

# Raport

z procesu konsultacji

projektu **Karty aktualizacji**  
nr **2/CW-2/CK-2/CB-2/2024**

**Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej**

---

**Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach  
oraz sposobie ich uwzględnienia**

---

**1. Specyfikacja działań zrealizowanych w ramach konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2**

Wykaz działań PSE S.A. (dalej również „OSP”) w ramach procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „Karta aktualizacji nr 2).

Lp.	Data	Opis działań
1.	23 lipca 2024 r.	Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego rozpoczęcia procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2.
2.	23 lipca - 23 sierpnia 2024 r.	Zbieranie uwag w ramach procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 2.
3.	9 sierpnia 2024 r.	Spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące projektu Karty aktualizacji nr 2, celem zaprezentowania zakresu zmian IRiESP.
4.	24 sierpnia - 6 września 2024 r.	Opracowanie Raportu z procesu konsultacji z użytkownikami systemu projektu Karty aktualizacji nr 2. Opracowanie Karty aktualizacji nr 2, po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, celem przedłożenia jej Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezes URE”) do zatwierdzenia.
5.	7 września 2024 r.	Przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 2 opracowanej po przeprowadzonym procesie konsultacji projektu tej karty aktualizacji, wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym. Opublikowanie Komunikatu OSP dotyczącego przedłożenia Karty aktualizacji nr 2 Prezesowi URE do zatwierdzenia, wraz z Raportem z procesu konsultacji i Dokumentem wyjaśniającym.

**2. Lista użytkowników systemu, którzy zgłosili uwagi w procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2**

W procesie konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 do proponowanych zmian postanowień IRiESP uwagi zgłosili następujący użytkownicy systemu:

1. Enea Operator Sp. z o.o. (ENEA),
2. ENERGA-OPERATOR S.A. (ENERGA),
3. TAURON Dystrybucja S.A. (TAURON),
4. Stoen Operator Sp. z o.o. (STOEN),
5. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE),
6. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE),
7. Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności (PIME),
8. Reo.pl Sp. z o.o. (REO),
9. Sevivon Sp. z o.o. (SEVIVON),
10. Elektrownia PV 65 Sp. z o.o. (PV-65),
11. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE),
12. ORSTED POLSKA OF SERVICES Sp. z o.o. (ORSTED),
13. Centrica Energy Trading (CENTRICA),
14. Lightsource Development Polska Sp. z o.o. (LDP),
15. SSW Spaczyński, Szczepaniak, Wickel, Goździowska sp.k. (SSW),
16. RWE Renewables Poland Sp. z o.o. (RWE),
17. EnercoGrid Sp. z o.o. (ENERCO),
18. Konfederacja Lewiatan (LEWIATAN),
19. AM WOLTAIKA Sp. z o.o. (AM Woltaika),
20. DEL SOL Sp. z o.o. (DELSOL),
21. Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej (SEO),
22. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW),
23. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki (PSF).

**3. Zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu do projektu Karty aktualizacji nr 2 oraz sposób ich uwzględnienia****3.1. Uwagi ogólne**

Lp.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
1.	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 dotyczącej usług systemowych nie dotyczących częstotliwości ("USNC"), należy wskazać, że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z USNC są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z USNC, <b>mających wpływ</b> na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Obowiązek ten został wyrażony w art. 9c ust. 2 pkt 8 i 8a ustawy Prawo energetyczne wraz z uprawnieniem do zakupu przez OSP usług systemowych, a więc i USNC. Podmiotami uprawnionymi do zakupu USNC są również operatorzy systemów dystrybucyjnych (art. 9c ust. 3 pkt 5a ustawy Prawo energetyczne). W ślad za powyższym, zarówno OSP, jak i operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są <b>do określenia</b> w swoich instrukcjach <del>do określenia</del> m.in. USNC zamawianych przez danego operatora (art. 9g ust. 4a i 5e ustawy Prawo energetyczne). Obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, pozwala uznać, że na OSP ciąży obowiązek sformułowania w IRiESP zasad koordynacji korzystania z USNC mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, nie zaś zasad korzystania przez OSD z USNC. Resumując, ustawa Prawo energetyczne przewiduje uprawnienie OSP do korzystania z USNC i określenia USNC zamawianych przez danego operatora, a więc w przypadku IRiESP wyłącznie OSP. Jednocześnie, dodatkową rolą OSP w omawianym zakresie, powinno być takie określenie w IRiESP zasad koordynacji, w zakresie którym korzystanie (lub brak korzystania) z USNC przez</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE* PTPIREE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic i znaków interpunkcyjnych</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga, że postanowienia zawierające zasady koordynowania korzystania przez OSD z USNC są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z <b>ustawy Prawo energetyczne</b><sup>1</sup> jest niezasadna.</p> <p>Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości określone w pkt 1.8.2. IRiESP - Bilansowanie ograniczono wyłącznie do usług regulacji napięcia mających wpływ na warunki napięciowe w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV. Sieci dystrybucyjne nN, SN i WN oraz sieć przesyłowa pracują jako sieci połączone, dlatego też procesy bieżącego bilansowania generowanej mocy biernej w stosunku do zapotrzebowania na tę moc muszą być w każdej chwili czasowej skoordynowane pomiędzy OSP i OSD dla pełnego wykorzystania zdolności urządzeń technicznych do kompensacji i zakontraktowanych USNC. Powołane postanowienia nie zamykają w tym zakresie katalogu dostępnych dla OSD USNC oraz możliwości ich pełnego wykorzystania przez OSD, a określają jedynie niezbędne zasady współpracy i sposoby hierarchicznego wykorzystania tych usług dla zarządzania niezbilansowaną mocą bierną w sieciach OSP i OSD na wszystkich poziomach napięć.</p>

<sup>1</sup> w przypadkach przywołania w niniejszym raporcie określonego aktu prawnego lub TCM, ich oznaczenie zgodne jest z wykazem aktów prawnych i wykazem TCM, zawartym w rozdziale 2 - Wykaz skrótów i oznaczeń oraz definicje stosowanych pojęć, w IRiESP - Wprowadzenie.

<p>poszczególnych OSD oddziaływałyby wyłącznie na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p> <p>Powyższe należy uzupełnić o wnioski wynikające z art. 9 ust. 3 w związku z art. 9 ust. 4 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne, zawierającego delegację do określenia w rozporządzeniu systemowym katalogu USNC. W uzasadnieniu do ustawy zmieniającej ustawę Prawo energetyczne z 28 lipca 2023 r. jednoznacznie wskazuje się, że „katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zostanie ustalony przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia, bowiem będzie odnosił się on do operatorów systemów elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnego jak i przesyłowego [...]. Ze względu na różne usługi, które mogą być zamawiane przez operatorów, proponuje się, aby ich precyzyjny katalog był przez operatorów określany w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci, odpowiednio Przesyłowej (IRiESP) i Dystrybucyjnej (IRiESD)”. Oznacza to, że co do zasady katalog USNC powinien w pierwszej kolejności zostać określony w rozporządzeniu systemowym. Katalog ten będzie miał następnie zastosowanie zarówno do OSP, jak i OSD. W jego ramach OSP jak i/oraz OSD mogą określić USNC, z których będą korzystać. Jednocześnie, OSP powinien określić zasady koordynacji w stosunku do wszystkich USNC, z których mogą korzystać OSD, nie tylko tych, wykorzystywanych przez OSP (a za takim rozumieniem przemawia brzmienie pkt 1.8. 1. w związku z ppkt 2. IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi).</p> <p>Zważywszy na tak zakreślony schemat działań, można uznać, że zapisy IRiESP zawarte w Karcie aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 w odniesieniu do USNC zostały zaproponowane w sposób wykraczający poza obowiązek określenia zasad koordynacji i wchodzą w ramy określania zasad korzystania przez OSD z USNC (vide pkt 1.8.2 wprowadzenie do wyliczenia IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi), co z kolei jest niezgodnie z przytaczanymi wyżej regulacjami ustawy Prawo energetyczne. W szczególności, nie jest zasadnym określanie w tak szczegółowy sposób zasad koordynacji korzystania przez OSD z USNC, jeśli na obecnym etapie ich katalog nie został określony w rozporządzeniu systemowym i IRiESD operatorów nie zawierają w tym zakresie odpowiednich postanowień. Równoległe zapisy IRiESP (pkt 1.8. 2 w związku z ppkt 7 IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi) nakładają na OSD określone wymogi i</p>	<p>W odniesieniu do uwagi, że „nie jest zasadnym określanie w tak szczegółowy sposób zasad koordynacji korzystania przez OSD z USNC, jeśli na obecnym etapie ich katalog nie został określony w rozporządzeniu systemowym i IRiESD operatorów nie zawierają w tym zakresie odpowiednich postanowień” wskazać należy, że uwaga ta pomija przepisy przejściowe ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1681 z późn. zm.; dalej „UC 74”). Obowiązkiem OSP wskazanym w art. 30 ust. 1 UC 74 jest przedłożenie Prezesowi URE do zatwierdzenia zmiany IRiESP dostosowanej do przepisów ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu nadanym przez UC 74 nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie UC 74. Obowiązek ten obejmuje więc dostosowanie IRiESP do przepisu art. 9g ust. 4a ustawy Prawo energetyczne, który to przepis został wprowadzony przez UC 74. Zgodnie z przepisem art. 9g ust. 4a ustawy Prawo energetyczne „Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego zawiera także:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) katalog usług systemowych niedotyczących częstotliwości zamawianych przez tego operatora, który może zawierać wykaz standardowych produktów rynkowych dla tych usług;</li> <li>2) wymagania techniczne świadczenia usług systemowych niedotyczących częstotliwości;</li> <li>3) zasady i tryb nabywania usług systemowych niedotyczących częstotliwości;</li> <li>4) zasady koordynacji korzystania przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub koordynowanej sieci 110 kV.”.</li> </ol> <p>Sprzeczne z zasadą racjonalnego ustawodawcy byłoby przyjęcie, że powołany obowiązek wskazany w art. 30 ust. 1 przepisów</p>
--	--

<p>jednocześnie uzupełniają je o konieczność poniesienia określonych kosztów, w zakresie których nie przeprowadzono wcześniej konsultacji ani odpowiednich kalkulacji.</p>	<p>przejściowych UC 74, w odniesieniu do zakresu przedmiotowego IRiESP wskazanego w art. 9g ust 4a ustawy Prawo energetyczne, OSP powinien wykonać dopiero po określeniu katalogu usług systemowych w przepisach wykonawczych, jakie będą wydane na podstawie zmienionego przez UC 74 art. 9 ust. 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie bowiem z przepisem przejściowym art. 47 ust. 1 UC 74 dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie tej delegacji w brzmieniu przyjętym nowelizacją UC 74, nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie UC 74. Założenie przyjęte w uwadze, że „katalog usług USNC powinien w pierwszej kolejności zostać określony w rozporządzeniu systemowym” i dopiero wówczas OSP powinien określić zasady koordynacji korzystania z tych usług przez OSD czyni niewykonalnym obowiązek OSP wynikający z art. 30 ust. 1 przepisów przejściowych UC 74, w zakresie zmiany IRiESP obejmującej zakres przedmiotowy wskazany w art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne. Taka interpretacja byłaby sprzeczna z zasadą racjonalnego ustawodawcy. Termin wykonania tego obowiązku jest bowiem krótszy (12 miesięcy od dnia wejścia w życie UC 74), niż termin w jakim powinny zostać wydane przepisy wykonawcze (36 miesięcy od dnia wejścia w życie UC 74). Również uwaga, że skoro „IRiESD nie zawierają odpowiednich postanowień dot. USNC nie jest zasadnym określanie w IRiESP zasad koordynacji korzystania przez OSD z tych usług” nie uwzględnia przepisu przejściowego art. 30 ust. 3 UC 74. Zgodnie z tym przepisem OSD ma obowiązek opracowania i przedłożenia Prezesowi URE IRiESD w terminie 4 miesięcy od dnia ogłoszenia zmiany IRiESP opracowanej przez OSP w wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 30 ust. 1 UC 74. Powołany obowiązek OSD powinien wykonać uwzględniając również przepis art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne, tj. uwzględnić w IRiESD wymagania określone w opracowanej przez OSP zmianie IRiESP objętej Kartą aktualizacji nr 2.</p>
--	--

2.	<p>W odniesieniu do treści dotyczącej usług systemowych nie dotyczących częstotliwości ("USNC"), należy wskazać, że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z USNC są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z USNC, <b>mających wpływ</b> na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Ustawa Prawo energetyczne przewiduje uprawnienie OSP do korzystania z USNC i określenia USNC zamawianych przez danego operatora, a więc w przypadku IRiESP wyłącznie OSP. Jednocześnie dodatkową rolą OSP w omawianym zakresie, powinno być takie określenie w IRiESP zasad koordynacji, w zakresie którym korzystanie (lub brak korzystania) z USNC przez poszczególnych OSD oddziaływałoby wyłącznie na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p> <p>Co do zasady katalog USNC powinien w pierwszej kolejności zostać określony w rozporządzeniu systemowym. Katalog ten będzie miał następnie zastosowanie do OSP jak i OSD. W jego ramach OSP jak i OSD mogą określić USNC, z których będą korzystać. Jednocześnie, OSP powinien określić zasady koordynacji w stosunku do wszystkich USNC, z których mogą korzystać OSD, nie tylko tych, wykorzystywanych przez OSP (a za takim rozumieniem przemawia brzmienie pkt 1.8. 1. w zw. z ppkt 2. IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi).</p> <p>Zapisy IRiESP zawarte w Karcie aktualizacji w odniesieniu do USNC zostały zaproponowane w sposób wykraczający poza obowiązek określenia zasad koordynacji i wchodzą w ramy określania zasad korzystania przez OSD z USNC, co z kolei jest niezgodnie z regulacjami ustawy Prawo energetyczne. W szczególności, nie jest zasadnym określanie w tak szczegółowy sposób zasad koordynacji korzystania przez OSD z USNC, jeśli na obecnym etapie ich katalog nie został określony w rozporządzeniu systemowym i IRiESP operatorów nie zawierają w tym zakresie odpowiednich postanowień. Równoległe zapisy IRiESP (pkt 1.8. 2 w zw. z ppkt 7 IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi) nakładają na OSD określone wymogi i jednocześnie uzupełniają je o konieczność poniesienia określonych kosztów, w zakresie których nie przeprowadzono wcześniej konsultacji ani odpowiednich kalkulacji.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
----	---	-----------------	---

3.	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 dotyczącej usług elastyczności, należy wskazać, że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, w tym zakres proponowanych danych i informacji, są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z regulacji unijnych, jak i z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, <b>mających wpływ</b> na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. Proponowane przez OSP zmiany IRiESP pomijają postanowienia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE („dyrektywa 2019/944”) oraz Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (”rozporządzenie 2019/943”). Zapisy IRiESP nie uwzględniają również, a w naszej ocenie powinny (przynajmniej kierunkowo), projektowanych postanowień rozporządzenia Unii Europejskiej ustanawiającego kodeks sieci w zakresie odpowiedzi odbioru.</p> <p>W szczególności należy mieć na uwadze, że prawodawca unijny na gruncie rozporządzenia 2019/943 – jako regulacji określającej fundamentalne zasady rynku wewnętrznego energii elektrycznej – podkreśla, że państwa członkowskie, organy regulacyjne oraz odpowiedni operatorzy mają obowiązek zapewnić funkcjonowanie rynku energii elektrycznej zgodnie z zasadami rynkowymi, które „<i>ułatwiają rozwój bardziej elastycznego wytwarzania, zrównoważonego wytwarzania niskoemisyjnego oraz bardziej elastycznego popytu</i>” (art. 3 lit. c). Z przytoczonego art. 3 lit. c) rozporządzenia 2019/943 wynika, że odpowiednie warunki do rozwoju elastyczności powinny zostać stworzone nie tylko przez właściwe organy prawodawcze państw członkowskich, ale przede wszystkim przez operatorów systemu. W kontekście usług elastyczności rozporządzenie 2019/943 przewiduje szereg regulacji, z których jednym/<b>jedną</b> z najistotniejszych to nałożony na operatorów systemu obowiązek zapewnienia elastyczności swoich sieci (art. 13 ust. 5 lit. c) rozporządzenia 2019/943). Na regulacje rozporządzenia 2019/943 i cel prawodawcy unijnego należy nałożyć przepisy dyrektywy 2019/944, w której motywie (90) wprost podkreślono, że normy dyrektywy 2019/944 należy odczytywać łącznie z treścią rozporządzenia 2019/943, co świadczy o konsekwencji prawodawcy w zakresie rozwoju elastyczności sieci. Powyższe znalazło swoje odzwierciedlenie w innych</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE* PTPIREE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności są określone zgodnie z zakresem przedmiotowym wskazanym w art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne i nie wykraczają poza ten zakres, tj. dotyczą usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.</p> <p>Uwaga dot. rzekomej niezgodności z rozporządzeniem 2019/943 wynika z błędnego rozumienia regulacji art. 13 ust. 5 lit. c). Powołany przepis stanowi o obowiązku OSP i OSD zapewnienia wystarczającej elastyczności swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać. Pojęcie „elastyczność” zgodnie z art. 2 pkt 79) rozporządzenia 2019/943 oznacza „<i>zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności modeli wytwarzania i zużycia oraz dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych rynku.</i>”. Pojęcie elastyczności jest więc innym pojęciem niż „<i>usługi elastyczności</i>” zdefiniowane w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne. Z tego też względu regulacje unijne dot. elastyczności przywołane w uwadze w żaden sposób nie dotyczą projektowanych zasad koordynacji jak wskazane w art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Uwaga, że „<i>proponowane zapisy IRiESP w praktyce będą uniemożliwiać korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub co najmniej istotnie ograniczać taką możliwość</i>” nie uwzględnia obowiązków OSD wynikających z przepisów art. 9c ust. 3 pkt 8a, 8b i 12 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z powołanymi przepisami OSD jest odpowiedzialny za:</p> <p>„8a) <i>zakup i wykorzystanie usług elastyczności niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, zapewniających rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się agregatorów oraz użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru oraz</i></p>
----	---	--	---



<p>motywach dyrektywy 2019/944 (między innymi motywy (39), (42) czy (83)). Prawodawca unijny w treści dyrektywy 2019/944 jednoznacznie określa formy w jakich państwa członkowskie powinny działać w celu rozwoju usług na rzecz elastyczności. Zgodnie z art. 32 ust. 1 dyrektywy 2019/944 przewidzianym w rozdziale IV „Eksploatacja systemu dystrybucyjnego, prawodawca unijny jednoznacznie zobowiązał państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych i odpowiednich zachęt, które mają umożliwić OSD udzielanie zamówień na usługi elastyczności, w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. Co więcej, wyraźnie przesądzone, że to „operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi”. W treści art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 doprecyzowano, że co do zasady OSD (po zatwierdzeniu przez regulatora) powinny być odpowiedzialne za opracowanie specyfikacji dotyczących zamawianych usług elastyczności w ramach przejrzystej i partycypacyjnej procedury. Celem tych specyfikacji jest zapewnienie rzeczywistego i niedyskryminacyjnego udziału uczestników rynku w ramach zamówień usług elastyczności. Po stronie OSD istnieje obowiązek wymiany informacji i koordynacji działań z OSP „w celu zapewnienia optymalnego wykorzystania zasobów oraz bezpiecznego i wydajnego działania systemu, a także wspierania rozwoju rynku”. Tak więc, z treści art. 32 ust. 1 i 2 dyrektywy 2019/944 można jednoznacznie wywnioskować, że celem prawodawcy unijnego było to, aby państwa członkowskie stworzyły odpowiednie regulacje krajowe celem umożliwienia operatorom systemów dystrybucyjnych szerszego wykorzystywania <del>przez OSD</del> usług elastyczności. W tym kontekście to jedynie OSD są podmiotami odpowiedzialnymi m.in. za: (i) określenie procedur rynkowych; (ii) udzielanie zamówień na usługi elastyczności; (iii) pozyskiwanie usług elastyczności od uczestników rynku. Co istotne, w świetle art. 32 ust. 1 i 2 Dyrektywy 2019/944 operatorzy systemów przesyłowych nie są wyznaczeni do realizacji zadań związanych z pozyskaniem usług elastyczności. Zostało to wyrażone również w regulacjach ustawy Prawo energetyczne, których interpretacja pozwala na stwierdzenie, że <del>to</del> OSP jest odpowiedzialny za koordynowanie usług systemowych niedotyczących częstotliwości i usług elastyczności jedynie w zakresie, w którym te usługi mają wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV (art. 9c ust. 2 pkt 8a ustawy Prawo energetyczne). Analizując nadto art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne, należy podkreślić, że na OSP</p>	<p><i>magazynowaniem energii elektrycznej, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego;</i></p> <p><i>8b) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności;</i></p> <p><i>12) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV, w tym w zakresie korzystania z usług systemowych niedotyczących częstotliwości oraz usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV;”.</i></p> <p>Proponowane postanowienia zmiany IRiESP zawarte w Karcie aktualizacji nr 2 nie będą więc uniemożliwiać ani ograniczać korzystania z usług elastyczności przez OSD bowiem ustawodawca explicite w powołanych przepisach art. 9c ust. 3 pkt 8a i 8b ustawy Prawo energetyczne ustanawia obowiązek OSD zakupu i wykorzystania usług elastyczności, zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez OSP. Ponadto OSD ma obowiązek współpracy z OSP przy opracowywaniu zasad wykorzystania usług elastyczności oraz obowiązek stosowania się do warunków współpracy z OSP w zakresie korzystania z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110kV, co również wyklucza obawy zgłoszone w uwadze.</p> <p>Koordynacja korzystania przez OSD z usług elastyczności, analogicznie jak z USNC, dotyczy przede wszystkim kwestii wpływu aktywacji tych usług na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poza daną siecią dystrybucyjną. Zasady ujęte w projekcie zmiany IRiESP mają na celu, po pierwsze unikanie negatywnego wpływu aktywacji usług elastyczności na sieć zamkniętą i na pozostałe systemy dystrybucyjne, a po drugie zapewnienie spójności w zakresie stosowania tych usług, co będzie</p>
---	--

<p>cięży obowiązek sformułowania w IRiESP zasad koordynacji korzystania z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, nie zaś zasad korzystania przez OSD z usług elastyczności. Resumując, ustawa Prawo energetyczne nie przewiduje uprawnienia OSP do korzystania z usług elastyczności, a podstawową rolą OSP w omawianym zakresie, powinno być takie określenie w IRiESP zasad koordynacji, w zakresie którym korzystanie z usług elastyczności przez poszczególnych OSD oddziaływałoby na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p> <p>Powyższe należy uzupełnić o wnioski wynikające z art. 9 ust. 3 w związku z art. 9 ust. 4 pkt 8 ustawy Prawo energetyczne, zawierającego delegację do określenia w rozporządzeniu systemowym szczegółowych warunków wykorzystania usług elastyczności przez OSD. Rozporządzenie systemowe ma docelowo określać <i>„warunki współpracy między operatorami systemów elektroenergetycznych, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego, zarządzania przepływaniami i dysponowania mocą jednostek wytwórczych i innych zasobów użytkowników systemu, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz wykorzystywania usług elastyczności”</i>.</p> <p>Mając na uwadze powyższe, należy uznać, że proponowane zapisy IRiESP nie odpowiadają ww. przepisom prawa. W szczególności proponowane zapisy IRiESP de facto odnoszą się do zasad pozyskiwania usług elastyczności przez OSD (a kwestie te leżą wyłącznie w gestii OSD, a nie OSP). Jak już wyraźnie podkreślono, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne postanowienia IRiESP powinny określać wyłącznie zasady koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności. Nie mniej istotne jest, że proponowane zapisy IRiESP w praktyce będą uniemożliwiać korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub co najmniej istotnie ograniczać taką możliwość. Jednocześnie zakup przez OSD usług elastyczności z uwzględnieniem zasad proponowanych przez OSP prowadziłby również do ich ewentualnego pozyskania (jeśli w ogóle usługi elastyczności będą dostępne mając na uwadze propozycje OSP) przy niewspółmiernie wysokim koszcie, a nawet bez możliwości ich zakupu w ramach niedyskryminacyjnej i rynkowej procedury zakupu (np. w wyniku braku dostępnych zasobów).</p> <p>Propozycja zapisów IRiESP nie uwzględnia również faktu, że usługi elastyczności będą przez OSD wykorzystywane nie tylko dla potrzeb zarządzania ograniczeniami sieciowymi (jak wynika to z zapisów IRiESP oraz jak również</p>	<p>wspierać rozwój i efektywne kosztowo oraz bezpieczne techniczne ich wykorzystywanie.</p> <p>Usługi elastyczności mające wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, to usługi, z którymi wiąże się zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej. OSP koordynuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności w ramach procesu planowania koordynacyjnego. Proces planowania koordynacyjnego, czyli inaczej bilansowanie systemu, jest realizowane w różnych horyzontach czasowych, począwszy od planowania długoterminowego, poprzez planowanie średnioterminowe (koordynowanie planowych wyłączeń elementów sieciowych oraz postojów remontowych jednostek wytwórczych), planowanie dobowe (dobór jednostek grafikowych (JG) uczestniczących w rynku bilansującym (RB) na wszystkie godziny następnego dnia, uwzględniając najlepszą wiedzę o oczekiwanej sytuacji w systemie, w tym prognozowanej generacji OZE, planowanej pracy MWE nieuczestniczących w RB, w tym świadczących usługi elastyczności, i zapotrzebowaniu KSE), aż po realizowane iteracyjnie planowanie w dobie bieżącej, kiedy to planowane punkty pracy JG są na bieżąco przeliczane, dostosowując je do zmieniających się warunków systemowych, w szczególności bilansu podaży i popytu. W ramach powyższych procesów koordynacja korzystania przez OSD z usług elastyczności została wyłącznie ograniczona do wymogu, aby wykorzystanie tych usług przez OSD zapewniało dotrzymanie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, określonych w IRiESP – Korzystanie, oraz do braku wpływu na bilans mocy czynnej KSE. Obie kwestie mają podstawowe znaczenie z punktu widzenia bezpiecznego funkcjonowania KSE oraz poprawnych warunków dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej.</p> <p>Wymóg, aby działania OSD w swoich sieciach były zbilansowane, jest także uzasadniony aktualną sytuacją systemu elektroenergetycznego - zarówno w wymiarze technologicznym, tj. wobec znaczącego udziału wytwarzania, zależnego od warunków pogodowych, przyłączonego do sieci o napięciu poniżej 110 kV, jak i w wymiarze organizacyjnym, tj. w świetle nowych zasad</p>
---	--

<p>wybrzmiało to na spotkaniu informacyjnym dotyczącym przedmiotowej karty aktualizacji, które odbyło się w dniu 9 sierpnia 2024 r. – tak również wskazuje prezentacja z tego spotkania dostępna na stronie internetowej OSP). Usługi elastyczności będą przede wszystkim wykorzystywane w celu zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, co jest zgodne z definicją usług elastyczności zawartą w art. 3 pkt. 11k ustawy Prawo energetyczne. Tym samym usługi elastyczności będą wykorzystywane, co do zasady, w szerszym zakresie aniżeli wskazuje na to IRiESP, w tym m.in. do optymalizacji rozwoju sieci dystrybucyjnej, co również znajduje potwierdzenie w przepisach ustawy Prawo energetyczne odnoszących się do planów rozwoju OSD (m.in. art. 16 ust. 8c).</p> <p>Również zgodnie z art. 9g ust. 5e ustawy Prawo energetyczne, jedynie IRiESD powinna zawierać m.in. specyfikację usług elastyczności zamawianych przez OSD oraz zasady i tryb nabywania usług elastyczności. Tymczasem proponowane przez OSP zapisy IRiESP w praktyce mocno ograniczają możliwość określenia przez OSD, zgodnie z ww. przepisem, specyfikacji usług elastyczności oraz zasad ich nabywania.</p> <p>W odniesieniu do proponowanego przez OSP zakresu danych i informacji na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, które OSD powinny przekazywać, należy uznać że w oparciu o przepisy ustawy Prawo energetyczne odnoszące się do usług elastyczności OSP powinien otrzymywać wyłącznie te informacje, które będą niezbędne w celu realizacji ww. obowiązku OSP. Natomiast proponowane przez OSP zapisy IRiESP w znacznym zakresie wykraczają poza ww. cel określony w ustawie Prawo energetyczne. Tym samym/<b>W szczególności</b> zbędne jest przekazywanie przez OSD informacji o zasobach przyłączonych do sieci OSD będących w procesie kwalifikacji do świadczenia usług elastyczności (w żaden sposób nie ma to wpływu na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV). Ponadto nadmiarowy jest wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, a już w szczególności/<b>zwłaszcza</b> cen zmian generacji mocy czynnej (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV). Jednocześnie proponujemy ograniczenie przekazywanych danych i informacji do zasobów przyłączonych do sieci SN jako zasobów, które mogą mieć ewentualny wpływ na sieć przesyłową lub sieć koordynowaną 110 kV. Również pozostałe (niewymienione powyżej) proponowane przez OSP dane i informacje wybiegają</p>	<p>funkcjonowania rynku bilansującego, które kładą dużo większy nacisk na zbilansowanie wszystkich użytkowników systemu w celu ograniczenia potrzeby aktywacji usług bilansujących.</p> <p>Z prawnego punktu widzenia przedmiotowy wymóg jest uzasadniony, ponieważ OSP odpowiada m.in. za bilansowanie systemu (art. 9c ust. 2 pkt 9 ustawy Prawo energetyczne), a podstawowym narzędziem w realizacji tego celu jest korzystanie z usług bilansujących. W pierwszej kolejności usługi te świadczą zasoby przyłączone do sieci przesyłowej, zaś do zasobów w sieci dystrybucyjnej, OSP ma dostęp: i) wyłącznie na podstawie odrębnych umów, ii) w ściśle określonych w ustawie przypadkach, w szczególności w zakresie poleceń redysponowania oraz w ramach działań na okoliczność zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Za zarządzanie ograniczeniami w sieci dystrybucyjnej odpowiada zaś OSD zgodnie z ustawowym podziałem obowiązków (art. 9c ust. 3 pkt 6 ustawy Prawo energetyczne), przy czym obowiązek ten realizuje z <i>uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową</i>. OSP odpowiada za bilans całego KSE, lecz tylko w określonych przypadkach - wskazanych wyżej - ma narzędzia do korygowania niezbilansowania powodowanego jednostronnymi działaniami OSD w celu zarządzania ich ograniczeniami ponad niezbilansowanie wynikające z odchyłeń użytkowników systemu, a ich wykorzystanie powoduje socjalizowanie kosztów wynikających z ich użycia na wszystkich użytkowników systemu. W sytuacji zaś, w której OSD zarządza swoimi ograniczeniami w sposób neutralny dla bilansu systemu, każdy z operatorów ma narzędzia stosowne do swojego zakresu obowiązków i odpowiednie zachęty ekonomiczne do rozwijania tych narzędzi.</p> <p>W odniesieniu więc do uwagi dot. usunięcia postanowień dotyczących zachowania neutralnego wpływu działań OSD (bilansu mocy) związanych z korzystaniem przez OSD z usług elastyczności, jako niezgodnych z ustawą Prawo energetyczne wskazać należy, że uwaga ta jest niezasadna bowiem pomija obowiązki OSD wskazane w art. 9c ust. 3 pkt 6 ustawy Prawo energetyczne. Co więcej, w</p>
---	---

<p>ponad niezbędny zakres danych i informacji służących wprost celowi – koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności. Podsumowując, zakres wymaganych danych (planowanych do przekazywania OSP przez portal PSDI) jest zbyt szeroki w odniesieniu do realizacji obowiązków OSP w zakresie koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności. Szczegółowe propozycje zmian w tym zakresie przedstawiono w uwagach szczegółowych do IRIESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, w tym do pkt 5.7.5. 2.</p> <p>W odniesieniu do propozycji zapisów IRIESP dotyczących zachowania neutralnego wpływu działań OSD (bilansu mocy) związanych z korzystaniem przez OSD z usług elastyczności, to proponujemy usunąć tą/tę zasadę z treści IRIESP jako niezasadną i określającą (niezgodnie z ustawą Prawo energetyczne) zasady nabywania przez OSD usług elastyczności. Nie znajdujemy uzasadnienia dla takiego wymagania, które w praktyce uniemożliwi, bądź znacznie ograniczy (z uwagi na brak dostępnych zasobów) możliwość korzystania przez OSD z takich usług. Należy przy tym mieć na uwadze, że przyjęcie takiego wymagania będzie skutkowało wprost znacznie większymi kosztami zakupu przez OSD usług elastyczności, co najmniej dwukrotnie większymi, gdyż w ramach zakupu usługi elastyczności, np. produktu polegającego na ograniczenia mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej, OSD będzie zobowiązany do zakupu dodatkowego produktu polegającego na zwiększeniu mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej (w innym miejscu sieci). Taka zasada będzie prowadzić wprost do większych kosztów ponoszonych przez OSD, które w konsekwencji mając na uwadze art. 45 ust. 1n ustawy Prawo energetyczne będą przeniesione na odbiorców końcowych w ramach wyższych stawek opłat dystrybucyjnych.</p> <p>Dodatkowo proponujemy usunąć z IRIESP zasadę, zgodnie z którą zasoby które uczestniczą w świadczeniu usług bilansujących na rzecz OSP nie będą mogły świadczyć usługi elastyczności na rzecz OSD. Takie ograniczenie jest niezasadne (zgodnie z ustawą Prawo energetyczne IRIESP nie powinna określać zasad nabywania przez OSD usług elastyczności), a także będzie prowadzić do ograniczenia zasobów (które są potrzebne OSD w danym obszarze sieci dystrybucyjnej, inaczej niż w przypadku OSP, gdzie usługi bilansujące nie mają istotnego charakteru „lokalizacyjnego”).</p>	<p>światle przewidywanego zwiększenia się zakresu działań OSD dotyczących zarządzania ograniczeniami, jej uwzględnienie miałoby istotnie negatywny wpływ zarówno na efektywne funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, jak i na bezpieczne funkcjonowanie KSE.</p> <p>Prawidłowa realizacja dobowych procesów planowania koordynacyjnego wymaga znajomości aktualnych uwarunkowań pracy KSE, stąd konieczność przekazywania do OSP informacji o planowanych i aktywowanych usługach i ich wpływie na bilans mocy. Twierdzenie, że w oparciu o przepisy ustawy Prawo energetyczne odnoszące się do usług elastyczności, OSP powinien otrzymywać od OSD wyłącznie te informacje, które będą niezbędne w celu realizacji obowiązku OSP w zakresie koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, nie uwzględnia obowiązków OSD wynikających z przywołanych przepisów art. 9c ust. 3 pkt 8a oraz pkt 12 ustawy Prawo energetyczne. Skoro OSD zgodnie z powołanymi przepisami jest odpowiedzialny za zakup i wykorzystanie usług elastyczności zgodnych z zasadami koordynowania korzystania z tych usług przez OSP, w tym wymaganiami w zakresie planowania pracy systemu przesyłowego oraz współpracę w zakresie korzystania z usług elastyczności, to uzasadnia to wymóg przekazywania przez OSD informacji, jak wskazane w projekcie Karty aktualizacji nr 2, co prowadzi do stwierdzenia, że zakres przekazywanych danych nie jest nadmiarowy.</p> <p>W odniesieniu do uwagi dot. przekazywania przez OSD informacji o dostępnych wolumenach i cenach zmian generacji oraz zużycia energii elektrycznej w węzłach sieci zamkniętej należy wskazać, że powyższe informacje mają na celu umożliwienie wykorzystania przez OSP zasobów świadczących usługi elastyczności wyłącznie w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, na przykład jako jeden ze środków poprzedzających wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Wymóg pozyskiwania cen zmian generacji lub zużycia energii umożliwi optymalizację</p>
---	---

<p>Co więcej takie ograniczenie może prowadzić do sytuacji, w której dla tego samego celu (np. ograniczenie wprowadzania mocy do sieci) zarówno OSD zakupi usługę elastyczności jak również OSP zakupi usługę bilansującą, co będzie powodować dodatkowy, zbędny koszt funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Tym samym zasadne jest określenie priorytetu korzystania przez OSD z danego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD dla potrzeb usług elastyczności, w stosunku do świadczenia przez ten zasób usług bilansujących na rzecz OSP.</p>	<p>wykorzystywanych przez OSP w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej środków i ich kosztów.</p>
<p><b>Reasumując, propozycja OSP w zakresie zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności de facto blokuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności.</b></p>	<p>W odniesieniu do uwagi dot. rozłączności zasobowej w usługach elastyczności oraz bilansujących, w ocenie OSP na obecnym etapie rozwoju usług elastyczności, w tym infrastruktury teleinformatycznej oraz metod współdzielenia zasobów, zasadne jest rozdzielanie zasobów do świadczenia usług bilansujących oraz usług elastyczności. Jest to rozwiązanie przejściowe i należy zakładać, że będzie mogło być ono zastąpione opartym na współdzieleniu zasobów po wdrożeniu platformy elastyczności umożliwiającej kooptymalizację wykorzystywania zasobów do realizacji usług dla potrzeb OSD i OSP.</p>
<p>Mając na uwadze powyższe, wnosimy o istotne przeredagowanie proponowanych zapisów IRiESP w odniesieniu do usług elastyczności, w taki sposób, aby zapisy IRiESP odnosiły się ściśle do zasad koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności i, co istotne, jedynie w zakresie mającym wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, w tym również przyjęcie propozycji zmian zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności przedstawionych w uwagach szczegółowych do poszczególnych części IRiESP. Dodatkowo proponujemy, aby po przeredagowaniu zapisów IRiESP, zapisy te podlegały procesowi ponownych konsultacji publicznych, z uwzględnieniem czasu ich trwania jak w przepisach ustawy Prawo energetyczne. Mając na względzie opisywane wyżej zobowiązane do wprowadzenia określonych zmian w rozporządzeniu systemowym, zasadnym byłoby opracowanie zmian IRiESP w zakresie usług elastyczności, po uchwaleniu przedmiotowego rozporządzenia. Pozwoli to na zachowanie spójności systemowej i umożliwi podporządkowanie treści IRiESP oraz w konsekwencji również IRiESP do przepisów powszechnie obowiązującego prawa, zgodnie z intencją ustawodawcy.</p>	<p>W uzupełnieniu powyższego należy wskazać, że przepisy prawa unijnego (art. 40 ust. 4 dyrektywy 2019/944 oraz przede wszystkim art. 18 rozporządzenia 2017/2195 (EB GL) upoważniają OSP do określenia kryteriów technicznych udziału w RB. Kryteria te muszą oczywiście brać pod uwagę realia systemu w czasie, w którym będą obowiązywać. Obecnie nie ma jednoznacznego wymogu w przepisach prawa, aby kryteria techniczne gwarantowały tym samym podmiotom dostęp do kilku rynków energii elektrycznej (w rozumieniu art. 3 pkt 44b ustawy Prawo energetyczne) naraz, zwłaszcza jeśli stoją temu naprzeciw względy techniczne - w szczególności brak narzędzi informatycznych umożliwiających odpowiednią wymianę danych pomiędzy OSP, OSD i użytkownikami systemu. Przepisy dotyczące m.in. koordynacji świadczenia usług na rzecz OSD i świadczenia usług bilansujących będą dopiero przedmiotem przepisów implementujących artykuł 57 rozporządzenia 2019/943 w postaci przyszłego tzw. kodeksu ws. odpowiedzi odbioru (Network Code on Demand Response).</p>
<p>Dodatkowo w naszej ocenie zasadne jest przeprowadzenie przez OSP analizy kosztowej proponowanych rozwiązań związanych z usługami elastyczności, co w konsekwencji może stanowić dodatkową informację dla Prezesa URE, w celu zatwierdzenia przedmiotowych zmian IRiESP, a następnie w konsekwencji zmian</p>	<p>Uwzględniając powyższe wyjaśnienia, w tym w szczególności zadania OSD wskazane w art. 9c ust. 3 pkt 8a, 8b i pkt 6 ustawy Prawo energetyczne, nie ma uzasadnienia prawnego konkluzja zawarta w uwadze, że „<i>propozycja OSP w zakresie zapisów IRiESP</i></p>

	<p>IRiESD i uznania ww. kosztów jako koszty uzasadnione działalności OSD zgodnie z art. 45 ust. 1n ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p><i>odnoszących się do usług elastyczności de facto blokuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności”.</i></p> <p>W odniesieniu do twierdzenia, że „zasadnym byłoby opracowanie zmian IRiESP w zakresie usług elastyczności, po uchwaleniu (...) rozporządzenia” wskazać należy, że twierdzenie to nie uwzględnia obowiązku OSP wynikającego z art. 30 ust. 1 przepisów przejściowych UC 74, w zakresie zmiany IRiESP obejmującej zakres przedmiotowy wskazany w art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne. W tym zakresie stanowisko OSP wobec zgłoszonej uwagi jest zawarte w odpowiedzi na uwagę ogólną nr 1.</p> <p>W odniesieniu do uwagi dot. przeprowadzenia przez OSP analizy kosztowej proponowanych rozwiązań związanych z usługami elastyczności wskazać należy, że OSP nie będzie nabywać usług elastyczności. Kwestia ta wykracza dalece poza zmianę IRiESP w ramach wykonania przez OSP obowiązku wskazanego w art. 30 ust. 1 UC 74.</p> <p>Uwzględniając powyższe wyjaśnienia oraz brak wprowadzenia istotnych zmian w postanowieniach Karty aktualizacji nr 2, nie ma konieczności przeprowadzenia ponownych konsultacji z użytkownikami systemu tego dokumentu.</p>
4.	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej usług elastyczności, należy wskazać, że proponowane przez OSP zasady koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, w tym zakres proponowanych danych i informacji, są nadmiarowe i wykraczają poza wynikające z regulacji unijnych, jak i z ustawy Prawo energetyczne, zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV. <b>Propozycja OSP w zakresie zapisów IRiESP odnoszących się do usług elastyczności de facto blokuje korzystanie przez OSD z usług elastyczności.</b></p> <p>W przepisach unijnych wyraźnie przesądza, że to „operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi”.</p>	<p><b>LEWIATAN</b> <u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

<p>To jedynie OSD są podmiotami odpowiedzialnymi m.in. za: (i) określenie procedur rynkowych; (ii) udzielanie zamówień na usługi elastyczności; (iii) pozyskiwanie usług elastyczności od uczestników rynku. Co równie istotne, operatorzy systemów przesyłowych nie są wyznaczeni do realizacji zadań związanych z pozyskaniem usług elastyczności. Zostało to wyrażone również w regulacjach ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Proponowane zapisy IRiESP w praktyce będą uniemożliwiać korzystanie przez OSD z usług elastyczności lub co najmniej istotnie ograniczać taką możliwość. Jednocześnie zakup przez OSD usług elastyczności z uwzględnieniem zasad proponowanych przez OSP prowadziłby również do ich ewentualnego pozyskania (jeśli w ogóle usługi elastyczności będą dostępne, mając na uwadze propozycje OSP) przy niewspółmiernie wysokim koszcie, a nawet bez możliwości ich zakupu w ramach niedyskryminacyjnej i rynkowej procedury zakupu (np. w wyniku braku dostępnych zasobów).</p> <p>Propozycja zapisów IRiESP nie uwzględnia również faktu, że usługi elastyczności będą przez OSD wykorzystywane nie tylko dla potrzeb zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Usługi elastyczności będą przede wszystkim wykorzystywane w celu zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, co jest zgodne z definicją usług elastyczności zawartą w art. 3 pkt. 11k) ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Propozycje:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. OSP powinien otrzymywać wyłącznie te informacje, które będą niezbędne w celu realizacji ww. obowiązku OSP. W naszej opinii zbędne jest przekazywanie przez OSD informacji o zasobach przyłączonych do sieci OSD będących w procesie kwalifikacji do świadczenia usług elastyczności (w żaden sposób nie ma to wpływu na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV). Ponadto, za nadmiarowy uważamy wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, w szczególności cen zmian generacji mocy czynnej (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowana sieć 110 kV).</li></ol>		
---	--	--

	<p>2. Należy ograniczyć przekazywanie danych i informacji do zasobów przyłączonych do sieci SN jako zasobów, które mogą mieć ewentualny wpływ na sieć przesyłową lub sieć koordynowaną 110 kV.</p> <p>3. Proponujemy usunąć zapisy IRiESP dotyczące zachowania neutralnego wpływu działań OSD (bilansu mocy) związanych z korzystaniem przez OSD z usług elastyczności jako niezasadne i określające (niezgodnie z ustawą Prawo energetyczne) zasady nabywania przez OSD usług elastyczności. Proponowane wymaganie w praktyce uniemożliwi bądź znacznie ograniczy (z uwagi na brak dostępnych zasobów) możliwość korzystania przez OSD z takich usług. Będzie ono skutkowało wprost znacznie większymi kosztami zakupu przez OSD usług elastyczności, co najmniej dwukrotnie większymi, gdyż w ramach zakupu usługi elastyczności, np. produktu polegającego na ograniczeniu mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej, OSD będzie zobowiązany do zakupu dodatkowego produktu polegającego na zwiększeniu mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej (w innym miejscu sieci). Większe koszty ponoszone przez OSD, będą przeniesione na odbiorców końcowych w ramach wyższych stawek opłat dystrybucyjnych.</p> <p>Proponujemy usunąć z IRiESP zasadę, zgodnie z którą zasoby, które uczestniczą w świadczeniu usług bilansujących na rzecz OSP, nie będą mogły świadczyć usługi elastyczności na rzecz OSD. Takie ograniczenie jest niezasadne, a także będzie prowadzić do ograniczenia zasobów (które są potrzebne OSD w danym obszarze sieci dystrybucyjnej, inaczej niż w przypadku OSP, gdzie usługi bilansujące nie mają istotnego charakteru „lokalizacyjnego”). Takie ograniczenie może prowadzić do sytuacji, w której dla tego samego celu (np. ograniczenie wprowadzania mocy do sieci) zarówno OSD zakupi usługę elastyczności, jak również OSP zakupi usługę bilansującą, co będzie powodować dodatkowy, zbędny koszt funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Tym samym zasadne jest określenie priorytetu korzystania przez OSD z danego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSD dla potrzeb usług elastyczności w stosunku do świadczenia przez ten zasób usług bilansujących na rzecz OSP.</p>		
5.	W odniesieniu do treści Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 dotyczącej redysponowania nierynkowego:	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>



<p>1) Proponowane przez OSP zapisy IRiESP wykraczają poza art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. W naszej ocenie zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu <b>do tej sieci dystrybucyjnej</b> (tj. do sieci dystrybucyjnej OSDp). Stąd OSP jest uprawniony do wydawania polecenia redysponowania w stosunku do OSDp jedynie w odniesieniu do zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp. Tym samym wnosimy o wykreślenie z całej treści IRiESP dotyczącej redysponowania nierynkowego zapisów odnoszących się do obszaru sieci OSDp/OSDn i wprowadzenie do IRiESP odniesienia się jedynie do sieci dystrybucyjnej OSDp.</p> <p>2) Zgodnie z art. 9c ust. 7c pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, OSP może wydać polecenie redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, dla wytwórców, których moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Takie obostrzenie nie zostało przewidziane jedynie dla poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7c pkt 2 ustawy Prawo energetyczne, a więc wydawanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Uzupełniająco ustawa Prawo energetyczne przewiduje, że OSD może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku wydania polecenia przez OSP, na warunkach określonych w instrukcji (art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne). Przepis ten nie mówi jednak o poleceniu redysponowania, jak choćby w art. 9c ust. 7c wprowadzenie do wyliczenia, a jedynie poleceniu wydawanym przez OSP. Pozwala to uznać, że w stosunku do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW, wydawane są wyłącznie polecenia ruchowe, nie zaś polecenia redysponowania nierynkowego. Kolejno należy mieć na uwadze, że redysponowanie nierynkowe, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy Prawo energetyczne, stosuje się do jednostek wytwórczych. W tym zakresie istotna jest definicja jednostki wytwórczej określona w art. 3 pkt 43 ustawy Prawo energetyczne, która stanowi, że jednostka wytwórcza należy do przedsiębiorstwa energetycznego. Tym samym w ww. rozumieniu mikroinstalacja nie jest jednostką wytwórczą.</p>	<p><b>STOEN PGE* PTPIREE</b></p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p><u>W odniesieniu do uwagi w akapicie pierwszym.</u></p> <p>Przepis art. 9c ust. 7a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne należy odczytywać w szczególności w związku z art. 9c ust. 7p tej ustawy, który nakłada na OSDn obowiązek przekazywania OSDp danych dotyczących przyłączonych do jego sieci modułów wytwarzania energii (MWE) oraz magazynów energii elektrycznej (MEE), niezbędnych do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a lub 7b.</p> <p>Jeżeli więc przyjęta byłaby wykładnia, że art. 9c ust. 7a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne stanowi podstawę dla OSP do wydawania poleceń redysponowania za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp tylko wytwórcom przyłączonym do sieci tego OSDp, to nieracjonalnym byłoby wprowadzenie w art. 9c ust. 7p ustawy Prawo energetyczne obowiązku OSDn przekazywania do OSDp danych dotyczących przyłączonych do jego sieci MWE niezbędnych do wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w ust. 7a (skoro na podstawie ust. 7a OSP nie może za pośrednictwem OSDp redysponować tych MWE).</p> <p>Powyższa wykładnia nie może zostać przyjęta, ponieważ dokonując wykładni aktu prawnego należy zakładać racjonalność ustawodawcy. Uwzględniając powyższe na podstawie art. 9c ust. 7a pkt 2 ustawy Prawo energetyczne w zw. z art. 9c ust. 7p należy uznać, że skoro OSDn na potrzeby wydawania i wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne ma obowiązek przekazywania OSDp danych dotyczących przyłączonych do jego sieci MWE, to ten obowiązek ustawodawca wprowadził przewidując prawo OSP do wydawania poleceń tym MWE.</p> <p>Obowiązek współpracy OSDn w ramach realizacji poleceń OSP, o których mowa w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne wynika z art. 9c ust. 3a ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którym OSDn realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z</p>
--	---	--

<p>Powyższe oznacza, że co do zasady prosumenci energii odnawialnej posiadający mikroinstalację nie jest objęty redysponowaniem nierynkowym na polecenie OSP. Co istotne, redysponowanie nierynkowe, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy Prawo energetyczne w związku z art. 13 rozporządzenia 2019/943 jest odrębnym mechanizmem zarządzania jednostkami wytwórczymi od działań podejmowanych w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w oparciu o art. 11d ustawy Prawo energetyczne. Podstawa ta daje prawo wydawania poleceń ograniczenia generacji lub wyłączenia wyłącznie OSP i z tego tytułu ponosi odpowiedzialność. Przykładowe działania podejmowane przez OSP w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej określa art. 11d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, a nadto postanowienia IRiESP. Równolegle, ustawa Prawo energetyczne określa w sposób odmienny zasady pokrywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych kosztów poniesionych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w związku z działaniami, o których mowa w art. 11d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. Zapisy IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego mogą przyczyniać się do niejasności w zakresie rozróżnienia ww. mechanizmów. Choćby w zakresie zasad i kryteriów doboru MWE, wprowadza się wyjątek w zakresie mikroinstalacji poniżej 10 kW, który umożliwia ich redysponowanie jednak wyłącznie pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Kolejno, przykładowo można wskazać, że zgodnie z proponowanym pkt 11.4.4.2. 1 (3) IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, wyłączenie z art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne nie ma zastosowania w przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy czym wyjątek ten powinien być rozumiany wyłącznie w kontekście redysponowania w zakresie równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</p> <p>Z względu na powyższe, wnosimy o modyfikację zapisów IRiESP w zakresie <b>dotyczących</b> redysponowania nierynkowego w zakresie mikroinstalacji, tj. wyłączenie z redysponowania nierynkowego wszystkich mikroinstalacji, z uwzględnieniem wyjątku wynikającego z art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne, który odnosi się wyłącznie do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW. Przy czym powinno być zastrzeżone, że</p>	<p>OSP za pośrednictwem OSD, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.</p> <p><u>W odniesieniu do uwagi w akapicie drugim.</u></p> <p>Przepis art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne upoważnia OSP do wydania polecenia do „ograniczenia pracy” lub „odłączenia od sieci” mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW.</p> <p>Przepis art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne upoważnia OSP do wydania polecenia do „wyłączenia” lub „zmniejszenia mocy wytwarzanej” przez jednostkę wytwórczą.</p> <p>Brak jest argumentów, w szczególności językowych lub funkcjonalnych, dla uznania, że zakres działań, które może polecić OSP na podstawie art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne nie mieści się w zakresie działań, które może polecić OSP na podstawie art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne (w szczególności, odmienne słowa użyte w omawianych przepisach są wynikiem wprowadzenia przepisów w różnym czasie: art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne - 1 lipca 2016 r. [art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> Prawa energetycznego został zmieniony z dniem 7 września 2023 r., ale nie w zakresie omawianych pojęć], a art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne - 7 września 2023 r.; za użyciem innym słów nie idzie jednak wprowadzenie istotnej różnicy znaczeniowej). Z uwagi na powyższe, podstawą prawną dokonywania przez OSP „redysponowania nierynkowego” (oraz wprowadzenia w IRiESP stosownych postanowień):</p> <p>a. mikroinstalacjami o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW jest art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne;</p> <p>b. MWE o mocy zainstalowanej większej niż 50 kW jest art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Kolejno, zgodnie z art. 11c ust. 2 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP podejmuje we współpracy z użytkownikami</p>
--	---

<p>wyjątek ten nie odnosi się do redysponowania nierynkowego, a jedynie poleceń ruchowych. Nadto, należałoby przerehabilitować proponowane zapisy IRiESP, tak by usunąć powiązanie pomiędzy redysponowaniem nierynkowym, a poleceniami wydawanymi w momencie ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Pozostawienie obecnego brzmienia może powodować wątpliwość choćby w zakresie tego, w jaki sposób i jakie wynagrodzenie należne będzie wytwórcom. Art. 11d ustawy Prawo energetyczne przewiduje bowiem odrębne zasady zwrotu kosztów na rzecz wytwórców, którzy podporządkowali się poleceniom, o którym mowa w ust. 1 ww. artykułu. Zaproponowane przez OSP zapisy IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego prowadzą do wniosku, że praktycznie cały ciężar zadań i obowiązków związanych z redysponowaniem nierynkowym zostanie przeniesiony na OSDp, co wiązać się będzie z ponoszeniem przez OSDp znacznych dodatkowych kosztów, tym kosztów pracowniczych (konieczność zatrudnienia nowych pracowników do obsługi tych procesów), które nie są obecnie uwzględnione w taryfach OSDp jako uzasadnione koszty prowadzonej działalności gospodarczej. Tym samym w naszej ocenie zasadne jest przeprowadzenie przez OSP analizy kosztowej proponowanych rozwiązań, w tym ich wpływ na działalność OSDp, co w konsekwencji może stanowić dodatkową informację dla Prezesa URE w celu zatwierdzenia przedmiotowych zmian IRiESP, a następnie w konsekwencji zmian IRiESD i uznania ww. kosztów jako koszty uzasadnione działalności OSDp zgodnie z art. 45 ust. 1o ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p>systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom. Wskazany przepis stanowi podstawę redysponowania nierynkowego mikroinstalacjami o mocy zainstalowanej równej lub mniejszej niż 10 kW. Powyższemu odpowiada pkt <b>11.4.4.2. 2.</b> IRiESP - Korzystanie, zgodnie z którym redysponowanie nierynkowe grupą mocową mniejszą lub równą 10 kW jest możliwe pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p>
	<p>Z uwagi na powyższe, brak jest podstaw, aby postanowienia IRiESP dotyczące redysponowania nierynkowego nie odnosiły się do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej równej lub mniejszej niż 10 kW.</p>
	<p>Biorąc pod uwagę powyższe, brak jest też podstaw, aby z zakresu zmian IRiESP dotyczących redysponowania nierynkowego wyłączyć mikroinstalacje.</p>
	<p>Odnosząc się do uwagi dotyczącej przerehabilitowania proponowanych zapisów IRiESP, tak by usunąć powiązanie pomiędzy redysponowaniem nierynkowym, a poleceniami wydawanymi w przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, zwrócić należy uwagę, że OSP podejmując działania mające wpływ na użytkowników systemu zawsze precyzyjnie określa charakter takich działań, co nie pozostawia wątpliwości, w jakim reżimie prawnym dochodzi do zmiany schematu wytwarzania, obciążenia lub obu, w odniesieniu do MWE przyłączonego do sieci.</p>
	<p><u>W odniesieniu do uwagi w ostatnim, trzecim akapicie (w aspekcie analizy kosztów).</u></p>
	<p>Podział zadań poszczególnych operatorów systemu (OS) w zw. z redysponowaniem nierynkowym, w tym przeprowadzeniem procesu rozliczeń finansowych, określony został przez ustawodawcę</p>

			<p>i wynika z ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7a - 7p). Karta aktualizacji nr 2 jest zgodna z powołanymi przepisami.</p> <p>W związku z powyższym koszty wykonywania przez OSD zadań i obowiązków związanych z redysponowaniem nierynkowym są elementem kosztów operacyjnych wykonywania działalności dystrybucyjnej, a więc są kosztami uzasadnionymi, które powinny być skalkulowane jako podstawa stawek opłat w taryfie OSD. Sugestia dot. dokonania przez OSP analizy kosztów przyszłych potencjalnych redukcji dokonywanych przez OSD jest niezrozumiała. OSP nie posiada wiedzy nt. przyszłej strategii prowadzenia działalności przez OSD w tym obszarze. Analiza ta wykracza dalece poza zakres zmian przewidziany Kartą aktualizacji nr 2.</p>
6.	<p>W odniesieniu do treści Karty aktualizacji dotyczącej redysponowania nierynkowego:</p> <p>1. Proponowane przez OSP zapisy IRiESP wykraczają poza art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. W naszej ocenie zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu <b>do tej sieci dystrybucyjnej</b> (tj. do sieci dystrybucyjnej OSDp). Stąd OSP jest uprawniony do wydawania polecenia redysponowania w stosunku do OSDp jedynie w odniesieniu do zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp. Tym samym wnosimy o wykreślenie z całej treści IRiESP dotyczącej redysponowania nierynkowego zapisów odnoszących się do obszaru sieci OSDp/OSDn i wprowadzenie do IRiESP odniesienia się jedynie do sieci dystrybucyjnej OSDp.</p> <p>Wnosimy o modyfikację zapisów IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego w zakresie mikroinstalacji, tj. wyłączenie z redysponowania nierynkowego wszystkich mikroinstalacji, z uwzględnieniem wyjątku wynikającego z art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne, który odnosi się wyłącznie do mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW. Przy czym powinno być zastrzeżone, że wyjątek ten nie odnosi się do redysponowania nierynkowego, a jedynie poleceń ruchowych. Przy okazji należałoby przerehabilitować proponowane zapisy IRiESP tak, by usunąć powiązanie pomiędzy redysponowaniem nierynkowym, a poleceniami wydawanymi w</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>

