

UZASADNIENIE

Wprowadzenie

Ostatnia zmiana rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) dokonana rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 2026) rozpoczęła proces dostosowania regulacji w obszarze elektroenergetyki do najważniejszych zmian wynikających z polityki Unii Europejskiej (UE) w dziedzinie energetyki, przede wszystkim przyjętych od tego czasu tzw. pakietów energetycznych – III pakietu (2009)¹ oraz pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” ogłoszonego przez Komisję Europejską² 30 listopada 2016 r., którego akty prawne zostały przyjęte i opublikowane w latach 2018-2019. Akty prawne wydane w ramach powyższych pakietów fundamentalnie zmieniły architekturę regulacyjną sektora energii elektrycznej, przenosząc na poziom prawa unijnego coraz więcej szczegółowych zasad funkcjonowania wytwórców, odbiorców, magazynów energii elektrycznej oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, a także rynków energii elektrycznej, które wcześniej były przedmiotem regulacji krajowych, prywatnoprawnych ustaleń lub regulaminów.

Przedmiotowy projekt rozporządzenia, zwany dalej „rozporządzeniem systemowym” lub „rozporządzeniem”, do którego wydania podstawą jest delegacja zawarta w art. 9 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne” lub „ustawą”, wprowadza szczegółowe przepisy uzgadniające krajowy porządek prawny z przepisami prawa Unii Europejskiej.

Z punktu widzenia projektu rozporządzenia kluczowym zagadnieniem są zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej oraz wymagania techniczne dla przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji i sieci. Zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej obecnie są regulowane w art. 6 rozporządzenia Komisji (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943” oraz w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 213 z 28.11.2017, str. 6), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2195”. Przepisy projektu rozporządzenia dotyczące rynku bilansującego energii elektrycznej dostosowują ten rynek do założeń określonych w ramach zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej wynikających z decyzji Komisji Europejskiej SA.46100 (2017/N) – *Poland – Planned Polish capacity mechanism*³ oraz z Planu wdrażania reform rynku energii

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 55, z późn. zm.), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.), Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 1, z późn. zm.).

² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, COM/2016/0860 final.

³ Dz. Urz. UE C 462 z 21.12.2018, str. 1.

elektrycznej opracowanego zgodnie z art. 20 rozporządzenia 2019/943⁴ (zwanego dalej „Planem wdrażania”), który uwzględnia wskazane powyżej regulacje europejskie.

Plan wdrażania przewiduje reformę rynku bilansującego podzieloną na dwa etapy, przy czym pierwszy etap został wdrożony 1 stycznia 2021 r., a drugi jest wdrażany m.in. przez przedmiotowy projekt rozporządzenia. W świetle ram prawnych wynikających z rozporządzenia rynkowego oraz rozporządzenia 2017/2195 reforma rynku odbywa się poprzez opracowanie przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”) zmienionych warunków dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, a następnie przedłożenie ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (zwanemu dalej „Prezesem URE”) do zatwierdzenia. Warunki dotyczące bilansowania (zwane dalej „WDB”) pełnią rolę zasadniczego regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego, w której zastąpiły dotychczasową instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (zwaną dalej „IRiESP”) w części dotyczącej bilansowania. Zatwierdzenie przez Prezesa URE zmienionych WDB, dostosowanych do zakresu II etapu reformy rynku bilansującego, zgodnie z zakresem tego etapu określonym w Planie wdrażania, wymaga jednak zmiany przepisów rozporządzenia, tak aby treść decyzji Prezesa URE była zgodna z przepisami zarówno unijnymi jak i krajowymi.

Poza kwestiami związanymi z funkcjonowaniem rynku bilansującego rozporządzenie wprowadza nowe podejście w zakresie określenia wymagań technicznych dla nowych przyłączanych do sieci urządzeń, instalacji i sieci oraz tych już istniejących w zakresie utrzymania dotąd obowiązujących wymagań. Zmieniają się także przepisy dotyczące procedur awaryjnych i automatyki zabezpieczeniowej w celu zapewnienia pełnego stosowania przepisów unijnych regulujących te zagadnienia, tzn. przede wszystkim z rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54 oraz Dz. Urz. UE L 31 z 01.02.2019, str. 108), zwanym dalej „rozporządzeniem 2017/2196”. Ponadto wprowadza się do stosowania w prawie krajowym niektóre pojęcia i instytucje z rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24), zwanego dalej „rozporządzeniem 2017/1485”.

Oprócz powyższego zakresu wynikającego ze stosowania prawa UE w rozporządzeniu dokonano pewnych zmian w stosunku do dotychczasowego stanu prawnego, które wynikają ze zmian w realiach funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego i tym samym konieczności uwspółcześnienia pewnych wymagań, co szerzej wyjaśniono w uzasadnieniach do poszczególnych przepisów.

Rozdział 1

§ 1

§ 1 opisuje zakres przedmiotowy rozporządzenia zgodnie z delegacją z art. 9 ust. 4 ustawy. Zakres przedmiotowy odpowiada literalnemu brzmieniu delegacji ustawowej.

§ 2

Poniżej omówiono słowniczek pojęć projektowanego rozporządzenia w podziale na rolę i przeznaczenie lub pochodzenie definicji legalnych.

⁴ <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-ryнку-energii-elektrycznej-przyjety>, dostęp online 14.06.2021.

1. Definicje odsyłające do przepisów unijnych

W pierwszej kolejności należy wyjaśnić rolę definicji odsyłających do przepisów kodeksów sieci i wytycznych:

- 1) pkt 2 (bilansowanie), pkt 3 (dostawca usług bilansujących), pkt 4 (energia bilansująca), pkt 16 (moc bilansująca), pkt 22 (niezbilansowanie), pkt 30 (okres rozliczania niezbilansowania), pkt 31 (podmiot odpowiedzialny za bilansowanie), pkt 44 (usługi bilansujące) wprowadzają pojęcia z rozporządzenia 2017/2195; ich zastosowanie zapewnia zgodność podstawowej struktury podmiotowej i przedmiotowej (zwanej dalej „strukturą obiektową”) rynku bilansującego z modelem rynku bilansującego wymaganym zgodnie z przepisami tego rozporządzenia oraz rozporządzenia 2017/2195; wprowadzono także definicję umożliwiającą stosowanie powyższych przepisów, ale nieprzenoszącą wprost definicji legalnej – pojęcie europejskich platform bilansujących (pkt 5), obejmujące platformy wymiany energii bilansujących z odpowiednio: rezerw zastępczych, rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną oraz z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną;
- 2) pkt 8 (instalacja odbiorcza), pkt 19 (moduł parku energii), pkt 20 (moduł wytwarzania energii), pkt 49 (zakład wytwarzania energii) wprowadzają pojęcia z dwóch spośród trzech tzw. przyłączeniowych kodeksów sieci (rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 24 oraz Dz. Urz. UE L 118 z 06.05.2019, str. 10), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/631”, oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 233 z 18.08.2016, str. 10), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/1388”). Jest to niezbędne ze względu na zachowanie spójności zakresów przedmiotowych i podmiotowych przy wprowadzaniu do prawa krajowego przepisów zapewniających stosowalność ww. przepisów lub uzupełniających niektóre obszary pozostawione do uregulowania na poziomie krajowym; warto podkreślić różnicę między modułem wytwarzania energii i zakładem wytwarzania energii – ten drugi termin oznacza kompleks służący do prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii, stanowiąc odpowiednik potocznego pojęcia „elektrownia”;
- 3) pkt 9 odsyła do pojęcia jednolitego łączenia rynków dnia następnego (*single day-ahead coupling* – SDAC), wdrażanego na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21, Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15 oraz Dz. Urz. UE L 62 z 23.02.2021, str. 24), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”;
- 4) pkt 35 (rezerwa mocy) oraz pkt 38-40 (odpowiednio: stan odbudowy systemu, stan zagrożenia, stan zaniku zasilania) odsyłają do rozporządzenia 2017/1485 i umożliwiają zharmonizowanie terminologii dotyczącej prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego (zarządzania systemem przesyłowym);

2. Definicje specyficzne dla modelu rynku bilansującego wdrażanego w ramach etapu II reformy rynku bilansującego

Odrębnego omówienia wymagają definicje, których wprowadzenie jest związane ze szczegółowymi rozwiązaniami w zakresie modelu rynku bilansującego.

- 1) pkt 10 – jednostka bilansowa – jest to podstawowy element struktury obiektowej rynku bilansującego w dziedzinie działalności podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, czyli zgłaszania zawartych umów sprzedaży energii oraz rozliczania niezbilansowania;
- 2) pkt 11 – jednostka grafikowa – jest to podstawowy element struktury obiektowej rynku bilansującego w dziedzinie działalności dostawców usług bilansujących, czyli świadczenia usług bilansujących; jednostka grafikowa zastępuje dotychczasowe pojęcie jednostki grafikowej aktywnej IRiESP oraz WDB);
- 3) pkt 23 – oferta na energię bilansującą – wprowadzenie pojęcia jest elementem odejścia od dotychczasowego pojęcia oferty bilansującej. Zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego procesu grafikowania, składane dla jednostek grafikowych, które zawierają dane handlowe i techniczne zasobów świadczących usługi bilansujące. Oferta na energię bilansującą stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane handlowe dotyczące oferowanej energii bilansującej;
- 4) pkt 24 – oferta na moce bilansujące – podobnie jak w przypadku pkt 26; zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego procesu grafikowania, składane dla jednostek grafikowych, które zawierają dane handlowe i techniczne zasobów świadczących usługi bilansujące. Oferta na moce bilansujące stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane handlowe dotyczące oferowanych mocy bilansujących dla różnych typów mocy bilansujących, w górę i w dół;
- 5) pkt 25 – oferta portfolio na moce bilansujące – wprowadzenie tej instytucji jest szczegółowym rozwiązaniem zapewniającym wykonanie art. 2 pkt 6 i art. 32 ust. 2 rozporządzenia 2017/2195. Oferty portfolio na moce bilansujące są stosowane w procesie rynkowego pozyskiwania mocy bilansujących. Zawierają ofertę cenową dla poszczególnych typów mocy bilansujących, w górę i w dół, składaną przez dostawcę usług bilansujących, bez wskazania jednostek grafikowych (zasobów), które będą świadczyły zakupione moce bilansujące;
- 6) pkt 26 – oferta techniczna – analogicznie jak w przypadku pkt 26-27, oferta techniczna stanowi część oferty zintegrowanego procesu grafikowania zawierającą dane techniczne, np. charakterystyki uruchamiania;
- 7) pkt 27 – oferta zintegrowanego procesu grafikowania – podstawą wprowadzenia tego pojęcia jest art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195. Zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195 w systemach centralnego dysponowania są stosowane oferty zintegrowanego procesu grafikowania, składane przez dostawcę usług bilansujących, które zawierają dane handlowe i techniczne jednostek grafikowych (zasobów) świadczących usługi bilansujące: ofertę na energię bilansującą, ofertę na moce bilansujące i ofertę techniczną;
- 8) pkt 28 – okres rozliczania energii bilansującej – wprowadza się pojęcie oznaczające jednostkę czasu, w odniesieniu do której pozyskuje się i rozlicza energię bilansującą. Okres ten podstawowo powinien odpowiadać okresowi rozliczania niezbilansowania, ale może być w przyszłości zdefiniowany jako okres krótszy, w ramach rozwoju zasad funkcjonowania rynku bilansującego. Wartość tego okresu będzie zdefiniowana w WDB;
- 9) pkt 29 – okres rozliczania mocy bilansującej – wprowadza się pojęcie oznaczające jednostkę czasu, w odniesieniu do której nabywa się i rozlicza moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej. W danym procesie pozyskiwania mocy bilansujących moce bilansujące danego typu są nabywane i rozliczane w odniesieniu do określonej jednostki czasu – okresu rozliczania mocy

bilansującej. Wartość tego okresu dla danego procesu pozyskiwania mocy bilansujących będzie zdefiniowana w WDB;

- 10) pkt 32 – program pracy – pojęcie to oznacza grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłaszane przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej. Programy pracy są zgłaszane przez dostawców usług bilansujących, dla poszczególnych jednostek grafikowych, na potrzeby techniczno-handlowego bilansowania systemu elektroenergetycznego;
- 11) pkt 36 – rezerwa operacyjna – na potrzeby wprowadzenia mechanizmu wyceny niedoboru rezerw mocy, zgodnie z pkt 16 lit. e decyzji Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r. nr SA.46100, wprowadza się pojęcie rezerwy operacyjnej będącej przedmiotem rozliczenia przez OSP na zasadach określonych w § 25. W przytoczonej powyżej decyzji Rzeczpospolita Polska zobowiązała się do wdrożenia mechanizmu wyceny niedoboru rezerw mocy (ang. *scarcity pricing*). Istotą tego mechanizmu jest wycena wartości rezerwy operacyjnej w zależności od ilości tej rezerwy oraz uwzględnienie wartości rezerwy operacyjnej w rozliczeniach energii bilansującej i niezbilansowania. Definicja rezerwy operacyjnej ma na celu określenie, że jako rezerwa operacyjna jest kwalifikowana rezerwa mocy, która jest dostępna dla OSP poprzez aktywację oferty na energię bilansującą i okres między wysłaniem polecenia przez OSP a rozpoczęciem dostawy energii do sieci lub zmniejszeniem poboru energii z sieci, z tej rezerwy mocy, jest nie dłuższy niż 30 minut;
- 12) pkt 41 – sterowany odbiór – pojęcie wprowadza się w związku z możliwością zapewnienia udziału strony popytowej (odpowiedzi odbioru, DSR – ang. *demand side response*) w świadczeniu usług bilansujących. Sterowany odbiór jest to instalacja odbiorcza odbiorcy końcowego, która ze względu na posiadaną zdolność do czasowej zmiany zużycia energii elektrycznej z sieci może uczestniczyć aktywnie w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego i w związku z tym wchodzić w skład jednostki grafikowej, poprzez którą są świadczone usługi bilansujące;
- 13) pkt 42 – swobodne bilansowanie – dostosowano dotychczasową definicję pojęcia *swobodne bilansowanie* do innych zmian wprowadzonych w rozporządzeniu. Nie zmieniła się istota pojęcia; w definicji uwzględnione zostały europejskie procesy wymiany energii bilansującej i kompensowania niezbilansowań, o których mowa w rozporządzeniu 2017/2195, oraz zamiast pojęcia oferta bilansująca użyto pojęcia oferta zintegrowanego procesu grafikowania, zgodnie z wyjaśnieniami dla § 2 pkt 30;
- 14) pkt 50 – zapotrzebowanie sieci – jest to wielkość stosowana w rozdziale 6 w ramach opisu planowania koordynacyjnego oraz informacji publikowanych przez OSP. Brzmienie definicji jest zgodne z brzmieniem definicji zapotrzebowania sieci określonym w § 2 pkt 3 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1455);
- 16) pkt 51 – zasób – pojęcie stosuje się w rozdziałach 5 i 6 na potrzeby definiowania (tworzenia) jednostek grafikowych i jednostek bilansowych. Istotą definicji jest określenie typów instalacji i urządzeń przyłączonych do sieci, które mogą stanowić zasób, pod warunkiem jednoznacznego przyporządkowania im rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej. Zasób jest zatem pojęciem ogólnym i oznacza moduł wytwarzania energii, magazyn energii elektrycznej lub instalację odbiorczą.

3. Inne nowe lub zmienione definicje

Poniżej omówiono inne definicje, których nie było w poprzednim rozporządzeniu lub których treść się zmieniła.

- 1) pkt 1 – analizator jakości energii elektrycznej – w związku z wprowadzeniem przepisu nakładającego obowiązek instalacji analizatorów jakości energii elektrycznej (rozdział 4, §12 ust. 8) wprowadzono definicję analizatora jakości energii elektrycznej. Definicja wprowadzona do projektu rozporządzenia uwzględnia rezultaty prac działającego przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska (zwanym dalej „MKiŚ”) Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Pozwala to zapewnić spójność między projektem niniejszego rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. (data przyjęcia przez Sejm) w przedmiocie zmiany m.in. ustawy Prawo energetyczne – nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki tj. rozporządzeniem dot. systemu pomiarowego;
- 2) pkt 6 – farma fotowoltaiczna – w związku z wprowadzeniem specyficznych przepisów dot. przyłączania farm PV, wprowadzono pojęcie analogiczne do pojęcia farmy wiatrowej;
- 3) pkt 21 – moduł wytwarzania energii cieplnej – na potrzeby przepisów o wyznaczeniu cen wymuszonej dostawy i odbioru oraz cen uruchomienia (tzw. CWD, CWO i CU) wprowadzono pojęcie ogólne dla wszystkich zasobów wytwarzających energię dzięki energii cieplnej uzyskanej ze spalania paliw lub z energii jądrowej, gdzie również wykorzystuje się paliwo;
- 4) pkt 33 – przekaźnik SCO – w związku z aktualizacją przepisów dot. automatyk zabezpieczeniowych wprowadza się pojęcie przekaźnika SCO, który pełni rolę podstawowego elementu w systemie automatyk zabezpieczeniowych;
- 5) pkt 43 – układ SCO – w związku z aktualizacją przepisów dot. automatyk zabezpieczeniowych wprowadza się pojęcie układu SCO, który stanowi funkcjonalną całość zapewniającą samoczynne częstotliwościowe odłączenie określonych urządzeń w przypadku przekroczenia wartości kryterialnych częstotliwości;
- 6) pkt 47 – wyłączenie awaryjne – definicję wprowadzono na potrzeby przepisów dotyczących SCO i procedur postępowania w stanach zagrożenia systemu elektroenergetycznego. Ma ona za zadanie opisać, jakie sekwencje czynności rozumie się pod tym pojęciem oraz w jaki sposób się je podejmuje. Głównym celem definicji było podkreślenie, iż wyłączenie awaryjne zachodzi samoistnie na skutek zadziałania zabezpieczeń (automatyczne wyłączenie urządzeń) lub poprzez intencjonalne działanie człowieka bez udziału urządzeń lub instalacji zabezpieczających (ręczne wyłączenie urządzeń).

4. Definicje pozostawione w brzmieniu dotychczasowym

- 1) pkt 7 – farma wiatrowa – wprowadzono jedynie zmianę dostosowującą definicję do nowej terminologii stosowanej w rozporządzeniu (moduł wytwarzania energii zamiast jednostki wytwórczej);
- 2) pkt 12 – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – zachowano dotychczasowe brzmienie definicji; pojęcie wciąż jest istotne ze względu na systemowe znaczenie JWCD w planowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego i objęcie ich obowiązkiem – co do zasady – świadczeniem usług bilansujących;

- 3) pkt 13 – jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – zachowano dotychczasowe brzmienie, ponieważ instytucja JWCK nadal będzie funkcjonować i jest istotna w planowaniu i prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego; JWCK utrzymają możliwość dobrowolnego udziału w świadczeniu usług bilansujących; w kontekście definicji z pkt 13 i 14 warto wskazać, że przepisy nie posługują się już skrótami JWCD i JWCK;
- 4) pkt 14 – miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie, z zastrzeżeniem, że wyrażenie „punkt w sieci” zostało zastąpione słowem „miejsce” w celu zachowania spójności pomiędzy definicją „miejsce dostarczania energii elektrycznej” i definicją „wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej”, która odwołuje się do pojęcia miejsca dostarczania energii elektrycznej;
- 5) pkt 15 – miejsce przyłączenia – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 6) pkt 17 – moc przyłączeniowa – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 7) pkt 18 – moc umowna – utrzymano zgodność z brzmieniem definicji mocy umownej zawartej w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2019 r. poz. 503);
- 8) pkt 34 – przyłączy – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 9) pkt 37 – rzeczywiste miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 10) pkt 45 – usługi systemowe – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 11) pkt 46 – wirtualne miejsce dostarczania energii elektrycznej – zachowano dotychczasowe brzmienie;
- 12) pkt 48 – wytwórca – zachowano dotychczasowe brzmienie.

Rozdział 2

§ 3

Podział na grupy przyłączeniowe (ust. 1) w istocie nie zmienił się w stosunku do obecnie obowiązującego rozporządzenia – jedyną zmianą jest usunięcie kryterium prądu znamionowego zabezpieczenia przedlicznikowego w grupie IV i V. Uczestnicy rynku zwracali bowiem uwagę, że jest to kryterium anachroniczne.

Nie zmienia się także ust. 2 – sposób określania napięcia znamionowego.

§ 4

§ 4 ust. 1 ustanawia zakres przedmiotowo-podmiotowy przepisów dotyczących wydawania warunków przyłączenia, tj. sygnalizuje, iż przepisy nie dotyczą podmiotów ubiegających się o przyłączenie mikroinstalacji, jeśli są podmiotami już przyłączonymi jako odbiorcy końcowi; przepis definiuje też rozumienie pojęcia „wnioskodawca” – używanego w kolejnych przepisach.

Ust. 2 wskazuje minimalny zakres, jaki powinien być zawarty w warunkach przyłączenia wydawanych podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci w celu zapewnienia jednolitych zasad kształtowania tego typu dokumentów dla przedsiębiorstw energetycznych, niezależnie od tego, czy zajmują się przesyłaniem energii elektrycznej czy jej dystrybucją.

Ust. 3 stanowi powtórzenie przepisu paragrafu 8 ust. 1a aktualnie obowiązującego rozporządzenia.

Ust. 4 rozszerza zakres informacji, jakie powinny znajdować się w wydawanych warunkach przyłączenia wytwórcy oraz posiadaczowi magazynu energii elektrycznej jako odbiorcy mocy i energii czynnej na potrzeby własne, z uwagi na specyfikę pracy tego typu obiektów.

