwagę motyw 34). Niczego w tym kontekście nie zmienia zmiana projektu przewidująca opóźnienia wejścia w życie kwestionowanego przepisu (sześciomiesięczne vacatio legis).  Należałoby przeanalizować, czy mając na uwadze prawo odbiorcy do zmiany dostawcy, rozwiązaniem problemu nie byłoby zastosowanie innych środków, które nie ingerują tak dalece w prawa odbiorcy, przykładowo wykorzystanie środków, jakimi dysponuje Prezes UOKiK w zakresie ochrony konsumentów, czy też zaadresowanie środków bezpośrednio przeciwko tym przedsiębiorcom (sprzedawcom), którzy stosują niedozwolone praktyki (np. przyznanie Prezesowi URE prawa do nakładania kar za takie praktyki). | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona a uzasadnienie poprawione.**  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 poprzez 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 roku ogólna ilość 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 ilość zgłoszeń 2995 w tym nieuczciwe praktyki rynkowe 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 % udział spraw zgłaszanych na nieuczciwe praktyki 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 do podjęcia środków zaradczych, w tym 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 poprzez 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 2019 r. poz. 1145, 1495, z 2020 r. poz. 875.). 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. |
| 29 | Minister ds. UE | 4. Kwestia kosztów instalacji systemu inteligentnego opomiarowania dla odbiorców końcowych (pkt 22 zestawienia uwag)  W mojej uwadze dotyczącej kosztów instalacji systemu inteligentnego opomiarowania dla obiorców końcowych zwracałem uwagę na konieczność prawidłowej transpozycji art. 19 ust. 4 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym „państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania zapewniają, by odbiorcy końcowi w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny partycypowali w kosztach związanych z wprowadzaniem takich systemów”. Przepis ten gwarantuje odbiorcom końcowym prawo do bycia poinformowanym (w przejrzysty sposób) o kosztach, które faktycznie poniosą w związku z decyzją państwa członkowskiego o instalacji systemu inteligentnego opomiarowania (np. w kosztach dostawy energii czy gazu). Oczywiście nie wynika z tego przepisu, że odbiorca końcowy nie musi ponosić finalnie żadnych kosztów związanych z instalacją systemu – chodzi tylko o to, by był on ich świadom.  W odpowiedzi na moją uwagę projektodawca przyznaje w zestawieniu uwag, że „odbiorca partycypuje w tych kosztach poprzez wnoszenie opłat wynikających z taryfy danego operatora”. Nie ma jednak znaczenia, że „koszty znajdują się pod kontrolą regulatora”, ponieważ sam fakt zatwierdzania taryf przez Prezesa URE nie wypełnia wynikającego art. 19 ust. 4 dyrektywy 2019/944 zobowiązania do przekazania odbiorcy końcowemu pełnej informacji na temat uczestniczenia w kosztach wprowadzenia systemu. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.**  Wprowadzono przepis, zgodnie z którym:  *Art. 11u. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 1, 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*  *4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w 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.* |
| 30 | Minister ds. UE | 5. Kwestia ochrony danych osobowych w ramach systemu inteligentnego opomiarowania (pkt 26-34 zestawienia uwag)  Odnośnie do kwestii ochrony danych osobowych, podtrzymuję moje uwagi w następującym zakresie:  a) Projektowany art. 11zf ust. 1 ustawy stanowi, że operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, w rozumieniu art. 26 ust. 1 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).  Moja uwaga odnosząca się do ochrony danych osobowych wskazywała na wątpliwości w zakresie wskazania wspomnianych podmiotów jako współadministatorów. Należy mieć jednak na uwadze to, że to projektodawca posiada najlepszą wiedzę odnośnie do mechanizmów działających w tym obszarze, to on również odpowiada ostatecznie za kształt wprowadzanych przepisów. W związku z tym przyjmuję wyjaśnienia przedstawione odnośnie do przyjętej przez projektodawcę konstrukcji legislacyjnej. Niezależnie od tego rekomenduję skonsultowanie tej kwestii z Prezesem Urzędu Ochrony Danych Osobowych, organem nadzorczym w zakresie rozporządzenia 2016/679.  b) W mojej ocenie zasadne jest również poszerzenie uzasadnienia projektu ustawy o wyjaśnienie przedstawione w zestawieniu uwag, dotyczące wprowadzenia projektowanego art. 11zf ust. 5 projektu ustawy, przewidującego ograniczenie art. 15 rozporządzenia 2016/679.  c) Wciąż niezrozumiały pozostaje projektowany art. 11zf ust. 7 ustawy. Zgodnie z jego aktualną treścią, operator informacji rynku energii jest obowiązany do stosowania środków technicznych i organizacyjnych, o których mowa w art. 32 rozporządzenia 2016/679, w celu zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii oraz zapewnia zgodność przetwarzania danych w ramach centralnego systemu informacji rynku energii z przepisami art. 25 rozporządzenia 2016/679. Konieczne jest wyjaśnienie, czy w takim wypadku pozostali współadministatorzy nie będą musieli stosować środków z art. 25 i art. 32 rozporządzenia 2016/679, wskazanych w projektowanym art. 11zf ust. 7 ustawy. Konstrukcja projektowanego przepisu odnosi się bowiem wyłącznie do operatora informacji rynku energii. Zwracam uwagę, że wszystkich współadministatorów powinien objąć projektowany art. 11zf ust. 17 ustawy, ogólnie wskazujący na konieczność wdrożenia odpowiednich zabezpieczeń technicznych i organizacyjnych zgodnie z rozporządzeniem 2016/679. W taki wypadku tym bardziej niezrozumiały jest cel wskazania tylko do operatora informacji rynku energii niektórych ogólnych obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679, które powinny obowiązywać wszystkich administratorów i współadministatorów. | **Uwagi są o charakterze europejskim.**  Ad. a. **Uwaga została wyjaśniona.** Za przyjęciem modelu współadministrowania przemawiają względy ekonomiczne. Projekt przepisu/modelu był konsultowany z Urzędem Ochrony Danych Osobowych. Podczas Konsultacji Urząd wskazał, że to do projektodawcy należy wybór modelu i że w przypadku przyjęcia modelu współadministrowania należy przypisać poszczególnych współadministratorom obowiązki wynikające z rozporządzenia RODO co jest określone w art. 11zf . Odbyła się w tej sprawie wymiana korespondencji oraz spotkanie z Przedstawicielami UODO.  Ad. b. **Uwaga została uwzględniona**. W uzasadnieniu wyjaśniono, że kwestionowany przepis ma na celu uniknięcie (zarówno ze względów ekonomicznych jak i ekologicznych) konieczności drukowania stosu papierów i dostarczania ich odbiorcy końcowemu. Odbiorca końcowy nie zostaje wcale pozbawiony uprawnienia do uzyskania danych pomiarowych dot. jego zużycia energii elektrycznej, będzie on bowiem mógł nadal zażądać tych danych w formie elektronicznej.  Ad. c. **Uwaga została uwzględniona**. Kwestionowany przepis został wykreślony, bowiem rozporządzenia UE obowiązują bezpośrednio. Tym samym usunięto wątpliwość jakoby operator informacji rynku energii jako jedyny ze współadministratorów miałby stosować 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 uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych). |