	<p>momencie ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Pozostawienie obecnego brzmienia może powodować wątpliwość w zakresie tego, w jaki sposób i jakie wynagrodzenie należne będzie wytwórcom. Art. 11d ustawy Prawo energetyczne przewiduje bowiem odrębne zasady zwrotu kosztów na rzecz wytwórców, którzy podporządkowali się poleceniom, o którym mowa w ust. 1 ww. artykułu. Zaproponowane przez OSP zapisy IRiESP w zakresie redysponowania nierynkowego prowadzą do wniosku, że praktycznie cały ciężar zadań i obowiązków związanych z redysponowaniem nierynkowym zostanie przeniesiony na OSDp. Zasadne jest przeprowadzenie przez OSP analizy kosztowej proponowanych rozwiązań, w tym ich wpływ na działalność OSDp, co w konsekwencji może stanowić dodatkową informację dla Prezesa URE w celu zatwierdzenia przedmiotowych zmian IRiESP, a następnie w konsekwencji zmian IRiESD i uznania ww. kosztów jako koszty uzasadnione działalności OSDp zgodnie z art. 45 ust. 1o ustawy Prawo energetyczne.</p>		
7.	<p>W odniesieniu do funkcjonowania portalu usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI) oraz portalu Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE), proponujemy wprowadzić okres przejściowy polegający na tym, że zapisy IRiESP dotyczące portalu PSDI i portalu WOZE, w tym realizacji obowiązków podmiotów zobowiązanych do korzystania z tych portali, weszły w życie <b>co najmniej</b> 12 miesięcy po dacie wejścia w życie zmian IRiESP wynikających z Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 IRiESP.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z dokumentem wyjaśniającym do Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024, jej postanowienia wejdą w życie w dacie określonej przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej zmiany IRiESP, określone w tej karcie aktualizacji. Przy czym, OSP po zakończeniu procesu konsultacji planuje wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie zmian IRiESP z datą wejścia w życie od dnia 1 stycznia 2025 r., z uwzględnieniem części zmian dotyczących redysponowania nierynkowego, dla których określono termin obowiązywania od dnia 1 stycznia 2026 r. Mając na względzie wydłużony termin wejścia w życie dla poszczególnych postanowień dotyczących redysponowania (które nie zostały jednoznacznie wyodrębnione), tym bardziej uzasadnionym jest wprowadzenie okresu przejściowego w odniesieniu do funkcjonowania portalu PSDI oraz portalu WOZE. Jest to niezbędne w celu dostosowania się użytkowników portalu PSDI</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W odpowiedzi na niniejszą uwagę, zostały wprowadzone poniżej wymienione zmiany w pkt. <b>5.7.5.</b> IRiESP – Korzystanie.</p> <p>Należy zwrócić uwagę, że wdrożenie narzędzi elektronicznych (portali) wykorzystywanych do rozliczeń rekompensat za redysponowanie nierynkowe, jest spowodowane dążeniem do przyspieszenia procesu obsługi wniosków o rekompensatę za redysponowanie nierynkowe. W sytuacji występowania nierynkowych redukcji OZE, a w konsekwencji bardzo znaczącej (idącej w tysiące) ilości wniosków o rekompensatę, wdrożenie ww. narzędzi umożliwi znaczące przyspieszenie ich obsługi, a więc również wypłaty rekompensat. Wdrożenie ww. narzędzi ułatwi również wytwórcom OZE szybsze składanie wniosków i ograniczenie błędów popełnianych przy ich składaniu.</p> <p>OSP planuje udostępnić portal WOZE na przełomie III/IV kw. 2024 r., tj. przed planowaną datą wejścia w życie zmiany IRiESP. W związku z powyższym składanie i obsługa wniosków o rekompensaty</p>

<p>oraz portalu WOZE, w tym OSDp, do wymiany danych i informacji poprzez te portale. Zaproponowana długość okresu przejściowego wynika m.in. z konieczności dostosowania użytkowanych systemów informatycznych OSDp do współpracy z tymi portalami. Udział OSDp w obsłudze procesów i zadań związanych z redysponowaniem nierynkowym w treści proponowanej przez OSP wymaga zbudowania nowych narzędzi informatycznych po stronie OSDp (ze względu na skalę zjawiska nie jest możliwa właściwa realizacja np. w arkuszu kalkulacyjnym – excel), a zakres tych narzędzi będzie dość spory (m.in. rankingi kosztowe, wyliczanie rekompensat i kar, tworzenie raportów). Zakładając, że zmiany wynikające z Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 wejdą w życie 1 stycznia 2025 r., wprowadzenie proponowanego 12-miesięcznego okresu w odniesieniu do funkcjonowania portalu PSDI oraz portalu WOZE (ukierunkowanych na zarządzanie redysponowaniem nierynkowym), będzie pokrywało się z wejściem w życie pozostałych postanowień w zakresie redysponowania.</p>	<p>uwzględniająca funkcjonalności, o których mowa w projekcie zmiany IRiESP będzie dostępna wcześniej, dlatego zasadnym jest, aby określoną w IRiESP datą uruchomienia portalu WOZE była data wejścia w życie procedowanej zmiany IRiESP.</p>
	<p>W początkowym okresie funkcjonowania portalu WOZE nie przewiduje się wymiany danych i informacji w oparciu o dokumenty elektroniczne. Jeżeli taki wymóg zostanie zidentyfikowany w przyszłości, zgodnie z proponowanymi zapisami, OSP opublikuje z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem stosowną informację i standardy wymiany danych. W ocenie OSP jest to termin wystarczający do dostosowania użytkowników systemu do przekazywania danych i informacji w określanych przez OSP standardach.</p>
	<p>W zakresie portalu PSDI zaproponowano etapowe wdrażanie jego poszczególnych funkcjonalności oraz wymóg informowania przez OSP z co najmniej 90 wyprzedzeniem o wdrażaniu danego etapu wraz z publikacją standardów wymiany danych. W ocenie OSP jest to termin wystarczający do dostosowania użytkowników systemu do przekazywania danych i informacji w określanych przez OSP standardach.</p>
	<p>Ponadto należy zwrócić uwagę, że zgodnie z propozycją dotyczącą terminów wejścia w życie zmiany IRiESP określoną we wniosku do Prezesa URE, postanowienia dotyczące Załącznika K2 miałyby wejść w życie w okresie 6 miesięcy od wejścia w życie zmiany IRiESP, co będzie dodatkowym czasem dla użytkowników systemu, w tym w szczególności OSD na dostosowanie do korzystania z portalu PSDI w części dotyczącej nierynkowego redysponowania. Należy nadto wskazać, iż w zakresie funkcjonowania portalu PSDI w części dotyczącej rozliczania rekompensat za redysponowanie nierynkowe w początkowym etapie jego wdrożenia, OSP przewiduje wymianę/wprowadzenie do PSDI danych przez OSDp w zakresie i formie jak stosowane obecnie w ramach współpracy OSP-OSDp.</p>
	<p>Poniżej zmiany wprowadzone na podstawie uwagi.</p>

			<p>W pkt <b>5.7.5.</b> wprowadza się pkt 8. i 9. w brzmieniu:</p> <p>„8. OSP udostępni portal WOZE z dniem wejścia w życie zmiany IRiESP wprowadzonej Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024. Jeżeli korzystanie z portalu WOZE będzie wymagało wymiany dokumentów w postaci elektronicznej, OSP z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem opublikuje o tym informację na stronie internetowej OSP wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikacją techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu WOZE.</p> <p>9. Portal PSDI będzie wdrażany etapowo, a w poszczególnych etapach wdrażane będą jedna albo więcej funkcjonalności, o których mowa w pkt 2. OSP opublikuje na stronie internetowej OSP informację o terminie wdrażania danego etapu i standardy wymiany danych, w tym specyfikację techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu PSDI z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem, w stosunku do daty wdrożenia zmian w danym etapie.”.</p>
8.	<p>W odniesieniu do funkcjonowania portalu usług systemowych i działań interwencyjnych (portal PSDI) oraz portalu Wnioski OZE dla wytwórcy (portal WOZE), proponujemy wprowadzić okres przejściowy polegający na tym, że zapisy IRiESP dotyczące portalu PSDI i portalu WOZE, w tym realizacji obowiązków podmiotów zobowiązanych do korzystania z tych portali, weszły w życie co najmniej 12 miesięcy po dacie wejścia w życie zmian IRiESP wynikających z Karty aktualizacji.</p> <p>Zakładając, że zmiany wynikające z Karty wejdą w życie 1 stycznia 2025 r., wprowadzenie proponowanego 12-miesięcznego okresu w odniesieniu do funkcjonowania portalu PSDI oraz portalu WOZE (ukierunkowanych na zarządzanie redysponowaniem nierynkowym), będzie pokrywało się z wejściem w życie pozostałych postanowień w zakresie redysponowania.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.</p>
9.	<p>Wymagania stawiane obecnie przez OSP w zakresie ilości przekazywanych danych dotyczących prowadzenia ruchu i bilansowania systemu wymusza na OSD dokonanie zmian organizacyjnych, albowiem znacząco wykracza to poza</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON</b>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

	ramy dotychczasowych form współdziałania i możliwości fizyczne aktualnie utrzymywanych zasobów w strukturach OSD.	<b>STOEN PGE PTPIREE</b>	Wymagania nałożone na OSD i OSP przez regulacje prawne, w tym takie jak rozporządzenie 2019/943 oraz UC 74 wymuszają na OSP i OSD wykonanie szeregu zmian organizacyjnych, w tym wdrożenie wielu nowych procesów. Bardzo istotnym nowym procesem jest przetwarzanie informacji pozyskiwanych ze źródeł OZE przyłączonych do sieci OSD. Powyższe wymagania wynikają ze zmieniającego się charakteru pracy sieci OSD w sytuacji, gdy ponad 90% źródeł OZE jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, a ich praca ma fundamentalny wpływ na warunki pracy sieci dystrybucyjnej, jak i całego KSE, w tym jego bilansowanie.
10.	Wprowadzone zapisy w IRiESP w wielu przypadkach odnoszą się do wymiany danych poprzez portale, które na chwilę obecną nie są jeszcze uruchomione, ale zakres danych określony w IRiESP i innych dokumentach powiązanych ma być już przekazywany na zasadach dotychczasowej współpracy, co w naszej ocenie nie powinno mieć miejsca.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE LEWIATAN</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Prawidłowe wypełnianie obowiązków OSP i OSD, w tym wynikających z UC 74 wymaga wymiany szeregu informacji pomiędzy operatorami systemu. Do czasu wdrożenia odpowiednich narzędzi informatycznych zakres wymaganych przez OSP danych będzie ograniczony do niezbędnego zakresu, w jakim są one wymagane, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej.  Dodatkowo, patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.
11.	Uwaga ogólna do części - WARUNKI KORZYSTANIA, PROWADZENIA RUCHU, EKSPLOATACJI I PLANOWANIA ROZWOJU SIECI punkt 7. PLANOWANIE ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 kV.  PSE przygotowując Plan Rozwoju sieci opiera się na ankietyzacji wysyłanej do wytwórców o eksploatacji istniejących źródeł i planowanych nowych źródłach. Ma to swoje istotne wady. Po pierwsze, ankiety nie są jednoznacznie powiązane z planem rozwoju i wynikają z innej podstawy prawnej. Po drugie, ankiety są wypełniane w dwóch scenariuszach, które to scenariusze nie są zgodne ze scenariuszami Planu Rozwoju. Po trzecie, istnieje niefortunny harmonogram przygotowywania ankiet i Planu Rozwoju, co powoduje, że przykładowo w	<b>PGE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Dane pochodzące z ankietyzacji sektora wytwórczego mają rolę wyłącznie wspierającą w przygotowaniu scenariuszy do planu rozwoju. Głównym celem planu rozwoju jest ustalenie zakresu wymaganej rozbudowy sieci, która będzie gotowa w przypadku materializacji różnych scenariuszy. Plan nie ma na celu koordynacji działań inwestycyjnych poszczególnych podmiotów. Załączana do planu rozwoju analiza spodziewanego pokrycia zapotrzebowania ma



	<p>ostatniej edycji Planu Rozwoju były brane pod uwagę nieaktualne informacje z ankiet.</p> <p>Propozycja rozwiązania: zaplanowanie nowego sposobu wymiany informacji o odstawieniach i uruchomieniach nowych bloków, które brałyby pod uwagę większy zakres rozważanych ruchów inwestycyjnych i dezinvestycyjnych oraz byłyby sprzężone harmonogramowo, aby nie dochodziło do wykorzystania nieaktualnych informacji. Jednocześnie, należałoby rozważyć szybką ścieżkę aktualizacji planu rozwoju (np. co rok), który uwzględniałby istotne informacje o odstawieniach bądź uruchomieniach nowych jednostek typu D o określonej mocy (np. ponad 100 MW).</p>		<p>charakter uzupełnienia informacji o spodziewanych kierunkach zmian.</p>
12.	<p>Termin konsultacji publicznych Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 ustalony na okres wakacyjny, obejmujący tydzień 12-18.08.2024, który zwyczajowo traktowany jest jako „długi weekend”, utrudnia pełne zrozumienie zakresu i wpływu proponowanych zmian na ich działalność biznesową oraz właściwe przygotowanie uwag przez uczestników rynku. Zmian w IRiESP jest dużo, są wprowadzone bez wcześniejszych zapowiedzi i dotyczą niezwykle istotnych dla uczestników rynku aspektów, dlatego wnosimy o wydłużenie terminu konsultacji o kolejny miesiąc do 24.09.2024. Jesteśmy świadomi obowiązku OSP do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia, zaktualizowanej IRiESP, w terminie wynikającym z przepisów „UC74”, tj. do dnia 7 września 2024 roku. Uważamy jednak, że dotrzymanie tego terminu nie powinno odbywać się ze szkodą dla rzetelnie przeprowadzonego procesu konsultacji publicznych.</p> <p>Za szczególnie istotne i wymagające dłuższej dyskusji uznajemy propozycje zmian dotyczące:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sposobu wydawania poleceń redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV, BG i MEE;</li> <li>• Wpływu redysponowania nierynkowego na niezbilansowanie POB, który do czasu wdrożenia zapowiedzianego rozwiązania docelowego polegającego na korekcie ER (termin 01.01.2026), skazuje POB i właścicieli redysponowanych MWE i MEE na inherentny konflikt interesów, opisany szerzej w części dotyczącej uwag szczególnych;</li> </ul>	<b>PIME</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP ma obowiązek przedłożyć zmiany IRiESP wynikające z UC 74 do zatwierdzenia Prezesowi URE w terminie do dnia 7 września 2024 r., który to termin wynika bezpośrednio z przepisu art. 30 ust. 1 UC 74. Zaproponowane wydłużenie okresu konsultacji, uniemożliwiłoby OSP dotrzymanie powyższego terminu.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usługi GWS, w szczególności zbadania czy nie stanowi ona niedozwolonej pomocy publicznej dla jednostek nie pokrywających kosztów swojej działalności strumieniami przychodowymi pochodzącymi z rynku hurtowego, aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym i świadczenia usług systemowych nie dotyczących częstotliwości;</li> </ul> <p>Możliwości świadczenia zarówno usług elastyczności jak i usług bilansujących przez jeden zasób.</p>		
13.	<p>Termin konsultacji publicznych Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 (dalej „Karta nr 2”) ustalony na okres wakacyjny, obejmujący także tydzień 12-18 sierpnia 2024 r., który zwyczajowo traktowany jest jako tzw. „długi weekend”, utrudnia pełne zrozumienie zakresu i wpływu proponowanych w Karcie nr 2 zmian na działalność biznesową oraz właściwe przygotowanie uwag przez uczestników rynku. Zmian w IRiESP jest dużo, są wprowadzone bez wcześniejszych zapowiedzi i dotyczą niezwykle istotnych dla uczestników rynku aspektów, dlatego Towarzystwo Obrotu Energią (dalej „TOE”) wystąpiło o wydłużenie terminu konsultacji (niestety PSE negatywnie ustosunkowało się do tej prośby). Oczywiście Członkowie TOE są świadomi obowiązku OSP do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia zaktualizowanej IRiESP w terminie wynikającym z przepisów „UC74”, tj. do dnia 7 września 2024 r. Uważamy jednak, że dotrzymanie tego terminu nie powinno odbywać się ze szkodą dla rzetelnie przeprowadzonego procesu konsultacji publicznych. Za szczególnie istotne i wymagające dłuższej analizy szczegółowej oraz dyskusji uznajemy propozycje zmian dotyczące:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sposobu wydawania poleceń redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV, BG i MEE;</li> <li>• wpływu redysponowania nierynkowego na niezbilansowanie POB, który do czasu wdrożenia zapowiedzianego rozwiązania docelowego polegającego na korekcie ER (termin 01.01.2026), „skazuje” POB i właścicieli redysponowanych MWE i MEE na inherentny konflikt interesów, opisany szerzej w części dotyczącej uwag szczególnych;</li> <li>• jawności zasad kontraktowania usługi GWS, w szczególności zbadania czy nie stanowi ona niedozwolonej pomocy publicznej dla jednostek, które</li> </ul>	TOE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12.</p>

	nie pokrywają kosztów swojej działalności strumieniami przychodowymi pochodzącymi z rynku hurtowego, aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym i świadczenia usług systemowych nie dotyczących częstotliwości;  możliwości świadczenia zarówno usług elastyczności, jak i usług bilansujących przez jeden zasób.		
14.	W dokumencie, mówiąc o zerowym koszcie energii, OSP posługuje się naprzemiennie dwiema formami zapisu - „zero PLN/MWh” lub „0 PLN/MWh”. Należy ujednoclić sposób zapisu w całym dokumencie.	<b>PIME</b>	<u>Uwaga uwzględniona</u>  W Karcie aktualizacji nr 2 każdorazowo, w przypadku wystąpienia oznaczenia „zero PLN/MWh” zastąpiono oznaczeniem „0 zł/MWh”, a skrót „PLN” zastąpiono skrótem „zł”.
15.	(uwaga redakcyjna) W dokumencie, mówiąc o zerowym koszcie energii, OSP posługuje się naprzemiennie dwiema formami zapisu - „zero PLN/MWh” lub „0 PLN/MWh”. Proponujemy ujednoclić sposób zapisu w całym dokumencie.	<b>TOE</b>	<u>Uwaga uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 14.
16.	Przed wykorzystaniem nierynkowego redysponowania OSP powinien wykorzystywać wszelkie dostępne zasoby rynkowe, w tym także rezerwę zastępczą (RRd) w dół, obecnie nie kontraktowaną przez OSP oraz Interwencyjne Zwiększenie Poboru. Pozwolić to może na zmniejszenie ograniczeń generacji odnawialnej, a także na zmniejszenie wysokich kosztów rezerw aFRRd i mFRRd, których wysokość świadczy o deficycie takich rezerw. Jednocześnie świadczenie usług RRd jest dla mniejszych i agregowanych podmiotów dużo mniej kosztowne niż dla rezerw aFRRd i mFRRd, co może przyczynić się do zwiększenia podaży usług bilansujących.	<b>TOE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Zgłoszona uwaga wskazuje na konieczność kontraktowania przez OSP usługi bilansującej - mocy bilansującej dotyczącej rezerwy zastępczej w dół (RR <sup>D</sup> ). OSP ma obecnie, zgodnie z przepisami, taką możliwość, jednakże uruchomienie takiego procesu, tj. kontraktowania takiej usługi wymaga większej dojrzałości rynku, tj. co najmniej większej podaży ofert redukcyjnych na RB.
17.	Skoro w IRiESP poświęcono miejsce na opis, wymagania i funkcjonalność różnego rodzaju portali klienckich w tym PSDI i WOZE to być może warto wpisać tutaj i wymusić opracowanie przez OSE Portali Przyłączeniowych służących do obsługi o optymalizacji procesu wydania Warunków Przyłączenia.	<b>SEVIVON</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  OSP planuje wdrożenie systemu do obsługi przyłączy, przy czym na obecnym etapie nie jest możliwe określenie wiążącego terminu wykonania i uruchomienia takiego systemu.

18.	<p>Ranking kosztowy dla redysponowania nierynkowego – mechanizm rankingu powinien traktować równo wszystkich uczestników rynku bez względu na czas przyłączenia do sieci.</p>	<p><b>SEVIVON</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Równe traktowanie wszystkich uczestników rynku musi uwzględniać obowiązujące regulacje art. 12 ust. 2 i 6 rozporządzenia 2019/943 dotyczące nadawania priorytetu MWE wykorzystującym odnawialne źródła energii, w zakresie w jakim pozwala na to bezpieczna praca KSE. Obowiązek stosowania powołanych przepisów implikuje uwzględnienie w rankingu daty uruchomienia MWE, o której mowa w tych przepisach.</p>
19.	<p>Karta aktualizacji zawiera postanowienia niezgodne z:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej <b>Rozporządzenie 2019/943</b>),</li> <li>2) Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (dalej <b>Rozporządzenie 2024/1747</b>),</li> <li>3) Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej <b>Dyrektywa 2018/2001</b>)</li> <li>4) Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (dalej <b>Dyrektywa 2024/1711</b>).</li> </ol> <p>W konsekwencji, mając na uwadze obowiązujące w Polsce zasady dotyczące źródeł prawa, zmiany te będą bezwzględnie nieważne lub nie będą mieć zastosowania. Powyższe powoduje, że ich zatwierdzenie może wprowadzić niepewność prawną na rynku, narażając zarówno OSP na odpowiedzialność odszkodowawczą, jak i w niektórych przypadkach Skarb Państwa, jeśli</p>	<p><b>PV-65 LEWIATAN</b></p> <p>*</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga, że Karta aktualizacji nr 2 zawiera postanowienia niezgodne z aktami prawa unijnego przywołanymi w uwadze jest nieuzasadniona, gdyż nie wskazuje, w odniesieniu do których przepisów tych aktów - w ocenie autora tej uwagi - występuje zarzucana niezgodność. W konsekwencji brak jest podstaw do merytorycznego i rzeczowego ustosunkowania się do tak ogólnie sformułowanej uwagi.</p> <p>W uzupełnieniu należy jedynie wskazać, że przedmiotowa Karta aktualizacji stanowi wypełnienie przez OSP obowiązku wynikającego z przepisu art. 30 ust. 1 UC 74 do opracowania i przedłożenia Prezesowi URE zmiany IRiESP dostosowanej do przepisów ustawy Prawo energetyczne, zmienionych przepisami UC 74. W tym zakresie przepisy ustawy Prawo energetyczne stanowią właściwy wzorzec kontroli zgodności proponowanych zmian IRiESP z przepisami prawa w rozumieniu art. 9g ust. 8d pkt 1 ustawy Prawo energetyczne.</p>

<p>postanowienia te zostaną zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki niezgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.</p>		
<p>Tym samym zmiana wprost narusza wymóg określony w art. 9g ust. 8d pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (dalej Prawo energetyczne) z uwagi na sprzeczność niektórych postanowień z powszechnie obowiązującymi przepisami prawa.</p>		
<p><b>UZASADNIENIE</b></p>		
<p>Unijne rozporządzenia <b>mają pierwszeństwo przed ustawami krajowymi</b> na podstawie wyraźnych postanowień prawa unijnego oraz polskiej Konstytucji. W konsekwencji akty prawne niższego rzędu muszą być w pierwszej kolejności zgodne z przepisami wyższego rzędu, w tym rozporządzeniami unijnymi.</p>		
<p>Zgodnie z artykułem 9 Konstytucji RP, Rzeczpospolita Polska przestrzega wiążącego ją prawa międzynarodowego, co odnosi się także do zobowiązań wynikających z członkostwa w Unii Europejskiej. Artykuł 91 ust. 3 Konstytucji stanowi, że jeżeli wynika to z ratyfikowanej umowy międzynarodowej (takimi umowami są m.in. traktaty kształtujące organizację, jaką jest Unia Europejska), prawo uchwalone przez organizację międzynarodową, w tym UE, ma pierwszeństwo przed ustawami krajowymi w przypadku ewentualnej kolizji (sprzeczności, rozbieżności itp.). Potwierdzenie zasady prymatu prawa unijnego znajduje się również w orzecznictwie polskiego Trybunału Konstytucyjnego. W szczególności w wyroku z 11 maja 2005 roku (K 18/04, znanym jako "Orzeczenie Akcesyjne"), Trybunał Konstytucyjny potwierdził, że prawo Unii Europejskiej ma pierwszeństwo przed ustawami krajowymi, stwierdzając, że w razie kolizji między normami prawa krajowego a prawem UE, <b>normy prawa UE mają pierwszeństwo stosowania.</b></p>		
<p>Prymat prawa europejskiego wynika również bezpośrednio z przepisów unijnych. Traktat o Unii Europejskiej (TUE) w artykule 4 ust. 3 stanowi o zasadzie lojalnej współpracy między UE a państwami członkowskimi, która wymaga respektowania przez państwa członkowskie unijnego prawa. Dodatkowo, Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE) w artykule 288 wyjaśnia, że rozporządzenia mają zasięg ogólny i <b><u>są wiążące w całości oraz bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich</u></b>, natomiast <b>dyrektywy</b></p>		

	<p><b>wiążą każde państwo członkowskie, do którego są skierowane, w zakresie rezultatu.</b> Bezpośredni skutek dyrektyw w stosunku do państwa członkowskiego, jak i spółek Skarbu Państwa, nawet w przypadku braku ich implementacji był wielokrotnie potwierdzany w orzecznictwie TSUE<sup>2</sup>, tym samym oceniając wprowadzone w Karcie aktualizacji postanowienia należy mieć również na uwadze dyrektywy unijne, w tym w szczególności Dyrektywę 2024/1711, tak aby rozwiązania przyjęte w Karcie aktualizacji nie stały w sprzeczności z celem tych dyrektyw.</p> <p>Oznacza to, że zarówno w przypadku sprzeczności polskiej ustawy z rozporządzeniem unijnym pierwszeństwo ma prawo unijne, a tym bardziej w przypadku sprzeczności aktów niższego rzędu z tym prawem. Tym samym dokonując weryfikacji zmian w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) należy mieć na uwadze podstawowe zasady źródeł prawa, tak aby nie dopuszczać by w obiegu prawnym znajdowały się przepisy oczywiście sprzeczne z aktami wyższego rzędu. <b>Niezależnie od powyższego, również na gruncie relacji umownej pomiędzy OSP a danym użytkownikiem systemu, w przypadku kwalifikowania IRiESP jako regulaminu w rozumieniu art. 384 § 1 k.c. w związku z art. 9g ust. 12 ustawy Prawo energetyczne, sprzeczność postanowień instrukcji z powszechnie obowiązującymi przepisami, będzie skutkowałą ich nieważnością na podstawie art. 58 § 1 w zw. z § 3 k.c.</b></p>		
20.	<p>Redysponowanie nierynkowe zostało potraktowane jako podstawowe rozwiązanie problemu niezbilansowania energii elektrycznej w sieci (nadwyżka produkcji) niezgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (<b>dalej Rozporządzenie 2019/943</b>). Tym samym zmiana narusza wymóg określony w art. 9g ust. 8d pkt 1 Prawa energetycznego.</p> <p><b>UZASADNIENIE</b></p> <p>Rozporządzenie 2019/943 w swoich motywach kładzie szczególny nacisk na konieczność promowania mechanizmów rynkowych jako głównych narzędzi</p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W warunkach zliberalizowanego europejskiego rynku energii elektrycznej, którego integralną częścią jest krajowy rynek energii, mechanizmy rynkowe powinny być co do zasady wystarczającym środkiem bilansowania produkcji energii elektrycznej z jej zużyciem przy jednoczesnym spełnieniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznych. Oznacza to, że umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) zawierane przez użytkowników systemu powinny</p>

<sup>2</sup> Np. TSUE C-127/02 Landelijke Vereniging tot Behoud van de Waddenzee i Nederlandse Vereniging tot Bescherming van Vogels v. Staatssecretaris van Landbouw, Natuurbeheer en Visserij; połączone sprawy C-152/07 – 154/07 Arcor AG & Co. KG and Others v. Bundesrepublik Deutschland

<p>zarządzania systemem elektroenergetycznym. Zasada ta ma na celu zapewnienie efektywności rynku, ochrony konkurencji i minimalizacji interwencji administracyjnych, które mogą zaburzać funkcjonowanie rynkowych mechanizmów bilansowania energii.</p> <p>Motyw 2 Rozporządzenia 2019/943 wskazuje, że celem polityki energetycznej w Unii Europejskiej jest m.in. zwiększenie efektywności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Z kolei motyw 25 podkreśla, że <i>odstępstwa od podstawowych zasad rynku, takich jak obowiązek bilansowania, dysponowanie oparte na warunkach rynkowych lub redysponowanie, ograniczają sygnały elastyczności i funkcjonują jako przeszkody w opracowywaniu takich rozwiązań jak magazynowanie energii, odpowiedź odbioru czy agregacja</i>. W motywie tym wskazano, że również, że <i>szerokie odstępstwa obejmujące całe technologie są sprzeczne z celem, jakim jest osiągnięcie efektywnych, opartych na zasadach rynkowych procesów obniżania emisyjności, dlatego należy je zastąpić bardziej ukierunkowanymi środkami</i>.</p> <p>Również podstawowe zasady dotyczące funkcjonowania rynków określone w art. 3 Rozporządzenia 2019/943 w większości opierają się na konieczności zapewnienia zasad rynkowych. W tym kontekście Rozporządzenie 2019/943 wyraźnie wskazuje, że redysponowanie nierynkowe nie może być standardowym narzędziem zarządzania systemem, ale raczej środkiem ostatecznym, stosowanym wyłącznie w sytuacjach kryzysowych, gdy mechanizmy rynkowe nie są w stanie przywrócić równowagi w systemie.</p> <p>Dodatkowo zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a) Rozporządzenia 2019/943 OSP (i OSD) powinno „<i>gwarantować zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu</i>”, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie <i>i dotyczy nie więcej niż 5% rocznej wielkości energii</i></p>	<p>bilansować podaż i popyt na energię elektryczną nie naruszając przy tym dopuszczalnych granic technicznych pracy sieci elektroenergetycznych. Tak się jednak nie dzieje z powodu uproszczonych zasad funkcjonowania europejskiego rynku energii elektrycznej, implementowanych w takim kształcie przede wszystkim w celu ułatwienia i kontynuacji wcześniejszej działalności uczestników rynku. W związku z tym europejscy operatorzy systemów elektroenergetycznych są zmuszeni do podejmowania działań korygujących lub uzupełniających wyniki mechanizmów rynkowych, wśród których to działań podstawowe znaczenie ma redysponowanie generacji.</p> <p>Redysponowanie jest stosowane w skali całego europejskiego rynku energii elektrycznej do zarządzania rozpiętymi mocy czynnej i napięciami. W tym zakresie polega ono na zaniżaniu generacji w jednych lokalizacjach i zwiększaniu jej w innych (redysponowanie dwustronne), w celu spełnienia kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznych przy nienaruszeniu bilansu mocy w systemie wynikającego z zawartych USE. Na niektórych rynkach europejskich, w tym również w zakresie krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), redysponowanie jest również stosowane do bilansowania podaży i popytu na energię elektryczną. W tym zakresie polega ono na zmianie generacji w jednym kierunku (redysponowanie jednostronne) - jej zmniejszeniu w przypadku nadmiernej generacji albo jej zwiększeniu w przypadku niewystarczającej generacji. Opierając się na doświadczeniach z rynków energii w innych krajach należy oczekiwać, że stosowanie na dużą skalę redysponowania w celu bilansowania KSE, co ma obecnie miejsce w KSE, jest działaniem przejściowym, i że zostanie szybko zastąpione mechanizmami rynkowymi. Wsparciem dla tego jest wdrożona już reforma rynku bilansującego, którego rozwinięcie nastąpiło w szczególności poprzez wdrożenie Warunków dotyczących bilansowania, zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją DRR.WRE.744.17.2023.ŁW z dnia 27 września 2023 r. i z dnia 26 stycznia 2024 r. oraz zmiany projektowane w Karcie aktualizacji nr 2, w szczególności infrastruktura rynkowa budowana jako alternatywa</p>
--	---

	<p><b><u>wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci</u></b>.</p> <p>Natomiast nie tylko treść zmian Karty aktualizacji wskazuje na sprzeczność z przepisami Rozporządzenia 2019/943 i jego celami, ale również wyjaśnienia przekazane przez Prezesa PSE na spotkaniu w dniu 9 sierpnia 2024 roku, gdzie wprost wskazano, że redysponowania nierynkowe są dla PSE „zamiennikiem redysponowania rynkowego”. Zmiany w Karcie aktualizacji wskazują, że podmiotami, do których będą kierowane polecenia redysponowania nierynkowego są właśnie wytwórcy posiadający odnawialne źródła energii, przede wszystkim farmy fotowoltaiczne oraz farmy wiatrowe.</p> <p>Zmiany karty aktualizacji sankcjonują <b>niezgodną z prawem praktykę rozwiązywania problemu związanego z niebilansowaniem energii w sieci</b>, w związku z: a) nieterminowym rozwojem sieci energetycznej, b) wspieraniem źródeł konwencjonalnych niezgodnie z przyjętymi zobowiązaniami klimatycznymi, c) brakiem odpowiedniego dofinansowania ze strony Skarbu Państwa i wprowadzeniem działań dyskryminujących wytwórców OZE na wielu płaszczyznach, w konsekwencji przyczyniając się do: a) zahamowania rozwoju OZE, b) realnego masowego zagrożenia niewypłacalnością wytwórców OZE poprzez brak możliwości prognozowania przychodów przez tych wytwórców.</p>		<p>dla nierynkowego redysponowania, której liczne elementy posłużą do rozwoju usług elastyczności oraz aktywnego udziału w rynku bilansującym.</p> <p>Z powodu ciągle jeszcze niewystarczającej skuteczności krajowych mechanizmów rynkowych w zakresie bilansowania KSE, operator systemu przesyłowego (OSP) musi dokonywać jednostronnego redysponowania zasobów w celu zbilansowania KSE, korzystając w pierwszej kolejności ze środków rynkowych a następnie nierynkowych. Spośród dostępnych dla OSP środków interwencyjnych, redysponowanie nierynkowe OZE jest stosowane w ostatniej kolejności.</p> <p>Zarówno środki rynkowe, jak i nierynkowe OSP stosuje w ramach obowiązujących zasad europejskiego i krajowego rynku energii.</p> <p>Z uwagi na powyższe nieuprawniona jest teza, że redysponowanie nierynkowe stanowi podstawowy mechanizm rozwiązywania problemów niebilansowania energii elektrycznej w KSE. Dodatkowo podkreślić należy, że zastosowanie mechanizmu redysponowania nierynkowego jest ograniczone do przypadków, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 - co wynika wprost z pkt <b>11.4.1. 1.</b> IRiESP - Korzystanie w brzmieniu nadanym Kartą aktualizacji nr 2.</p>
21.	<p>Redysponowanie nierynkowe zostało potraktowane jako podstawowe rozwiązanie problemu niebilansowania energii elektrycznej w sieci (nadwyżka produkcji) niezgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2019/943. Tym samym zmiana narusza wymóg określony w art. 9g ust. 8d pkt 1 Prawa energetycznego.</p> <p><b>UZASADNIENIE</b></p> <p>Rozporządzenie 2019/943 w swoich motywach kładzie szczególny nacisk na konieczność promowania mechanizmów rynkowych jako głównych narzędzi zarządzania systemem elektroenergetycznym. Zasada ta ma na celu zapewnienie efektywności rynku, ochrony konkurencji i minimalizacji interwencji</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 20.</p>



<p>administracyjnych, które mogą zaburzać funkcjonowanie rynkowych mechanizmów bilansowania energii.</p>		
<p>Motyw 2 Rozporządzenia 2019/943 wskazuje, że celem polityki energetycznej w Unii Europejskiej jest m.in. zwiększenie efektywności, konkurencyjne ceny i wyższe standardy usług oraz przyczynić się do bezpieczeństwa dostaw i zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju. Z kolei motyw 25 podkreśla, że <i>odstępstwa od podstawowych zasad rynku, takich jak obowiązek bilansowania, dysponowanie oparte na warunkach rynkowych lub redysponowanie, ograniczają sygnały elastyczności i funkcjonują jako przeszkody w opracowywaniu takich rozwiązań jak magazynowanie energii, odpowiedź odbioru czy agregacja</i>. W motywie tym wskazano, że również, że <i>szerokie odstępstwa obejmujące całe technologie są sprzeczne z celem, jakim jest osiągnięcie efektywnych, opartych na zasadach rynkowych procesów obniżania emisyjności, dlatego należy je zastąpić bardziej ukierunkowanymi środkami</i>.</p>		
<p>Również podstawowe zasady dotyczące funkcjonowania rynków określone w art. 3 Rozporządzenia 2019/943 w większości opierają się na konieczności zapewnienia zasad rynkowych. W tym kontekście Rozporządzenie 2019/943 wyraźnie wskazuje, że redysponowanie nierynkowe nie może być standardowym narzędziem zarządzania systemem, ale raczej środkiem ostatecznym, stosowanym wyłącznie w sytuacjach kryzysowych, gdy mechanizmy rynkowe nie są w stanie przywrócić równowagi w systemie.</p>		
<p>Dodatkowo zgodnie z art. 13 ust. 5 lit. a Rozporządzenia 2019/943 OSP (i OSD) powinno „gwarantować zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji <b><u>przy jak najmniejszym redysponowaniu</u></b>, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie <b><u>i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci</u></b>”.</p>		

	<p>Natomiast nie tylko treść zmian Karty aktualizacji wskazuje na sprzeczność z przepisami Rozporządzenia 2019/943 i jego celami, ale również wyjaśnienia przekazane przez Prezesa PSE na spotkaniu informacyjnym w dniu 9 sierpnia 2024 roku, gdzie wprost wskazano, że redysponowania nierynkowe są dla PSE "zamiennikiem redysponowania rynkowego". Zmiany w Karcie aktualizacji wskazują, że podmiotami, do których będą kierowane polecenia redysponowania nierynkowego są właśnie wytwórcy posiadający odnawialne źródła energii, przede wszystkim farmy fotowoltaiczne oraz farmy wiatrowe.</p> <p>Zmiany karty aktualizacji sankcjonują <b>niezgodną z prawem praktykę rozwiązywania problemu związanego z niezbilansowaniem energii w sieci</b>, w związku z: a) nieterminowym rozwojem sieci energetycznej, b) wspieraniem źródeł konwencjonalnych niezgodnie z przyjętymi zobowiązaniami klimatycznymi, c) brakiem odpowiedniego dofinansowania ze strony Skarbu Państwa i wprowadzeniem działań dyskryminujących wytwórców OZE na wielu płaszczyznach, w konsekwencji przyczyniając się do zahamowania rozwoju OZE oraz realnego masowego zagrożenia niewypłacalnością wytwórców OZE poprzez brak możliwości prognozowania przychodów przez tych wytwórców.</p>		
22.	<p>Wprowadzenie obowiązkowych postanowień w umowach przyłączeniowych umożliwiających OSP wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania bez możliwości ubiegania się o rekompensaty, z pominięciem postanowień <b>Rozporządzenia 2019/943, Dyrektywy 2024/1711</b> oraz <b>art. 9c ust. 7a prawa energetycznego</b>.</p> <p>Tym samym zmiana nie spełnia wymogów określonych w art. 9g ust. 8d pkt 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne z uwagi na brak przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur określających możliwość wprowadzenia takiego postanowienia w umowach przyłączeniowych, jego zakresu oraz jest wprost sprzeczna z postanowieniami Rozporządzenia 2019/943 oraz Dyrektywą 2024/1711.</p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Propozycja zapisów jest zgodna z przepisami prawa powszechnie obowiązującego, w tym w szczególności przepisami prawa unijnego. W uwadze nie wskazano na czym miałyby polegać niezgodność zaproponowanych zapisów IRiESP z ww. przepisami prawa, co w konsekwencji uniemożliwia precyzyjne ustosunkowanie się do niej.</p> <p>Podstawę prawną do wprowadzenia przedmiotowych zapisów do IRiESP jest art. 9g ust. 4 pkt 1 w związku z art. 7 ust. 2e ustawy Prawo energetyczne oraz art. 30 ust. 1 UC 74, oraz art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, stanowiące wypełnienie normy art. 42 ust. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. U. UE. L. z 2019 r. Nr 158, str. 125 z późn. zm.).</p>

		<p>Omawiana klauzula nie ma charakteru „obowiązkowego”. Zgodnie z propozycją, do umowy o przyłączenie wprowadza się postanowienia przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii, zgodnie z warunkami określonymi w pkt 2.4. 5. IRiESP, w przypadku braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej do sieci, pod warunkiem, że rozbudowa sieci elektroenergetycznej jest ujęta w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju. Powyższe stanowi wdrożenie elastycznego podejścia, którego celem jest zapewnienie użytkownikom systemu jak najszerszego dostępu do sieci elektroenergetycznej, stanowiąc alternatywę dla odmowy wydania warunków przyłączenia i zawarcia umowy o przyłączenie.</p> <p>Dodatkowo, zgodnie z propozycją do umów o przyłączenie wprowadza się postanowienia przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii, zgodnie z warunkami określonymi w pkt 2.4. 4. IRiESP, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, przy czym redysponowanie nierynkowe w takim przypadku, odbywa się zgodnie z przepisami rozporządzenia 2019/943, dopiero po wyczerpaniu możliwości rynkowych dotyczących wszystkich aktywnych na RB zasobów, oraz po wyczerpaniu innych dostępnych dla OSP działań zaradczych, tj. w sytuacji, gdy środki rynkowe są niewystarczające do zbilansowania KSE.</p> <p>Należy przy tym wyjaśnić, że wskazane w pkt. 2.4. 4. IRiESP postanowienia dotyczące braku gwarancji niezawodnych dostaw powiązane z ograniczeniem odpowiedzialności OSP, w tym w zakresie prawa do rekompensaty finansowej, nie mają charakteru bezwzględnego i dotyczą sytuacji, w których spełnione będą łącznie warunki określone w tym postanowieniu. W praktyce oznacza to, że rekompensata finansowa będzie należna w sytuacji, gdy wytwórca na moc objętą poleceniem redukcji zawrze umowę sprzedaży energii i będą one zgłoszone - jako USE - do realizacji w trybie określonym w WDB. Wyłączenie prawa do rekompensaty finansowej będzie</p>
--	--	---

			<p>zatem dotyczyło jedynie sytuacji, gdy na moc objętą poleceniem redukcji nie będą zgłoszone umowy sprzedaży energii (co w praktyce oznaczać będzie brak zapotrzebowania na wytwarzaną energię przez odbiorców i jej „wpychanie” na rynek bilansujący), oraz gdy jednocześnie na zredukowaną moc nie będzie złożona oferta na energię bilansującą (w sytuacjach w których wytwórca będzie uczestniczył w RB i składał oferty bilansujące, OSP w ramach funkcjonowania RB będzie z nich korzystał jako z rynkowego mechanizmu bilansowania KSE; jeżeli oferta nie została by wykorzystana, a doszłoby do redukcji, należna będzie rekompensata).</p>
23.	<p>Uniemożliwienie dochodzenia rekompensat wytwórcom energii, którzy zawarli umowy o sprzedaż energii na warunkach umów „licznikowych” t.j. takich, w których przedmiotem sprzedaży i rozliczeń z odbiorcą jest ilość energii elektrycznej rzeczywiście wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, potwierdzonej odczytami liczników.</p> <p>W odniesieniu do umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych”, w przypadku wprowadzenia przez operatora sieci ograniczenia produkcji w ramach redysponowania nierynkowego, energia niewyprodukowana nie zostaje sprzedana odbiorcy i nie jest przedmiotem rozliczeń z odbiorcą. W związku z tym, inaczej niż w przypadku umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „grafikowej”, w przypadku braku produkcji energii elektrycznej wytwórca nie dokonuje sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorcy, co oznacza, że nierynkowe redysponowanie powoduje całkowitą utratę przychodu w wysokości ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowej”. Zarówno obecnie stosowane przez PSE, jaki i te proponowane do wprowadzenia do IRiESP, zasady rekompensat za nierynkowe redysponowanie nie uwzględniają specyfiki umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych”, w rezultacie czego wytwórcy mający zawarte takie umowy nie są rekompensowani w pełni (sytuacja obecna) lub nie byłiby rekompensowani w ogóle (gdyby wprowadzono proponowane aktualnie zmiany do IRiESP, bez modyfikacji uwzględniającej specyfikę umów licznikowych) za przychody utracone z powodu nierynkowego redysponowania.</p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<p>Takie podejście PSE i proponowane zmiany są niezgodnie z Rozporządzeniem 2019/943 oraz Dyrektywą 2018/2001.</p> <p>Tym samym zmiana narusza wymóg określony w art. 9g ust. 8d pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne poprzez różnicowanie interesów podmiotów zawierających umowy o sprzedaż energii w różnych systemach rozliczeń.</p> <p>Redysponowanie nierynkowe, jeśli stosowane jako standardowe rozwiązanie, prowadzi do naruszenia zasad przejrzystości, proporcjonalności i niedyskryminacji, które są fundamentalnymi zasadami rynku wewnętrznego energii. Motyw 29 Rozporządzenia 2019/943 podkreśla, że <i>należy zapewnić uczestnikom rynku <b>przejrzystość</b> w odniesieniu do dostępnych zdolności przesyłowych oraz standardów bezpieczeństwa, planowania i eksploatacji mających wpływ na dostępne zdolności przesyłowe</i>. Stosowanie redysponowania nierynkowego w sposób ciągły i systematyczny, szczególnie bez odpowiednich mechanizmów rekompensat dla jednostek wytwórczych, może prowadzić do zaburzeń rynkowych, faworyzując jednostki, które są mniej obciążane takimi interwencjami, co jest sprzeczne z zasadami konkurencji i równego traktowania.</p>		
24.	<p><b>Uwagi kierunkowe do zasad ustalania i prowadzenia rozliczeń rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego na polecenie OSP, w szczególności (i) załącznika K2, w tym punktu 5.1 oraz 5.2, a także (ii) punktu 11.4.3 4. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci:</b></p> <p>Zaproponowane regulacje ograniczające wysokość rekompensat finansowych do wysokości utraconego przychodu z systemu wsparcia są <b>ciekawym i spójnym logicznie</b> rozwiązaniem dla jednostek wytwórczych, które dokonują sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. <b>mechanizmu grafikowego</b>.</p> <p>Jednakże, całkowicie pomijają sytuację większości wytwórców z OZE (szczególnie w małych i średnich źródłach), którzy sprzedają energię elektryczną w tzw. modelu <b>pay-as-produced</b> i w odniesieniu do takich podmiotów propozycje te stoją w sprzeczności z postanowieniem art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, gdyż nie uwzględniają utraconych przychodów netto ze sprzedaży energii</p>	<p><b>SSW PSEW*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Funkcjonowanie krajowego rynku energii elektrycznej, analogicznie do większości europejskich oraz światowych rynków, opiera się na <b>systemie dwóch rozliczeń</b> dostaw energii elektrycznej. W ramach tego systemu na rynkach forward oraz spot są zawierane umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE), w wyniku czego kupujący ma <b>prawo do odebrania z KSE energii w ilości określonej w USE</b>, natomiast sprzedający ma <b>obowiązek wprowadzenia do KSE energii w ilości określonej w USE</b>, a następnie na rynku bilansującym są <b>kompensowane odchylenia między energią elektryczną określoną w USE a jej ilością odebraną albo wprowadzoną do KSE</b> przez użytkowników systemu, odpowiednio odbiorców oraz wytwórców energii elektrycznej.</p>

<p>elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</p> <p>Niesłusznie uznano, że w każdym wypadku gdy w wyniku redysponowania nie dojdzie do tzw. przejścia energii „przez licznik”, wytwórca otrzyma jakieś określone przychody („rozliczenie”) od spółki obrotu, np. płatności za energię określoną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”. W tzw. modelu <b>pay-as-produced</b> co do zasady tak nie jest. W przeważającej większości umów PPA dotyczących małych i średnich jednostek OZE <i>przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego</i>, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 są uzyskane przez wytwórcę jedynie w sytuacji, gdy energia elektryczna zostanie wyprodukowana i wprowadzona do sieci („przejdzie przez licznik”). Jednostkom takim, co do zasady, <b>nie przysługuje jakiegokolwiek „rozliczenie” za energię</b> prognozowaną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”, <b>która następnie nie została wytworzona w wyniku redysponowania</b>. W związku z tym, w wyniku zastosowania metodologii zaproponowanej przez PSE <b>większości jednostkom wytwórczym OZE funkcjonujących obecnie nie będzie przysługiwać prawo do jakiegokolwiek rekompensaty</b>, a to jest sprzeczne z regułą przewidzianą w art. 13 ust 7 Rozporządzenia. Samo zastosowanie korekty energii rzeczywistej przy rozliczeniu niezbilansowania, choć spowoduje brak takiego niezbilansowania, to <b>nie zrekompensuje szkody wytwórcy</b> – podmiotu posiadającego redysponowany zasób – powstałej z tytułu utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej.</p> <p>Zaproponowane regulacje, w szczególności ustrukturyzowanie ich w oparciu o założenia, zgodnie z którymi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) do zrekompensowania kosztów (utraconych przychodów) podmiotu posiadającego redysponowany zasób wystarczającym będzie dokonanie korekty energii rzeczywistej, gdyż</li> <li>(ii) nie powstanie wówczas utracony przychód po stronie takiego podmiotu z uwagi na brak dodatkowego kosztu zakupu energii z rynku bilansującego</li> </ul> <p>wyraźnie sugerują ograniczenie przez PSE kręgu podmiotów, które uprawnione będą do uzyskania rekompensaty finansowej, wyłącznie do podmiotów dokonujących sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. <b>mechanizmu</b></p>	<p>Przyczyny odchylenia między ilością energii w USE a dostawą energii elektrycznej, w rozumieniu jej odbioru albo wprowadzenia do KSE przez użytkownika systemu, mogą leżeć zarówno po stronie użytkowników systemu, przykładowo w związku z niedokładnością prognoz zużycia oraz produkcji energii elektrycznej albo awariami instalacji odbiorczych oraz wytwórczych, jak i po stronie OSP, w związku z koniecznością podejmowania działań na rzecz spełnienia warunków bezpiecznej pracy KSE. W zakresie w jakim odchylenie wynika z przyczyn po stronie użytkownika systemu, ponosi on konsekwencje finansowe tego odchylenia w ramach rozliczeń energii na rynku bilansującym. Jeżeli powodem części lub całości odchylenia są działania podejmowane przez OSP, to OSP dokonuje takiej jego rekompensaty by znieść konsekwencje finansowe tego odchylenia w ramach rozliczenia energii na rynku bilansującym. <b>Skutkiem tego odchylenie spowodowane przez OSP nie ma wpływu na prawa i obowiązki w zakresie realizacji USE w KSE, gdyż zachowuje je w zakresie sprzed dokonania redysponowania przy jednoczesnym nieponoszeniu dodatkowych kosztów lub osiągnięciu dodatkowych korzyści przez strony USE.</b> Tym samym rekompensata za redysponowanie w pełni spełnia wymaganie odnośnie do jej wielkości, wynikające z krajowych oraz europejskich regulacji prawnych.</p> <p>Stosowanie systemu dwóch rozliczeń jest fundamentalną regułą krajowego rynku energii elektrycznej, wynikającą z przepisów prawa oraz stanu faktycznego. Reguła ta ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia udostępniania i korzystania z KSE przez użytkowników systemu, gdyż opiera się na niej zarządzanie bilansem oraz przepływami mocy w KSE. W szczególności tworzy ona sygnały cenowe stymulujące zachowania użytkowników systemu wspierające bezpieczną bieżącą pracę KSE.</p> <p><b>W związku z tym USE powinny odpowiednio uwzględnić uwarunkowania ich realizacji w KSE wynikające z zasad funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej, a w szczególności stosowania systemu dwóch rozliczeń. USE powinny</b></p>
--	---

<p><b>grafikowego</b>, tj. rozliczających się według wolumenów określonych w USE do realizacji na rynku bilansującym. Dla takich bowiem podmiotów w rzeczywistości nie wystąpi utracony przychód, gdyż przychód ten zostanie uzyskany niezależnie od wydania polecenia redysponowania. Stanowić to może w przyszłości ważny element decydujący o modelu przyszłych umów regulujących odbiór energii ze źródeł OZE (tzw PPA lub „route-to-market”), <b>ale nie powinno dziś wpływać negatywnie na tysiące umów, które wytwórcy OZE mają zawarte ze swoimi odbiorcami (najczęściej spółkami obrotu).</b></p> <p>Ponadto, zaproponowane regulacje spowodują, że pokrycie szkody (wypłacenie rekompensaty finansowej) zostanie skierowane do niewłaściwego podmiotu – do odbiorców energii elektrycznej, będących w większości przypadków spółkami obrotu odsprzedającymi dalej zakupioną energię, a także pełniącymi rolę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania. Zastosowanie zaproponowanych regulacji spowoduje zatem nieuzasadnione uprzywilejowanie spółek obrotu zamiast wytwórców (posiadających redysponowany zasób), którzy uzyskają przychód dokonując dalszej odsprzedaży energii elektrycznej według <b>mechanizmu grafikowego</b> (według USE), nie ponosząc dodatkowo kosztów niezbilansowania w związku z dokonaną korektą energii rzeczywistej.</p> <p>Wprowadzenie zaproponowanych regulacji w rzeczywistości przeniesie ciężar uzyskania rekompensaty finansowej ze sfery publicznoprawnej (tj. dokonywanej na podstawie rozporządzenia 2019/943, ustawy – Prawo energetyczne, a także IRiESP) na sferę prywatnoprawną, gdyż to wytwórcy – podmioty posiadające redysponowane zasoby – będą zmuszeni do poszukiwania kontraktowych rozwiązań. Zmiany takie musiałyby zostać przeprowadzone w ramach niewymuszalnych (z perspektywy sprzedawcy / POB) negocjacji umownych, które mogłyby doprowadzić do zmiany dalszych jeszcze aspektów danego stosunku prawnego – a nawet pogorszenia pozycji kontraktowej danego wytwórcy, czego nie sposób <i>a priori</i> wykluczyć. Wytwórcy z OZE nie mają (zazwyczaj) sposobu do przymuszenia spółek obrotu (pełniących jednocześnie rolę POB) do re negocjacji umów i wprowadzenia alternatywnego (obok modelu <b>pay-as-produced</b>) modelu rozliczenia w stosunku do godzin, w których dochodzi do redysponowania. Tym samym rekompensata w kształcie zaproponowanym przez PSE może w wypadku większości istniejących umów sprzedaży energii z OZE doprowadzić do sytuacji,</p>	<p>być zgodne z tymi zasadami albo powinny adresować skutki wszelkich niezgodności. W kontekście nierynkowego redysponowania źródeł OZE istotne znaczenie mają następujące kwestie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>prawa i obowiązki stron dotyczące dostaw energii w ramach zawartych USE są traktowane na rynku bilansującym rozłącznie, tzn. odbiorca ma prawo do odbioru energii z KSE bez względu na wywiązanie się przez wytwórcę z obowiązku jej dostarczenia do KSE, natomiast wytwórca ma obowiązek wprowadzenia energii do KSE bez względu na skorzystanie przez odbiorcę z prawa do jej odbioru z KSE,</li> <li>konsekwencją nieskorzystania przez odbiorcę z prawa do odbioru energii z KSE w ilości określonej w USE jest sprzedaż energii na rynku bilansującym w ilości stanowiącej odchylenie od USE, natomiast konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z obowiązku wprowadzenia energii do KSE w ilości określonej w USE jest zakup energii na rynku bilansującym w ilości stanowiącej odchylenie od USE,</li> <li>zawarcie USE skutkuje prawem odbiorcy do odbioru energii elektrycznej z KSE, a nie jej odbioru z określonego źródła wytwórczego przyłączonego do KSE, natomiast dla wytwórcy obowiązkiem wprowadzenia energii do KSE a nie jej dostarczeniem do określonego odbiorcy przyłączonego do KSE.</li> </ol> <p>Powyższe uwarunkowania realizacji USE na rynku energii elektrycznej przekładają się bezpośrednio na następujące zasady nierynkowego redysponowania źródeł OZE przez OSP:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>zobowiązanie wytwórcy do dostarczenia energii określonej w USE w zakresie objętym redysponowaniem jest przejmowane przez OSP i realizowane poprzez dostawę energii wyprodukowanej przez inne źródła wytwórcze pracujące w KSE, w konsekwencji czego zobowiązanie wytwórcy do realizacji USE na rynku energii elektrycznej jest wykonane,</li> <li>niewyprodukowanie przez wytwórcę energii w ilości określonej w USE jest rekompensowane przez OSP w zakresie odpowiadającym rozliczeniu na rynku bilansującym ilości</li> </ul>
--	---

że wytwórcy z OZE, którym taka rekompensata ma przysługiwać zgodnie z regulacjami art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 zostaną *de facto* pozbawieni uprawnionej rekompensaty. Natomiast (w zależności od sytuacji) określony rodzaj przysporzenia (wynikający z korekty niezbilansowania) może przypaść podmiotowi pełniącemu rolę POB.

~~Zatem proponowane rozwiązanie stoi w sprzeczności z zapisami rozporządzenia 2019/943, które co do zasady nakłada obowiązek wypłaty rekompensaty finansowej. Proponowane przepisy spowodują w praktyce odejście od tej zasady i pozbawienie rekompensaty podmioty, którym z mocy prawa się ona należy.~~

Tak / Dalej, tak skonstruowane zasady obliczania rekompensaty finansowej zostaną najpewniej bardzo negatywnie odebrane przez sektor bankowy, który w wieloletniej już praktyce udzielania finansowań (w większości przypadków w formule *project finance*) preferuje (a czasem wręcz oczekuje) zawierania przez wytwórców umów sprzedaży energii elektrycznej w mechanizmie **pay-as-produced**. Zaproponowane regulacje w znaczący negatywny sposób wpływałyby na stronę przychodową kredytobiorców, co w negatywny sposób odbijałoby się na stopę zwrotu inwestycji oraz stabilność zabezpieczenia spłaty zaciągniętych zobowiązań.