Przepis ust. 5 nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek uzgodnienia z OSP warunków przyłączenia, w określonych przypadkach, przed ich wydaniem podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do ich sieci. Taki sam obowiązek dotyczy również połączeń sieci krajowych i międzynarodowych. Przedmiotowe uzgodnienie dotyczy podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej oraz połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu 110 kV. Obowiązek wynika z tego, że oba przypadki obejmują planowane przyłączenia do koordynowanej sieci 110 kV, za której prowadzenie ruchu sieciowego odpowiada poza operatorem systemu dystrybucyjnego również OSP, zgodnie z art. 9c ust. 2 ustawy Prawo energetyczne. Regulacja wprowadza ponadto obowiązek przeprowadzania z OSP przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (dalej „OSD”) uzgodnień założeń do wykonania ekspertyz przyłączeniowych oraz warunków przyłączenia dla instalacji OZE, należących do podmiotów zaliczanych do III grupy przyłączeniowej, o mocy zainstalowanej większej niż 2 MW. Powyższe jest niezbędne do prawidłowej oceny przez OSP wpływu przyłączanych mniejszych instalacji OZE do sieci średniego napięcia na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, biorąc pod uwagę potencjalne duże zainteresowanie ich przyłączeniem, które może mieć wpływ na rozpląty mocy w sieci zamkniętej (w przypadku np. wprowadzenia w życie zapisów projektowanej tzw. ustawy odległościowej dla farm wiatrowych).

Przepis ust. 6 odnosi się do przypadku, kiedy wydającym warunki przyłączenia dla wytwórcy z III, IV i V grupy przyłączeniowej jest OSD, nieposiadający bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową. Przepis wprowadza obowiązek przeprowadzania uzgodnień warunków przyłączenia przez tego operatora systemu z operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającego bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, do którego sieci jest on przyłączony. Powyższe uzgodnienie jest istotne m.in. z punktu widzenia zmian w sieci operatora systemu dystrybucyjnego mającego bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, jakie mogą wystąpić w związku z przyłączeniem wytwórcy do sieci operatora systemu nie mającego bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową.

Ponadto przepis odwołuje się do rozwiązań w zakresie prowadzonych uzgodnień pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego posiadającym połączenie z siecią przesyłową a operatorem systemu przesyłowego.

§ 4 ust. 7 stanowi powtórzenie przepisu § 8 ust. 4 aktualnie obowiązującego rozporządzenia.

Ust. 8 opisuje terminy, w których operatorzy systemów mają przeprowadzić stosowne uzgodnienia, o których mowa w § 4.

Ust. 9 ustanawia zasadę, że warunki przyłączenia przekazuje się wnioskodawcy razem z projektem umowy o przyłączenie – jest to odpowiednik dotychczasowego § 8 ust. 6.

§ 5

Celem paragrafu 5 jest określenie spójnego zestawu wymagań technicznych stawianych obiektom przyłączanym oraz przyłączonym do sieci elektroenergetycznej. Złożoność przepisów wynika z heterogenicznego charakteru regulacji sektora elektroenergetycznego, w których występują przepisy unijne różnej rangi oraz przepisy krajowe, dodatkowo stosowane w różnych horyzontach czasowych – niektóre tylko do urządzeń nowych lub znacznie modernizowanych, inne do wszystkich urządzeń. Należy podkreślić, że dualizm porządków prawnych w zakresie wymagań technicznych wynika m.in. z uregulowania kwestii przyłączeniowej przez akty prawa UE w sposób niekompleksowy. Dodatkowo istnieje potrzeba

uzupełnienia na poziomie krajowym pewnych przepisów unijnych kodeksów sieci, co będzie bardziej szczegółowo wyjaśnione m.in. w kontekście § 43. Wykaz powyższych regulacji ujęto w ust. 1.

Ust. 2 i ust. 3 stanowią delegację do załącznika nr 1 do rozporządzenia, tzw. załącznika technicznego, określającego wymagania techniczne dla różnych urządzeń, instalacji i sieci.

§ 6

Przepis ust. 1 nakazuje przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej publikowanie wzorów wniosków o przyłączenie oraz nakazuje by we wzorze wniosku o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, w stosunku do wniosków dotyczących przyłączenia podmiotów zaliczanych do I lub II grupy przyłączeniowej, minimalny zakres informacji powinien być określony tak jak zakres informacji ustalany przez OSP dla tych grup przyłączeniowych.

Ust. 2 doprecyzowuje przypadki, w których należy wystąpić z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia poprzez bezpośrednie wskazanie, iż dotyczy on także podmiotów już przyłączonych do sieci i podmiotów posiadających wydane warunki przyłączenia, nie będących jeszcze przyłączonymi do sieci i zwracających się o zmianę tych warunków. Niezależnie od etapu, na którym inwestor dokonuje zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci, konieczne jest zweryfikowanie wpływu tej zmiany na system elektroenergetyczny. Bezpieczeństwo pracy sieci jest w tym przypadku celem nadrzędnym.

Ust. 3 nakazuje ująć we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia pouczenie o zaliczce wymaganej zgodnie z art. 7 ust. 8a ustawy. W stosunku do poprzedniej treści usunięto słowa „dla wytwórcy”, ponieważ współcześnie obowiązek wniesienia zaliczki dotyczy już nie tylko wytwórców.

Dodawany ust. 4 rozszerza zakres wzoru wniosku o wzór specyfikacji technicznych dla modułów parku energii określonych w § 7 ust. 7. Ma to na celu ustandaryzowanie praktyki w zakresie przekazywania operatorowi systemu elektroenergetycznego informacji specyficznych dla urządzeń niesynchronicznych.

§ 7

Ust. 1 stanowi powtórzenie przepisu § 7 ust. 1 aktualnie obowiązującego rozporządzenia.

Ust. 2 stanowi powtórzenie przepisu § 7 ust. 2 aktualnie obowiązującego rozporządzenia z zastrzeżeniem, że wyrażenie „jednostek wytwórczych” zostało zastąpione wyrażeniem „modułów wytwarzania energii”.

Przepis ust. 3 ma na celu umożliwienie operatorom systemów elektroenergetycznych określenia parametrów i danych na potrzeby oceny istnienia technicznych warunków przyłączenia, dla wszystkich modułów parków energii, nie tylko dla instalacji fotowoltaicznych czy farm wiatrowych, w sposób odpowiedni do potrzeb systemowych oraz specyfikacji danej sieci elektroenergetycznej.

Regulacja ust. 4, w stosunku do dotychczasowego przepisu § 7 ust. 3, rozszerza zakres informacji, jakie powinny znajdować się we wniosku o określenie warunków przyłączenia farmy fotowoltaicznej, z uwagi na specyfikę działania i rosnący udział tej kategorii wytwórców w dostawie energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego.

W kontekście ust. 5 należy zwrócić uwagę, że obecnie obowiązujące przepisy prawa nie zawierają regulacji określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej, dlatego też, w związku z rozwojem tego typu technologii,

pojawiła się konieczność wprowadzenia niniejszego przepisu, w którym przedstawiono wymóg określenia we wniosku podstawowych parametrów opisujących magazyn energii elektrycznej. Powyższe jest niezbędne do prawidłowej oceny, czy istnieją techniczne warunki przyłączenia.

Ust. 6 rozszerza zakres wniosku w przypadku przyłączenia modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej o dane i informacje wymagane w przypadku przyłączenia magazynów energii elektrycznej, ze względu na znaczenie analogicznych jak określone w ust. 6 cech elektrowni szczytowo-pompowej dla systemu elektroenergetycznego.

Ust. 7 stanowi powtórzenie przepisu § 7 ust. 4 aktualnie obowiązującego rozporządzenia.

Względem obecnego stanu prawnego, ust. 8 rozszerza na poziomie niniejszego rozporządzenia zakres wymaganych informacji na etapie składania wniosków o określenie warunków przyłączenia o załącznik techniczny dotyczący badań jakości energii elektrycznej wymagany do oceny wpływu pracy obiektu na system elektroenergetyczny oraz załączniki wymagane w celu usprawnienia procesu rozpatrywania wniosków o określenie warunków przyłączenia, poprzez ułatwienie weryfikacji nieruchomości wskazanych we wniosku oraz posiadanych tytułów do nieruchomości.

§ 8

Ust. 1 to przepis o charakterze formalnym, modelujący termin i sposób postępowania przedsiębiorstwa rozpatrującego wnioski o przyłączenie do sieci, jeżeli wnioskodawca przedłożył wniosek nie spełniający odpowiednich wymogów dotyczących zakresu informacji podawanych we wniosku o przyłączenie do sieci lub nie jest zgodny z właściwym wzorem. Przepis precyzuje termin jaki musi wyznaczyć przedsiębiorstwo energetyczne, właściwe do rozpatrzenia wniosku, na usunięcie braków oraz nakazuje poinformować wnioskodawcę o skutkach nieusunięcia braków w wyznaczonym terminie.

Ust. 2 precyzuje obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego, które poinformowało wnioskodawcę o brakach we wniosku o przyłączenie do sieci. Obowiązki te to konieczność pozostawienia wniosku bez rozpoznania i poinformowanie wnioskodawcy o tej okoliczności.

§ 9

Ust. 1 ustanawia sposób wydawania warunków połączenia sieci 110 kV, jeśli połączenie dotyczy dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych lub połączenie to dotyczy sieci polskiego OSD i urzędzeń, instalacji lub sieci zlokalizowanych poza granicami kraju. Przepis nakazuje uzgodnić takie warunki zawarte w umowie z operatorem systemu elektroenergetycznego.

Ust. 2 ogranicza dopuszczalność połączenia polskiej sieci dystrybucyjnej z urządzeniami, instalacjami lub sieciami zlokalizowanymi poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej jedynie do sytuacji, gdy praca urzędzeń, instalacji lub sieci łączonych z polską siecią dystrybucyjną ma charakter wyspowy. Ze względu na zakres odpowiedzialności i obowiązków operatorów systemów dystrybucyjnych niedopuszczalne jest połączenie systemu dystrybucyjnego w innym charakterze niż wyspowy, gdyż przepisy europejskie i polskie nie dopuszczają do wymiany transgranicznej pomiędzy systemami dystrybucyjnymi różnych krajów.

Ust. 3 ustanawia analogiczne regulacje jak w ust. 1, w przypadkach gdy na infrastrukturze elektroenergetycznej, której dotyczy połączenie, wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego na majątku niebędącym własnością tego operatora, jak w również w przypadku, gdy na danym majątku nie został wyznaczony operator. Przepis stanowi doprecyzowanie dotychczasowego § 10 ust. 2.

Norma ujęta w ust. 4 precyzuje termin w jakim należy dokonać uzgodnień połączenia sieci na podstawie umowy.

Rozdział 3

§ 10

Przepis określa zakres przedmiotowy nośników norm, które uwzględniać musi przedsiębiorstwo energetyczne, które prowadzi obrót energią elektryczną. Przepis nie uległ zmianie względem jego dotychczasowego brzmienia (§ 11) z zastrzeżeniem, że w jego końcowej części zostało dodane wyrażenie „lub umowie kompleksowej”.

§ 11

Przepis określa zasady postępowania przedsiębiorstw energetycznych zaangażowanych w proces zmiany sprzedawcy. Zasady postępowania dotyczą przede wszystkim sposobu i terminów wymiany informacji niezbędnych do realizacji procesu. Brak regulacji w tym zakresie mógłby prowadzić do problemów praktycznych, gdyż nowy sprzedawca przed rozpoczęciem sprzedaży nie posiadałby danych niezbędnych do realizacji sprzedaży energii elektrycznej dla konkretnego odbiorcy. Przepis określał dotąd (jako § 12) moment zmiany sprzedawcy (z "dotychczasowego" na "nowego"). Zasadą w tym zakresie było przestrzeganie okresów rozliczeniowych i dokonanie procesu zmiany sprzedawcy wraz z zakończeniem tego okresu. Strony mogą jednak określić dzień zmiany sprzedawcy odmiennie.

Zmieniona treść ogranicza się do nałożenia na sprzedawcę obowiązku poinformowania dotychczasowego sprzedawcy oraz OSD o planowanym dniu rozpoczęcia sprzedaży, a w zakresie szczegółowej procedury odsyła do IRiESD właściwego operatora.

Rozdział 4

§ 12

Podobnie jak w przypadku § 5, § 12 ust. 1 ma na celu zgromadzenie w jednym miejscu obszernego katalogu przepisów regulujących działalność sieciową w sektorze elektroenergetyki – stąd rozszerzenie o przepisy unijne i wykonujące je metody, warunki, wymogi i zasady.

Przepis określa obowiązki przedsiębiorstwa sieciowego (OSP/OSD). Jego podstawowym zadaniem jest dostarczanie energii elektrycznej, które jest niezawodne i dochowuje standardów jakościowych określonych w rozporządzeniu. Przedsiębiorstwo energetyczne odpowiada także za opomiarowanie zużycia energii elektrycznej przez użytkowników systemu. W związku z tym odpowiada za instalację układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz ich cykl życia, w tym kontrolę ich działania. Następnie, przepis określa ogólną normę dokonującego atrybucji odpowiedzialności za likwidację awarii i usuwanie zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej. Wynika ona z faktu, że przedmiotem działalności przedsiębiorstw sieciowych jest zapewnienie możliwości korzystania z sieci elektroenergetycznej przez innych użytkowników systemu.

Treść dotychczasowego § 13 ust. 2 została w odniesieniu do przedsiębiorstwa zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej połączona z treścią dotychczasowego ust. 5 i obecnie jest zawarta w ust. 4. Interesariusze zwracali uwagę na niejasność i pewną przestarzałość regulacji zawartej dotychczas w ust. 2 – przepis ten co do zasady miał na celu zapewnienie, że odbiorca rezygnujący z umowy kompleksowej będzie miał zapewnioną podstawę prawną do kontynuowania poboru energii elektrycznej w postaci umowy o świadczenie usług dystrybucji, jednak nie precyzował przyczyn, dla których mogłoby nastąpić rozwiązanie tej pierwszej umowy – mogło to zatem dotyczyć również sytuacji np. zaprzestania działalności. Norma

(aktualnie wyrażona w ust. 5 pkt 3) została więc stosownie doprecyzowana oraz ograniczona do przedsiębiorstw dystrybucyjnych – w przypadku usług przesyłania nie występuje bowiem umowa kompleksowa.

Ust. 2 i 3 (dotychczasowe § 13 ust. 3 i 4) nie zostały istotnie zmienione – jedynie w ust. 3 w pkt 6 doprecyzowano, że prawo wglądu do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego dotyczy odbiorców.

Ust. 4 (dotychczasowy § 13 ust. 5), podtrzymuje dwa istniejące dotychczas obowiązki dla przedsiębiorstw sieciowych świadczących usługę dystrybucji energii elektrycznej. Po pierwsze, zobowiązane są one do opracowywania, aktualizowania i udostępniania odbiorcom standardowych profili zużycia energii elektrycznej. Pełnią one funkcję istotną w rozliczeniach za zużytą energię elektryczną. Obowiązek ten nie dotyczy odbiorców wyposażonych w licznik zdalnego odczytu, który umożliwia odczyt zużycia energii elektrycznej w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Tym samym nie występuje potrzeba tworzenia uproszczeń ułatwiających rozliczenia między użytkownikami systemu, jakimi są profile zużycia energii elektrycznej. Po drugie, przedsiębiorstwo sieciowe zobowiązane jest do opracowywania i wdrażania procedury zmiany sprzedawcy. Jak wskazano wyżej, przepis zawiera ponadto zmodyfikowaną normę z dotychczasowego § 13 ust. 2.

Przepis § 12 ust. 5 rozszerza stosowanie przepisów ust. 1-3 w § 12 w zakresie dotyczącym odbiorców na posiadaczy magazynów energii elektrycznej – wynika to z okoliczności, że w niektórych aspektach charakter funkcjonowania magazynów energii elektrycznej jest zbliżony do odbioru energii elektrycznej.

Przepisy § 12 ust. 6-7 są modyfikacją przepisu istniejącego rozporządzenia (rozdział 4, § 13 ust. 4 pkt 2) wprowadzoną w celu uregulowania wymagań w zakresie instalacji liczników zdalnego odczytu (LZO) w układach pomiarowych energii elektrycznej. Wymagania te zaproponowane zostały ze względu na konieczność wprowadzenia zdalnego dostępu do danych pomiarowych z liczników zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej w celu rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce oraz uregulowania obowiązków OSD i właścicieli sieci elektroenergetycznych.

Przepis § 12 ust. 8 wprowadza obowiązek instalowania analizatorów jakości energii elektrycznej. Przepis uwzględnia rezultaty prac działającego przy MKiS Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Pozwala to zapewnić spójność między projektem niniejszego rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. (data przyjęcia przez Sejm) w przedmiocie zmiany m.in. ustawy Prawo energetyczne - nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki, tj. rozporządzeniem dot. systemu pomiarowego. Zapewnienie spójności regulacji nakazuje by ogólny obowiązek instalacji analizatorów jakości energii elektrycznej znajdował się właśnie w niniejszym rozporządzeniu. Obowiązek ten ma zastosowanie do układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców, modułów parku energii oraz magazynów energii elektrycznej, które nie pracują synchronicznie z siecią. Ponadto operator instaluje analizatory jakości energii elektrycznej w uzasadnionych technicznie przypadkach.

§ 13

Przepis odpowiada dotychczasowemu § 13a i ustanawia katalog informacji, które operator systemu elektroenergetycznego przesyłowego publikuje na swojej stronie internetowej. Różnica w stosunku do dotychczasowego przepisu polega na wprowadzeniu kilku aktualizacji:

- pkt 2 rozszerza katalog publikowanych dokumentów na wszystkie metody, warunki, wymogi i zasady (tzw. TCM – *terms, conditions and methodologies*; zob. użycie skrótu w motywie (3) preambuły angielskiego tekstu rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2021/280 z dnia

22 lutego 2021 r. zmieniającego rozporządzenia (UE) 2015/1222, (UE) 2016/1719, (UE) 2017/2195 i (UE) 2017/1485 w celu dostosowania ich do rozporządzenia (UE) 2019/943), a także wskazuje, że w przypadku TCM przyjmowanych w innych językach OSP dokonuje tłumaczenia je publikuje; w praktyce dotyczy to metod przyjmowanych przez ACER w języku angielskim;

- pkt 10 aktualizuje terminologię stosowaną w dotychczasowym pkt 7;

- pkt 11 i 12 zastępują dotychczasowy pkt 9 stanowiący o publikacji ofert bilansujących w związku z ich zastąpieniem ofertami zintegrowanego procesu grafikowania oraz wprowadzeniem ofert portfolio.

§ 14

Regulacja dotychczasowego § 14, stanowiącego o obowiązku wskazania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe, została przeniesiona do § 19. W nowym § 14 przenosi się na poziom rozporządzenia istotną dla działalności wytwórców i OSP praktykę traktowania jak JWCK niektórych modułów wytwarzania energii, które spełniają kryteria JWCD. Rozwiązanie takie jest niezbędne dla zachowania równowagi pomiędzy możliwością dysponowania niektórymi modułami wytwarzania energii istotnymi dla systemu elektroenergetycznego, a poszanowaniem ograniczeń technologicznych takich modułów wynikających z ich specyfiki (zwłaszcza jednostek OZE lub ciepłowniczych). Celem unormowania jest określenie przesłanek, jakimi OSP kieruje się przy zmianie statusu z JWCD na JWCK.

Warto dodać, że przepisy nie nadają decyzji OSP pełnej dyskrecjonalności. Zakres modułów wytwarzania energii objętych statusem centralnie dysponowanych jest zdefiniowany w § 2 pkt 13 i OSP nie ma prawa rozszerzenia tego zakresu; przepis wprowadza wyłącznie możliwość zmiany statusu modułu wytwarzania energii z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej na jednostkę wytwórczą centralnie koordynowaną. OSP jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, stąd podejmując decyzję o zmianie statusu modułu wytwarzania energii jest zobowiązany brać pod uwagę nie tylko uwarunkowania technologiczne modułu wytwarzania energii, ale również względy systemowe. Jednocześnie różnorodność potencjalnych przypadków systemowych dotyczących zmiany statusu nie pozwala na zdefiniowanie katalogu zamkniętego warunków dla zmiany statusu modułu wytwarzania energii.

Ponadto zgodnie z § 52 ust. 1 zachowuje się status jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej w odniesieniu do modułów, które taki status posiadały przed dniem wejścia w życie rozporządzenia, mimo że jednocześnie spełniają kryteria jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej określone w § 2 pkt 13.

Ust. 2 nakazuje odzwierciedlić zmianę statusu w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej – ten drugi przypadek dotyczy w szczególności sytuacji jednostek w koordynowanej sieci 110 kV.

§ 15

§ 15 odpowiada § 15 obecnie obowiązującego rozporządzenia. Zmiany względem dotychczasowego przepisu mają charakter aktualizacji terminologicznej – w szczególności pojęcie „urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych z wykorzystaniem układów do transmisji danych, zgodnym z systemem akwizycji i przetwarzania danych stosowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego” zastąpiono „licznikami zdalnego odczytu”. Dokonano także zmian porządkowych – przepisy dot. źródła danych do rozliczania niezbilansowania (ust. 2) powinny

bowiem dotyczyć wszystkich użytkowników systemu, a nie tylko odbiorców; niejasny dotychczas podział między litery a i d został usunięty (zakres lit. d przeniesiono do lit. a).

W ust. 1 pkt 1 wprowadzono niewielką zmianę, polegającą na uwzględnieniu poleceń OSP w wyznaczaniu niezbilansowania użytkownika systemu. Nie zmienia to jednak zasady, że niezbilansowanie to różnica pomiędzy ilością energii sprzedaną lub zakupioną zgodnie z grafikami handlowymi, a ilością energii rzeczywiście wprowadzonej do sieci lub z niej odebranej.

§ 16

Przepis kontynuuje obowiązywanie dotychczasowej normy z § 16 nakazującej prowadzenie ruchu sieciowego zgodnie z postanowieniami IRiESP lub właściwej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (zwanej dalej „IRiESD”. Obowiązek ten jest istotny z punktu widzenia zapewnienia stosowalności IRiESP i IRiESD.

§ 17

§ 17 odpowiada § 17 obecnie obowiązującego rozporządzenia, lecz zawiera istotnie bardziej szczegółową treść.