| 31 | Minister ds. UE | 6. Kwestia uznawania kwalifikacji (pkt 37 zestawienia uwag)  Pragnę ponowić zgłoszoną w toku uzgodnień międzyresortowych uwagę dotyczącą art. 54 ustawy – Prawo energetyczne. Przedstawione przez projektodawcę wyjaśnienia (pkt 37 zestawienia uwag) wskazują na brak zrozumienia problemu i nie odnoszą się do zastrzeżeń podniesionych w opinii o zgodności projektu z prawem UE.  a) Zastrzeżenia te dotyczą obowiązującego art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem z obowiązku posiadania polskiego świadectwa potwierdzającego kwalifikacje zwolnieni są obywatele państw członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub EOG, którzy nabyli w tych państwach wymagane kwalifikacje w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci i uzyskali potwierdzenie tych kwalifikacji zgodnie z przepisami o zasadach uznawania nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej kwalifikacji do wykonywania zawodów regulowanych.  Tym samym art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne stanowi lex specialis względem zasad ogólnych ustanowionych w ustawie o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej wdrażającej do polskiego porządku prawnego dyrektywę 2005/36/WE w sprawie uznawania kwalifikacji zawodowych.  Po pierwsze, zgodnie z ustawą o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, uprawnienie do wystąpienia o uznanie kwalifikacji zawodowych przysługuje nie tylko obywatelom UE, EOG oraz Konfederacji Szwajcarskiej, ale również obywatelom państw trzecich, na przykład członkom rodzin obywateli UE oraz rezydentom długoterminowym UE (katalog osób uprawnionych zawarty jest w art. 2 ust. 1 ustawy). W tym zakresie ustawa wdraża liczne akty prawa unijnego z zakresu swobody przepływu i migracji, m.in. dyrektywę 2004/38/WE w sprawie prawa obywateli Unii i członków ich rodzin do swobodnego przemieszczania się i pobytu na terytorium Państw Członkowskich oraz dyrektywę 2009/50/WE w sprawie warunków wjazdu i pobytu obywateli państw trzecich w celu podjęcia pracy w zawodzie wymagającym wysokich kwalifikacji. W związku z brakiem przepisów unijnych, które dopuszczałyby zastosowanie wyjątków od tych aktów w stosunku do zawodów, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne, nie widzę podstawy do ograniczenia zakresu podmiotowego art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne przez zastosowanie kryterium obywatelstwa.  b) Po drugie, zgodnie z Tytułem II dyrektywy 2005/36/WE wdrożonym w rozdziale 4 ustawy o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, osobom które nabyły kwalifikacje w państwie członkowskim przysługuje prawo do świadczenia usług transgranicznych na terytorium innego państwa, bez konieczności ich uprzedniego uznawania. Kontrola kwalifikacji usługodawcy może nastąpić jedynie wyjątkowo w stosunku do zawodów wymienionych w rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów w sprawie wykazu zawodów regulowanych i działalności regulowanych, przy wykonywaniu których usługodawca posiada bezpośredni wpływ na zdrowie lub bezpieczeństwo publiczne, w przypadku których można wszcząć postępowanie w sprawie uznania kwalifikacji (do których należą m.in. zawody związane z eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji), przy czym – jak wynika z art. 7 ust. 4 dyrektywy 2005/36/WE – powinna ona mieć charakter indywidualny, a nie automatyczny. Nie można zatem założyć z góry stosowania tej kontroli względem wszystkich usługodawców wykonujących zawód wymieniony w rozporządzeniu. Tymczasem art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, jednoznacznie wymaga uzyskania potwierdzenia kwalifikacji zgodnie z przepisami o zasadach uznawania nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej kwalifikacji do wykonywania zawodów regulowanych, a więc decyzji w sprawie uznania kwalifikacji.  c) Wreszcie należy zwrócić uwagę na rozbieżność pomiędzy zakresem podmiotowym obowiązującego art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne oraz projektowanego art. 54 ust. 2b tej ustawy. Pierwszy przepis dotyczy wyłącznie obywateli wskazanych państw, drugi natomiast upoważnia Prezesa URE do uznawania kwalifikacji, nie wskazując kto może wystąpić z wnioskiem. Zastosowanie znajdzie zatem w tym względzie ustawa o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej. W efekcie obywatel państwa trzeciego, któremu zgodnie z ustawą o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej oraz art. 54 ust. 2b Prezes URE uzna kwalifikacje zawodowe, nie będzie mógł wykonywać czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, ze względu na treść art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, gdyż przepis ten ma zastosowanie wyłącznie do obywateli UE, EOG i Konfederacji Szwajcarskiej.  Podsumowując, ze względu na powyższe zastrzeżenia oraz fakt wyczerpującego uregulowania kwestii związanych z uznawaniem kwalifikacji zawodowych i świadczeniem usług transgranicznych przez osoby wykonujące zawody regulowane w ustawie o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, wskazane wydaje się uchylenie art. 54 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga uwzględniona**. Art. 54 ust. 2a został uchylony. |