W związku z tym w naszej ocenie istnieje potrzeba wprowadzenia dodatkowych regulacji przejściowych, w ten sposób by:

- (i) Dla umów sprzedaży energii przez źródła OZE w modelu **pay as produced** zawartych przed dniem zatwierdzenia Karty Aktualizacji IRIESP stosować inny sposób liczenia rekompensaty, tj. uwzględniający realną szkodę takiej jednostki wytwórczej, tj. zakładającą stratę całości przychodu z tytułu nieprzewodzenia energii do sieci (czyli nie uwzględniając również płatności za energię określoną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”, za którą jednostka wytwórcza *de facto* nie dostanie zapłaty od spółki obrotu – tak jest w przeważającej większości umów PPA dotyczących małych i średnich jednostek OZE), np. poprzez wprowadzenie zasady obliczania rekompensaty finansowej z uwzględnieniem utraconych przychodów netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, co pozwoli zachować pełną zgodność z postanowieniem art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 – takie rozwiązanie przejściowe zapewni ochronę

nierynkowo redysponowanej energii, w konsekwencji czego konsekwencje finansowe niewykonania przez wytwórcę USE na rynku energii elektrycznej są znoszone.

Stosowanie tych zasad zapewnia, że nierynkowe redysponowanie źródeł OZE przez OSP nie ma wpływu ani na ilościowy ani na finansowy wymiar realizacji USE na rynku energii elektrycznej. Ponieważ OSP nie stosuje w zakresie nierynkowego redysponowania rozwiązań opartych na powstrzymywaniu się przez wytwórcę od zawierania USE, to rekompensata za nierynkowe redysponowanie w odniesieniu do energii elektrycznej, zarówno projektowana w IRIESP jak i obecnie stosowana, w pełni pokrywa koszt wytwórcy dotyczący realizacji USE na rynku energii elektrycznej.

W wyjaśnieniu należy wskazać, że rekompensata w odniesieniu do energii elektrycznej byłaby wyznaczana według innych zasad w przypadku zastosowania przez OSP, na mocy porozumienia między wytwórcą a OSP, nierynkowego redysponowania opartego na zasadzie powstrzymywania się przez wytwórcę od zawierania USE w danym okresie, np. z powodu czasowego zmniejszenia mocy przyłączeniowej dla źródła OZE ze względu na wyłączenie elementu sieciowego. W takiej sytuacji rekompensata powinna odzwierciedlać przychód możliwy do uzyskania przez wytwórcę na rynku energii, niezyskany ze względu na powstrzymywanie się od zawierania USE. Przychód ten powinien być określany na podstawie wartości energii w okresie niezawierania USE, określanej na podstawie jej referencyjnej ceny, np. ceny z giełdowego rynku dnia następnego. Zastosowanie takiego rozwiązania przy braku obowiązku powstrzymywania się przez wytwórców od zawierania USE, czyli w ramach aktualnych i planowanych uwarunkowań dokonywania redysponowania nierynkowego źródeł OZE, prowadziłoby do zaburzeń poprawności rekompensaty (jej zawyżania albo zaniżania), szczególnie istotnego w przypadku wyznaczania rekompensaty na podstawie cen energii określonych w USE. Co więcej, doprowadziłoby to do finansowania (subsydiowania) źródeł OZE nieposiadających zawartych USE, czyli tych których produkcja nie



<p>dotychczasowych stosunków prawnych w myśl tzw. zasady ochrony praw słuszenie nabytych, która wywiedziona jest z zasady demokratycznego państwa prawa uregulowanej w art. 2 Konstytucji RP.</p> <p>albo alternatywnie (przy czym nie jest to rozwiązanie będące jedynie w kompetencjach PSE, a właściwie wymaga interwencji ustawodawcy – dlatego taką propozycję składamy warunkowo)</p> <p>(ii) wprowadzony zostałby mechanizm przymuszający spółki obrotu do dostosowania istniejących umów odbioru energii z OZE, w ten sposób by wytwórcy z OZE rzeczywiście mogli skorzystać z modelu rekompensat zaproponowanego w Karcie Aktualizacji IRIESP. <del>To rozwiązanie nie leży jednak w kompetencjach PSE i wymaga jedna interwencji ustawowej, gdyż stanowi bezpośrednią ingerencję w relację pomiędzy podmiotami (POB i właścicielem instalacji) które łączy umowa sprzedaży energii elektrycznej.</del></p> <p>W art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 przesądzono, kiedy powstaje prawo do rekompensaty, kto jest podmiotem zobowiązanym do jej wypłacenia, oraz kto jest uprawniony do jej uzyskania. Opisano ponadto w sposób precyzyjny sposób ustalenia wysokości rekompensaty. Wobec tego, rekompensata określona w zaproponowanej regulacji, wypłacana innemu podmiotowi oraz ustalona według odmiennych zasad niż wskazane w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie jest rekompensatą w rozumieniu tego przepisu.</p> <p>IRIESP w brzmieniu nadanym Kartą Aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 nie będzie stanowić mechanizmu realizacji art. 13 ust. 7 ww. rozporządzenia. Stanowić będzie mechanizm wypłaty rekompensat oparty na założeniach alternatywnych wobec określonych w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 <del>co będzie prowadzić do sytuacji, w których podmioty uprawnione nie uzyskają należnej rekompensaty.</del></p>	<p>znajduje odzwierciedlenia w zapotrzebowaniu na energię, przez odbiorców końcowych w ramach taryfy OSP. W wyniku tego powstałyby niepoprawne sygnały ekonomiczne stymulujące budowę nowych źródeł OZE pomimo braku zapotrzebowania na energię z tych źródeł.</p> <p>Należy wskazać, że mechanizm redysponowania źródeł wytwórczych jest stosowany w Polsce od początku wdrożenia mechanizmów rynkowych, czyli od 2001 roku. Pomimo tego, że ingeruje on w generację objętą USE, to nie wpływa na możliwości zawierania różnego rodzaju USE na rynku energii elektrycznej, w szczególności USE nominowanych (ang. pay as nominated), czyli takich z ilością dostaw energii określoną ex-ante, oraz USE bez nominacji (ang. pay as produced), czyli takich z ilością dostaw energii określaną ex-post. Obecnie, dzięki produktom pochodnym, takim jak gwarancje pochodzenia, możliwe jest również zawieranie USE z określeniem źródła pochodzenia energii elektrycznej. Warunkiem koniecznym dla poprawnej realizacji takich USE jest jednak odpowiednie w nich odwzorowanie reguł funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w tym uwzględnienie możliwości oraz konsekwencji redysponowania z powodów sieciowych lub bilansowych. W określonych przypadkach może to także dotyczyć umów z podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (POB), a obecnie również z dostawcą usług bilansujących (DUB). Konkretnie zasady w tym zakresie powinny być dostosowane do specyfiki USE, w szczególności do tego na kim spoczywa odpowiedzialność za bilansowanie czy dostawa energii może być realizowana wyłącznie ze źródła o określonej technologii wytwarzania oraz tego czy dostawa energii jest realizowana w ramach jednego czy wielu POB.</p> <p>Zasady ustalania rekompensat za redysponowanie nierynkowe zaproponowane w Karcie aktualizacji nr 2 są zgodne z przepisami rozporządzenia 2019/943 oraz ustawy Prawo energetyczne wprowadzonymi ustawą UC 74. Regulacje te nie różnicują sposobu ustalania rekompensat od warunków sprzedaży energii elektrycznej wynikających z zawartych umów („licznikowe”, „grafikowe” czy inne). Przywołane regulacje prawne określają wytyczne odnoszące się do</p>
---	---

		<p>sposobu ustalenia rekompensat, niezależnie od trybu czy sposobu sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z redysponowanych nierynkowo zasobów.</p> <p>Należy także dodać, że praktyka rynkowa zawieranych umów sprzedaży energii, w tym wg w modelu <i>pay-as-produced</i> powinna odpowiednio uwzględniać ryzyko biznesowe wytwórcy, wynikające z konieczności zachowania warunków niezawodnej i bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego (KSE), poprzez który dokonywane są dostawy energii elektrycznej wytworzonej przez danego wytwórcę do odbiorcy końcowego, i związane z tym uprawnienia operatorów systemów (OS), w tym OSP, do wydawania poleceń ruchowych skutkujących zmniejszeniem generacji energii elektrycznej wprowadzanej do KSE.</p> <p>W ślad za powyższym należy ponownie wskazać, że w prawie krajowym uprawnienia OS względem wytwórców z OZE obowiązują od długiego czasu - patrz m.in. art. 9c ust. 6 ustawy Prawo energetyczne w zakresie granic dla priorytetu dysponowania, a od 2005 r. przepisy art. 9j ust. 1 pkt 4 tej ustawy, które przewidywały uwzględnienie w umowie z OS <i>wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 i umowie zawartej z tym operatorem</i>. Na gruncie prawa unijnego instytucja redukcji wytwarzania ze źródeł odnawialnych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu istniała co najmniej od 2009 r. (art. 16 ust. 2 lit. c dyrektywy 2009/28). Podobnie o redysponowaniu nierynkowym stanowi rozporządzenie 714/2009 (art. 16 ust. 2 oraz pkt 1.8 załącznika I ustanawiającego wytyczne w zakresie zarządzania ograniczeniami). Przepisy rozporządzenia 2019/943, które obowiązuje od 1 stycznia 2020 r., wprowadziły w powyższym zakresie zharmonizowane, bardziej szczegółowe wymagania, a wejście w życie przepisów art. 9c ust. 7a-7o wprowadzonych ustawą UC 74, ustanowiło krajowe ramy umożliwiające stosowanie tych przepisów. Sam proces legislacyjny zmierzający do wydania rozporządzenia 2019/943 trwał od końca listopada 2016 r., a zatem było jasne, że zagadnienie będzie</p>
--	--	---

		<p>uregulowane w większym stopniu szczegółowości niż poprzednio. Ryzyko gospodarcze dla wytwórców wynikające z powyższych instytucji nie jest więc nowe ani nieznane, a uczestnicy rynku powinni tym ryzykiem zarządzać, w szczególności poprzez uwzględnianie odpowiednich postanowień w zawieranych umowach sprzedaży energii elektrycznej.</p> <p>Fakt, iż istotny wzrost w ostatnim czasie mocy ze źródeł OZE przyłączonych do KSE spowodował istotny wzrost mocy elektrycznej generowanej przez te źródła i nadpodaż energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania ze strony odbiorców końcowych, stanowi normalne ryzyko gospodarcze działalności prowadzonej przez wytwórców energii elektrycznej, które winno być uwzględniane w profilu ich działalności. Mechanizm redysponowania nierynkowego stosowany przez OSP nie stanowi w żadnym stopniu sposobu zarządzania tymi ryzykami, tylko jest to narzędzie zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej pracy KSE. Prawo OS do stosowania takich narzędzi winno być również uwzględniane przez wytwórców przyłączonych do KSE jako użytkowników systemu. Dostawy energii elektrycznej przez źródła przyłączone do KSE nie mogą być bowiem dokonywane z pominięciem warunków pracy KSE, w szczególności warunków odnoszących się do zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej pracy KSE. Tym samym niezasadne jest twierdzenie, że zasady redysponowania nierynkowego winny być dostosowane przez OSP do różnych modeli biznesowych sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców OZE do przedsiębiorstw obrotu. Wręcz przeciwnie, to strony takich umów sprzedaży energii elektrycznej w ramach swobody umów powinny decydować o rozkładzie ryzyka i o tym która ze stron takiej umowy jest odpowiedzialna za zarządzanie takim ryzykiem. Powyższe w równym stopniu dotyczy modelu sprzedaży energii elektrycznej do przedsiębiorstwa obrotu w modelu <i>pay-as-produced</i>, w ramach którego strony takiej umowy muszą liczyć się z ryzykiem braku możliwości uzyskania wolumenu sprzedaży do odbiorcy końcowego, tj. niemożnością wprowadzenia energii do sieci, jeżeli</p>
--	--	---

			zapotrzebowanie odbiorców końcowych na energię elektryczną w danym czasie jest niższe od generacji energii elektrycznej.
25.	<p><b>Wskazujemy na istotną potrzebę dostosowania do praktyki rynkowej w sektorze OZE i magazynowania energii zapisów Załącznika K2.</b> Nowe przepisy dotyczące redysponowania nierynkowego dla modułów wiatrowych, słonecznych i biogazowych oraz magazynów energii po 1 stycznia 2026 r powinny uwzględniać powszechne w sektorze umowy o obrocie energią. W sytuacji, gdy wytwórca lub właściciel MEE nie jest samodzielnie odpowiedzialny za bilansowanie swojego zasobu, proponowany mechanizm rozliczania części wartości rekompensaty finansowej odpowiadającej wartości niewytworzonej energii elektrycznej wyznaczonej poprzez korektę energii rzeczywistej (ER) i uwzględnieniu takiej korekty w rozliczeniach z POB stanowiłyby nieuzasadnione narzucenie kształtowania relacji pomiędzy wytwórcą (właścicielem redysponowanego zasobu) a POB. Obecnie stosunki umowne opierają się o umowy sprzedaży energii elektrycznej, w ramach których usługa bilansowania handlowego świadczona jest przez nabywcę energii elektrycznej, tj. przedsiębiorstwo obrotu będące uczestnikiem rynku bilansującego uprawnione do świadczenia usług bilansowania handlowego (POB).</p>	RWE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
26.	<p><b>Zwracamy uwagę na nieuzasadnioną rozszerzającą interpretację wyłączenia rekompensaty finansowej o brak gwarancji niezawodności dostaw w umowach przesyłowych i dystrybucyjnych.</b> Wbrew art. 13 ust 7 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. (dalej: Rozporządzenia 2019/943) wyłączenia rekompensaty miałyby dotyczyć szerszej grupy podmiotów, niż wskazane w przepisie – wyraźnie zawężającym możliwość wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania tylko do przypadku, gdy zaakceptowano postanowienia o braku niezawodności dostaw energii w umowie przyłączeniowej. Próby narzucania klauzul zmieniających zasady dostępu do sieci na zaawansowanym etapie rozwoju projektu, a także dla projektów operacyjnych nie podlegających istotnym modyfikacjom zgodnie z w/w rozporządzeniem, poprzez zawarcie klauzul w umowie przesyłowej albo umowie o świadczenie usług dystrybucji nie powinny mieć miejsca.</p> <p>Wydanie warunków przyłączenia do sieci stanowi zobowiązanie operatora i obserwowana przez rynek praktyka przenoszenia dodatkowych ryzyk na podmiot</p>	RWE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

	<p>przyłączany do sieci nie powinna być sankcjonowana, a podlegać ścisłemu nadzorowi. Ma to miejsce w szczególności w przypadku dodawania do umowy o świadczenie usług przesyłu/dystrybucji klauzul dotyczących braku prawa do rekompensat w razie redysponowania. Wystąpienie sytuacji uzasadniającej operatorską dyspozycję do ograniczenia/wyłączenia jest poza przewidywalnością i kontrolą podmiotu przyłączonego do sieci. Kształtowanie polityki energetycznej państwa, w tym miks w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej, zapewnienie płynności na rynkach energii, dysponowanie jednostkami wytwarzania energii i odpowiedzialnością odbioru, a także organizacja rynków i instrumentów pozwalających na wykorzystanie zasobów dostępnych na zasadach rynkowych – są domeną państwa, regulatora i w dalszej kolejności także operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.</p>		
27.	<p>Widzimy również potrzebę uzasadnienia oraz doprecyzowania, które z usług systemowych i sieciowych mogą być świadczone przez jednostki aktywne na rynku mocy, a które nie, w jaki sposób będą rozliczane, a także jakimi względami jest to podyktowane. Zgodnie z art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy, jednostką rynku mocy nie może być jednostka fizyczna, w odniesieniu do której wytwórca lub odbiorca energii świadczył na rzecz operatora usługę określoną w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne (w tym IRESP), której system dostarczania i wynagradzania jest zbliżony do obowiązku mocowego wynikającego z regulaminu rynku mocy.</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy o rynku mocy, Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej na swojej stronie podmiotowej wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3, i aktualizuje go niezwłocznie w przypadku zmiany IRIESP, dotyczącej tych usług.</p> <p>Aktualny wykaz dostępny jest pod adresem:</p> <p><a href="https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3662,Wykaz-uslug-o-ktorych-mowa-w-art-16-ust-2-pkt-3-ustawy-o-rynku-mocy.html">https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3662,Wykaz-uslug-o-ktorych-mowa-w-art-16-ust-2-pkt-3-ustawy-o-rynku-mocy.html</a></p>
28.	<p>[dot IRIESP Bilansowanie] Zwracamy uwagę na potrzebę doprecyzowania i skonsultowania zasad świadczenia usług napięciowych (niedotyczących częstotliwości) dla jednostek innych niż JWCD ciepłe.</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Usługi systemowe niedotyczące częstotliwości (usługi napięciowe) to: usługa regulacji napięcia w stanach ustalonych, obejmująca usługę udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE) i usługę pracy kompensatorowej oraz usługa odbudowy KSE.</p>

			<p>Zasady świadczenia usługi ARNE zostały szczegółowo opisane w IRiESP.</p> <p>Ponadto zauważyć należy, że zakres i warunki świadczenia pozostałych usług, ze względu na brak możliwości ujednoczenia zasad dla wszystkich możliwych zasobów, mogących świadczyć te usługi, zawierają odpowiednie umowy.</p> <p>Dodatkowo, patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>
29.	<p><b>Uwaga ogólna do Załącznika nr K2 w odniesieniu do samej istotny wyznaczania rekompensat przy (nieuzasadnionym) włączeniu w ich wyliczenie podmiotu trzeciego, tj. POB (jeżeli wytwórca sam nie jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swojego zasobu)</b></p> <p>Brak jest podstaw prawnych dla proponowanego mechanizmu rozliczania części wartości rekompensaty finansowej odpowiadającej wartości niewytworzonej energii elektrycznej wyznaczonej poprzez korektę energii rzeczywistej (ER) i uwzględnieniu takiej korekty w rozliczeniach z POB.</p> <p>Przede wszystkim wynika to z tego, że właściciel redysponowanego zasobu oraz POB nie są tym samym podmiotem, a w znakomitej większości wytwórcy w instalacjach OZE zawierają umowy sprzedaży energii elektrycznej, w ramach których usługa bilansowania handlowego świadczona jest przez nabywcę energii elektrycznej – przedsiębiorstwo obrotu będące uczestnikiem rynku bilansującego uprawnione do świadczenia usług bilansowania handlowego. Dodatkowo umowy tego rodzaju obejmują sprzedaż wolumenu faktycznie wytworzonego (i wprowadzonego do sieci).</p> <p>W konsekwencji, proponowane rozwiązanie stanowi ukształtowanie/zmiany w relacji umownej pomiędzy POB, jako osobą trzecią, a OSP, niejako przy okazji nierynkowego redysponowania, które co do zasady dotyczy wzajemnych relacji pomiędzy wytwórcą w instalacji OZE a OSP. Prowadzi to do jednoznacznego wniosku, że regulacje Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (<b>dalej Rozporządzenie (UE) 2019/943</b>) w zakresie, w jakim określają uczestników mechanizmu nierynkowego redysponowania jako</p>	LEWIATAN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<p>wytwórca oraz operator systemu są naruszane poprzez „włączenie” w ten mechanizm podmiotu trzeciego tj. POB.</p> <p>Z powyższych względów, proponowane rozwiązanie w swoich podstawowych założeniach pozostaje sprzeczne z regulacjami Rozporządzenia (UE) 2019/943, oraz przepisami art. 9c ust. 7a i nast. Prawa energetycznego. Tym samym prosimy o przedstawienie do konsultacji rozwiązania zgodnego ze wspomnianymi regulacjami.</p>		
30.	<p><b>Uwaga ogólna do Załącznika nr K2 w odniesieniu do sposobu obliczania wysokości rekompensaty finansowej w zakresie wartości niewytworzonej energii elektrycznej przy uwzględnianiu <i>de facto</i> cen rynku bilansującego</b></p> <p>Przepis art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 (oraz art. 9c ust. 7a oraz ust. 7b Prawa energetycznego odsyłające w zakresie dotyczącym rekompensaty finansowej do tego przepisu rozporządzenia unijnego) stanowi w zdaniu drugim, że „rekompensata finansowa musi być <b>co najmniej</b> równa (...) przychodom netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego (...)”.</p> <p>Już tylko to brzmienie wskazanego przepisu nie uprawnia do stosowania przy rozliczaniu rekompensaty <i>de facto</i> cen rynku bilansującego (co doprowadziło do nieuprawnionego wniosku, aby przy stosowaniu tych cen, rozliczenia wykonywać z POB).</p> <p>Dodatkowo, zacytowane brzmienie przepisu przesądza o tym, że rekompensata finansowa nie może być niższa od wyliczanej w oparciu o ceny z rynku dnia następnego, ale może być wyższa od takich cen. Uwzględniając przy tym, iż rekompensata finansowa powinna wyrównać danemu wytwórcy z instalacji OZE utracony przychód, w pierwszej kolejności podstawowy mechanizm wyznaczania wysokości rekompensaty finansowej powinien uwzględniać rzeczywistą wielkość przychodu utraconego przez redysponowanego wytwórcę. W każdym zatem przypadku, gdy dany wytwórca podlegający nierynkowemu redysponowaniu był w tym czasie związany umową sprzedaży energii elektrycznej z określoną ceną sprzedaży takiej energii (albo umownie przewidzianym sposobem ustalenia takiej ceny sprzedaży), to rekompensata finansowa musi odpowiadać wysokością temu utraconemu w wyniku nierynkowego redysponowania przychodowi. Irrelevantne z prawnego punktu widzenia pozostają przy tym wszelkie trudności techniczno-</p>	LEWIATAN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	operacyjne w weryfikowaniu prawidłowości wyliczania wysokości rekompensaty po stronie OSP. Z powyższych względów zasadnym jest zaprojektowanie zasad określania wysokości rekompensaty finansowej opartych na danych o cenach i wolumenach przekazywanych przez wytwórców OZE.		
31.	<p><b>Uniemożliwienie dochodzenia rekompensat wytwórcom energii, którzy zawarli umowy o sprzedaż energii na warunkach umów „licznikowych” t.j. takich, w których przedmiotem sprzedaży i rozliczeń z odbiorcą jest ilość energii elektrycznej rzeczywiście wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, potwierdzonej odczytami liczników.</b></p> <p>W odniesieniu do umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych” (np. w formule pay-as-produced), w przypadku wprowadzenia przez operatora sieci ograniczenia produkcji w ramach redysponowania nierynkowego, energia niewyprodukowana nie zostaje sprzedana odbiorcy i nie jest przedmiotem rozliczeń z odbiorcą. W związku z tym, inaczej niż w przypadku umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „grafikowej”, w przypadku braku produkcji energii elektrycznej wytwórca nie dokonuje sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorcy, co oznacza, że nierynkowe redysponowanie powoduje całkowitą utratę przychodu w wysokości ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowej”. Zarówno obecnie stosowane przez PSE, jaki i te proponowane do wprowadzenia do IRiESP zasady rekompensat za nierynkowe redysponowanie nie uwzględniają specyfiki umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych”, w rezultacie czego wytwórcy mający zawarte takie umowy nie są rekompensowani w pełni (sytuacja obecna) lub nie byłiby rekompensowani w ogóle (gdyby wprowadzono proponowane aktualnie zmiany do IRiESP, bez modyfikacji uwzględniającej specyfikę umów licznikowych) za przychody utracone z powodu nierynkowego redysponowania.</p> <p>Takie podejście PSE i proponowane zmiany są niezgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2019/943 oraz Dyrektywą (UE) 2018/2001.</p> <p>Tym samym zmiana narusza wymóg określony w art. 9g ust. 8d pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne poprzez różnicowanie interesów podmiotów zawierających umowy o sprzedaż energii w różnych systemach rozliczeń.</p>	LEWIATAN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>



	<p>Redysponowanie nierynkowe, jeśli stosowane jako standardowe rozwiązanie, prowadzi do naruszenia zasad przejrzystości, proporcjonalności i niedyskryminacji, które są fundamentalnymi zasadami rynku wewnętrznego energii. Motyw 29 Rozporządzenia (UE) 2019/943 podkreśla, że <i>należy zapewnić uczestnikom rynku <b>przejrzystość</b> w odniesieniu do dostępnych zdolności przesyłowych oraz standardów bezpieczeństwa, planowania i eksploatacji mających wpływ na dostępne zdolności przesyłowe.</i> Stosowanie redysponowania nierynkowego w sposób ciągły i systematyczny, szczególnie bez odpowiednich mechanizmów rekompensat dla jednostek wytwórczych, może prowadzić do zaburzeń rynkowych, faworyzując jednostki, które są mniej obciążane takimi interwencjami, co jest sprzeczne z zasadami konkurencji i równego traktowania.</p>		
32.	<p>Wprowadzenie obowiązkowych postanowień w umowach przyłączeniowych umożliwiających OSP wydawanie poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania bez możliwości ubiegania się o rekompensaty, z pominięciem postanowień <b>Rozporządzenia (UE) 2019/943, Dyrektywy (UE) 2024/1711 (zmieniającej i uzupełniającej Dyrektywę (UE) 2019/944)</b> oraz <b>art. 9c ust. 7a prawa energetycznego</b>.</p> <p>Tym samym zmiana nie spełnia wymogów określonych w art. 9g ust. 8d pkt 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne z uwagi na brak przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur określających możliwość wprowadzenia takiego postanowienia w umowach przyłączeniowych, jego zakresu oraz jest wprost sprzeczna z postanowieniami Rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz Dyrektywy 2019/944 (w zakresie wspomnianej wyżej zmiany).</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
33.	<p>Postanowienia dotyczące stosowania redysponowania nierynkowego (które m.in. wprowadzają dodatkowe zasady wydawania i wykonywania poleceń redysponowania, kryteria, którymi powinien kierować się operator systemu wydający polecenie redysponowania, czy sposób wyliczenia rekompensaty) są niezgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego i energii elektrycznej (Dz. U. UE. L. 2019. Nr 158, str. 54 z późn. zm.; dalej jako: „rozporządzenie 2019/943”). Wprowadzanie do polskiego porządku prawnego dodatkowych zasad dotyczących redysponowania narusza z samej swojej istoty prawo UE, gdyż jest</p>	<b>AM Woltaika DELSOL</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Projekt Karty aktualizacji nr 2 obejmujący m.in. szczegółowe warunki wydawania oraz wykonywania poleceń redysponowania oraz obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej (art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne), został opracowany przez OSP w wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 30 ust. 1 UC 74. Zarzut</p>

	<p>wbrew istocie samego rozporządzenia, tj. jego bezpośredniej stosowalności. Rozporządzenie jest instrumentem ujednolicającym prawo na terenie Unii Europejskiej, które nie tylko nie wymaga, ale i nie może być przez państwa członkowskie transponowane (implementowane) do prawa krajowego – takie działanie zgodnie z orzecznictwem TSUE mogłoby zakłócić bezpośrednie i jednolite stosowanie rozporządzeń w UE, a tym samym osłabić jego skuteczność.</p> <p>Rozporządzenia 2019/943, w tym art. 13 określający zasady związane z redysponowaniem, nie daje podstaw do podjęcia przez państwo członkowskie działań na poziomie krajowym w zakresie uzupełnienia czy modyfikacji regulacji o ograniczaniu generacji energii elektrycznej, w tym zwłaszcza w zakresie reguł związanych z ubieganiem się o rekompensatę z tego tytułu.</p>		<p>niezgodności postanowień projektu Karty aktualizacji nr 2 w powołanym zakresie z przepisami art. 13 rozporządzenia 2019/943 jest niezasadny. Trzeba bowiem odróżnić bezpośrednie stosowanie od stosowania ze skutkiem pośrednim.</p> <p>Przepisy rozporządzenia 2019/943 jako zawarte w rozporządzeniu unijnym niewątpliwie bezpośrednio obowiązują w krajowym porządku prawnym i nie jest konieczna ich transpozycja do polskiego prawa. W doktrynie i orzecznictwie Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej zgodnie jest również przyjęte, że bezpośrednie stosowanie rozporządzeń nie musi od razu oznaczać spełnienia warunków bezpośredniej skuteczności ich norm. W przypadku niektórych norm rozporządzeń unijnych, ich efektywne stosowanie „może wymagać dla ich wdrożenia przyjęcia środków wykonawczych przez Państwa Członkowskie” (vide: Instytucje i Prawo Unii Europejskiej Wolter Kluwer 2015 str. 291). Przypadek taki wystąpił w odniesieniu do normy art. 13 rozporządzenia 2019/943. Ustawodawca krajowy uwzględniając, że przepis art. 13 rozporządzenia 2019/943 nie spełnia kryteriów bezpośredniej skuteczności (nie jest bezwarunkowy i kompletny bowiem nie ustanawia generalnej podstawy dla stosowania przez OSP/OSD redysponowania, a w szczególności nierynkowego redysponowania, a jedynie określa warunki i kryteria jakie środek ten powinien spełniać) miał podstawy do wprowadzenia do ustawy Prawo energetyczne regulacji art. 9c ust. 7a - 7q oraz regulacji przywołanego oraz art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne. Doktryna w tym zakresie wskazuje (vide j.w.), że „Trybunał podkreślił swobodę pozostawioną państwom członkowskim” w przypadku, kiedy przepis rozporządzenia nie spełnia kryteriów bezpośredniej skuteczności.</p>
34.	<p>Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów naruszają zasady określone w rozporządzeniu 2019/943, w szczególności zasady obiektywizmu, przejrzystości i niedyskryminacji. Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów muszą być zgodne z art. 13 ust. 6 lit. a) – d) rozporządzenia, a w szczególności prowadzić do niedyskryminacji jednostek wytwarzania energii</p>	<p><b>AM</b> <b>Woltaika</b> <b>DELSOL</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z art. 9c ust. 7c pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, OSP wydając polecenie redysponowania nierynkowego jest obowiązany</p>

	<p>wykorzystujących OZE. Proponowane sformułowania pkt. 11 Karty aktualizacji w zakresie kryteriów doboru, prowadzą w praktyce do redysponowania w przeważającej większości zasobów PV przyłączonych do SN przy jednoczesnym pomijaniu w redysponowaniu (lub symbolicznym udziale w redysponowaniu) zasobów FW.</p> <p>Należy zwrócić uwagę, że dotychczas (w 2024 r.) uprawiane redysponowanie nierynkowe przez PSE S.A. polegało na całkowitym wyłączeniu ciągle tych samych jednostek PV przyłączonych do SN przy jednoczesnej pracy bez ograniczeń jednostek FW lub jednostek PV przyłączonych do sieci wysokich napięć. Takie działania PSE S.A. są wręcz dewastujące dla całej branży fotowoltaicznej i w dłuższym terminie zagrażają egzystencji wytwórców PV.</p> <p><b>Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 2019/943 wszystkie jednostki wytwórcze OZE o mocy co najmniej 400kW w procesie redysponowania nierynkowego muszą być traktowane jednakowo, niezależnie od technologii wytwarzania energii elektrycznej.</b> W tej sytuacji tworzenie jakichkolwiek „rankingów kosztowych dla MWE” nie znajduje podstawy prawnej w rozporządzeniu 2019/943. Taka praktyka jest tym bardziej niedopuszczalna wobec propozycji wadliwych zasad ustalania wysokości rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego (czytaj: „kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE”), o czym poniżej w pkt 3. („<i>vide wiersz 35 poniżej; wyjaśnienie OSP</i>”)</p>		<p>do minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy, wyznaczanego jako suma rekompensat finansowych, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Mając powyższe na uwadze, w zasadach i kryteriach doboru MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię (pkt <b>11.4.4.2.</b> IRiESP - Korzystanie) określono jako kryterium doboru MWE do redysponowania nierynkowego koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego. MWE z niższym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego podlegają redysponowaniu nierynkowemu przed MWE z wyższym kosztem.</p> <p>Powyższe postanowienia projektu Karty aktualizacji nr 2 nie naruszają zatem zasad wskazanych w rozporządzeniu 2019/943.</p>
35.	<p>Zasady ustalania wysokości rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego naruszają zasady określone w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 „...rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty...” Z powyższego jednoznacznie wynika, że rekompensata musi rekompensować utracone przychody wytwórcy z tytułu realizacji polecenia redysponowania nierynkowego jego instalacją fotowoltaiczną tj. rekompensata nie może być „nieuzasadnienie niska lub nieuzasadnienie wysoka”. Z powyższego wynika również, że rekompensata powinna być „co najmniej równa” rekompensacie wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego co jest jednoznaczne z tym, że może być wyższa (i nie może być niższa) od rekompensaty wyliczonej w</p>	<p><b>AM</b> <b>Woltaika</b> <b>DELSOL</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<p>oparciu o ceny rynku dnia następnego. W tym miejscu widzimy potrzebę przywołania Państwu definicji w Słowniku Języka Polskiego słowa „rekompensata”, które oznacza:</p> <p>„1. zrównoważenie lub wyrównanie braku, niedoboru lub ujemnego charakteru czegoś, 2. zlikwidowanie poniesionych przez kogoś strat lub doznanych krzywd, 3. to, co równoważy braki, straty lub krzywdy”.</p> <p>Przedstawione przez Państwa zasady ustalania wysokości rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego nie tylko naruszają zasady określone w art. 13 ust. 7 rozporządzenia, ale są sprzeczne z zasadami współżycia społecznego. W przedstawionych zasadach ustalania wysokości rekompensat nie uwzględniono sytuacji wytwórców, którzy mają umowy sprzedaży energii elektrycznej po cenie stałej (przedstawione zasady drastycznie dyskryminują wytwórców będących stronami umów CPPA i PPA ze stałymi cenami energii elektrycznej). Przedstawione zasady praktycznie pozbawiają sprawiedliwych rekompensat grupę wytwórców będących stronami umów CPPA i PPA.</p>		
36.	<p>W przypadku źródeł wytwórczych wybudowanych w ramach systemu aukcyjnego postanowieniami Art. 93 ust. 18 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.) jednoznacznie uregulowano zasady rozliczania utraconego wolumenu energii elektrycznej w wyniku zastosowania redysponowania nierynkowego w źródle wytwórczym. W przypadku wsparcia w postaci dofinansowania unijnego nie mamy szczegółowych regulacji w zakresie sposobu rozliczania zobowiązań z tytułu otrzymanego wsparcia (rozliczania wskaźników rezultatu w ramach projektu unijnego) przez beneficjentów w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego jednostką wytwarzającą energię elektryczną w OZE. W tym zakresie mamy jednak ogólne regulacje wyrażone w postanowieniach Art. 13 ust. 7 pkt b) Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, które stwarzają wytwórcy możliwość dochodzenia rekompensat z tytułu utraconych przychodów netto ze sprzedaży energii elektrycznej i utraconego przez wytwórcę „<i>wsparcia finansowego, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania</i>”. Ten obszar wymaga pilnego uregulowania w celu uniknięcia</p>	<p><b>AM</b> <b>Woltaika</b> <b>DELSOL</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wskazana w uwadze kwestia wykracza poza zakres Karty aktualizacji nr 2. Zagadnienie redysponowania nierynkowego, zarówno rynkowego, jak i nierynkowego, nie stanowi nowego zjawiska. Podmioty udzielające dofinansowań w ramach projektów unijnych mogły uwzględnić ich implikacje praktyczne podczas konstrukcji zasad udzielania i rozliczania określonego wsparcia, w tym zawrzeć w umowach z beneficjentami odpowiednie klauzule umowne określające status energii elektrycznej niewyprodukowanej w związku z wydanym poleceniem redysponowania. Postulat uwzględnienia przez OSP mnogości różnych typów dofinansowań, które funkcjonują na rynku, jest nierealny.</p> <p>Ponadto, OSP, opracowując postanowienia IRIESP dot. redysponowania nierynkowego, kierował się przepisami prawa. Stąd,</p>

	ewentualnych negatywnych konsekwencji zarówno dla beneficjentów programów unijnych (zwrot dotacji przez wytwórców podlegających redysponowaniu nierynkowemu) jak również OSP wydającego polecenia redysponowania nierynkowego (ewentualne roszczenia regresowe od ww. wytwórców).		uwzględniają one wartość utraconego przychodu z systemów wsparcia (które funkcjonują w oparciu o zasady stanowiące przez przepisy prawa).  Uwzględnienie korzyści finansowych udzielonych w programie, którego zasady szczegółowo nie są znane na podstawie przepisów prawa nie jest możliwe już tylko z tego powodu, że OSP nie ma informacji o takich zasadach, a tym samym nie jest w stanie odnieść się do zagadnienia czy powinny być one uwzględnione w mechanizmach redysponowania nierynkowego przy zachowaniu transparentności procesu, gwarantującego równe traktowanie podmiotów mogących podlegać redysponowaniu nierynkowemu.
37.	Projekt aktualizacji IRIESP zawiera rozwiązania wykraczające poza ramy zawarte w rozporządzeniu <i>Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i> (dalej: „Rozporządzenie”), między innymi wprowadzając dodatkowe przesłanki zdejmujące z operatora odpowiedzialność w zakresie przyznawania rekompensat za nierynkowe redysponowanie. Powyższe, w zestawieniu z projektowanym mechanizmem weryfikacji opłacalności zastosowania redysponowania rynkowego i nierynkowego budzi poważne wątpliwości, w kontekście niedyskryminacji oraz transparentności zasad funkcjonowania wytwórców na rynku energii elektrycznej. Istotne jest również zaakcentowanie w tym kontekście roli regulatora, którego nadzór powinien stanowić narzędzie do zachowania obiektywnych i zgodnych z Rozporządzeniem kryteriów oceny i rozstrzygnięcia o zastosowaniu danego mechanizmu interwencji. Stoimy ponadto na stanowisku, że przyjęte w ramach projektu rozwiązania wymagają przedstawienia szczegółowej analizy w zakresie ich skutków, a informacje w tym zakresie zawarte w dokumencie wyjaśniającym należy uznać za niewystarczające, w szczególności w zakresie elementów, które wykraczają poza, lub są niezgodne z zakresem Rozporządzenia.	<b>SEO</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 24 i 33.  Patrz również odpowiedzi na uwagi nr 103 i 104 do IRIESP - Korzystanie.
38.	Mając na uwadze treść art. 13 <i>rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i> , zgodnie z którym (...) <i>redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach</i> , stoimy na stanowisku, że w celu	<b>SEO</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>

	<p>uzyskania transparentności procesu wydawania poleceń w zakresie nierynkowego redysponowania i zapewnienia możliwości weryfikacji spełnienia przywołanych w rozporządzenia kryteriów niedyskryminacji, zasadne jest wdrożenie obowiązku regularnego publikowania informacji przez operatorów sieci o instalacjach podlegających redysponowaniu oraz ilości energii w MWh dla poszczególnych instalacji poddanych redysponowaniu, wraz z uzasadnieniem. Informacje te powinny być publicznie dostępne.</p>		<p>Zgodnie z art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 nadzór działalności OSP w przedmiocie redysponowania nierynkowego odbywa się poprzez złożenie przez OSP sprawozdania do organu regulacyjnego (co, zgodnie z art. 9c ust. 7q Prawa energetycznego, nastąpić ma w terminie do dnia 1 marca każdego roku). Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych objętych sprawozdaniem, wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień w razie konieczności. Biorąc pod uwagę, że powołany przepis rozporządzenia 2019/943 określił zakres i sposób upubliczniania informacji dotyczących redysponowania nierynkowego, brak jest podstaw przyjęcia w IRiESP rozwiązania proponowanego w uwadze.</p> <p>Ponadto, publikowanie przez OSP danych o instalacjach podlegających redysponowaniu nierynkowym oraz ilości energii (w MWh) dla poszczególnych instalacji poddanych redysponowaniu nierynkowym, wraz z uzasadnieniem, mogłoby prowadzić do ujawnienia informacji handlowych, które OSP uzyskuje w trakcie wykonywanej działalności, co stanowiłoby naruszenia obowiązku zachowania poufności informacji handlowych, wynikającego z art. 9c ust. 4 i ust. 4a ustawy Prawo energetyczne. OSP ma obowiązek zachować poufność informacji dotyczących umów zawartych z użytkownikami systemu. Wdrożenie obowiązku publikowania informacji jak w uwadze mogłoby prowadzić do ujawnienia tych informacji.</p>
39.	<p>W pierwszej kolejności należy zauważyć, że wprowadzone postanowienia dotyczące stosowania redysponowania nierynkowego (które m.in. wprowadzają dodatkowe zasady wydawania i wykonywania poleceń redysponowania, kryteria, którymi powinien kierować się operator systemu wydający polecenie redysponowania, czy sposób wyliczenia rekompensaty) są niezgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego i energii elektrycznej (Dz. U. UE. L. 2019. Nr 158, str. 54 z późn. zm.; dalej jako: „rozporządzenie 2019/943”). Wprowadzanie do polskiego porządku prawnego dodatkowych zasad dotyczących redysponowania narusza z samej swojej istoty prawo UE. Pomija</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 33 i 45.</p> <p>Ponadto patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<p>bowiem charakter rozporządzenia, w szczególności jego bezpośrednią stosowalność. Rozporządzenie jest instrumentem ujednolicającym prawo, które nie tylko nie wymaga, ale i nie może być przez państwa członkowskie transponowane (implementowane) do prawa krajowego – takie działanie zgodnie z orzecznictwem TSUE mogłoby zakłócić bezpośrednie i jednolite stosowanie rozporządzeń w UE, a tym samym osłabić jego skuteczność.</p> <p>Warto zasygnalizować, że niekiedy rozporządzenie unijne może wymagać wykonania przez wydanie aktu prawa krajowego, zwłaszcza gdy konieczne jest ustanowienie specjalnego mechanizmu krajowego lub gdy rozporządzenie zezwala państwu członkowskiemu na rozszerzenie albo zawężenie zakresu podmiotowego lub przedmiotowego. Musi to jednak wyraźnie wynikać z przepisu rozporządzenia. Tymczasem rozporządzenia 2019/943, w tym art. 13 określający zasady związane z redysponowaniem, nie daje podstaw do podjęcia przez państwo członkowskie działań na poziomie krajowym w zakresie uzupełnienia czy modyfikacji regulacji o ograniczaniu generacji, w tym zwłaszcza w zakresie reguł związanych z ubieganiem się o rekompensatę z tego tytułu.</p>		
40.	<p>Niezależnie i bez wpływu na powyższe, uszczegółowienie dotyczące obowiązków (przede wszystkim obowiązku wykonania polecenia redysponowania na zasadach określonych w Karcie aktualizacji) i praw (warunki dotyczące prawa ubiegania się o rekompensatę finansową w przypadku zastosowania redysponowania) mających kluczowe znaczenie dla wytwórców, nie powinno mieć miejsca w IRiESP, który nie stanowi aktu o charakterze powszechnie obowiązującym, a może mieć to miejsce jedynie w akcie o randze ustawowej. Przyjęte podejście narusza choćby konstytucyjną zasadę demokratycznego państwa prawnego.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 9g ust. 4 Prawa energetycznego określa zakres przedmiotowy IRiESP, w tym w pkt 6a wskazuje obszar dotyczący: „wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, oraz obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu nierynkowego redysponowania jednostkami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru lub słońca, lub magazynów energii elektrycznej oraz kryteria i zasady ustalania, który z operatorów systemu elektroenergetycznego jest uznawany za wydającego polecenie i obowiązany do zapłaty rekompensaty w przypadku poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b, wydanych wytwórcy lub posiadaczowi magazynu energii elektrycznej przyłączonemu do skoordynowanej sieci 110 kV, oraz rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”.</p>

			<p>Powyższy przepis, w związku z art. 30 ust. 1 UC 74, stanowi podstawę do wprowadzenia w IRiESP postanowień dotyczących redysponowania nierynkowego.</p> <p>Ponadto patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
41.	<p>Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów naruszają zasady określone w rozporządzeniu 2019/943, w szczególności zasady obiektywizmu, przejrzystości i niedyskryminacji. Zasady i kryteria doboru redysponowanych zasobów muszą być zgodne z art. 13 ust. 6 lit. a) – d) rozporządzenia, a w szczególności prowadzić do niedyskryminacji jednostek wytwarzania energii wykorzystujących OZE. Proponowane sformułowania pkt. 11 Karty aktualizacji w zakresie kryteriów doboru, prowadzą w praktyce m.in. redysponowania w przeważającej większości zasobów PV o średniej mocy, redysponowania w pierwszej kolejności zasobów PV (w porównaniu np. do zasobów FW), krótkiego czasu wydawania polecenia redysponowania oraz braku obowiązku informowania o wydanym poleceniu POB (co może naruszać między innymi zasadę obiektywizmu i niedyskryminacji). Dodatkowo brakuje mechanizmów gwarancyjnych dla wytwórców energii, a co prowadzi do wniosku, że proponowane brzmienie Karty aktualizacji narusza prawo unijne.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 33 i 34.</p>
42.	<p>Zasady ustalania wysokości rekompensat finansowych z tytułu redysponowania nierynkowego naruszają zasady określone w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Zgodnie z przyjętą praktyką, podstawę wyznaczenia wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku redysponowania nierynkowego PV i wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo zez bycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania stanowią wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku redysponowania oraz ceny energii elektrycznej CRO na rynku bilansującym. Jest to niezgodne z art. 13 ust. 7 lit. b. rozporządzenia 2019/943, w którym jest mowa o utraconych <i>przychodach netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, (...) wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</i> Zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 <i>rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>



<p><i>rekompensaty</i>. Z tego wynika, że rekompensata powinna co najmniej odpowiadać rekompensacie wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego, co jest jednoznaczne z tym, że może być wyższa (lecz nie może być niższa) od rekompensaty wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego. Z obecnego brzmienia komentowanego postanowienia nie wybrzmiewa to założenie. Ponadto art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 przewiduje, że rekompensata – poza utraconymi przychodami netto ze sprzedaży energii na rynku dnia następnego – musi uwzględniać również kwot dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania (takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy), jeśli zastosowanie niższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej rekompensaty (a contrario, łączenie tych kwot jest niedopuszczalne tylko jeśli prowadziłoby to do nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty). Proponowane postanowienia tego założenia nie uwzględniają, naruszając unijne rozporządzenie.</p> <p>Niesłusznie uznano, że w każdym wypadku, gdy w wyniku redysponowania nie dojdzie do tzw. przejścia energii „przez licznik”, wytwórca otrzyma jakieś określone przychody („rozliczenie”) od spółki obrotu, np. płatności za energię określoną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”. W tzw. modelu pay-as-produced co do zasady tak nie jest. W przeważającej większości umów PPA dotyczących małych i średnich jednostek OZE przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 są uzyskane przez wytwórcę jedynie w sytuacji, gdy energia elektryczna zostanie wyprodukowana i wprowadzona do sieci („przejdzie przez licznik”). Jednostkom takim, co do zasady, nie przysługuje jakiegokolwiek „rozliczenie” za energię prognozowaną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”, która następnie nie została wytworzona w wyniku redysponowania. W związku z tym, w wyniku zastosowania metodologii zaproponowanej przez PSE większości jednostkom wytwórczym OZE funkcjonujących obecnie nie będzie przysługiwać prawo do jakiegokolwiek rekompensaty, a to jest sprzeczne z regułą przewidzianą w art. 13 ust 7 Rozporządzenia. Samo zastosowanie korekty energii rzeczywistej przy rozliczeniu niezbilansowania, choć spowoduje brak takiego niezbilansowania, to nie zrekompensuje szkody wytwórcy – podmiotu posiadającego redysponowany zasób – powstałej z tytułu utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej.</p>		
--	--	--

43.	<p>Również dalsze zasady ustalania i prowadzenia rozliczeń naruszają art. 13 Rozporządzenia, w szczególności określonych w art. 13 ust. 1 zasad obiektywizmu, przejrzystości i niedyskryminacji. Zidentyfikowane problemy wskazują m.in., że w okresie przejściowym (tj. do 31.12 2025 r.) wyraźny jest konflikt interesów między POB a właścicielem redysponowanego zasobu (w interesie POB jest zmniejszenie niezbilansowania wynikającego z nierynkowej redukcji, co jednocześnie prowadzi do utraty uprawnienia do rekompensaty). Dodatkowo brak jest obowiązku informowania POB o tym, że bilansowany przez POB zasób ma być lub był redysponowany (w praktyce POB samodzielnie musi pozyskać informację na podstawie danych z licznika). Ponadto zasady rozliczeń rekompensat finansowych w okresie przejściowym stanowi barierę dla PPA, która narusza zasadę obiektywizmu i niedyskryminacji (brak rzeczywistego uzasadnienia dla takiej bariery, która ogranicza swobodę kontraktowania na rynku hurtowym i CPPa oraz dyskryminacja umów PPA). Wreszcie, obecne brzmienie proponowanych postanowień nie akcentuje dostatecznie, że zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 rekompensata nie przysługuje jedynie tym wytwórcom, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii (wyrazili świadomą zgodę na takie rozwiązanie) Niedopuszczalne jest narzucanie podmiotom przyłączonym do sieci nowych zobowiązań poprzez wprowadzanie zmian w zasadach dostępu do sieci na zaawansowanym etapie realizacji projektu. Dotyczy to również projektów już funkcjonujących, które nie przechodzą istotnych modyfikacji w rozumieniu Rozporządzenia 2019/943. Praktyka taka jest szczególnie nagła, gdy polega na dodawaniu do umów przesyłowych lub umów o świadczenie usług dystrybucji klauzul ograniczających prawo do rekompensat za redysponowanie.</p> <p>Należy podkreślić, że wydanie warunków przyłączenia do sieci stanowi zobowiązanie po stronie operatora. Obserwowana praktyka przenoszenia dodatkowych ryzyk na podmioty przyłączone do sieci jest niezgodna z zasadami partnerskiej współpracy i wymaga reakcji organów nadzorujących.</p> <p>Należy pamiętać, że podmiot przyłączony do sieci nie ma wpływu na okoliczności uzasadniające operatorskie decyzje o ograniczeniu lub wyłączeniu dostaw energii. Czynniki te zależą bowiem od decyzji na poziomie państwa, regulatora, a także samych operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Próba</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 22 i 24.</p>
-----	---	-----	--

	przeniesienia odpowiedzialności za nie na podmioty przyłączone jest nieuzasadniona.		
44.	<p>Wskazujemy na istotną potrzebę dostosowania do praktyki rynkowej w sektorze OZE i magazynowania energii postanowień Załącznika K2. Nowe przepisy dotyczące redysponowania nierynkowego, które mają obowiązywać od 1 stycznia 2026 roku dla modułów wiatrowych, słonecznych, biogazowych oraz magazynów energii, powinny uwzględniać powszechnie stosowane w sektorze OZE umowy o obrocie energią. Należy zwrócić szczególną uwagę na przypadki, gdy to nie wytwórca lub właściciel MEE, a inny podmiot (np. POB) odpowiada za bilansowanie handlowe energii.</p> <p>Proponowany mechanizm rozliczania rekompensat, oparty o korektę energii rzeczywistej (ER), w takich sytuacjach okazałby się нефункциональный. Narzucałby on sposób rozliczeń między wytwórcą a POB, ingerując w ich wzajemne relacje kontraktowe.</p> <p>Konieczne jest opracowanie takich rozwiązań, które będą respektowały istniejące modele współpracy i nie będą generowały dodatkowych obciążeń dla uczestników rynku.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
45.	<p>Zaproponowane regulacje ograniczające wysokość rekompensat finansowych do wysokości utraconego przychodu z systemu wsparcia całkowicie pomijają sytuację większości wytwórców z OZE (szczególnie w małych i średnich źródłach), którzy sprzedają energię elektryczną w tzw. modelu pay-as-produced i w odniesieniu do takich podmiotów propozycje te stoją w sprzeczności z postanowieniem art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, gdyż nie uwzględniają utraconych przychodów netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</p> <p>Zaproponowane regulacje, w szczególności ustrukturyzowanie ich w oparciu o założenia, zgodnie z którymi:</p> <p>(i) do zrekompensowania kosztów (utraconych przychodów) podmiotu posiadającego redysponowany zasób wystarczającym będzie dokonanie korekty energii rzeczywistej, gdyż</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>Ponadto, należy wskazać, że strony mogą kształtować swoje relacje umowne. OSP nie identyfikuje bezwzględnie obowiązujących przepisów zakazujących zmianę funkcjonujących obecnie umów między wytwórcą a POB. Zagadnienie jakim jest redysponowanie nierynkowe nie jest w systemie centralnie dysponowanym niczym nowym. Stanowi ono następstwo m.in. braku skuteczności realizacji przez wytwórców redukcji generacji i dostosowania poziomu generacji do zapotrzebowania odbiorców w ramach mechanizmów rynku hurtowego (redysponowania rynkowego).</p>

<p>(ii) nie powstanie wówczas utracony przychód po stronie takiego podmiotu z uwagi na brak dodatkowego kosztu zakupu energii z rynku bilansującego</p> <p>wyraźnie sugerują ograniczenie przez PSE kręgu podmiotów, które uprawnione będą do uzyskania rekompensaty finansowej, wyłącznie do podmiotów dokonujących sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. <b>mechanizmu grafikowego</b>, tj. rozliczających się według wolumenów określonych w USE do realizacji na rynku bilansującym. Dla takich bowiem podmiotów w rzeczywistości nie wystąpi utracony przychód, gdyż przychód ten zostanie uzyskany niezależnie od wydania polecenia redysponowania. Stanowić to może w przyszłości ważny element decydujący o modelu przyszłych umów regulujących odbiór energii ze źródeł OZE (tzw. PPA lub „route-to-market”), <b>ale nie powinno dziś wpływać negatywnie na tysiące umów, które wytwórcy OZE mają zawarte ze swoimi odbiorcami (najczęściej spółkami obrotu).</b></p> <p>Ponadto, zaproponowane regulacje spowodują, że pokrycie szkody (wypłacenie rekompensaty finansowej) zostanie skierowane do niewłaściwego podmiotu do odbiorców energii elektrycznej, będących w większości przypadków spółkami obrotu odsprzedającymi dalej zakupioną energię, a także pełniącymi rolę podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania. Zastosowanie zaproponowanych regulacji spowoduje zatem nieuzasadnione uprzywilejowanie spółek obrotu zamiast wytwórców (posiadających redysponowany zasób), którzy uzyskują przychód dokonując dalszej odsprzedaży energii elektrycznej według <b>mechanizmu grafikowego</b> (według USE), nie ponosząc dodatkowo kosztów niezbilansowania w związku z dokonaną korektą energii rzeczywistej.</p> <p>Wprowadzenie zaproponowanych regulacji w rzeczywistości przeniesie ciężar uzyskania rekompensaty finansowej ze sfery publicznoprawnej (tj. dokonywanej na podstawie rozporządzenia 2019/943, ustawy – Prawo energetyczne, a także IRiESP) na sferę prywatnoprawną, gdyż to wytwórcy – podmioty posiadające redysponowane zasoby – będą zmuszeni do poszukiwania kontraktowych rozwiązań. Zmiany takie musiałyby zostać przeprowadzone w ramach niewymuszalnych (z perspektywy sprzedawcy / POB) negocjacji umownych, które mogłyby doprowadzić do zmiany dalszych jeszcze aspektów danego stosunku prawnego – a nawet pogorszenia pozycji kontraktowej danego wytwórcy, czego</p>	<p>Mając powyższe na względzie, OSP stoi na stanowisku, że uczestnicy rynku posiadają narzędzia niezbędne do samodzielnej zmiany swoich relacji umownych. Odejście od najbardziej ryzykownych formuł cenowych w umowach między wytwórcami a POB powinno stanowić naturalny element zaradczy w obliczu wzrastającego ryzyka biznesowego wynikającego z występujących okresów nadpodaży produkcji energii elektrycznej ponad zapotrzebowanie ze strony odbiorców końcowych.</p>
---	---

nie sposób a priori wykluczyć. Wytwórcy z OZE nie mają (zazwyczaj) sposobu do przymuszenia spółek obrotu (pełniących jednocześnie rolę POB) do renegotjacji umów i wprowadzenia alternatywnego (obok modelu **pay-as-produced**) modelu rozliczenia w stosunku do godzin, w których dochodzi do redysponowania. Tym samym rekompensata w kształcie zaproponowanym przez PSE może w wypadku większości istniejących umów sprzedaży energii z OZE doprowadzić do sytuacji, że wytwórcy z OZE, którym taka rekompensata ma przysługiwać zgodnie z regulacjami art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 zostaną de facto pozbawieni uprawnionej rekompensaty. Natomiast (w zależności od sytuacji) określony rodzaj przysporzenia (wynikający z korekty niezbilansowania) może przypaść podmiotowi pełniącemu rolę POB.

Dalej, tak skonstruowane zasady obliczania rekompensaty finansowej zostaną najpewniej bardzo negatywnie odebrane przez sektor bankowy, który w wieloletniej już praktyce udzielania finansowań (w większości przypadków w formule *project finance*) preferuje (a czasem wręcz oczekuje) zawierania przez wytwórców umów sprzedaży energii elektrycznej w mechanizmie **pay-as-produced**. Zaproponowane regulacje w znaczący negatywny sposób wpływałyby na stronę przychodową kredytobiorców, co w negatywny sposób odbijałoby się na stopę zwrotu inwestycji oraz stabilność zabezpieczenia spłaty zaciągniętych zobowiązań.