Zgodnie z obecnym brzmieniem art. 9j ust.4 ustawy - Prawo energetyczne wytwórcy posiadający JWCD i JWCK zobowiązani są do uzgadniania z OSP terminu ich remontu. § 17 rozporządzenia zawiera niezbędne doprecyzowanie uprawnień i obowiązków stron biorących udział w realizacji uzgodnień, o których mowa w ustawie. Zasadniczym celem proponowanych zapisów jest minimalizacja ryzyka powstania kolizji pomiędzy planowanymi terminami remontu modułów wytwarzania energii a terminami wymaganej ich dyspozycyjności w związku z planowanym wyłączeniem elementów sieci (ograniczeń sieciowych identyfikowanych jako minimalne niezbędne moce wytwarzane lub minimalna liczba modułów wytwarzania energii pracujących w danym węźle lub grupie węzłów). Dla umożliwienia efektywnej i respektującej potrzeby stron koordynacji procesów planowania, przepisy uwzględniają następujące zasady:

1) w procesie planowania wyłączeń elementów sieci OSP/OSD zobowiązany jest uwzględniać zgłoszone wcześniej przez wytwórców terminy remontów; w tym celu wprowadzono 60 dniowy okres „zamknięcia okna” dla zgłoszeń planowanych ograniczeń dyspozycyjności, niezbędny dla wykonania przez właściwego operatora prac analitycznych;

2) wytwórca zgłaszając termin remontu modułu wytwarzania energii zobowiązany jest do uwzględnienia wymaganej dyspozycyjności tego modułu (ograniczenia sieciowe identyfikowane jako minimalne niezbędne moce wytwarzane lub minimalna liczba modułów wytwarzania energii pracujących w danym węźle lub grupie węzłów) jeśli zostało to wcześniej ogłoszone przez OSP/OSD;

3) termin remontu modułu wytwarzania energii rozpoczynającego się wcześniej niż trzy miesiące po dacie zgłoszenia wymaga bezpośredniego uzgodnienia z OSP/OSD.

Proponowana treść § 17 ma na celu uniknięcie sytuacji, w których planowany remont modułu wytwarzania energii, a więc ograniczenie jego dyspozycyjności, doprowadziłoby do zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci spowodowanego wystąpieniem kolizji rozumianej jako takie nałożenie warunków pracy sieci zamkniętej i terminu remontu zgłoszonego przez wytwórcę, które powoduje okresowe niespełnienie kryteriów niezawodności pracy tej sieci.

Proponowane zmiany treści § 17 nie zmieniają sposobu zarządzania niedyspozycyjnością modułu wytwarzania energii. Mają na celu wyłącznie zdefiniowanie zasad pozwalających na

uniknięcie ww. kolizji, a także zasad postępowania OSP i wytwórcy w przypadku ich wystąpienia.

Nowe przepisy § 17 powodują, że (w przeciwieństwie do przepisów obecnych) wytwórca ma jednoznaczną gwarancję, że zgłoszony przez niego termin remontu z uwzględnieniem opisanych wyżej zasad, może być zmieniony przez OSP/OSD wyłącznie w trybie negocjacji z uwzględnieniem kompensaty poniesionych kosztów.

§ 17 ust. 3 odnosi się do zgłoszeń nowych postojów remontowych rozpoczynających się w kolejnych latach kalendarzowych oraz do zmian dotyczących wcześniej zgłoszonych postojów remontowych, uzgodnionych z OSP i rozpoczynających się w kolejnych latach kalendarzowych, zgłoszonych w okresie, o którym mowa w tym ustępie. Ten 60-dniowy okres jest niezbędny ze względu na konieczność opracowania rocznego planu wyłączeń, o którym mowa w IRiESP. Zasady opracowania tego planu wymuszają zamrożenie danych wejściowych. W procesie planowania wyłączeń elementów sieci OSP zobowiązany jest uwzględniać zgłoszone wcześniej przez wytwórców terminy remontów modułów wytwarzania energii. Z tego powodu, zgłoszenia postojów dotyczące kolejnych lat kalendarzowych przekazane w trakcie opracowywania tego planu muszą być traktowane jak zgłoszenia przekazane po upływie 60-dniowego okresu opublikowaniu rocznego planu wyłączeń. Powyższe zasady nie dotyczą zgłoszeń postojów rozpoczynających się przed upływem 3 miesięcy od daty zgłoszenia.

§ 17 ust. 8 określa zakres kosztów, które operator systemu może zrekompensować wytwórcy. Celem przepisu jest określenie zakresu rekompensaty do rzeczywiście poniesionych bezpośrednich kosztów związanych z przesunięciem remontu oraz kosztu dostosowania obowiązku mocowego na rynku mocy.

§ 18

Przepis § 18 dotyczy udostępniania zdolności międzysystemowych i nie zmienił się w stosunku do dotychczasowej treści, wyszczególniającej przepisy odrębne regulujące zasady udostępniania tych zdolności.

Rozdział 5

Rozdział 5 dotyczący bilansowania systemu elektroenergetycznego wprowadza najistotniejsze zmiany względem dotychczasowego rozporządzenia.

§ 19

§ 19 wprowadza ogólne zasady bilansowania systemu elektroenergetycznego wg modelu określonego w etapie II reformy rynku bilansującego.

Ust. 1 zapewnia wykonanie art. 2 pkt 1, art. 14 pkt 1, art. 19-22, art. 29 pkt 1, art. 32 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195 oraz art. 6 rozporządzenia 2019/943. Celem przepisu jest dostosowanie przepisu ogólnego dotyczącego bilansowania systemu elektroenergetycznego do wdrożenia programów pracy, wdrożenia rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących oraz wymiany energii bilansującej na europejskich platformach wymiany energii bilansującej i platformie kompensowania niezbilansowań, zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195.

Energia bilansująca (w tym energia wymieniana na europejskich platformach bilansujących) i moce bilansujące są pozyskiwane przez OSP na zasadach rynkowych, poprzez składane oferty, z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych oraz parametrów technicznych i dyspozycyjności zasobów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Ust. 2 zapewnia stosowanie art. 2 pkt 6 i 7 rozporządzenia 2017/2195, czyli pojęć podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) i dostawcy usług bilansujących (DUB). Celem

przepisu jest wyszczególnienie w strukturze podmiotowej rynku bilansującego roli DUB oraz POB, zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia.

Dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobów, których jest właścicielem lub do wykorzystania których został upoważniony. Dla każdego zasobu można wskazać co najwyżej jednego dostawcę usług bilansujących. Każdy zasób przyłączony do systemu elektroenergetycznego musi być bilansowany przez jeden podmiot odpowiedzialny za bilansowanie. Podmiotem tym może być właściciel zasobu lub inny wskazany podmiot.

Ust. 3 również reguluje strukturę podmiotową rynku bilansującego zgodnie z art. 2 pkt 6 i 7 rozporządzenia 2017/2195, określając zasady wskazywania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i opcjonalnie dostawcy usług bilansujących przez odbiorcę końcowego przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Wybrany przez odbiorcę końcowego sprzedawca wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie dla zasobu tego odbiorcy. Odbiorca końcowy albo podmiot przez niego upoważniony może wskazać dostawcę usług bilansujących dla zasobu tego odbiorcy.

Rolą ust. 4 jest określenie zadań podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, zgodnie z art. 17 rozporządzenia 2017/2195. Przepis definiuje podstawowe zadania realizowane przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w odniesieniu do jednostki bilansowej, poprzez którą reprezentuje użytkowników systemu w zakresie zasobów (zgodnie z definicją – modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej lub instalacji odbiorczych), dla których został wskazany. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie posiada dokładnie jedną jednostkę bilansową.

Rolą ust. 5 jest określenie zadań dostawcy usług bilansujących, zgodnie z art. 16 rozporządzenia 2017/2195. Przepis definiuje zadania realizowane przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostek grafikowych, utworzonych z zasobów użytkowników systemu (zgodnie z definicją – modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej lub instalacji odbiorczych) w zakresie których został wskazany. Dostawca usług bilansujących posiada co najmniej jedną jednostkę grafikową.

Ust. 6 dotyczy strony obiektowej, tzn. określa zasady odzwierciedlania zasobu w jednostce bilansowej i jednostce grafikowej. Każdy zasób przyłączony do sieci elektroenergetycznej musi wchodzić w skład jednej jednostki bilansowej i może wchodzić w skład wyłącznie jednej jednostki grafikowej – jednak nie każdy zasób musi aktywnie uczestniczyć w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego poprzez jednostkę grafikową. Role podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i dostawcy usług bilansujących mogą pełnić różne podmioty.

Ust. 7 statuuje obowiązek wskazania dostawcy usług bilansujących w odniesieniu do jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Każda jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – z zastrzeżeniem wyjaśnionego powyżej § 14 – musi aktywnie uczestniczyć w rynku bilansującym, co oznacza, że musi mieć wskazanego dostawcę usług bilansujących.

Ust. 8 deleguje do WDB określenie zasad w zakresie tworzenia specyficznych jednostek bilansowych, tzn. jednostek bilansowych:

- 1) dla operatorów systemu elektroenergetycznego,
- 2) na potrzeby wymiany międzysystemowej,
- 3) dla NEMO - o którym mowa art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222,

- 4) dla kontrahenta centralnego - o którym mowa art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222, oraz
- 5) na potrzeby obsługi transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawartych na rynku zorganizowanym w rozumieniu art. 3 pkt 44 ustawy Prawo energetyczne.

Jednostki bilansowe w zakresie wskazanym powyżej mają charakter techniczny, stąd nie ma potrzeby regulowania ich w akcie prawa powszechnie obowiązującego.

§ 20

§ 20 ustanawia ramy struktury obiektowej rynku bilansującego, a więc zasady tworzenia jednostek grafików, czyli handlowego odzwierciedlenia zasobów w celu świadczenia usług bilansujących.

Ust. 1 umożliwia modułom wytwarzania energii, magazynom energii elektrycznej, instalacjom odbiorczym oraz agregatom tych zasobów świadczenie usług bilansujących. OSP umożliwia tworzenie jednostek grafików składających się z pojedynczych zasobów lub agregatów zasobów, przy czym jednostki wytwórcze centralnie dysponowane nie mogą wchodzić w skład agregatu zasobów. Minimalna moc zasobów tworzących jednostkę grafikową wynosi 200 kW, co odpowiada minimalnej mocy dla modułu wytwarzania energii elektrycznej typu B w rozumieniu rozporządzenia 2016/631.

Ust. 2 określa dodatkowe wymagania wobec jednostek grafików składających się z grupy zasobów – agregatów. Po pierwsze maksymalna łączna moc osiągalna zasobów tworzących jednostkę grafikową wynosi 50 MW, co odpowiada progowi uznania za jednostkę o znaczeniu systemowym – znajduje to wyraz w art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy oraz w definicji jednostki wytwórczej centralnie koordynowanej. Po drugie, jeżeli zasoby wchodzące w skład jednostki grafikowej są przyłączone do różnych węzłów sieci elektroenergetycznej, o których mowa w § 20 ust. 2 pkt 2, to dostawca usług bilansujących określa w zgłaszanych programach pracy oraz złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafikowania, w jakiej części zasoby tworzące jednostkę grafikową będą wykorzystywane do wykonywania zgłoszonych programów pracy oraz świadczenia oferowanych usług bilansujących w podziale na poszczególne węzły. Powyższe informacje w podziale na węzły są niezbędne w planowaniu koordynacyjnym pracy systemu do poprawnego modelowania rozplądów mocy w sieci elektroenergetycznej, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. Świadczenie usług bilansujących poprzez agregaty w całkowitym oderwaniu od uwarunkowań pracy sieci mogłoby bowiem powodować zagrożenie dla bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej, a także generować koszty dla innych użytkowników systemu.

Warto dodać, że analogiczna struktura przekazywania danych w podziale na węzły, w tym w szczególności na szyny po stronie średniego napięcia (SN) w węzłach łączących sieć o napięciu 110 kV z siecią SN, jest aktualnie stosowana w ramach wymiany danych planistycznych na podstawie dokumentu zatwierdzonego przez Prezesa URE pt. „Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE (metoda z art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485 dot. zakresu wymienianych danych)”.

Ust. 3 ma za cel zdefiniowanie (i) pełnego i (ii) ograniczonego zakresu dysponowania przez OSP zasobów tworzących jednostkę grafikową na potrzeby dalszych przepisów. Zasoby tworzące jednostkę grafikową mogą uczestniczyć: (i) w pełnym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, albo (ii) w ograniczonym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej. Pełne dysponowanie obejmuje również tzw. zmianę stanu pracy jednostki, a więc uruchomienie lub odstawienie jednostki grafikowej, w zakresie jej dyspozycyjności, przy uwzględnieniu w procesach planowania koordynacyjnego pracy

systemu elektroenergetycznego charakterystyk technicznych zmiany stanu pracy jednostki grafikowej (np. czasu uruchamiania).

Ust. 4 przypisuje zakres dysponowania, któremu może podlegać jednostka grafikowa, w zależności od zasobów wchodzących w jej skład. Jednostki grafikowe utworzone z JWCD podlegają pełnemu zakresowi dysponowania – z zastrzeżeniem przypadków uznania za JWCK zgodnie z § 14. Jednostki grafikowe utworzone z pojedynczego sterowanego odbioru lub grupy zasobów podlegają ograniczonemu zakresowi dysponowania. Dla pozostałych jednostek grafikowych (składających się z: pojedynczego modułu wytwarzania energii, który nie jest JWCD lub z pojedynczego magazynu energii elektrycznej) dostawca usług bilansujących może wybrać zakres dysponowania, któremu podlega jednostka grafikowa, zgodnie ze swoją strategią biznesową i możliwościami technologicznymi.

Ust. 5 nakłada obowiązek wystąpienia przez dostawcę usług bilansujących z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej składającej się z jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej. Każda jednostka wytwórcza centralnie dysponowana, w celu realizacji obowiązku aktywnego udziału w rynku bilansującym w pełnym zakresie dysponowania, musi być reprezentowana w jednostce grafikowej. Obowiązek wystąpienia z wnioskiem o utworzenie jednostki grafikowej jest nałożony na dostawcę usług bilansujących reprezentującego tę jednostkę, wskazanego zgodnie z § 19 ust. 7.

Zgodnie z ust. 6 warunkiem utworzenia jednostki grafikowej jest pomyślne ukończenie procesu kwalifikacji wstępnej (potocznie tzw. prekwalifikacji) odpowiedniego dla zakresu usług bilansujących, które dostawca usług bilansujących będzie świadczyć poprzez tę jednostkę grafikową. Celem kwalifikacji wstępnej jest potwierdzenie zdolności jednostki grafikowej do świadczenia usług bilansujących, np. odpowiedniego zakresu regulacyjności czy też technicznych możliwości odbioru sygnałów sterowania i ich realizacji zgodnie z określonymi wymaganiami.

Ust. 7 dotyczy zastosowania art. 15 rozporządzenia 2017/2195 oraz art. 182 ust. 2 rozporządzenia 2017/1485 i ma na celu zapewnienie współpracy OSD z OSP w zakresie udziału w rynku bilansującym zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego operatora. OSD ma współpracować z OSP w procesie kwalifikacji wstępnej prowadzonym dla zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz zapewnić właściwe przyporządkowanie do jednostek bilansowych i jednostek grafikowych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej tego operatora, w szczególności w zakresie danych pomiarowych. Wykonanie tych obowiązków warunkuje rzeczywiste możliwości udziału w rynku bilansującym zasobów rozproszonych, przyłączonych najczęściej do sieci dystrybucyjnej.

§ 21

§ 21 reguluje zagadnienia związane ze zgłaszaniem danych technicznych i handlowych do operatora systemu przesyłowego w celu wykonania zawartych na rynku transakcji oraz zbilansowania systemu elektroenergetycznego, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.

Ust. 1 zapewnia zastosowanie art. 54 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195, ustalając dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie obowiązek przekazania do OSP informacji o zawartych umowach sprzedaży energii. Na potrzeby rozliczenia niezbilansowania OSP musi pozyskać od podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie informacje o umowach sprzedaży energii zawartych dla zasobów wchodzących w skład ich jednostek bilansowych w celu wyznaczenia pozycji bilansowej każdej z tych jednostek.

Ust. 2 odnosi się do art. 59 rozporządzenia 2015/1222 oraz art. 17 ust. 3 rozporządzenia 2017/2195. Przepis określa ramy czasowe dla zgłaszania i aktualizacji informacji o zawartych

umowach sprzedaży energii. Ramy te uwzględniają czasy zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego określone zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 i pozwalają podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie na uwzględnienie wyników odpowiednio rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w zgłoszeniach umów sprzedaży energii OSP.

Ust. 3 dotyczy składania ofert, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 5 rozporządzenia 2017/2195. W przepisie określono dla dostawcy usług bilansujących:

- 1) obowiązek przekazania do OSP programów pracy i ofert zintegrowanego procesu grafিকowania;
- 2) możliwość składania ofert portfolio na moce bilansujące.

Na potrzeby przeprowadzenia przez OSP zintegrowanego procesu grafিকowania każdy dostawca usług bilansujących musi dla każdej posiadanej jednostki grafিকowej zgłosić program pracy i złożyć ofertę zintegrowanego procesu grafিকowania. W procesie planowania punktem wyjścia są programy pracy, którą są modyfikowane w oparciu o oferty zintegrowanego procesu grafিকowania w celu bilansowania systemu przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych. Dodatkowo dostawca usług bilansujących może uczestniczyć w procesie pozyskiwania mocy bilansujących na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące składając taką ofertę (zob. wyjaśnienie do § 2 pkt 28).

Ust. 4 nakłada obowiązek pozwalający zastosować w praktyce zasadę, że zasoby tworzące jedną jednostkę grafিকową mogą wchodzić w skład różnych jednostek bilansowych. W takim przypadku dostawca usług bilansujących ma obowiązek przekazania informacji pozwalającej przypisać energię bilansującą aktywowaną z oferty zintegrowanego procesu grafিকowania do poszczególnych jednostek bilansowych. Przekazanie tej dodatkowej informacji, tj. współczynników rozdziału aktywowanej energii bilansującej pomiędzy jednostki bilansowe, jest konieczne, aby można było obliczyć korekty niezbilansowania dla tych jednostek bilansowych, zgodnie z art. 49 rozporządzenia 2017/2195.

Ust. 5 zapewnia stosowanie art. 24 ust. 5 i 6 rozporządzenia 2017/2195 poprzez określenie ram czasowych dla składania i aktualizowania ofert zintegrowanego procesu grafিকowania oraz ustala zasady zgłaszania i aktualizowania programów pracy. Powyższe ramy i zasady uwzględniają czasy zamknięcia bramek dla rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego określone zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 i pozwalają dostawcy usług bilansujących na uwzględnienie wyników odpowiednio rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w zgłoszonych programach pracy i złożonych ofertach zintegrowanego procesu grafিকowania.

W związku ze stosowaniem w Polsce modelu centralnego dysponowania, ust. 6 zapewnia zastosowanie art. 18 ust. 5 lit. d oraz art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195 poprzez wprowadzenie obowiązku określenia przez OSP w WDB zasad aktualizacji umów sprzedaży energii, ofert zintegrowanego procesu grafিকowania i programów pracy. Zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195 WDB powinny zawierać wymogi dotyczące informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP na rynku bilansującym, oraz zasady aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafিকowania w przypadku OSP stosującego model centralnego dysponowania.

§ 22

§22 ustanawia zasady dotyczące nabywania mocy bilansujących. Moc bilansująca to, zgodnie z art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195 *wolumen rezerwy mocy, na którego utrzymanie zgodził się dostawca usług bilansujących oraz w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się złożyć OSP oferty na odpowiedni wolumen energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy.*

W ust. 1 wprowadza się obowiązek nabywania przez OSP mocy bilansujących na zasadach rynkowych, czyli na podstawie ofert, odrębnie w górę i w dół, z uwzględnieniem programów pracy jednostek grafików i ograniczeń sieciowych, co stanowi wypełnienie wymagań, o których mowa w art. 6 ust. 8 i 9 rozporządzenia 2019/943 oraz art. 32 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2017/2195 poprzez wprowadzenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących w dniu poprzedzającym czas dostawy mocy bilansujących, a także w trakcie doby realizacji. Zakup mocy bilansujących w ramach danego procesu zakupu mocy bilansujących odbywa się na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące albo ofert na moce bilansujące składanych w ramach ofert zintegrowanego procesu grafikowania. W przypadku zakupu mocy bilansujących na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące, parametry techniczne i planowane programy pracy jednostek grafików oraz ograniczenia sieciowe powinny zostać uwzględnione przez dostawców usług bilansujących w ich ofertach portfolio na moce bilansujące.

W przypadku zakupu mocy bilansujących na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania, w celu zapewnienia wykonalności dostawy energii bilansującej z pozyskanych mocy bilansujących w procesie zakupu są explicite uwzględniane przez OSP: stan jednostki grafikowej (uruchamianie, praca albo postój), jej parametry techniczne oraz ograniczenia sieciowe.

Ust. 2 uwzględnia postanowienia art. 16 ust. 4 rozporządzenia 2017/2195 i określa w istocie, na czym polega świadczenie mocy bilansującej, nakładając obowiązek zgłoszenia przez dostawcę usług bilansujących grafiku rezerw mocy i oferty na energię bilansującą odpowiadającą co najmniej zakupionym przez operatora mocom bilansującym. Dostawca usług bilansujących jest zobowiązany do uwzględnienia w zgłaszanych programach pracy grafików rezerw mocy obejmujących sprzedane moce bilansujące oraz złożenia oferty na energię bilansującą odpowiadającą zakupionym mocom bilansującym w odniesieniu do jednostki grafikowej poprzez którą są świadczone zakupione moce bilansujące. Zgłoszony grafik rezerw mocy odpowiadający zakupionym mocom bilansującym musi być wykonalny, a więc uwzględniać ograniczenia sieciowe, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 2.

Ust. 3 zapewnia stosowanie art. 6 ust. 8 rozporządzenia 2019/943 i dotyczy obowiązku prowadzenia przez OSP rozliczeń z tytułu mocy bilansujących oraz określa podstawowe zasady prowadzenia tych rozliczeń. OSP prowadzi pozyskiwanie i rozliczenia mocy bilansujących. Rozliczenia mocy bilansujących są prowadzone na podstawie wielkości zakupionych mocy w każdym okresie rozliczania mocy bilansujących i dotyczą w zależności od procesu pozyskiwania mocy bilansujących: (i) dostawców usług bilansujących w przypadku mocy bilansujących pozyskanych na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące, albo (ii) jednostek grafików w przypadku mocy bilansujących pozyskanych na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania.