| 32 | Minister ds. UE | 7. Dodatkowa uwaga dot. art. 1 pkt 14 – zmiana art. 9c ustawy – Prawo energetyczne, polegająca na dodaniu nowego ust. 7a  W projektowanym przepisie zamieszczone zostało upoważnienie dla Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego do nakazania wytwórcy energii elektrycznej z energii wiatru lub promieniowania słonecznego zmniejszenia wytwarzanej przez niego mocy, lub do skorzystania z usług systemowych świadczonych przez odbiorców energii elektrycznej, w celu zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.  Pozwalam sobie zwrócić uwagę, że przepis ten dotyczy zagadnienia zawartego w art. 13 ust. 5-7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Rozporządzenie to wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Państwa członkowskie nie mogą w przepisach krajowych powielać przepisów rozporządzeń unijnych, ani też, (chyba że samo rozporządzenie na to pozwala) podejmować działań zmieniających znaczenie lub uzupełniających przepisy rozporządzenia unijnego. W tym względzie pragnę zwrócić uwagę, że projektowany przepis art. 9c ust. 7a modyfikuje treść art. 13 ust. 5-7 rozporządzenia 2019/943 i dopuszcza dokonywanie redukcji mocy w szerszym zakresie, niż to wynika z rozporządzenia 2019/943. Z tego powodu zasadne jest usunięcie projektowanego przepisu. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez zrezygnowanie z projektowanej zmiany. |
| 33 | RCL | RCL podtrzymuje zastrzeżenia co do prawidłowości wdrożenia art. 2 pkt 2 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 nowelizowanym art. 3 pkt 11c lit. a ustawy – Prawo energetyczne (definicja „sieci gazociągów kopalnianych”). Nadal wyjaśnienia bowiem wymaga prawidłowość użycia spójnika „i” (w wyrażeniu „zbudowanych i eksploatowanych”), zamiast spójnika „lub”, którego użyto w art. 2 pkt 2 ww. dyrektywy. Skutkiem użycia  spójnika „i” będzie – jak się wydaje - niestosowanie przepisów prawa energetycznego do gazociągu kopalnianego, który nie jest eksploatowany (taki gazociąg, w okresie choćby  czasowego wyłączenia z eksploatacji nie będzie bowiem gazociągiem kopalnianym w rozumieniu ustawy). | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona.**  Należy zaznaczyć, że wykładnia celowościowa przemawia na rzecz użycia koniunkcji – spójnika „i” bowiem zasada dostępu powinna być zapewniona dla gazociągów eksploatowanych a nie tylko wybudowanych.  Przedmiotowa propozycja definicji jest zgodna w wykładnią celowościową dyrektywy i służy jedynie 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. |
| 34 | RCL | W zakresie nowelizowanej definicji „magazynowania energii elektrycznej” (art. 3 pkt 59 ustawy – Prawo energetyczne) rozważenia wymaga, czy w sposób zupełny i prawidłowy oddaje ona treść definicji tego pojęcia zawartej w art. 2 pkt 59 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/U, zwanej dalej „dyrektywą 2019/944” (na co już zwracało uwagę Ministerstwo Spraw Zagranicznych).  Definicja tego przepisu zawarta w projekcie pomija bowiem:  1) jedną z form magazynowania energii elektrycznej polegającą na odroczeniu, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia,  2) możliwość ponownego wykorzystania zmagazynowanej energii elektrycznej w formie jej przetworzenia do innej postaci energii nie poprzez ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną, lecz w postaci innego nośnika energii.  W konsekwencji rozważyć należy, czy z definicją magazynowania energii elektrycznej (po zapewnieniu, że jej brzmienie w sposób prawidłowy wdraża dyrektywę 2019/944) spójne są inne przepisy projektowanej ustawy, przykładowo dodawany art. 7 ust. 2b i 3c. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona i uwzględniona częściowo.**  Należy zaznaczyć, że wdrożenie do polskiego porządku prawnego rozwiązań w obszarze magazynowania energii elektrycznej wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/U nastąpi w oddzielnej nowelizacji implementującej w całości calu pakiet energetyczny. Obecnie projektowane przepisy jedynie znoszą wielokrotnie sygnalizowane, istniejące bariery prawne w rozwoju tego typu technologii. Pozostałe formy magazynowania energii elektrycznej pozostają niejako poza systemem elektroenergetycznym. W projekcie ustawy wdrażającej ww. dyrektywę rozważa się wprowadzenie dodatkowej, bardziej obszernej definicji obejmującej wszystkie formy magazynowania, np. magazynu i magazynowania energii. Taka definicja obejmie wszystkie postacie energii, bowiem magazynowanie energii elektrycznej we właściwym tego zwrotu znaczeniu obejmować powinno jedynie proces poboru z sieci lub wytworzonej energii elektrycznej, przetworzenia na inny rodzaj energii, ponownego przetworzenia na energię elektryczną oraz oddanie do sieci lub zużycie energii elektrycznej.  Jednocześnie, wychodząc po części naprzeciw oczekiwaniom dokonano korekty definicji magazynowania i magazynów energii elektrycznej:  *„59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną”,*  *„10k) magazyn energii elektrycznej – instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej”;* |
| 35 | RCL | Definicja „systemu pomiarowego” zawarta w dodawanym art. 3 pkt 71 ustawy – Prawo energetyczne, obejmuje także liczniki konwencjonalne (a więc nie posiadające funkcji zdalnego przesyłania danych). Konsekwencje tak skonstruowanej definicji „systemu pomiarowego” mają istotne skutki w obrębie innych przepisów projektowanej ustawy, w tym w aspekcie ich zgodności z dyrektywą 2019/944, przykładowo w dodawanym:  1) art. 3 pkt 77 (definicja „najlepszych dostępnych technik”) – ponieważ definicja ta odwołuje się do bezpieczeństwa „systemu pomiarowego”, obejmuje swoim zakresem także liczniki konwencjonalne; tymczasem art. 2 pkt 27 dyrektywy 2019/944 odnosi pojęcie „najlepszych dostępnych technik” wyłącznie do „środowiska inteligentnego opomiarowania”, które z kolei liczników konwencjonalnych nie obejmuje; w zakresie więc w jakim w ustawie – Prawo energetyczne pojęcie „systemu pomiarowego” odnosi się także do liczników konwencjonalnych, w ocenie RCL, powoduje, że  dodawany art. 3 pkt 77 zawiera nadregulację, co wymaga ujęcia w odwróconej tabeli zgodności oraz wyjaśnienia w uzasadnieniu zasadności zastosowania takiego rozwiązania,  2) art. 11u ust. 13 – który w zakresie obowiązku dostosowania systemu pomiarowego użytkowanego przed dniem 4 lipca 2019 r., ”w tym systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu, do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x” w terminie do dnia 4 lipca 2031 r., obejmuje także liczniki konwencjonalne. Tym samym de facto wprowadza się obowiązek stosowania od dnia 5 lipca 2031 r. wyłącznie liczników inteligentnych, tymczasem:  a) art. 19 ust. 6 dyrektywy 2019/944 (który co do zasady wdrażać ma art. 11u ust. 13) nakazuje dostosować do dnia 4 lipca 2031 r. do wymogów wynikających z dyrektywy wyłącznie „inteligentne systemy opomiarowania, które są już  zainstalowane lub w przypadku których "rozpoczęcie prac" miało miejsce przed  dniem 4 lipca 2019 r.”,  b) pkt 3 in fine załącznika II do dyrektywy 2019/944, który stanowi co prawda, że należy zainstalować w terminie określonym w tym załączniku co najmniej 80% liczników zdalnego odczytu (a więc także 100%), niemniej jednak obowiązek wynikający z dyrektywy zostanie zrealizowany przy instalacji 80% liczników inteligentnych.  