W związku z tym w naszej ocenie istnieje potrzeba wprowadzenia dodatkowych regulacji przejściowych, w ten sposób by:

- (i) Dla umów sprzedaży energii przez źródła OZE w modelu **pay as produced** zawartych przed dniem zatwierdzenia Karty Aktualizacji IRIESP stosować inny sposób liczenia rekompensaty, tj. uwzględniający realną szkodę takiej jednostki wytwórczej, tj. zakładającą stratę całości przychodu z tytułu nieprzewodzenia energii do sieci (czyli nie uwzględniając również płatności za energię określoną w dniu poprzedzającym w tzw. „grafiku”, za którą jednostka wytwórcza de facto nie dostanie zapłaty od spółki obrotu – tak jest w przeważającej większości umów PPA dotyczących małych i średnich jednostek OZE), np. poprzez wprowadzenie zasady obliczania rekompensaty finansowej z uwzględnieniem utraconych przychodów netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, co pozwoli zachować pełną zgodność z postanowieniem art. 13 ust. 7 rozporządzenia

	<p>2019/943 – takie rozwiązanie przejściowe zapewni ochronę dotychczasowych stosunków prawnych w myśl tzw. zasady ochrony praw słusznie nabytych, która wywodzona jest z zasady demokratycznego państwa prawa uregulowanej w art. 2 Konstytucji RP.</p> <p>albo alternatywnie (przy czym nie jest to rozwiązanie będące jedynie w kompetencjach PSE, a właściwie wymaga interwencji ustawodawcy – dlatego taką propozycję składamy warunkowo) wprowadzony zostałby mechanizm przymuszający spółki obrotu do dostosowania istniejących umów odbioru energii z OZE, w ten sposób by wytwórcy z OZE rzeczywiście mogli skorzystać z modelu rekompensat zaproponowanego w Karcie Aktualizacji IRIESP.</p> <p>W art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 przesądzono, kiedy powstaje prawo do rekompensaty, kto jest podmiotem zobowiązanym do jej wypłacenia, oraz kto jest uprawniony do jej uzyskania. Opisano ponadto w sposób precyzyjny sposób ustalenia wysokości rekompensaty. Wobec tego, rekompensata określona w zaproponowanej regulacji, wypłacana innemu podmiotowi oraz ustalona według odmiennych zasad niż wskazane w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie jest rekompensatą w rozumieniu tego przepisu. IRiESP w brzmieniu nadanym Kartą Aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 nie będzie stanowić mechanizmu realizacji art. 13 ust. 7 ww. rozporządzenia. Stanowić będzie mechanizm wypłaty rekompensat oparty na założeniach alternatywnych wobec określonych w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p>		
46.	<p>Proponowane zmiany:</p> <p>Wszystkie nie-rynkowe ograniczania powinny być rekompensowane objętościowo lub w cenie górnej regulacji, a następnie rozliczane ze stroną odpowiedzialną za regulowanie balansu (Balance Responsible Party), dla każdej jednostki objętej regulacją. Rekompensata powinna być rozliczana automatycznie. Jeśli jednostka generująca jest objęta programem dofinansującym (dotacjami), strona odpowiedzialna za regulowanie balansu (Balance Responsible Party), wciąż powinna być rozliczana na podstawie ceny górnej regulacji lub objętościowo, a właściciel jednostki generującej, powinien zostać zrekompensowany za utracone dotacje (Na podstawie rozdziału 4 oraz 5 - Transmission Network Code and Operation Manual - Appendix K2)</p>	<b>CENTRICA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<p>Uzasadnienie:</p> <p>Głównym powodem, dla którego należy rozliczać się z jednostką balansującą (BRP) jest minimalizacja ryzyka, którym jednostka balansująca jest obciążona. Jednostka balansująca (BRP) powinna mieć możliwość rozliczania się z jednostką generacyjną. Jednostka balansująca sprzedaje energię elektryczną na rynku spot (Day Ahead) na podstawie prognozy energetycznej na następny dzień. Jeśli produkcja jest mniejsza niż planowano w związku z wydarzeniami niezwiązanymi z pogodą, jednostka balansująca ma możliwość odkupienia sprzedanej objętości energii elektrycznej cenie górnej regulacji. Jeśli jednostka balansująca jest rozliczona w cenie górnej regulacji lub objętościowo, wtedy jednostka balansująca nie poniesie kosztu związanego z brakiem balansu i wciąż będzie miała możliwość przychodu z rynku spot, co pozwala na rozliczenie cen spot z właścicielami jednostek generujących. Jednostka balansująca powinna mieć możliwość rozliczania z właścicielami jednostek generujących na podstawie ceny spot w wyniku straconej produkcji wynikających z nierynkowych ograniczeń, aby zapobiegać wydarzeniom takim jak w poniższym artykule: <a href="https://app.montelnews.com/News/Story.aspx?id=1546618&amp;highlightCsv=polish,solar,farms">https://app.montelnews.com/News/Story.aspx?id=1546618&amp;highlightCsv=polish,solar,farms</a></p> <p>Jeśli jednostka balansująca (BRP) nie jest rekompensowana z wprowadzanych ograniczeń produkcji energii elektrycznej, przejrzystość rynku maleje, co znacząco utrudnia nowym podmiotom udział w rynku z powodów trudności w określeniu panujących cen, a co za tym idzie rentowności udziału w usługach balansujących sieć, co efektywnie spowalnia rozwój energetyki odnawialnej. Obecnie w Polsce, niektóre jednostki produkcyjne, nie są kompensowane ze względu na ich umowę przyłączeniową z siecią elektroenergetyczną co powoduje brak przejrzystości oraz chaos regulacyjny, ponad to, może to być niezgodne z regulacjami UE zgodnie z wyżej załączonym artykułem.</p>		
47.	<p>Proponowane zmiany:</p> <p>Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) oraz Operator Systemu Przesyłowego (OSP) powinni informować o nie-rynkowych ograniczeniach stronę odpowiedzialną za regulowanie balansu (Balance Responsible Party), o ograniczonych podmiotach (jednostkach generujących) najszybciej jak to możliwe.</p>	<b>CENTRICA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Biorąc pod uwagę relacje umowne pomiędzy podmiotem posiadającym MWE i POB, informację dla POB o redysponowaniu nierynkowym powinien przekazywać podmiot posiadający MWE. Informacje dot. redysponowania nierynkowego są informacjami</p>

	<p>Uzasadnienie:</p> <p>Brak poprawnego zasygnalizowania ograniczeń produkcji energetycznej do jednostki balansującej skutkuje w tym, że jednostka balansująca nie wie, dlaczego produkcja maleje, jednostka balansująca może podejrzewać awarie jednostki produkcyjnej. Aby temu przeciwdziałać jednostka balansująca będzie próbować handlować różnicą energetyczną, aby zapobiec nierównowagi energetycznej w sieci elektroenergetycznej narażając się na ceny regulacyjne. W związku z tym OSD oraz OSP powinno niezwłocznie informować jednostkę balansującą o ewentualnych ograniczeniach nakładanych na produkcję elektryczną, najpóźniej w momencie nałożenia ograniczenia. Aby jednostka balansująca wiedziała dokładnie co dzieje się z aktywami którymi zarządza.</p>		<p>wynikającymi z umowy przesyłania/umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawartej z podmiotem posiadającym MWE i podlegają ochronie na podstawie art. 9c ust. 4a ustawy Prawo energetyczne. Przekazywanie tych informacji do POB przez operatora systemu może zatem stanowić naruszenie powołanego przepisu.</p>
48.	<p>Proponowane zmiany:</p> <p>Kary za niezgodności w przesyłaniu energii elektrycznej powinny być nakładane na właściciela jednostki produkcyjnej (zakładając, że sygnały z OSD oraz OSP są kierowane bezpośrednio do jednostki generującej) (Na podstawie to 14.2.3. in Update sheet No. 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 of the Transmission Network Code).</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Najbardziej prawdopodobnym powodem, dla którego niezgodność w przesyłaniu energii elektrycznej występuje, jest problem techniczny jednostki generującej, dlatego wszelakie niezgodności powinny być regulowane bezpośrednio z podmiotem odpowiedzialnym za daną jednostkę. Zakładając, że komunikaty z OSD and OSP są bezpośrednio wysyłane do właścicieli jednostek generujących.</p>	<b>CENTRICA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Relacje między POB a bilansowanymi podmiotami powinny być uregulowane w umowie pomiędzy nimi, której przedmiotem są warunki bilansowania danego podmiotu. W tej właśnie umowie strony powinny zawrzeć wszystkie wymagane uregulowania na wypadek zaistnienia różnych sytuacji ruchowych, w tym redysponowania nierynkowego lub awarii urządzeń służących do produkcji energii bądź innych urządzeń mogących mieć wpływ na wielkość wprowadzanej do sieci energii.</p>
49.	<p>Proponowane zmiany:</p> <p>OSD oraz OSP w pierwszej kolejności powinny szukać rynkowych rozwiązań ograniczających, zanim nie-rynkowe ograniczenia zostają wprowadzane. Nie-rynkowe rozwiązania powinny być używane tylko w przypadku sytuacji awaryjnych. (Na podstawie 11.4.1. in Update sheet No. 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 of the Transmission Network Code).</p> <p>Uzasadnienie:</p>	<b>CENTRICA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z proponowanymi zapisami Karty, redysponowanie nierynkowe OZE jest stosowane przez OSP po wyczerpaniu wszystkich zasobów dostępnych dla OSP środków stosowanych na zasadach rynkowych, a więc w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, z uwzględnieniem zasad wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia i przepisów ustawy</p>



	<p>Wszelakie ograniczenia nakładane na produkcje energii elektrycznej powinny głównie bazować na rozwiązaniach rynkowych, ze względu na przejrzystość rynkową, która wpływa na decyzje inwestycje zainteresowanych podmiotów.</p>	<p>Prawo energetyczne. OSP w pierwszej kolejności stosuje rozwiązania rynkowe, na co wskazuje w pkt <b>11.4.1. 3.</b> IRiESP - Korzystanie.</p>
--	---	---

**3.2. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Wprowadzenie**

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
1.	2.1. 1.	<p>Wprowadzono skrót: „BG – MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz”.</p> <p>Prosimy o wyjaśnienie, czy instalacje OZE pochodzące z biogazu rolniczego również podlegają redysponowaniu nierynkowemu.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do znaków interpunkcyjnych</small></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Instalacje OZE służące do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy o OZE, podlegają redysponowaniu nierynkowemu i postanowienia projektu Karty aktualizacji nr 2 są zgodne z art. 9c ust. 7h i ust. 7i ustawy Prawo energetyczne.</p>
2.	2.4. 1.	<p>Proponujemy doprecyzować definicję „agregacji” poprzez korektę (uzupełnienie) drugiego akapitu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Na potrzeby IRiESP w definicji agregacji uwzględnia się wyłącznie działalność prowadzoną w celu świadczenia usług systemowych na rzecz OSP.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Agregacja w celu świadczenia usług systemowych może odnosić się zarówno do świadczenia usług systemowych na rzecz OSP jak i na rzecz OSD. Kwestie agregacji i świadczenia usług systemowych na rzecz OSD będą określone w IRiESD, stąd dla uniknięcia wątpliwości zasadne jest doprecyzowanie przedmiotowej definicji w IRiESP. Ponadto powyższa propozycja jest zgodna z treścią pkt 14.1., w tym pkt 14.1. 2., IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>W definicji pojęcia „agregacja” drugi akapit otrzymuje brzmienie:</p> <p>„Na potrzeby IRiESP w definicji agregacji uwzględnia się wyłącznie działalność prowadzoną w celu świadczenia usług systemowych na rzecz OSP.”.</p>
3.	2.4. 1.	<p>Proponujemy usunąć definicję „obszar sieci OSDp/OSDn”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze ogólnej dotyczącej redysponowania nierynkowego. Jak rozumiemy, definicja „obszaru sieci</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>

		OSDp/OSDn” została dodana do IRiESP jedynie w odniesieniu do zapisów IRiESP związanych z redysponowaniem nierynkowym. Jak wskazaliśmy w uwadze ogólnej, a także w uwagach szczegółowych, zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu do <b>tej sieci dystrybucyjnej</b> (tj. przyłączonemu wyłącznie do sieci dystrybucyjnej OSDp). Tym samym bezprzedmiotowe jest odnoszenie się w treści IRiESP do obszaru sieci OSP/OSDn.		
4.	2.4. 1.	<p>W definicji „polecenie redysponowania” proponujemy zastąpienie słowa „podlegające” wyrażeniem „mogące podlegać”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Należy mieć na uwadze, że nie każde polecenie redysponowania, o którym mowa w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, podlegać będzie wypłacie rekompensaty finansowej. Kwestie wypłaty rekompensaty finansowej, w tym przypadków kiedy rekompensata finansowa nie przysługuje, wynikają z przepisów prawa – m.in. z art. 9c ust. 7g i ust. 7h ustawy Prawo energetyczne. Celem uniknięcia wątpliwości, proponujemy doprecyzowanie definicji we wskazanym wyżej zakresie.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>Definicja pojęcia „polecenie redysponowania” otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„polecenie redysponowania - Polecenie wyłączenia redysponowanego zasobu lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez MWE, lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE, mogące podlegać rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”.</i></p>
5.	2.4. 1.	<p>Polecenie redysponowania powinno wprost wskazywać o jakie redysponowanie chodzi, zwłaszcza, że OSP w pierwszej kolejności powinien bowiem wydawać polecenia redysponowania na zasadach rynkowych zgodnie z brzmieniem art. 13 ust. 2 Rozporządzenia 2019/943</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><b><u>polecenie redysponowania nierynkowego – polecenie w zakresie redysponowania nierynkowego tj. polecenie, o</u></b></p>	<p><b>PV-65 LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP, w definicji pojęcia „polecenie redysponowania” wskazuje, że jest to polecenie, które może podlegać rekompensacie finansowej. Jednocześnie rekompensacie finansowej może podlegać tylko to redysponowanie, które nie opiera się na zasadach rynkowych (zgodnie z definicją tego pojęcia zastosowaną</p>

		<b>którym mowa w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, tj. polecenie wyłączenia redysponowanego zasobu lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez redysponowany zasób, lub polecenie zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez redysponowany zasób stanowiący MEE, podlegające rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943</b>		w Karcie aktualizacji nr 2). Nie ma zatem potrzeby dodawania do definicji „polecenia redysponowania” uzupełnienia w postaci wyrażenia „nierynkowego”.  Ponadto patrz odpowiedź na uwagę nr 4 do IRiESP - Wprowadzenie.
6.	2.4. 1.	<p>Proponujemy zmianę definicji „wydzielony odbiorca” i przyjęcie następującej jej treści:</p> <p>„Wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, przy czym na potrzeby IRiESP w definicji wydzielonego odbiorcy nie uwzględnia się odbiorcy, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej.” albo przytoczenie całej definicji określonej w ustawie Prawo energetyczne, z zachowaniem zastrzeżenia w zakresie IRiESP.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W definicji „wydzielony odbiorca” PSE przytacza, że jest to wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, przy czym w dalszej części pierwszego zdania tej definicji (po zastosowanym skrócie „tj.”) treść ta odbiega od definicji określonej w ustawie Prawo energetyczne. Taki sposób formułowania definicji w IRiESP wprowadza w błąd.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Definicja pojęcia „wydzielony odbiorca” zgodnie z brzmieniem tej definicji w art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, otrzymuje brzmienie:</p> <p>„wydzielony odbiorca - <i>Wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci, lub spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.</i>”</p>
7.	2.4. 1.	<p>Komentowana definicja pojęcia <i>wydzielony odbiorca</i> jest zbyt restrykcyjna i nieuzasadniona. Regulacja w proponowanym brzmieniu: <i>w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci</i> sugeruje konieczność zastosowania rozwiązań specjalnych typu kierunkowe zawory energoelektroniczne itp. Brak</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Instytucja wydzielonego odbiorcy, wprowadzona w ustawie Prawo energetyczne zapewnia, że w przypadku przyłączenia do sieci takiego odbiorcy, brak jest możliwości wprowadzania do sieci, do której ten odbiorca jest przyłączony, energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej. Wydzielony</p>

		<p>uzasadnienia dla takiej regulacji. W warunkach awaryjnych OSP może zwrócić się bowiem wprost do odbiorcy wydzielonego o interwencyjną dostawę energii, co będzie możliwe po zmianie parametrów tej automatyki.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca, który jest przyłączony do sieci przy wykorzystaniu układów automatyki uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci (...).</i></p>		<p>odbiorca jest uprawniony do wprowadzania energii elektrycznej do sieci, o ile spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Zatem doprecyzowanie definicji pojęcia „wydzielony odbiorca”, zaproponowane w uwadze nie jest uzasadnione.</p> <p>Ponadto patrz odpowiedź na uwagę nr 6 do IRiESP - Wprowadzenie.</p>
8.	2.4. 1.	<p>Definicja „ograniczenia sieciowego” zawiera wielokrotne odwołania (do ustawy i następnie do Rozporządzenia 2019/943) bez faktycznego brzmienia tego przepisu.</p> <p>Proponowana zmiana legislacyjna mająca na celu poprawę czytelności tego punktu:</p> <p><b>„ograniczenia sieciowe” - sytuacja, gdy nie wszystkie składane przez uczestników rynku zlecenia obrotu między obszarami sieci mogą zostać wykonane, ponieważ ich realizacja w znaczącym stopniu wpłynęłaby na fizyczne przepływy energii w elementach sieci, które nie są w stanie obsłużyć tych przepływów (Ograniczenia sieciowe w rozumieniu art. 3 pkt 23d ustawy Prawo energetyczne, tj. ograniczenia przesyłowe w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943)</b></p>	PV-65	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Definicja „ograniczenia sieciowe” jest zgodna z brzmieniem tej definicji w art. 3 pkt 23d ustawy Prawo energetyczne.</p>
9.	2.4. 1.	<p>Wprowadzenie definicji redysponowania w brzmieniu określonym przez Rozporządzenie 2019/943 z uwzględnieniem nomenklatury przyjętej w IRiESP. Wprowadzenie tej definicji jest konieczne w związku z dodaniem całego nowego punktu o redysponowaniu nierynkowym. Brak definicji samego redysponowania powoduje, że postanowienia dotyczące punktu 11.4 są nieczytelne.</p>	PV-65 LEWIATAN	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Wprowadza się definicję pojęcia „redysponowanie”, która otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„redysponowanie - Redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943, tj. środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć</i></p>

		<p>Proponowana zmiana:</p> <p><b>„redysponowanie” oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia <u>sieciowe</u> lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu</b></p>		<p>fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.”.</p>
10.	2.4. 1.	<p>Wprowadzenie definicji redysponowania rynkowego, jest konieczne z uwagi na odwoływanie się do niego w definicji redysponowania nierynkowego</p> <p>Proponowana zmiana – wprowadzenie nowej definicji:</p> <p><b>redysponowanie rynkowe – redysponowanie wykorzystujące mechanizmy rynkowe, w tym usługi systemowe, usługi elastyczności, za które to redysponowanie należy się rekompensata zgodnie z art. 13 ust. 2 Rozporządzenia 2019/943</b></p>	<p><b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wprowadzane postanowienia IRIESP nie posługują się pojęciem redysponowania rynkowego. Nie jest trafny argument, że wprowadzenie definicji tego pojęcia jest konieczne z uwagi na odwołanie się do niego w definicji pojęcia „redysponowanie nierynkowe”. Pojęcie „redysponowanie nierynkowe” jest zdefiniowane z odwołaniem do zasad rynkowych, tj. brzmi: „redysponowanie, które <b>nie opiera się na zasadach rynkowych</b>”.</p>
11.	2.4.	<p>Pojęcie „redysponowany zasób” wskazuje, że redysponowaniem nierynkowym będą objęte tylko niektóre technologie tj. farmy fotowoltaiczne, farmy wiatrowe, magazyny energii albo biogazownie.</p> <p>Postanowienie to jest wprost sprzeczne z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943, w którym wprost wskazano, że redysponowanie powinno opierać się na przejrzystych, obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriach oraz dotyczyć <b>wszystkich</b> technologii. Zatwierdzenie tej zmiany przez URE nie powinno być możliwe ze względu na niespełnienie wymogu „zgodności z prawem” określonego w art. 9g ust. 8d pkt 1 Prawa energetycznego.</p>	<p><b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Redysponowanie nierynkowe OZE jest stosowane przez OSP zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 po wyczerpaniu możliwości rynkowych dotyczących wszystkich aktywnych na RB zasobów oraz po wyczerpaniu innych dostępnych dla OSP działań zaradczych pozyskiwanych w ramach dostępnych mechanizmów rynkowych.</p> <p>Pojęcie redysponowany zasób obejmuje MWE typu FW, PV lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz, a także przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE, któremu może być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne.</p>

				Regulacje te zostały wprowadzone do ustawy Prawo energetyczne przez nowelizację UC 74. Opracowanie projektu Karty aktualizacji nr 2 stanowi wypełnienie obowiązku wynikającego z przepisu art. 30 ust. 1 UC 74. Proponowana definicja jest zgodna z powołanymi przepisami ustawy Prawo energetyczne i nie narusza art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943. W zakresie technologii nie objętych postanowieniami art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne będą miały zastosowanie środki oparte na zasadach rynkowych.
12.	2.4. 1.	<p>Komentowana definicja pojęcia plan pracy jest sformułowana w sposób bardzo ogólny. W proponowanym postanowieniu nie wskazano przez kogo planowana jest generacja oraz odbiór, jak również w jakim okresie (maksymalnym, średnim lub minimalnym).</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie definicji poprzez uzupełnienie przez kogo planowana jest generacja oraz odbiór i w jakim zakresie (maksymalnym, średnim lub minimalnym).</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W opinii OSP definicja jest poprawna.</p> <p>Zasady przekazywania planów pracy, rozdzielczość danych w tych planach oraz horyzonty planowania zostały zdefiniowane w TCM - zakres wymienianych danych oraz w pkt <b>12.3.</b> IRiESP -Korzystanie.</p>
13.	2.4. 1.	<p>W komentowanej definicji pojęcia usługa elastyczności brak uzasadnienia dla wyłączenia sieci 110 kV koordynowanej.</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie z treści definicji części: z <i>wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Definicja „usługi elastyczności” jest zgodna z brzmieniem tej definicji w art. 3 pkt 11k ustawy Prawo energetyczne.</p>

**3.3. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Korzystanie**

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
1.	1.4.2. 3. i 1.4.2. 4	<p>Prosimy o potwierdzenie przez PSE, że wartość 245 kV ujęta we wspomnianych punktach oraz towarzyszącej tabeli nr 1.4.2.4 (maksymalna wartość napięcia, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla sieci o napięciu znamionowym 220 kV) jest tożsama z wartością 1,118 p.u. (245,96 kV, dla sieci o napięciu znamionowym 220 kV, wynikające z NC RfG Artykuł 16 ust. 2 lit. a) pkt (i)).</p> <p>Uzasadniamy, że napięcie 1,118 p.u. powinno być jednoznaczne z napięciem 245 kV, co zostało również potwierdzone w zapisach IRiESP wskazujących na zgodność z NC SO GL artykuł 27 ustęp 1 oraz dalej w załączniku II tabela 1. Dodatkowo wskazujemy, że wartość 245 kV jest równoważna wymaganiom wynikającym z norm IEC-60038-1, punkt 4.4, tablica 4 i IEC 60071-1, punkt 5.10, tabela 2. Równocześnie zauważamy, że w projekcie aktualizacji Wymogów Ogólnego Stosowania z kwietnia 2024 roku, w artykule 25 punkt 1 można znaleźć odniesienie, że zakres 1,118 p.u. - 1,15 p.u. jest wymagany tylko przez 6'0 minut.</p> <p>Konkludując prosimy o potwierdzenie, że napięcie 245 kV jest maksymalnie wymaganą długotrwałą wartością napięcia, w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń, dla sieci o napięciu znamionowym 220 kV, a zakres napięć większy niż 245 kV aż do 253 kV (1,15 p.u.) jest wymagany tylko przez 60 minut.</p>	LDP	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Poruszana kwestia nie była przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.</p>

**Przyłączenia**

2.	2.1. 11.	Z uwagi na to, że OSP w zasadzie nie podaje w odmowie informacji o przyczynach ekonomicznych, w większości przypadków wskazując, że przyczyną odmowy wydania warunków przyłączenia są przyczyny techniczne, bez	PV-65 LEWIATAN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>
----	----------	---	-------------------	---



		<p>możliwości zweryfikowania przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, jakie warunki techniczne są przeciwwskazaniem do przyłączenia i czy przesłanki techniczne nie zostałyby zniwelowane przez poniesienie odpowiednich kosztów (spełnienie warunków ekonomicznych). Takie podejście jest niezgodne z art. 9c ust. 1 prawa energetycznego wymagającym od operatorów stosowania przejrzystych zasad w stosunku do użytkowników systemu. W konsekwencji należy zobowiązać OSP do jednoznacznego wskazania, że żadne nakłady finansowe nie są w stanie zniwelować przeszkód technicznych. W innym wypadku, jeśli przyłączenie do sieci nie jest aktualnie możliwe, ale byłoby możliwe po poniesieniu odpowiednich nakładów finansowych, odmowę wydania warunków przyłączenia w każdym wypadku należy uznać za odmowę z przyczyn ekonomicznych.</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><i>niezwłocznie powiadamia o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, wraz z podaniem jej przyczyn. Jeżeli odmowa nastąpiła z przyczyn ekonomicznych, OSP w powiadomieniu podaje także szacowaną wysokość opłaty, o której mowa w art. 7 ust. 9 ustawy Prawo energetyczne, wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. OSP, na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, w terminie 14 dni informuje ten podmiot o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji tej opłaty. <b><u>Jeżeli odmowa nastąpiła z przyczyn technicznych, OSP zobowiązane jest złożyć oświadczenie, że żadne nakłady finansowe nie są w stanie zniwelować przeszkód technicznych.</u></b></i></p>		<p>OSP w zakresie obsługi procesu przyłączeniowego postępuje zgodnie z wymogami ustawy Prawo energetycznej, wskazując w przypadku odmowy przyczynę odmowy oraz podając szacunkową wartość opłaty, o której mowa w art. 7 ust. 9 ustawy Prawo energetyczne, przedstawiając kalkulację tej opłaty.</p> <p>Każdorazowo informacja o odmowie jest przekazywana do Prezesa URE.</p>
3.	2.1. 11. (3)	Wnosimy o uzasadnienie powodu wykreślenia wysokosprawnej kogeneracji z listy rodzajów MWE, dla których w przypadku odmowy przyłączenia w pierwszej	PGE	Wyjaśnienie:

		kolejności należy powiadamiać Prezesa URE i zainteresowany podmiot, wraz z podaniem przyczyn odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności. Jest to istotne w odniesieniu do zapisów z pkt 6.3 1., tj. zapisów dotyczących pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania, energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji.		<p>Komentowany zapis Karty aktualizacji nr 2 jest zgodny z normami ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1<sup>1</sup> ustawy Prawo energetyczne).</p> <p>Czym innym jest natomiast pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, uregulowane w art. 9c ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, które znajduje zastosowanie dopiero po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na etapie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (art. 5 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne).</p>
4.	2.1. 13.	Zgodnie z § 6 ust. 3 Rozporządzenia systemowego, zmiana parametrów instalacji, w tym przypadku odbiorcy, wymaga złożenia wniosku o określenie lub zmianę warunków przyłączenia. W naszej ocenie w każdym przypadku, niezależnie czy nadwyżka energii z MWE będzie wprowadzana do sieci czy nie, wymagane jest złożenie przez odbiorcę wniosku o określenie lub zmianę warunków przyłączenia.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>UC 74 rozszerzyło zapisy dotyczące linii bezpośredniej. Budowa linii bezpośredniej podlega zgłoszeniu Prezesowi URE w ramach procedury uregulowanej w art. 7aa ustawy Prawo energetyczne i nie wymaga składania wniosku o określenie warunków przyłączenia.</p> <p>W punkcie tym wylistowano z punktu widzenia odbiorcy warunki, jakie muszą być spełnione w tym zakresie.</p>
5.	2.1. 13. (2)	W komentowanej regulacji wskazana właściwość <i>urządzenia lub instalacje odbiorcy uniemożliwiają wprowadzanie do sieci przesyłowej energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy za</i>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		<p><i>pośrednictwem linii bezpośredniej</i> jest możliwa do osiągnięcia za pomocą specjalnej automatyki. W proponowanym brzmieniu regulacji OSP może zażądać bliżej nieokreślonych rozwiązań technicznych np. układów back to back. W konsekwencji należy zauważyć, że skoro odbiorca wydzielony nie składa wniosku, to nie wiadomo w jakiej formie ma uzgodnić z OSP kształt i właściwości tej automatyki blokującej przepływ do sieci.</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie regulacji w zakresie uzgadniania kształtu i właściwości automatyki blokującej przepływ do sieci z OSP.</p>		<p>UC 74 rozszerzyło zapisy dotyczące linii bezpośredniej. Budowa linii bezpośredniej podlega zgłoszeniu Prezesowi URE w ramach procedury uregulowanej w art. 7aa ustawy Prawo energetyczne i nie wymaga składania wniosku o określenie warunków przyłączenia.. Również rozwiązania techniczne w celu uniemożliwienia wprowadzania do sieci energii elektrycznej dostarczanej odbiorcy za pośrednictwem linii bezpośredniej przedkładane są Prezesowi URE.</p> <p>W punkcie tym wylistowano z punktu widzenia odbiorcy warunki jakie muszą być spełnione w tym zakresie.</p>
6.	2.1. 13. (3)	<p>Komentowana propozycja regulacji <i>spełnia wymagania techniczne wskazane w przepisach prawa oraz brak jest negatywnego wpływu tego MWE na pracę sieci przesyłowej</i> jest sformułowana bardzo ogólnie. Nie doprecyzowano, w jakich konkretnie przepisach prawa i co oznacza negatywny wpływ MWE na pracę sieci przesyłowej. Należy zauważyć, że w innych punktach regulacji IRiESP, OSP podaje bardzo precyzyjne podstawy prawne. W proponowanym brzmieniu regulacji, odbiorca wydzielony nie składa wniosku, stąd nie wiadomo, w jakiej formie ma wykazać spełnienie wymagań oraz jakie dokładnie są te wymagania.</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie regulacji w zakresie wymagań technicznych, w tym wskazanie konkretnych przepisów prawa, dookreślenie pojęcia negatywnego wpływu MWE, wskazanie formy spełnienia wymagań.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>UC 74 rozszerzyło zapisy dotyczące linii bezpośredniej. Budowa linii bezpośredniej podlega zgłoszeniu Prezesowi URE w ramach procedury uregulowanej w art. 7aa ustawy Prawo energetyczne i nie wymaga składania wniosku o określenie warunków przyłączenia. W punkcie tym wylistowano z punktu widzenia odbiorcy warunki jakie muszą być spełnione w tym zakresie.</p> <p>MWE musi spełniać wymagania techniczne określone dla jednostek wytwórczych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4, w aktach prawnych wydanych na podstawie art. 59-61 rozporządzenia 2019/943 oraz w metodach, warunkach, wymogach i zasadach dotyczących wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych, ustanowionych na podstawie tych aktów prawnych, odpowiednio do mocy tej jednostki w odniesieniu do poziomu napięcia w punkcie połączenia linii bezpośredniej z instalacją odbiorcy albo z siecią, urządzeniami lub instalacjami podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną. Zasady w tym zakresie są tożsame jak dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci.</p>

7.	2.1. 16.	<p>Rozumiejąc, że uzupełnienie ma na celu dostosowanie do ustawy Prawo Energetyczne w zakresie przyłączenia w jednym punkcie kilku instalacji OZE (tzw. cable pooling)./,</p> <p>Zwracamy/zwracamy uwagę, że zaproponowana regulacja będzie mieć istotne negatywne konsekwencje dla instalacji już istniejących, pogarszając ich warunki dostępu do sieci w razie, jeśli miałyby być uzupełniane o dodatkowe instalacje OZE. Nie ma uzasadnienia, by istniejąca instalacja traciła prawo do niezawodnego odbioru energii ze względu na zlokalizowanie w tym samym miejscu przyłączenia kolejnej (kolejnych) instalacji, co de facto oznacza zaktualizowanie warunków przyłączenia i zawarcie jednej umowy o przyłączenie. W proponowanym brzmieniu, regulacja istotnie pogorszy ekonomiczny sens uzupełniania istniejących instalacji o nowe moce wytwórcze OZE, co stoi w sprzeczności z bardziej efektywnym wykorzystaniem istniejących zasobów sieciowych, które przyświecało wprowadzeniu do Prawa Energetycznego przepisów umożliwiających przyłączenie do sieci więcej niż jednej instalacji OZE w jednym miejscu przyłączenia. Zaproponowany zapis pogorszy szansę by nowe uregulowania ujęte w ustawie Prawo Energetyczne odpowiadały na potrzeby rynku wskazujące na budowę nowych mocy wytwórczych, zwłaszcza w technologiach bezemisyjnych.</p> <p>Proponowana regulacja powinna zostać zastąpiona taką, która umożliwi aneksowanie umowy o przyłączenie w zakresie niezbędnym do dodania kolejnej instalacji, natomiast zapewnia niezmienną warunki dostępu do sieci w stosunku do istniejącej już instalacji, zgodnie z zapisami Rozporządzenia 2019/943. W przeciwnym razie zaproponowana regulacja stanowić będzie istotną zmianę równowagi interesów pomiędzy podmiotami przyłączonymi a operatorem sieci, na niekorzyść tych pierwszych. Stałoby to w sprzeczności z zasadami dotyczącymi funkcjonowania</p>	<p><b>LEWIATAN</b></p> <p><b>RWE*</b></p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wprowadzona regulacja wynika wprost z ustawy Prawo energetyczne (art. 7 ust. 1g).</p> <p>Zaproponowany zapis nie rozstrzyga czy zapisy niegwarantujące niezawodnych dostaw energii będą dotyczyły istniejącej instalacji czy jedynie nowych w ramach systemu cable pooling.</p> <p>Kolejne instalacje, objęte daną umową o przyłączenie, powinny w ramach równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, uwzględniać uwarunkowania związane z niezbędną rozbudową sieci przesyłowej dla wyprowadzenia mocy oraz klauzule umowne służące zapewnieniu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</p>
----	----------	---	--	---

		<p>rynków energii elektrycznej określonymi w art. 3 Rozporządzenia 2019/943, stanowiącym że <i>zasady rynkowe dostarczają odpowiednich zachęt do inwestowania w wytwarzanie, w szczególności do długofalowych inwestycji w bezemisyjny i zrównoważony system elektroenergetyczny, magazynowanie energii, efektywność energetyczną, odpowiedź odbioru, aby zaspokajać zapotrzebowanie na rynku, oraz ułatwiają uczciwą konkurencję, zapewniając tym samym bezpieczeństwo dostaw energii.</i></p> <p>Widzimy również potrzebę wyjaśnienia w kierunku rozstrzygnięcia, czy zaproponowana regulacja miałaby zastosowanie także do (1) proponowanych już obecnie przez OSP warunków przyłączenia dla kolejnych podmiotów z wykorzystaniem „mostu szynowego” (2) przyłączeń na zasadach komercyjnych.</p>		
8.	2.1. 16.	<p>Przedmiotowy zapis stanowi realizację zapisów ustawy – Prawo energetyczne w zakresie wdrożenia formuły <i>cablę pooling</i>. Należy jednak podkreślić, że sposób, w jaki uregulowano problematykę przyłączania w jednym punkcie więcej niż jednej instalacji wytwórczej, generować będzie istotne ryzyko po stronie instalacji już przyłączonych, prowadzące się do utraty przysługującego im wcześniej prawa do rekompensat za nierynkowe redysponowanie, w związku z aktualizacją warunków o przyłączenie do sieci oraz zawarciem nowej umowy o przyłączenie do sieci. Przywołane ryzyko w sposób istotny ograniczać będzie opłacalność realizacji instalacji w formule <i>cablę pooling</i>.</p> <p>Powyższe stanowiłoby więc istotną modyfikację zasad funkcjonowania na rynku wytwórców energii z OZE oraz ingerencję w prawa nabyte tych podmiotów oraz ich przyszłą sytuację finansową. Przedmiotowa konstrukcja, poprzez pogarszanie warunków dostępu do sieci istniejących instalacji, będzie odbierać zachętę do realizacji inwestycji w formule, która z definicji pozwala na bardziej efektywne</p>	SEO	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 7 do IRiESP - Korzystanie.</p>

	<p>wykorzystanie dostępnych zasobów sieciowych i zwiększenie mocy niskoemisyjnych mocy wytwórczych bez konieczności realizacji inwestycji sieciowych. Co więcej uwarunkowania te nie mogły zostać uwzględnione przez wytwórców, chociażby na etapie składania ofert w ramach systemu aukcyjnego.</p> <p>Takie podejście stoi w kontrze do przepisów <i>ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw</i>. Zgodnie z art. 30 ust. 6 tejże, „(...) <b>Rekompensata finansowa nie przysługuje</b> w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, <b>w zakresie, w jakim umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej, zawarta przed dniem wejścia w życie instrukcji albo jej zmiany zgodnie z ust. 1, zawiera postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii</b>”. Zgodnie z uzasadnieniem do przywołanego aktu prawnego, jak również w ramach wyjaśnień przekazanych pisemnie Stowarzyszeniu przez przedstawicieli resortu klimatu w ramach procedowania tej ustawy wskazano, że warunki umów o przyłączenie do sieci obowiązujących przez jej wejściem w życie powinny zostać zachowane i nie podlegać aktualizacji w tym zakresie.</p> <p>Postulujemy więc doprecyzowanie projektu tak, by umowa przyłączeniowa zawierana w przypadku realizacji formuły <i>cable pooling</i> pozwalała na utrzymanie dotychczasowych zasad dostępu do sieci w zakresie rekompensat dla istniejących instalacji wytwórczych.</p>		
--	---	--	--

9.	2.1. 16.	<p>Komentowane brzmienie regulacji <i>Dla wszystkich instalacji OZE, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia, wydaje się jedne warunki przyłączenia oraz zawiera się jedną umowę o przyłączenie</i> nie określa, który podmiot uzyskuje te warunki i z którym zawarta jest umowa o przyłączenie. Zasadne jest doprecyzowanie tej kwestii poprzez uzupełnienie zgodnie z brzmieniem korekty poniżej.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Dla wszystkich instalacji OZE, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia, wydaje się jedne warunki przyłączenia oraz zawiera się jedną umowę o przyłączenie. Wydanie warunków przyłączenia oraz zawarcie umowy o przyłączenie następuje z podmiotem, który przedstawi odpowiednie umocowanie prawne (porozumienie, upoważnienie, zobowiązania wzajemne) w stosunku do pozostałych podmiotów, które ubiegają się o przyłączenie w tym samym miejscu.</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Szczegółowe kwestie związane z zawieraniem umowy przyłączeniowej, w tym określające podmiot, z którym jest ona zawierana, zostały szczegółowo uregulowane w art. 7 ust. 3de pkt 1 lit. b ustawy Prawo energetyczne.</p>
10.	2.1. 16.	<p>Celem wprowadzanych uzupełnień jest implementacja zapisów ustawy Prawo Energetyczne w odniesieniu do możliwości przyłączania do sieci przesyłowej kilku instalacji OZE w jednym punkcie (cable pooling). Należy jednak zauważyć, że proponowana regulacja może negatywnie wpłynąć na funkcjonowanie już istniejących instalacji poprzez utracenie przez istniejącą instalację prawa do stabilnego i nienaruszonego odbioru energii w sytuacji, gdy jest fizycznie ulokowana w miejscu przyłączenia kolejnej instalacji. Będzie to w praktyce oznaczało zaktualizowanie warunków przyłączenia i zawarcie jednej umowy o przyłączenie. W proponowanym brzmieniu, regulacja istotnie pogorszy ekonomiczny sens uzupełniania istniejących instalacji o nowe moce wytwórcze OZE, co stoi w sprzeczności z bardziej efektywnym wykorzystaniem istniejących zasobów sieciowych, które przyświecało wprowadzeniu do Prawa Energetycznego przepisów umożliwiających przyłączenie do sieci więcej niż jednej instalacji OZE w jednym miejscu</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 7 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>przyłączenia. Zaproponowany zapis pogorszy szansę by nowe uregulowania ujęte w ustawie Prawo Energetyczne odpowiadały na potrzeby rynku wskazujące na budowę nowych mocy wytwórczych, zwłaszcza w technologiach bezemisyjnych.</p> <p>Proponowane brzmienie regulacji może prowadzić do obniżenia opłacalności ekonomicznej rozbudowy istniejących instalacji o nowe moce wytwórcze OZE. Stanowiłoby to zaprzeczenie idei efektywnego wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej, leżącej u podstaw wprowadzenia do Prawa Energetycznego przepisów umożliwiających przyłączenie w jednym punkcie kilku instalacji OZE. Implementacja omawianej regulacji może negatywnie wpłynąć na skuteczność nowych przepisów w kontekście odpowiedzi na potrzeby rynku w zakresie rozwoju bezemisyjnych źródeł energii.</p> <p>Rekomendowane jest opracowanie regulacji, która umożliwi aneksowanie umów o przyłączenie w zakresie niezbędnym do włączenia kolejnej instalacji, przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowych warunków dostępu do sieci dla instalacji już funkcjonujących, zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943. W przeciwnym razie, proponowana regulacja może doprowadzić do naruszenia równowagi interesów pomiędzy podmiotami przyłączonymi a operatorem sieci przesyłowej, ze szkodą dla tych pierwszych. Takie działanie byłoby sprzeczne z zasadami funkcjonowania rynków energii elektrycznej określonymi w art. 3 Rozporządzenia 2019/943, który stanowi, że mechanizmy rynkowe powinny stymulować inwestycje w obszarze wytwarzania energii, w tym inwestycje długoterminowe w zrównoważony system elektroenergetyczny oparty o źródła niskoemisyjne.</p> <p>Istotne jest również doprecyzowanie, czy proponowana regulacja miałaby zastosowanie do:</p>		
--	--	---	--	--



		wydawanych już przez OSP warunków przyłączenia dla kolejnych podmiotów z wykorzystaniem „mostu szynowego”, przyłączeń realizowanych na zasadach komercyjnych.		
11.	2.1. 16.	<p>Zaproponowana regulacja będzie mieć negatywne konsekwencje dla instalacji funkcjonujących, do których miałyby być przyłączone nowe instalacje w ramach cable pooling. Proponowane zmiany pogarszają ich sytuację w zakresie dostępu do sieci i odbioru wytworzonej energii.. Nie ma uzasadnienia, by istniejąca instalacja traciła prawo do niezawodnego odbioru energii ze względu na zlokalizowanie w tym samym miejscu przyłączenia kolejnej (kolejnych) instalacji, co de facto oznacza zaktualizowanie warunków przyłączenia i zawarcie jednej umowy o przyłączenie. W proponowanym brzmieniu, regulacja istotnie pogorszy ekonomiczny sens uzupełniania istniejących instalacji o nowe moce wytwórcze OZE, co stoi w sprzeczności z bardziej efektywnym wykorzystaniem istniejących zasobów sieciowych, które przyswieceła wprowadzeniu do Prawa Energetycznego przepisów umożliwiających przyłączenie do sieci więcej niż jednej instalacji OZE w jednym miejscu przyłączenia.</p> <p>Propozycja zmiany IRIESP powinna umożliwiać aneksowanie umowy o przyłączenie w zakresie niezbędnym do dodania kolejnej instalacji, i zapewniać niezmienione warunki dostępu do sieci w stosunku do istniejącej już instalacji. Nie powinna ona stanowić podstawy do zmiany praw podmiotu określonych w umowie przyłączeniowej lub później w dystrybucyjnej albo przesyłowej.</p>	<b>PSEW</b>	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRIESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 7 do IRIESP - Korzystanie.</p>
12.	2.2. 3. (5) oraz (7) i 2.2. 4. (5)	Zwracamy uwagę, że przy składaniu wniosku o wydanie warunków przyłączeniowych, dostarczenie dokładnych parametrów technicznych, charakterystyki ruchowej i eksploatacyjnej urządzeń, informacji o zakłóceniach wprowadzanych przez urządzenia może być trudne do wykonania. Na początkowym etapie większości projektów nie	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Poruszana kwestia nie była przedmiotem zmian IRIESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.</p>

	oraz 2.2.5.	są znane dokładne typy i parametry urządzeń i sprzętu, jakie finalnie będą zastosowane podczas realizacji danego zadania. Wspomniane parametry wynikają z oferty Wykonawcy wybranego w wyniku właściwego postępowania przetargowego w trybie przepisów ustawy Prawo zamówień publicznych i zależą od technologii, którą zastosuje Wykonawca. Podobna sytuacja dotyczy zapisów z punktu 2.2.5. Uzasadnione zatem byłoby użycie sformułowania np. „przewidywane parametry techniczne, ...” w przywołanym punkcie 2.2. 3. (5), w punkcie 2.2. 3. (7) np. „informacje techniczne (jeśli dostępne) dotyczące zakłóceń ...” oraz w punkcie 2.2. 4. (5) „... - przewidywany wykres kołowy generatora (jeśli jest dostępny)”.		
13.	2.2. 3. (8)	Wnosimy o doprecyzowanie, że w przypadku składania wniosków o warunki przyłączenia dla Morskich Farm Wiatrowych dokumentem potwierdzającym tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości będzie pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, wydane zgodnie z przepisami ustawy o obszarach morskich RP. Istotne jest potwierdzenie, że niewymagany jest tytuł prawny dla nieruchomości na których będzie umiejscowiony układ wyprowadzenia mocy dla Morskiej Farmy Wiatrowej.	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgłoszoną wątpliwość w sposób jednoznaczny rozstrzyga art. 7 ust. 8d pkt 4 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że do wniosku o określenie warunków przyłączenia, w przypadku przyłączania do sieci źródeł, należy dołączyć dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim. Natomiast pkt 3 powołanej normy reguluje, jaki dokument jest wymagany od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie morskie farmy wiatrowej.</p> <p>Z powyższym przepisem, spójna jest komentowana propozycja zapisów IRiESP, która stanowi, że wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku, z wyłączeniem przypadku obiektów, dla których zgodnie z przepisami prawa dokument ten nie jest wymagany. Należy dodatkowo zauważyć, że oprócz inwestorów realizujących inwestycje w morskie farmy wiatrowe, zwolnione z obowiązku przedstawiania tytułu prawnego do nieruchomości na etapie składania wniosku o określenie warunków przyłączenia są również inwestorzy realizujący elektrownie jądrowe, na</p>

				podstawie art. 20a ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Punkt 2.2. 4. projektu IRiESP reguluje wymagania dla wniosków składanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie MFW, w tym wymóg przedłożenia pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp i konstrukcji w polskich obszarach morskich (pkt (10) (c).
14.	2.2. 3. (10)	Prosimy o doprecyzowanie, że w przypadku składania wniosków o warunki przyłączenia dla Morskich Farm Wiatrowych, wnioskodawca <b>nie</b> będzie musiał uwzględniać we wniosku usytuowania sąsiadujących innych Morskich Farm Wiatrowych wraz z ich układem wyprowadzenia mocy.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Zapis jest wystarczająco precyzyjny.
15.	2.2. 4. (4)	Prosimy o doprecyzowanie pojęcia „ <i>połączenia wewnętrzne</i> ” w przypadku Morskich Farm Wiatrowych, w szczególności wskazanie czy można interpretować jako wewnętrzną sieć kablową 66 kV czy także połączenia wewnątrz turbin wiatrowych.	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  OSP nie wymaga przedstawiania we wniosku, połączeń wewnątrz turbin wiatrowych.
16.	2.2. 5. (9)	Komentowana propozycja regulacji <i>dopuszczalną szybkość zmian obciążenia, oddzielnie dla pobierania energii elektrycznej z sieci i oraz oddawania do sieci przez MEE</i> powinno zawierać sposób podania tej szybkości (sugerowana wartość: $\Delta P/P_n$ na minutę).  Propozycja korekty: <i>dopuszczalną szybkość zmian obciążenia, wyrażoną w <math>\Delta P/P_n</math> na minutę, oddzielnie dla pobierania energii elektrycznej z sieci i oraz oddawania do sieci przez MEE</i>	PSF	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Wzory wniosków publikowane na stronie OSP zawierają określenie jednostek. W przypadku dopuszczalnej szybkości zmian obciążenia należy ją podać w MW/min.
17.	2.2. 5. (14)	Proponujemy zmianę słowa „odbiorom” na „pobieraniem”, tj. przyjęcie następującej treści ppkt (14):  „stopień skompensowania mocy biernej związanej z pobieraniem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne MEE oraz pobieraniem i oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;”.	ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE	<u>Uwaga uwzględniona</u>  W pkt 2.2. 5. (14) otrzymuje brzmienie:  „(14) stopień skompensowania mocy biernej związanej z odbiorom energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne MEE oraz pobieraniem i

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uwaga redakcyjna związana z ujednoczeniem z treścią drugiej części zdania.</p>		<p>oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;”.</p>
18.	2.2. 5. (14)	<p>Komentowana propozycja regulacji jest taka sama jak w dotychczasowym brzmieniu IRIESP. Pojęcie <i>kompensacja mocy biernej</i> jest nieaktualne w odniesieniu MWE i MEE, gdyż obiekty te realizują pobór lub generację mocy biernej w zależności od wybranych charakterystyk i wymagań OSP.</p> <p>Propozycja korekty: aktualizacja regulacji w zakresie nieaktualnego <i>pojęcia kompensacji mocy biernej</i>.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Treść zgodna z rozporządzeniem systemowym (§ 6).</p>
19.	2.2. 6., 2.2. 9., 2.4. 10.	<p>W związku z wprowadzeniem zasady tzw. „cable pooling” proponujemy, aby obejmowała ona również punkty przyłączenia do sieci OSP promieniowych sieci dystrybucyjnych, do których są lub będą przyłączone instalacje OZE. Przedmiotowa regulacja uelastyczni niniejszą zasadę i umożliwi bezpośrednio OSP kontrolę mocy wprowadzanej do sieci OSP z promieniowej sieci dystrybucyjnej na ich połączeniu, a OSD efektywne wykorzystanie dostępnej mocy przyłączeniowej.</p> <p><b>Proponujemy, aby punkt 2.2. 6. Instrukcji otrzymał następujące brzmienie:</b></p> <p>„6. W przypadku przyłączenia do sieci przesyłowej, w jednym miejscu <u>instalacji lub sieci promieniowej, do której przyłączono dwie lub większą liczbę, dwóch lub większej liczby instalacji</u> OZE, we wniosku o określenie warunków przyłączenia stosuje się następujące zasady:</p> <p>(1) moc przyłączeniową określa się łącznie dla wszystkich instalacji OZE planowanych do przyłączenia w jednym miejscu przyłączenia;</p>	ENERCO	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wprowadzona regulacja wynika wprost z ustawy Prawo energetyczne (art. 7 ust. 1f).</p>

		(2) planowany schemat elektryczny jednokreskowy przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci, powinien zawierać oznaczenie miejsc zainstalowania układów pomiarowo - rozliczeniowych umożliwiających pomiar ilości energii elektrycznej oddanej do sieci i pobranej z sieci przez każdą z instalacji OZE.”.  Przedmiotowa zasada powinna być wprowadzona również w pkt 2.2.9 oraz 2.4.10		
20.	2.2. 7. (1)	W naszej ocenie szczegóły powinny określać warunki przyłączenia. Na etapie składania wniosku jest to niepotrzebne tym bardziej, że Operatorzy i branża pracują nad uproszczeniem wniosku o przyłączenie i np. rezygnację z tytułów prawnych i dokumentów planistycznych.	SEVIVON	<u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 2.2. 7. (1) IRiESP - Wprowadzenie.</u>  <u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Wprowadzona regulacja wynika wprost z ustawy Prawo energetyczne (art. 7 ust. 3dc).
21.	2.2. 7. (1)	Komentowane brzmienie regulacji jest niespójne z brzmieniem innych postanowień IRiESP. Wskazanie, że wystarczy <i>opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej</i> stoi w sprzeczności z jednoczesną restrykcyjną formą stosowaną wobec <i>odbiorcy wydzielonego</i> w innych częściach IRiESP, m.in. całkowitym brakiem możliwości przesyłu energii do sieci.  Propozycja korekty: uspojnienie regulacji zgodnie ze wskazaniami powyżej i doprecyzowanie postanowienia.	PSF	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Postanowienie dotyczy przyłączenia, gdy moc przyłączeniowa jest niższa od mocy zainstalowanej, co do zasady nie dotyczy odbiorcy wydzielonego (linia bezpośrednia).
22.	2.2. 8.	Zgodnie z § 6 ust. 3 Rozporządzenia systemowego zmiana parametrów instalacji wymaga złożenia wniosku o określenie lub zmianę warunków przyłączenia. Wydaje się, że przyjęte przez OSP uproszczenie jest zbyt daleko idące.	ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Zgodnie z rozporządzeniem systemowym (par 4 ust. 3) złożenie wniosku o przyłączenie jest konieczne w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany lub przyłączony do sieci zapotrzebowania na moc

				<p>przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci.</p> <p>W punkcie <b>2.2. 8.</b> dookreślono przypadek, który nie wymagałyby składania nowego wniosku, tj. zwiększenie mocy zainstalowanej pracujących urządzeń.</p> <p>Taka sytuacja wymaga zapewnienia przez przyłączany podmiot, że nie będzie on przekraczał mocy przyłączeniowej i bierze na siebie odpowiedzialność, gdyby taka sytuacja miała jednak miejsce.</p>
23.	<b>2.2. 8.</b>	<p>Zwracamy uwagę na niejasność w punkcie (4) (a) zobowiązującym podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci do złożenie oświadczenia, że <i>zobowiązuje się do nieprzekraczania w miejscu przyłączenia do sieci, określonej przez OSP mocy przyłączeniowej oraz, że w przypadku przekroczenia tej mocy, przyjmuje do wiadomości, że OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej, w tym całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń.</i> Nie jest precyzyjnie określone, czy w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej brak prawa do rekompensat i wyłączenie odpowiedzialności OSP będzie ograniczony czasowo, czy bezterminowo, ani czy dotyczyć będzie całości energii wyprowadzanej z przedmiotowej instalacji. Wyłączenie prawa do rekompensat powinno dotyczyć tych okresów rozliczania, kiedy przekroczona jest moc przyłączeniowa.</p> <p>Proponowana regulacja 2.2.8 powinna mieć zastosowanie także do zmiany parametrów urządzeń lub instalacji polegającej na dodaniu komponentu magazynowania energii elektrycznej (vide komentarz do punktu 11.4.3.7) – co, w przypadku odpowiednich uregulowań, miałoby pozytywny wpływ na funkcjonowanie instalacji w sieci elektroenergetycznej i sprzyjałoby realizacji celów polityki</p>	<p><b>RWE</b></p> <p><b>LEWIATAN*</b></p> <p><small>* z dokładnością do znaków interpunkcyjnych</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Odpowiedź na wskazane wątpliwości zawiera art. 7 ust. 3dj ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej przez wytwórcę, operator systemu elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia, może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu przez tego wytwórcę energii elektrycznej do sieci albo całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej do sieci, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń albo odłączenia. Wznowienie dostarczania energii elektrycznej następuje po wdrożeniu przez wytwórcę wskazanego przez operatora sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.</p> <p>W pozostałym zakresie, patrz odpowiedź na uwagę nr 22 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		energetycznej państwa.		
24.	2.2. 8.	<p>W komentowanej regulacji, również w przypadku nieznacznej zmiany parametrów technicznych (w szczególności zmiana typu paneli lub inwerterów), OSP także nie powinien wymagać złożenia ponownego wniosku o wydanie warunków przyłączenia (patrz brzmienie punktu 2.2.8 (3)).</p> <p>Propozycja korekty: uzupełnienie o dodatkowy punkt <i>doszło do nieznacznej zmiany parametrów technicznych urządzeń o podobnej i nie wpływającej na funkcjonowanie sieci charakterystyce (w szczególności zmiana typu paneli lub inwerterów;</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Brak potrzeby doprecyzowania.</p> <p>OSP jest świadomy, że na przestrzeni czasu pomiędzy zawarciem umowy o przyłączenie oraz fizyczną budową, producenci oferują nowe typy urządzeń i złożenie wniosku o przyłączenie nie jest wymagane w tym przypadku, co zostało zapisane w pkt 8.</p> <p>Dodatkowo, patrz odpowiedź na uwagę nr 22 do IRiESP - Korzystanie.</p>
25.	2.2. 8. (4) (a)	<p>Punkt (4) (a) komentowanej regulacji, nakładający na podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci obowiązek złożenia oświadczenia o nieprzekraczaniu w miejscu przyłączenia określonej przez OSP mocy przyłączeniowej, budzi wątpliwości interpretacyjne i wymaga doprecyzowania. W oświadczeniu tym podmiot akceptuje możliwość wprowadzenia przez OSP ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, łącznie z całkowitym wstrzymaniem dostaw, w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej. Ograniczenia te miałyby być wprowadzane bez prawa do rekompensaty i bez ponoszenia odpowiedzialności przez OSP za ich skutki.</p> <p>Kluczowe jest doprecyzowanie, czy brak prawa do rekompensat oraz wyłączenie odpowiedzialności OSP w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej miałyby charakter tymczasowy czy bezterminowy. Niejasne jest również, czy dotyczyłoby to całości energii produkowanej przez daną instalację, czy tylko nadwyżki przekraczającej limit mocy. Rekomenduje się, aby ewentualne wyłączenie prawa do rekompensat obejmowało wyłącznie te okresy rozliczeniowe, w których faktycznie doszło do przekroczenia ustalonej mocy przyłączeniowej.</p>	PSF	<p>Uwaga nie została uwzględniona</p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 23 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		Postuluje się również rozszerzenie stosowania proponowanej regulacji 2.2.8 na przypadki modyfikacji parametrów urządzeń lub instalacji poprzez dodanie komponentu magazynowania energii elektrycznej (zgodnie z uwagami do punktu 11.4.3.7). Wprowadzenie takiego rozwiązania, przy zapewnieniu odpowiednich ram regulacyjnych, mogłoby korzystnie wpłynąć na funkcjonowanie instalacji w systemie elektroenergetycznym oraz przyczynić się do realizacji celów polityki energetycznej państwa.		
26.	<b>2.2. 8. (4) (b)</b>	W przypadku jaki został opisany w niniejszym punkcie, to wnioskodawca byłby odpowiedzialny za przygotowanie analizy potwierdzającej możliwość spełnienia wymagań wynikających z wydanych wcześniej warunków przyłączenia, toteż wymagane byłoby przekazanie danych o KSE niezbędnych do wykonania niniejszej analizy dla podmiotu trzeciego. Może to rodzić wątpliwości w zakresie przekazywania danych sensytywnych.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga uwzględniona</u>  W pkt 2.2. 8. (4) pkt (b) otrzymuje brzmienie:  „(b) złoży do OSP, odpowiednio do przypadku, oświadczenie potwierdzające możliwość spełnienia wymagań wynikających z dotychczas wydanych warunków przyłączenia lub opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.”.
27.	<b>2.2. 8. (4) (b)</b>	Zob.: uwagi w pkt 7 ( <i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 21 do IRiESP – Korzystanie</i> ) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi  W komentowanej regulacji wskazano, że podmiot złoży do OSP odpowiednią do przypadku analizę, potwierdzającą możliwość spełnienia wymagań wynikających z dotychczas wydanych warunków przyłączenia lub potwierdzającą zdolność techniczną do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej. Określenie, że analiza ma być odpowiednia do przypadku jest nieprecyzyjne. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na brak spójności pomiędzy restrykcyjnymi wymogami stosowanymi do odbiorcy wydzielonego w innych częściach IRiESP (brak całkowitych możliwości przesyłu do sieci, przy jednoczesnym wskazaniu w komentowanej regulacji, że nie przekroczy się mocy przyłączeniowej).  Propozycja korekty: uspojnienie regulacji zgodnie ze	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 26 do IRiESP - Korzystanie.