W ust. 4 określono podstawowe zasady wyznaczania cen rozliczeniowych mocy bilansujących. Ceny rozliczeniowe mocy bilansujących są wyznaczone jako ceny krańcowe osobno dla każdego typu mocy bilansującej (tzn. FCR - rezerwy utrzymania częstotliwości, FRR - rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną/ręczną lub RR - rezerwy zastępczej), procesu zakupu mocy bilansujących i okresu rozliczania mocy bilansującej. Ten sposób wyznaczania cen rozliczeniowych mocy bilansujących jest spójny z rozliczeniem energii bilansującej, które zgodnie z art. 6 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 i art. 30 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2017/2195 powinno się opierać na cenach krańcowych energii bilansującej.

Dostawca usług bilansujących jest wynagradzany za daną zakupioną moc bilansującą zgodnie z ustaloną ceną, w kształtowaniu której brał udział i którą uznał za satysfakcjonującą, niezależnie od tego jaka jest wartość ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa w § 25. Nie jest

zasadne, żeby cena rozliczeniowa mocy bilansującej była zwiększana do ceny rezerwy operacyjnej tylko dlatego, że jej wartość rynkowa wzrosła z upływem czasu (wraz ze zbliżaniem się do czasu rzeczywistego). Analogiczna sytuacja występuje w przypadku energii elektrycznej, gdzie wytwórca zobowiązuje się dostarczyć energię elektryczną po ustalonej cenie, niezależnie od jej wartości w czasie rzeczywistym.

W ust. 5 wprowadza się świadczenie należne od dostawcy usług bilansujących na rzecz OSP w przypadku niedostarczenia mocy bilansujących i określa się podstawowe zasady wyznaczania wielkości niedostarczonych mocy. Dostawca usług bilansujących odpowiada bowiem finansowo za niedostarczenie mocy bilansujących zakupionych przez OSP.

Moce bilansujące uznaje się za dostarczone poprzez daną jednostkę grafikową, jeżeli: (i) były objęte mocą dyspozycyjną jednostki grafikowej, (ii) zostały zaoferowane w ofercie na energię bilansującą danej jednostki grafikowej, (iii) zostały zgłoszone jako grafiki rezerw mocy, uwzględniające ograniczenia sieciowe, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 4, w programie pracy danej jednostki grafikowej, (iv) zachowana została poprawność realizacji poleceń OSP z tych mocy oraz (v) były dyspozycyjne układy regulacji. Niespełnienie któregokolwiek z powyższych kryteriów oznacza, że moce bilansujące nie zostały dostarczone.

Odnosnie do poprawności realizacji poleceń OSP, o której mowa powyżej, w przypadku niepoprawnego wykonania polecenia OSP, moc bilansująca uprzednio pozyskana przez OSP, może być traktowana jako niedostarczona, przy czym kryteria identyfikacji i wyznaczania wielkości niedostarczonych mocy bilansujących w związku z niepoprawną realizacją poleceń OSP powinny, podobnie jak inne szczegółowe regulacje funkcjonowania rynku bilansującego, być szczegółowo określone w WDB.

Ust. 6 określa podstawowe zasady wyznaczania cen rozliczeniowych niedostarczonych mocy bilansujących. Dostawca usług bilansujących, który nie dostarczył mocy bilansującej w danym okresie rozliczania energii bilansującej, musi pokryć koszt odtworzenia tej mocy. Jeżeli danej niedostarczonej mocy nie udało się odtworzyć (pozyskać w dalszym procesie pozyskiwania mocy bilansujących), dostawca mocy bilansujących uiszcza na rzecz OSP opłatę odzwierciedlającą wartość rynkową niedostarczonych mocy bilansujących wyznaczoną na podstawie najwyższej ceny rozliczeniowej mocy bilansujących danego typu. W przypadku mocy bilansujących w górę, które nie zostały odtworzone, wartość rynkowa niedostarczonych mocy bilansujących jest wyznaczana na podstawie ceny rezerwy operacyjnej, jeżeli jest ona wyższa niż najwyższa cena rozliczeniowa mocy bilansującej w górę danego typu. Taki mechanizm zachęca dostawcę usług bilansujących do dostarczania mocy bilansujących, zwłaszcza w okresach niedoboru rezerw mocy, lub oferowania mocy bilansującej z innych spośród swoich dyspozycyjnych jednostkach grafikowych w celu odtworzenia mocy, której nie jest w stanie dostarczyć z danej jednostki grafikowej.

Moc bilansująca danego typu może być pozyskiwana dla danego okresu wielokrotnie w ramach różnych procesów pozyskiwania mocy bilansujących przeprowadzanych w różnym czasie. W związku z tym może być kilka różnych cen rozliczeniowych mocy bilansującej danego typu dla danego okresu rozliczeniowego. Moc bilansująca, która została pozyskana przez OSP, może stać się niedostępna ze względu na warunki pracy zakładu wytwarzania energii lub może nie zostać zaoferowana w ramach zgłoszenia programu pracy (brak grafiku rezerwy mocy lub niespełnienie ograniczeń sieciowych, o których mowa w § 31 ust. 1 pkt 4) i oferty zintegrowanego procesu grafikowania (brak odpowiedniego wolumenu oferty na energię bilansującą). Wówczas moc bilansująca jest uznawana za niedostarczoną moc bilansującą.

Dostawca usług bilansujących otrzymuje wynagrodzenie za sprzedaną OSP moc bilansującą, wynikające z ustalonej w danym procesie ceny rozliczeniowej danej mocy bilansującej, zarówno w przypadku dostarczenia jak i niedostarczenia tej mocy bilansującej. Celem rozliczeń

niedostarczonych mocy bilansujących jest stworzenie zachęt ekonomicznych dla dostawcy usług bilansujących do: (i) dostarczania sprzedanych mocy bilansujących, (ii) jak najszybszego poinformowania OSP o braku możliwości dostarczenia sprzedanych mocy bilansujących, aby OSP mógł je jeszcze odtworzyć, (iii) oferowania dodatkowych mocy bilansujących na innych jednostkach graficznych danego dostawcy usług bilansujących w celu możliwości odtworzenia przez OSP niedostarczonej mocy bilansującej. Podstawowe zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej niedostarczonych mocy bilansujących, o których mowa w § 22 ust. 6, pozwalają osiągnąć wskazany powyżej cel.

W przypadku gdy niedostarczone moce bilansujące zostaną odtworzone po danej cenie rozliczeniowej, dostawca usług bilansujących uiszcza na rzecz OSP opłatę z tytułu niedostarczonych mocy równą iloczynowi wielkości niedostarczonych mocy i danej ceny rozliczeniowej. Jeżeli niedostarczone moce zostaną w pełni odtworzone z jednostek graficznych tego samego dostawcy usług bilansujących, to ten dostawca otrzyma wynagrodzenie z tytułu sprzedanych mocy bilansujących równe opłacie z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących. Dzięki temu odtworzenie niedostarczonych mocy bilansujących z innych jednostek graficznych tego samego dostawcy usług bilansujących nie wiąże się z żadnym dodatkowym kosztem dla tego dostawcy.

Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.

Przykład:

1. Dostawca usług bilansujących (DUB) sprzedał OSP 10 MW-h mocy FRR w górę po cenie 30 zł/MW-h.
2. DUB nie dostarczył 2 MW-h mocy FRR w górę.
3. Wariant 1: OSP odtworzył 2 MW-h mocy FRR w górę po cenie 40 zł/MW-h.

Wariant 2: Ze względu na brak ofert OSP nie odtworzył brakujących 2 MW-h mocy FRR w górę, a cena rezerwy operacyjnej ustaliła się na poziomie 20 zł/MW-h.

Wariant 3: Ze względu na brak ofert OSP nie odtworzył brakujących 2 MW-h mocy FRR w górę, a cena rezerwy operacyjnej ustaliła się na poziomie 200 zł/MW-h.

4. Wariant 1: DUB uiszcza opłatę na rzecz OSP z tytułu niedostarczonych mocy równą 80 zł. Jeżeli moce zostały odtworzone na jednostkach grafikowych danego DUB, to w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy bilansujących otrzymuje łącznie 300 zł, czyli należność którą miał uzyskać ze sprzedaży 10 MW-h mocy FRR w górę zgodnie z ustaloną ceną rozliczeniową tych mocy bilansujących. Jeżeli moce zostały odtworzone na jednostkach grafikowych innego DUB, to dany DUB w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy otrzymuje 220 zł, co oznacza że z jego oczekiwanych 300 zł przychodu z tytułu sprzedaży mocy FRR 80 zł zostało przeznaczonych na pokrycie kosztów odtworzenia niedostarczonych przez niego mocy FRR.

Wariant 2: DUB w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy otrzymuje łącznie 240 zł (300 zł minus 60 zł), czyli tyle ile otrzymałby za sprzedane i dostarczone 8 MW-h mocy bilansującej, ponieważ cena rezerwy operacyjnej jest niższa niż cena rozliczeniowa sprzedanych mocy FRR, stąd cena niedostarczonych mocy jest równa cenie sprzedanych mocy FRR.

Wariant 3: DUB uiszcza na rzecz OSP opłatę w wysokości 400 zł z tytułu niedostarczenia mocy FRR w górę i otrzymuje wynagrodzenie 300 zł za sprzedaną moc bilansującą, czyli w wyniku rozliczenia sprzedanych i niedostarczonych mocy łącznie uiszcza opłatę równą 100 zł.

Ust. 7 wprowadza korektę ceny rozliczenia niedostarczonych mocy w przypadku uiszczenia opłaty przez dostawcę usług bilansujących na rzecz OSP z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP. W przypadku, gdy moc bilansująca uprzednio pozyskana przez OSP została zakwalifikowana jako niedostarczona moc bilansująca i dla tej mocy nie zostało zrealizowane polecenie OSP, to dostawca usług bilansujących uiszcza dwie opłaty na rzecz OSP: (i) opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP, o której mowa w § 26, oraz (ii) opłatę z tytułu niedostarczenia mocy bilansującej. Aby ograniczyć łączne zobowiązanie finansowe dostawcy usług bilansujących jedynie do wysokości większej z tych dwóch opłat, cena rozliczeniowa niedostarczenia mocy bilansującej jest korygowana, tj. pomniejszana o cenę stosowaną przy rozliczeniu niepoprawnego wykonania polecenia OSP. Uiszczanie przez dostawcę usług bilansujących opłat o łącznej wysokości równej większej z dwóch wyżej wspomnianych opłat pozwala stworzyć właściwe zachęty ekonomiczne dla dostawcy usług bilansujących do zgłaszania informacji dotyczących dyspozycyjności jednostek grafikowych w zakresie sprzedanych mocy bilansujących i jednocześnie nie dochodzi do kumulacji opłat z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących oraz z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP.

Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.

Przykład:

1. Dostawca usług bilansujących (DUB) sprzedał OSP 10 MW-h mocy FRR w górę po cenie 30 zł/MW-h
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w § 26 ust. 2 pkt. 3 lit. b, jest równa 200 zł/MWh
3. Wariant 1: cena rezerwy operacyjnej jest równa 10 zł/MW-h
Wariant 2: cena rezerwy operacyjnej jest równa 100 zł/MW-h
4. DUB nie wykonał polecanej przez OSP dostawy energii bilansującej odpowiadającej zakupionej mocy FRR (10 MWh), co oznacza że cała zakupiona przez OSP moc FRR jest traktowana jako niedostarczona moc bilansująca, której nie udało się odtworzyć.
5. Wariant 1: DUB uiszcza: (i) opłatę z tytułu niedostarczonych mocy bilansujących równą: $10 \cdot (30 - 20) = 100$ zł i (ii) opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP równą $10 \cdot 10\% \cdot 200 = 200$ zł. W tym wariantcie suma opłat z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących i niepoprawnego wykonania polecenia OSP jest równa opłacie, którą DUB uiszczyłby z tytułu niedostarczenia mocy, gdyby 10 MW-h mocy FRR w górę zostało zgłoszone OSP jako niedostępne.

Wariant 2: DUB nie uiszcza żadnej opłaty z tytułu niedostarczenia mocy tylko samą opłatę z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP równą $10 \cdot 100 = 1000$ zł. W tym wariantcie suma opłat DUB z tytułu niedostarczenia mocy bilansujących i niepoprawnego wykonania polecenia OSP jest równa opłacie, którą DUB uiszczyłby na rzecz OSP z tytułu niepoprawnego wykonania polecenia OSP nawet, gdyby moc bilansująca nie została pozyskana przez OSP.

Ust. 8 ustanawia podstawę do zastosowania art. 6 ust. 9 rozporządzenia 2019/943, umożliwiając OSP pozyskiwanie mocy bilansujących na innych zasadach niż określono w § 22 ust. 1-7. Zgodnie z ww. przepisem rozporządzenia 2019/943, po uzyskaniu odstępstwa od organu regulacyjnego (Prezesa URE), OSP może dokonywać zakupu mocy bilansujących np. z wyprzedzeniem dłuższym niż jeden dzień i na okres dłuższy niż jedna doba.

§ 23

§ 23 dotyczy rozliczania niezbilansowania, a zatem domeny działalności podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie i procesu obejmującego wszystkich użytkowników systemu niezależnie od tego, czy świadczą usługi bilansujące, czy nie.

Ust. 1 pkt 1-3 zapewnia stosowanie art. 54 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195. Przepis ten określa podstawowe zasady wyznaczania wielkości niezbilansowania na potrzeby rozliczenia z tytułu niezbilansowania prowadzonego przez OSP.

Niezbilansowanie wyznacza się dla jednostki bilansowej na podstawie: pozycji bilansowej (zgłoszonych umów sprzedaży energii), zmierzonych ilości energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej do lub pobranej z sieci oraz korekty niezbilansowania wynikającej z poleceń OSP. Korekta niezbilansowania wynika z poleceń operatora wydawanych w odniesieniu do jednostek

grafikowych, w skład których wchodzi zasoby, które są bilansowane w ramach danej jednostki bilansowej.

Ust. 1 pkt 4 zapewnia stosowanie art. 55 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195 i określa cenę stosowaną do rozliczania niezbilansowania. W rozliczeniach OSP z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie z tytułu niezbilansowania stosuje się bowiem cenę niezbilansowania.

Ust. 2 określa zasady wyznaczania ceny niezbilansowania. Na potrzeby wyznaczenia ceny niezbilansowania wyznacza się najpierw cenę równą średniej (ważonej wolumenem) z cen energii bilansującej aktywowanej na potrzeby pokrycia niezbilansowania. Przy wyznaczaniu ceny niezbilansowania uwzględnia się następnie cenę jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz informację o sumarycznym stanie zakontraktowania podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (może wystąpić przekontraktowanie, gdy ilość zakontraktowanej energii przez odbiorców przekracza zapotrzebowanie na tę energię, albo niedokontraktowanie, gdy ilość zakontraktowanej energii przez odbiorców nie jest wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania na tę energię). Przepis ustanawia zasady analogiczne do aktualnych przepisów § 21 ust. 1 lit. a.

Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.

Przykład:

Cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC): 280 zł/MWh.

Ilość i cena energii aktywowanej na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (TERRE): 200 MWh; 250 zł/MWh.

Dla uproszczenia pominięte zostały inne europejskie platformy wymiany energii bilansującej.

Ilość i cena energii aktywowanej na rynku bilansującym na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE, niepowiązanej z aktywacją na platformie TERRE: 100 MWh; 400 zł/MWh.

Cena średnia ważona energii bilansującej na potrzeby pokrycia niezbilansowania KSE (CB): $(200 \cdot 250 + 100 \cdot 400) / (200 + 100) = 300$ zł/MWh.

Sumaryczne przekontraktowanie POB → cena niezbilansowanie równa się:
 $\min(\text{SDAC}, \text{CB}) = 280$ zł/MWh

Sumaryczne niedokontraktowanie POB → cena niezbilansowanie równa się:
 $\max(\text{SDAC}, \text{CB}) = 300$ zł/MWh.

Należy odnotować, że w projekcie nowego rozporządzenia nie znalazły się odpowiedniki dzisiejszych ust. 2 i 4 w § 21, tzn. przepisy o składniku bilansującym (tzw. delta B, ΔB) wprowadzającym ceny rozchylone – mechanizm administracyjnego powiększania kosztu dokupienia energii z rynku bilansującego oraz pomniejszania przychodu z energii sprzedawanej na rynku bilansującym. Po pierwsze należy wskazać, że mechanizm ten nie był stosowany w praktyce, ponieważ składnik bilansujący był równy zero. Po drugie, interesariusze zwracali uwagę, że w przypadku faktycznego zastosowania mechanizmu może on nakładać na uczestników rynku dodatkowe koszty, większe niż uzasadnione koszty bilansowania, a ponadto proces ustalania wielkości składnika bilansującego nie jest precyzyjnie określony. Podjęto zatem decyzję o usunięciu tego mechanizmu.

§ 24

§ 24 ustanawia ogólne zasady rynkowego pozyskiwania energii bilansującej.

Ust. 1 określa dwa sposoby pozyskiwania energii bilansującej przez OSP – z ofert zintegrowanego procesu grafikowania i zgłoszonych programów pracy oraz z europejskich platform wymiany energii bilansującej – i tym samym zapewnia stosowanie art. 19-21 rozporządzenia 2017/2195 w zakresie udziału w europejskich platformach wymiany energii bilansującej.

Przed wszystkim należy zwrócić uwagę na wprowadzenie programu pracy jako nowego, kluczowego elementu, na podstawie którego OSP powinien nabywać energię bilansującą. Elementem podstawowym jest oferta zintegrowanego procesu grafikowania, której częścią jest oferta na energię bilansującą. Wprowadzenie programu pracy z grafiką obciążenia ma na celu uwzględnienie tego grafiku w procesach bilansowania systemu jako punktu startowego do wyznaczenia zbilansowanego systemu elektroenergetycznego. Powinno to się przyczynić do lepszego odwzorowania w ostatecznych grafikach pracy grafików wynikających z zawartych umów sprzedaży energii oraz uwarunkowań technicznych jednostek graficznych. Wpisuje się to w ogólny kierunek dążenia do jak najlepszego zbilansowania systemu w wyniku transakcji zawieranych pomiędzy użytkownikami tego systemu. Ponadto w przepisie uwzględniony został przysły udział polskiego systemu elektroenergetycznego w europejskich platformach wymiany energii bilansującej.

Ust. 2 odzwierciedla wyrażoną w art. 27 rozporządzenia 2017/2195 zasadę umożliwienia przekształcania przez OSP ofert zintegrowanego procesu grafikowania na oferty produktów standardowych energii elektrycznej. OSP stosujący model centralnego dysponowania przekształca oferty na potrzeby udziału w europejskich platformach wymiany energii bilansującej łączących europejskie rynki bilansujące, na których dominuje stosowanie modelu tzw. samodzielnego dysponowania (self-dispatch; zob. art. 2 pkt 17 rozporządzenia 2017/2195).

Ust. 3 dotyczy wykonania obowiązku obliczania wolumenu energii bilansującej określonego w art. 45 rozporządzenia 2017/2195. Celem przepisu jest określenie zasad wyznaczania ilości energii bilansującej z uwzględnieniem aktywacji za pośrednictwem europejskich platform wymiany energii bilansującej oraz poza tymi platformami. Ust. 3 to przepis ogólny wprowadzający rozróżnienie procesów, w ramach których ma miejsce aktywacja energii bilansującej. Celem tego rozróżnienia jest zastosowanie właściwego rozliczenia dla danego procesu, według ceny określonej w § 24 ust. 4. Ponadto w przypadku europejskich platform wymiany energii bilansującej wprowadzone zostało odwołanie do okresów rozliczeniowych zdefiniowanych na tych platformach, ponieważ okresy te mogą być różne od okresu rozliczania energii bilansującej.

Ust. 4 zapewnia wykonanie wymagań z art. 30 i 45-48 rozporządzenia 2017/2195, określając zasady ustalania cen energii bilansującej w zależności od procesu, w ramach którego ma miejsce aktywacja energii bilansującej oraz w zależności od powodu aktywacji. Wraz z przystąpieniem do europejskich platform wymiany energii bilansującej jest bowiem konieczne wyróżnienie rozliczania energii bilansującej aktywowanej na tych platformach. Oznacza to, że w procesie rozliczeń, ze względu na ceny rozliczeniowe, wyróżnia się następujące rodzaje energii bilansującej:

- 1) energię bilansującą aktywowaną na danej platformie bilansującej,
- 2) energię bilansującą swobodną aktywowaną w ramach zintegrowanego procesu grafikowania (niepowiązaną z aktywacją na platformie bilansującej),

- 3) energię bilansującą wymuszoną w kierunku dostawy i odbioru, aktywowaną w ramach zintegrowanego procesu grafikowania (niepowiązaną z aktywacją na platformie bilansującej).

W przypadku energii bilansującej wymuszonej, o której mowa w pkt 3 powyżej (§ 24 ust. 4 pkt 3 i 4), przy wyznaczaniu ceny tej energii jest uwzględniana cena energii z pkt 2 oraz cena jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC).

Ponadto ceny energii bilansującej wyznaczone zgodnie z § 24 ust. 4 pkt 1-4 podlegają korekcie na zasadach określonych w § 27.

Ust. 5 określa zasady wyznaczania ceny energii bilansującej zintegrowanego procesu grafikowania, która pełni rolę ceny rozliczeniowej dla energii bilansującej aktywowanej poza europejskimi platformami bilansującymi. Przykładowo dotyczy to energii bilansującej dostarczonej do systemu przez jednostkę grafikową uruchomioną na polecenie OSP, która to energia nie mogła być aktywowana przez platformy bilansujące ze względu na czas uruchomienia jednostki, który jest znacznie dłuższy niż ramy czasowe działania platform. Cenę tę określa się jako cenę krańcową wyznaczoną na podstawie ofert zintegrowanego procesu grafikowania, z uwzględnieniem dodatku w postaci ceny rezerwy operacyjnej. Cena krańcowa wyznaczana jest dla energii bilansującej aktywowanej w celu pokrycia niezbilansowania systemu, które nie zostało pokryte w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej.