W zakresie więc w jakim z art. 11u ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek stosowania od dnia 5 lipca 2031 r. wyłącznie inteligentnego opomiarowania przepis ten, w ocenie RCL, stanowi nadregulację wobec art. 19 ust. 6, a także pkt 3 załącznika II dyrektywy 2019/944 i wymaga ujęcia w odwróconej tabeli zgodności oraz oszacowania skutków finansowych tego rozwiązania dla podmiotów działających w sektorze dystrybucji energii elektrycznej. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona i wyjaśniona.**  Należy zaznaczyć, że odpowiednikiem zdefiniowanego w ww. dyrektywie inteligentnego systemu opomiarowania jest zdefiniowany w projekcie ustawy system zdalnego odczytu. System pomiarowy obejmuje swoim zakresem pojęciowym system zdalnego odczytu.  Ad. 1. Uwaga została uwzględniona – poprawiono definicje „najlepszych dostępnych praktyk”.  *77) najlepsze dostępne techniki – zespół środków technicznych i organizacyjnych mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa systemu zdalnego odczytu, liczników zdalnego odczytu oraz centralnego systemu informacji rynku energii, w tym ochrony tych systemów przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem do informacji w nich przetwarzanych, uzasadnionych ekonomicznie oraz zgodnych z wymaganiami określonymi w przepisach prawa Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony danych i bezpieczeństwa.”;*  Ad. 2. Uwaga została uwzględniona. Nadano nowe brzmienie art. 11u ust. 13.  *13. Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego jest zobowiązany dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu, do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11x, w terminie do 4 lipca 2031 r.*  Ponadto, zgodnie z ustaleniami wyjaśniono przypadki użycia zwrotu „system pomiarowy” w projekcie ustawy (UC17):  *„Rozdział 2c*  *Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego*  Nazewnictwo rozdziału jest prawidłowe, bowiem z założenia obejmuje on kwestie dot. systemu pomiarowego a nie tylko systemu zdalnego odczytu (np. rozporządzenie wykonawcze, itd.)  Art. 11t ust. 1 pkt 2:  *Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, jest obowiązany do:*  *2) wykonywania okresowych testów bezpieczeństwa systemu pomiarowego, przynajmniej raz do roku.*  Okresowy testy bezpieczeństwa powinny objąć cały system pomiarowy, czyli zarówno część teleinformatyczną związaną z systemem zdalnego odczytu jak i część teleinformatyczną - bazy danych opierające się na danych pomiarowych pochodzących z liczników konwencjonalnych, koncentratorów, itd., gdyż zgodnie z założeniami projektu ustawy UC17 Centralny System Informacji Rynku Energii będzie obejmował jedne i drugie dane pomiarowe, skoro system ten ma obsługiwać procesy rynku energii. Zgodnie z definicją zawartą w projekcie ustawy UC17 centralny system informacji rynku energii to system teleinformatyczny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu. Ponadto, system ten stanowi poniekąd zbiór naczyń połączonych, gdzie często ingerencja w jeden fragment systemu pomiarowego rodzi konsekwencje dla innych jego fragmentów.  Art. 11x:  *Art. 11x. 1. Minister właściwy do spraw energii określi w drodze rozporządzenia:*  *1) wymagania funkcjonalne jakie powinien spełniać system pomiarowy;*  *3) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;*  *6) wskaźniki niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;*  *8) wymagania dotyczące jakości danych pomiarowych dostarczanych do systemu pomiarowego;*  *2. Minister właściwy do spraw energii wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę, w szczególności:*  *1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego;*  *4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego;*  Rozporządzenie w sprawie systemu pomiarowego będzie obejmowało całość zagadnień związanych z pomiarami a nie tylko część dotyczącą liczników zdalnego odczytu. Przewidziane w nim rozwiązania będą obejmowały również liczniki konwencjonalne. Ponadto, trafi do tego rozporządzenia materia związana z pomiarami a zawarta obecnie w tzw. rozporządzeniu systemowym.  *Ust. 4. – uwzględniając konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego, niezawodnej komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, zakres informacji niezbędnych użytkownikowi systemu w gospodarstwie domowym w celu efektywnego zarządzania zużyciem energii elektrycznej, interoperacyjność systemu, równoprawne traktowanie użytkowników systemu pomiarowego, stan rozwoju technologii teleinformatycznych, efektywność kosztową dostępnych technologii oraz poufność danych i informacji w tym systemie.*  Przesłanki, którymi należy się kierować wydając rozporządzenie powinny odnosić się do bezpieczeństwa całego systemu pomiarowego a nie jedynie części związanej z licznikami zdalnego odczytu bowiem jakakolwiek ingerencja może objąć swoim zasięgiem całość systemu. Ustawodawca kieruje się przesłanką zapewnienia bezpieczeństwa całemu systemowi pomiarowemu a nie jedynie wydzielonym jego fragmentom.  W art. 45 ust. 1i:  *b) po ust. 1h dodaje się ust. 1i i 1j w brzmieniu:*  *„1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii.*  Dla usunięcia wątpliwości interpretacyjnych koszty uzasadnione powinny objąć cały system pomiarowy. W przeciwnym wypadku możliwa byłaby wykładnia *a contrario*, zgodnie z którą jedynie koszty związane z funkcjonowaniem systemu zdalnego odczytu byłyby uznawane za uzasadnione. |