		wskazaniami powyżej i doprecyzowanie postanowienia.		
28.	2.2. 9.	<p>W komentowanej regulacji precyzyjnie opisano działania w przypadku ubiegania się o przyłączenie na zasadach cable pooling, natomiast brak uzasadnienia dla tak restrykcyjnych wymagań w zakresie dokumentów, które powinny przygotować ubiegające się strony. Wskazane wymagania mogą być powodem wielokrotnej konieczności cofania i ponownego składania wniosku. Zasadnym byłoby opracowanie przez OSP jednolitego wykazu oczekiwanych dokumentów wymienionych obecnie w różnych punktach Karty w formie załącznika.</p> <p>Propozycja korekty: opracowanie przez OSP jednolitego wykazu oczekiwanych dokumentów wymienionych obecnie w różnych punktach Karty w formie oddzielnego załącznika.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wymagania w zakresie dokumentów, które powinny przygotować podmioty ubiegające się o przyłączenie w jednym miejscu przyłączenia większej liczby instalacji odnawialnego źródła energii zostały szczegółowo uregulowane w ramach w art. 7 ust. 3de ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Postanowienia IRiESP odpowiadają powołanej regulacji. „Propozycja korekty”, w świetle zgłoszonej uwagi, jest niezrozumiała.</p>
29.	2.3. 1. (8)	<p>Sformułowanie użyte w komentowanej regulacji <i>kryteria oceny ekspertyzy określa punkt 7.4.3</i> prowadzi do wrażenia, że to OSP ocenia ekspertyzę, a w ślad za tym <i>de facto</i> ocenia eksperta. Jest to niezgodne z założeniem, że to ekspert ocenia w ekspertyzie wpływ badanego obiektu na sieć.</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie sformułowania zgodnie ze wskazaniami powyżej.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetycznych wykonuje OSP.</p> <p>OSP ma obowiązek ocenić wpływ przyłączenia na system.</p> <p>Kryteria oceny zostały określone w pkt <b>7.4.3</b>.</p>
30.	2.3. 1. (9)	<p>Wydawanie warunków przyłączenia przewidujących brak gwarancji niezawodnych dostaw energii powinno spełniać cele określone w Dyrektywie 2024/1711 w zakresie elastycznych umów przyłączeniowych. Tym samym warunki przyłączenia przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii powinny określać:</p> <p>1) maksymalne gwarantowane wprowadzanie i pobieranie energii elektrycznej do i z sieci oraz dodatkowe elastyczne</p>	<p>PV-65</p> <p>LEWIATAN*</p> <p><small>*z dokładnością do formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z art. 3 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej, państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do</p>

		<p>zdolności w zakresie wprowadzania i pobierania, które mogą być przyłączone i zróżnicowane w zależności od bloków czasowych w ciągu roku</p> <p>2) opłaty sieciowe mające zastosowanie zarówno do gwarantowanych, jak i elastycznych zdolności w zakresie wprowadzania i pobierania energii elektrycznej do i z sieci;</p> <p>3) uzgodniony okres obowiązywania elastycznej umowy przyłączeniowej oraz przewidywany termin przyznania przyłączenia do całej wnioskowanej gwarantowanej zdolności;</p> <p>4) obowiązek zainstalowania systemu regulacji mocy.</p> <p>Brak ustalenia w warunkach przyłączenia minimalnej ochrony dla podmiotu przyłączającego się do sieci stoi w sprzeczności z zasadą przejrzystości w stosunku do użytkowników systemu (art. 9c ust. 1 prawa energetycznego).</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><i>OSP może wydać warunki przyłączenia dla MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE, przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii:</i></p> <p>(a) <i>w przypadku stwierdzenia, na podstawie wykonanej ekspertyzy, braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej do sieci lub jej poboru z sieci, proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, oraz</i></p> <p>(b) <i>pod warunkiem, że rozbudowa sieci przesyłowej mająca zapewnić te zdolności została ujęta w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt 7.1., z terminem realizacji zapewniającym co najmniej</i></p>	<p>wykonania tej dyrektywy w terminie do dnia 17 stycznia 2025 r. W drodze odstępstwa od akapitu pierwszego niniejszego ustępu państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania art. 2 pkt 2 i 5 do dnia 17 lipca 2026 r. Powyższe oznacza, że ewentualna implementacja ww. dyrektywy wymaga w pierwszej kolejności wprowadzenia zmian na poziomie ustawowym, które następnie mogą stać się podstawą do wprowadzenia odpowiednich zmian do IRiESP.</p> <p>Niezależnie od powyższego, należy wskazać, że OSP umożliwi zawarcie umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii. W przypadku braku zgody wnioskodawcy na zawarcie takiej umowy, OSP byłby zobowiązany do wydania odmowy określenia warunków przyłączenia.</p> <p>Po stronie wnioskodawcy jest oszacowanie, z uwzględnieniem charakterystyki swojego obiektu i otoczenia biznesowego, możliwych ograniczeń i ryzyka w przypadku zawarcia takiej umowy.</p>
--	--	--	---

		<p>możliwość przyłączenia do sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci;</p> <p><b><u>w takim wypadku w warunkach określa się ponadto:</u></b></p> <p>1) <b><u>maksymalne gwarantowane wprowadzanie i pobieranie energii elektrycznej do i z sieci oraz dodatkowe elastyczne zdolności w zakresie wprowadzania i pobierania, które mogą być przyłączone i zróżnicowane w zależności od bloków czasowych w ciągu roku</u></b></p> <p>2) <b><u>opłaty sieciowe mające zastosowanie zarówno do gwarantowanych, jak i elastycznych zdolności w zakresie wprowadzania i pobierania energii elektrycznej do i z sieci;</u></b></p> <p>3) <b><u>uzgodniony okres obowiązywania elastycznej umowy przyłączeniowej (tj. niegwarantującej niezawodnych dostaw energii) oraz przewidywany termin przyznania przyłączenia do całej wnioskowanej gwarantowanej zdolności;</u></b></p> <p>4) <b><u>obowiązek zainstalowania systemu regulacji mocy przez MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE.</u></b></p>		
31.	2.3. 1. (9)	<p>Proponujemy dodanie po obecnym brzmieniu punktu 2.3.1(9) zdania „W takim wypadku OSP na podstawie wykonanej ekspertyzy, oszacuje w warunkach przyłączenia przewidywany wolumen energii, którego dotyczy brak gwarancji niezawodnych dostaw.” lub dodanie sformułowania odwrotnego, potwierdzającego ilość wolumenu energii możliwej do odebrania/dostarczenia przez KSE.</p> <p>Uzasadniamy, że uwzględnienie takiego dodatkowego zapisu pozwoli inwestorom na obliczenie finansowych skutków</p>	LDP	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP umożliwia zawarcie umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii. W przypadku braku zgody wnioskodawcy na zawarcie takiej umowy, byłby zobowiązany do wydania odmowy określenia warunków przyłączenia.</p>

		wydania przez PSE warunków przyłączenia, które nie gwarantują 100% niezawodnych dostaw energii.		Po stronie wnioskodawcy jest oszacowanie, z uwzględnieniem charakterystyki swojego obiektu i otoczenia biznesowego, możliwych ograniczeń i ryzyka w przypadku zawarcia takiej umowy.
32.	2.3. 1. (9)	<p>W nawiązaniu do uwagi nr 1 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 55 do IRIESP – Korzystanie</i>) powyżej we wskazanym punkcie 2.3.1.(9) prosimy dodać lit. c w brzmieniu :</p> <p><i>„c. Zobowiązujący OSP do wskazania listy i zakresu zadań inwestycyjnych wynikających z Planu Rozwoju bezpośrednio wymaganych dla realizacji przyłączenia i likwidujących brak gwarancji niezawodności dostaw, termin realizacji powyższych zadań przez OSP i OSD oraz wielkość ograniczeń we wprowadzaniu/ dostarczaniu mocy z/do obiektu w [MW] odniesieniu do wskazanych zadań.”</i></p> <p>W związku z brakiem gwarancji dostaw wynikających z braku rozbudowy KSE, w umowach przyłączeniowych przekazywanych przez OSP wraz z wydanymi warunkami przyłączenia, OSP wskazuje, że nie gwarantuje realizacji dostaw do czasu zrealizowania całego Planu Rozwoju. Zważywszy na fakt, iż żadna wersja Planu Rozwoju nie jest i nie będzie zrealizowana przez operatora w 100%, jak również mając na uwadze, że wskazane w Planie Rozwoju zadania inwestycyjne obejmujące obszar całego kraju, niejednokrotnie nie mają związku z planowaną do przyłączenia instalacją MWE, MEE lub SD w danej lokalizacji, OSP nie będzie nigdy zobowiązany do zagwarantowania niezawodnych dostaw.</p> <p>Aktualne zapisy wprowadzają 100% ryzyko dla podmiotów, które na podstawie warunków i umów przyłączeniowych planują swoje inwestycje, a jednocześnie uwalniają OSP od jakiegokolwiek odpowiedzialności odszkodowawczej. W związku z powyższym dodanie przedmiotowego zapisu jest konieczne ze względu na jakąkolwiek stabilność inwestycyjną</p>	ENERCO	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP umożliwi zawarcie umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii. W przypadku braku zgody wnioskodawcy na zawarcie takiej umowy, OSP byłby zobowiązany do wydania odmowy określenia warunków przyłączenia.</p> <p>Przy obecnej liczbie wydanych warunków przyłączenia, które dają wnioskodawcom prawo do zawarcia umowy o przyłączenie, a na OSP nakładają obowiązek jej zawarcia - określenie wnioskowanych danych wymagałoby precyzyjnej znajomości harmonogramów oddawania wszystkich obiektów. Zmiana harmonogramu realizacji jakiegokolwiek obiektu mogłaby wpływać na konieczność zmiany danych określonych we wszystkich umowach.</p> <p>Przyłączenie wszystkich obiektów, co do których OSP posiada zobowiązanie do przyłączenia wymaga wykonania pełnego zakresu inwestycji sieciowych wynikających z planów rozwoju OSP oraz OSD i takie właśnie warunki ujmowane są w warunkach przyłączenia i następnie umowie o przyłączenie.</p>

		wydatkowanych nakładów przez inwestorów sieciowych i wytwórców OZE oraz MEE.		
33.	2.3. 1. (9)	<p>Komentowana regulacja OSP może wydać warunki przyłączenia dla MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE, przewidujące brak gwarancji niezawodnych dostaw energii jest nieprecyzyjne i może wprowadzać w błąd. Regulacja dotyczy bowiem nie dostawy energii, a jej odbioru przez OSP.</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie postanowienia, tak by nie dotyczyło ono <i>dostaw energii</i>, lecz jej odbioru.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienia są zgodne z rozporządzeniem 2019/943 i ustawą Prawo energetyczne.</p>
34.	2.3. 1. (10)	<p>We komentowanym punkcie zasadnym wydaje się uwzględnienie tego, że w przypadkach, gdy decyzja o wydaniu warunków przyłączenia nie wymaga tak szerokich prac analitycznych jak w przypadkach rozpatrywania całkowicie nowych przyłączeń (np. zmiana parametrów technicznych, technologii bez zmiany mocy przyłączeniowej, przyłączenie kolejnego podmiotu bez zmiany mocy przyłączeniowej), OSP mógłby zobowiązać się do skrócenia terminu rozpatrywania wniosku. Jest to uzasadnione tym, że część analityczna jest najbardziej czasochłonna.</p> <p>Propozycja korekty: zobowiązanie OSP do skrócenia terminu rozpatrywania wniosku lub jego precyzyjne określenie.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienia są zgodne z ustawą Prawo energetyczne.</p>
35.	2.3. 16. (26)	<p>Postanowienie powinno zostać doprecyzowane w kontekście nowego postanowienia IRiESP tj. punktu 2.4. 3 (20) (a), tak aby oba postanowienia były spójne.</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><i>w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od jego mocy zainstalowanej - sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej <b><u>oraz zasady przeprowadzania testów prawidłowego działania tych zabezpieczeń</u></b></i></p>	<p>PV-65</p> <p>LEWIATAN</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zasady przeprowadzania testów obejmują kwestie organizacyjne, dlatego ich uregulowanie przewidziano w umowie o przyłączenie.</p>

36.	<b>2.3. 16.</b> (26)	<p>Określenie w komentowanej regulacji, że <i>w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od jego mocy zainstalowanej - sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej</i> nie precyzuje, kto określa wskazywany sposób zabezpieczenia (wnioskodawca czy OSP). Treść postanowienia sugeruje, że to wnioskodawca określa, a OSP opiniuje, wskazuje na konieczność poprawy i umieszcza w warunkach, natomiast powinno to wynikać precyzyjnie i bez żadnych wątpliwości z treści regulacji.</p> <p>Propozycja korekty: doprecyzowanie brzmienia komentowanej regulacji o wyraźne wskazanie, kto określa sposób zabezpieczenia zdolności technicznych oraz jakie działania podejmuje w związku z tym OSP.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Komentowane postanowienie IRiESP wyraźnie wskazuje, że warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności, w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od jego mocy zainstalowanej - sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej. Z powyższego jasno wynika, że to operator w ramach wydawanych warunków przyłączenia określa sposób zabezpieczenia zdolności technicznych.</p> <p>Zauważyć jednocześnie należy, że kwestie te zostały szczegółowo uregulowane w ramach ustawy Prawo energetyczne, a konkretnie w ramach art. 7:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ust. 2<sup>2</sup>, wskazującego, że w przypadku, gdy moc przyłączeniowa jest niższa niż suma mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, umowa o przyłączenie zawiera szczegółowy opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, oraz</li> <li>• ust. 3dc, wskazującego, że w przypadku, o którym mowa w ust. 22, do wniosku, o którym mowa w ust. 3db, podmiot dołącza opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.</li> </ul>
37.	<b>2.3. 21.</b> (2)	<p>Zob.: uwagi w pkt 8 (<b>wskazanie OSP:</b> w <i>Raporcie uwaga nr 24 do IRiESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Należy podtrzymać uwagę wskazaną w pkt.7 (<b>wskazanie OSP:</b> w <i>Raporcie uwaga nr 21 do IRiESP – Korzystanie</i>) o konieczności zwiększenia tolerancji w zakresie pojęcia „zmiana parametrów technicznych”, które w przypadkach (w szczególności) zmiany paneli i inwerterów, a także ograniczonej zmiany typu wiatraków nie powinny wymagać zmiany warunków przyłączenia.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W zapisie znajduje się odwołanie do pkt <b>2.2. 8.</b> który precyzuje, kiedy nie wymagane jest występowanie z wnioskiem.</p>

		Propozycja korekty: uwzględnienie w regulacji konieczności zwiększenia tolerancji w zakresie pojęcia <i>zmiana parametrów technicznych</i> , które w przypadkach (w szczególności) zmiany paneli i inwerterów, a także ograniczonej zmiany typu wiatraków nie powinny wymagać zmiany warunków przyłączenia.		
38.	2.4. 3. (20)	<p>Postanowienie co do zasady wprowadza szereg uprawnień dla OSP bez dostatecznej przejrzystości w zakresie ich stosowania (dowolność w zakresie stosowanych środków), co jest niezgodne z zasadą określoną w art. 9c ust. 1 prawa energetycznego.</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><i>(20) w przypadku MWE lub MEE, których moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej:</i></p> <p><i>(a) sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej oraz zasady przeprowadzania testów prawidłowego działania tych zabezpieczeń,</i></p> <p><i>(b) prawo OSP do odmowy przyłączenia do sieci <del>albo prawo do odłączenia od sieci MWE lub MEE</del>, w przypadku braku zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej lub braku zapewnienia ich skutecznego działania, <b><u>w takim wypadku przed odmową przyłączenia do sieci OSP wyznacza MWE lub MEE dodatkowy termin na dostosowanie się do warunków umownych, który nie może być krótszy niż 1 miesiąc, odmowa przyłączenia do sieci OSP powinna być szczegółowo uzasadniona,</u></b></i></p> <p><i>(c) prawo OSP do wydania polecenia ograniczenia mocy wprowadzanej do lub pobieranej z sieci przesyłowej przez MWE lub MEE <b><u>ponad moc przyłączeniową</u></b>, bez ponoszenia odpowiedzialności z tego tytułu, w tym bez</i></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN*</b></p> <p><small>* z dokładnością znaków interpunkcyjnych i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Poruszane kwestie w sposób wyczerpujący zostały już uregulowane w ramach art. 7 ust. 3dj ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którym, w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej przez wytwórcę, operator systemu elektroenergetycznego właściwy dla miejsca przyłączenia, może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu przez tego wytwórcę energii elektrycznej do sieci albo całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej do sieci, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń albo odłączenia. Wznowienie dostarczania energii elektrycznej następuje po wdrożeniu przez wytwórcę wskazanego przez operatora sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.</p>

		<p>wypłaty rekompensat z tego tytułu na rzecz podmiotu przyłączanego do sieci, w przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej,</p> <p>(d) postanowienia, że koszt zakupu i zainstalowania urządzeń i automatyk służących do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej ponoszą podmioty przyłączane do sieci,</p> <p>(e) prawo OSP do nadzoru nad pracą urządzeń i automatyk służących do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, w szczególności do zabezpieczenia tych urządzeń i automatyk w sposób uniemożliwiający zmianę ich nastaw;</p> <p>(f) <b><u>prawo OSP do odłączenia od sieci MWE lub MEE w przypadku stałego (tj. trwającego dłużej niż 2 miesiące) braku zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej lub braku zapewnienia ich skutecznego działania w tym okresie. OSP ma obowiązek ponownego przyłączenia MWE lub MEE do sieci po ustaniu przyczyn z których nastąpiło odłączenie.</u></b></p>		
39.	2.4. 3. (20) (a)	<p>Zob.: uwagi w pkt 15 (<b>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 36 do IRiESP – Korzystanie</b>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Komentowana regulacja w brzmieniu <i>sposób zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej oraz zasady przeprowadzania testów prawidłowego działania tych zabezpieczeń</i> nie precyzuje kto opracowuje wskazany sposób zabezpieczenia (wnioskodawca czy OSP) i jaki ma być stopień dokładności opisu tego sposobu. Regulacja powinna określać szczegółowe zasady i warunki w zakresie sposobu zabezpieczenia.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Punkt dotyczy zawartości umowy o przyłączenie. Warunki przyłączenia są określone przez OSP i stanowią załącznik do umowy o przyłączenie.</p>



		Propozycja korekty: doprecyzowanie brzmienia komentowanej regulacji o wyraźne wskazanie, kto opracowuje wskazany sposób zabezpieczenia i jaki ma być stopień dokładności opisu tego sposobu.		
40.	2.4. 3. (20) (c)	Proponowane w regulacji wyłączenie odpowiedzialności OSP oraz prawa do rekompensaty byłoby sprzeczne z treścią rozporządzenia 2019/943, a w szczególności z art. 13 ust 7. Patrz też komentarz do p. 2.1.16, a także 2.4.4 i 2.4.5.	RWE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr 23 do IRiESP - Korzystanie.
41.	2.4. 3. (20) (c)	Zob.: uwagi w pkt 18 ( <b>wskazanie OSP</b> : w <i>Raporcie uwaga nr 51 do IRiESP – Korzystanie</i> ) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi. Wyłączenie odpowiedzialności OSP oraz prawa do rekompensaty w opisanych okolicznościach nie znajduje umocowania w treści rozporządzenia 2019/943, zwłaszcza w art. 13 ust. 7 tego rozporządzenia.  Propozycja korekty: usunięcie postanowienia	PSF	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę nr 23 do IRiESP - Korzystanie.
42.	2.4. 3. (20) (d)	Prosimy o wyjaśnienie jakie przypadki mogą obejmować ten zapis. Jakie koszty mogą wynikać z tytułu zwiększenia mocy zainstalowanej. Uważamy, że zapis jest zbędny. Obecnie przepisy regulują co wchodzi w skład opłaty za przyłączenie a co w rozbudowę sieci. OSE ma również możliwość przyłączenia komercyjnego, za pomocą którego można sfinansować rozbudowę sieci.	SEVIVON	<u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 2.4. 3. (20) (d) IRiESP - Wprowadzenie.</u>  <u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u> Zapis dotyczy przypadku, gdy moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej. Wskazuje za tym ustawa Prawo energetyczne, że koszt zakupu i zainstalowania urządzeń i automatyk służących do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, ponoszą podmioty przyłączane do sieci (art. 7 ust. 2 <sup>2</sup> pkt 1 ustawy Prawo energetyczne).
43.	2.4. 3. (20) (d) oraz (e)	Systemy do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej są podstawowym wyposażeniem i mają możliwość redundancji, co zwiększa niezawodność kontroli wartości mocy przyłączeniowej. Ponadto te systemy (np. park controller w FW) podlegają	ORSTED	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u> Zapisy wynikają z ustawy Prawo energetyczne.

		<p>certyfikacji zgodnie z PTPIREE i mogą przejść dodatkowe testy zgodnie z pkt (a) w pkt 2.4 (20).</p> <p>Na przykładzie MFW, w praktyce moc zainstalowana turbin wiatrowych ulega pomniejszeniu z uwagi na straty, które występują w związku z przepływem energii pomiędzy turbinami a punktem przyłączenia lub w związku z niekorzystnymi warunkami pogodowymi.</p> <p>Mając na uwadze powyższe uwagi, rozwiązania zaproponowane w punktach (a) – (c) w pkt 2.4 (20) są wystarczające do zapewnienia, że w przypadku MWE, którego moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej, moc przyłączeniowa nie zostanie przekroczona i tym samym nie ma potrzeby wprowadzania postanowień pkt (d) – (e) w punkcie 2.4 (20).</p>		<p>Zapisy IRiESP są uniwersalne dla każdego przypadku, również takiego, gdzie straty mocy nie obniżają mocy wyprowadzanej do sieci do wartości niepowodującej przekroczenia mocy przyłączeniowej.</p>
44.	2.4. 4.	<p>Proponujemy zmianę pierwszego zdania i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Umowa o przyłączenie MWE lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń redysponowania w zakresie zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania (ORN), w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez OSP wytwarzania energii elektrycznej w ilości odpowiednio przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię lub niewystarczającej do zaspokojenia zapotrzebowania na tę energię.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Treść pkt 2.4. 4. według propozycji OSP wykracza poza postanowienia ustawy Prawo energetyczne. Przepisy ustawy Prawo energetyczne nie stanowią, że umowa o przyłączenie</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>

		<p>do sieci przesyłowej (IRiESP określa jedynie zawartość umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej) w odniesieniu do przyłączenia <b>sieci dystrybucyjnej</b> powinna zawierać postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń redysponowania. W szczególności art. 7 ust. 2e ustawy Prawo energetyczne wskazuje, że postanowienia uprawniające do ograniczenia gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych zawierane są jedynie w umowach o przyłączenie w odniesieniu do MWE i MEE. Jednocześnie kwestie wydawania przez OSP poleceń redysponowania w odniesieniu do MWE i MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp reguluje m.in. art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, a ww. postanowienia dotyczące redysponowania w odniesieniu MWE i MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp będą zawarte w umowie o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a MWE lub MEE.</p> <p>Dodatkowo zasadne jest doprecyzowanie treści punktu poprzez zastąpienie słowa „polecenie” wyrażeniem „polecenie redysponowania”, co jest w szczególności spójne z planowanym dodaniem w IRiESP nowej definicji: „polecenie redysponowania” (IRiESP nie posługuje się definicją „polecenie”).</p>		
45.	2.4. 4.	Zwracamy uwagę, że zapisy dot. możliwości zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania, również dla MWE i MEE przyłączonych do sieci OSD (za pośrednictwem OSD) są niekorzystne z punktu widzenia producentów energii elektrycznej i ciepłej, czyli w szczególności elektrociepłowni, gdzie głównym celem jest dostarczenie energii ciepłej o wymaganych parametrach do sieci ciepłowniczej (zwłaszcza w okresie zimowym).	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami pkt 2.4. 4., OSP <b>musi</b> posiadać uprawnienia do wydawania poleceń w zakresie zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, w tym w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Jest to szczególnie istotne w sytuacji, gdy OSP wyczerpał dostępne środki w ramach mechanizmów rynkowych.</p>

46.	2.4. 4.	<p>Zgodnie z <b>punktem</b> (1) OSP w pierwszej kolejności, zanim dokona redukcji nierynkowej, będzie wykorzystywać oferty na energię bilansującą w dół złożone, przez DUB dla JG reprezentującej zasób na RB. Jest to <b>wg TOE</b> właściwe podejście.</p> <p>Zgodnie z <b>punktem</b> (2), w przypadku, gdy moc nie jest pokryta ofertami na energię bilansującą w dół, właściciel MWE, któremu wydane zostało polecenie redukcji jest upoważniony do rekompensaty pod warunkiem, że niezbilansowanie obsługującego go POB jest wystarczające na pokrycie wielkości niezbilansowania wynikającego z polecenia redukcji tego MWE.</p> <p>Dominującą formą rozliczeń w umowach na bilansowanie MWE jest formuła tzw. pay-as-produced, w której właściciel MWE otrzymuje od POB wynagrodzenie za każdą wyprodukowaną MWh. Wynagrodzenie może być oparte o ceny giełdowe np. indeksowane do ceny SDAC lub przyjmować wartość stałą. Koszty bilansowania zależą od skuteczności POB w przewidywaniu generacji bilansowanego portfela w miarę zbliżania się do czasu dostawy, poprawności prognoz cenowych dla poszczególnych segmentów rynkowych oraz umiejętności aktywnego zarządzania pozycją kontraktową.</p> <p>Proponowane przez OSP zapisy w umowach przyłączeniowych sugerują, iż OSP zakłada, że w przypadku, gdy POB i właściciel MWE nie są tym samym podmiotem, prognoza POB, zgodnie z którą sprzedaje on wolumen wprowadzany do sieci przez MWE, jest idealna w przypadku rozliczeń między POB a właścicielem MWE w formule pay-as-produced lub że rozliczenie pomiędzy POB a właścicielem MWE następuje na bazie wolumenu zawartych USE, i/oraz jest niezależne od wolumenu energii dostarczonej do sieci przez ten MWE.</p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania i wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>Ponadto, należy wskazać, że punkt <b>2.4. 4.</b> odnosi się do kwestii przyłączeń oraz do wymagań w zakresie zapisów umowy o przyłączenie. Stąd w niniejszej odpowiedzi OSP odnosi się wyłącznie do tych elementów.</p> <p>W zakresie wskazanych w pkt <b>2.4. 4</b> zasad wskazujących na brak rekompensaty za redysponowanie nierynkowe energii elektrycznej nieobjętej umowami sprzedaży USE należy wskazać, iż jest to zasada analogiczna jak stosowana w stosunku do wytwórców aktywnych na rynku bilansującym. Mianowicie, jeśli aktywny na RB wytwórca przekaże programy pracy dla jednostek grafikowych, który są objęte USE, a następnie ich praca zostanie w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania (ZPG) zaniżona przez OSP, to taki wytwórca jest mówiąc w uproszczeniu zwolniony przez OSP z obowiązku wyprodukowania energii elektrycznej objętej USE, a obowiązek ten przejmuje na siebie OSP. Działania te są rozliczane w ramach procesów rynku bilansującego jako usługa bilansująca świadczona na rzecz OSP, przy czym wytwórca otrzymuje przychód na rynku hurtowym wynikający z zawartej USE (rozliczenie pomiędzy stronami USE, tzn. bez udziału OSP) oraz wytwórca płaci za redukcję albo otrzymuje płatność w przypadku cen ujemnych w wysokości odpowiadającej cenie usługi bilansującej polegającej na redukcji generacji wskazanej w ramach procesów RB (rozliczenie z udziałem OSP). Jeśli jednak taki wytwórca zgłosił niezerowy program pracy i nie miał zawartych USE, a w ramach procesu ZPG zostanie przez OSP zaniżony, to taki wytwórca jest rozliczany: (i) za niezbilansowanie, tj. zaplanowaną pracę jednostki grafikowej bez zapewnienia zbytu na wyprodukowaną energię w postaci USE, oraz (ii) płaci na rzecz OSP za usługę bilansującą (lub uzyskuje płatność w przypadku cen ujemnych za energię bilansującą). W przypadku braku zawartej USE obejmującej jego program pracy nie uzyskuje on przychodu ani żadnej innej rekompensaty ze sprzedaży energii</p>
-----	---------	---	--	---

	<p>W rzeczywistości, przy założeniu braku redukcji, z powodu nieidealnej prognozy generacji, w danym ORN, prawie zawsze wystąpi jedna z powyższych/<b>poniższych</b> sytuacji:</p> <p>a) POB sprzeda na rynku hurtowym i złoży USE na większy wolumen energii niż wyprodukowałby zasób. Oznacza/<b>co oznacza</b> to, że POB będzie niezbilansowany w dół i będzie musiał dokupić brakującą energię z rynku bilansującego./;</p> <p>b) POB sprzeda na rynku hurtowym i złoży USE na mniejszy wolumen energii niż wyprodukowałby zasób. Oznacza/<b>co oznacza</b> to, że POB będzie niezbilansowany w górę i będzie musiał odsprzedać nadmiarowo wyprodukowaną energię z rynku bilansującym.</p> <p>Koszt nieprawidłowej prognozy generacji jaki ponosi POB w sytuacji braku redukcji, w kierunku przeszacowania i niedoszacowania produkcji skutkuje symetrycznym ryzykiem wynikającym z różnicy cen na rynku hurtowym i bilansującym <b>i/oraz</b> w każdym przypadku jest równy wolumenowi niezbilansowania pomnożonemu przez różnicę między ceną niezbilansowania (CEN) a ceną po jakiej POB sprzedał lub/<b>albo</b> mógł sprzedać energię zgodnie ze swoją prognozą (Cs).</p> <p>Jeśli:</p> <p>CEN-Cs&gt;0, to POB poniesie stratę w przypadku a) oraz zanotuje zysk w przypadku b),</p> <p>CEN-Cs&lt;0, to POB zanotuje zysk w przypadku a) oraz poniesie koszty w przypadku b)</p> <p>Polecenie redukcji wydane przez OSP powoduje powstanie dodatkowego niezbilansowania POB równego co do wielkości</p>		<p>na rynku hurtowym, więc nie ma żadnych podstaw do ubiegania się o taki przychód od OSP, ani od żadnego innego podmiotu.</p> <p>W sytuacji uczestników rynku niebędących aktywnymi uczestnikami RB, tylko uczestnikami pasywnymi, nie świadczą oni usług bilansujących na rzecz OSP, stąd nie podlegają rozliczeniom za tego typu usługę. W przypadku nierynkowej redukcji rekompensata, o ile jest należna, dotyczy więc pokrycia kosztów niezbilansowania na RB (zgodnie z propozycją zawartą w Karcie aktualizacji nr 2 – do 31 grudnia 2025 r.) i utraconych przychodów z systemów wsparcia.</p> <p>W zakresie relacji między jakością prognozy OZE, zawartymi USE oraz faktyczną produkcją energii wynikającą z realizacji polecenia redysponowania nierynkowego należy wskazać, że ryzyka wynikające z jakości prognozy oraz wielkości USE są do zarządzenia przez wytwórcę przy współpracy z POB. OSP może odpowiadać wyłącznie za działania wynikające ze swoich poleceń, ale błędy prognoz OZE lub inne nieprzewidziane zdarzenia są w gestii wytwórców i POB. Relacje między tymi podmiotami należy ułożyć w taki sposób, aby ryzyka po obu stronach tej relacji były odpowiednio zabezpieczone. Ma to szczególne znaczenie w sytuacji, gdy wytwórca i POB to niezależne podmioty współpracujące ze sobą na zasadzie usług komercyjnych. W tym przypadku, odpowiednie ustalenie zasad współpracy w każdych możliwych warunkach, które profesjonalny podmiot działający na rynku energii powinien być w stanie przewidzieć podczas zawierania takiej umowy, jest oczywistym wymaganiami. Taka relacja umowna powinna także przewidzieć konieczność informowania się wzajemnie przez MWE i POB o każdych zdarzeniach ruchowych, oraz informowania OSP/OSD przez MWE i POB o zmianie warunków pracy zasobu w ramach przekazywanych cyklicznie planów pracy. Z kolei po stronie OSP powstaje zawsze obowiązek skompensowania wolumenu polecanej redukcji generacji o ile została ona zakontraktowana w ramach USE i przedmiotowe zakontraktowanie jest odzwierciedlone w jednostce bilansowej POB.</p>
--	--	--	--

	<p>pozycji wynikającej ze złożonych USE, lecz z przeciwnym znakiem. Tak samo jak w przypadku niezbilansowania wynikającego z błędu prognozy, w zależności od relacji między ceną CEN i Cs, może to oznaczać dla POB nieprzewidziany zysk lub nieprzewidzianą stratę. W interesie POB jest korekta pozycji kontraktowej tak, aby odpowiadała ona przewidywanemu wolumenowi energii dostarczonej przez bilansowane przez niego MWE. Ma to na celu ograniczenie ekspozycji POB na ryzyko kosztów niezbilansowania. Jeśli MWE zostanie zredukowane, POB będzie próbował odkupić wcześniej sprzedaną energię z rynku. W momencie, gdy polecenie redukcji wydane zostanie krócej niż 1h przed rozpoczęciem danego OREB (obecnie bramka zamknięcia handlu na rynku dnia bieżącego to 1h przed rozpoczęciem OREB), POB nie ma już możliwości korekty pozycji kontraktowej. Nawet polecenie redukcji wydane odpowiednio wcześniej nie gwarantuje, że na rynku dnia bieżącego lub w ramach kontraktów bilateralnych dostępne będą oferty sprzedaży energii, które pozwoliłyby POB ponownie zbilansować portfel lub jeśli nawet są one dostępne, zbilansowanie portfela może wiązać się z nieprzewidzianymi kosztami.</p> <p>Ponieważ mechanizm zaproponowany przez OSP uzależnia możliwość wypłaty rekompensaty od wystąpienia niezbilansowania POB, w interesie właściciela MWE jest, aby POB bilansujący jego MWE zgłosił do OSP wolumen USE równy bądź wyższy maksymalnemu potencjałowi produkcji MWE. Wprowadza to konflikt interesów pomiędzy POB, który chce się zbilansować, żeby uniknąć ryzyka dodatkowych kosztów a właścicielem MWE, który, jeśli POB się zbilansuje, nie będzie upoważniony do otrzymania rekompensaty. Nawet gdy POB nie próbuje zbilansować portfela po poleceniu redukcji, ale jego prognoza nie doszacuje potencjału produkcji MWE (przypadek b), właściciel MWE nie będzie upoważniony do pełnej kwoty rekompensaty.</p>		
--	---	--	--

<p>Ponadto, w przypadku, gdy POB obsługuje wiele MWE, jego niezbilansowanie dotyczyć będzie całego jego portfela, a nie pojedynczego zasobu. Sprawiedliwe rozdzielanie niezbilansowania będzie wymagało od POB informacji o wszystkich wnioskach złożonych przez właścicieli obsługiwanych przez niego MWE. POB może wyznaczyć współczynniki rozdziału niezbilansowania dopiero kiedy ma pewność, że lista ubiegających się o rekompensatę podmiotów jest pełna i nie może już ulec zmianie.</p> <p>Obecnie, POB jest całkowicie pominięty w komunikacji między OSP i OSD a właścicielem MWE, przez co/w wyniku czego nie ma bezpośredniej informacji o tym czy MWE, którym zarządza został zredukowany i w jakim stopniu.</p> <p><b>Wnosimy/Zwracamy się z prośbą o jak najszybsze wprowadzenie przez OSP procesu, informowania POB o wydanym poleceniu redukcji, nawet ex-post.</b> Pozwoli to zbalansować nierównowagę informacyjną między POB a właścicielem MWE. Informacja powinna wg TOE zawierać:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Kod/kod PPE jednostki, która była redukowana;</li><li>• Okres/okres, w którym nastąpiła redukcja;</li><li>• Wyznaczone/wyznaczone przez OSP wolumeny redukcji, w rozdzielczości co najmniej równej OREB.</li></ul> <p>Jako rozwiązanie docelowe, proponujemy, aby portal PSDI został wyposażony w funkcję umożliwiającą POBowi/POB oraz DUB danego MWE wgląd w czasie rzeczywistym do wydanych przez OSP lub OSD poleceń redukcji w formie pozwalającej na zaciągnięcie tych danych w sposób automatyczny do systemów informatycznych POB i DUB. W ten sposób, POB i DUB będzie dysponował symetrycznym do właściciela MWE zakresem informacji o poleceniu redukcji, a konflikt interesów, który wprowadza redukcja, będzie mógł zostać rozwiązany na poziomie kontraktowym pomiędzy POB</p>
--

		a właścicielem MWE. Wprowadzie informacja o poleceniach redispatchingu w większości sytuacji nie powinna mieć bezpośredniego wpływu na rozliczenia niezbilansowania DUB, ale może mieć istotny wpływ na ocenę zdolności do oferowania usług bilansujących przez DUB, a także ewentualną weryfikację poprawności planów pracy.		
47.	2.4. 4.	<p>W przypadku, gdy POB w jednej JB bilansuje zasoby wytwórcze i odbiorcze, które wzajemnie mają się bilansować, bez pośrednictwa giełdy np. poprzez handel P2P, nie będzie on zgłaszał USE. Punkt 2.4. 4. mówi, że „(...) <b>moc odpowiednio MWE lub MEE, której dotyczy polecenie OSP zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego MWE lub MEE, odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB. W przypadku gdy polecenie OSP dotyczy odpowiednio MWE lub MEE, i innych obiektów bilansowanych przez POB tego MWE lub MEE i wielkość niezbilansowania POB odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB nie pokrywa sumy mocy, których dotyczą polecenia OSP odpowiednio zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, to moc nieobjęta USE dla MWE lub MEE i pozostałych obiektów jest wyznaczana do wielkości niezbilansowania POB, proporcjonalnie do mocy poleceń OSP dla poszczególnych obiektów</b>”.</p> <p>Redysponowanie sprawi, że JB POB będzie niezbilansowana w wolumenie odpowiadającym redukcji. Czy zatem, pomimo braku zgłoszeń USE, właściciel redysponowanego MWE jest uprawniony do rekompensaty?</p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgłaszanie umów sprzedaży energii (USE) dla JB jest obowiązkowe. W przypadku, o którym mowa w uwadze, tj. gdy zasoby reprezentowane w JB wzajemnie się bilansują, pozycja bilansowa JB wynikająca z kontraktów USE, która powinna być zgłoszona dla JB na RB, jest równa 0. W takim przypadku polecenie OSP zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE wchodzący w skład danej JB powinno skutkować odbiorem energii niezbilansowania z RB przez JB w ilości odpowiadającej poleceniu OSP. Gdy warunek ten jest spełniony, czyli energia niezbilansowania odebrana z RB pokrywa wartość redukcji wynikającą z polecenia OSP, to zgodnie z pkt 2.4. 4. moc MWE, której dotyczy polecenie OSP jest uznawana jako objęta USE - w tym konkretnym przypadku chodzi o USE pomiędzy zasobami wchodzącymi w skład JB, bo wynikowe USE dla JB jest równe 0. Postanowienia pkt 2.4. 4. analogicznie działają w przypadku zasobów innych niż MWE. W przypadku, gdy niezbilansowanie JB nie odpowiada ilości energii wynikającej z poleceń OSP, przyjmuje się, że redysponowane zasoby są objęte USE do wartości odpowiadającej niezbilansowaniu JB (POB), a rozdział tego niezbilansowania pomiędzy zasobami, ze względu na brak informacji o USE poszczególnych zasobów wchodzących w skład JB, jest realizowany proporcjonalnie do mocy poleceń OSP dla poszczególnych zasobów (obiektów).</p> <p>Podsumowując, właściciel redysponowanego MWE jest uprawniony do rekompensaty w zakresie, w jakim realizacja polecenia OSP skutkowałą odbiorem energii niezbilansowania z RB przez JB, również w przypadku, gdy pozycja bilansowa JB jest równa 0.</p>
48.	2.4. 4.	Punkt 2.4. 4. mówi, że „(...) moc odpowiednio MWE lub MEE, której dotyczy polecenie OSP zmniejszenia mocy	<b>REO</b>	<u>Wyjaśnienie:</u>



		<p>wprowadzanej albo pobieranej, nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego MWE lub MEE, odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB. W przypadku gdy polecenie OSP dotyczy odpowiednio MWE lub MEE, i innych obiektów bilansowanych przez POB tego MWE lub MEE i wielkość niezbilansowania POB odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo dostawy energii na RB nie pokrywa sumy mocy, których dotyczą polecenia OSP odpowiednio zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, to moc nieobjęta USE dla MWE lub MEE i pozostałych obiektów jest wyznaczana do wielkości niezbilansowania POB, proporcjonalnie do mocy poleceń OSP dla poszczególnych obiektów”.</p> <p>W przypadku, gdy POB w jednej JB bilansuje zasoby wytwórcze i odbiorcze, które posiadają wzajemnie zawarte umowy sprzedaży w ramach obrotu P2P lub posiadają umowy zawarte z POB/Sprzedawcą, nie będzie on zgłaszał USE.</p> <p>Powyższy zapis proponowanych zmian powoduje, iż w uprzywilejowanej sytuacji znajduje się MWE będący bezpośrednim uczestnikiem RB, ponieważ posiada gwarancję otrzymania rekompensaty (do wysokości wolumenu zgłoszonego w USE) za zmniejszenie mocy na polecenia OSP, odmiennie niż MWE niebędące bezpośrednim uczestnikiem RB, dla którego wypłata rekompensaty uzależniona jest od podejmowanych działań przez POB oraz odchyłeń innych zasobów znajdujących się w JB POB.</p>		<p>OSP nie ma wpływu na decyzje biznesowe właścicieli MWE dotyczące wyboru POB i związanego z tym ryzyka braku wypłaty rekompensaty dla właściciela MWE w przypadku działań podejmowanych przez POB lub odchyłeń innych zasobów wchodzących w skład JB danego POB.</p> <p>Dodatkowe wyjaśnienia - patrz odpowiedź na uwagę nr 46 i 47 do IRiESP-Korzystanie.</p>
49.	2.4. 4.	<p>Punkt 2.4. 4. mówi, że „Uznaje się, że moc odpowiednio MWE lub MEE, której dotyczy polecenie OSP zmniejszenia mocy wprowadzanej albo pobieranej, nie jest objęta USE w części w jakiej ta moc nie jest pokryta niezbilansowaniem podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB) tego MWE lub MEE, odpowiednio w kierunku odbioru energii z RB albo</p>	REO	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wyjaśnienie do pierwszej części uwagi - patrz odpowiedź na uwagę nr 46 i 47 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>dostawy energii na RB. Czy zatem wolumen energii elektrycznej objęty USE należy uwzględnić jako:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- wolumen zakupu/sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umów sprzedaży energii elektrycznej np. z Wytwórcami lub Odbiorcami, który zostaje zbilansowany w ramach JB danego POB, zaś każdorazowe odchyłki, doprowadzające do zakupu/sprzedaży energii elektrycznej z/na Rynek Bilansujący przez danego POB uwzględniane będą jako wolumen energii elektrycznej nieobjęty USE,</li> <li>- wolumen energii kupowanej/sprzedawanej przez POB i przesyłanej do PSE za pomocą zgłoszeń ZUSE/ZUSEB w węzle Wire 14, bez uwzględnienia wolumenu energii przekazywanej na Miejsca Bilansowania (za pośrednictwem OSDp/OSP) odpowiadające JB danego POB?</li> </ul> <p>Jeżeli rekompensata może zostać przyznana danemu MWE/MEE tylko i wyłącznie wtedy, kiedy polecenie redysponowania spowodowało niezbilansowanie jednostki POB, to czy istnieje możliwość składania korekt wniosku o rekompensatę z uwagi na zmianę przydzielonego wolumenu (PW) POB? W trybach korekt M+2; M+4; M+8; M+15 przydzielony wolumen (PW) danego POB może się dynamicznie zmieniać z uwagi na aktualizację danych pomiarowych przekazywanych przez OSDp na MB danego POB, co może również skutkować zmianą decyzji o zatwierdzeniu bądź nie wniosku o rekompensatę. Jeżeli tak, to w jakim trybie składany byłby wniosek korygujący?</p> <p>Z uwagi na pominięcie POB w komunikacji pomiędzy MWE/MEE a OSP/OSDp w zakresie redysponowania, należy nadać uprawnienia dla POB na portalu PSDI, aby nastąpił prawidłowy przepływ informacji pomiędzy uczestnikami.</p>		<p>W zakresie uwagi dotyczącej możliwości składania korekt wniosku, w związku z możliwą zmianą niezbilansowania POB, z uwagi na potencjalnie dużą liczbę składanych wniosków o rekompensaty oraz całościową optymalizację procesu ich rozpatrywania, mając na uwadze dążenie do skracania czasu na rozpatrywanie wniosków i wypłatę rekompensat, przyjęto, że do wyliczeń rekompensaty będą przyjmowane dane z dnia rozpatrywania wniosku. Tym samym nie przewiduje się korekt z tytułu zmiany poziomu całościowego niezbilansowania POB w związku z ew. korektami wynikającymi ze zmian danych pomiarowych w trybie określonym w WDB.</p> <p>W zakresie uwagi dotyczącej nadania uprawnień dla POB dostępu do portalu PSDI, należy wskazać, że zgodnie z zaproponowanymi zasadami operatorzy systemu, na podstawie posiadanych przez nich danych i informacji dotyczących m.in. niezbilansowania POB oraz mocy redukcji dla poszczególnych obiektów, będą wyliczali zgodnie z zaproponowanymi zasadami wolumen energii objętej i nie objętej USE. Zgodnie z zasadami ustalania i wypłaty rekompensat za redysponowanie nierynkowe, POB nie bierze udziału w wyliczaniu rekompensat ani składaniu wniosków/wyznaczaniu rekompensat. POB nie dostarcza też żadnych danych i informacji niezbędnych do ustalania rekompensat. Informacje o niezbilansowaniu poszczególnych POB, OSP będzie pozyskiwał z własnych systemów, zaś POB jako uczestnik rynku bilansującego ma do nich dostęp na zasadach określonych w WDB. Z tego względu, nie jest zasadne nadawanie uprawnień dla POB w zakresie dostępu do portalu PSDI.</p> <p>W nawiązaniu do zapytania czym jest wolumen energii elektrycznej objęty USE (w kontekście polecanej redukcji), wyjaśniamy, że jest to wielkość redukcji w części w jakiej jest ona objęta niezbilansowaniem jednostki bilansowej POB.</p>
50.	2.4. 4.	Wprowadzone postanowienie <b>jest w całości sprzeczne z art. 13 ust. 1, 3, 6 i 7 Rozporządzenia 2019/943</b> wprowadzając	PV-65	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>

		<p>dowolność w zakresie dokonywania redysponowania nierynkowego oraz narzucenie warunków umownych z wykorzystaniem pozycji dominującej w rozumieniu art. 4 pkt 10 ustawy z dnia 16 lutego 2007 o ochronie konkurencji i konsumentów. Wprowadzenie w IRiESP wymogów, aby umowa przyłączeniowa zawierała konkretne postanowienia oznacza, że MWE lub MEE realnie nie może ich negocjować. Są więc to postanowienia narzucone, które mogą być (i będą) skutecznie kwestionowane przez MWE lub MEE.</p> <p>Postanowienie to jest również sprzeczne z upoważnieniem ustawowym, które wprost limituje możliwość wydawania poleceń redysponowania nierynkowego do ściśle określonych warunków tj. „w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia” – art. 9c ust. 7a prawa energetycznego.</p> <p>Szczegółowy zakres niezgodności:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) brak obowiązku stosowania w pierwszej kolejności rozwiązań rynkowych zgodnie z art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943; wręcz przeciwnie – postanowienie to daje możliwość wyłączenia bez rekompensat w każdym przypadku rozliczenia niezbilansowania;</li> <li>2) brak jakichkolwiek gwarancji zdolności sieci przesyłowych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii przy jak najmniejszym redysponowaniu zgodnie z art.13 ust. 5 lit. a) Rozporządzenia 2019/943;</li> <li>3) brak przejrzystości w korzystaniu z redysponowania nierynkowego z uwzględnieniem zasady ostateczności redukcji jednostek odnawialnych źródeł energii zgodnie z art. 13 ust. 6 lit. a) Rozporządzenia 2019/943;</li> </ol>	<p><b>LEWIATAN*</b></p> <p><i>*z dokładnością do formatowania</i></p>	<p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
--	--	---	---	---

		<p>4) wyłączenie rekompensat bez faktycznej swobodnie udzielonej zgody wytwórców na takie wyłączenie – wprost sprzecznie z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia, które przewiduje możliwość braku wypłaty rekompensat <b>wyłącznie</b> w przypadku akceptacji przez wytwórców umów przyłączeniowych niegwarantujących niezawodnych dostaw energii. Wyłączenia wypłaty rekompensat dalej idące są niedozwolone;</p> <p>5) postanowienie to wprost zakłóca konkurencyjność podmiotów na rynku energii, w tym w szczególności odnawialnych źródeł energii w przypadku, gdy wytwórcy sprzedają energię w ramach umowy o sprzedaż energii w formule „pay-as-produce” czy „baseload” pozbawiając ich w całości przychodów bez żadnej rekompensaty;</p> <p>6) postanowienie jest wprost sprzeczne z art. 9c ust. 7a prawa energetycznego, które wprost zakłada w każdym wypadku wypłacenie rekompensaty finansowej (podejście ustawodawcy o konieczności wypłaty rekompensaty bez możliwości stosowania wyłączenia wynika również z oceny skutków regulacji ustawy wprowadzającej art. 9c ust. 7a prawa energetycznego:</p> <p><b><i>Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe</i></b></p> <p><i>Projektowana regulacja będzie miała pozytywny wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorców. Proponowane zmiany: (...)</i>5) w przypadku wytwórców FW i PV– wpływ neutralny <b><u>(rekompensacie podlegają utracone przychody)</u></b>.</p> <p>7) literalne brzmienie art. 9c ust. 7a prawa energetycznego mówi, że polecenie wyłączania lub ograniczenia mocy wytwarzanej „<b>podlega rekompensacie</b>”, o której mowa w</p>		
--	--	--	--	--

		<p>art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943, innymi słowy wytwórcom należna zawsze jest rekompensata. Gdyby ustawodawca chciał ograniczyć możliwość rekompensaty w ustawie użyłby sformułowania „na zasadach określonych w art.13 ust. 7 Rozporządzenia”. W związku z tym IRiESP nie może ograniczyć praw przyznanych ustawowo, a do tego zmierza wprowadzone postanowienie wyłączające odpowiedzialność OSP w zakresie szerszym niż jest to możliwe.</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p><b><u>Wykreślenie postanowienia</u></b></p>		
51.	2.4. 4.	<p>Komentowane rozwiązanie nie jest spójne z treścią art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, który wyraźnie akcentuje, że rekompensata nie przysługuje jedynie tym wytwórcom, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Tak sformułowany przepis rozporządzenia 2019/943 wyraźnie akcentuje świadomy wybór i zgodę wytwórcy na taką treść umowy, która nie daje gwarancji w zakresie niezawodnych dostaw energii. Tylko wytwórca, który wyraził taką zgodę, może być w świetle prawa unijnego pozbawiony prawa do rekompensaty. Odmienna interpretacja, która prowadziłaby do odmowy przyznania rekompensaty, byłaby rażąco sprzeczna z intencją unijnego prawodawcy i treścią Rozporządzenia 2019/943. Proponowana regulacja w obecnym kształcie wprowadza nieuzasadnione rozszerzenie interpretacji wyłączenia rekompensaty finansowej. Zakres wyłączenia obejmowałby brak gwarancji niezawodności dostaw w umowie przesyłowej, co wykracza poza ramy art. 13 ust 7 Rozporządzenia 2019/943. Przepis ten ogranicza możliwość wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania wyłącznie do przypadków, gdy podmiot zaakceptował postanowienia o braku niezawodności dostaw</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

	<p>w umowie przyłączeniowej.</p> <p>Proponowane rozwiązanie przenosi na podmiot zawierający umowę przyłączeniową ryzyka, których nie jest on w stanie ani oszacować, ani skutecznie ograniczyć. Wynika to z faktu, że pojawienie się nadpodaży energii elektrycznej jest uzależnione od działań regulatora i operatorów sieci elektroenergetycznych. Ponadto, regulacją de facto zwalnia OSP z odpowiedzialności za zarządzanie siecią, w tym za utrzymanie i rozwój infrastruktury sieciowej, a także bieżące dysponowanie zasobami wytwórczymi i odbiorem energii, w tym za tworzenie i wykorzystywanie mechanizmów elastyczności. Prowadziłoby to do nieuzasadnionej zmiany relacji pomiędzy podmiotami przyłączonymi do sieci a operatorami, na niekorzyść wybranej grupy użytkowników sieci. Brak jest podstaw do zwolnienia OSP z odpowiedzialności w sytuacjach, gdy np. nie zrealizuje on inwestycji ujętych w planie rozwoju sieci, a konsekwencje w postaci nierynkowego redysponowania bez rekompensaty poniosą użytkownicy sieci.</p> <p>Analogicznie do uwag dotyczących załącznika nr K2 pkt 1.3, kwestionowane jest wprowadzenie obowiązku uwzględniania proponowanej klauzuli w umowie przyłączeniowej, a następnie przesyłowej. Argumenty przeciwko takiemu rozwiązaniu pokrywają się z uwagami do punktu 2.1.16. Istnieje ryzyko, że proponowana regulacja umożliwi modyfikację istniejących umów przesyłowych/dystrybucyjnych w kierunku ograniczenia uprawnień do niezawodnego odbioru energii. Takie działanie negatywnie wpłynęłoby na opłacalność ekonomiczną funkcjonowania istniejących instalacji oraz perspektywy ich modernizacji lub zastąpienia nowocześniejszymi i bardziej efektywnymi rozwiązaniami. Propozycja korekty: <i>Umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., w przypadku zaakceptowania przez wytwórcę postanowień skutkujących</i></p>		
--	---	--	--

		<p><i>brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania (ORN), w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w przypadku prognozowanego przez OSP wytwarzania energii elektrycznej w ilości odpowiednio przekraczającej zapotrzebowanie na tę energię lub niewystarczającej do zaspokojenia zapotrzebowania na tę energię. W takim przypadku OSP nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w zakresie mocy MWE lub MEE, dla której jednocześnie spełnione są następujące warunki: (...)</i></p>		
52.	2.4. 4, 2.4. 5.	<p>Zaproponowana regulacja stanowi nieuzasadnioną rozszerzającą interpretację wyłączenia rekompensaty finansowej o brak gwarancji niezawodności dostaw w umowie przesyłowej. Wbrew art. 13 ust 7 Rozporządzenia 2019/943 wyłączenia rekompensaty miałyby dotyczyć szerszej grupy podmiotów, niż wskazane w przepisie – wyraźnie zawężającym możliwość wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania tylko do przypadku, gdy zaakceptowano postanowienia o braku niezawodności dostaw energii w umowie przyłączeniowej.</p> <p>Oprócz przenoszenia/<b>Proponowane przepisy przenoszą</b> na podmiot zawierający umowę przyłączeniową <b>wszelkie ryzyka, i</b> których nie jest w stanie skwantyfikować/<b>na etapie decyzji inwestycyjnej.</b> ani zmitygować/zarządzić (ponieważ wystąpienie nadpodaży energii elektrycznej jest zależne od działań leżących w gestii regulatora i operatorów sieci</p>	<p><b>RWE</b></p> <p><b>PSEW*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

		<p>elektroenergetycznych),/Ponadto w przypadku istniejących instalacji nie ma możliwości zmiętygowania lub zarządzania tymi ryzykami, których ciężar został przeniesiony z operatora na inwestora. Z/zaproponowana regulacja de facto zwalnia OSP z odpowiedzialności za skutki zarządzania zasobami sieciowymi, ich utrzymania i rozwoju, a także za bieżące dysponowanie zasobami wytwórczymi i odbiorami w sieci , a także tworzenie i wykorzystanie mechanizmów elastyczności. Byłaby to niepoprawna motywacyjnie zmiana równowagi pomiędzy podmiotami przyłączonymi do sieci i operatorami, na niekorzyść jedynie wybranej grupy użytkowników sieci. Nie ma uzasadnienia, by OSP nie ponosił odpowiedzialności w sytuacji, gdy np. nie zrealizuje inwestycji objętych planem rozwoju sieci, a konsekwencje w postaci nierynkowego redysponowania bez rekompensaty obciążałyby użytkowników sieci. Jak wskazujemy w uwadze dot. załącznika nr K2 pkt 1.3, obligatoryjne uwzględnianie zaproponowanej klauzuli w umowie przyłączeniowej, a następnie przesyłowej nie powinno mieć miejsca. Zasadne są tutaj również argumenty wskazane w uwadze dotyczącej punktu 2.1.16 – ponieważ istnieje ryzyko, że zaproponowana regulacja otworzyłaby ścieżkę do modyfikacji istniejących umów przesyłowych/dystrybucyjnych w zakresie eliminacji uprawnień do niezawodnego odbioru energii, co istotnie pogorszyłoby ekonomiczny sens funkcjonowania istniejących instalacji a także perspektywy ich modernizacji lub zastępowania bardziej nowoczesnymi i efektywnymi.</p>		
53.	2.4. 4., 2.4. 5.	<p>Zgodnie z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, (...) <i>W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania,</i></p>	<b>SEO</b>	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p>Uwaga nie została uwzględniona</p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>