Ust. 6 ustanawia zasadę, zgodnie z którą w przypadku rozliczenia energii bilansującej dostarczonej z zakupionych mocy bilansujących w górę ceny określone w ust. 4 pkt 1-3 pomniejsza się o właściwą cenę rezerwy operacyjnej. Zakupione moce bilansujące w górę świadczone z poszczególnych jednostek grafikowych podlegają rozliczeniu wyłącznie z tego tytułu. Stąd nie jest uzasadnione dodatkowe wynagradzanie tych mocy z tytułu rezerwy operacyjnej ani dodawanie ceny rezerwy operacyjnej do ceny energii bilansującej dostarczonej z tych mocy bilansujących. W związku z tym, dla takiego przypadku, od ceny energii bilansującej odejmuje się dodatek z tytułu rezerwy operacyjnej, który był uwzględniony przy wyznaczeniu tej ceny.

§ 25

§ 25 wprowadza, zgodnie z zobowiązaniem z pkt 16 lit. e decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej w sprawie polskiego rynku mocy, rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej (mechanizm wyceny niedoboru rezerwy mocy, *scarcity pricing*) oraz określa podstawowe zasady prowadzenia tych rozliczeń.

Rozliczenia z tytułu rezerwy operacyjnej stanowią mechanizm zachęty do utrzymywania przez dostawców usług bilansujących dodatkowych rezerw mocy dostępnych dla OSP w krótkim czasie, tj. stanowiących rezerwę operacyjną. Cena rezerwy operacyjnej powiększa cenę energii bilansującej, co zapewnia, że szybka rezerwa mocy dostępna na jednostce grafikowej po rynku hurtowym energii elektrycznej, będzie podlegała wynagrodzeniu za rezerwę operacyjną niezależnie od tego, czy rezerwa ta została wykorzystana do produkcji energii czy nie. Ponadto mechanizm wzrostu wartości ceny rezerwy operacyjnej w okresach niedoboru rezerw mocy oraz ubytków mocy wytwórczych, tworzy silne zachęty do rozwoju usług elastyczności po stronie odbioru, wytwarzania i magazynowania.

Rozliczenia rezerwy operacyjnej dotyczą mocy jednostek grafikowych i są prowadzone dla poszczególnych okresów rozliczania energii bilansującej.

Dla danej jednostki grafikowej wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej stanowi rezerwę operacyjną na tej jednostce w zakresie w jakim ta rezerwa nie jest objęta zakupionymi przez

OSP mocami bilansującymi w górę. Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej jest dzielona na dwie części: (i) część rezerwy operacyjnej powstała w wyniku aktywacji energii bilansującej w dół na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej oraz (ii) pozostała część rozliczanej rezerwy operacyjnej. Pierwsza część rozliczanej rezerwy operacyjnej jest rozliczana po prognozowanej cenie rezerwy operacyjnej, która była uwzględniona przy przekształceniu oferty zintegrowanego procesu grafиковania na ofertę dotyczącą produktu standardowego, która została aktywowana na danej europejskiej platformie bilansującej. W ten sposób jest zapewniona spójność pomiędzy rozliczeniem energii bilansującej aktywowanej w dół na europejskiej platformie bilansującej a rozliczeniem rezerwy operacyjnej powstałej w wyniku tej aktywacji. Druga część rozliczanej rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafиковej jest rozliczana po cenie rezerwy operacyjnej (wyznaczonej powykonawczo).

Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.

Przykład:

1. Dostawca usług bilansujących (DUB) zgłosił dla danej jednostki grafиковej następujące dane, które zostały przyjęte przez OSP:
 - Program pracy z grafikiem obciążenia: 200 MWh
 - Zakupiony przez OSP grafik rezerw FRR w górę: 20 MW-h
 - Moc dyspozycyjna: 250 MW-h
 - Maksymalna moc oferowana w ofercie na energię bilansującą: 240 MW-h
 - Minimalna moc oferowana w ofercie na energię bilansującą: 150 MW-h
 - Cena oferowana dla pasm redukcyjnych: 70 zł/MWh
2. Na europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (platformie TERRE) została aktywowana w całości oferta na produkt standardowy RR w dół o mocy oferowanej 50 MW-h (grafik obciążenia 200 - minimalna oferowana moc 150) i z ceną ofertową 80 zł/MWh (cena oferty na energię bilansującą 70 zł/MWh + prognozowana cena rezerwy operacyjnej 10 zł/MWh), powstała w wyniku konwersji danej oferty na energię bilansującą.
3. W odniesieniu do danej jednostki grafиковej OSP polecił wykonanie aktywacji wynikającej z wyników platformy TERRE.
4. DUB wykonał dokładnie polecenie OSP i dostarczył energię bilansującą (150MWh) odpowiadającą pracy z mocą 150 MW.
5. Cena rezerwy operacyjnej jest równa 5 zł/MWh.
6. Wielkość rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafиковej jest równa $240 - 150 = 90$ MW-h.
7. Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej dla danej jednostki grafиковej jest równa $90 - 20 = 70$ MW-h (20 MW-h wynika z zakupionych FRR).
8. Część rezerwy operacyjnej, powstała w wyniku aktywacji oferty w dół na europejskiej platformie bilansującej, jest równa 50 MW-h.
9. Pozostała część rozliczanej rezerwy operacyjnej jest równa $70 - 50 = 20$ MW-h.
10. DUB otrzymuje z tytułu rezerwy operacyjnej należność równą:
 $50 \cdot 10 + 20 \cdot 5 = 600$ zł

Zakładając, że na platformie TERRE oferta na produkt standardowy powstała w wyniku konwersji oferty na energię bilansującą dla danej jednostki grafikowej ustaliła cenę rozliczeniową na platformie TERRE, DUB za aktywację energii bilansującej w dół zapłaci $80 \cdot 50 = 4000$ zł. Biorąc jednak pod uwagę to, że rozliczenie pierwszej części rozliczanej rezerwy operacyjnej jest dokonywane po prognozowanej cenie rezerwy operacyjnej równej 10 zł/MW-h jego łączne zobowiązanie w stosunku do OSP związane z aktywacją 50 MWh energii bilansującej w dół i rozliczeniem powstałej rezerwy operacyjnej jest równe 3500 zł, co odpowiada wartości, którą DUB zgodnie z jego ceną ofertową 70 zł/MWh był w stanie zapłacić za redukcję 50 MWh. Gdyby cała rozliczana rezerwa operacyjna została rozliczona po cenie rezerwy operacyjnej 5 zł/MW-h, DUB poniósłby nieuzasadnioną stratę wynikającą z różnicy pomiędzy prognozowaną i ostateczną ceną rezerwy operacyjnej.

Ust. 2 określa podstawowe zasady wyznaczania cen rezerwy operacyjnej. W danym okresie rozliczania energii bilansującej wyznacza się powykonawczo jedną cenę rezerwy operacyjnej. Cena rezerwy operacyjnej jest wyznaczana na podstawie krzywej wyceny rezerwy operacyjnej w zależności od wielkości rezerwy operacyjnej i ceny krańcowej energii bilansującej wynikającej ze zgłoszonych ofert na energię bilansującą. Krzywe wyceny rezerwy operacyjnej są tworzone dla poszczególnych okresów (pór roku, typu dnia lub pory dnia) na podstawie parametrów, o których mowa w § 25 ust. 2 pkt 2-4.

Ust. 3 ogranicza wartość maksymalną ceny rezerwy operacyjnej zgodnie z trajektorią określoną w WDB. W sytuacji długotrwałej niewystarczalności zdolności wytwórczych, np. spowodowanej poważną awarią, przewiduje się bowiem stosowanie zmiennej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej skonstruowanej w taki sposób, żeby uczestnicy rynku nie byli wystawieni na niemal nieograniczone ryzyko finansowe. Ścisła reguła kalkulacji dobowej maksymalnej ceny rezerwy operacyjnej powinna zostać opracowana w WDB. Celem powyższego mechanizmu jest uniknięcie sytuacji, w której w ciągu pojedynczych dni lub tygodni z wysokimi cenami rezerwy operacyjnej liczni uczestnicy rynku bilansującego nie byłiby zdolni do utrzymania zabezpieczeń finansowych, wskutek czego byłiby wykluczani z rynku bilansującego, a następnie z rynków terminowych. Zdarzenia w Teksasie w lutym 2021 r., wskazują, że kilka dni cen na poziomie około stukrotnie wyższym niż normalny naraża płynność dużej części uczestników rynku, w tym prowadzi do licznych bankructw – a jednocześnie, jeśli obiektywne przeszkody w sytuacji o charakterze katastrofalnym (np. zamrożone gazociągi) uniemożliwiają dostarczenie energii z zasobów wytwórczych, tak wysokie ceny nie dają już żadnego sygnału do zwiększenia dostępności rezerw mocy w systemie.

Przyjęto okres jednego kwartału kalendarzowego, w którym średnia cena rezerwy operacyjnej podlegałaby ograniczeniu od góry. Po tym okresie, cena maksymalna ulegałaby „resetowi”, zaś średnia cena rezerwy operacyjnej wzrastałaby w stosunku do średniej ceny rezerwy operacyjnej z poprzedniego okresu, odzwierciedlając niedobory mocy, które wystąpiły. W warunkach częstych niedoborów mocy, taki mechanizm ograniczy tempo wzrostu cen średnich, tym samym da uczestnikom rynku czas na przygotowanie odpowiednich zasobów finansowych lub wprowadzanie rozwiązań organizacyjnych, np. w zakresie obniżania zużycia, czy skorzystania z DSR w większym zakresie. Przykładowo, przy przyjęciu ograniczenia średniej ceny rezerwy operacyjnej na poziomie dwukrotności średniej ceny z poprzedniego kwartału, możliwy jest nawet 16-krotny wzrost średniej ceny rezerwy operacyjnej w ciągu 1 roku.

§ 26

§ 26 wprowadza mechanizm zachęt do poprawności realizacji poleceń OSP. Ust. 1 określa podstawę rozliczenia z tego tytułu.

Rozdzielenie roli POB i DUB oraz możliwość rozliczania niezbilansowania wielu jednostek graficznych w jednej jednostce bilansowej stwarza ryzyko przenoszenia, bez konsekwencji finansowych, realizacji poleceń OSP pomiędzy jednostkami graficznymi, które są bilansowane w tej samej jednostce bilansowej, co może powodować niespełnienie ograniczeń sieciowych i w konsekwencji stwarzać zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci. Aby tego uniknąć wprowadzono szczególnie mechanizm rozliczeń finansowych z tytułu niepoprawnej realizacji poleceń OSP (tzw. opłata za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej). Sprawdzenie dyscypliny ruchowej jest realizowane wyłącznie w zakresie realizacji poleceń OSP objętych mocami dyspozycyjnymi zgłoszonymi w ofercie na energię bilansującą. Oznacza to, że w okresach, w których zgłoszona została zerowa oferta na energię bilansującą lub odchylenie w realizacji poleceń OSP obejmuje moc spoza oferty bilansującej, w tym zakresie nie dokonuje się rozliczenia finansowego z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej.

Ust. 2 określa zakres rozliczeń z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej. Sprawdzenie dyscypliny ruchowej w ramach mechanizmu prowadzi się niezależnie dla każdej jednostki graficznej oraz okresu rozliczania energii bilansującej. Miarą poprawności jest wielkość różnicy pomiędzy energią elektryczną dostarczoną do systemu, a wielkością jaka powinna być dostarczona w wyniku poprawnej realizacji polecenia OSP. W ramach tego mechanizmu sprawdza się poprawność realizacji polecenia OSP dla okresu rozliczania energii bilansującej a nie dla poszczególnych chwil składających się na ten okres.

Cena rozliczeniowa niedotrzymania dyscypliny ruchowej jest wyznaczana jako większa z ceny rezerwy operacyjnej oraz 10% wartości rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (C^{URE}) opublikowanej przez Prezesa URE. Przyjęcie ceny rezerwy operacyjnej oznacza zwrot przychodów uzyskanych z rezerwy operacyjnej, które nie są należne skoro nie została dotrzymana dyscyplina ruchowa, natomiast 10% C^{URE} stanowi ograniczenie dolne ceny i stanowi oszacowanie jednostkowych kosztów jakie powstają w wyniku niepoprawnej realizacji poleceń OSP.

W ust. 3 wprowadza się tzw. próg tolerancji. Opłatę za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej nalicza się na rzecz OSP niezależnie od kierunku odchylenia w realizacji polecenia tego operatora. Biorąc pod uwagę ograniczenia technologiczne zasobów w zakresie dokładności realizacji poleceń, wprowadza się próg tolerancji wynoszący 3% zakresu oferowanej mocy dyspozycyjnej jednostki graficznej, przy czym przekroczenie tego progu powoduje naliczenie opłaty z tytułu niedotrzymania dyscypliny ruchowej również w zakresie odchylenia objętego progiem tolerancji.

Wielkość 3% obowiązuje aktualnie w zasadach dotyczących opłat za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej, o których mowa w pkt 4.3.2.5. WDB. Rozliczenie niedotrzymania dyscypliny ruchowej dotyczy wyłącznie odchyleń w realizacji poleceń w zakresie mocy oferowanej, stąd wielkość 3% została odniesiona do wielkości oferowanej mocy dyspozycyjnej.

Poniższe wyliczenia mają charakter jedynie przykładowy, a ich celem jest zilustrowanie w sposób zrozumiały opisanej powyżej materii.

Przykłady:

Oznaczenia wykorzystane w przykładach:

CEB – cena krańcowa energii bilansującej bez ceny rezerwy operacyjnej

COR – cena rezerwy operacyjnej

Dodatkowe założenia:

- moc dyspozycyjna jednostki grafikowej: 200 MW-h
- energia bilansująca jest rozliczana jako swobodna po cenie: CEB + COR
- program pracy odpowiada dokładnie ilości energii zakontraktowanej w umowach sprzedaży energii (USE) przez POB
- energia zakontraktowana w USE została wcześniej sprzedana po cenie CEB + COR (rynek energii „odgadł” dokładnie cenę rynku bilansującego)
- cena dyscypliny ruchowej równa się COR
- cena rozliczeniowa niezbilansowania równa się CEB + COR
- przykłady dotyczą łącznego rozliczenia DUB i POB

Przykład 0:

Program pracy: 150 MWh
przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$

Energia bilansująca: 0 MWh

Energia rzeczywista: 150 MWh

Dyscyplina ruchowa: 0 MWh

Rezerwa operacyjna: 50 MW-h
przychód: $50 \cdot COR$

Niezbilansowanie POB: 0 MWh

Wynik rozliczenia łącznie:
 $150 \cdot CEB + 200 \cdot COR$

Przykład 1:

Program pracy: 150 MWh
przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$

Energia bilansująca: +20 MWh
przychód: $20 \cdot (CEB + COR)$

Energia rzeczywista: 170 MWh

Dyscyplina ruchowa: 0 MWh

Rezerwa operacyjna: 30 MW-h
przychód: $30 \cdot COR$

Niezbilansowanie POB: 0 MWh

Wynik rozliczenia łącznie:
 $170 \cdot CEB + 200 \cdot COR$

Przykład 2:

Program pracy: 150 MWh
przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$

Energia bilansująca: +20 MWh
przychód: $20 \cdot (CEB + COR)$

Energia rzeczywista: 150 MWh

Dyscyplina ruchowa: 20 MWh
koszt: $20 \cdot COR$

Rezerwa operacyjna: 50 MW-h
przychód: $50 \cdot COR$

Przykład 3:

Program pracy: 150 MWh
przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$

Energia bilansująca: 0 MWh

Energia rzeczywista: 170 MWh

Dyscyplina ruchowa: 20 MWh
koszt: $20 \cdot COR$

Rezerwa operacyjna: 30 MW-h
przychód: $30 \cdot COR$

<p>Niebilansowanie POB: -20 MWh koszt: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: $150 \cdot CEB + 180 \cdot COR$</p>	<p>Niebilansowanie POB: +20 MWh przychód: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: $170 \cdot CEB + 180 \cdot COR$</p>
<p><u>Przykład 4:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWh przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Energia bilansująca: -20 MWh koszt: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Energia rzeczywista: 130 MWh</p> <p>Dyscyplina ruchowa: 0 MWh</p> <p>Rezerwa operacyjna: 70 MW-h przychód: $70 \cdot COR$</p> <p>Niebilansowanie POB: 0 MWh</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: $130 \cdot CEB + 200 \cdot COR$</p>	<p><u>Przykład 5:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWh przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Energia bilansująca: -20 MWh koszt: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Energia rzeczywista: 150 MWh</p> <p>Dyscyplina ruchowa: 20 MWh koszt: $20 \cdot COR$</p> <p>Rezerwa operacyjna: 50 MW-h przychód: $50 \cdot COR$</p> <p>Niebilansowanie POB: +20 MWh przychód: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: $150 \cdot CEB + 180 \cdot COR$</p>
<p><u>Przykład 6:</u></p> <p>Program pracy: 150 MWh przychód: $150 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Energia bilansująca: 0 MWh</p> <p>Energia rzeczywista: 130 MWh</p> <p>Dyscyplina ruchowa: 20 MWh koszt: $20 \cdot COR$</p> <p>Rezerwa operacyjna: 70 MW-h przychód: $70 \cdot COR$</p> <p>Niebilansowanie POB: -20 MWh koszt: $20 \cdot (CEB + COR)$</p> <p>Wynik rozliczenia łącznie: $130 \cdot CEB + 180 \cdot COR$</p>	

§ 27

§ 27 ust. 1 wprowadza instytucję korekty uzupełniającej. Korekty uzupełniające cen rozliczeniowych mają podstawowo na celu zapewnienie, że dostawca usług bilansujących (DUB) nie ponosi strat na kosztach zmiennej jednostki graficznej w przypadku rozliczeń dostawy bądź odbioru energii bilansującej zrealizowanej na polecenie OSP. Korekty uzupełniające cen rozliczeniowych uwzględniają również zmiany kosztów uruchomienia jednostek graficznych na skutek poleceń OSP.

Przepisy zawarte w § 27 ust. 2 i 3 określają w jakich przypadkach korekty uzupełniające cen rozliczeniowych energii bilansującej są wyznaczane niezależnie dla poszczególnych okresów rozliczania energii bilansującej, a w jakich przypadkach łącznie, tj. dla grup tych okresów w danej dobie.

Wyznaczanie korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej łącznie dla grupy okresów rozliczania energii bilansującej dla jednostki grafikowej oznacza, że zyski z jednego okresu są wykorzystywane na pokrycie kosztów poniesionych w innym okresie. Takie podejście dotyczy jednostek grafikowych uruchamianych przez OSP wraz z obowiązkiem pokrycia kosztów tych uruchomień lub w wyniku potrzeby utrzymania jednostki grafikowej w pracy bądź w postoju ze względu na ograniczenia techniczne jednostki. Niezależne (odrębne) rozliczanie okresów rozliczania energii bilansującej dotyczy pozostałych przypadków, tj.:

1) okresów rozliczania energii bilansującej, w których jednostka jest uruchomiona (tzw. „stan praca”) w danym okresie rozliczania energii bilansującej wystąpił w zgłoszonym programie pracy oraz wynikał z poleceń OSP;

2) okresów rozliczania energii bilansującej, w których stan pracy jednostki, ze względu na parametry techniczne jednostki grafikowej, nie był zależny od stanów pracy tej jednostki w sąsiednich okresach rozliczania energii bilansującej, pod warunkiem że w danej dobie nie stosowano dla jednostki grafikowej cen za uruchomienie większych niż 0 zł.

Zasady wyznaczania korekt uzupełniających cen rozliczeniowych mają na celu stworzenie zachęt do rynkowego uruchamiania jednostek grafikowych, tj. w wyniku zawartych kontraktów z uczestnikami rynku, i przenoszenie pełnych kosztów tych jednostek poprzez ceny rynkowe energii elektrycznej.

W ust. 4 określono składniki wykorzystywane przy wyznaczeniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej dla: (i) jednostek grafikowych, dla których w danej dobie nie były stosowane ceny za uruchomienie większe od 0 zł oraz (ii) dla pozostałych jednostek grafikowych w zakresie okresów rozliczania energii bilansującej, dla których korekty są wyznaczane odrębnie dla każdego okresu rozliczania energii bilansującej. Wielkość korekty jest wyznaczana w oparciu o (1) koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej oraz (2) wartość energii bilansującej wyznaczoną przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej powiększoną o należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej, w zakresie w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy. Z zastrzeżeniem ust. 9, korekta cen rozliczeniowych energii bilansującej jest równa wynikowi różnicy: (1)-(2), a jednostkowa wartość tej korekty odpowiada wynikowi tej różnicy podzielonemu przez wolumen rozliczanej energii bilansującej w ramach danego okresu rozliczania lub danej grupy okresów rozliczania energii bilansującej.

W ust. 5 określono składniki wykorzystywane przy wyznaczeniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej dla jednostek grafikowych, dla których w danej dobie były stosowane ceny za uruchomienie większe niż 0 zł w zakresie grupy okresów rozliczania energii bilansującej, dla których korekty są wyznaczane łącznie w dobie. Wielkość korekty jest wyznaczana w oparciu o (1) koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej, (2) wartość energii bilansującej wyznaczoną przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej powiększoną o należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej, w zakresie w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy oraz (3) różnicę w kosztach uruchomienia jednostki grafikowej w dobie wynikającą z poleceń OSP. Z zastrzeżeniem ust. 10, całkowita wartość korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej jest równa wynikowi działania: (1)-(2)+(3), a jednostkowa wartość tej korekty odpowiada wynikowi tego działania podzielonemu

przez wolumen rozliczanej energii bilansującej w ramach grupy okresów rozliczania energii bilansującej.

Ust. 6 określa zasady wyznaczania kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej.

Dla dostawy energii bilansującej koszt dostawy jest wyznaczany na podstawie ceny równej mniejszej z cen: ceny wymuszonej dostawy (CWD) i ceny ofertowej, powiększonej o cenę rezerwy operacyjnej wyłącznie w przypadku gdyby moce, z których jest realizowana dostawa podlegały rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej na podstawie zgłoszonego przez DUB programu pracy.