| 36 | RCL | W zakresie art. 11u ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ponownie zauważa się, że  zgodnie z załącznikiem II do dyrektywy 2019/944 (pkt 3 in fine) obowiązek instalacji co  najmniej 80% liczników zdalnego odczytu odnosi się do odbiorców końcowych w ogóle,  podczas gdy art. 11u ust. 1 projektu odnosi zakres tego obowiązku do „punktów poboru energii u odbiorców końcowych, posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV”. Powoduje to, że z zakresu obowiązku „wymykają się” odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu powyżej 1 kV (którzy w znacznej mierze już dzisiaj wyposażeni są w liczniki zdalnego odczytu i mogliby zostać uwzględnieni w wykonaniu tego obowiązku). | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona i wyjaśniona.**  Należy zaznaczyć, że zgodnie z załącznikiem II pkt 1 do dyrektywy 2019/944 obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dot. konsumentów, czyli, używając nomenklatury ustawy – Prawo energetyczne) odbiorów w gospodarstwach domowych:  1. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoim terytorium inteligentnych systemów opomiarowania, które mogą być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego opomiarowania jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i efektywna kosztowo oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.  W związku z powyższym przedmiotowa kwestia wcale nie jest jasna. Ponadto, wykładnia celowościowa i literalna przepisów merytorycznych dyrektywy 2019/944 (art. 19-24) wskazuje, że obowiązek ten dotyczy przede wszystkim konsumentów. U tych odbiorców końcowych instalacja liczników zdalnego odczytu nie była dotychczas wykonywana masowo przez OSD i w związku z tym jest ich najwięcej do wymiany na LZO (średnio ponad 97%, nie wliczając w ten procent wykonanych instalacji pilotażowych inteligentnego opomiarowania przez niektórych OSD). Dodatkowo wymagania funkcjonalne i techniczne dla liczników instalowanych u odbiorców końcowych różnią się wobec liczników instalowanych u odbiorców powyżej 1kV (inne miejsce instalacji).  Jeżeli chodzi o pozostałe grupy przyłączeniowe to na mocy danych udostępnionych przez OSD, według danych statystycznych Głównego Urzędu Statystycznego na rok 2018 67 % odbiorców przyłączonych na Średnim i Wysokim napięciu jest wyposażonych w liczniki inteligentne (zdalnego odczytu). Według danych z tego roku, uzyskanych od OSD, blisko 100% odbiorców przyłączonych na Średnim i Wysokim napięciu jest wyposażonych w liczniki inteligentne (zdalnego odczytu).  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 jest to: grupa A: 100 %, grupa B 97,1 % i grupa C2x 99,44 %.  Dodatkowo, obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla wszystkich pozostałych kategorii odbiorców końcowych wynika pośrednio z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, nie jest bowiem możliwa realizacja obowiązków wynikających z tej ustawy bez dokładnych wyliczeń, które mogą jedynie zapewnić liczniki zdalnego odczytu.  Tak więc konkludując, należy zaznaczyć, że projekt ustawy wprowadza sam obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV:  1) kwestia ta nie jest do końca jasna w dyrektywie;  2) u odbiorców tych zainstalowano dopiero 9,2 % (grupa G) i 11,1% (grupa C1x) liczników zdalnego odczytu, inni zaś odbiorcy końcowi w zdecydowanej większości mają już zainstalowane liczniki zdalnego odczytu a obowiązek ten dopełniają regulacje ww. ustawy o rynku mocy. Na marginesie należy zaznaczyć, że grupa G i grupa C1x to odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;  3) 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. U. UE. L. 73 z 9. 03. 2012, str. 9).  W celu zapewnienia pełnej zgodności z dyrektywą doprecyzowano, że w punktach poboru energii stanowiących u co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii w odbiorców końcowych, posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, obowiązkiem 80 % zostaną objęci odbiorcy końcowi w gospodarstwach domowych zaproponowano nowe brzmienie art. 11u:  *Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii u 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, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2.*  *2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:*  *1) 31 grudnia 2023 r. − w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%;*  *2) 31 grudnia 2025 r. − w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%;*  *3) 31 grudnia 2027 r. − w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%*  *– łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.* |
| 37 | RCL | W zakresie dodawanego art. 24b ustawy – Prawo energetyczne (będącego implementacją zdania trzeciego w art. 9 ust. 2 akapit 4 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222) zauważa się, że przepis ten wymaga doprecyzowania zgodnie z uwagą RCL podniesioną w piśmie z dnia 22 listopada 2018 r. Przepis ten w zakresie w jakim określa sposób ustalania wielkości głosu nominowanego operatora rynku energii (NEMO) powinien odnosić się do przypadku wyznaczenia więcej niż jednego NEMO w Rzeczypospolitej Polskiej, a także określać sposób obliczania przysługującego mu głosu zależnie od wielkości obrotu energią elektryczną dokonywanego na terytorium RP względem wielkości obrotu dokonywanego przez pozostałych NEMO, tak aby suma tak ustalonej „wielkości” głosów przypadających wszystkim NEMO wyznaczonym na terytorium RP wynosiła 1. Obecnie projektowany przepis odnosi wielkość obrotu NEMO do obrotu energią elektryczną w ogóle (a więc dokonywanego także przez podmioty, które nie uzyskały statusu NEMO), co powoduje, że art. 24b jest niezgodny z art. 9 ust. 2 akapit 4 zdanie pierwsze rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 (który stanowi, że każdemu państwu członkowskiemu przysługuje 1 głos). | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga uwzględniona.** Nadano nowe brzmienie projektowanemu art. 24b:  *„Art. 24b. W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, 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 przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w poprzednim roku budżetowym.”.*  Poprzednie brzmienie przepisu przeredagowano w wyniku uwag zgłoszonych podczas uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych. Na marginesie należy zaznaczyć, że nowe brzmienie stanowiło uwzględnienie uwagi Rady Legislacyjnej oraz Prezesa URE. RCL nie zaproponował konkretnej redakcji ww. przepisu.  