<p><b>magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii.</b></p> <p>Jednocześnie zgodnie z art. 9c ust. 7g Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (dalej: „ustawa – Prawo energetyczne”), wytwórca nie dysponuje prawem do rekompensaty, (...) jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej. Art. 7 ust. 2e tejże ustawy wprowadza natomiast zasadę ogólną, zgodnie z którą umowa o przyłączenie obligatoryjnie powinna zawierać zapis dotyczący braku niezawodności dostaw.</p> <p>Mając na uwadze powyższe zapisy prawa wspólnotowego, jak również prawa krajowego, wątpliwości budzi wprowadzanie w art. 2.4.4 oraz 2.4.5 innych niż akceptacja odpowiedniej umowy o przyłączenie do sieci, przesłanek, które zdejmują z operatora odpowiedzialność w zakresie wypłaty rekompensat w związku z wydaniem poleceń operatorskich. Jakkolwiek zasadne pozostaje dostarczanie zachęt do uczestnictwa w rynku bilansującym, mechanizm ujęty w art. 2.4.4 wykracza poza zakres przewidziany w Rozporządzeniu, nie znajduje również oparcia w regulacjach krajowych.</p> <p>Przed wszystkim jednak stoi w jawnej sprzeczności z przewidzianą w art. 11.4.1.4, arbitralną przesłanką do stosowania redysponowania nierynkowego. Brakuje szczegółowej analizy w zakresie skutków dla funkcjonowania rynku bilansujących w przypadku objęcia nim wszystkich instalacji wytwórczych. Powyższe jest istotne tym bardziej, że to właśnie cena z rynku bilansującego ma być brana pod uwagę w ramach obliczania rekompensat, zamiast przewidzianej w Rozporządzeniu ceny na Rynku Dnia Następnego. Wyłączenie ma więc charakter rozszerzający w stosunku do zapisów Rozporządzenia, a jego skutki w powiązaniu z przewidzianym w projekcie sposobem</p>
--

		obliczania rekompensat nie zostały w wystarczający sposób objaśnione. Projektowane zapisy w praktyce przenoszą więc odpowiedzialność oraz ryzyka na wytwórców, również związane ze skutkami m.in. niezrealizowania inwestycji sieciowych, za które odpowiedzialny jest operator. Jednocześnie treść projektu stwarza ryzyko nadmiernego stosowania nierynkowego redysponowania w oparciu o nieprzejrzyste i ustalane arbitralnie kryteria, co stoi w sprzeczności z Rozporządzeniem, które jednoznacznie wskazuje na mechanizmy rynkowe jako najbardziej preferowane.		
54.	2.4. 4., 2.4. 5., 2.4. 6.	<p>Aktualne brzmienie wspomnianych punktów powoduje, że wykonanie polecenia redukcji uniemożliwi ubieganie się o rekompensatę finansową dla wszystkich podmiotów przyłączonych do sieci. Proponujemy, żeby wspomniane punkty dotyczyły tylko MWE, SD i MEE, o których mowa w pkt 2.3.1.(9), tj. posiadających wydane warunki przyłączenia które nie gwarantują niezawodnych dostaw energii,</p> <p>Uzasadniamy, że w przeciwnym razie wskazane punkty ograniczą wszystkim użytkownikom, którzy wykonali polecenie redukcji, możliwość ubiegania się o rekompensatę finansową, potencjalnie również dla obiektów z zawartymi umowami o przyłączenie, a także dla obiektów z zawartymi umowami przesyłowymi.</p>	<b>LDP</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
55.	2.4.5. 2.4.5.  2.4.6.  2.4.7.  <b>Załącznik K2 pkt 1.3</b>	<p>Punkty 2.4.4-2.4.5 nadają OSP uprawnienia do ograniczenia produkcji mocy wprowadzanej do sieci przez MWE i MEE w przypadkach bilansowych i sieciowych, a w konsekwencji, wyłączenie odpowiedzialności OSP w przedstawionych w tych punktach przypadkach.</p> <p>Natomiast zgodnie z pkt 2.4.7. umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE zawiera oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie o akceptacji umowy nie gwarantującej</p>	<b>ENERCO</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p> <p>Ponadto w zakresie zadanych pytań należy wyjaśnić, że:</p> <p>Ad 1.</p>

	<p>niezawodnych dostaw energii. Jedynie w przypadkach określonych w punkcie 2.4.4 na warunkach z niego wynikających możliwe jest dochodzenie rekompensaty.</p> <p>Natomiast w świetle postanowień pkt 1.3. załącznika K-2 rekompensata jest nienależna w przypadku gdy „<i>umowa o przyłączenie do sieci, umowa przesyłania lub umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej</i>”</p> <p>W świetle postanowień przytoczonych punktów prosimy o wyjaśnienie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Czy podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie przysługują rekompensaty tylko zgodnie z pkt 2.4.4 czy też nie przysługują w ogóle w świetle postanowień załącznika K-2 pkt 1.3?</li> <li>2. Czy w przypadku, gdy umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodności dostaw, a pełne wyprowadzenie mocy wymaga rozbudowy sieci, o której mowa w pkt 2.4.5. to czy po zrealizowaniu wszystkich inwestycji przysługuje rekompensata czy również zapisy załącznika K-2 pkt 1.3 są nadrzędne biorąc pod uwagę, że w dacie zawierania umowa przyłączeniowa posiadała zapisy nie gwarantujące niezawodności dostaw, a podmiot zawierający tę umowę z operatorem zgodnie z pkt 2.4.7 był zobowiązany złożyć oświadczenie, „<i>o akceptacji umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii</i>”?</li> <li>3. Jeśli umowa przyłączeniowa zawierała zapisy o ograniczeniach bilansowych i sieciowych to czy wyłączenie odpowiedzialności OSP w tym zakresie przestają obowiązywać z chwilą ustania obu przesłanek czy każdej z osobna?</li> </ol>		<p>Pkt. <b>2.4. 4.</b> nie określa zasad ustalania rekompensat, ale określa warunki, w których OSP nie ponosi odpowiedzialności za wydane polecenie nierynkowego redysponowania w celu zapewnienia równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem i nie wypłaca rekompensaty. Rekompensaty będą ustalone zgodnie z postanowieniami Załącznika K2. Pkt 1.3 tego załącznika określa wyjątki tj. warunki, kiedy rekompensata nie przysługuje, odwołując do postanowień stosownych umów z operatorami systemu, określających sytuacje w których nie ma gwarancji niezawodnych dostaw energii i w których rekompensata nie przysługuje, które m.in. powinny obejmować postanowienia o których mowa w pkt <b>2.4. 4.</b> Postanowienia tego punktu określają warunki i zasady ustalania wolumenu mocy w odniesieniu, do którego nie przysługuje rekompensata. Tym samym w odniesieniu do wolumenu mocy redukcji, który nie będzie wyłączony z prawa do rekompensaty na podstawie postanowień pkt. <b>2.4. 4</b> rekompensata będzie należna i będzie ustalana i wypłacana zgodnie z postanowieniami Załącznika K2.</p> <p>Ad 2.</p> <p>Po dokonaniu niezbędnej rozbudowy sieci w zakresie określonym w warunkach przyłączenia, ustanie przesłanka zwalniająca OSP z odpowiedzialności za redysponowanie nierynkowe, o której mowa w pkt 2.4.5.</p> <p>Ad 3.</p> <p>Postanowienia w umowach z operatorem systemu dotyczące braku gwarancji dostaw ze względów bilansowych i sieciowych są traktowane niezależnie.</p> <p>W zakresie wyłączenia odpowiedzialności w związku z przesłankami bilansowymi patrz odpowiedź na pkt 1, zaś w związku z przesłankami sieciowymi patrz odpowiedź na pkt 2.</p>
--	---	--	---

		Przedmiotowe wyjaśnienia są kluczowe dla OSD przyłączonych do sieci OSP ze względu na fakt obowiązku przeniesienia przedmiotowych zobowiązań na MEE i MWE przyłączanych do sieci OSD.		
56.	2.4. 5.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„W przypadku, o którym mowa w pkt 2.3. 1. (9), umowa o przyłączenie MWE lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń redysponowania w zakresie zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych ORN, w celu uniknięcia prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma praca danej MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci ujętej w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt 7.1., w zakresie określonym w warunkach przyłączenia. W takim przypadku OSP nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Treść pkt 2.4. 5. według propozycji OSP wykracza poza postanowienia ustawy Prawo energetyczne. Przepisy ustawy Prawo energetyczne nie stanowią, że umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej (IRiESP określa jedynie zawartość umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej) w odniesieniu do przyłączenia <b>sieci dystrybucyjnej</b> powinna zawierać postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń redysponowania. W szczególności art. 7 ust. 2e ustawy Prawo energetyczne wskazuje, że postanowienia uprawniające do ograniczenia gwarantowanej mocy</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>

		<p>przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych zawierane są jedynie w umowach o przyłączenie w odniesieniu do MWE i MEE. Jednocześnie kwestie wydawania przez OSP poleceń redysponowania w odniesieniu do MWE i MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp reguluje m.in. art.9c ust.7a ustawy Prawo energetyczne, a ww. postanowienia dotyczące redysponowania w odniesieniu MWE i MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp będą zawarte w umowie o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej zawartej pomiędzy OSD a MWE lub MEE.</p> <p>Dodatkowo zasadne jest doprecyzowanie treści punktu poprzez zastąpienie słowa „polecenie” wyrażeniem „polecenie redysponowania”, co jest w szczególności spójne z planowanym dodaniem w IRiESP nowej definicji: „polecenie redysponowania” (IRiESP nie posługuje się definicją „polecenie”).</p>		
57.	2.4. 5.	<p>Punkt 2.4. 5. <i>Mówi/mówi, że „W przypadku, o którym mowa w pkt 2.3. 1. (9), umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku sieci dystrybucyjnej do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych ORN, w celu uniknięcia prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma praca danej MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci ujętej w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt 7.1., w zakresie określonym w warunkach przyłączenia. W takim przypadku OSP nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie</i></p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

		<p>wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”</p> <p>Jeśli OSP nie zdąży rozbudować sieci zgodnie z planem rozbudowy rozwoju sieci, przez co niemożliwe będzie odebranie energii z MWE lub MEE, to nie ponosi odpowiedzialności finansowej za redukcję, tj. nie jest zobowiązany do wypłaty rekompensaty. Przenosi to konsekwencje zaniedbań OSP na właściciela MWE lub MEE, który pomimo dochowania należytej staranności po swojej stronie, nie będzie mógł wprowadzać energii do sieci i „czerpać” z tego tytułu przychodów. <b>Wydawanie poleceń redukcji z powodów ograniczeń sieciowych, powinno podlegać rekompensacie tak samo jak wydanie polecenia redukcji z powodów bilansowych.</b></p>		
58.	2.4. 5.	<p>Postanowienie powinno zostać zmodyfikowane w celu uwzględnienia postanowień Dyrektywy 2024/1711 w zakresie elastycznych warunków przyłączenia oraz proponowanych zmian przedstawionych w punkcie 2 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 30 do IRiESP – Korzystanie</i>) niniejszej części</p> <p>Proponowana zmiana:</p> <p>W przypadku, o którym mowa w pkt 2.3. 1. (9), umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera postanowienia:</p> <p><b><u>a) określające maksymalne gwarantowane wprowadzanie i pobieranie energii elektrycznej do i z sieci oraz dodatkowe elastyczne zdolności w zakresie takiego wprowadzania i pobierania, które mogą być przyłączone i zróżnicowane w zależności od bloków czasowych w ciągu roku;</u></b></p> <p><b><u>b) dotyczące opłat sieciowych mających zastosowanie zarówno do gwarantowanych, jak i elastycznych</u></b></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p> <p>*</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanego formatowania</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 30 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p><b><u>zdolności w zakresie wprowadzania i pobierania energii elektrycznej do i z sieci;</u></b></p> <p>c) <b><u>określające uzgodniony okres obowiązywania elastycznej umowy przyłączeniowej (tj. niegwarantującej niezawodnych dostaw energii) oraz przewidywany termin przyznania przyłączenia do całej wnioskowanej gwarantowanej zdolności;</u></b></p> <p>d) <b><u>wprowadzające obowiązek zainstalowania systemu regulacji mocy przez MWE, sieci dystrybucyjnej lub MEE</u></b></p> <p>e) uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku sieci dystrybucyjnej do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych ORN, w celu uniknięcia prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma praca danej MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci ujętej w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt 7.1., w zakresie określonym w warunkach przyłączenia <b><u>i zgodnie z warunkami określonymi w punktach a – c powyżej.</u></b> W takim przypadku OSP <del>nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</del></p>		
59.	2.4. 5.	<p>Zob.: uwagi w pkt 18 (<b><i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 51 do IRIESP – Korzystanie</i></b>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi.</p> <p>Propozycja korekty: <i>W przypadku, o którym mowa w pkt 2.3. 1. (9), umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga niezrozumiała, brak uzasadnienia.</p>

		<p><i>postanowienia uprawniające OSP do wydawania poleceń, przy czym w przypadku sieci dystrybucyjnej do wydawania poleceń za pośrednictwem OSD prowadzącego ruch tej sieci, w zakresie zmniejszenia mocy elektrycznej wprowadzanej przez MWE lub MEE lub pobieranej przez MEE, łącznie z całkowitym ich wyłączeniem, w poszczególnych ORN, w celu uniknięcia prognozowanego przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, na który wpływ ma praca danej MWE lub MEE w warunkach braku rozbudowy sieci ujętej w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju, o którym mowa w pkt 7.1., w zakresie określonym w warunkach przyłączenia. W takim przypadku OSP nie ponosi odpowiedzialności z tytułu wydanego polecenia, w tym nie wypłaca z tego tytułu rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</i></p>		
60.	2.4. 6.	<p>Proponujemy zmianę treści części wspólnej punktu (przed wyczeniem) i przyjęcie następującej jej treści:</p> <p>„W przypadku wydania przez OSP polecenia, o którym mowa w pkt 4. i 5., gdy nie dojdzie do jego wykonania, niezależnie od przyczyny, umowa o przyłączenie zawiera postanowienia zobowiązujące podmiot przyłączony do sieci do zapłaty na rzecz OSP (za pośrednictwem OSDp w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp), w terminie 14 dni od daty wezwania:”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwagach szczegółowych do pkt 2.4. 4. i pkt 2.4. 5. Jednocześnie w naszej ocenie nadmiarowe jest określenie w IRiESP zobowiązania do zapłaty na rzecz OSP kosztów, w wyniku niewykonania polecenia, o którym mowa w pkt 2.4. 3. (20) (c), gdyż zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne IRiESP powinna określać jedynie szczegółowe warunki rozliczeń za niewykonanie poleceń, o</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Konsekwencje wynikające z niewykonania poleceń, o których mowa w pkt 2.4. 4. i pkt 2.4. 5. IRiESP - Korzystanie, powinny być analogiczne do konsekwencji, wynikających z przekroczenia mocy przyłączeniowej.</p>



		<p>których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy Prawo energetyczne (redysponowania nierynkowe).</p> <p>Dodatkowo wprowadzono korekty wynikające z treści art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne.</p>		
61.	2.4. 6.	<p>Należy doprecyzować regulację w zakresie sytuacji, gdy podmiot przyłączony nie może zrealizować polecenia OSP z powodu czynników od niego niezależnych. W szczególności dotyczy to przypadków, gdy przyczyną jest działanie lub zaniechanie OSP lub OSD, działanie siły wyższej lub innych czynników zewnętrznych. Obecny zapis w sposób nieuzasadniony obarcza podmiot przyłączony całkowitą odpowiedzialnością.</p> <p>Ponadto, brak procedury odwoławczej od decyzji operatora stwarza ryzyko nadużywania pozycji dominującej. Proponowany 14-dniowy termin płatności jest zbyt krótki. Należy go uzależnić od terminów wniesienia i rozpatrzenia ewentualnego odwołania, ustalając go na co najmniej 30 dni.</p>	PSF	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W odniesieniu do podstaw naliczenia opłat za niewykonanie poleceń, zastosowanie znajdują reguły odpowiedzialności kontraktowej k.c., które uwzględniają okoliczności, za które dłużnik odpowiedzialności nie ponosi (art. 471 k.c.).</p> <p>Uwzględniając powołany stan prawny nie ma uzasadnienia, aby IRiESP precyzowała przypadki wyłączające odpowiedzialność, bowiem jest to już uregulowane na poziomie ustaw j.w.</p> <p>Jednakże, w związku z powyższym, wychodząc naprzeciw postulatom wyłączenia przypadków odpowiedzialności za niewykonanie polecenia z przyczyn, za które zobowiązany do wykonania polecenia odpowiedzialności nie ponosi, w pkt 2.4. 6.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• usuwa się zwrot „niezależnie od przyczyny”,</li> <li>• usuwa się zwrot „w terminie 14 dni od daty wezwania”,</li> </ul> <p>w związku z czym w pkt 2.4. pkt 6. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„6. W przypadku wydania przez OSP polecenia, o którym mowa w pkt 4. i 5. oraz pkt 3. (20) (c), gdy nie dojdzie do jego wykonania, umowa o przyłączenie zawiera postanowienia zobowiązujące podmiot przyłączony do sieci do zapłaty na rzecz OSP (za pośrednictwem OSD w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej):</i></p> <p><i>(1) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 4. - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu</i></p>

				<p><i>polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania;</i></p> <p><i>(2) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 5. i pkt 3. (20) (c) - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny będącej różnicą pomiędzy najwyższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca dostarczona na RB w danym ORN, a najniższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.”.</i></p>
62.	2.4. 6. (2)	<p>Proponujemy zmianę podpunktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 5. – kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny będącej różnicą pomiędzy najwyższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca dostarczona na rynku bilansującym w danym ORN, a najniższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uwaga redakcyjna w konsekwencji do uwagi szczegółowej do pkt 2.4. 6.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Proponowane usunięcie referencji do pkt 3. 20. (c) z list przypadków wymienionych w pkt 2.4. 6. (2), obejmującego przypadek przekroczenia przez MWE/MEE mocy umownej), nie ma uzasadnienia. Jest to ewidentny przypadek wymagający sankcji z uwagi na fakt, że MWE/MEE zarówno narusza postanowienia dotyczące moce przyłączeniowej, jak i nie respektuje poleceń OSP wydanych celem zapewnienia bezpiecznej pracy KSE.</p>
63.	2.4. 6.	<p><i>(2) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 5. i pkt 3. (20) (c) - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz <u>dodatniej wartości ceny będącej różnicą pomiędzy najwyższą ceną, według której jest rozliczona energia</u></i></p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p><small>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków</small></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Cena energii bilansującej wyznaczana na rynku bilansującym dla danego OREB odpowiadającego danemu ORN ma wyłącznie jedną wartość. Cena ta jest uwzględniana przy wyznaczeniu dla poszczególnych jednostek grafikowych (JG) indywidualnych cen rozliczeniowych za energię</p>

		<p><u>bilansująca dostarczona na rynku bilansującym w danym ORN, a najniższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.</u></p> <p>O jakich cenach dokładnie jest tutaj/tutaj mowa/w ww. fragmencie? Czy cena odbioru i dostarczenia energii na RB nie jest równa?</p>	<p>interpunkcyjnych i formatowania</p>	<p>bilansującą dostarczoną na rynek bilansujący i odebraną z rynku bilansującego. Zróżnicowanie cen stosowanych do rozliczenia energii bilansującej dostarczonej i odebranej przez poszczególne JG wynika z: (i) charakteru dostawy/odbioru energii bilansującej przez JG, tj. czy dany wolumen energii bilansującej ma charakter dostawy/odbioru swobodnego czy też wymuszonego, oraz (ii) stosowanego na rynku bilansującym mechanizmu korekt uzupełniających cen energii bilansującej. W konsekwencji w danym OREB/ORN mogą wystąpić różne ceny wg których jest rozliczona energia bilansująca dostarczona lub odebrana przez jednostki grafikowe.</p>
64.	2.4. 6.	<p>Zaproponowana regulacja powinna zostać doprecyzowana w zakresie przypadków, gdy nie dojdzie do wykonania polecenia OSP z przyczyn zależnych od OSP lub OSD, a także ze względu na działanie siły wyższej <b> bądź innych czynników niezależnych od podmiotu przyłączonego do sieci.</b> Zapis w proponowanej treści byłby nieuzasadnionym przypisaniem całej odpowiedzialności podmiotowi przyłączonemu.</p> <p>Zwracamy również uwagę, że brak jest ścieżki odwoławczej co rodzi ryzyko nadużywania pozycji dominującej operatora, a zaproponowany termin <b>płatności 14 dni</b> jest zbyt krótki - <b>powinien być powiązany z terminami na wniesienie i rozpatrzenie ewentualnego zażalenia, i wynosić co najmniej 30 dni</b></p>	<p><b>LEWIATAN RWE*</b></p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 61 do IRiESP - Korzystanie.</p>
65.	2.4. 7.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„W przypadkach, o których mowa w pkt 4. i 5., umowa o przyłączenie MWE lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, o akceptacji umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwagach szczegółowych do pkt 2.4. 4. – pkt 2.4. 6.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5 oraz uwagę nr 60 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		Ponadto ww. propozycja w odniesieniu do przypadku, o którym mowa w pkt 2.4. 3. (20) (c), jest zgodna z treścią art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne.		
66.	2.4. 7.	<p>Postanowienie IRIESP narzucające wytwórcom składanie oświadczeń o akceptacji umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii jest naruszeniem art. 13 ust. 7 Rozporządzenia, które odwołuje się do zaakceptowania pewnych ograniczeń w sposób swobodny. Nie jest swobodnym oświadczeniem akceptującym oświadczenie, które jest obowiązkowe przy zawieraniu umów przyłączeniowych. Brak złożenia takiego oświadczenia powoduje bowiem, że wytwórca nie ma alternatywy. Pozwala ono również OSP na wprowadzenie do systemu „śmieciovych” warunków przyłączenia, których wartość rynkowa jest nieznana, pozbawia tym samym wytwórców możliwości ubiegania się o finansowanie zewnętrzne.</p> <p>Stabilność przychodów wytwórców w związku z narzuceniem postanowień o braku gwarancji niezawodnych dostaw energii w sposób bezpośredni narusza art. 13 ust. 1 Rozporządzenia, wprowadzając niespotykaną dotychczas niestabilność i nieprzejrzystość dla wytwórców, a w konsekwencji jest w całości sprzeczna z celem Dyrektywy 2024/1711, która wskazuje, że jedynie w drodze wyjątku i tylko na obszarach, na których sieci elektroenergetyczne mają ograniczoną przepustowość sieci lub nie mają jej wcale, użytkownicy sieci wnioskujący o przyłączenie do niej powinni mieć możliwość zawarcia niegwarantowanej, elastycznej umowy przyłączeniowej (motyw 15). Umowy, w których znajdują się więc postanowienia o braku gwarancji niezawodności dostaw <b><u>powinny stanowić wyjątek a nie zasadę</u></b>, a ponadto ograniczenia w niezawodności dostaw powinny być ściśle limitowane zarówno czasowo, jak i pod kątem ilości zredukowanej mocy.</p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p> <p>*</p> <p><i>*z dokładnością do wskazanych różnic, znaków interpunkcyjnych i formatowania</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

		<p>Propozycja zmiany:</p> <p><i>W przypadkach, o których mowa w pkt 4-i 5. oraz pkt 3 (20) (c) umowa o przyłączenie MWE, sieci dystrybucyjnych lub MEE, oprócz postanowień wskazanych w pkt 3., zawiera oświadczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, o akceptacji umowy niegwarantującej niezawodnych dostaw energii <b>na zasadach szczegółowo określonych w umowie przyłączeniowej.</b></i></p>		
67.	2.4. 7.	<p>Proponowane w regulacji wyłączenie odpowiedzialności OSP oraz prawa do rekompensaty byłoby sprzeczne z treścią rozporządzenia 2019/943, a w szczególności z art. 13 ust 7. Patrz też komentarz do p. 2.1.16, a także 2.4.4 i 2.4.5.</p>	RWE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
68.	2.4. 7.	<p>Komentowane rozwiązanie nie jest spójne z treścią art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, który wyraźnie akcentuje, że rekompensata nie przysługuje jedynie tym wytwórcom, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Tak sformułowany przepis rozporządzenia 2019/943 wyraźnie akcentuje świadomy wybór i zgodę wytwórcy na taką treść umowy, która nie daje gwarancji w zakresie niezawodnych dostaw energii. Tylko wytwórca, który wyraził taką zgodę, może być w świetle prawa unijnego pozbawiony prawa do rekompensaty. Odmienna interpretacja, która prowadziłaby do odmowy przyznania rekompensaty, byłaby rażąco sprzeczna z intencją unijnego prawodawcy i treścią Rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie postanowienia</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
69.	2.4. 10.	<p>Umowa o przyłączenie oprócz wymagań dotyczących lokalizacji oraz parametrów technicznych układów pomiarowo-rozliczeniowych, powinna określać również algorytm umożliwiający określenie ilości energii wprowadzonej/pobranej przez poszczególne instalacje OZE proporcjonalnie do wskazań układów pomiarowych</p>	<p>LEWIATAN</p> <p>RWE</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zapis zgodny z przepisem art. 7 ust. 2<sup>1</sup> ustawy Prawo energetyczne:</p>

		zlokalizowanych na elementach infrastruktury przyłączeniowej na poszczególnych poziomach napięcia. Zwracamy uwagę, że brak możliwości zastosowania metody proporcjonalnej spowodowałby konieczność budowy odrębnych stacji transformatorowych WN/SN i przyłączy WN dla każdej instalacji OZE, tym samym eliminując korzyść ekonomiczną z współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej. Zatem potrzeba uzupełnienia zapisu punktu 2.4.10 w tym zakresie jest podyktowana ograniczeniem niepewności po stronie podmiotu przyłączanego.		„Umowa o przyłączenie do sieci, o której mowa w ust. 1g, określa wymagania dotyczące lokalizacji oraz parametrów technicznych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających pomiar ilości energii elektrycznej oddanej do sieci i pobranej z sieci przez każdą z instalacji odnawialnego źródła energii, przyłączoną w jednym miejscu przyłączenia na podstawie tej umowy.”
70.	2.4. 10.	Umowa o przyłączenie oprócz wymagań dotyczących lokalizacji oraz parametrów technicznych układów pomiarowo-rozliczeniowych, powinna określać również algorytm umożliwiający określenie ilości energii wprowadzonej/pobranej przez poszczególne instalacje OZE proporcjonalnie do wskazań układów pomiarowych zlokalizowanych na elementach infrastruktury przyłączeniowej na poszczególnych poziomach napięcia.  Jest to szczególnie istotne ze względu na konieczność określenia poziomu gwarancji pochodzenia przysługującemu określonej instalacji OZE przyłączonej w tym samym punkcie.  Brak możliwości zastosowania metody proporcjonalnej spowodowałby konieczność budowy odrębnych stacji transformatorowych WN/SN i przyłączy WN dla każdej instalacji OZE, tym samym eliminując korzyść ekonomiczną z współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej. Tym samym instytucja cable pooling wprowadzona zmianą ustawy Prawo energetyczne 2 października 2023 r. straciłaby swoje uzasadnienie.	<b>PSEW</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 69 do IRiESP - Korzystanie.
71.	2.4. 10.	Oprócz wymagań dotyczących lokalizacji i parametrów technicznych układów pomiarowo-rozliczeniowych, umowa o przyłączenie powinna również określać algorytm umożliwiający proporcjonalne rozliczanie energii	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 69 do IRiESP - Korzystanie.

		<p>wprowadzanej/pobieranej przez poszczególne instalacje OZE. Algorytm ten powinien opierać się na wskazaniach układów pomiarowych zainstalowanych na elementach infrastruktury przyłączeniowej na różnych poziomach napięcia.</p> <p>Brak możliwości proporcjonalnego rozliczania skutkowałby koniecznością budowy oddzielnej infrastruktury przyłączeniowej dla każdej instalacji OZE, co niwelowałoby korzyści ekonomiczne wynikające ze współdzielenia tej infrastruktury. Uzupełnienie zapisu punktu 2.4.10 w tym zakresie jest niezbędne dla zapewnienia przewidywalności i pewności prawnej dla podmiotów przyłączanych.</p>		
72.	2.5. 4.	<p>Wnosimy o usunięcie zapisu.</p> <p>Moc przyłączeniową określa się we wniosku o przyłączenie i ta moc musi być zbadana w ekspertyzie wpływu. W przypadku wydania WP należy określić wymagania ograniczenia mocy, a następnie w umowie odpowiedzialność za nie przestrzeganie tych zasad. Po drodze mamy jeszcze projekt budowlany i testy by wszystko skontrolować. Prawo określa czym jest moc przyłączeniowa i niech tak pozostanie.</p>	SEVIVON	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 2.5. 4. IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga niezrozumiała, brak przekazania uzasadnienia przez podmiot zgłaszający uwagę.</p>
73.	2.5. 4.	<p>Komentowana regulacja w brzmieniu <i>W przypadku, gdy w miejscu przyłączenia do sieci, w którym moc przyłączeniowa jest mniejsza od mocy zainstalowanej, w sporządzanej ekspertyzie uwzględnia się tylko taką moc, jaka może zostać wprowadzona do sieci w związku z opisanymi w wniosku o określenie warunków przyłączenia urządzeniami służącymi do zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej</i> bazuje na opisie urządzeń automatyki, który przedkłada wnioskodawca. Nie jest określony zakres tego opisu, wymagania i oczekiwania OSP. Należy wskazać opis zstandaryzować w zakresie zasad i warunków.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z art. 7 ust. 3dc ustawy Prawo energetyczne, w przypadku, o którym mowa w ust. 2<sup>2</sup>, do wniosku, o którym mowa w ust. 3db, podmiot dołącza opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej. OSP nie narzuca rozwiązań w tym zakresie z uwagi na otwarty katalog rozwiązań technicznych, które mogą mieć zastosowanie.</p>

		Propozycja korekty: precyzyjne dookreślenie zakresu opisu, wymagań i oczekiwań OSP.		
--	--	---	--	--

**Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji lub sieci**

74.	3.3.3.1. 1.	Prosimy o wyjaśnienie czy ten punkt dotyczy również MWE zainstalowanych w elektrociepłowniach,	PGE	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przedmiotowy punkt odnosi się do MWE typu C i D, a także MWE typu B, gdy wymagania w zakresie udziału w planie obrony systemu i planie odbudowy określono w warunkach przyłączenia, niezależnie od tego czy są częścią infrastruktury elektrociepłowni czy innego zakładu wytwarzania energii.</p>
75.	3.5.3. 1.	<p>Użyta w komentowanym punkcie terminologia odniesiona do mocy biernej <i>wyprzedzenie/opóźnienie</i> wynikająca z tłumaczenia z języka angielskiego, nie jest w Polsce rozpowszechniona i zrozumiała. Powinna być zmieniona na <i>generacja/pobór</i>.</p> <p>Propozycja korekty: zmiana z terminologii <i>wyprzedzenie/opóźnienie</i> na <i>generacja/pobór</i>.</p>	PSF	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Opis na rysunku 3.5.3. 1. zostanie zmieniony w ten sposób, że słowo „<i>Wyprzedzenie</i>” zostanie zastąpione słowem „<i>Pobór</i>” a słowo „<i>Opóźnienie</i>” zostanie zastąpione słowem „<i>Generacja</i>”.</p>
76.	5.	<p>Wprowadzenie dodatkowych funkcjonalności portalu partnera biznesowego jest pożądaną odpowiedzią na potrzeby użytkowników sieci elektroenergetycznej a także uczestników rynku energii. Pozostaje jednak niejasne, zwłaszcza zważywszy zapisy zaproponowanych regulacji 5.7.5.3 i 5.7.5.4, czy portal będzie wykorzystywany również do podniesienia transparentności procesu wydawania poleceń w zakresie nierynkowego redysponowania.</p> <p>Proponujemy uzupełnienie regulacji rozdziału 5 o obowiązek regularnego publikowania informacji przez operatora sieci o instalacjach podlegających redysponowaniu oraz ilości energii w MWh dla poszczególnych instalacji poddanych redysponowaniu, wraz z uzasadnieniem w zakresie przyczyny takiego redysponowania. Informacje te powinny być</p>	RWE LEWIATAN	<p>Portal PPB, publikacja</p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną 38.</p> <p>W odniesieniu do przywołanych definicji „ograniczenie przesyłowe” i „strukturalne ograniczenia przesyłowe” OSP wskazuje, że wątpliwe są możliwości przesądzenia na etapie redysponowania nierynkowego, z jakiego rodzaju ograniczeniem mamy do czynienia</p> <p>Ograniczenie strukturalne to ograniczenie powtarzające się w czasie - oceny typu ograniczenia można więc dokonać jedynie ex-post.</p>



		publicznie dostępne, a zgodnie z art. 13 Rozporządzenia 2019/943 zasadne jest zapewnienie możliwości weryfikacji spełnienia zawartego w rozporządzenia obowiązku niedyskryminacji. Zwracamy uwagę, że Rozporządzenie 2019/943 zawiera definicje rozróżniające „ograniczenie przesyłowe” oraz „strukturalne ograniczenie przesyłowe”, których wykorzystanie w takim uzasadnieniu redysponowania pozwoliłoby na lepsze rozpoznanie problemu, nadzór i zarządzanie infrastrukturą sieciową.		
--	--	--	--	--

**Portal PSDI i portal WOZE**

77.	5.	<p>Wprowadzenie nowych funkcjonalności portalu partnera biznesowego jest krokiem w dobrym kierunku. Należy jednak doprecyzować, czy portal ten będzie wykorzystywany również do zwiększania transparentności procesu redysponowania nierynkowego, co nie wynika jednoznacznie z zapisów 5.7.5.3 i 5.7.5.4.</p> <p>Proponuje się uzupełnienie rozdziału 5 o obowiązek regularnego publikowania przez operatora sieci informacji o instalacjach objętych redysponowaniem. Publikowane dane powinny obejmować: listę instalacji, ilości energii (w MWh) dla poszczególnych instalacji, a także uzasadnienie przyczyny redysponowania. Informacje te powinny być jawne i publicznie dostępne.</p> <p>Zgodnie z art. 13 Rozporządzenia 2019/943, należy zapewnić możliwość weryfikacji, czy operator przestrzega zasady niedyskryminacji. Celowe jest również wykorzystanie w uzasadnieniu redysponowania definicji "ograniczenia przesyłowego" i "strukturalnego ograniczenia przesyłowego" z Rozporządzenia 2019/943, co ułatwi identyfikację problemów i usprawni zarządzanie siecią.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p> <p>W odniesieniu do przywołanych definicji: „ograniczenie przesyłowe” i „strukturalne ograniczenia przesyłowe” - patrz odpowiedź na uwagę nr 76 do IRiESP - Korzystanie.</p>
78.	5.1. 1. (6) (d) (e)	W odniesieniu do uwagi ogólnej ( <i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga ogólna nr 7</i> ) dot. portali przewidywanych do uruchomienia (PSDI	ENEA ENERGA	<u>Uwaga częściowo uwzględniona</u>

		<p>i WOZE), zakres danych określony w zapisach IRiESP lub innych dokumentach powiązanych – zatem już będzie wymagany na zasadach dotychczasowej współpracy.</p> <p>Ponadto dlaczego w pkt 5.1. 1. mamy zapis, że OSP wykorzystuje następujące systemy i portale co jest niezgodne z prawdą?</p>	<p><b>TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7 i 10.</p>
79.	5.1. 1. (6) (e)	<p>Dedykowanym portalem do wymiany danych informacji pomiędzy OSP, OSDp i właścicielami zasobów jest Portal Wymiany Danych Planistycznych. Portal Wnioski OZE dla wytwórców powinien odnosić się do składania wniosków i wymiany informacji tylko w zakresie nierynkowego redysponowania.</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Funkcjonalność portalu WOZE została określona w pkt 5.7.5. Zgodnie z postanowieniami tego punktu portal WOZE jest dedykowany do wymiany danych i informacji pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w zakresie wniosków o wypłatę rekompensaty za redysponowanie nierynkowe.</p>
80.	5.7.5.	<p>Portale PSDI i WOZE jeszcze nie istnieją, dlaczego zatem są ujęte w Instrukcji wraz z zakresem danych?</p> <p>Ponadto, Portal PSDI i portal WOZE powinny być dedykowane innym użytkownikom, tzn. Portal PSDI dla podmiotów, które mają świadczyć usługi systemowe i działania interwencyjne, a portal WOZE – podmiotów, których dotyczy nierynkowe redysponowanie i składają wnioski o rekompensaty z powyższego tytułu.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PTPIREE PGE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7 i 10 oraz uwagę nr 81 do IRiESP - Korzystanie.</p>
81.	5.7.5. 1. (1)	<p>Wnioskujemy o zmianę zapisu w punkcie 5.7.5.1. (1) na: „OSP, OSDp i podmiotów świadczących usługi systemowe, na potrzeby parametryzacji oraz rozliczania poleceń redysponowania wydanych przez OSP, o których mowa w pkt 11.4. IRiESP – Korzystanie;”</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z planowaną funkcjonalnością portalu PSDI, opisaną w pkt 5.7.5. 2. IRiESP - Korzystanie, nie będzie on udostępniany podmiotom świadczącym usługi systemowe. Jego podstawowa funkcjonalność to wymiana danych i informacji na potrzeby rozliczania poleceń redysponowania wydawanych przez OSP oraz na potrzeby koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci</p>

				przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.
82.	<b>5.7.5. 2.</b> (1), (2), (3), (4)	Wnioskujemy o przesunięcie punktów 5.7.5.2. (1), (2), (3), (4) do pkt. 5.7.5.4 – Portal WOZE, zgodnie z pkt. 5.1. (6) (e), służy do wymiany informacji.	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Mając na uwadze bezpieczeństwo przetwarzanych danych oraz minimalizację czasów niedostępności portali wynikających z wdrożenia, poprawek czy też awarii, OSP zdecydował o budowie odrębnych portali, które będą komunikowały się ze sobą i dedykowane będą konkretnym grupom użytkowników. Architektura portali zapewnia OSDp pozyskiwanie z WOZE i udostępnianie do WOZE danych i informacji.</p>
83.	<b>5.7.5. 2.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p><i>„Portal PSDI służy w szczególności do:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>1) obsługi przez OSDp wniosków o rekompensatę złożonych przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp;</i></li> <li><i>2) przekazywania przez OSDp informacji rozliczeniowych do właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp;</i></li> <li><i>3) przekazywania przez OSDp do OSP raportu z rekompensat i raportu z opłat za niewykonanie poleceń redysponowania;</i></li> <li><i>4) składania i rozpatrywania reklamacji w zakresie, o którym mowa w pkt (1) - (2);</i></li> <li><i>5) przekazywania przez OSDp do OSP:</i> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>(1) dostępnego potencjału regulacji mocy biernej,</i></li> <li><i>(2) informacji o wyczerpaniu możliwości regulacji napięć</i></li> </ol> </li> </ol>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Treść uwagi zmierza do ograniczenia przekazywania danych przez OSD do OSP w ramach koordynacji korzystania przez OSD z usług systemowych nie dotyczących częstotliwości i usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.</p> <p>Stanowisko OSP w tym zakresie zostało przedstawione w odpowiedzi na uwagę ogólna nr 3.</p> <p>Ponadto, zgodnie z odpowiedzią na uwagę ogólną nr 5, OSP może wydać polecenie wytwórcy przyłączonemu zarówno do sieci OSDp, jak i OSDn, działającemu na obszarze tego OSDp.</p>

		<p>w węzłach 110 kV innych niż węzły NN/110 kV;</p> <p>6) przekazywania przez OSDp do OSP:</p> <p>(1) wykazu zasobów zakwalifikowanych do świadczenia usług elastyczności na rzecz OSDp przyłączonych do sieci SN w okresie podlegającym sprawozdawczości,</p> <p>(2) wolumenu zakontraktowanych planowanych i aktywowanych usług elastyczności przez zasoby przyłączone do sieci SN.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwagach ogólnych dotyczących redysponowania nierynkowego oraz koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności (<b>wskazanie OSP: w Raporcie uwagi ogólne nr 3 i 5</b>). Jednocześnie w odniesieniu do danych i informacji:</p> <p>(1) dla potrzeb redysponowania nierynkowego (ppkt (1) i (2)) – przekazywane dane i informacje powinny dotyczyć jedynie zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej OSDp, gdyż zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu do <b>tej</b> sieci dystrybucyjnej (tj. do sieci dystrybucyjnej OSDp);</p> <p>(2) dla potrzeb koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności (ppkt (6)) – zakres proponowanych danych i informacji jest nadmiarowy i wykracza poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, <b>mających wpływ</b> na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV; powyższe oznacza, że OSP powinien otrzymywać te informacje, które są niezbędne w celu realizacji ww. obowiązku; tym samym zbędne jest m.in. przekazywanie informacji o zasobach będących w</p>		
--	--	--	--	--

		<p>procesie kwalifikacji (w żaden sposób nie ma to wpływu na sieć przesyłową lub koordynowana sieć 110 kV); ponadto nadmiarowy jest wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, a już w szczególności cen zmian generacji mocy czynnej (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa i również nie wpływają w żaden sposób na sieć przesyłową lub koordynowana sieć 110 kV); tym samym proponujemy ograniczenie przekazywanych danych i informacji do zasobów przyłączonych do sieci SN jako zasobów, które mogą mieć ewentualny wpływ na sieć koordynowaną 110 kV; również pozostałe proponowane przez OSP dane i informacje wybiegają ponad niezbędny zakres danych i informacji służących wprost celowi – koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności.</p> <p>(3) ponadto wymagany zakres informacji jest za szeroki nie znajduje uzasadnienia ani nie stanowi wartości dodanej dla procesu operacyjnego zarządzania systemem. Jedynie zasoby, które przeszły kwalifikację uzyskując status pozytywny mają znaczenie dla pracy systemu jak również będą brane pod uwagę w procesie świadczenia usług. Ponadto sformułowanie „<i>wykaz zasobów świadczących</i>” jest nieprecyzyjny ponieważ zasób zakwalifikowany do świadczenia usług nie jest zasobem świadczącym usługę. Stanie się nim wówczas kiedy zgłosi swoją ofertę na rynek, lub podpisze stosowne umowy z OSD w tym zakresie.</p> <p>(4) dodatkowo niejasne jest również, czy chodzi o wszystkie zasoby zakwalifikowane, czy tylko te które świadczą (formalnie podpisane umowy) usługi na rzecz OSD. Proponujemy ograniczyć wolumen planowany do wolumenu zakontraktowanych i planowanych do aktywacji usług elastyczności oraz aktywowanych. Świadczone usługi na rzecz OSD mogą być rozpatrywane ex-post, czyli po zakontraktowaniu.</p>		
--	--	---	--	--

84.	<b>5.7.5.</b> 2. (5) (a)	Prosimy o wyjaśnienie – czy informacja ma dotyczyć pojedynczego węzła 110 kV lub sumy węzłów 110 kV na obszarze całego oddziału lub OSD?	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Wyjaśnienie</u> Zgodnie z pkt 1.8. 2. (6) (a) IRiESP - Bilansowanie, informacja dotyczy planowanego zakresu dostępnej regulacji mocy biernej dla poszczególnych ORN danej doby w podziale na węzły 110 kV inne niż węzły NN/110 kV w warunkach zaplanowania pracy sieci dystrybucyjnej zgodnie z pkt (2) i jest ona przekazywana w terminie do godziny 11.00 poprzedniej doby.
85.	<b>5.7.5. 4.</b> (1)	<p>Proponujemy zmianę wyrażenia „lub obszaru sieci OSDp/OSDn” na wyrażenie „lub sieci dystrybucyjnej OSDp”, tj. przyjęcie następującej treści ppkt (1):</p> <p>„składania, przez właścicieli redysponowanych zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej OSDp, wniosków o wypłatę rekompensaty za nierynkowe redysponowanie (dalej „wniosek o rekompensatę”);”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Portal WOZE powinien służyć do składania wniosków przez właścicieli redysponowanych zasobów, jedynie dla przypadków wydawania przez OSP poleceń zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. W naszej ocenie zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu do <b>tej</b> sieci dystrybucyjnej (tj. do sieci dystrybucyjnej OSDp). Natomiast w przypadkach, o których mowa w art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne (polecenia wydawane przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej), wymiana informacji będzie odbywać się poza portalem WOZE – bez pośrednictwa OSP, czyli bezpośrednio pomiędzy OSD a właścicielem redysponowanego zasobu.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5 i uwagę nr 83 do IRiESP - Korzystanie.
86.	<b>5.7.5. 5.</b>	W odniesieniu do uwagi ogólnej ( <i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga ogólna nr 7</i> ) dotyczącej funkcjonowania portalu PSDI oraz portalu WOZE, proponujemy na końcu treści punktu dodanie	<b>ENEA ENERGA TAURON</b>	<u>Uwaga częściowo uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.

		<p>nowego zdania o następującej treści: „Portal PSDI i portal WOZE jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i właścicieli redysponowanych zasobów. OSP udostępni OSDp i właścicielom redysponowanych zasobów instrukcję funkcjonowania portalu PSDI i portalu WOZE, a także inne niezbędne dane i informacje, co najmniej 12 miesięcy przed planowanym uruchomieniem tych portali.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W celu przekazywania OSP danych oraz informacji poprzez portal PSDI i portal WOZE niezbędne jest otrzymanie od OSP, ze stosownym wyprzedzeniem, dokumentacji umożliwiającej przygotowanie się OSDp do realizacji powyższego. Zaproponowany termin wynika w szczególności z konieczności dostosowania użytkowanych systemów informatycznych OSDp do współpracy z tymi portalami. Jak już wskazywano w uwagach ogólnych powyżej, zakładając, że zmiany wynikające z Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 wejdą w życie 1 stycznia 2025 r., wprowadzenie proponowanego 12-miesięcznego okresu w odniesieniu do funkcjonowania portalu PSDI oraz portalu WOZE (ukierunkowanych na zarządzanie redysponowaniem nierynkowym), będzie pokrywało się z wejściem w życie pozostałych postanowień w zakresie redysponowania.</p>	<b>STOEN PGE PTPIREE</b>	
87.	<b>5.7.5. 5.</b>	<p>Wnioskujemy o zmianę przepisu punktu 5.7.5.5: <i>Portal PSDI jest udostępniany dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i podmiotom świadczącym usługi systemowe, a Portal WOZE dedykowanym reprezentantom OSP, OSDp i właścicielom redysponowanych zasobów;</i></p>	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 81 do IRiESP - Korzystanie.</p>

#### Planowanie rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV

88.	<b>7.4.2.</b>	<p>W komentowanej regulacji brak włączenia do IRiESP dokumentu ZiWWE, który ma kluczową rolę w ustaleniu zakresu prac analitycznych.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>
-----	---------------	--	------------	---

		Propozycja korekty: włączenie do IRiESP dokumentu ZiWWE.		Punkt nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.  Uwaga wykracza poza zakres konsultowanych zmian wynikających ze zmiany przepisów istniejących. Ewentualne umieszczenie zakresu ZiWWE w IRiESP musiałyby zostać poprzedzone pogłębioną dyskusją i odrębnym procesem konsultacji.
89.	7.4.2.1. 3	W komentowanej regulacji pojęcie <i>dopuszczalnego obciążenia prądowego elementów SEE</i> jest obecnie traktowane w zindywidualizowany sposób przez OSP i OSD. Zasadna jest standaryzacja metodyki określania tej wartości.  Propozycja korekty: ustandaryzowanie w treści proponowanych regulacji również pojęcia <i>dopuszczalnego obciążenia prądowego elementówSEE</i> .	PSF	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Punkt nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.  Ponadto, należy zauważyć, iż dopuszczalne obciążenie prądowe każdego elementu sieciowego wynika z jego parametrów technicznych.
90.	7.4.2.2. 1.	W komentowanej regulacji obliczenia zwarciove powinny być prowadzone zgodnie z normą PN-EN 60909  Propozycja korekty: uwzględnienie wymogów normy PN-EN 60909 w regulacji obliczeń zwarciowych.	PSF	<u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 7.4.2.2. (1).</u>  <u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Punkt nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.  W części IRiESP, do której odnosi się uwaga, opisane jest, jakie parametry są wyznaczane (moce zwarciove) i w jakim celu (zbadanie warunków zwarciowych pracy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV). Natomiast norma PN-EN 60909 obejmuje sposób, w jaki takie parametry są wyznaczane.
91.	7.4.2.2. 4.	Komentowana regulacja dotycząca konieczności utrzymania 20-krotności (minimalna moc zwarciova do mocy znamionowej) nie jest spełniona w wielu węzłach zainstalowania MWE (PPM i synchronicznych). OSP de facto tego nie wykorzystuje i w praktyce nie wymaga.  Propozycja korekty: aktualizacja regulacji mając na względzie faktyczne postępowanie OSP.	PSF	<u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 7.4.2.2. (4).</u>  <u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Punkt nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.



				OSP dokonuje oceny minimalnych mocy zwarciovych i na podstawie uzyskanych wyników podejmuje odpowiednie decyzje inwestycyjne w celu spełnienia wymagań w zakresie jakości energii.
92.	<b>7.4.3.2.</b>	<p>W komentowanej regulacji wynik ekspertyzy traktowany jest zerojedynkowo. Natomiast w praktyce istnieją przesłanki do wyraźnej odmowy wydania warunków, jak również mogą wystąpić okoliczności, w których warunki mogą być wydane przy pewnych zastrzeżeniach. Należy zauważyć, że OSP praktykuje wydawanie takich warunków od 2023 r., stąd zapisy IRiESP nie powinny stać w sprzeczności z tą praktyką.</p> <p>Propozycja korekty: uregulowanie możliwości wydania warunków również pod określonymi zastrzeżeniami, a nie na zasadzie zerojedynkowej.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Punkt nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2.</p> <p>OSP podejmuje decyzje ws. wydania warunków przyłączenia stosując kryteria określone w pkt <b>7.4.3.2. 1.</b> i <b>7.4.3.2. 2.</b> IRiESP - Korzystanie. Możliwości wydania warunków przyłączenia w przypadku niespełnienia ww. kryteriów, uregulowana jest w punkcie <b>7.4.3.2. 3.</b> instrukcji.</p>

**Redysponowanie nierynkowe**

93.	<b>11.4.</b>	Zawarte w IRiESP wymagania dotyczące redysponowania nierynkowego w wielu przypadkach nie będą możliwe do realizacji w związku z niedostosowaniem urządzeń do oczekiwań zawartych w projekcie Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024. Przykładem mogą być zapisy dotyczące dokładności zawarte w pkt 11.4.2. 2. (1) (a), natomiast sytuacja analogiczna występuje w wielu miejscach Karty aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP przedstawił wymaganie wynikające z potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i prowadzenia ruchu sieciowego. Uwzględniając bardzo dużą dynamikę stanów pracy KSE wynikającą ze zmienności pogody oraz bardzo dużej liczby zależnych od warunków pogodowych źródeł wytwórczych, oraz zmieniającą się w warunkach rynkowych sytuację bilansową, OSP musi dysponować możliwością zarządzania pracą wszystkich zasobów przyłączonych do KSE i mających wpływ na bilans KSE. Już obecnie ponad 90% mocy źródeł OZE jest przyłączonych do sieci OSD, a liczba ta stale rośnie. Wymaganie w zakresie regulacyjności KSE musi więc być realizowane za pomocą zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Podstawowym narzędziem będą zawsze mechanizmy rynkowe, ale z uwagi na niepewność odnośnie do sygnałów rynkowych oraz odpowiedzi zasobów na te sygnały, OSP i OSD muszą także posiadać zdolności do redysponowania nierynkowego jako działania ostatniej szansy.</p>
-----	--------------	--	---	---

				OSP zdaje sobie sprawę z konieczności podjęcia po stronie OSD wielu wysiłków, w tym organizacyjnych i inwestycyjnych, celem uzyskania takich zdolności biznesowych. Niemniej jest to działanie niezbędne dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE, przyczyniające się do poprawy warunków pracy zarówno sieci i procesów leżących w odpowiedzialności OSP, jak i sieci i procesów za które odpowiedzialni są OSD.
94.	<b>11.4.1.</b>	Wnioskujemy o wykreślenie BG z listy typów MWE mogących podlegać redysponowaniu nierynkowemu. W sytuacji braku stosownego zbiornika magazynującego paliwo powstałe w procesie fermentacji metanu wprowadzany byłby bezpośrednio do atmosfery co skutkować może lokalną katastrofą ekologiczną. Dodatkowo, przerwanie procesu technologicznego może skutkować nieodwracalnymi skutkami dla instalacji oraz nieproporcjonalnie długimi przerwami w jej pracy (do czasu wymiany substratów i odtworzenia zaawansowania procesu). Zwracamy uwagę, iż zgodnie z art. 9g pkt. 4 ust. 6a uPE redysponowanie nierynkowe dotyczy instalacji fotowoltaicznych, farm wiatrowych i magazynów energii elektrycznej. Natomiast redysponowanie MEE powinno odbywać się wyłącznie w sytuacji bezpośredniego zagrożenia stanu systemu KSE.	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 7 ust. 2f pkt 2 w zw. z ust. 2e ustawy Prawo energetyczne wprost przewiduje możliwość redysponowania MWE typu BG. Postanowienia umowy o przyłączenie takiej jednostki zawierają postanowienia uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w IRIESP. Umowa o przyłączenie takiego MWE i zawiera szczegółowe zasady stosowania ograniczeń mocy wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej, w szczególności określają okresy doby w poszczególnych miesiącach roku, w których ograniczenia mogą zostać wprowadzone oraz nie może ograniczyć możliwości tej instalacji do wprowadzania energii elektrycznej do sieci z gwarantowaną mocą przyłączeniową przez co najmniej 12 godzin w ciągu doby bez wypłaty rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania nierynkowego, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Zgodnie z art. 9c ust. 7i ustawy Prawo energetyczne, do zasad wydawania poleceń wyłączenia MWE typu BG oraz do zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę instalację, obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, żądania wypłaty, a także</p>

				jej rozliczenia przez operatora systemu stosuje się odpowiednio przepisy art. 9c ust. 7a - 7f i 7j - 7m tej ustawy.
95.	11.4.1.	Wnioskujemy o wyłączenie MWE, na których ciąży obowiązek wynikających z Rynku Mocy.	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Nie jest zrozumiałe w jakim celu jednostki, na których ciąży obowiązek wynikający z rynku mocy miałyby być wyłączane z nierynkowych redukcji OZE. Okres przywołania na rynku mocy oraz okres redukcji nierynkowej OZE z przyczyn bilansowych to są zupełnie inne, rozłączne okresy, tzn. okres przywołania jest okresem deficytu mocy, a okres, w którym następuje redysponowanie nierynkowe OZE z przyczyn bilansowych jest okresem nadmiaru mocy.</p>
96.	11.4.1.	Wnioskujemy o wyłączenie MWE będących aktywnymi na rynku bilansującym poprzez jednostki grafikowe.	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga niezasadna. Zasób OZE będący aktywnym na RB przekazuje OSP swoje zdolności do zwiększenia lub zmniejszenia generacji w postaci odpowiednio ofert przyrostowych i redukcyjnych. W sytuacji, gdy wymagana jest redukcja generacji w KSE, źródła wytwórcze będą, niezależnie od technologii redukowane, na podstawie swoich ofert redukcyjnych, optymalizowanych razem z innymi ofertami. Jeżeli jednak zasób OZE złoży ofertę redukcyjną na RB jedynie częściową, np. obejmującą 20% generowanej mocy, to nadal może podlegać poleceniu redysponowania celem zaniżenia pozostałej, niezaoferowanej dla OSP na RB wielkości produkcji.</p> <p>Jeśli jednak dany zasób OZE zaoferuje OSP całość swoich dostępnych mocy w ofercie redukcyjnej, nie będzie on wtedy podlegał redysponowaniu nierynkowemu, a jedynie redukcji rynkowej w ramach mechanizmu RB.</p>
97.	11.4.1.4	Wnioskujemy o zmianę zapisu w pkt. 11.4.1.4 na: „OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe w przypadku gdy zastosowanie środków rynkowych skutkowałoby znacząco niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		<i>lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż <u>czterokrotność</u> prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.”;</i>		W odniesieniu do propozycji przyjęcia czterokrotności zamiast dwukrotności, patrz odpowiedź na uwagę nr 103 do IRiESP - Korzystanie.
98.	11.4.1. 1.	<p>We wskazanym punkcie IRiESP w sposób jednoznaczny wprowadzono jawną dyskryminację technologii, w tym w ramach OZE wskazując, że redysponowanie nierynkowe dotyczy wyłącznie farm fotowoltaicznych, farm wiatrowych, magazynów energii oraz biogazowni. Takie różnicowanie jest wprost naruszeniem art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943, które jako zasadę zakłada <b>niedyskryminację i przejrzystość</b> w stosowanych rozwiązaniach przy uwzględnieniu wszystkich technologii. Dodatkowo takie redysponowanie nie może przekraczać zgodnie z art. 13 ust. 5 Rozporządzenia 2019/943 5% rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii, bezpośrednio podłączonych do odpowiedniej sieci</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b><i>Redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE, może być stosowane przez OSP w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, z uwzględnieniem zasad wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia i przepisów ustawy Prawo energetyczne, przy czym dla MWE typu FW, PV lub BG nie będzie przekraczało 5% rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do sieci OSP, z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci.</i></b></p>	<b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienia dot. redysponowania nierynkowego stanowią wykonanie obowiązku OSP uwzględniania w IRiESP zakresu przedmiotowego określonego w art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne, tj. szczegółowych warunków wydawania oraz wykonywania poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b oraz <u>obliczania</u> i wypłaty rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu redysponowania <u>nierynkowego</u> jednostkami wytwórczymi wykorzystującymi energię wiatru, lub słońca lub magazynów energii elektrycznej (...).</p> <p>Wykonanie powyższego ustawowego obowiązku, w związku z art. 30 ust. 1 UC 74 nie może być postrzegane jako „dyskryminacja technologii”, w szczególności uwzględniając, że przepis art. 13 ust. 1 zdanie drugie w zakresie otwartości dla wszystkich technologii wskazuje dodatkowe ograniczenie „<i>chyba że jest to technicznie niewykonalne</i>”. Regulacja art. 9c ust. 7a i 7 b ustawy Prawo energetyczne uwzględnia powołane dodatkowe ograniczenie. Punkt, którego dot. uwaga obejmuje technologie wskazane w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne i nie narusza art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>W odniesieniu do ograniczenia „nie więcej niż 5% rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach OZE bezpośrednio przyłączonych do odpowiedniej sieci” przedmiotowe ograniczenie należy odnosić do uwzględniania skali redysponowania nierynkowego jednostek OZE bądź wysokosprawnej kogeneracji w kontekście planowania rozwoju sieci umożliwiającego integrację tego rodzaju jednostek z siecią, nie zaś bieżącego zarządzania procesami prowadzenia ruchu sieciowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Powyższe wynika wprost z brzmienia przepisu art. 13 ust. 5 lit a rozporządzenia 2019/943,</p>

				który stanowi: „przy czym nie może uniemożliwić to uwzględnianie przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie do jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5% rocznej wielkości energii wytworzonej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio przyłączonych do ich odpowiedniej sieci (...).”
99.	11.4.1. 1.	<p>Komentowane postanowienie ogranicza się do przywołania zasad wynikających z art. 13 ust. 6, a pomija zasady ogólne wynikające z art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943, tj. zasady obiektywizmu, przejrzystości i niedyskryminacji, które stanowią fundament funkcjonowania mechanizmu. Należy również podkreślić (zgodnie z literalną treścią rozporządzenia 2019/943), że redysponowanie nierynkowe może być stosowane tylko i wyłącznie w przypadku spełnienia przesłanek, o których mowa w art. 13 ust. 3 lit a) – d)</p> <p>Propozycja korekty: <i>Redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE może być stosowane przez OSP wyłącznie w przypadku, o którym mowa w art. 13 ust. 3 lit. a) – d) rozporządzenia 2019/942, z uwzględnieniem zasad określonych w art. 13 ust. 1 i ust. 6 tego rozporządzenia i przepisów ustawy Prawo energetyczne, oraz obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów.</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienie jest zgodne z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego.</p> <p>Niepoprawna byłaby zmiana redakcyjna polegająca na dodaniu „lit. a) - d)” do odwołania do art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 w sytuacji, gdy w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 nie ma innych lit. niż lit. a) - d).</p>
100.	11.4.1. 2.	<p>Postanowienie nie jest jasne i może być odczytywane jako dodatkowe uprawnienie ponad ramy określone w punkcie 1, co stało wprost w sprzeczności z brzmieniem Rozporządzenia 2019/943, które w sposób precyzyjny i zamknięty wskazuje na katalog przypadków, w których może dojść do redysponowania nierynkowego. W punkcie tym powinny się znajdować postanowienia gwarantujące realizację obowiązków wynikających z art. 13 ust. 5 Rozporządzenia 2019/943</p> <p>Propozycja zmiany:</p>	PV-65 LEWIATAN	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zaproponowana treść postanowienia stanowi kompilację przepisu art. 13 ust. 5 rozporządzenia 2019/943. Przepisy rozporządzenia 2019/943 obowiązują w krajowym porządku prawnym i nie jest poprawne powtarzanie ich na poziomie IRiESP. Punkt 11.4.1. 2. nie stoi w sprzeczności z punktem 11.4.1. 1., tylko stanowi jego uzupełnienie, zgodne z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, poprzez wskazanie celu w jakim może być wydawane polecenie redysponowania.</p>