Przyjęcie mniejszej z cen CWD i ceny ofertowej oznacza, że jeśli DUB jest skłonny dostarczyć energię po cenach niższych niż koszty zmienne, to ta preferencja DUB jest uwzględniona przy wyznaczaniu korekty cen rozliczeniowych. Uwzględnienie w kosztach dostawy jedynie ceny CWD niezależnie od ceny ofertowej stworzyłoby ryzyko manipulacji na rynku bilansującym. Dostawca mając zagwarantowane pokrycie co najmniej kosztów według CWD mógłby zaoferować dowolnie niską cenę, aby zagwarantować dobranie jednostki do pracy w wyniku zadziałania algorytmu rozdziału obciążeń, nawet kosztem innych, bardziej konkurencyjnych jednostek, co skutkowałoby nieuzasadnionym wzrostem kosztów przenoszonych na odbiorców poprzez taryfę przesyłową.

Co do ceny rezerwy operacyjnej, o której mowa powyżej, przy wyznaczaniu kosztów dostawy są stosowane prognozowane lub ostateczne ceny rezerwy operacyjnej adekwatnie do tego, które z tych cen zostały uwzględnione w rozliczeniu dostarczonej energii bilansującej.

Dla odbioru energii bilansującej koszt odbioru jest zaś wyznaczany na podstawie ceny równej większej z cen: ceny wymuszonego odbioru (CWO) i ceny ofertowej.

Przyjęcie większej z cen CWO i ceny ofertowej oznacza, że jeśli DUB jest skłonny odebrać energię po cenach wyższych niż koszty zmienne, to ta preferencja DUB jest uwzględniona przy wyznaczaniu korekty cen rozliczeniowych. Uwzględnienie w kosztach odbioru jedynie ceny CWO niezależnie od ceny ofertowej stworzyłoby ryzyko manipulacji na rynku bilansującym. Analogicznie jak w przypadku oferowania sztucznie zaniżonej ceny w ofercie przyrostowej, dostawca mając zagwarantowane poniesienie co najwyżej kosztów według CWO mógłby zaoferować dowolnie wysoką cenę, aby zagwarantować redukcję jednostki, nawet kosztem innych, bardziej konkurencyjnych jednostek, co skutkowałoby nieuzasadnionym wzrostem kosztów przenoszonych na odbiorców poprzez taryfę przesyłową.

W ust. 7 określa się zasady wyznaczania należności uwzględnianych przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen rozliczeniowych energii bilansującej. Należności te są wyznaczone jako suma:

- wartości energii bilansującej wyznaczonej przed zastosowaniem korekty cen rozliczeniowych energii bilansującej;
- należności z tytułu rozliczenia mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej, w zakresie w jakim przedmiotowe moce nie mogłyby być świadczone i rozliczone w przypadku realizacji zgłoszonego programu pracy, z wyłączeniem mocy podlegających rozliczeniu za niedostarczone moce bilansujące.

W ust. 8 określa się zasady wyznaczania kosztów uruchomień oraz wprowadza zasadę uzależnienia wysokości tych kosztów od odzwierciedlenia ich w cenach oferty na energię bilansującą. Rozwiązanie ma na celu odwzorowanie w cenach energii bilansującej kosztów uruchomień jednostek grafikowych. Jeśli jednostka grafikowa została uruchomiona, a zgłoszony program pracy zakładał jej postój, to ceny energii bilansującej powinny odzwierciedlać koszt tego uruchomienia (być odpowiednio wyższe). Jeśli jednostka grafikowa

została odstawiona, a zgłoszony program pracy zakładał jej pracę, to ceny energii bilansującej powinny odzwierciedlać koszt przyszłego uruchomienia tej jednostki (być odpowiednio niższe).

Ust. 9 wyłącza stosowanie korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej, które skutkowałyby zmniejszeniem przychodów dostawcy usług bilansujących w okresach rozliczania energii bilansującej bądź grupach tych okresów, w przypadku korekt, przy wyznaczaniu których nie są uwzględniane koszty uruchomień.

Ust. 10 ogranicza stosowanie korekt uzupełniających cen energii bilansującej w kierunku zmniejszającym łączne przychody dostawcy usług bilansujących w okresach rozliczania energii bilansującej do wartości nie większej niż uniknięte koszty uruchomienia tej jednostki. Uniknięte koszty uruchomienia mogą wynikać z przesunięcia bądź rezygnacji z uruchomienia lub odstawienia jednostki.

Ust. 11 stanowi delegację do ustalenia składników służących do wyznaczania cen CWD, CWO i CU w umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej.

§ 28

§ 28 określa zasady wyznaczania CWD, CWO i CU dla różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Odpowiada dotychczasowemu § 21a. Poniższy opis jest skoncentrowany na różnicach względem dotychczasowej treści rozporządzenia.

W ust. 1 wprowadzono zmiany redakcyjne, które nie wpływają na prawa lub obowiązki uczestników rynku, których dotyczą te przepisy.

Nowa treść ust. 2 ma na celu przestrzeganie zasady, że ze względów podatkowych usługa bilansująca – w przypadku wymuszenia do pracy – nie może być rozliczona po 0 zł, gdyż mogłoby to zostać potraktowane jako darowizna. Przepis pozostawia w mocy dotychczasową zasadę, że CWD nie może być mniejsze niż zero – wymuszenie nie powinno być rozliczone po cenie ujemnej, gdyż jeśli oczekuje się od kontrahenta wykonania usługi dostarczenia energii bilansującej, nie powinien on uiszczać płatności za jej zrealizowanie. Wyjątkiem jest przypadek, gdy cena ujemna jest określona w ofercie na energię bilansującą, co następnie jest uwzględnione w mechanizmie wyznaczania korekt cen rozliczeniowych energii bilansującej – w takim przypadku można mówić o odwróceniu ról usługodawcy i usługobiorcy.

W ust. 3 doprecyzowano w pkt 1 lit. b zasadę wyznaczania kosztu zamówienia mocy umownej przez wytwórców gazowych w przypadku CWD – ze względu na brak praktycznej możliwości ustalenia, czy dane wymuszenie wiązało się z koniecznością zakupu dodatkowej mocy umownej, zaproponowano uśredniony udział kosztów zamówienia mocy umownej przez wytwórcę w ostatnim kwartale. Takie podejście równoważy interesy wytwórcy (rekompensata kosztów zakupu mocy umownej) oraz odbiorców energii ponoszących koszty usuwania ograniczeń przenoszone przez taryfę przesyłową.

W ust. 4 – wcześniej umiejscowionym w § 21a ust. 1 pkt 3 – doprecyzowano, że ustalone przedziały mocy obejmują cały zakres parametrów technicznych modułu wytwarzania energii i nie mogą wykraczać poza ten zakres.

Ust. 5-7 nie wprowadzają względem dotychczasowych przepisów zmian wpływających na prawa lub obowiązki uczestników rynku; stanowią jedynie zmiany redakcyjne przenoszące dotychczasowe punkty do ustępów. Ponadto w ust. 6 uwzględniono wsparcie dla morskich farm wiatrowych należne na podstawie ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234, 784) oraz dodano zasadę, że w przypadku gdy w odniesieniu do części energii wytworzonej w module

wytwarzania energii nie przysługuje wsparcie, wysokość wsparcia koryguje się proporcjonalnie do tej części energii.

Ust. 8 określa zasady wyznaczania CWD dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Dokonano zmiany przepisów dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania CWD. W przepisach wykorzystywane są ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. W przypadku poboru energii elektrycznej, uwzględniona została "opłata za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczana za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty)" zamiast aktualnie stosowanego "uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej". Cena CWD powinna odzwierciedlać koszty zmienne dostawy energii bilansującej, w tym ograniczenia poboru energii elektrycznej, dlatego uwzględnia opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną, bez opłaty stałej za zamówienie mocy umownej.

Ust. 9 ustala z kolei zasady wyznaczania CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Dokonano zmiany przepisów dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania CWO. Wprowadzono ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. W przypadku poboru energii elektrycznej, uwzględniona została "opłata za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczana za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty)" zamiast aktualnie stosowanego "uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej". Cena CWO powinna odzwierciedlać koszty zmienne odbioru energii bilansującej, w tym zwiększenia poboru energii elektrycznej, dlatego uwzględnia opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną, bez opłaty stałej za zamówienie mocy umownej.

W ust. 10 określono zasady wyznaczania ceny referencyjnej dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Zmieniono przepisy dotychczasowego § 21a ust. 7 w zakresie wyznaczania ceny referencyjnej. Wykorzystuje się ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego zamiast dotychczas stosowanych „rynkowych cen energii”. Przy ustalaniu ceny referencyjnej składnik równy średniej arytmetycznej z 6 najniższych cen jest dodatkowo powiększany o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczaną za pobraną z sieci energię elektryczną (składnik zmienny opłaty). Magazyn lub elektrownia szczytowo-pompową pobierając energię z sieci, oprócz poniesienia kosztów związanych z zakupem tej energii są zobowiązane do poniesienia opłaty za usługi przesyłania, zależnej od ilości tej energii, dlatego opłata ta powinna być uwzględniona w cenie referencyjnej.

Do ust. 11 przeniesiono regulację dot. wyznaczania współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej – dotychczas regulacja ta zawarta była w § 21a ust. 7 pkt 1 lit. b.

W ust. 12 wprowadzono zmiany redakcyjne, które nie wpływają na poziom obciążeń regulacyjnych. Przepis został uszczegółowiony poprzez doprecyzowanie, że koszt uruchomienia oblicza się dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnego.

W ust. 13 wprowadzono zasadę, że uruchomienie jednostki grafikowej nie powinno być rozliczone po cenie ujemnej.

W ust. 14 zmieniono redakcję (strukturę punktów) oraz wprowadzono następujące zmiany:

- aktualizacja pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania będzie się odbywać w cyklach rocznych;

- w katalogu danych do aktualizacji z zakresu systemów wsparcia uwzględniono wsparcie dla morskich farm wiatrowych oraz wsparcie wysokosprawnej kogeneracji.

Ust. 15 określa zasady aktualizacji przez DUB składników wykorzystywanych na potrzeby wyznaczania cen CWD i CWO dla jednostki grafikowej utworzonej z pojedynczego magazynu energii elektrycznej lub modułu wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowej. Dokonano zmiany redakcyjnej zapisów aktualnego § 21a ust. 11 oraz usunięto został obowiązek zgłaszania współczynnika sprawności cyklu ładowania magazynu energii elektrycznej lub elektrowni szczytowo-pompowej przed zawarciem umowy dotyczącej świadczenia usług systemowych. Współczynnik jest określany przed zawarciem umowy o świadczenie usług przesyłania lub na podstawie regularnych aktualizacji dla jednostki grafikowej. Ponadto analogicznie jak w przypadku ust. 14 wprowadzono aktualizację pozostałych kosztów zmiennych w cyklach rocznych.

W ust. 16 wprowadzono przepis regulujący sytuację, w której jednostka grafikowa nie pracuje (np. z powodu remontu), a DUB jest zobowiązany do aktualizacji danych – w takim przypadku, jeśli dany koszt nie był wykazywany w ewidencji księgowej, to w kalkulacji składników cen CWD, CWO lub cen CU przyjmuje się wartość tego kosztu z poprzedniego okresu, chyba, że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony.

Celem ust. 17 jest wyznaczenie cen wymuszonej dostawy (CWD) i odbioru (CWO) dla jednostki grafikowej utworzonej z jednego sterowanego odbioru lub z grupy zasobów (agregatu). Biorąc pod uwagę złożoność wyznaczenia CWD i CWO dla sterowanych odbiorów i agregatów w przypadku zastosowania zasad analogicznych do zawartych w § 28 ust. 1-16, wprowadza się zasadę, że przedmiotowe ceny są wyznaczane na podstawie ceny zintegrowanego procesu grafikowania oraz ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego pomniejszonej o cenę rezerwy operacyjnej. Przyjęcie takiego rozwiązania pozwala na:

- 1) zarządzenie przez dostawcę usług bilansujących ryzykiem rozliczenia po cenach nie przenoszących wszystkich kosztów zmiennych, ponieważ na etapie zgłoszeń ofert na energię bilansującą znane są już ceny jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
- 2) stworzenie zachęt do zgłoszenia ofert na energię bilansującą w okresach niedoboru mocy lub okresach zapotrzebowania na elastyczność, poprzez uwzględnienie ceny zintegrowanego procesu grafikowania w wyznaczaniu cen CWD i CWO.

Zmiana wobec dotychczasowego § 21a ust. 12 jest korzystna dla podmiotów, które będą oferować na rynku bilansującym usługi bilansujące z wykorzystaniem odpowiedzi odbioru lub zasobów rozproszonych.

§ 29

§ 29 zawiera swoiste przepisy końcowe dla regulacji dot. rynku bilansującego.

Ust. 1 wprowadza delegację do wykonania w sposób szczegółowy zasad określonych w rozdziale 5 w WDB. Należy podkreślić, że ze względu na szczególny charakter WDB, nie jest to przypadek „subdelegacji” z rozporządzenia – rolą przepisów rozporządzenia jest wyznaczenie na poziomie krajowych przepisów powszechnie obowiązujących ram swobody, w ramach których porusza się z jednej strony OSP opracowując propozycję WDB, z drugiej – Prezes URE wydając decyzję zatwierdzającą ten dokument. Zakres przedmiotowy WDB określony w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 jest bardzo szeroki i pozwala na regulowanie spraw fundamentalnych dla funkcjonowania rynku bilansującego, a tym samym rynku energii elektrycznej w ogóle. W związku z tym uzasadnione jest działanie państwa członkowskiego

poprzez prawo krajowe przy regulowaniu np. progów wejścia na rynek bilansujący czy stosowania mechanizmu *scarcity pricing*.

Szczegółowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego zostaną zatem określone w WDB, które po konsultacjach społecznych zostaną przedłożone Prezesowi URE do zatwierdzenia zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2195.

Ust. 2 zawiera delegację do zmiany w WDB minimalnej mocy jednostki grafikowej oraz maksymalnej mocy jednostki grafikowej stworzonej z agregatu zasobów. Wprowadza się zatem możliwość „poluzowania” wymogów z rozporządzenia, a więc określenia w WDB mniej restrykcyjnych limitów w zakresie minimalnej mocy jednostki grafikowej oraz maksymalnej mocy jednostki grafikowej stworzonej z agregatu zasobów. Pozwoli to na zmianę przedmiotowych limitów, bez nowelizacji rozporządzenia, pod warunkiem zatwierdzenia ich przez Prezesa URE.

Rozdział 6

Rozdział 6 zawiera przepisy wykonawcze określające szczegółowy sposób wykonania obowiązku określonego w art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi. W porównaniu z dotychczasową treścią należy zwrócić uwagę przede wszystkim na zmienioną, bardziej czytelną redakcję, a także na zniesienie niektórych obowiązków związanych z przestrzeganiem ograniczeń sieciowych.

§ 30

Ust. 1 nakazuje OSP identyfikowanie ograniczeń systemowych w sieci elektroenergetycznej przesyłowej i koordynowanej 110 kV. Wykonane analizy systemowe zmierzają do określenia (i) minimalnej i maksymalnej możliwości wytwarzania w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów, (ii) maksymalnie możliwej do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.

Ust. 2 dotyczy z kolei zakresu art. 9c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne i nakazuje OSD identyfikowanie ograniczeń systemowych w sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej. Na podstawie wykonanych analiz systemowych OSD sporządza informacje w zakresie umożliwiającym: (i) weryfikację wykonywania obowiązku mocowego na rynku mocy przez zasoby przyłączone do sieci tego operatora, (ii) określenie ograniczeń sieciowych na potrzeby świadczenia usług bilansujących przez dostawców usług bilansujących wykorzystujących zasoby przyłączone do sieci tego operatora.

§ 31

Ust. 1 określa wymagania dla programów pracy zgłaszanych dla jednostek grafikowych. Przepis uległ zmianie w stosunku do dotychczasowego odpowiednika – przepisu § 24 ust. 3 obecnie obowiązującego rozporządzenia. Biorąc pod uwagę doświadczenia z funkcjonowania obowiązującego przepisu, nowy przepis nie zawiera wymogów, o których mowa w § 24 ust. 3 pkt 2 i 3 obecnie obowiązującego rozporządzenia – interesariusze zwracali uwagę, że umowy sprzedaży zawierane są w różnych horyzontach czasowych, z których nie wszystkie pozwalają na respektowanie ograniczeń sieciowych określanych także z krótszym wyprzedzeniem. Ponadto wprowadzono zasadę, że przepis dotyczy zgłoszeń programów pracy, a nie umów sprzedaży energii elektrycznej. Programy pracy zgłoszone dla jednostek grafikowych muszą być zgodne z parametrami technicznymi zasobów reprezentowanych w danej jednostce grafikowej i w zakresie grafików rezerw mocy dotyczących doby d spełniać dodatkowo ograniczenia sieciowe określone przez OSP w dobie $d-1$ do godz. 7:30.

Ust. 2 określa wymogi dotyczące programów obciążenia składanych dla jednostek wytwórczych centralnie koordynowanych. Przepis uległ zmianie w stosunku do przepisu

zawartego w § 24 ust. 4 obecnie obowiązującego rozporządzenia. Biorąc pod uwagę doświadczenia z funkcjonowania obowiązującego przepisu, nowy przepis nie zawiera wymogów dotychczasowego § 24 ust. 4 pkt 2. Ponadto zmiana polega na zastąpieniu wyrażenia „warunki pracy elektrowni” wyrażeniem „warunki pracy zakładu wytwarzania energii” w celu zapewnienia spójności terminologii stosowanej w nowym rozporządzeniu.

§ 32

Przepis dotyczy zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, a zarazem przejrzystego określania uczestnikom rynku warunków, w jakich prowadzą działalność. Operator systemu elektroenergetycznego publikuje i aktualizuje informacje o technicznych warunkach pracy tego systemu oraz wymagania dotyczące dyspozycyjności modułów wytwarzania energii, które zgodnie z § 17 mogą wpływać m.in. na harmonogram remontów planowanych przez wytwórców.

§ 33

§ 33 odpowiada obecnemu § 24 ust. 2. OSP prowadzi planowanie koordynacyjne systemu elektroenergetycznego poprzez opracowywanie i aktualizowanie: (i) planów koordynacyjnych dostępnych zasobów systemu, (ii) planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów systemu. Aby plany te zawierały poprawne dane, niezbędne jest, aby zgodnie z ust. 2 użytkownicy systemu przekazywali OSP dane niezbędne do opracowania i aktualizacji planów koordynacyjnych, a także stosowne aktualizacje tych danych, zgodnie z zakresem wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i ze znaczącymi użytkownikami sieci, o którym mowa w art. 40 ust. 5 rozporządzenia 2017/1485.

§ 34

§ 34 nakłada na OSP obowiązki publikacyjne zapewniające uczestnikom rynku informacje:

- 1) o planowanym stanie sieci przesyłowej i koordynowanej 110 kV (ust. 1)
- 2) o ograniczeniach systemowych w poszczególnych węzłach sieci elektroenergetycznej (ust. 2), wpływających na możliwość świadczenia usług bilansujących;
- 3) o planowanym stanie systemu elektroenergetycznego (ust. 3), w tym m.in. prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej – co może stanowić istotny sygnał rynkowy;
- 4) powykonawczo, najpóźniej w dniu $d+2$, o stanie systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz wynikach rynku bilansującego (m.in. cenach i wielkości niezbilansowania) w dobie d .

§ 35

§ 35 dotyczący zakupu usług systemowych został dostosowany do nowego modelu rynku.

Z przepisu ust. 1 usunięta została usługa uruchomienia jednostek wytwórczych na polecenie OSP, ponieważ koszty uruchomień wynikających z poleceń OSP, ponad uruchomienia zgłoszone w programie pracy, są uwzględniane w rozliczeniach energii bilansującej, o których mowa w § 24, przy uwzględnieniu korekt uzupełniających cen rozliczeniowych energii bilansującej, o których mowa w § 27. Ponadto w ust. 1 wyszczególniono dodatkowo moce bilansujące, usługę udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oraz usługę pracy kompensatorowej.

W ust. 2 wskazano dokumenty, w których OSP określa katalog pozyskiwanych usług systemowych, WDB oraz instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, a także w których może określić zasady nabywania, świadczenia i rozliczania usług systemowych. Ust. 3 dotyczy

sytuacji, gdy te zasady nie są uregulowane w tych dokumentach – wówczas OSP określa je w umowie z właścicielem zasobu albo podmiotem przez niego upoważnionym świadczącym daną usługę systemową.

Ust. 4 wskazuje, że OSP informuje o wykorzystaniu usług systemowych na zasadach określonych w dokumentach, które regulują szczegółowo zasad nabywania, świadczenia i rozliczania poszczególnych usług systemowych.

§ 35 ust. 5 odpowiada treścią dotychczasowemu § 28a. Jego rolą jest wskazanie, że zasady świadczenia usług w zakresie odbudowy regulują obecnie TCM opracowywane na podstawie rozporządzenia 2017/2196 – rozporządzenie sprzed nowelizacji z 11 listopada 2020 r. zawierało w tym obszarze przepis materialny zobowiązujący OSP do zawarcia umowy z wytwórcą, którego jednostki posiadały zdolność do samostartu.

Rozdział 7

§ 36

Przepis § 36 odpowiada dotychczasowemu § 29, określającemu zakres podmiotowy obowiązku współpracy w celu skoordynowania rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci 110 kV.

§ 37

Przepis § 37 odpowiada dotychczasowemu § 30, określającemu obowiązki podmiotów przyłączonych do systemu elektroenergetycznego w zakresie przekazywania operatorowi danych niezbędnych do opracowania planów rozwoju. Warto dodać, że przepis jedynie wykonuje szczegółowo w niezbędnym zakresie przepisy ustawy dotyczące współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami, ale nie np. jednostkami samorządu terytorialnego. Kwestie te reguluje art. 16 ust. 1 i 11 ustawy - Prawo energetyczne, zobowiązujący przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii do sporządzenia, dla obszaru swojego działania, planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Plan ten ma uwzględniać m.in. plany zagospodarowania przestrzennego oraz zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

§ 38

Przepis § 38 odpowiada dotychczasowemu § 31. Jedyna zmiana polega na rozszerzeniu zakresu przedmiotowego obowiązku przesyłania danych do operatora o dane dotyczące charakterystyk magazynów energii elektrycznej.