Zgodnie z uwaga Rady Legislacyjnej:  Projektowany art. 24b PrE w nieprawidłowy sposób wykonuje art. 9 ust. 2 akapit 4 rozporządzenia (UE) 2015/1222. Art. 24b PrE w brzmieniu przewidzianym w Projekcie stanowi, że „W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, nominowanemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa iloczynowi liczby państw członkowskich Unii Europejskiej, w których jest wyznaczony oraz wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w poprzednim roku kalendarzowym”. Powołany przepis jest przejawem błędnego zrozumienia tego, co w sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2015/1222 zostało jednolicie unormowane w samym tym rozporządzeniu oraz tego, co każde państwo członkowskie powinno unormować w swoim prawie krajowym (lub w ramach swojej ustalonej praktyki działania). Otóż z art. 9 ust. 2 akapit 4 rozporządzenia (UE) 2015/1222 wynika, że w przypadku decyzji podejmowanych przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2015/1222 każdemu państwu członkowskiemu UE przysługuje jeden głos, a ponadto każdemu NEMO przysługuje liczba głosów równa liczbie państw członkowskich, w których ten NEMO jest wyznaczony (bo jeden i ten sam NEMO może uzyskać ów status w więcej niż jednym państwie członkowskim), zaś kwestia, którą państwa członkowskie powinny określić w swoim prawie (lub w ramach swojej praktyki) sprowadza się do rozdzielenia prawa do głosowania w ramach tego jednego głosu, który przysługuje każdemu państwu członkowskiemu . Mianowicie, zgodnie z art. 9 ust. 2 akapit 4 rozporządzenia (UE) 2015/1222: „W przypadku wyznaczenia na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego NEMO państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród NEMO, uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną w tym państwie członkowskim w poprzednim roku budżetowym.”. Zgodnie z powołanym przepisem rozporządzenia (UE) 2015/1222, w sprawach określonych w art. 9 ust. 6 rozporządzenia (UE) 2015/1222 każdy NEMO posiada liczbę głosów równą liczbie państw członkowskich, w których jest wyznaczony, z tym wszakże zastrzeżeniem, że jeżeli w danym państwie członkowskim został wyznaczony więcej niż jeden NEMO, to wówczas jeden głos przysługujący każdemu państwu członkowskiemu powinien zostać rozdzielony pomiędzy poszczególne NEMO stosownie do udziału wielkości obrotu energią elektryczną, jaki każdy z tych NEMO osiągnął w ogólnym obrocie energią elektryczną w tym państwie członkowskim w poprzednim roku budżetowym (zob. przez analogię art. 9 ust. 2 akapit 3 rozporządzenia (UE) 2015/1222).  Dlatego też de lege ferenda projektowany przepis art. 24b PrE powinien otrzymać następujące brzmienie: „W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, nominowanemu 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 kalendarzowym.”.  Zgodnie z uwaga Prezesa URE:  Projektowany przepis w nieuzasadniony sposób dyskryminuje NEMO wyznaczonego jedynie w Polsce. Klucz podziału głosów powinien odnosić się do wielkości obrotu dokonanego poprzez danego NEMO w Polsce w poprzednim roku kalendarzowym w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego (w przypadku gdy wolumeny obrotu wynoszą 0 głosy zostałyby podzielone równo pomiędzy wszystkich NEMO w Polsce).  Należy także zwrócić uwagę, że rozporządzenie 2015/1222 w kontekście rozdziału uprawnień do głosowania wśród NEMO posługuje się pojęciem „rok budżetowy”, nie „rok kalendarzowy”. |
| 38 | RCL | W poprzedniej wersji projektu będącej przedmiotem rozpatrzenia przez Komitet do Spraw Europejskich projektodawca wskazywał, że projekt wdraża także dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Do obecnej wersji projektu nie dołączono tabeli zgodności dotyczącej tej dyrektywy, choć – jak się wydaje – nowelizowany art. 5 ust. 6c ustawy – Prawo energetyczne wdraża art. 10 ust. 3 lit. c i załącznik VII pkt 1.3. ww. dyrektywy. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona i uwzględniona** poprzez usunięcie nowelizacji art. 5 ust. 6c. Ponadto, uwaga została już wyjaśniona w ramach ustaleń z Przedstawicielem Ministra ds. UE, który podnosił wątpliwość co do wdrażania przez projekt ustawy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. W związku z ustaleniami z Przedstawicielem Ministra ds. UE zdecydowano się na usunięcie odniesienia do ww. dyrektywy. |
| 39 | RCL | Należy zauważyć, że zbędna jest zmiana zawarta w art. 8 projektu ustawy, bowiem zmiana ta jest już zawarta w art. 42 pkt 1 ustawy z dnia 14 maja 2020 r. zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARSCoV-2 (Dz. U. poz. 875). | **Uwaga jest o charakterze legislacyjnym i nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona** poprzez zrezygnowanie ze zmiany zawartej w art. 8. |
| 40 | MS | W ocenie MS, nie jest możliwa pełna analiza projektu ustawy z uwagi na brak szczegółowego odniesienia się do wszystkich projektowanych rozwiązań w uzasadnieniu projektu. Zastrzeżenie budzi przede wszystkim projektowany art. 57g ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, w którym to przepisie został rozszerzony zakres penalizacji za prowadzenie przez podmioty działalności gospodarczej bez posiadania wymaganej koncesji m. in. w zakresie skraplania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także obrotu energią.  Ponadto w obecnie obowiązującym art. 57g ustawy penalizowany jest „ obrót paliwami ciekłymi” bez posiadania koncesji, zaś w obecnej wersji projektu użyto szerszego pojęcia, tj. „obrotu paliwami” czyli paliwami stałymi, gazowymi i ciekłymi. Powyższe kwestie wymagają przedstawienia szczegółowego uzasadnienia celem umożliwienia oceny projektowanych rozwiązań. | **Uwaga jest o charakterze legislacyjnym i nieeuropejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.** Przepis został odpowiednio doprecyzowany poprzez wskazanie, że chodzi o paliwa ciekłe i gazowe a uzasadnienie zostało uzupełnione o fragment:  *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, nie znajdującego w niczym uzasadnienia, różnicowania sytuacji podmiotów dopuszczających się tego samego rodzaju zabronionych zachowań.*  *Art. 57g. 1. Kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.* |
| 41 | UOKiK | w art. 11 Prawa energetycznego, na podstawie którego odbiorcom, którzy zastosują się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, może przysługiwać wynagrodzenie na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 Prawa energetycznego.  Zdaniem Ministerstwa Klimatu ww. przepisy nie stanowią pomocy publicznej, ponieważ dotyczą „słusznego odszkodowania za poniesione straty”. Należy jednak zauważyć, że powyższe nie wynika z projektu ustawy. Projekt określa jedynie, że odbiorcom może przysługiwać „wynagrodzenie” (nie odszkodowanie) oraz że warunki wypłaty wynagrodzenia za redukcję wynikającą z wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz sposób ustalania tego wynagrodzenia, w tym jego stawki mogą zostać określone rozporządzeniem Rady Ministrów. Nie jest zatem obecnie sprecyzowane w projekcie to w jaki sposób (biorąc jakie przesłanki pod uwagę), Rada Ministrów może określić, korzystając z delegacji do wydania rozporządzenia, sposób ustalania ww. wynagrodzenia, w tym jego stawki.  