		<p>Wykreślenie punktu 11.4.1. IRiESP w dotychczasowym brzmieniu i wprowadzenie następującego postanowienia</p> <p><b><u>2. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria OSP:</u></b></p> <p><b><u>a) gwarantuje zdolność sieci przesyłowych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do jego odpowiedniej sieci;</u></b></p> <p><b><u>b) podejmuje odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji;</u></b></p> <p><b><u>c) zapewnia wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby był w stanie nimi zarządzać;</u></b></p> <p><b><u>d) publikuje coroczne sprawozdanie o działaniach wskazanych w punktach a – c na swojej stronie internetowej.</u></b></p>		<p>W odniesieniu do ograniczenia „nie więcej niż 5% rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach OZE bezpośrednio przyłączonych do odpowiedniej sieci” - patrz odpowiedź na uwagę nr 98 do IRiESP - Korzystanie.</p>
101.	11.4.1. 3.	<p>Punkt powinien w sposób przejrzysty wskazywać jakie OSP będzie stosowało działania, aby nie dopuścić do redysponowania nierynkowego. W obecnym brzmieniu</p>	PV-65	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>

	<p>punkt jest sprzeczny nie tylko z art. 13 Rozporządzenia 2019/943 ale również wewnątrz - z punktem 11.4.1 1, poprzez ograniczenie warunków, jakie OSP musi spełnić w celu wydania polecenia redysponowania nierynkowego. Innymi słowy punkt ten ignoruje konieczność spełnienia wszystkich warunków jakie są określone w art. 13 ust. 3 oraz wszystkich zasad określonych w art. 13 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b><u>3. OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe w przypadku, o którym mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 wyłącznie gdy:</u></b></p> <p>(a) <b><u>wyczerpano rozwiązania redysponowania rynkowego, które są stosowane w następującej kolejności:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. <b><u>blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday</u></b></li> <li>b. <b><u>rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego</u></b></li> <li>c. <b><u>wykorzystaniu środków w ramach usług systemowych,</u></b></li> <li>d. <b><u>wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych,</u></b></li> <li>e. <b><u>udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay,</u></b></li> <li>f. <b><u>zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS,</u></b></li> <li>g. <b><u>eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej,</u></b></li> </ul>	<p><b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Niezasadna jest teza, że redysponowanie nierynkowe, o którym mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 jest możliwe wyłącznie w przypadku „spełnienia wszystkich warunków jakie są określone w art. 13 ust. 3”. Przepis ten określając wyliczenie zawarte w lit. a - lit. d posługuje się bowiem spójnikiem „lub”, który zgodnie z zasadami logiki formalnej oznacza, że alternatywa jest prawdziwa, jeżeli co najmniej jeden z jej składników jest prawdziwy.</p> <p>Punkt <b>11.4.1. 3.</b> nie jest sprzeczny z pkt <b>11.4.1. 1.</b> ponieważ pkt <b>11.4.1. 1.</b> określa w jakich przypadkach redysponowanie nierynkowe może być stosowane. Punkt <b>11.4.1. 3.</b> natomiast konkretyzuje warunki zastosowania redysponowania nierynkowego w przypadku, o którym mowa w art. 13 ust. 3 lit. b) rozporządzenia 2019/943.</p>
--	---	------------------------	---

		<p>(b) <b><u>brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych;</u></b></p> <p>(c) <b><u>liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usług;</u></b></p>		
102.	11.4.1. 3. 11.4.1. 4.	<p>Komentowane rozwiązania nie mają swojego oparcia w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Z treści tego przepisu wynika, że przesłanki braku alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych (lit. a) oraz wyczerpania wszystkich zasobów dostępnych na zasadach rynkowych (lit. b) muszą być spełnione jednocześnie za każdym razem, by móc skorzystać z omawianego mechanizmu. Towarzyszyć im musi również jeden z wymogów określony pod lit. c (liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi) lub lit. d (aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym). Przesłanki te, jako stanowiące podstawę do wprowadzania ograniczeń na rynku wewnętrznym, należy jednocześnie interpretować zawężająco.</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie postanowień.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 określając wyliczenie zawarte w lit. a - lit. d posługuje się spójnikiem „lub”, który zgodnie z zasadami logiki formalnej oznacza, że alternatywa jest prawdziwa, jeżeli co najmniej jeden z jej składników jest prawdziwy. Stąd, niezasadna jest interpretacja art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 składającego uwagę, zgodnie z którą co najmniej 3 składniki muszą być prawdziwe.</p>
103.	11.4.1. 4.	Ustalenie w proponowanej regulacji arbitralnego i nieuzasadnionego warunku w postaci dwukrotności	PSF	<u>Uwaga częściowo uwzględniona</u>



	<p>prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego budzi poważne wątpliwości. Istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że doprowadzi to do nadużywania tego mechanizmu w Polsce, co stałoby w sprzeczności z Rozporządzeniem 2019/943 oraz godziłoby w interes gospodarczy w zakresie rozwoju nowych mocy wytwórczych, w tym w oparciu o technologie zeroemisyjne.</p> <p>Należy podkreślić, że podmioty korzystające z sieci nie posiadają pełnej wiedzy na temat aktualnej ani prognozowanej proporcji zasobów wytwórczych, dla których umowy przyłączeniowe zwalniałyby OSP z odpowiedzialności finansowej za redysponowanie nierynkowe. Już od kilku lat obserwujemy praktykę ze strony OSP, polegającą na umieszczaniu w projektach umów o przyłączenie zapisów umożliwiających OSP wydawanie poleceń dotyczących zmniejszania mocy. Polecenia te mogą obejmować całkowite wyłączenie instalacji, bez ponoszenia przez OSP odpowiedzialności i obowiązku wypłaty rekompensaty finansowej redysponowanemu MWE lub MEE.</p> <p>Wprowadzenie proponowanej regulacji może doprowadzić do sytuacji, w której koszt redysponowania rynkowego będzie sztucznie ograniczany do poziomu, który może okazać się nieefektywny ekonomicznie, zwłaszcza z perspektywy podmiotów korzystających z sieci elektroenergetycznej i uczestników rynku energii. Takie działanie wpłynęłoby negatywnie na wykorzystanie redysponowania na zasadach rynkowych i w skrajnym przypadku mogłoby doprowadzić do tego, że redysponowanie nierynkowe stałoby się podstawowym mechanizmem zarządzania ograniczeniami sieciowymi, co byłoby sprzeczne z Rozporządzeniem 2019/943. Z tych względów konieczne jest usunięcie z regulacji zapisu o ograniczeniu do dwukrotności prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.</p>	<p>Zasada, że redysponowanie nierynkowe może być stosowane tylko wówczas, gdy inne rozwiązania alternatywne skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami wynika wprost z art. 13 ust. 6 lit a) rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Powołany przepis nie precyzuje jednak ani nie zawiera wytycznych interpretacyjnych jak powinno być rozumiane pojęcie „znacząco niewspółmiernymi kosztami.”</p> <p>Uwzględniając, że art. 9g ust. 6a ustawy Prawo energetyczne nakazuje określenie w IRIESP szczegółowych zasad wydawania oraz wykonywania poleceń redysponowania, uzasadnionym jest sprecyzowanie rozumienia pojęcia „znacząco niewspółmierne koszty” na poziomie IRIESP.</p> <p>Stanowi to element zapewnienia przez OSP obiektywnych i przejrzystych kryteriów, jak wymagane przez art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943. Ponadto koszty rozwiązań alternatywnych i redysponowania nierynkowego stanowią koszty uzasadnione działalności odpowiednio OSP albo OSD, przyjmowane do kalkulacji taryfy (art. 45 ust. 1 pkt 1 oraz art. 45 ust. 1o ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu przyjętym w UC 74).</p> <p>Definicja pojęcia „koszty uzasadnione” zawarta w art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne odwołuje się do przyjmowania kosztów do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców.</p> <p>W powyższym kontekście w ocenie OSP ograniczenie do nie mniej niż dwukrotności prognozowanego kosztu rozwiązań alternatywnych jest uzasadnione, gdyż pozwala na uwzględnianie szerokiego zakresu kosztów redysponowania nierynkowego, w tym wysokich wartości tych kosztów. Mając jednak na uwadze, że w warunkach nadwyżki generacji jest mało prawdopodobne, aby ceny energii elektrycznej osiągały wysokie wartości, w celu uniknięcia jakichkolwiek wątpliwości co do niewspółmiernej relacji pomiędzy kosztami rozwiązań alternatywnych a kosztami nierynkowego redysponowania MWE i MEE, zostanie wprowadzona wymagana ich różnica o co najmniej rząd wielkości, czyli nie mniej niż dziesięć. Nie jest</p>
--	--	---

		<p>Dodatkowo, brak jest jasnych wytycznych dotyczących metody oszacowania kosztu redysponowania nierynkowego. Nie określono również, czy informacja o tym koszcie, w porównaniu do kosztu redysponowania rynkowego, miałaby charakter jawny. Nie wiadomo też, czy proces ten i jego rezultaty byłyby kontrolowane przez regulatora. Brak odpowiedniej transparentności i kontroli stwarza ryzyko nieuzasadnionego wykorzystywania tej regulacji.</p>		<p>natomiast możliwe zrezygnowanie z porównywania powyższych kosztów oraz wyboru odpowiedniego rozwiązania, gdyż mogłoby to prowadzić do istotnie nieefektywnych kosztowo rozwiązań, obciążających finansowo odbiorców końcowych.</p> <p>Opis przedstawiony w komentarzu do uwagi jest niezrozumiały. Nie jest jasne w jaki sposób OSP miałby podejmować działania skutkujące tym, że „koszt redysponowania rynkowego będzie sztucznie ograniczany do poziomu, który może okazać się nieefektywny ekonomicznie, zwłaszcza z perspektywy podmiotów korzystających z sieci elektroenergetycznej i uczestników rynku energii”. OSP zwraca uwagę, że koszt redysponowania rynkowego jest wprost pochodną ofert składanych przez uczestników rynku na RB.</p>
104.	11.4.1. 4.	<p>Postanowienie w aktualnym brzmieniu de facto wprowadza niezależną przesłankę redysponowania nierynkowego opartego wyłączenie na ograniczeniu kosztów, z pominięciem zasad określonych w art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, co jest wprost sprzeczne z brzmieniem powszechnie obowiązujących przepisów prawa. Dodatkowo OSP wprowadzając niezgodnie z prawem obowiązek dla wytwórców godzenia się na postanowienia wyłączające wypłaty rekompensat (patrz punkt 4 i 6 uwag w niniejszej części (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwagi nr 50 i 66 do IRiESP – Korzystanie</i>)) postanowieniem 11.4.1. 4 chce uzasadnić redysponowania nierynkowe jako najtańszy sposób ochrony systemu przed niezbilansowaniem (wbrew celom Rozporządzenia 2019/943).</p> <p>Obowiązek akceptacji postanowień niegwarantujących niezawodnych dostaw energii bez uzasadnienia systemowego i wbrew jakimkolwiek warunkom, na podstawie których budowany jest jasny i przejrzysty rynek energii, może doprowadzić do zahamowania rozwoju OZE, dyskryminacji podmiotów ze względu na daty podpisywania umów przyłączeniowych, preferencje OSP w wydawaniu poleceń do jednostek, którym narzucono wspomniane wyżej</p>	PV-65	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona</u></p> <p>W odniesieniu do klauzuli braku gwarancji niezawodnych dostaw patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p> <p>W odniesieniu do przyjęcie trzykrotności zamiast dwukrotności, patrz odpowiedź na uwagę nr 103 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>W odniesieniu do uwagi dot. sprzeczności z brzmieniem art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943 przywołać należy literalne brzmienie powołanego przepisu, który w lit. a) używa sformułowania: „gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami”. Zgodnie z powołanym przepisem skutek „znacząco niewspółmiernych kosztów” odnosi się więc do zastosowania „innych rozwiązań alternatywnych” a nie wyłącznie redysponowania nierynkowego innych zasobów niż OZE.</p> <p>Regulacja art. 9c ust. 7a i 7 b ustawy Prawo energetyczne określa zakres podmiotów, których dotyczy redysponowanie nierynkowe, zgodnie z przepisem art. 13 ust. 1 zdanie drugie rozporządzenia 2019/943, tj. z uwzględnieniem technicznej wykonalności redysponowania nierynkowego w aktualnych warunkach funkcjonowania rynków energii elektrycznej.</p>

	<p>postanowienia. Powyższe przeczy zasadom obiektywności i w jawny sposób przedstawia cel OSP do minimalizowania kosztów rozwoju sieci kosztem wytwórców OZE, którzy mogą nie mieć zagwarantowanych żadnych przychodów z posiadanych przez siebie MWE.</p> <p>Projektowane postanowienie jest również sprzeczne z brzmieniem art. 13 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943 – niewspółmierność kosztów, o którym mowa w rozporządzeniu nie dotyczy kosztów w relacji do redysponowania na zasadach rynkowych, ale niewspółmierność kosztów w stosunku do kosztów redysponowania nierynkowego innych jednostek niż odnawialne źródła energii. Innymi słowy w projekcie błędnie założono, że koszty redysponowania rynkowego mogą uzasadniać wydanie polecenia redysponowania nierynkowego.</p> <p>Wniosek ten jest oczywiście błędny i w każdym wypadku należy w pierwszej kolejności zweryfikować możliwość wydania polecenia redysponowania nierynkowego dopiero jeśli w całości zostaną zrealizowane przesłanki z art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, który mówi o możliwości redysponowania nierynkowego <b>wszystkich technologii</b>, a nie tylko OZE.</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Z zastrzeżeniem punktu 11.4.1 3 i art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe <u>w stosunku do MWE wykorzystujących odnawialne źródła energii tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby</u> w przypadku gdy zastosowanie środków rynkowych znacząco niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż <b>trzykrotności</b> prognozowanego kosztu redysponowania</b></p>	<p>Katalog środków na RB, w tym usług bilansujących nabywanych przez OSP w ramach tego rynku zgodnie z WDB oraz katalog usług systemowych i sieciowych nabywanych przez OSP, poza tym rynkiem, w tym GWS (jak wskazane w pkt 1.1. IRiESP-Bilansowanie), prowadzi do sytuacji, że uwzględniając techniczną wykonalność, nie ma innych technologii i zasobów, które mogłyby być objęte redysponowaniem nierynkowym, niż zasoby wskazane w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy Prawo energetyczne. Z powołanego względu pkt 11.4.1.4. odnosi niewspółmierność kosztów redysponowania nierynkowego zasobów wskazanych w powołanych przepisach art. 9c ust. 7a i 7b do kosztów zastosowania środków rynkowych, a nie kosztów redysponowania nierynkowego, bowiem nie ma innych, poza wskazanymi w przywołanych przepisach, zasobów, które mogłyby być objęte redysponowaniem nierynkowym.</p> <p>Uwzględniając zgłoszoną uwagę uzasadniona jest zmiana redakcji w pkt 11.4.1. pkt 4., który po uwzględnieniu korekty krotności, w związku z uwagą nr 103, otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„4. OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE, w przypadku, gdy zastosowanie środków rynkowych skutkowałoby znacząco niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż dziesięciokrotność prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.”.</i></p>
--	--	--

		nierynkowego <b><u>przy założeniu, że wszystkie redysponowane MWE są w systemie wsparcia lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci.</u></b>		
105.	11.4.1. 4.	<p>Postanowienie w aktualnym brzmieniu de facto wprowadza niezależną przesłankę redysponowania nierynkowego opartego wyłączenie na ograniczeniu kosztów, z pominięciem zasad określonych w art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, co jest wprost sprzeczne z brzmieniem powszechnie obowiązujących przepisów prawa. Dodatkowo OSP wprowadzając niezgodnie z prawem obowiązek dla wytwórców godzenia się na postanowienia wyłączające wypłaty rekompensat (patrz punkt 4 i 6 uwag w niniejszej części (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwagi nr 50 i 66 do IRIESP – Korzystanie</i>)) postanowieniem 11.4.1. 4 chce uzasadnić redysponowania nierynkowe jako najtańszy sposób ochrony systemu przed niezbilansowaniem (wbrew celom Rozporządzenia 2019/943).</p> <p>Obowiązek akceptacji postanowień niegwarantujących niezawodnych dostaw energii bez uzasadnienia systemowego i wbrew jakimkolwiek warunkom, na podstawie których budowany jest jasny i przejrzysty rynek energii, może doprowadzić do zahamowania rozwoju OZE, dyskryminacji podmiotów ze względu na daty podpisywania umów przyłączeniowych, preferencje OSP w wydawaniu poleceń do jednostek, którym narzucono wspomniane wyżej postanowienia. Powyższe przeczy zasadom obiektywności.</p> <p>Projektowane postanowienie jest również sprzeczne z brzmieniem art. 13 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943 – niewspółmierność kosztów, o którym mowa w rozporządzeniu nie dotyczy kosztów w relacji do redysponowania na zasadach rynkowych, ale niewspółmierność kosztów w stosunku do kosztów redysponowania nierynkowego innych jednostek niż odnawialne źródła energii. Innymi słowy, w projekcie błędnie naszym zdaniem założono, że koszty</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 104 do IRIESP - Korzystanie</p> <p>W kwestii dot. klauzul braku gwarancji niezawodnych dostaw - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>

		<p>redysponowania rynkowego mogą uzasadniać wydanie polecenia redysponowania nierynkowego.</p> <p>W każdym wypadku należy w pierwszej kolejności zweryfikować możliwość wydania polecenia redysponowania nierynkowego dopiero jeśli w całości zostaną zrealizowane przesłanki z art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, który mówi o możliwości redysponowania nierynkowego <b>wszystkich technologii</b>, a nie tylko OZE.</p> <p>Wytwórcy, w celu uniknięcia kosztów spowodowanych nierynkowym ograniczaniem generacji, są zachęceni przez OSP do aktywnego udziału w rynku bilansującym. Taki udział wiąże się z koniecznością dokonania inwestycji w układy regulacji, komunikacji oraz dostosowania modułów wytwarzania do wymagań WDB w tym przeprowadzenie wymaganych testów.</p> <p>W wyniku takich inwestycji będzie więcej podmiotów uczestniczących aktywnie w rynku bilansującym, a podmioty uczestniczące w tym rynku mogłyby uniknąć strat związanych z nierynkowym redysponowaniem, w szczególności w przypadku braku rekompensat lub wypłat rekompensat w wysokości odbiegających od przychodów z kontaktów bilateralnych (tzw. PPA).</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><u>Wykreślenie tego punktu w całości jako sprzeczny z rynkowym podejściem do zasady rozliczania usług na rynku bilansującym</u></p>		
106.	11.4.1. 4.	<p>Może to prowadzić do sytuacji, w której usługi interwencyjne (IRP i IZP) będą permanentnie niewykorzystywane, a rynek nie pozna powodu takiego niewykorzystania. <b>Jak wyznaczany będzie prognozowany koszt redysponowania nierynkowego? OSP powinien publikować informację o przewidywanym koszcie</b></p>	TOE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38 i odpowiedź na uwagę nr 103 do IRiESP - Korzystanie</p>

		<p><b>redysponowania rynkowego vs nierynkowego w celu uzasadnienia słuszności dokonanego redysponowania.</b> Decyzja musi być weryfikowalna.</p> <p>Ograniczenie kosztów środków rynkowych do dwukrotności kosztów redysponowania nierynkowego może być nieadekwatne w sytuacji, gdy coraz częściej redysponowanie nierynkowe jest realizowane bez rekompensaty na podstawie warunków umów narzucanych przez OSP i OSD. W tej sytuacji może nie dochodzić do wykorzystywania środków rynkowych, które zawsze będą droższe niż darmowe (ale tylko dla OSP) redysponowanie nierynkowe. Ponadto, <b>do oceny alternatywnych do środków rynkowych kosztów redysponowania nierynkowego należy włączyć pełne koszty zwiększonej generacji źródeł konwencjonalnych, których utrzymanie w systemie jest powodem nierynkowego ograniczenia produkcji OZE.</b></p>		
107.	11.4.1. 4.	<p>Może to prowadzić do sytuacji, w której usługi interwencyjne (IRP i IZP) będą permanentnie niewykorzystywane, a rynek nie pozna powodu takiego niewykorzystania. Jak wyznaczany będzie prognozowany koszt redysponowania nierynkowego? OSP powinien publikować informację o przewidywanym koszcie redysponowania rynkowego vs nierynkowego w celu uzasadnienia słuszności dokonanego redysponowania. Decyzja musi być weryfikowalna.</p>	<b>PIME</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 104 do IRiESP - Korzystanie</p> <p>W kwestii publikacji - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38</p>
108.	11.4.1. 4.	<p>Zwracamy uwagę, że zaproponowana regulacja określa arbitralny i nieuzasadniony warunek w zakresie dwukrotności prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego, który najprawdopodobniej doprowadzi do nadużywania tego mechanizmu w Polsce, wbrew uregulowaniom Rozporządzenia 2019/943 i interesowi gospodarczemu w zakresie rozwoju nowych mocy wytwórczych, w tym w technologiach bezemisyjnych. Podmioty korzystające z sieci nie mają pełnej wiedzy o aktualnej ani prognozowanej proporcji zasobów wytwórczych, których umowy</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 103 do IRiESP - Korzystanie</p> <p>W odniesieniu do twierdzenia, że postanowienie „<i>dopuszcza sytuację, gdy przyłączony podmiot pomimo aktywnej pozycji na rynku bilansującym mógłby być redysponowany nierynkowo na zasadach rynkowych</i>” wyjaśnić należy, że twierdzenie to nie jest prawdziwe. Oferty redukcyjne przedłożone na RB będą wykorzystywane w ramach mechanizmu rynkowego (RB), a</p>

		<p>przyłączeniowe zwalniałyby OSP z odpowiedzialności finansowej za redysponowanie nierynkowe. Dostrzegamy praktykowane przez OSP już od kilku lat wymaganie w projektach umów o przyłączenie postanowień uprawniających OSP do wydawania poleceń w zakresie zmniejszania mocy, łącznie z całkowitym wyłączeniem bez odpowiedzialności i obowiązku wypłacenia z tego tytułu rekompensaty finansowej redysponowanemu MWE lub MEE. Na podstawie zaproponowanej regulacji należy się spodziewać, że koszt redysponowania rynkowego będzie ograniczany do poziomu który może nie być efektywny ekonomicznie, zwłaszcza z perspektywy podmiotów korzystających z sieci elektroenergetycznej i uczestników rynku energii. Miałoby to negatywny wpływ na stosowanie redysponowania na zasadach rynkowych, i w skrajnej sytuacji doprowadziłoby do uczynienia redysponowania nierynkowego podstawowym mechanizmem zarządzania ograniczeniami sieciowymi, wbrew Rozporządzeniu 2019/943. Zaproponowany zapis dopuszcza sytuację, gdy podmiot przyłączony pomimo aktywnej pozycji na rynku bilansującym mógłby być redysponowany na zasadach nierynkowych.</p> <p>Dodatkowo, nie jest sprecyzowane jak dokonywane byłoby oszacowanie kosztu redysponowania nierynkowego, a także czy informacja o tym koszcie vs koszt redysponowania rynkowego byłaby publiczna. Czy proces i decyzja byłaby weryfikowana przez regulatora? Brak należytej kontroli i transparentności może doprowadzić do nieuzasadnionego nadużywania tej regulacji.</p> <p>Z powyższych względów zaproponowane ograniczenie uprawniające do stosowania redysponowania nierynkowego pomimo istnienia ofert rynkowych, należy usunąć.</p>		<p>pozostała moc, która nie zostanie zaoferowana na RB zostanie ograniczona w ramach redysponowania nierynkowego.</p>
109.	11.4.1. 4.	<p>Zgodnie z art. 11.4.1.4, (...) <i>OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe w przypadku gdy zastosowanie środków rynkowych skutkowałoby znacząco</i></p>	<b>SEO</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 103 do IRiESP - Korzystanie</p>

		<p><i>niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż dwukrotność prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.</i></p> <p>Wątpliwości budzi określanie na poziomie IRiESP w sposób arbitralny stosunku kosztu zastosowania środków rynkowych do prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego, którego przekroczenie uzasadniać miałyby stosowanie redysponowania nierynkowego. Nie jest jasne, w jaki sposób obliczany miałby być poziom prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego i rynkowego oraz czy nadzór nad procesem weryfikacji tych parametrów oraz podejmowania ostatecznej decyzji w tym zakresie sprawowałby regulator. Powyższe budzi obawy tym bardziej, gdy uwzględni się fakt, że obowiązkowym zapisem umów o przyłączenie do sieci pozostaje brak gwarancji niezawodnych dostaw energii do sieci zwalniający operatora z wypłaty rekompensat.</p> <p>Redysponowanie rynkowe, zgodnie z Rozporządzeniem, powinno stanowić główne narzędzie wykorzystywane przez operatora, a projektowany przepis może doprowadzić do sytuacji odwrotnej oraz marginalizacji stosowania tego mechanizmu w praktyce. W tym kontekście projektowana przesłanka dwukrotności kosztów będzie powodować ryzyko nadużywania mechanizmu nierynkowego redysponowania, a brak transparentności procesu podejmowania decyzji o wyborze właściwego narzędzia i nadzoru regulatora jest nieakceptowalny w kontekście brzmienia Rozporządzenia i rozwoju rynku usług systemowych. Co więcej, powiązanie tych dwóch mechanizmów w projektowany sposób rodzi ryzyko, że nawet jeśli zastosowane zostanie redysponowanie rynkowe, nie będzie ono efektywne ekonomicznie z punktu widzenia uczestników rynku.</p>		<p>W kwestii publikacji i nadzoru regulatora - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38</p> <p>W odniesieniu do sprzeczności projektowanego postanowienia z pkt <b>2.4. 4.</b> wyjaśnić należy, że sprzeczność taka nie występuje - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p>
--	--	---	--	---



		Podkreślenia wymaga również, że projektowany zapis stoi w sprzeczności z pozostałymi założeniami przyjętymi w ramach projektu, tj. przewidzianym w ramach art. 2.4.4 zasadami, zgodnie z którymi rekompensaty nie przysługują w przypadku, gdy moc nie jest objęta ofertą na energię bilansującą w ramach rynku bilansującego, oraz gdy moc nie jest objęta umowami sprzedaży energii elektrycznej (USE). Zapis przewidziany w art. 2.4.4 dostarcza zachętę do aktywnego udziału w rynku bilansującym, ustanowienia DUB lub współpracy z DUB, inwestycji w systemy wymiany informacji (WIRE, SOWE, FLC), itd., tymczasem, pomimo poniesionych nakładów przez uczestników rynku, operator może podjąć arbitralną decyzję o zastosowaniu redysponowania nierynkowego.		
110.	11.4.1. 4.	<p>Postanowienie w aktualnym brzmieniu de facto wprowadza niezależną przesłankę redysponowania nierynkowego opartego wyłączenie na ograniczeniu kosztów, z pominięciem zasad określonych w art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, co jest wprost sprzeczne z brzmieniem powszechnie obowiązujących przepisów prawa. Dodatkowo OSP wprowadzając niezgodnie z prawem obowiązek dla wytwórców godzenia się na postanowienia wyłączające wypłaty rekompensat (patrz punkt 4 i 6 uwag w niniejszej części (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwagi nr 115 i 189 do IRiESP – Korzystanie</i>)) postanowieniem 11.4.1. 4 chce uzasadnić redysponowania nierynkowe jako najtańszy sposób ochrony systemu przed niezbilansowaniem (wbrew celom Rozporządzenia 2019/943).</p> <p>Obowiązek akceptacji postanowień niegwarantujących niezawodnych dostaw energii bez uzasadnienia systemowego i wbrew jakimkolwiek warunkom, na podstawie których budowany jest jasny i przejrzysty rynek energii, może doprowadzić do zahamowania rozwoju OZE, dyskryminacji podmiotów ze względu na daty podpisywania umów</p>	<b>PSEW</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 103 i 104 do IRiESP - Korzystanie.</p>

	<p>przyłączeniowych, preferencje OSP w wydawaniu poleceń do jednostek, którym narzucono wspomniane wyżej postanowienia. Powyższe przeczy zasadom obiektywności i w jawny sposób przedstawia cel OSP do minimalizowania kosztów rozwoju sieci kosztem wytwórców OZE, którzy mogą nie mieć zagwarantowanych żadnych przychodów z posiadanych przez siebie MWE.</p> <p>Projektowane postanowienie jest również sprzeczne z brzmieniem art. 13 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943 – niewspółmierność kosztów, o którym mowa w rozporządzeniu nie dotyczy kosztów w relacji do redysponowania na zasadach rynkowych, ale niewspółmierność kosztów w stosunku do kosztów redysponowania nierynkowego innych jednostek niż odnawialne źródła energii. Innymi słowy w projekcie błędnie założono, że koszty redysponowania rynkowego mogą uzasadniać wydanie polecenia redysponowania nierynkowego.</p> <p>Wniosek ten jest oczywiście błędny i w każdym wypadku należy w pierwszej kolejności zweryfikować możliwość wydania polecenia redysponowania nierynkowego dopiero jeśli w całości zostaną zrealizowane przesłanki z art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943, który mówi o możliwości redysponowania nierynkowego <b>wszystkich technologii</b>, a nie tylko OZE.</p> <p>Wytwórcy, w celu uniknięcia kosztów spowodowanych nierynkowym ograniczaniem generacji, są zachęceni przez OSP do aktywnego udziału w rynku bilansującym. Taki udział wiąże się z koniecznością dokonania inwestycji w układy regulacji, komunikacji oraz dostosowania modułów wytwarzania do wymagań WDB w tym przeprowadzenie wymaganych testów. W wyniku takich inwestycji Operator będzie miał więcej podmiotów uczestniczących aktywnie w rynku bilansującym a podmioty uczestniczące w tym rynku mogłyby uniknąć strat związanych z nierynkowym</p>		
--	---	--	--

		<p>redysponowaniem, w szczególności w przypadku braku rekompensat lub wypłat rekompensat w wysokości odbiegających od przychodów z kontaktów bilateralnych (tzw. PPA).</p> <p>Zaproponowana regulacja określa arbitralny i nieuzasadniony warunek w zakresie dwukrotności prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego, który może doprowadzić do nadużywania tego mechanizmu w Polsce, wbrew uregulowaniom Rozporządzenia 2019/943 i polityce rządu mającej na celu rozwój OZE w Polsce.</p> <p>Proponujemy zatem <u>wykreślenie tego punktu w całości.</u></p>		
111.	11.4.1. 5. [nowy punkt]	<p>W instrukcji braku zasad dotyczących konieczności uzasadniania przez OSP decyzji o wydaniu polecenia redysponowania nierynkowego zgodnie z art. 13 ust. 6 lit. d) Rozporządzenia 2019/943:</p> <p>Propozycja postanowienia:</p> <p><b>5. OSP, w przypadku wydania polecenia redysponowania nierynkowego, niezwłocznie informuje na swojej stronie internetowej o:</b></p> <p>(a) <u>podjętych działaniach w celu wykorzystania rynkowych metod redysponowania przed pojęciem decyzji o redysponowaniu nierynkowym;</u></p> <p>(b) <u>ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;</u></p> <p>(c) <u>środkach zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących</u></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN*</b></p> <p>* z dokładnością do wskazanych różnic formatowania</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p>

		<u><b>odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację;</b></u>		
112.	11.4.1. 6.  [nowy punkt]	<p>W celu zachowania przejrzystych zasad dostępu do rynku energetycznego i zachowania konkurencyjności na tym rynku wytwórcy OZE, w szczególności właściciele farm fotowoltaicznych i farm wiatrowych powinni być uprzedzani o skali możliwych wyłączeń w związku z redysponowaniem nierynkowym, zgodnie z przyjętym na podstawie art. 16 ust. 7 Prawa energetycznego przez OSP planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Informacja ta umożliwi wytwórcom szacowanie swoich przychodów i umożliwi ocenę opłacalności inwestycji w odnawialne źródła energii.</p> <p>Propozycja postanowienia:</p> <p><b>6. OSP publikuje na swojej stronie internetowej informacje o szacowanych ilościach energii w MWh i rodzajach źródeł wytwórczych, które mogą zostać poddane rozdysponowaniu nierynkowemu w okresie kolejnych co najmniej 10 lat (w podziale na lata i miesiące) na podstawie przyjętego planu rozwoju oraz stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Informacja ta jest aktualizowana co najmniej wraz z aktualizacją planu rozwoju.</b></p>	<b>PV-65</b>  <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Redysponowanie nierynkowe może być realizowane z przyczyn sieciowych lub bilansowych.</p> <p>Redysponowanie nierynkowe z przyczyn sieciowych nie powinno mieć podstawowo miejsca, ponieważ OSP planuje sieć w taki sposób, aby zapewnić pełną możliwość wyprowadzenia mocy z przyłączanych zasobów. Jeśli jednak w toku planowania pracy KSE okazuje się, że w konkretnych warunkach pracy systemu, np. w stanach wyłączeń remontowych lub awaryjnych elementów sieciowych lub wytwórczych, nie jest możliwe wprowadzenie do systemu pełnej mocy danej instalacji MWE, wtedy OSP w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943, oraz na zasadach, wskazanych w art. 13 ust. 6 tego rozporządzenia może dokonać redysponowania nierynkowego. Nie sposób jednak przewidzieć częstości występowania stanów awaryjnych w połączeniu z przypadkami wskazanymi w art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943. Podobnie rzecz ma się z redysponowaniem nierynkowym z przyczyn bilansowych - nie jest możliwe, aby ocenić jaka będzie skala redysponowania nierynkowego z przyczyn bilansowych, ponieważ OSP nie jest w stanie przewidzieć warunków rynkowych, w tym warunków pracy źródeł OZE, preferencji uczestników rynku odnośnie do pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz wymiany transgranicznej zagrafikowanej przez uczestników rynku. OSP publikuje na stronie internetowej <a href="http://www.pse.pl">www.pse.pl</a> tzw. planowany bilans mocy - Bilans PBM, w którym zawarte są informacje o spodziewanej sytuacji bilansowej. Informacje te mogą być wykorzystane przez uczestników rynku do dokonania takiej oceny indywidualnie.</p>
113.	11.4.2. 1. (2)	Proponujemy zmianę podpunktu i przyjęcie następującej jego treści:	<b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		<p>„za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp – w odniesieniu do redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDp”.</p> <p>Jednocześnie proponujemy w całej zmienianej treści IRiESP (Karcie aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024) w odniesieniu do zapisów dotyczących redysponowania nierynkowego zastąpić wyrażenie „obszar sieci OSDp/OSDn” wyrażeniem „sieć dystrybucyjna OSDp” – w odpowiednim przypadku i liczbie.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zapisy IRiESP dotyczące redysponowania nierynkowego, w tym zasady wydawania i wykonywania poleceń redysponowania, powinny odnosić się jedynie dla przypadków wydawania przez OSP poleceń zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. W naszej ocenie zgodnie z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne OSP może wydać polecenie, za pośrednictwem i w koordynacji z OSDp, wytwórcy przyłączonemu do <b>tej sieci dystrybucyjnej</b> (tj. do sieci dystrybucyjnej OSDp). Natomiast w przypadkach, o których mowa w art. 9c ust. 7b ustawy Prawo energetyczne (polecenia wydawane przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej), postanowienia odnoszące się do redysponowania nierynkowego będą określone w IRiESD. Dodatkowo uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej redysponowania nierynkowego.</p>	<p><b>STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p>OSP wydaje polecenia redysponowania do zasobów przyłączonych do sieci OSDn za pośrednictwem OSDp. Jest to zgodne z zasadą wynikająca z art. 9c ust. 3a ustawy Prawo energetyczne, zgodnie z którą <i>”Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową, realizuje określone w ustawie obowiązki w zakresie współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którego siecią jest połączony, który jednocześnie posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.”</i></p> <p>Nie można wykluczyć możliwości redysponowania nierynkowego przez OSP zasobów przyłączonych do sieci OSDn, ponieważ mogą one mieć duży wpływ na sytuację bilansową KSE.</p> <p>Dodatkowe wyjaśnienia patrz na odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>
114.	11.4.2. 2.	<p>Proponowana regulacja powinna delegować, by Instrukcja Współpracy Ruchowej lub inny dokument określał zasady odpowiedzialności za niesprawną komunikację pomiędzy OSP/OSD a operatorem instalacji. Zasadne jest podjęcie działań minimalizujących wykorzystanie wariantu (2) i (3), ponieważ każde oddziaływanie na wyłącznik skutkujące natychmiastowym zatrzymaniem ruchu turbiny wiatrowej powoduje obciążenie elementów mechanicznych prowadząc</p>	<p><b>RWE LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP w pełni zgadza się z postulatem dot. konieczności „podjęcia działań minimalizujących wykorzystanie wariantu (2) i (3)”, ale jest to kwestia do uregulowania między OSD a przyłączonymi do sieci OSD zasobami. Jeśli OSD widzą taką potrzebę, można tę kwestię uregulować w <b>IRiESD</b>. Po stronie OSP nie ma takiej potrzeby, ponieważ jest ona uregulowana i nie</p>

		do szybszego zużywania się instalacji i konieczności dodatkowych prac utrzymaniowych i serwisowych.		występują w sieci OSP przypadki braku właściwej sterowalności zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej.
115.	11.4.2. 2. 11.4.2. 3.	<p>Proponowana regulacja powinna delegować, by Instrukcja Współpracy Ruchowej lub inny dokument określał zasady odpowiedzialności za niesprawną komunikację pomiędzy OSP/OSD a operatorem instalacji. Zasadne jest podjęcie działań minimalizujących wykorzystanie wariantu (2) i (3), ponieważ każde oddziaływanie na wyłącznik skutkujące natychmiastowym zatrzymaniem ruchu turbiny wiatrowej powoduje obciążenie elementów mechanicznych prowadząc do szybszego zużywania się instalacji i konieczności dodatkowych prac utrzymaniowych i serwisowych.</p> <p>Zgodnie z zasadą dochowania należytej staranności, nie tylko operator instalacji ale także OSP oraz OSD powinni być zobowiązani do dochowania pewnego standardu, w tym zachowania staranności w komunikacji z MWE lub MEE, a także odnotowywać przebieg tego procesu poprzez wprowadzenie jasnych i przejrzystych procedur.</p>	<b>PSEW</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 114 do IRiESP - Korzystanie.</p>
116.	11.4.2. 2.	<p>Proponowana regulacja powinna przekazywać do Instrukcji Współpracy Ruchowej lub innego odpowiedniego dokumentu kwestię określenia zasad odpowiedzialności za przypadki braku skutecznej komunikacji pomiędzy OSP/OSD a operatorem instalacji.</p> <p>Należy podjąć działania w celu ograniczenia wykorzystywania wariantów (2) i (3). Każde wyłączenie realizowane poprzez oddziaływanie na wyłącznik, prowadzące do nagłego zatrzymania turbiny wiatrowej, powoduje nadmierne obciążenie mechaniczne instalacji. Skutkuje to przyspieszonym zużyciem jej elementów i koniecznością podejmowania dodatkowych prac utrzymaniowych i serwisowych.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 114 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		Proponuje się delegowanie kwestii odpowiedzialności za brak skutecznej komunikacji między OSP/OSD a operatorem instalacji do Instrukcji Współpracy Ruchowej lub innego dokumentu.		
117.	<b>11.4.2. 2.</b> (1) (a) (b)	Proponujemy zastąpić wyrażenie „dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej” na „dopuszczalną wielkość mocy generowanej”.  Uzasadnienie:  OSDp nie mają możliwości sterowania mocą wprowadzaną (właściwość „strażnika mocy”).	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  W związku z tym, że definicja redysponowanego zasobu obejmuje również magazyny energii elektrycznej (MEE), które nie generują mocy, a jedynie wprowadzają moc do sieci, zmiana wskazana w uwadze nie może zostać uwzględniona.
118.	<b>11.4.2. 2.</b> (1) (b)	Wnioskujemy o wykreślenie pkt. 11.4.2.2.(1) (b) – w zakresie (a) operator systemu ma możliwość zadania mocy na poziomie 0 MW, co nie wyklucza możliwości pracy instalacji na potrzeby własne (dotyczy: licznika, pomiarów, eliminuje zagrożenie wystąpienia problemów odtworzenia mocy po redysponowaniu);	<b>PGE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  OSP albo OSDp powinien mieć możliwość oddziaływania na regulator mocy czynnej albo inny element wykonawczy sterowania redysponowanego zasobu w sposób dwustanowy, określając maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej przez redysponowany zasób w ilości 0 (zero) MW, zgodnie z przepisem rozporządzenia 2016/631 (art. 13 ust. 6), który określa, że moduł wytwarzania energii musi być wyposażony w interfejs logiczny (port wejściowy), który umożliwi zaprzestanie generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia w porcie wejściowym. W związku z powyższym nie możemy wykreślić pkt <b>11.4.2. 2. (1) (b)</b> , który jedynie doprecyzowuje wymagania rozporządzenia 2016/631.
119.	<b>11.4.2. 2.</b> (2)	Proponujemy zastąpić wyrażenie „wyłącznik wewnętrzny” na „łącznik”.  <u>Uzasadnienie:</u>  W ocenie OSDp proponowany zapis jest bardziej uniwersalny, niezależnie od zastosowanych urządzeń łączących.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u>  W pkt <b>11.4.2. 2. pkt (2)</b> otrzymuje brzmienie:  <i>„(2) oddziaływanie na wyłącznik lub inne urządzenie wewnętrzne, w torze wyprowadzenia mocy redysponowanego zasobu, umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy</i>

				<i>jednoczesnym utrzymaniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu;</i>
120.	<b>11.4.2. 2.</b> (3)	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p><i>„oddziaływanie na łącznik, skutkujące zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym wyłączeniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu.”</i></p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W ocenie OSDp proponowany zapis jest bardziej uniwersalny, niezależnie od zastosowanych urządzeń łączących.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>W pkt <b>11.4.2. 2.</b> pkt (3) otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„(3) oddziaływanie na wyłącznik lub inne urządzenie zewnętrzne po stronie sieci operatora systemu, do którego przyłączony jest redysponowany zasób, umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym wyłączeniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu.”</i></p>
121.	<b>11.4.2. 3.</b>	<p>Wnioskuje się o zmianę zapisu w pkt. 11.4.2.3 o możliwość wykorzystania sposobu o którym mowa w pkt. 2.(2) oraz 2.(3) w sytuacji nieskutecznego co najmniej trzykrotnego wezwania redysponowanego nierynkowo zasobu zgodnie z pkt. 11.4.2.2 (1);</p>	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ze względu na dużą złożoność zasad w zakresie stosowania redysponowania nierynkowego, nie możemy uwzględnić w procesie dodatkowych obostrzeń, które komplikowałyby i znacząco wpływały na jego wydłużenie. Zwracamy uwagę, że redysponowanie nierynkowe powinno najwcześniej rozpocząć się po tym jak zakończy się redukcja rynkowa realizowana przez uczestników rynku jako odpowiedź na ceny energii elektrycznej, tj. najwcześniej po zamknięciu bramki na przekazanie umów sprzedaży energii elektrycznej (USE) do OSP w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (RBB) dla danego ORN. Uwzględniając dodatkowo określone w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP postanowienia w zakresie obowiązku przekazywania do OSP planów pracy, można bardzo łatwo obliczyć, że całkowity czas OSP na dobór MWE i wydanie poleceń redysponowania wynosi jedynie 5 minut. W związku z powyższym uwzględnienie w procesie redysponowania nierynkowego jakichkolwiek dodatkowych wymagań w naszej ocenie jest niemożliwe.</p>
122.	<b>11.4.2. 3.</b>	<p>OSP oraz OSD powinni być zobowiązani do dochowania pewnego standardu, w tym zachowania staranności w</p>	<b>RWE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>



		komunikacji z MWE lub MEE, a także odnotowywać przebieg tego procesu celem raportowania i poddania ewentualnej kontroli.	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP, w zakresie wydawania poleceń redysponowania, będzie postępował zgodnie ze standardami określonymi w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP. OSP każdorazowo dokonuje rejestracji zdarzeń ruchowych w tym bez wyjątku również w zakresie wydawania poleceń redysponowania. Zwracamy uwagę, że proces redysponowania nierynkowego, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 2019/943 (art. 13. ust. 4) i przepisami ustawy Prawo energetyczne (art. 23 ust.2 pkt 11) podlega kontroli Prezesa URE, a OSP ma obowiązek opracować i przedłożyć Prezesowi URE sprawozdanie dotyczące m.in. stosowania redysponowania nierynkowego. Biorąc powyższe pod uwagę, zgodnie z rekomendacją przedstawioną w uwadze, przebieg procesu redysponowania nierynkowego jest podawany kontroli.</p> <p>W odniesieniu do kwestii „poddawania ewentualnej kontroli” - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p>
123.	<b>11.4.2. 3.</b>	Proponowane zmiany powinny wprowadzać obowiązek dla OSP oraz OSD dotyczący stosowania odpowiednich standardów komunikacji z MWE lub MEE. W szczególności, standardy te powinny nakładać na operatorów obowiązek dokładania należytej staranności podczas komunikacji z wytwórcami oraz prowadzenia jej dokumentacji. Dokumentacja ta powinna być udostępniana na żądanie w celu raportowania i ewentualnej kontroli.	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 122 do IRiESP - Korzystanie.</p>
124.	<b>11.4.2. 4.</b>	<p>Wnioskujemy o doprecyzowanie treści zwrotu „...zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W ocenie OSDp proponowany zapis budzi wątpliwości interpretacyjne w zakresie wymaganej ilości, zadanego czasu.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>W pkt <b>11.4.2.</b> pkt 4. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operatorzy systemu mogą nie stosować postanowień pkt 3., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym</i></p>

				<p>czasie”.</p> <p>Uwzględniając zmianę zgłoszoną w uwadze OSP równocześnie dokonuje autopoprawki, tj. zamiast sformułowania „OSP ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” wprowadzane jest sformułowanie „OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”. Celem tej autopoprawki jest zapewnienie zgodności z terminologią stosowaną w tym zakresie w pkt 11.7.1. 5. IRiESP - Korzystanie.</p>
125.	11.4.2. 4.	<p>Nie jest jasne, dlaczego został wprowadzony punkt umożliwiający dowolność w zakresie sposobu ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci, skoro w IRiESP „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej” zdefiniowano jako „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 16a ustawy Prawo energetyczne tj. zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej <b>oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię</b>”. De facto trudno sobie wyobrazić inny powód nierynkowego redysponowania niż właśnie zagrożenie „bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” Wprowadzenie tego punktu powoduje, że zasady określone w punkcie 3 nie będą mieć zastosowania w praktyce, punkt 4 bowiem „konsumuje” punkt 3 i operatorzy w każdej sytuacji w jakiej mamy do czynienia z redysponowaniem nierynkowym mogą się na niego powołać (bo każde redysponowanie jest związane z zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej).</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Wykreślenie postanowienia jako sprzecznego z punktem 11.4.2. 3.</b></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Założenie, że każde redysponowanie nierynkowe jest związane z zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw, w rozumieniu tego pojęcia zdefiniowanego w art. 3 pkt 16d ustawy Prawo energetyczne nie jest poprawne.</p> <p>Pojęcie zagrożenie bezpieczeństwa dostaw jest zdefiniowane jako:</p> <p><i>„stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.”</i></p> <p>Zgodnie natomiast z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne polecenie redysponowania nierynkowego może być wydane w celu równoważenia dostaw energii z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.</p> <p>Z powyższej regulacji wynika więc, że redysponowanie nierynkowe w celu jak wskazane w art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne może być przez OSP dokonane w sytuacji, kiedy nie wystąpił jeszcze stan systemu uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.</p>

				<p>W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP na podstawie art. 11c ust. 2 pkt 1) ustawy Prawo energetyczne ma obowiązek podejmować we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom.</p> <p>Celem realizacji powyższego ustawowego obowiązku podejmowania przez OSP wszelkich możliwych działań uzasadnionym jest pozostawienie pkt, którego dot. uwaga bez zmian. Pkt ten nie jest sprzeczny z pkt <b>11.4.2. 3.</b></p> <p>OSP po wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podaniu do publicznej wiadomości komunikatu w tym zakresie, w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego, może wymagać wykonywania poleceń redysponowania poza określonymi w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP zasadami, w tym zasadami związanymi z dokonywaniem redysponowania nierynkowego poprzez oddziaływanie na regulator mocy czynnej redysponowanego zasobu czy wyłącznik. Powyższe ma związek z tym, że priorytetem w takiej sytuacji jest zapewnienie dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego, nawet jeśli miałyby się to odbyć kosztem odstąpienia od wymagań określonych w pkt <b>11.4.2. 3.</b> W takiej sytuacji może istnieć konieczność podejmowania działań w trybie natychmiastowym, w tym za pomocą sterowania na wyłącznik, aby efekt był uzyskany natychmiastowo. Biorąc powyższe pod uwagę OSP uważa, że wykreślenie pkt <b>11.4.2. 4.</b> z karty aktualizacji IRiESP nie byłoby właściwym rozwiązaniem.</p>
126.	<b>11.4.2. 5.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Polecenie redysponowania, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, określa co najmniej:</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Rozwiązanie zakłada dwustopniowe ograniczanie redysponowanych zasobów ze względu na warunki bilansowe KSE:</p>

		<p>(1) <i>oznaczenie okresu redysponowania nierynkowego w zakresie doby, przy czym polecenie redysponowania jest wydawane dla okresów obejmujących poszczególne godziny zegarowe doby;</i></p> <p>(2) <i>maksymalną dopuszczalną wielkość mocy wprowadzanej do sieci przez grupę redysponowanych zasobów w okresie redysponowania nierynkowego.”</i></p> <p>Jednocześnie proponujemy w całej zmienianej treści IRiESP (Karcie aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024) w odniesieniu do zapisów dotyczących redysponowania nierynkowego i proponowanych przez OSP okresów przejściowych, usunąć postanowienia odnoszące się do tych okresów przejściowych i pozostawić zapisy polecenia redysponowania odnoszące się do jednej godziny zegarowej.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Dla redysponowań nierynkowych realizowanych przez OSDp nie jest możliwe wydawanie poleceń dla okresów obejmujących poszczególne OREB. Dodatkowo brak jest możliwości realizacji przez OSDp polecenia redysponowania przy określeniu przez OSP maksymalnej dopuszczalnej wielkości mocy wprowadzanej do sieci przez poszczególne redysponowane zasoby.</p>		<p>a) przez uczestników rynku, w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej (redukcja rynkowa),</p> <p>b) przez OSP w ramach redysponowania nierynkowego w zakresie uzupełniającym redukcję rynkową z pkt a.</p> <p>Redukcja rynkowa realizowana przez uczestników rynku, w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej, powinna zakończyć się przed zamknięciem bramki na przekazanie umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) do OSP w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (RBB) dla danego ORN. Zwracamy jednocześnie uwagę, że zaproponowane rozwiązanie określone w pkt. <b>11.4.4.1. 4.</b> konsultowanej karty aktualizacji IRiESP, przewiduje możliwość przekazywania planów pracy przez podmioty posiadające redysponowane zasoby do OSP najpóźniej na 20 minut przed ORN, którego plany pracy oraz USE dotyczą. W związku z powyższym, żeby wypełnić podstawowe założenia przedmiotowego rozwiązania niezbędne jest, żeby po jego wdrożeniu, tj. od 01.01.2026 r. polecenia redysponowania były realizowane zgodnie z wymaganiami określonymi w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP, w szczególności z pkt <b>11.4.2. 5.</b> oraz <b>11.4.2. 7.</b> konsultowanej karty aktualizacji IRiESP. W przeciwnym razie sami pozbędziemy się pierwszego elementu ograniczania redysponowanych zasobów ze względu na warunki bilansowe KSE, tj. przez uczestników rynku (z pkt a), w odpowiedzi na ceny energii elektrycznej (redukcja rynkowa). Taki obrót spraw doprowadzi do tego, że podmioty posiadające redysponowane zasoby nie będą się same ograniczały ze względu na ujemne ceny energii elektrycznej i tym samym redysponowanie będzie jednostopniowe, którego koszty zawsze będzie ponosił OSP. Konsekwencją takiego podejścia będą wyższe koszty z tytułu redysponowania nierynkowego, które zostaną przeniesione na odbiorcę końcowego. W celu uniknięcia wyższych kosztów OSDp powinni rozwijać swoje zdolności techniczne w zakresie realizacji poleceń redysponowania.</p>
127.	<b>11.4.2. 6.</b> (1)	Czy można interpretować, że punkt dotyczy sterowania indywidualnego MWE uzależnionego od rankingu cen? Jeżeli tak, to powoduje to likwidację sekwencji aktualnie wdrażanych. Powoduje to znaczne zwiększenie czasookresu niezbędnego dla wprowadzenia redysponowania	<b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7c) dobór MWE do redysponowania nierynkowego powinno odbywać się</p>

		<p>nierynkowego. Jeżeli tak, to wnioskujemy o wydłużenie czasu wprowadzenie tego punktu o co najmniej pół roku. Wdrożenie redysponowania „w sposób indywidualny dla zasobów o mocy zainstalowanej 200 kW i większej” wymaga automatyzacji procesu lub znacznego zwiększenia zasobów kadrowych OSD. Taka istotna zmiana w podejściu do redysponowania wymaga wcześniejszego odpowiedniego dostosowania narzędzi i uzupełnienia zasobów kadrowych w OSD.</p>	<p><b>PGE PTPIREE</b></p>	<p>zgodnie z kryterium minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania. Celem wypełnienia powyższego wymagania ustawowego, w szczególności w zakresie minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania, niezbędne jest, aby dobór MWE na potrzeby redysponowania nierynkowego ze względów bilansowych odbywał się w sposób indywidualny na podstawie rankingu kosztowego i następnie również w trybie indywidualnym powinny być wydawane polecenia redysponowania. Biorąc powyższe pod uwagę, określenie szczegółowych rozwiązań w IRiESP dla indywidualnego doboru MWE do redysponowania nierynkowego oraz w następstwie do indywidualnego sterowania tymi MWE jest jedynie wypełnieniem zobowiązań wynikających z ustawy Prawo energetyczne (UC 74). Zwracamy jednocześnie uwagę, że przywołane z ustawy Prawo energetyczne postanowienie obowiązuje już od blisko roku.</p> <p>Uwzględniając przedstawioną w uwadze argumentację OSD oraz PTPIREE, przychylamy się do przedmiotowego wniosku o odsunięcie w czasie stosowania postanowień. W związku z tym OSP we wniosku do Prezesa URE o zatwierdzenie Karty aktualizacji będzie wnosił o określenie daty wejścia w życie postanowień tej Karty dotyczących redysponowania nierynkowego (pkt 11.4.) oraz Załącznika K2 na pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego po upływie 6 miesięcy od terminu wejścia w życie Karty aktualizacji nr 2, określonego przez Prezesa URE, przy czym OSP we wniosku do Prezesa URE będzie w tym zakresie wskazywał na dzień 1 stycznia 2025 r.</p>
128.	11.4.2. 6. (2)	<p>Proponujemy zmianę podpunktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„w sposób zagregowany, dla redysponowanych zasobów, o mocy zainstalowanej większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW.”.</p> <p>Jednocześnie proponujemy w całej zmienianej treści IRiESP (Karcie aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024) w odniesieniu do zapisów dotyczących redysponowanych zasobów, odnosić się do redysponowanych zasobów o mocy</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W związku z tym, że sumaryczna moc zainstalowana (Pz) MWE z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math> wynosi już ponad 12 GW i ciągle się zwiększa, a za istotną część tego wolumenu odpowiadają MWE o mocy zainstalowanej z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz \leq 50 \text{ kW}</math>, dlatego OSP nie może sobie pozwolić na nieuwzględnienie tych MWE w procesie redysponowania nierynkowego. Nieuwzględnienie przedmiotowej grupy mocowej w redysponowaniu nierynkowym mogłoby się wiązać z tym, że OSP po wyczerpaniu wszystkich zasobów w ramach redysponowania</p>