Rozdział 8

§39

Przepis § 39 odpowiada dotychczasowemu § 32 i nie wprowadzono w jego zakresie zmian.

§ 40

Przepis § 40 odpowiada dotychczasowemu § 33 i nie wprowadzono w jego zakresie zmian.

§ 41

Przepis § 41 odpowiada dotychczasowemu § 34. Jedyna zmiana polega na dodaniu pkt 5 uwzględniającego we współpracy między OSP a wytwórcami obowiązek określania harmonogramów testów oraz raportów z ich realizacji zgodnie z planem testów opracowanym na podstawie art. 43 rozporządzenia 2017/2196.

§ 42

Przepis § 42 odpowiada dotychczasowemu § 35.

W ust. 1 względem dotychczasowego stanu prawnego dostosowano katalog planów, procedur i instrukcji postępowania biorąc pod uwagę terminologię stosowaną przez unijne regulacje w tym zakresie, tj.: rozporządzenia 2017/2196 i 2017/1485.

W ust. 2 określono zakres regulacji procedur i instrukcji postępowania celem zachowania spójności zakresu dokumentów u wszystkich operatorów systemu. Ustalając zakres, jaki powinny regulować te procedury i instrukcje, postawiono sobie za cel, aby umożliwiały one wykonywanie planów, o których mowa w ust. 1 pkt 1, w polskich realiach regulacyjnych. Należy podkreślić, że są to dokumenty odrębne od instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

Regulacja ust. 3, w porównaniu z obecnym stanem prawnym, uległa zmianie jedynie stylistycznej.

Ust. 4 reguluje zakres podmiotowy obowiązku opracowania i aktualizacji planów, procedur i instrukcji postępowania – wskazano podmioty, które powinny opracowywać te procedury i instrukcje, a nie zostały do tego zobowiązane na podstawie przepisów rangi unijnej. Zobowiązując poszczególne typy użytkowników systemu brano pod uwagę regulacje europejskie w tym zakresie, charakter urządzeń i instalacji, które te typy użytkowników systemu eksploatują, wpływ tych urządzeń i instalacji na pracę systemów elektroenergetycznych i podział własności urządzeń współpracujących z systemem elektroenergetycznych. Przepis ten dopełnia regulację zawartą w rozporządzeniu 2017/2196, zapewniając jej skuteczne wykonanie.

Ust. 5 określa podmioty, z którymi podmioty wskazane w ust. 4, uzgadniają swoje procedury i instrukcje postępowania. Przepis kieruje się miejscem przyłączenia danego użytkownika systemu posiadającego dane urządzenia lub instalacje.

Ust. 6 uprawnia OSP do dokonania wyłączeń odbiorców, niezależnie od czasu trwania przerw lub wyłączeń, o których mowa w § 47 ust. 1 i 2, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o którym mowa w ustawie lub stanu zagrożenia, stanu zaniku zasilania lub stanu odbudowy systemu, o których mowa w rozporządzeniu 2017/1485. Przepis jest odpowiednikiem dotychczasowej regulacji zawartej w § 35 ust. 6 rozporządzenia systemowego.

Dotychczas norma analogiczna do ujętej w ust. 7 była zawarta w Załączniku nr 1 pkt 3.1.2 obecnego rozporządzenia systemowego. Dokonano przeniesienia regulacji ze względu na formalną, a nie ściśle techniczną regulację w niej zawartą. Zmiany w treści przepisu względem obecnego stanu mają na celu zachowanie jednolitej nomenklatury zgodnej z regulacjami rangi europejskiej. Należy także podkreślić, że przepis nie nakłada nowych obciążeń regulacyjnych, a jedynie kontynuuje istniejący dotychczas obowiązek.

Norma wyrażona w ust. 8, nakazująca uzgodnienie określonych wymagań technicznych z OSP, wynika z ustawowej odpowiedzialności operatora systemu przesyłowego zawartej w art. 9c ust. 2 pkt 1. Przepis ma na celu określenie wymagań na wypadek konieczności obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego już na etapie przyłączania wytwórcy. Pozwoli to na racjonalne wykorzystanie przyłączanych zasobów i zarazem zapewni odpowiednie narzędzia dla OSP na wypadek awarii w systemie.

Przepis ust. 9 ma na celu umożliwienie wykonania obowiązku nałożonego na OSP w art. 43 rozporządzenia 2017/2196. Przepis ma charakter implementujący i uzupełniający regulację rangi europejskiej.

Ust. 10 usuwa swoistą lukę w prawie, gdyż żaden przepis nie zobowiązywał wprost podmiotów posiadających kluczowe zasoby w systemie elektroenergetycznym do utrzymywania ich zdolności po procesie przyłączenia. Przepis nie nakłada zatem dodatkowych wymagań, a nakazuje jedynie utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego urządzeń, który istniał przed wejściem w życie niemniejszego rozporządzenia.

Ust. 11 to przepis o charakterze formalnym mający inspirację w prawie europejskim, które w szczegółowych regulacjach nakazuje użytkownikom systemu współpracę z operatorami. Przepis tylko pozornie ustanawia nowy obowiązek, gdyż istnienie tego obowiązku do tej pory było wynikiem stosowania przepisów w drodze wykładni systemowej.

§ 43

§ 43 odpowiada zakresem przedmiotowym dotychczasowemu § 36, jednak zawiera aktualizację obowiązków dotyczących automatyk samoczynnego częstotliwościowego odłączania – przekaźników SCO i układów SCO.

Przed wszystkim z przepisu usunięto wszystkie obowiązki dotyczące automatyki samoczynnego napięciowego odłączania (SNO) – utrzymywanie tego obowiązku nie jest bowiem obecnie konieczne dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

Ust. 2 sankcjonuje obowiązek wdrażania środków przewidzianych w planach obrony systemu i planach odbudowy opracowywanych na podstawie rozporządzenia 2017/2196. Pozornie mogłoby się wydawać, że przepis jest zbędny i powtarza normę zawartą w ww. rozporządzeniu, jednak na gruncie krajowym jest on konieczny dlatego, że przedmiotowe plany nie są jawne, zatem gdyby pozostawiono tę kwestię wyłącznie stosowaniu rozporządzenia 2017/2196, użytkownicy systemu mogliby być zaskakiwani informacją o konieczności wdrożenia określonych środków. Terminy, które ujęto w rozporządzeniu 2017/2196, określają tylko datę pierwszego wdrożenia środków po wejściu w życie kodeksu, co może wprowadzać nowoprzyłączanych użytkowników systemu w błąd co do braku konieczności zastosowania się do tych przepisów. Wprowadzenie ogólnego obowiązku na poziomie rozporządzenia daje im jednak podstawę, aby być w kontakcie z OSP w zakresie możliwego objęcia obowiązkiem wdrożenia środków określonych w ww. planach. Dlatego wprowadzony przepis zapewnia spójność z obowiązkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196.

Ust. 3 wskazuje katalog obiektów, których posiadacze podlegają obowiązkowi wdrożenia tych środków, umożliwiając antycypowanie okoliczności objęcia planem obrony lub odbudowy.

Ust. 4-13 ustanawiają zmienione zasady dotyczące instalowania i funkcjonowania układów SCO. Nowe przepisy zawierają bardziej przejrzysty układ (podział na ustępy).

Ust. 4 wskazuje katalog podmiotów zobowiązanych zainstalować układy SCO oraz zakres przepisów formułujących wymagania wobec tych układów. Warto zwrócić uwagę na niejednorodność źródeł szczegółowych wymagań.

Ust. 5-6 wprowadza istotne zasady zmierzające do zmniejszenia ciężaru regulacyjnego związanego z wprowadzeniem układów SCO. Zgodnie z ust. 5 odbiorca przyłączony do sieci średniego napięcia nie musi instalować własnego układu SCO, bowiem podlega stosowaniu układu należącego do operatora, do którego sieci jest przyłączony. Ust. 6 pozwala z kolei operatorowi systemu dystrybucyjnego niepołączonemu bezpośrednio z siecią przesyłową (tzw. OSDn-owi) zawrzeć umowę z OSD posiadającym bezpośrednie połączenie z tą siecią (tzw. OSDp), na podstawie której OSDp obejmie OSDn stosowaniem swoich układów SCO.

Ust. 7 nakazuje niezwłocznie poinformować podmiot, z którego siecią jest połączonym, o fakcie zainstalowania układu SCO oraz o jego parametrach technicznych.

Ust. 8 nadaje uprawnienia do kontrolowania stanu spełniania wymagań dot. układów SCO odpowiednio OSP i OSD u odbiorców przyłączonych do sieci tych operatorów. Analogicznie, zgodnie z ust. 9, plany zastosowania układów SCO prowadzące do wyłączeń odbiorców opracowują w zakresie przyłączonych do swojej sieci odbiorców odpowiednio OSP i OSD.

Ust. 10 pozwala wprowadzić szczególne zasady dla odbiorców, których specyfika działalności powoduje, że normalne działanie układów SCO – nagłe odłączanie zasilania w przypadku przekroczenia parametrów kryterialnych – mogłoby być niebezpieczne z punktu widzenia ochrony środowiska. Dotyczy to zakładów przemysłowych uznanych za zakłady o zwiększonym ryzyku wystąpienia awarii albo za zakład o dużym ryzyku wystąpienia awarii w rozumieniu rozporządzenia Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. poz. 138). Ponieważ jednak zachowanie takich odbiorców w sytuacji awaryjnej nie jest neutralne dla systemu elektroenergetycznego, warunkiem zwolnienia odbiorcy z normalnych zasad stosowania układu SCO jest ustalenie indywidualnego planu działania na wypadek wystąpienia wymienionych w rozporządzeniu stanów kryzysowych.

Ust. 11 i 12 wprowadzają kluczowy wymóg w zakresie parametrów układu SCO – czas działania układu. Przepis dotyczy jednak tylko tych układów, które nie podlegają wymogom rozporządzenia 2016/1388 – a zatem uzupełnia lukę przedmiotową w przepisach europejskich. Różnica między ust. 11 i 12 polega na uzależnieniu zakresu przedmiotowego od okoliczności, czy dany układ był objęty obowiązkiem stosowania przed wejściem w życie rozporządzenia czy po jego wejściu w życie. Co więcej, wejście w życie przepisu ust. 11 jest odsunięte w czasie do 18 grudnia 2022 r.

Ust. 13 rozszerza zakres wymagań wobec działania układów SCO o wymogi określone w art. 15 ust. 7 rozporządzenia 2017/2196.

Ust. 14 wprowadza wymóg, aby obiekty i rozdzielnie ujęte w planie odbudowy były zdolne do pracy autonomicznej przez co najmniej dobę, z uwzględnieniem wskazanych w przepisie funkcjonalności. Wymóg ten jest niezbędny do zapewnienia możliwości przeprowadzenia procesu odbudowy, który jest procesem skomplikowanym, a jego powodzenie zależy od przygotowania każdego elementu sieciowego oraz wszystkich wytwórców w niego zaangażowanych..

Rozdział 9

§ 44

§ 44 stanowi odpowiednik dotychczasowego § 37 wykonującego delegację ustawową w zakresie informacji przekazywanych odbiorcy przez sprzedawcę. Zmiana w stosunku do pierwotnej treści polega na nie przeniesieniu do § 44 postanowień określonych w lit. b § 37 ust. 1 pkt 2 oraz usunięciu załącznika nr 3.

Zmiana treści dotychczasowego § 37 ust. 1 pkt 2 lit. b polega na zamianie sformułowania "środki poprawy efektywności energetycznej" na sformułowanie „przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej” oraz stosownej korekcie pozostałej treści przepisu. Powyższa zmiana wynika z konieczności bardziej precyzyjnego dostosowania treści rozporządzenia do treści ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. Obowiązujące w rozporządzeniu sformułowanie „środki poprawy efektywności energetycznej”, które zostało zaczerpnięte art. 6 ust. 2 ustawy i powtórzone za dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, obejmuje węższy zakres niż wskazany w ustawie, ponieważ dotyczy inwestycji

podejmowanych przez sektor publiczny. Tymczasem sprzedawcy energii kierują informację do odbiorców końcowych, tym samym wskazana jest zmiana w treści wskazanego przepisu rozporządzenia, polegająca na odwołaniu się do definicji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, wskazanej w art. 2 pkt 12 wspomnianej ustawy.

W dotychczasowym załączniku nr 3 do rozporządzenia była zamieszczona tabela na temat zakresu informacji przekazywanej odbiorcom o środkach poprawy efektywności energetycznej oraz charakterystyk technicznych efektywnych energetycznie urządzeń. Po wprowadzeniu zmiany polegającej na usunięciu dotychczasowego § 37 ust. 1 pkt 2 lit. b utrzymanie załącznika nr 3 jest niecelowe. Wskazany zakres informacji, które powinny zostać udostępnione odbiorcom energii elektrycznej, wynika z treści proponowanego przepisu.

Rozdział 10

§ 45

Ust. 1 Zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 dla analizatorów klasy A pomiary harmonicznego napięcia powinny być wykonywane do co najmniej rzędu 50. Przepis uwzględnia rezultaty prac działającego przy MKiŚ Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Pozwala to zapewnić spójność między projektem niniejszego rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. (o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093) - nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki, tj. rozporządzeniem dot. systemu pomiarowego. Docelowo, w przypadku I II grupy przyłączeniowej w miejscach dostarczania będą instalowane analizatory stacjonarne klasy A. W związku z tym proponuje się doprecyzowanie przepisu w zakresie wymagań dla harmonicznego napięcia i wskazanie górnego rzędu harmonicznego równego 50. W związku z coraz szerszym zastosowaniem urządzeń energoelektronicznych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego i związanym z tym rosnącym ryzykiem pojawiania się zakłóceń dotyczących odkształceń napięcia (rezonansu harmonicznego) również dla harmonicznego napięcia o wyższych rzędach należy określić zakres wymagań dla harmonicznego napięcia i wskazać jednoznacznie górny rząd harmonicznego na 50. W obecnej wersji rozporządzenia systemowego w odniesieniu do I II grupy przyłączeniowej górny rząd harmonicznego nie jest jednoznacznie wskazany.

Ust. 2 znajduje się w rozporządzeniu w jego dotychczasowym brzmieniu. Nie uległ on zmianie (§ 38 ust. 2).

Ust. 3 i ust. 9 ustanawiają normy do tej pory wyrażone odpowiednio w § 38 ust. 1 pkt 6 oraz ust. 3 pkt 6, a także w ust. 3 i ust. 7. Po pierwsze, zmieniono redakcję w taki sposób, aby jednoznacznie rozdzielić obowiązki operatora systemu elektroenergetycznego w postaci parametrów jakościowych, które ma spełniać dostarczana z jego sieci energia elektryczna, od obowiązku użytkownika systemu, którego spełnienie warunkuje istnienie wyżej wymienionego obowiązku operatora – przestrzegania ustalonej mocy umownej oraz stosunku mocy biernej do mocy czynnej (tzw. współczynnika $\text{tg } \varphi$). Po drugie, wprowadzono uniwersalny zakres podmiotowy – warunki dotyczą wszystkich użytkowników systemu, a nie tylko odbiorców. Po trzecie, w miejsce sztywniej wartości współczynnika wprowadzono zasadę, że współczynnik $\text{tg } \varphi$ określa umowa z właściwym operatorem.

Powyższe zmiany mają na celu zaktualizowanie przepisów dot. $\text{tg } \varphi$ do dzisiejszych uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego, a także obszernego, wielowątkowego charakteru regulacji sektora elektroenergetycznego, które dotyczą m.in. zagadnienia współczynnika $\text{tg } \varphi$. W tym kontekście należy przytoczyć aktualny przepis § 45 ust. 4 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503

z późn. zm.), ustanawiający określone minimalne i maksymalne wartości tego współczynnika. Delegacja do umów przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oznacza zatem, że operatorzy systemów elektroenergetycznych i użytkownicy systemu będą mieć możliwość dostosowania wymagań do specyfiki danej instalacji, urządzeń lub sieci, poruszając się jednak w ramach norm określonych w innych przepisach.

Przyczyną wprowadzenia ust. 4 jest fakt, że wykorzystanie urządzeń energoelektronicznych w procesie wytwarzania energii elektrycznej przez moduły parku energii i niesynchroniczne magazyny energii elektrycznej nie pozostaje neutralny dla pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Wpływ tych urządzeń na parametry jakościowe energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym wymaga wprowadzenia dodatkowych wymagań. Dotychczas były one zapisane jedynie w IRiESP i IRiESD. Wzrost skali wykorzystania tych urządzeń wymusza unifikację reguł na poziomie aktu prawa powszechnie obowiązującego. Pełni to funkcję gwarancyjną dla uczestników rynku i zabezpiecza przed stosowaniem odmiennych wymogów w różnych obszarach krajowego systemu elektroenergetycznego.

W celu zapewnienia równoprawnego traktowania adresatów regulacji nałożono jednak powyższe wymagania na wszystkie moduły wytwarzania energii, nie tylko na te przyłączone niesynchronicznie (moduły parku energii). Synchroniczne moduły wytwarzania energii podlegają już licznym wymaganiom technicznym wynikającym m.in. z rozporządzenia 2016/631, zatem rozciągnięcie na nie powyższych wymagań jakościowych nie jest istotnym rozszerzeniem obowiązków regulacyjnych.

W kontekście ust. 5 należy wskazać, że coraz szersze stosowanie urządzeń energoelektronicznych w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego prowadzi do rosnącego ryzyka pojawiania się zakłóceń dotyczących odkształceń napięcia (rezonansu harmonicznego). W efekcie, również dla harmonicznego napięcia o wyższych rzędach należy przy wyznaczaniu THD uwzględnić harmoniczne do rzędu 50. Wynika to także z konieczności ujednolicenia oceny zaburzeń związanych z odkształceniami napięcia w oparciu o wartości współczynnika THD jak i indywidualnych harmonicznym, które zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30 w przypadku analizatorów klasy A powinny być mierzone do co najmniej harmonicznego rzędu 50 łącznie. Przepis uwzględnia rezultaty prac działającego przy MKiS Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Pozwala to zapewnić spójność między projektem niniejszego rozporządzenia a przewidzianym przez ustawę z dnia 20 maja 2021 r. (data przyjęcia przez Sejm) w przedmiocie zmiany m.in. ustawy Prawo energetyczne - nowym aktem prawnym w obrębie elektroenergetyki, tj. rozporządzeniem dot. systemu pomiarowego. Docelowo, w przypadku I i II grupy przyłączeniowej w miejscach dostarczania energii elektrycznej będą instalowane analizatory stacjonarne klasy A. W przypadku grup przyłączeniowych III, IV i V do rozpatrywania reklamacji dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej są i będą wykorzystywane przenośne analizatory klasy A. Należy zauważyć, że proponowany sposób wyznaczania współczynnika THD napięcia z uwzględnieniem harmonicznym do rzędu 50 jest stosowany w innych krajach oraz wykorzystywany w oferowanych na rynku analizatorach klasy A. Współczynnik THD nie jest parametrem mierzonym, a wyznaczanym na podstawie zmierzonych wartości indywidualnych harmonicznym napięcia w analizatorze według określonej zależności algebraicznej.

Ust. 6-8 znajdują się w rozporządzeniu w ich dotychczasowym brzmieniu. Nie uległy one zmianie (odpowiednio § 38 ust. 4, 5 i 6).

§ 46

Ust. 1 definiuje współczynnik odkształcenia harmonicznymi (THD) oraz ustala wzór na obliczenie tego współczynnika. Zmiany w zakresie jego wyznaczania zostały wyjaśnione w uzasadnieniu do § 45.

Przepis ust. 2 dotyczącego wskaźnika długookresowego migotania światła znajduje się w rozporządzeniu w jego dotychczasowym brzmieniu. Nie uległ on zmianie (obecny § 39 ust. 2).

§ 47

Ust. 1 wprowadza podstawowy podział przerw powtarzając ten podział zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami. W stosunku do obecnej regulacji zastąpiono słowo „moment” (które posiada swoje znaczenie na gruncie fizyki inne niż potoczne) słowem „chwila”. Zmiana polega na zastąpieniu słowa synonimem. Podstawowy podział przerw jest dokonany ze względu na kryterium zaplanowania danej przerwy i możliwości zawiadomienia zainteresowanych odbiorców.

Przepis ust. 2 wprowadza kolejne kryterium podziału przerw ze względu na ich długość trwania. Przepis powtarza stosowany obecnie podział nie wprowadzając zmian.

Ust. 3 również powtarza istniejącą obecnie normę prawną nakazującą uznać przerwę planowaną za przerwę nieplanowaną, jeśli odbiorcy nie zostali o danej przerwie zawiadomieni zgodnie z odrębnymi przepisami.

W ust. 4 wprowadzono zmianę dotyczącą dopuszczalnych przerw dla zasilania stacji elektroenergetycznych. Zasilanie potrzeb własnych stacji elektroenergetycznych jest niezbędne do prowadzenia ruchu i eksploatacji tych obiektów. Warunki zasilania potrzeb własnych (niskie napięcie, średnie napięcie) mają fundamentalny wpływ na główny przepływ energii siecią 400 kV, 220 kV, 110 kV. Pod pojęciem potrzeb własnych stacji należy rozumieć urządzenia technologiczne, między innymi zasilanie zbrojenia napędów wyłączników najwyższych napięć (bez zasilania potrzeb własnych brak jest możliwości sterowania), napędów odłączników i uziemników najwyższych napięć (brak możliwości sterowania bez zasilania potrzeb własnych), szafy chłodzenia (chłodzenie, ogrzewanie, sterowanie) autotransformatorów (przy wzroście temperatury urządzenia przy jednoczesnym braku chłodzenia urządzenie się wyłączy lub ulegnie zniszczeniu), klimatyzacja precyzyjna (automatyka, zabezpieczenia stacji powinny mieć technicznie zapewnioną odpowiednie warunki środowiskowe pracy). W obecnie obowiązującym rozporządzeniu systemowym zasilanie potrzeb własnych jest traktowane pod kątem dopuszczalnych wyłączeń tak samo jak zasilanie innych odbiorców końcowych, jak np. gospodarstwa domowego.