Biorąc powyższe pod uwagę podtrzymuję uwagę, zgodnie z którą, w celu wykluczenia nierynkowej korzyści ekonomicznej w ww. mechanizmie, zasadne jest rozszerzenie projektowanego art. 11 ust. 6C Prawa energetycznego w taki sposób, aby zawarta w tym przepisie delegacja do wydania rozporządzenia określającego warunki wypłaty ww. wynagrodzenia oraz sposób jego ustalania, odnosiła się także do konieczności zapewnienia rynkowości tego wynagrodzenia bądź, jak sugeruje Ministerstwo Klimatu, do zasady pokrywania jedynie strat poniesionych przez odbiorców, którzy zastosują się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona.** Rozszerzono delegację do wydania rozporządzenia wykonawczego o sposób ustalania wynagrodzenia biorąc pod uwagę pokrycie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez odbiorców, którzy dostosowują się do ograniczeń, zachętę dla odbiorców do uczestniczenia w mechanizmach rynkowych oraz średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym publikowane przez Prezesa URE.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że delegacja ustawowa do wydania rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła została ukształtowana na bazie doświadczeń wynikających z innych, odmiennych niż obecne, uwarunkowań gospodarczych i odmiennego kształtu rynku energii. Propozycja rozszerzenia delegacji ustawowej wynika z zamiaru wprowadzenia odpłatności za zastosowanie się przez odbiorców do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz chęci ukształtowania rynku usług systemowych świadczonych przez odbiorców energii elektrycznej.  Dotychczasowe regulacje dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej skutkami wprowadzenia tych ograniczeń (stopni zasilania) obciążają przede wszystkim przedsiębiorców. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę niezwykle istotne dla zachowania bezpiecznej pracy systemu (tj. uchronienie się przed wyłączeniami awaryjnymi odbiorców lub całego KSE), która spoczywa tylko na części odbiorców w systemie, proponuje się żeby odbiorcy otrzymali wynagrodzenie ryczałtowe za wykonanie redukcji zgodnie z ogłoszonymi stopniami zasilania. Odbiorcy podlegający ograniczeniom bronią KSE (a więc i wszystkie podmioty z niego korzystające) przed skutkami awaryjnych wyłączeń całego obszaru KSE lub jego części. Wynagrodzenie powinno stanowić element łagodzący skutki wprowadzenia ograniczeń dla tych podmiotów, jednakże jego wysokość powinna zarazem motywować odbiorców do przystępowania do usług systemowych kierowanych do odbiorców. Przewiduje się, iż wynagrodzenie byłoby wypłacane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a koszty pokrywane przez opłatę jakościową, dzięki czemu zapewniony będzie element socjalizacji kosztów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Socjalizacja spowoduje, iż podmioty, które korzystają z ochrony przed ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej częściowo partycypowałyby w kosztach tych ograniczeń. Postulat odpłatności ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej był wielokrotnie podnoszony, zatem regulacja uwzględnia sygnały branżowe i rynkowe.  Celem wprowadzenia możliwości wypłaty wynagrodzenia niezbędna jest również delegacja do wydania rozporządzeniu w zakresie sposobu ustalania, wysokości tego wynagrodzenia, zasad dotyczących wymiany danych i informacji przez zainteresowane podmioty oraz zasad prowadzenia rozliczeń. Bez delegacji ustawowej odpłatność ograniczeń nie będzie mogła być skutecznie wprowadzona i sprawnie stosowana.  Proponuje się by, celem promowania usług o dobrowolnym charakterze, minimalizujących konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w rozporządzeniu zawarty był katalog danych podlegających publikacji o podmiotach zdolnych do świadczenia takich usług. Pozwoli to na łatwiejsze dotarcie do zainteresowanych podmiotów tzw. agregatorom, reprezentującym odbiorców w relacjach z operatorami systemów elektroenergetycznych. Publikacja danych, które są jawne w innych rejestrach, pozwoli na zwiększenie potencjału dostępnych redukcji mocy, a tym samym zwiększenie udziału strony popytowej w rynku energii elektrycznej i usług systemowych.  Zasady ustalania wysokości wynagrodzenia powinny umożliwiać ich ustalenie według modelu uwzględniającego warunki rynkowe lub wynagrodzenia wykorzystującego model biorący pod uwagę straty poniesione przez odbiorców. Wybrany model wynagradzania (z uwzględnieniem warunków rynkowych lub rekompensaty strat odbiorców) powinien realizować również funkcję zachęty i spełniać rolę bodźca by odbiorcy wybierali aktywne uczestnictwo w rynku energii elektryczne, tj. wykorzystywali istniejące instrumenty rynkowe. Innymi słowy, mechanizm powinien zniechęcać odbiorców do bycia pasywnym na rynku energii elektrycznej. Tylko w takim przypadku, powyżej wymieniony mechanizm będzie jednym z narzędzi uniknięcia stosowania instrumentu o charakterze administracyjnym. Wybrany model będzie oczywiście zgodny z zasadami obowiązującymi w zakresie udzielania pomocy publicznej. |
| 42 | UOKiK | W odniesieniu do uwagi nr 2 UOKiK, dotyczącej art. 1 pkt 46 projektu ustawy, tj. zmienianego art. 40 Prawa energetycznego, zdaniem Ministerstwa Klimatu przepisy te  nie stanowią pomocy publicznej, ponieważ „przepis ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”, a ponadto „przepisy o zbliżonej treści  istnieją już w ustawie - Prawo energetyczne (od 1997 r.) i do tej pory nie były kwestionowane pod kątem pomocy publicznej”.  W pierwszej kolejności pragnę zauważyć, że fakt, iż przepis do tej pory nie były kwestionowany pod kątem pomocy publicznej, nie ma znaczenia dla aktualnej oceny tego przepisu. Jednocześnie warto dodać, że art. 40 Prawa energetycznego nie był zmieniany od czasu przyjęcia go w pierwotnej ustawie w 1997 r. Zgodnie ze zmienianym przepisem, Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, w tym także w upadłości, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata jeśli wymaga tego interes społeczny. W przypadku, gdy działalność ta przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, poniesionych w okresie objętym decyzją.  W odniesieniu natomiast do argumentu Ministerstwa Klimatu, że przepis ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, pragnę przypomnieć, że w uwadze przekazanej w piśmie z dnia 24 lutego 2020 r. prezes UOKiK wskazał, że ww. zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest jednym z możliwych powodów wprost wskazanych art. 3 ust. 2 dyrektywy 2009/72/WE1 oraz art. 3 ust. 2 dyrektywy 2009/73/WE2, stanowiących przesłankę dla państwa członkowskiego, działającego w ogólnym interesie gospodarczym, do nałożenia obowiązku użyteczności publicznej na przedsiębiorstwa działające w sektorze elektroenergetycznym oraz w sektorze gazu. Jednocześnie wprost z ww. przepisów unijnych wynika, że w powyższych  działaniach państwa członkowskie muszą w pełni uwzględniać odpowiednie postanowienia TFUE, w szczególności jego art. 106 dotyczący właśnie usług świadczonych w ogólnym interesie gospodarczym, a także unijne reguły konkurencji, a zatem również regulacje  dotyczące pomocy publicznej. Konieczność stosowania zasad pomocy publicznej w odniesieniu do działań podejmowanych na podstawie art. 40 Prawa energetycznego jest również podkreślana w komentarzach do tej ustawy. W jednym z nich wskazano, że „choć komentowany przepis nie ustanawia takiego wymogu, oczywistym jest, że rekompensata strat poniesionych w wyniku prowadzenia działalności objętej nakazem kontynuowania musi być udzielana w zgodzie z regułami pomocy państwa uregulowanymi w art. 107-109 TFUE oraz we właściwych aktach europejskiego prawa pochodnego3”.  Podsumowując, w pełni podtrzymuję powyższą uwagę, przedstawioną i uzasadnioną w piśmie z dnia 24 lutego 2020 r. Zasadne jest zatem uzupełnienie projektowanego art. 40 Prawa energetycznego poprzez uregulowanie, że w zakresie w jakim pokrycie strat przedsiębiorstwa energetycznego stanowi pomoc publiczną, do decyzji Prezesa URE nakazującej dalsze prowadzenie działalności i wynikającego z niej pokrycia strat od Skarbu Państwa stosuje się odpowiednie regulacje unijne dotyczące rekompensaty z tytułu świadczenia usług publicznych. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została wyjaśniona. Propozycję zmiany wykreślono.**  W celu usunięcia wątpliwości uwaga została uwzględniona poprzez zrezygnowanie z nowelizacji przedmiotowego przepisu. |
| 43 | UOKiK | W odniesieniu do uwagi nr 3 UOKiK, dotyczącej art. 10 oraz art. 11 ust. 4 projektu (obecnie art. 11 oraz 12 ust. 4 projektu), mających na celu „wprowadzenie na okres 5 lat zachęt, które powinny pobudzić rozwój magazynowania energii elektrycznej”, pragnę zauważyć, że w tym samym projekcie wprowadzana jest generalna zasada (w projektowanym nowym brzmieniu art. 7 ust. 8 pkt 3 Prawa energetycznego), zgodnie z którą za przyłączenie magazynu energii elektrycznej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Jednocześnie odrębnymi przepisami (poza ustawą Prawo energetyczne) planowane jest wprowadzenie  selektywnego wyjątku od ww. reguły, uzależniającego obniżenie o połowę ww. opłaty od warunku oddania magazynu energii elektrycznej do eksploatacji w określonym terminie. Co więcej, wprowadzany jest również dalszy wyjątek, tj. zwrot kwot wpłaconych na poczet opłaty za przyłączenie wraz z odsetkami w przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej zostanie przyłączony do sieci i oddany do eksploatacji w określonym terminie.  Podtrzymuję zatem, przedstawioną i uzasadnioną na wcześniejszym etapie prac nad projektem, propozycję rozszerzenia ww. projektowanych przepisów o stwierdzenie, że w zakresie, w jakim przewidziane w nim ulgi stanowią pomoc publiczną, stosuje się do nich odpowiednie regulacje unijne dotyczące pomocy de minimis bądź alternatywnie wprowadzenie klauzuli zawieszającej, wstrzymującej wejście w życie ww. przepisów do czasu wydania przez Komisję decyzji o zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została uwzględniona**. Zrezygnowano z przejściowego charakteru regulacji i przepis zamieszczono w przepisach merytorycznych projektu ustawy, tj. w art. 7 ust. 8:  *11) w art. 7:*  *– po pkt 5 dodaje się pkt 6 w brzmieniu:*  *„6) za przyłączenie magazynu energii elektrycznej opłatę ustala się na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.”,*  Jednocześnie uregulowano kwestię spraw w toku poprzez zamieszczenie przepisów przejściowych w brzmieniu:  *Art. 11. 1. 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 zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.*  *2. Jeżeli, w przypadku o którym mowa w ust. 1, wysokość wpłaconej zaliczki przekracza połowę rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, kwoty stanowiące różnicę pomiędzy wysokością wpłaconej zaliczki a połowy rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia podlegają niezwłocznemu zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia danej kwoty do dnia jej zwrotu.*  Dodatkowo należy zaznaczyć, że w obecnie obowiązującej ustawie – Prawo energetyczne w art. 7 ust. 8 opłaty w przypadku niektórych podmiotów określane są w wysokości znacznie mniejszej aniżeli przewidziano to dla magazynów energii elektrycznej. Przykładowo:  Art. 7 ust. 8 pkt 4) za przyłączenie infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania:  a) do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110kV opłatę ustala się na podstawie jednej szesnastej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia,  5) nie pobiera się opłat za przyłączenie do sieci instalacji zarządzania popytem, która spełnia wymagania określone w instrukcji, o której mowa w art. 9g, operatora systemu przesyłowego i operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci instalacja ta jest przyłączana. |
| 44 | MRiRW | Art. 1 pkt 17 wprowadzenie do wyliczenia w dodawanym art. 9da ust.1 otrzymuje brzmienie:  „Art. 9da.1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców w gospodarstwach domowych lub spółdzielni energetycznych jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli, w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:”  Wprowadzenie zaproponowanej zmiany umożliwi tworzenie również na terenie spółdzielni energetycznych zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Zgłoszenie propozycji wynika ze zmiany treści przedmiotowego artykułu w stosunku do wcześniej procedowanego przepisu. | **Uwaga jest o charakterze europejskim.**  **Uwaga została nieuwzględniona i wyjaśniona**, bowiem jest sprzeczna z prawem UE, w szczególności z:  1) art. 38 ust. 1 i 2 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. U. UE. L. 158 z 14. 06. 2019, str. 125);  2) art. 28 ust. 1 i 4 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 (Dz. U. UE. L. 211 z 14.08. 2009, str. 94)  - w zakresie defnicji zamkniętego systemu dystrybucyjnego.  oraz mogłaby prowadzić do obejścia prawa.  Zgodnie z prawem UE członkami spółdzielni energetycznej mogą być praktycznie jedynie odbiorcy w gospodarstwach domowych.  Przedmiotowa propozycja mogłaby ograniczyć prawo do zmiany dostawcy energii elektrycznej lub paliw gazowych. |