Przepisy ust. 5-7 powtarzają regulacje z dotychczas obowiązującego rozporządzenia. W ust. 5 wyznaczono dopuszczalne czasy trwania jednorazowych oraz dopuszczalne w danym roku łączne czasy przerw.

§48

Przepis, identycznie z dotychczasowym § 41, zawiera regulację jakościową wynikającą z wyznaczenia rodzajów przerw i dopuszczalnego czasu ich trwania. W przepisie nakazuje obliczanie następujących wskaźników:

- 1) ENS – wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez system elektroenergetyczny, wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie, bardzo długie z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw;

- 2) AIT – wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie elektroenergetycznym, wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez system elektroenergetyczny podzielony przez średnią moc dostarczoną przez system elektroenergetyczny, wyrażoną w MW;
- 3) SAIDI – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez liczbę obsługiwanych odbiorców;
- 4) SAIFI – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- 5) MAIFI – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

§ 49

§ 49 przepis nieznacznie zmienia dotychczas obowiązujące standardy obsługi odbiorców:

- 1) wydłużono z pięciu do siedmiu dni obowiązek zawiadomienia o terminach i czasie planowanych przerw;
- 2) nakazuje się stosowanie zawiadomień bezpośrednio kierowanych do odbiorców na adres poczty elektronicznej jeśli odbiorca udostępnił swój adres;
- 3) ujednoznaczono obowiązek sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci uniezależniając go od możliwości technicznych i organizacyjnych przedsiębiorstwa.

§ 50

§ 50 odpowiada dotychczasowemu § 43. Jedyna zmiana w stosunku do dotychczasowej treści polega na doprecyzowaniu w ust. 7:

- 1) terminu przekazania dokumentu identyfikującego zdemontowany układ pomiarowo-rozliczeniowy (nie później niż do zakończenia okresu rozliczeniowego, w którym nastąpił demontaż);
- 2) formy dokumentu, którą ma określać umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

Rozdział 11

§ 51

Wejście w życie rozporządzenia 2016/631, rozporządzenia 2016/1388 oraz rozporządzenia 2016/1447 (kodeksów przyłączeniowych) wprowadziły podział przyłączanych obiektów na nowe oraz istniejące. Zgodnie z art. 4 ust. 1 oraz art. 4 ust. 2 kodeksów przyłączeniowych obiektem nowym jest:

- 1) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego decyzją organu regulacyjnego lub państwa członkowskiego został objęty wymogami Kodeksów przyłączeniowych,
- 2) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego został zmodyfikowany

w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu,

- 3) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego:
 - a) nie był przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie kodeksu sieci, lub
 - b) właściciel zakładu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, OSD, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej, instalacji odbiorczej, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w ciągu 2 lat od wejścia w życie kodeksów sieci i nie zawiadomił w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie kodeksów sieci właściwego operatora systemu o zawarciu takiej umowy.

Stosownie do art. 3 ust. 1 kodeksów przyłączeniowych znajdują one zastosowanie jedynie do nowych obiektów. W konsekwencji obszar przyłączeniowy nie jest regulowany w pełni przez akty prawa unijnego. Z tego powodu konieczne jest pozostawienie w mocy załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, zwanego potocznie „załącznikiem technicznym”, w obecnym brzmieniu, ponieważ zawiera on warunki przyłączenia obiektów istniejących, nie objętych zakresem przedmiotowym kodeksów przyłączeniowych. Pozbawienie mocy prawnej załącznika technicznego w obecnym brzmieniu stworzyłoby lukę prawną, i wystąpiłoby ryzyko uznania, że znaczna część użytkowników systemu pozostaje nieobjęta żadnymi regulacjami.

Z drugiej strony nałożenie na obiekty istniejące obowiązku stosowania wymogów wynikających z kodeksów przyłączeniowych spowodowałoby konieczność poniesienia nadmiernych kosztów przez właścicieli tych obiektów. Ponadto byłoby to sprzeczne z celami jakie przyświecają kodeksom przyłączeniowym, a także ze sposobem skonstruowania norm w nich zawartych. Zgodnie z kodeksami przyłączeniowymi przechodzenie na wymogi wynikające z prawa UE ma mieć charakter stopniowy, uwzględniający charakterystykę systemów elektroenergetycznych państw członkowskich, a także ich zróżnicowaną strukturę. Dlatego też, wzorem z prawa budowlanego oraz wymogów technicznych jakie powinny spełniać budynki, przyjęto, że wymogi przyłączenia dla obiektów istniejących, przyłączonych przed wejściem w życie kodeksów sieci zachowują swoją ważność przez okres w nich oznaczonych. Taka konstrukcja normy § 51 ust. 1 rozporządzenia systemowego zapewnia również poszanowanie zasady praw nabytych.

Ust. 2 reguluje sytuację prawną obiektów nowych w rozumieniu art. 4 ust. 1 i 2 kodeksów przyłączeniowych, czyli takich, które zostały objęte wymaganiami określonymi w kodeksach przyłączeniowych, ale przyłączonych przed wejściem w życie nowego rozporządzenia systemowego. Sytuacja prawna obiektów nowych jest podobna do sytuacji obiektów istniejących. Z uwagi na zasadę ochrony praw nabytych oraz nadmiernych kosztów wiążących się z koniecznością dostosowania wszystkich obiektów do wymagań wynikających z nowego rozporządzenia systemowego przygotowano przepis przejściowy, umożliwiający stosowanie przez te obiekty wymagań dotyczących przyłączenia, obowiązujących przed dniem wejście w życie nowego rozporządzenia systemowego.

§ 52

§ 52 zawiera dwa istotne przepisy przejściowe dotyczące kontynuowania dzisiejszej aktywnej działalności na rynku bilansującym oraz przepis dotyczący wprowadzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Ust. 1 zapewnia wytwórcom posiadającym moduły wytwarzania energii, które kwalifikują się do kategorii JWCD, lecz zostały już uznane za JWCK, że status ten zostanie utrzymany, w związku z czym wejście w życie rozporządzenia nie nałoży na nich nowych obowiązków.

Analogicznie ust. 2 zapewnia, że wytwórcy, którzy przed dniem wejścia w życie rozporządzenia prowadzą działalność z wykorzystaniem jednostek graficznych aktywnych – a więc, zgodnie z dotychczasową nomenklaturą, aktywnie uczestniczą w rynku bilansującym – nie będą musieli poddawać swoich zasobów ponownemu procesowi kwalifikacji wstępnej.

Przepis ust. 3 wprowadza z kolei reguły przejściowe dot. obowiązków przekazywania danych pomiarowych do czasu uruchomienia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Po jego uruchomieniu normy wskazane w przepisie (§ 11 i § 12 ust. 3 pkt 5) stają się zbędne, gdyż zagadnienie związane z przekazywaniem danych pomiarowych będzie elementem nowego systemu wymiany informacji określonego w rozporządzeniu dot. procesów rynku energii oraz Standardów Wymiany Informacji, będących elementem IRiESP.

§ 53

Ust. 1 określa czas w jakim OSP powinien opracować WDB zgodne z przepisami projektu rozporządzenia. Stosunkowo krótki czas jaki wyznaczono (cztery miesiące) bierze pod uwagę okres notyfikacji rozporządzenia – co powinno dać 6 miesięcy na dokonanie stosownych zmian ww. warunków.

Ust. 2 ustala czas (cztery miesiące) w jakim operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży projekt zmiany IRiESP dostosowujący instrukcję do zmian wynikających z niniejszego projektu. Jako, że wpływ na kształt tej zmiany instrukcji będzie również wynikał z ostatecznych rozwiązań przyjętych w zatwierdzonych WDB, o których mowa w art. 18 rozporządzenia 2017/2195, zmiana instrukcji powinna być opracowana po zatwierdzeniu i uprawomocnieniu się decyzji zatwierdzającej te warunki.

Ust. 3 zobowiązuje operatorów systemów elektroenergetycznych, sprzedawców, odbiorców, wytwórców oraz posiadaczy magazynów energii elektrycznej do dostosowania umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej celem zapewnienia skuteczności WDB i IRiESP dostosowanych do postanowień niniejszego projektu. Przepis czyni odpowiedzialnymi za dostosowanie umów obie strony umów, co powinno zapewnić sprawność i skuteczność procesu dostosowania regulacji kontraktowych do postanowień wynikających z niniejszego projektu. Należy zaznaczyć, że ze względu na znaczne wyzwanie logistyczne, jakim jest aktualizacja przeszło 17 milionów umów z odbiorcami przyłączonymi do systemów dystrybucyjnych, obowiązek aktualizacji umów o świadczenie usług dystrybucji ograniczono do zakresu niezbędnego do świadczenia usług bilansujących.

§ 54

Przepis wskazuje w których sytuacjach będzie znajdować zastosowanie Załącznik nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które traci moc, unikając tym samym sytuacji, w której powstałaby luka prawna w zakresie wymogów technicznych dotyczących urządzeń przyłączonych do sieci przed wejściem w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 55

Przepis § 55 uchyla dotychczas obowiązujące rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

§ 56

Przepisy o wejściu w życie przewidują standardowe, 14-dniowe *vacatio legis* oraz uchylenie dotychczasowego rozporządzenia – z wyjątkiem ust. 11, który wchodzi w życie 18 grudnia 2022 r. Ten ostatni termin wynika z konieczności dostosowania krajowego systemu elektroenergetycznego do wymagań rozporządzenia 2017/2196, z zapewnieniem okresu przejściowego.

Warto wskazać, że zastosowanie przepisów rozporządzenia w praktyce, rozumiane jako rzeczywiste wdrożenie procesów rynkowych zgodnych z modelem przewidzianym w etapie II reformy rynku bilansującego, nie jest możliwe bez dostosowania WDB oraz umów przesyłania – stąd opisany już przepis dostosowujący w § 53.

Załącznik nr 1

Wraz z kompleksową zmianą rozporządzenia systemowego, celem dostosowania go do obowiązujących regulacji europejskich, konieczna jest zmiana załącznika nr 1 do rozporządzenia systemowego, który potocznie nazywany jest „załącznikiem technicznym”. Załącznik techniczny zawiera wymagania techniczne określające warunki przyłączania do sieci, modułów wytwarzania energii, magazynów energii elektrycznej oraz odbiorców przyłączający się do sieci, w szczególności wymagania dotyczące elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Zmiany dokonane w załączniku technicznym, podobnie jak zmiany dokonane w rozporządzeniu systemowym są niezbędne, aby dostosować normy prawa krajowego w zakresie szeroko pojętej energetyki do norm wynikających z przepisów unijnych. Przepisy prawa krajowego nie powinny pozostawać w sprzeczności z aktami prawa UE, w tym w szczególności rozporządzeniami UE, a także powinny pełnić funkcję uzupełniającą w stosunku do aktów prawnych uchwalonych przez ustawodawcę europejskiego. Akty prawa UE nie ujednolicają bowiem całościowo kwestii z zakresu energetyki, lecz pozostawiają państwom członkowskim możliwość uzupełnienia norm wynikających z prawa unijnego tak, aby dostosować regulacje do specyfiki systemu elektroenergetycznego w danym państwie członkowskim.

Załącznik techniczny w obecnym brzmieniu nie uwzględnia zmian dokonanych przez w szczególności kodeksy przyłączeniowe (przywoływane już rozporządzenie 2016/631, rozporządzenie 2016/1388, a także rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego).

Kodeksy przyłączeniowe wprowadziły podział przyłączanych obiektów, tj. m.in. modułów wytwarzania energii, systemów dystrybucyjnych, instalacji odbiorczych, modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego, na obiekty istniejące oraz nowe. Podział ten został wprowadzony w art. 4 ust. 1 oraz 4 ust. 2 Kodeksów przyłączeniowych. Zgodnie z normami wynikającymi z podanych przepisów obiektem nowym jest:

- 1) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego decyzją organu regulacyjnego lub państwa członkowskiego został objęty wymogami Kodeksów przyłączeniowych,
- 2) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego został zmodyfikowany w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu,
- 3) moduł wytwarzania energii, instalacja odbiorcza, instalacja dystrybucyjna, system dystrybucyjny, moduł parku energii z podłączeniem prądu stałego:

- a) nie był przyłączony do sieci w dniu wejścia w życie Kodeksów sieci, lub
- b) właściciel zakładu wytwarzania energii, instalacji odbiorczej, OSD, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej, instalacji odbiorczej, modułu parku energii z podłączeniem prądu stałego w ciągu 2 lat od wejścia w życie Kodeksów sieci i nie zawiadomił w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie Kodeksów sieci właściwego operatora systemu o zawarciu takiej umowy.

W związku z wejściem w życie unijnych regulacji powstał dualizm źródeł prawa, ponieważ do obiektów nowych w rozumieniu kodeksów sieci należy stosować normy wynikające z kodeksów sieci oraz uzupełniająco normy prawa krajowego, natomiast do obiektów istniejących należy stosować dotychczas obowiązujące regulacje wynikające z prawa krajowego. W konsekwencji projektowane zmiany pozostawiają w mocy załącznik techniczny w obecnym brzmieniu. Adresatami norm z niego wynikających będą obiekty istniejące w rozumieniu kodeksów przyłączeniowych. Projektowane zmiany przewidują stworzenie nowego załącznika technicznego do znowelizowanego rozporządzenia systemowego, którego adresatami będą obiekty nowe w rozumieniu kodeksów przyłączeniowych. Nowy załącznik techniczny, podobnie jak znowelizowane rozporządzenie systemowe będzie miał charakter subsydiarny w stosunku do regulacji unijnych i będzie zawierał normy techniczne, które nie zostały uregulowane w aktach prawa UE, a są niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Wymagania dotyczące zabezpieczeń, w tym w szczególności elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej

Proponowane zmiany obejmują zarówno modyfikacje o charakterze merytorycznym, jak również o charakterze językowym. Z części dot. zabezpieczeń usunięte zostały postanowienia odnoszące się do parametrów jakościowych energii, z uwagi na fakt, że te normy zostały przeniesione do części głównej rozporządzenia systemowego. Ponadto zmiany obejmują:

- 1) dodanie postanowienia wskazującego na właściwych operatorów systemów jako odpowiedzialnych za ustalenie czasów działania urządzeń i układów przez właściwych operatorów systemów, poprzez określenie ich w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne (IRiESP lub IRiESD),
- 2) postanowienia, które do tej pory określały w sposób sztywny poziomy napięć zostały zmienione na zakresy dopuszczalnych napięć,
- 3) wymagania podzielono według poziomów napięć, a nie tak jak do tej pory według grup przyłączeniowych,
- 4) wskazano konkretne wymagania, które układy i urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (dalej: „układy i urządzenia EAZ”) powinny spełniać w przypadku wystąpienia zakłóceń, podczas gdy obecne brzmienie określało jedynie oczekiwany zakres wymagań,
- 5) postanowienia załącznika technicznego dostosowano do współcześnie stosowanych układów i urządzeń EAZ, m.in. nakładając obowiązek stosowania układów i urządzeń EAZ z funkcjami ciągłej autodiagnostyki,
- 6) wprowadzono dodatkowe wymogi zwiększające ochronę systemu elektroenergetycznego, m.in. poprzez wprowadzenie wymogu redundancji funkcji zabezpieczeń odcinkowych, jako krytycznych dla ochrony linii najwyższych napięć,

- 7) podwyższono wymagania dla rozdzielni WN i NN przyelektrownianych lub sąsiadujących z nimi m.in. poprzez nałożenie obowiązku stosowania dwóch zespołów zabezpieczeń szyn zbiorczych.

Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacji i wymiany informacji

W zakresie systemów telekomunikacji i wymiany informacji dokonano zmian zarówno merytorycznych, jak również językowych. Ich założeniem było dostosowanie postanowień załącznika do obecnie istniejących na rynku technologii, ale również zwiększenie bezpieczeństwa teleinformatycznego. Zmiany obejmują:

- 1) rozszerzono katalog podmiotów, z którymi należy uzgadniać normy i wymagania jakościowe urządzeń i kanałów telekomunikacyjnych niezbędnych do realizacji poszczególnych usług – uwzględniono nie tylko operatora systemu przesyłowego, ale również operatorów systemów dystrybucyjnych,
- 2) dostosowano postanowienie dotyczące certyfikacji do obowiązujących obecnie certyfikatów jakościowych przyznawanych urządzeniom i instalacjom w obiektach elektroenergetycznych,
- 3) rozszerzono zakres przedmiotowy wymagań bezpieczeństwa dla urządzeń, systemów teleinformatycznych oraz kanałów telekomunikacyjnych na wymagania poufności, dostępności oraz integralności danych wraz z ich autentycznością,
- 4) doprecyzowano wymagania w zakresie standardów i protokołów wymiany danych oraz dodano odniesienia do wymagań wprowadzonych w tym zakresie przez metody, warunki i metodologie (TCM – zob. wyżej uzasadnienie do § 13), czyli dokumenty opracowywane co do zasady przez operatorów systemów przesyłowych i zatwierdzane na podstawie przepisów rozporządzeń UE przez organy regulacyjne państw członkowskich UE,
- 5) wprowadzono postanowienie różnicujące wymagania w zakresie autonomii zasilania, w przypadku wystąpienia awarii sieci elektroenergetycznej, na 24h w stosunku do podmiotów wskazanych w planie odbudowy, opracowanym na podstawie art. 23 rozporządzenia 2017/2196.

Wymagania techniczne dotyczące modułów wytwarzania energii, instalacji odbiorczych, instalacji dystrybucyjnych, systemów dystrybucyjnych, modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego

Zmiana regulacji prawnych w powyższym zakresie wynika z wejścia w życie rozporządzenia 2016/631 i dokumentów zatwierdzonych na jego podstawie, w szczególności Wymogów ogólnego stosowania oraz rozporządzenia 2017/1485. Dodatkowo projektowane zmiany związane są z przekształceniami struktury wytwarzania polskiego sektora wytwarzania tj. w szczególności dynamiczny rozwój źródeł fotowoltaicznych, których moc zainstalowaną na dzień 01.05.2021 szacuje się na poziomie 4800 MW. Praca tych urządzeń znacząco wpływa na bezpieczeństwo i uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego. Proponowane zmiany przewidują:

- 1) w celu zapewnienia stabilności częstotliwościowej, określono dla modułów wytwarzania energii o mocy maksymalnej poniżej 0,8 kW, które nie zostały objęte wymaganiami rozporządzenia 2016/631 zakresy częstotliwości oraz prędkość jej zmian, przy których moduły wytwarzania energii mają posiadać zdolność do pracy. W związku z gwałtownym wzrostem mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych także na poziomie niskiego napięcia, postawienie tego wymogu jest ważne celem zapewnienia stabilności częstotliwościowej systemu,

- 2) opracowano wymagania dla magazynów energii elektrycznej, przy czym wymagania te mają zastosowanie do magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci poprzez układy energoelektroniczne. W takim przypadku, podstawowe cechy funkcjonalne magazynu energii elektrycznej wynikają z możliwości technicznych układów energoelektronicznych, które odseparowują magazyn energii od sieci elektroenergetycznej:
 - a) w zakresie wymagań napięciowych dla magazynów przyłączonych do sieci 110 kV i powyżej przyjęto standardy napięciowe dla modułów wytwarzania energii,
 - b) w zakresie wymagań dla układów regulacji napięcia i mocy biernej dla magazynów przyłączonych do sieci 110 kV i powyżej, w związku ze zmianą struktury mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym niezbędne jest aktywne wykorzystanie potencjału mocy biernej do aktywnej regulacji napięcia w ramach układów skoordynowanej regulacji napięcia tzw. ARNE,
 - c) w zakresie wymagań dot. zwarc symetrycznych i niesymetrycznych dla magazynów przyłączonych do sieci średniego napięcia i powyżej, analogicznie jak dla modułu parku energii, wymóg ten określono odrębnie dla sieci średniego napięcia oraz 110 kV i powyżej. Wymaganie to jest szczególnie istotne, aby zapewnić stabilność napięciową systemu podczas zwarc w systemie,
- 3) w uzupełnieniu do rozporządzenia 2016/631 zdefiniowano standardowe wymagania techniczne w zakresie obrony systemu i odbudowy dla wszystkich modułów wytwarzania energii typu C i D oraz dla modułów wytwarzania energii typu B, dla których zostaną indywidualnie określone wymogi dostosowania tych modułów wytwarzania energii do udziału w obronie i odbudowie krajowego systemu elektroenergetycznego,
- 4) zdefiniowano wymagania dla systemów sterowania i monitorowania pracy dla modułów wytwarzania energii posiadających status JWCD, które niezależnie od planowanego otwarcia rynku usług bilansujących będą w dalszym ciągu zobligowane do posiadania zdolności i systemów niezbędnych do świadczenia tych usług, niezależnie od innych podmiotów, które nabędą prawo do ich świadczenia.

Załącznik nr 2

Załącznik nr 2 precyzyjnie wskazuje zakres informacji przekazywanej odbiorcom końcowym dotyczących struktury paliw i innych nośników energii pierwotnej zużywanych do wytworzenia energii elektrycznej sprzedanej w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym są dostępne informacje o wpływie wytworzenia tej energii elektrycznej na środowisko.

Sprzedawca energii będzie zobowiązany do precyzyjnego określenia w jakim stopniu wykorzystano konkretny rodzaj technologii do wytworzenia energii elektrycznej, która jest następnie oferowana odbiorcom końcowym przez danego sprzedawcę.

Rozwiązanie to pozwoli na budowanie większej świadomości, co do struktury rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz udziału poszczególnych technologii w miksie energetycznym, a także umożliwi odbiorcom końcowym ewentualny wybór oferty, w której energia elektryczna będzie pochodziła z jednostek wytwórczych wykorzystujących preferowaną technologię wytwarzania.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu

funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców. Projekt zapewni zwiększoną możliwość udziału w rynku bilansującym ze wszystkimi wynikającymi z tego korzyściami

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.