		<p>większej niż 50 kW, z uwzględnieniem wyjątku wynikającego z art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze ogólnej dotyczącej redysponowania nierynkowego (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga ogólna nr 5</i>).</p>		<p>nierynkowego mógłby nie być zdolny do zbilansowania KSE. Powyższe wiązałoby się z ryzykiem utraty stabilności systemu elektroenergetycznego. Utrata stabilności może prowadzić do awarii polegającej na utracie zdolności systemu elektroenergetycznego do zasilania odbiorców na dużym obszarze lub nawet w całym systemie elektroenergetycznym.</p>
129.	11.4.2. 7.	<p>Proponujemy zmianę punktu zgodnie z uwagą szczegółową do pkt 11.4.2. 5.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 5. Ponadto wskazujemy, że okresy wyprzedzenia wprowadzenia redysponowania nierynkowego nie są realne do wprowadzenia w większości redysponowanych zasobów bez wcześniejszego przygotowania i wdrożenia narzędzi wspomagających redysponowanie oraz uzupełnienia zasobów kadrowych po stronie OSD. Wdrożenie narzędzi po stronie OSD wymaga wcześniejszego przedstawienia przez OSP sposobu przekazywania poleceń i ewentualnych stosowanych przez OSP rozwiązań technicznych w celu umożliwienia współpracy przez systemy OSD.</p> <p>Podane czasy przekazania poleceń redysponowania od OSP są mało prawdopodobne do dotrzymania jeżeli mamy na myśli skuteczne działanie ze strony OSD. Zarówno w okresie do końca 2025 roku jak i po 1 stycznia 2026 r. OSD nie są przygotowani do działania grupowego zarówno pod kątem formalnym (przekazanie polecenia) jak i technicznie poprzez samodzielne działanie.</p> <p>Dodatkowo należy wskazać, że proponowane przez OSP czasy mające obowiązywać do końca 2025 roku są niezgodne z uzgodnioną przez OSP i OSD instrukcją dotyczącą redysponowania.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 126 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Po wejściu w życie Karty aktualizacji nr 2 przestaną obowiązywać czasy w uzgodnionej instrukcji, uwzględniając, że instrukcja ta była uzgodniona wobec braku regulacji w tym zakresie na poziomie IRiESP.</p>

130.	11.4.2. 7.	<p>Poinformowanie OSDp przez OSP o redukcji MWE na 30 minut przed jej rozpoczęciem daje bardzo mało czasu dla POB bilansującego ten MWE na wprowadzenie korekt w grafiku <b>oraz ograniczeń generacji. Tym bardziej dotyczy to okresu 15-minutowego. Proponujemy, żeby informacja o redysponowaniu MWe była przekazywana do właściciela MWE i jego POB co najmniej na 90 minut przed rozpoczęciem okresu redysponowania. Jest to szczególnie istotne dla mniejszych MWE.</b></p>	<p><b>PIME TOE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 126 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Dodatkowo, zwracamy uwagę, że ze względu na relacje umowne pomiędzy podmiotem posiadającym MWE i POB, informację dla POB o redysponowaniu nierynkowym powinien przekazywać podmiot posiadający MWE. Informacje dot. nierynkowego redysponowania są informacjami wynikającymi z umowy przesyłania/umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartej z podmiotem posiadającym MWE i podlegają ochronie na podstawie art. 9c ust. 4a ustawy Prawo energetyczne. Przekazywanie tych informacji do POB może stanowić naruszenie powołanego przepisu.</p>
131.	11.4.2. 7.	<p>Wskazany czas jest zbyt krótki, zwłaszcza w sytuacji gdy wytwórca lub właściciel MEE funkcjonującego w ramach sieci OSDp nie jest samodzielnie odpowiedzialny za bilansowanie swojego zasobu – co jest powszechną praktyką w branży OZE. Zapewnienie komunikacji z POB i OSDp i dostosowanie umów wymaga określenia czasu na poziomie 90 min, przynajmniej w okresie do dnia 31 grudnia 2025 r.</p>	<p><b>RWE LEWIATAN PSEW</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 126 do IRiESP - Korzystanie.</p>
132.	11.4.2. 7.	<p>Proponowany w regulacji czas reakcji jest niewystarczający, szczególnie w przypadku, gdy wytwórca lub właściciel MEE pracującego w ramach sieci OSD nie odpowiada samodzielnie za bilansowanie swojej energii, co stanowi standard w branży OZE.</p> <p>Zapewnienie odpowiedniego czasu na kontakt z POB i OSD, a także na wprowadzenie niezbędnych modyfikacji w umowach, wymaga ustalenia minimalnego okresu na poziomie 90 minut. Takie rozwiązanie powinno obowiązywać przynajmniej do końca 2025 roku.</p>	<p><b>PSF</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 114 do IRiESP - Korzystanie.</p>

133.	<p><b>11.4.2. 7.</b>, <b>11.4.2. 10</b> „ <b>11.4.2. 11</b> ” <b>11.4.9. 1.</b></p>	<p>Przedmiotowe zapisy dają uprawnienia OSP do wydawania poleceń redysponowania:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>nie później niż na 30 minut (do końca 2025);</li> <li>nie później niż na 15 minut (od początku 2026);</li> <li>nie później niż na 5 minut w celu zapewnienia pracy sieci.</li> </ul> <p>Z drugiej strony Operatorzy są zobowiązani do monitorowania wykonywania poleceń redysponowania przez podmioty, których to dotyczy, a ich niewykonanie zagrożone jest sankcjami na zasadach określonych w IRiESP -załącznik K-2.</p> <p>Przedmiotowym regulacjom IRiESP będą podlegały wszystkie jednostki wytwórcze wskazane w pkt 11.4.4.2.2 (tj. również instalacje małych mocy). OSD nie we wszystkich przypadkach będą w stanie zrealizować oczekiwania OSP dla tak krótkich okresów realizacji. Szereg ze źródeł, których będą dotyczyły polecenia redysponowania, nie jest i nie musiała być wyposażona w urządzenia automatyki, telemechaniki i telesterowania, które umożliwiają realizację ograniczenia wytwarzania lub odstawienia jednostki w tak krótkim okresie. Część z tych jednostek (np. biogazownie) nie będą miały możliwości całkowitego odstawienia z ruchu ze względów technologicznych. W związku z powyższym nie będzie możliwe wyegzekwowanie wszystkich wymagań przez OSD. Prosimy o dostosowanie zapisów wskazanych punktów do realnych możliwości instalacji, które były uruchamiane przed wejściem życie karty aktualizacji IRiESP. Jeśli wymaga to jednak inwentaryzacji źródeł, proponujemy, aby zaproponowany przez OSP mechanizm wszedł w życie po realizacji takiej inwentaryzacji lub ograniczenie zapisów dla źródeł przyłączonych do sieci OSP oraz koordynowanej 110kV.</p>	<p><b>ENERCO</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 126 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>OSP, wyjaśnia ponadto, że zgodnie z postanowieniami ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7c) OSP wydaje wytwórcy polecenie m.in. przy uwzględnieniu spełnienia technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych. Powyższe oznacza, że OSP wydając polecenie redysponowania uwzględnia m.in. zdolności techniczne jednostek wytwórczych, w tym ich ograniczenia wynikające z zastosowanej technologii.</p> <p>Jednocześnie zwracamy uwagę, że nawet MWE typu A (o mocy zainstalowanej z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq P_z &lt; 200 \text{ kW}</math>), zgodnie z wymaganiami rozporządzenia 2016/631 (NC RfG) powinny być zdolne do zaprzestania generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia w porcie wejściowym, a właściwy operator systemu ma prawo określić wymogi dla urządzeń w celu zapewnienia zdalnego sterowania obiektem (art. 13 ust. 6 przywołanego rozporządzenia).</p> <p>W odniesieniu do propozycji przesunięcia terminu obowiązywania, patrz odpowiedź na uwagę nr 127 do IRiESP - Korzystanie</p>
------	---	---	----------------------	---



134.	11.4.2. 8.	<p>Nie jest jasne, dlaczego został wprowadzony punkt umożliwiający niestosowanie punktu 7, skoro w IRiESP „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej” zdefiniowano jako „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 16a ustawy Prawo energetyczne tj. zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej <b>oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię</b>”. Tym samym punkt 8 mógłby mieć zastosowanie również w przypadkach określonych w punkcie 7, co powoduje brak przejrzystości instrukcji w tym zakresie.</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Wykreślenie postanowienia jako sprzecznego z punktem 11.4.2. 7.</b></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona. Zostaje wprowadzona autokorekta postanowienia.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 125 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Wyjaśnić ponadto należy, że pkt 8. dotyczy wyłącznie sytuacji kiedy OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i wówczas OSP, na podstawie art. 11c ust. 2 pkt 1) ustawy Prawo energetyczne, ma obowiązek podejmować we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego, w tym z odbiorcami energii elektrycznej, wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie tego zagrożenia i zapobieżenie jego negatywnym skutkom. OSP po ogłoszeniu okresu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego, może wymagać krótszych czasów niż są one określone w pkt 11.4.2. 7. Powyższe ma związek z tym, że priorytetem w takiej sytuacji jest zapewnienie dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do systemu elektroenergetycznego, nawet jeśli miałyby się to odbyć kosztem odstąpienia od wymagań w zakresie wydawania poleceń redysponowania określonych w pkt 11.4.2. 7. Biorąc powyższe pod uwagę OSP uważa, że wykreślenie pkt 11.4.2. 8. z karty aktualizacji nr 2 do IRiESP nie byłoby właściwym rozwiązaniem.</p> <p>OSP w pkt 11.4.2. 8. dokonuje autopoprawki, tj. zamiast sformułowania „OSP ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” wprowadzane jest sformułowanie „OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”. Celem tej autopoprawki jest zapewnienia zgodności z terminologią stosowaną w tym zakresie w pkt 11.7.1. 5. IRiESP - Korzystanie. Ponadto, uwzględniając uwagę nr 124 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>W pkt 11.4.2. pkt 8. otrzymuje brzmienie:</p>
------	------------	---	--	---

				„8. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może nie stosować postanowień pkt 7., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.”.
135.	<b>11.4.2.</b> 10.	Osiągnięcie 5-minutowego czasu realizacji na obecnym poziomie rozwoju systemów OSP i OSD jest niemożliwe do zrealizowania. Ponadto uzasadnienie jak do uwagi szczegółowej do pkt 11.4.2. 7.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Eliminacja przeciążeń na liniach elektroenergetycznych powinna odbywać się w możliwie krótkim czasie, celem uniknięcia przekroczenia dopuszczalnych zwisów przewodów elektroenergetycznych wskutek działania zjawiska rozszerzalności cieplnej, które jest skutkiem przeciążenia. Powiększające się zwisy przewodów elektroenergetycznych stanowią zagrożenie zdrowia i życia ludzkiego oraz mogą być przyczyną zwarcia, których wyłączenie może prowadzić do zmiany rozptywu mocy w sieci, w wyniku których może dochodzić do przeciążeń na innych elementach sieci elektroenergetycznej. W związku z powyższym czas eliminacji przeciążeń w sieci elektroenergetycznej powinien być możliwie krótki cel uniknięcia powyższych ryzyk.</p>
136.	<b>11.4.2.</b> 11.	<p>Proponujemy usunąć ppkt 11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Obowiązek bieżącego monitorowania i informowania OSP o przypadkach niewykonania lub nienależytego wykonania poleceń redysponowania nie został przewidziany w ustawie Prawo energetyczne. Realizacja takiego obowiązku przez służby dyspozytorskie OSDp jest niemożliwa ze względu na istniejący zakres obowiązków tych służb, jak i konieczność realizacji innych pilniejszych poleceń w okresie przed i w trakcie trwania redysponowania nierynkowego. Jednocześnie aktualnie w ramach poleceń OSP związanych z redysponowaniem nierynkowym ww. monitorowania i</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Monitorowanie stopnia wykonania wydanych poleceń redysponowania jest niezwykle ważne dla poprawności procesu bilansowania KSE, a tym samym poprawnej pracy całego KSE. Brak informacji przekazywanej na bieżąco przez OSDp może prowadzić do niekontrolowanych znaczących odchyień częstotliwości w systemie elektroenergetycznym co w efekcie może skutkować zadziałaniem zabezpieczeń częstotliwościowych zainstalowanych po stronie modułów wytwarzania energii (MWE) i powodować wyłączenia kaskadowe przedmiotowych MWE co w efekcie może prowadzić do utraty stabilności system elektroenergetycznego. Utrata stabilności może prowadzić do awarii polegającej na utracie</p>

		informowanie OSP nie jest realizowane. Ponadto OSP nie wyjaśnił z jakich względów nakłada się dany obowiązek. Mając na względzie szereg nowych obowiązków informacyjno-sprawozdawczych nałożonych na OSDp, postanowienie niniejsze powinno zostać usunięte jako nadmiarowe.		zdolności system elektroenergetycznego do zasilania odbiorców na dużym obszarze (awaria obszarowa) lub nawet w całym systemie elektroenergetycznym (awaria systemowa). W związku z powyższym tak ważne jest, żeby monitorowanie wykonywania poleceń redysponowania w systemie elektroenergetycznym odbywało się na bieżąco, w tym na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp, w szczególności, że do sieci dystrybucyjnej przyłączone jest około 90 % mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych. Lekceważenie procesu redysponowania, jak ma to miejsce w przedmiotowej uwadze, może mieć daleko idące konsekwencje dla funkcjonowania KSE oraz stabilności zasilania odbiorców.
137.	<b>11.4.2.</b> 11.	Limit odchylenia realizowanych poleceń redysponowania od wydanych poleceń redysponowania równy 50 MW dotyczy obszaru OSDp czy konkretnego MWE? Jeśli per OSDp, to trudno obwiniać jeden konkretny zasób o wpływ na niezbilansowanie całego obszaru OSDp. Na odchylenie OSDp powyżej 50 MW mogą składać się setki drobnych odchyleń.	<b>PIME TOE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  OSDp powinien monitorować na bieżąco wykonywanie wszystkich poleceń redysponowania na swoim obszarze i w przypadku, gdy wykonanie tych poleceń odchyli się od wielkości wydanych poleceń o 50 MW na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp, to właściwy OSDp powinien poinformować OSP o takiej sytuacji. Potwierdzamy, że wpływ na odchylenie może mieć większa grupa redysponowanych zasobów.
138.	<b>11.4.3.</b>	Tworzenie rankingu kosztowego wyłącznie dla niektórych technologii tj. dla farm fotowoltaicznych, farm wiatrowych, biogazowni oraz magazynów energii jest sprzeczne z art. 13 ust. 6 lit. a) Rozporządzenia 2019/943. Nie pozwalają bowiem obiektywnie zweryfikować czy koszty redysponowania odnawialnych źródeł energii są niższe od kosztów redysponowania innych technologii (brak możliwości weryfikacji przesłanki „znacząco niewspółmiernych kosztów”). Tym samym samo tworzenie rankingów wyłącznie dla wybranych technologii jest sprzeczne z zasadą niedyskryminacji. W konsekwencji postanowienia IRiESP powinny być uzupełnione o zasady szacowania kosztów redysponowania rynkowego wszystkich technologii, tak aby umożliwić uczestnikom rynku weryfikację przyjętych założeń.	<b>PV-65 LEWIATAN</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Art. 30 ust. 1 UC 74 określa granice zmian IRiESP ograniczając je do obowiązku zawarcia w IRiESP zmian ustawy Prawo energetyczne wprowadzonych (wynikających z) UC 74.  W konsekwencji powyższej normy prawnej OSP do tworzenia rankingu kosztowego uwzględnia wszystkie technologie, które zostały określone w art. 9c ust. 7a i 7i ustawy Prawo energetyczne, wprowadzonych mocą UC 74.  Ponadto - patrz odpowiedź na uwagę nr 98 i 104 do IRiESP - Korzystanie.

		<p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Konieczność dodania postanowień w zakresie kalkulacji kosztów pozostałych technologii mogących podlegać redysponowaniu nierynkowemu</b></p>		
139.	11.4.3. 2.	<p>Proponujemy:</p> <p>(1) usunąć ppkt (2),</p> <p>(2) zastąpić wyrażenie „obszar sieci OSDp/OSDn” wyrażeniem „sieć dystrybucyjna OSDp” – w odpowiednim przypadku i liczbie,</p> <p>(3) usunąć ostatnie zdanie w treści: „Jeżeli zasady opracowania rankingu kosztowego określone w IRiESP wymagają uzupełnienia lub skorygowania ze względu na specyfikę funkcjonowania zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, to powinny zostać one uwzględnione w IRiESD tego OSDp.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Ad. 1)</p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 6. (2). Jednocześnie w odniesieniu do prawa OSP wynikającego z art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne, należy wskazać, że OSDp nie posiada danych i informacji umożliwiających opracowanie rankingu kosztowego dla mikroinstalacji. Istotne jest, że mikroinstalacje prosumentów energii elektrycznej mogą być rozliczane w ramach dwóch systemów: tzw. net-meteringu bądź net-bilingu. Na kwestie kosztów redysponowania mikroinstalacji mogą mieć wpływ m.in.: poziom autokonsumpcji, zasady rozliczeń określone pomiędzy sprzedawcą a prosumentem, wysokość depozytu prosumenckiego czy uczestnictwo danej mikroinstalacji w spółdzielni energetycznej lub klastrze energii. OSD nie ma</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W celu zapewnienia jednolitego rozwiązania dla wszystkich grup mocowych oraz równoprawnego traktowania wszystkich zasobów, którymi OSP ma prawo redysponować nierynkowo ze względów bilansowych, regulacja zawarta pkt (2) jest niezbędna.</p> <p>W kwestii stosowania wyrażenia „obszar sieci OSDp/OSDn” - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p> <p>Ostatnie zdanie w pkt 11.4.3.2. określa potrzebę uzupełnienia lub skorygowania przez OSDp zasad opracowania rankingu, jeżeli wymagane jest to ze względu na specyfikę funkcjonowania zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp. Potencjalne zmiany w zasadach opracowania rankingu mogą być niezbędne, żeby ranking był poprawny i odzwierciedlał wysokość rekompensaty z tytułu redysponowania nierynkowego zasobów przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp.</p>

		<p>wiedzy o powyższym. Tym samym mając na uwadze treść art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne należy przyjąć w IRiESP, że mikroinstalacje mają jednakowy koszt redysponowania nierynkowego.</p> <p>Należy również podkreślić, że OSDp nie ma technicznej możliwości redysponowania mikroinstalacji. Istotne jest, że w praktyce dla żadnej mikroinstalacji OSDp nie ma możliwości zadziałania na ograniczenie pracy bądź wyłączenie jedynie mikroinstalacji, przy pozostawieniu możliwości dostaw energii elektrycznej właścicielowi mikroinstalacji, który jest odbiorcą końcowym.</p> <p>Ad. 2)</p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2).</p> <p>Ad. 3)</p> <p>W naszej ocenie IRiESP nie powinna określać zawartości IRiESD, gdyż to przepisy prawa określają zawartość IRiESD (m.in. art. 9g ustawy Prawo energetyczne).</p> <p>Ponadto należy mieć na uwadze, że OSD nie mają fizycznej możliwości redysponowania grup mocy o mocy zainstalowanej poniżej 200 kW.</p>		
140.	<p><b>11.4.3. 3.</b> (3), <b>11.4.3. 4.</b> i <b>11.4.11.</b> 1.</p>	<p>Wnioskujemy o uzupełnienie postanowień związanych z prognozowanym kosztem jednostkowym redysponowania nierynkowego w pkt. 11.4.3.3 (3), 11.4.3.4 i 11.4.11.1 o cenę Gwarancji Pochodzenia przedstawianą w ostatnim dostępnym Raporcie Miesięcznym Towarowej Giełdy Energii S.A. przedstawioną jako średnioważona cena [PLN/MWh] oraz cenę uprawnień do emisji CO2 z ostatniej przeprowadzonej i rozstrzygniętej aukcji przeliczoną na wyprodukowanie 1 MWh energii elektrycznej w KSE w roku poprzednim, zgodnie z wielkością przedstawioną w raporcie KOBIZE, po kursie NBP z ostatniego dnia miesiąca</p>	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 określa jakie elementy powinna uwzględniać rekompensata z tytułu redysponowania nierynkowego i zgodnie z przywołanym przepisem w ocenie OSP gwarancje pochodzenia nie mogą być uwzględnione do wyliczania wysokości rekompensaty.</p>

		poprzedzającego miesiąc tworzenia rankingu kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego wyznaczanego indywidualnie dla każdego MWE typu FW i PV. Cena Gwarancji Pochodzenia powinna być również uwzględniona w Wartości utraconego przychodu w Załączniku K-2 i powiększać wartość rekompensaty za równo w okresie do 31 grudnia 2025 r., jak i od 01 stycznia r.		
141.	11.4.3. 3.	<p>Ranking kosztowy jest budowany w oparciu o <b>dyskryminujące i nieobiektywne informacje</b> w zakresie treści postanowień w umowie o przyłączenie, a więc jest wprost sprzeczny z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943. Wynika to z następujących przyczyn:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) OSP nie ma dostępu do umów przyłączeniowych zawieranych przez OSD;</li> <li>2) Nie istnieje baza umów przyłączeniowych, która w sposób obiektywny przesądzałaby czy dane postanowienie kwalifikuje się na wypłatę rekompensaty czy też są przesłanki, że taka rekompensata jest nienależna;</li> <li>3) Z doświadczeń związanych z wypłatą rekompensat na dotychczasowych zasadach wynika, że OSD w przeważającej większości informują OSP o braku należnych rekompensat z uwagi na treść umów przyłączeniowych, podczas gdy w postępowaniu reklamacyjnym po weryfikacji postanowień umownych OSP przyznaje prawo do rekompensat;</li> <li>4) Gdyby postanowienia zmian IRiESP w zakresie punktu 2.4 4, 2.4 5 oraz 2.4 7 weszły w życie, oznaczałoby to, że wszyscy wytwórcy jacy zawieraliby umowy przyłączeniowe po 1 stycznia 2025 <b>musieliby się „godzić”</b> na brak możliwości wypłaty rekompensat;</li> <li>5) Ustawa prawo energetyczne wprost przesądza, że polecenia redysponowania „<b>podlegają rekompensacie</b></li> </ol>	<b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ranking kosztowy, o którym mowa w pkt <b>11.4.3.</b> konsultowanej karty aktualizacji nr 2 do IRiESP, OSP buduje na podstawie postanowień rozporządzenia 2019/943 oraz ustawy Prawo energetyczne (UC 74). Biorąc pod uwagę, że podstawą do opracowywania rankingu kosztowego są dwie główne regulacje prawne, które sankcjonują mechanizm redysponowania nierynkowego, nie zgadzamy się z treścią uwagi, że przedmiotowy ranking jest budowany „w oparciu o <i>dyskryminujące i nieobiektywne informacje</i>”.</p> <p>Ranking kosztowy jest pochodną kryterium kosztowego, które zostało zdefiniowane na podstawie postanowienia art. 9c ust. 7c ustawy Prawo energetyczne (UC 74). Do budowy rankingu kosztowego uwzględniane są wszystkie dane i informacje, które mają wpływ na wysokość rekompensaty z pominięciem ceny CEN, która jest stała dla wszystkich MWE. Jednym z wielu elementów, które brane są pod uwagę do budowy rankingu kosztowego, jest treść postanowień w umowie o przyłączenie do sieci oraz umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji MWE w zakresie istniejących klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzących do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. W związku z powyższym, zwracamy uwagę, że prawo do niewypłacania rekompensat jest określone w rozporządzeniu 2019/943. Informacje o przedmiotowych klauzulach</p>

	<p><b>finansowej</b>, o której mowa w art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943”. Innymi słowy niezależnie od postanowień umów o przyłączenie zgodnie z ustawą każde redysponowanie rynkowe <b>musi się łączyć z rekompensatą</b>. Potwierdza to również ocena skutków regulacji wprowadzająca tę zależność, o czym szerzej w punkcie 4 uwag w niniejszej części.</p> <p>6) Pominięcia w całości utraconych przychodów z umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych” (uzasadnienie w uwadze do pkt 11.4.3.4. w tabeli poniżej)</p> <p>Nie jest też jasne w jaki sposób OSP będzie zbierał informacje przed stworzeniem rankingu kosztowego o uczestnictwie podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV oraz BG w systemach wsparcia oraz rodzaju systemu wsparcia, z którego ten podmiot korzysta. W związku z tym konieczne jest wprowadzenie dodatkowych postanowień umożliwiających posiadanie takich danych przez OSP. Tym samym na dzień konsultacji należy podkreślić, że taki ranking może okazać się fikcją, bo jedyną pewną daną jest prognozowany koszt jednostkowego redysponowania w zakresie punktu 3a i 3b.</p> <p>Ranking kosztowy pomija również koszty określone w art. 13 ust. 7 lit. a) Rozporządzenia 2019/943</p> <p><b>Propozycja zmiany:</b></p> <p>3. <i>Ranking kosztowy MWE typu FW, PV oraz BG jest tworzony z uwzględnieniem poniższych danych i informacji:</i></p> <p>(1) <b>uprzedniego</b> potwierdzenia uczestnictwa podmiotu posiadającego MWE typu FW, PV oraz BG w systemach wsparcia oraz rodzaju systemu wsparcia, z którego ten podmiot korzysta <b>zgodnie z punktem ... IRIESP;</b></p> <p><del>(2) treści postanowień w umowie o przyłączenie do sieci oraz umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług</del></p>	<p>zawartych w umowach o przyłączenie do sieci oraz umowach o świadczenie usług dystrybucji MWE, OSP pozyska od właściwych OSDp na podstawie postanowień ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7o i 7p). Zwracamy uwagę, że OSP nie odpowiada za jakość przekazywanych przez OSDp do OSP danych i informacji. Jednocześnie potwierdzamy, że w przypadku wystąpienia pomyłki odnośnie do interpretacji przedmiotowych klauzul umownych, podmiot ubiegający się o rekompensatę będzie miał prawo ubiegania się o jej przyznanie w postępowaniu reklamacyjnym oraz jej wypłatę w przypadku potwierdzenia postanowień umownych na korzyść podmiotu ubiegającego się o rekompensatę.</p> <p>Wejście w życie zapisów z pkt <b>2.4. 4.</b>, <b>2.4. 5.</b> oraz <b>2.4. 7.</b> konsultowanej karty aktualizacji IRIESP nie oznacza, że wszyscy wytwórcy którzy zawieraliby umowy przyłączeniowe po 1 stycznia 2025 <u>musieliby się „godzić”</u> na brak możliwości wypłaty rekompensat, ponieważ zgodnie z zapisami pkt <b>2.4. 4.</b> rekompensata, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje jedynie tym podmiotom, które w zakresie mocy redysponowanego zasobu, jednocześnie spełniają następujące warunki: (1) moc nie jest objęta ofertą na energię bilansującą w ramach rynku bilansującego (RB), oraz (2) moc nie jest objęta umowami sprzedaży energii elektrycznej (USE). Oznacza to, że jeżeli np. podmiot ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej to otrzyma rekompensatę w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego. Rekompensata nie będzie przysługiwała m.in. tym wytwórcom, którzy nie sprzedali energii elektrycznej, a wprowadzają energię do KSE i przyczyniają się do wprowadzania systemu elektroenergetycznego w stan niezbilansowania, wskutek czego OSP jest zmuszony stosować redysponowanie nierynkowe.</p> <p>Zwracamy uwagę, że prawo do niewypłacania rekompensat wytwórcom, z tytułu redysponowania nierynkowego, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii, wynika z rozporządzenia 2019/943 (art. 13 ust. 7) oraz z ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7g).</p> <p>Rekompensatą z tytułu redysponowania nierynkowego objęci są również wytwórcy, którzy mają zawarte tzw. umowy „licznikowe” sprzedaży energii,</p>
--	--	---

	<p><del>dystrybucji FW, PV oraz BG w zakresie istniejących klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzących do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię;</del></p> <p>(3) prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego wyznaczanego indywidualnie dla każdego MWE typu FW, PV oraz BG przy wykorzystaniu poniższych danych:</p> <p>(a) średniej arytmetycznej ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwych dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG,</p> <p>(b) ceny zawartej w ofercie właściciela MWE typu FW, PV oraz BG, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo ust. 7 ustawy o OZE z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem art. 93 ust. 4 i ust. 6 tej ustawy,</p> <p>(c) ceny świadectwa pochodzenia na giełdzie towarowej energii elektrycznej prowadzonej przez TGE S.A. z ostatniego fixingu z dnia bezpośrednio poprzedzającego dzień redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG,</p> <p>(d) ceny sprzedaży energii elektrycznej uzgodnionej z odbiorcą w umowie sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowej” (cena/MWh) (chyba, że, zgodnie z postulatem zgłoszonym w zakresie uwag do pkt 11.4.3.4. w tabeli poniżej (i) dla celów ustalenia ilości energii</p>	<p>także nie jest prawdą, że dla takich wytwórców pominięto w całości utracone przychody. Określona w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP metoda rozliczeń z tytułu redysponowania nierynkowego, szczegółowo opisana w Załączniku nr K2 do IRiESP, istotnie wzmocni pozycję negocjacyjną wytwórców z zawartymi tzw. umowami „licznikowymi” sprzedaży energii wobec sprzedawców energii. Przedmiotowa metoda rozliczeń z tytułu redysponowania nierynkowego, powinna rozwiązać problem związany z uregulowaniem relacji biznesowych w zakresie rozliczeń odnośnie do przedmiotowej rekompensaty z tytułu redysponowania nierynkowego, pomiędzy wytwórcami z zawartymi tzw. umowami „licznikowymi” sprzedaży energii oraz sprzedawcami energii, co w efekcie przyczyni się do otrzymywania przez tych pierwszych sprawiedliwych rekompensat z tytułu redysponowania nierynkowego.</p> <p>Informacje o systemach wsparcia, z których wytwórca korzysta, OSP będzie otrzymywał od Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej oraz od Prezesa URE, na podstawie postanowień ustawy OZE (art. 93 ust. 14 oraz art. 93 ust. 16). W związku z tym, że zakres danych określonych w ustawie Prawo energetyczne (UC 74), które OSP ma otrzymywać zarówno od Prezesa URE oraz Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej, jest szczegółowo określony w wyżej przywołanych przepisach, w ocenie OSP nie ma potrzeby określać dodatkowych wymagań lub też doprecyzowywać tych postanowień w IRiESP.</p> <p>Na podstawie powyższych wyjaśnień oraz zapisów konsultowanej karty aktualizacji IRiESP, OSP będzie w posiadaniu kompletu danych, o których mowa w pkt. 11.4.3. 3. niezbędnych do budowy rankingu kosztowego MWE typu FW, PV oraz BG.</p>
--	---	--



		<p><b>elektrycznej uznawanej za sprzedaną i będącą podstawą do dokonywania z kupującym (odbiorcą) rozliczenia ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej „licznikowej” przepisy będą stanowić, że ilość energii elektrycznej niewytworzonej z powodu redysponowania będzie uznawana za energię wytworzoną i sprzedaną kupującemu (odbiorcy) albo (ii) jednostki wytwórcze, dla których zawarte są umowy sprzedaży energii elektrycznej „licznikowe” nie będą podlegać redysponowaniu nierynkowemu.</b></p>		
142.	11.4.3. 3. (2)	<p>Komentowane rozwiązanie nie jest spójne z treścią art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, który wyraźnie akcentuje, że rekompensata nie przysługuje jedynie tym wytwórcom, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Tak sformułowany przepis rozporządzenia 2019/943 wyraźnie akcentuje świadomy wybór i zgodę wytwórcy na taką treść umowy, która nie daje gwarancji w zakresie niezawodnych dostaw energii. Tylko wytwórca, który wyraził taką zgodę, może być w świetle prawa unijnego pozbawiony prawa do rekompensaty.</p> <p>Propozycja korekty: treści postanowień w umowie o przyłączenie do sieci oraz umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji FW, PV oraz BG w zakresie zaakceptowanych przez wytwórcę klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzących do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie odnosi zaakceptowania do „postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw”, ale do zaakceptowania umowy. Przepis art. 9c ust. 7g ustawy prawo energetyczne stanowi:</p> <p><i>„Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.”</i></p> <p>Redakcja punktu, którego dot. uwaga jest więc zgodna z terminologią powołanego przepisu ustawy.</p> <p>Ponadto wskazać należy, że warunki umowy o przyłączenie, w tym treść klauzuli skutkującej brakiem gwarancji niezawodnych dostaw, mogą zostać ustalone decyzją Prezesa URE na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. W takim przypadku nie będzie więc „klauzuli zaakceptowanej przez wytwórcę” tylko umowa z klauzulę, której warunki ustalone zostaną decyzją Prezesa URE. Uwzględniając brzmienie</p>

				powołanego przepisu art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne uwaga wskazująca na konieczność użycia terminu „zaakceptowanych przez wytwórcę klauzul skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw” nie może być przyjęta.
143.	<b>11.4.3. 3.</b> (2)	Proponowana regulacja nie jest spójna z art. 13 ust 7 Rozporządzenia 2019/943, która wskazuje na brak prawa do rekompensaty jedynie w przypadku, gdy wytwórca zaakceptował umowę o przyłączenie bez gwarancji niezawodnych dostaw energii. Zasady tworzenia rankingu kosztowego powinny uwzględniać rzeczywiście zaakceptowane przez wytwórcę klauzule umowne, zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943.	<b>RWE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 142 do IRiESP - Korzystanie.
144.	<b>11.4.3. 4.</b> (4)	Proponujemy usunąć opis C <sup>TGE</sup> w objaśnieniach do symboli użytych we wzorze do wyznaczenia wartości utraconego jednostkowego przychodu ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w ramach systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego.  <u>Uzasadnienie:</u>  Uwaga redakcyjna. We wzorze przedstawionym w ppkt (4) nie występuje C <sup>TGE</sup> , stąd objaśnienie to jest nadmiarowe albo określony w ppkt (4) wzór jest niekompletny.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga uwzględniona</u>  <u>W pkt 11.4.3. 4. z pkt (4) usunięto fragment w brzmieniu:</u>  „C <sup>TGE</sup> – średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [zł/MWh]”.
145.	<b>11.4.3. 4.</b>	Zasady wyliczania prognozowanego kosztu jednostkowego są <b>wprost sprzeczne</b> z brzmieniem art. 13 ust. 7 lit. b) Rozporządzenia 2019/943, pomijają bowiem utracony przychód w przypadku, gdy MWE nie korzysta z systemów wsparcia.  Rozporządzenie zakłada, że rekompensaty mają co do zasady pokrywać utracone przychody przez wytwórcę. OSP <b>błędnie</b> przyjął, że wskutek redysponowania nierynkowego jedyny utracony przychód wynika z utraconego systemu wsparcia, nie biorąc pod uwagę przychodów utraconych przez	<b>LEWIATAN PV-65*</b>  <small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.

		<p>wytwórców w związku z brakiem możliwości realizacji zawartej umowy o sprzedaż energii elektrycznej (PPA).</p> <p>Jednocześnie OSP w dokumencie wyjaśniającym do karty aktualizacji błędnie przyjął, że jedynym rodzajem umów sprzedaży energii elektrycznej są umowy tzw. „grafikowe”, t.j. takie, w których przedmiotem sprzedaży oraz rozliczenia jest ilość energii elektrycznej określona w ZUSE pomijając że na rynku polskim funkcjonują przede wszystkim umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowe”, t.j. takie, w których przedmiotem sprzedaży i rozliczeń z odbiorcą jest ilość energii elektrycznej rzeczywiście wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, potwierdzonej odczytami liczników. W odniesieniu do umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych”, w przypadku wprowadzenia przez operatora sieci ograniczenia produkcji w ramach redysponowania nierynkowego, energia niewyprodukowana nie zostaje sprzedana odbiorcy i nie jest przedmiotem rozliczeń z odbiorcą. W związku z tym, inaczej niż w przypadku umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „grafikowej”, w przypadku braku produkcji energii elektrycznej wytwórca nie dokonuje sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorcy, co oznacza, że nierynkowe redysponowanie powoduje całkowitą utratę przychodu w wysokości ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowej”. Zarówno obecnie stosowane przez PSE, jaki i te proponowane do wprowadzenia do IRiESP, zasady rekompensat za nierynkowe redysponowanie nie uwzględniają specyfiki umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowych”, w rezultacie czego wytwórcy mający zawarte takie umowy nie są rekompensowani w pełni (sytuacja obecna) lub nie byłiby rekompensowani w ogóle (gdyby wprowadzono proponowane aktualnie zmiany do IRiESP, bez modyfikacji uwzględniającej specyfikę umów licznikowych) za przychody utracone z powodu nierynkowego redysponowania.</p>		
--	--	--	--	--

		<p>Powyższe <b>jest przejawem</b>/prowadzi do dyskryminacji wytwórców, którzy poszukiwali stabilnych źródeł przychodów w umowach PPA. Jednocześnie wprowadzenie takiej zasady jest wprost sprzeczne z art. 19a Rozporządzenia 2019/943, które rekomenduje usuwanie nieuzasadnionych barier dla umów PPA oraz nieproporcjonalnych lub dyskryminujących procedur lub opłat, z myślą o zapewnieniu przewidywalności cen.</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>W naszej ocenie, problem ten można rozwiązać w IRiESP w jeden z następujących sposobów - w przypadku redysponowania jednostki wytwórczej, z której energia elektryczna jest sprzedawana na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowej”:</b></p> <p><b>1. za energię elektryczną niewytworzoną z powodu redysponowania nierynkowego wytwórca otrzyma rekompensatę w wysokości ceny ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej „licznikowej”; albo</b></p> <p><b>2. dla celów ustalenia ilości energii elektrycznej uznawanej za sprzedaną i będącą podstawą do dokonywania z kupującym (odbiorcą) rozliczenia ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej „licznikowej” przepisy będą stanowić, że ilość energii elektrycznej niewytworzonej z powodu redysponowania będzie uznawana za energię wytworzoną i sprzedaną kupującemu (odbiorcy); albo</b></p> <p><b>3. jednostki wytwórcze, dla których zawarte są umowy sprzedaży energii elektrycznej „licznikowe” nie będą podlegać redysponowaniu nierynkowemu.</b></p>		
146.	11.4.3. 6.	Proponujemy usunąć wyrażenie: „lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji.”.	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b></p>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z rozporządzeniem 2019/943 oraz art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej powinny być zawarte w umowie o przyłączenie do sieci.</p>	<p><b>STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne należy wyklądać łącznie z normą prawną wynikającą z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Użyte w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 pojęcie „umowa przyłączeniowa” należy w ocenie OSP rozumieć w odniesieniu do krajowego (polskiego) porządku prawnego szeroko (dokonując wykładni celowościowej), jako każdą umowę, zawartą pomiędzy właściwym operatorem systemu a operatorem (właścicielem) jednostki wytwórczej, regulującą warunki funkcjonowania (w tym przyłączenia) danej jednostki wytwórczej w systemie elektroenergetycznym, a zatem zarówno umowę o przyłączenie do sieci, jak i umowę o świadczenie usług dystrybucji albo umowę o świadczenie usług przesyłania.</p> <p>Za przyjęciem wskazanej interpretacji przemawia również to, że w krajowej praktyce niejednokrotnie zawierane umowy przyłączeniowe nie zawierają wprost zapisów niegwarantujących niezawodnych dostaw energii, ale zobowiązanie do uwzględnienia określonych w nich warunków ograniczających niezawodne dostawy w zawieranych w przyszłości umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.</p>
147.	11.4.3. 6.	<p>Zgodnie z komentarzem z punktu 16 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 141 do IRiESP – Korzystanie</i>) przyjęte w punkcie kryterium jest dyskryminujące i nieobiektywne.</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Wykreślenie punktu 11.4.3 6</b></p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przyjęte w pkt. 11.4.3. 6. kryteria odzwierciedlają przesłanki wynikające z przepisów art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 oraz art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne. Zarzut, że kryteria te są dyskryminujące i nieobiektywne, jest chybiony w kontekście przesłanek redysponowania nierynkowego wynikających z ww. przepisów.</p> <p>Ponadto porównaj odpowiedź na uwagę nr 141 i 145 do IRiESP - Korzystanie.</p>
148.	11.4.3. 6.	<p>Zgodnie z uzasadnieniem uwagi do punktu 11.4.3. 3, przyjęte w punkcie kryterium w naszej ocenie jest dyskryminujące i nieobiektywne.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 147 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		Propozycja zmiany: <b>Wykreślenie punktu 11.4.3 6</b>		
149.	<b>11.4.3. 6.</b>	Proponowana regulacja nie jest spójna z art. 13 ust 7 Rozporządzenia 2019/943, która wskazuje na brak prawa do rekompensaty jedynie w przypadku, gdy wytwórca zaakceptował umowę o przyłączenie bez gwarancji niezawodnych dostaw energii. Zasady tworzenia rankingu kosztowego powinny uwzględniać rzeczywiście zaakceptowane przez wytwórcę klauzule umowne, zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943.	<b>RWE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona.</u>  Patrz odpowiedź na uwagi nr 141, 142, 146 oraz 147 do IRiESP - Korzystanie.
150.	<b>11.4.3. 6.</b>	Zob.: uwagi w pkt 18 ( <i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 51 do IRiESP – Korzystanie</i> ) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi  Propozycja korekty: <i>Dla MWE typu FW, PV oraz BG, dla których wytwórca zaakceptował umowę o przyłączenie do sieci lub umowę przesyłania albo umowę o świadczenie usług dystrybucji, zawierając postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, przyjmuje się, że prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego wynosi zero PLN/MWh (KJR = 0 PLN/MWh).</i>	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Przepis art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 odnosi się do zaakceptowania umowy. Z kolei art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne stanowi:  <i>„Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.”</i>  Dokonując łącznej wykładni tych przepisów nie ma w ocenie OSP potrzeby do zmiany redakcji pkt. <b>11.4.3. 6.</b>  Ponadto patrz odpowiedź na uwagę nr 141 do IRiESP - Korzystanie.
151.	<b>11.4.3. 7.</b>	Proponujemy zmianę zapisu, z uwzględnieniem zapisów pkt 11.4.4.2. 1. (2):  <i>„... tworzony jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najniższej do najwyższej wartości tego kosztu, i w takiej</i>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN</b>	<u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>

		<p><i>kolejności dokonuje redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocy.</i></p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Druga część zdania pierwszego stanowi: „... tworzony jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najwyższej do najniższej wartości tego kosztu, i w takiej kolejności dokonuje redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocy”. Redysponowanie powinno odbywać się z uwzględnieniem kryterium minimalizacji prognozowanego kosztu redysponowania. Zaproponowany przez OSP we wskazanym punkcie zapis może być niewłaściwie interpretowany.</p>	<p><b>PGE PTPIREE</b></p>	<p>Nowe brzmienie pkt 11.4.3.7. uwzględnia dwie uwagi nr 151 i 152 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>W pkt <b>11.4.3.</b> pkt 7. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„7. Na podstawie prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla poszczególnych MWE typu FW, PV oraz BG w ramach poszczególnych grup mocy, o których mowa w pkt 1., tworzony jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najniższej do najwyższej wartości tego kosztu, i w takiej kolejności dokonuje się redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocy. W przypadku gdy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego jest równy dla dwóch lub więcej MWE w danej grupie mocy, to kolejność redysponowania jest określona losowo.”</i></p>
152.	<b>11.4.3. 7.</b>	<p>W przypadku braku wyłączeń dla MWE uczestniczących w Rynku Mocy lub usług bilansujących, wnioskujemy o zmianę zapisu w pkt. 11.4.3.7. na: „(...) <i>W przypadku gdy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego jest równy dla dwóch lub więcej MWE w danej grupie mocy, to kolejność redysponowania jest określona losowo.</i>”</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 151 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Wyjaśnienie w zakresie MWE, które uczestniczą w rynku mocy lub świadczą usługi bilansujące (są aktywne na RB) - patrz odpowiedź na uwagę nr 193 do IRiESP - Korzystanie.</p>
153.	<b>11.4.3. 7.</b>	<p>Choć przygotowywanie rankingów kosztowych należy przyjąć z aprobatą, to treść tego punktu wobec stosunkowo stałych elementów branych pod uwagę przy sporządzaniu takiego rankingu w praktyce będzie oznaczała, że redysponowania nierynkowe będą kierowane do tej samej grupy jednostek wytwórczych. Nie jest też jasne w jakiej proporcji (kosztowej/wolumenowej?) jednostki z poszczególnych grup mocy będą otrzymywały polecenia redysponowania rynkowego.</p> <p>Nie jest też jasna zależność tego postanowienia z dalszymi postanowieniami IRiESP, w szczególności 11.4.4.2 1(2), który</p>	<p><b>PV-65 LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zasady i kryteria doboru MWE do redysponowania nierynkowego zostały określone w pkt <b>11.4.4. 2.</b> gdzie w naszej ocenie wszystkie wątpliwości podane w uwadze są szczegółowo wyjaśnione. Odnośnie do pytania, że zasadniczo ten sam zakres zasobów będzie redysponowany nierynkowo należy zwrócić uwagę, że zasady i kryteria doboru MWE zostały opracowane na podstawie postanowień regulacji krajowych (UC 74) oraz europejskich (rozporządzenie 2019/943), które to regulacje określają najważniejsze kryteria, które są uwzględnione w konsultowanych zapisach</p>

		<p>wskazuje na wprost przeciwny dobór jednostek do redysponowania nierynkowego (nie jednostki od najwyższym koszcie redysponowania, a jednostki najniższym koszcie redysponowania)</p> <p>Propozycja zmiany:</p> <p><b>Konieczność doprecyzowania postanowień poprzez wskazanie zasad redysponowania w poszczególnych grupach mocowych</b></p>		<p>IRiESP i brane pod uwagę przy doborze MWE do redysponowania nierynkowego. Najistotniejsze kryteria, które mają największy wpływ na kolejność redysponowania nierynkowego MWE wynikają z rozporządzenia 2019/943 oraz ustawy Prawo energetyczne (UC 74). Poniżej wskazano najistotniejsze kryteria, które określają regulacje na poziomie krajowym oraz europejskim:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ prawo MWE typu FW, PV oraz BG w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu (rozporządzenie 2019/943),</li> <li>▪ minimalizacja kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG (UC 74),</li> <li>▪ obowiązek wyposażenia MWE typu FW, PV oraz BG w układy regulacji mocy czynnej lub ich posiadania przez MWE typu FW, PV oraz BG (UC 74).</li> </ul> <p>Wszystkie wyżej wymienione zasady i kryteria są szczegółowo opisane w konsultowanej karcie aktualizacji IRiESP, więc nie widzimy uzasadnienia dla doprecyzowywania zapisów w tym zakresie. Zwracamy jednocześnie uwagę, że zapis punktu <b>11.4.3. 7.</b> został skorygowany - patrz odpowiedź na uwagę nr 151 do IRiESP - Korzystanie.</p>
154.	11.4.3. 7.	<p><i>„W przypadku gdy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego jest równy dla dwóch lub więcej MWE w danej grupie mocowej, to kolejność redysponowania tych MWE jest określona na podstawie mocy zainstalowanej tych MWE, od MWE z największą mocą zainstalowaną do MWE z najmniejszą mocą zainstalowaną, a w przypadku takich samych wartości mocy zainstalowanej kolejność redysponowania jest określona losowo.”</i></p> <p><b>Zaproponowany sposób rozdziału redukcji jednostek w tej samej grupie mocowej jest dyskryminujący dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Bardziej sprawiedliwe jest redysponowanie proporcjonalne - zadanie wartości redukcji na poziomie równego % obciążenia maksymalnego dla wszystkich jednostek charakteryzujących się tym samym</b></p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W związku z tym, że ranking kosztowy może zawierać dużą liczbę MWE o takim samym koszcie, redysponowanie nierynkowe w sposób proporcjonalny będzie dużym utrudnieniem pod względem operacjonalizacji rozdziału poleceń redysponowania, mając na względzie także istotny element czasu, oraz ich rozliczeń w tym w szczególności w przypadku małych MWE. Biorąc powyższe pod uwagę w ocenie OSP lepszym i bardziej praktycznym rozwiązaniem w kontekście operacjonalizacji rozdziału poleceń redysponowania oraz ich rozliczeń będzie dobór MWE w sposób losowy. Zwracamy jednocześnie uwagę, że odpowiednio duża liczba prób doboru MWE do redysponowania nierynkowego w sposób losowy będzie powodowała sprawiedliwe,</p>



		kosztem jednostkowym redysponowania. Prosimy o <b>szerszą analizę, proponujemy</b> korektę zapisu.		równomierne rozłożenie redysponowania nierynkowego na poszczególne MWE. W wyniku powyższego MWE o takim samym prognozowanym koszcie redysponowania nierynkowego powinny być średnio dobierane do redysponowania nierynkowego tyle samo razy.
155.	<b>11.4.3. 7.</b>	<p>Proponujemy uzupełnienie proponowanej regulacji o wskazanie, że jeżeli w okresie redysponowania wytwarzana energia wprowadzana jest do MEE, to instalacja nie jest uwzględniana w rankingu kosztowym. W sytuacji, gdy energia wytwarzana będzie wprowadzana do magazynu energii, i byłoby to uwzględniane w przekazanym do OSP planie pracy, a operator instalacji nie miałby przychodu ze sprzedaży energii ani z tytułu rekompensaty za jej redysponowanie nierynkowe.</p> <p>W obecnym stanie prawnym, operator istniejącej instalacji OZE, rozważając uzupełnienie jej o MEE, nie może skorzystać z proponowanej regulacją 11.4.3.7 ścieżki – t.j. wymagana jest ponowna ocena wpływu na sieć, zmiana warunków przyłączenia oraz dodanie zapisów umowy o przyłączenie wyłączających uprawnienie do rekompensat w razie redysponowania nierynkowego. Pomijając to, że wprowadzanie do zawartych już umów przyłączeniowych zapewniających niezawodne dostawy energii, zapisów wyłączających uprawnienie do rekompensat za redysponowanie nierynkowe nie powinno mieć miejsca, takie działanie w tym przypadku dodatkowo pogarsza ekonomiczny sens uzupełniania istniejących instalacji OZE o magazyn energii, ponieważ całość rekonfigurowanej w ten sposób instalacji traciłaby wcześniejsze uprawnienia. Proponowane przez nas zmiany stanowiłoby istotną zachętę do uzupełniania MWE o magazyny energii elektrycznej oraz ich wykorzystywania, jeśli instalacja OZE wyposażona w magazyn i wprowadzająca do niego wytwarzaną energię w okresie nadpodaży energii elektrycznej – pozostawałaby uprawniona do rekompensat. Biorąc pod uwagę, że realizacja instalacji OZE wspólnie z magazynem energii przyczynia się do</p>	<b>RWE</b> <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Podmioty posiadające instalacje hybrydowe (MEE + źródło wytwórcze) są dobierane do redysponowania nierynkowego na zasadach określonych w karcie aktualizacji IRiESP pkt <b>11.4.11</b>. W przypadku redysponowania nierynkowego instalacji hybrydowej (MEE + źródło wytwórcze) istnieje możliwość niezaniżania generacji w źródle wytwórczym i przekierowanie generowanej mocy czynnej do MEE, pod warunkiem, że zostanie wykonane polecenie redysponowania przez instalację hybrydową (MEE + źródło wytwórcze) jako całość. Niestety nie ma możliwości wykluczenia hybryd (MEE + źródło wytwórcze) z rankingu kosztowego ze względu na duże potrzeby w zakresie zaniżania mocy wprowadzanej do sieci celem skutecznego przeprowadzenia procesu bilansowania KSE.</p> <p>Dodatkowo, należy wskazać, że w wyniku uwagi nr 151, pkt <b>11.4.3. 7.</b> został skorygowany. Wyjaśnienia znajdują się w odpowiedzi na uwagę nr 151 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		zapewnienia stabilności dostaw energii (magazynowanie jej w czasie nadpodaży oraz oddawanie do sieci w momencie zmniejszenia produkcji), podobne zasady powinny zostać zastosowane do nowych instalacji OZE realizowanych wspólnie z magazynem, przy czym uzasadnione w tym przypadku byłoby wprowadzenie mechanizmu określającego minimalną moc takiego magazynu energii w stosunku do realizowanej wspólnie z nim instalacji OZE.		
156.	<b>11.4.3. 7.</b>	<p>Proponowana regulacja wymaga doprecyzowania w zakresie uwzględniania w rankingu kosztowym instalacji wykorzystujących MEE do magazynowania energii w trakcie redysponowania. Należy wprowadzić zapis, który wyłączy z tego rankingu instalacje kierujące energię do MEE w okresach redysponowania. Obecne brzmienie regulacji jest niekorzystne dla operatorów takich instalacji, którzy w takiej sytuacji nie tylko tracą potencjalny przychód ze sprzedaży energii, ale również prawo do rekompensaty za redysponowanie nierynkowe, pomimo działania zgodnie z planem pracy przekazanym do OSP.</p> <p>Istniejące przepisy utrudniają operatorom rozbudowę istniejących instalacji OZE o MEE. Zamiast uproszczonej procedury opisanej w proponowanej regulacji 11.4.3.7, muszą oni przechodzić przez czasochłonny proces ponownej oceny wpływu na sieć, zmiany warunków przyłączenia oraz dodawania do umowy zapisów o utracie prawa do rekompensat za redysponowanie nierynkowe.</p> <p>Wprowadzanie do już obowiązujących umów przyłączeniowych, gwarantujących niezawodne dostawy, zapisów o utracie prawa do rekompensat za redysponowanie nierynkowe w przypadku rozbudowy o MEE jest nieuzasadnione i zniechęca do takich inwestycji.</p> <p>Rekomendowane zmiany, polegające na wyłączeniu z rankingu kosztowego instalacji magazynujących energię w</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź do uwagi nr 155 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Zasady określania warunków przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci, w tym ich zmiany, regulują przepisy art. 7 ust. 8e ustawy prawo energetyczne oraz przepisy § 4 ust 3 rozporządzenia systemowego. Zmiany w zakresie proponowanym w uwadze nie mogą zostać wprowadzone do IRiESP bez uprzedniej zmiany aktów prawnych wskazanych w zdaniu pierwszym. Zmiany w zakresie dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci objętych wydanymi warunkami przyłączenia lub umowami o przyłączenie / umowami o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej (m.in. obejmujące zainstalowanie magazynu energii elektrycznej), wymagają, z uwagi na zmianę wpływu takiego obiektu na sieć oraz konieczność zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci, określenia warunków technicznych przyłączenia takiej instalacji. Warunki przyłączenia są wydane na zasadach obowiązujących na dzień ich wydania, z uwzględnieniem przepisów szczególnych.</p> <p>Patrz także odpowiedź na uwagę ogólną nr 22.</p> <p>Dodatkowo, należy wskazać, że w wyniku uwagi nr 151, pkt <b>11.4.3. 7.</b> został skorygowany. Wyjaśnienia znajdują się w odpowiedzi na uwagę nr 151 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>MEE w trakcie redysponowania, stanowiłyby istotną zachętę do inwestowania w magazyny energii.</p> <p>W przypadku nowych instalacji OZE budowanych wraz z magazynami energii, zasadne byłoby wprowadzenie analogicznych zasad jak dla instalacji modernizowanych. Dodatkowo, rozważenia wymaga wprowadzenie wymogu dotyczącego minimalnej mocy takiego magazynu w stosunku do mocy instalacji OZE, z którą jest zintegrowany. Takie rozwiązanie wspierałoby stabilność systemu elektroenergetycznego, umożliwiając gromadzenie energii w okresach nadpodaży i oddawanie jej do sieci w przypadku wzrostu zapotrzebowania.</p>		
157.	<b>11.4.4.1.1.</b>	<p>Komentowane rozwiązanie nie odzwierciedla zasad wynikających z art. 13 rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Propozycja korekty: <i>OSP wyznacza wolumen mocy planowanej do ograniczenia w ramach redysponowania nierynkowego mając na względzie konieczność minimalizowania negatywnych skutków po stronie wykonujących polecenia redysponowania podmiotów posiadających redysponowany zasób i z uwzględnieniem zasad wynikających z art. 13 Rozporządzenia, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię na podstawie (1) poziomu niezbilansowania wyznaczonego w ramach procesu bilansowania KSE; (2) planów pracy redysponowanych zasobów; (3) prognozy generacji mocy źródeł OZE.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W ocenie OSP konsultowane zapisy IRiESP uwzględniają postanowienia rozporządzenia 2019/943. Postanowienia rozporządzenia 2019/943 są wielokrotnie przywoływane w konsultowanych zapisach IRiESP. Jedynie w pierwszym punkcie konsultowanych zapisów przywoływane są postanowienia przedmiotowego rozporządzenia (pkt <b>11.4.1.</b> do IRiESP - Korzystanie) co zdecydowanie nie potwierdza tezy przedstawionej w uwadze. Zwracamy jednocześnie uwagę, że trudno się doszukać ścisłego związku oraz korelacji pomiędzy wspomnianymi przez autora uwagi negatywnymi skutkami po stronie wykonujących polecenia redysponowania nierynkowego podmiotów posiadających redysponowane zasoby oraz opisanym w punkcie <b>11.4.4.1.1.</b> (1) procesem wyznaczania wolumenu mocy planowanej do ograniczenia w ramach redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię na podstawie: (1) poziomu niezbilansowania wyznaczonego w ramach procesu bilansowania KSE.</p>
158.	<b>11.4.4.1.1.</b>	<p>Proponowana regulacja nie uwzględnia zasad wynikających z art. 13 rozporządzenia 2019/943. Regulacja powinna odzwierciedlać konieczność minimalizowania negatywnych</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 157 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		skutków po stronie wykonujących polecenia redysponowania podmiotów posiadających redysponowany zasób, a także uwzględniać zasady wynikające z art. 13 Rozporządzenia 2019/943.		
159.	<b>11.4.4.1.2.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Plany pracy, o których mowa w pkt 1. (2) dla każdego redysponowanego zasobu o mocy zainstalowanej większej lub równej 200 kW, są przekazywane w indywidualnej formie.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 6. (2). Jednocześnie propozycja OSP to nowy zakres obowiązków, który OSP oczekuje od OSD – brak fizycznej możliwości redysponowania tych zasobów przez OSD, aktualnie OSDp nie dysponuje odpowiednimi narzędziami ani zasobami do realizacji tych zadań. Jednocześnie nie znajdujemy uzasadnienia do przekazywania OSP informacji o określeniu podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie danego zasobu lub grupowania zasobów na poszczególnych POB. Informacje te są nadmiarowe i nie wynikają z przepisów ustawy Prawo energetyczne. Ponadto informacja o POB dla danego pojedynczego zasobu może stanowić informację stanowiącą tajemnicę handlową, której przekazanie OSP nie wynika z przepisów prawa. OSDp nie posiadają informacji o planach pracy redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej poniżej 200 kW. Zasoby te nie przekazują do OSDp planów pracy, gdyż nie ma takiego obowiązku określonego w przepisach prawa.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W związku z tym, że OSP zamierza realizować proces bilansowania KSE na podstawie planów pracy MWE oraz MEE, ważne jest, żeby OSP realizował przedmiotowy proces mając w posiadaniu plany pracy MWE oraz MEE z możliwie największego wolumenu mocy zainstalowanej MWE oraz MEE, w tym również od redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (Pz) z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math>. Biorąc powyższe pod uwagę, w przedmiotowym punkcie nie mogą być usunięte zapisy odnośnie planów pracy dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (Pz) z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math> w szczególności, że moc zainstalowana MWE typu A (o mocy zainstalowanej do 200 kW) przyłączonych do KSE przekracza już 12 GW i ciągle się zwiększa.</p> <p>Należy podkreślić, że MWE typu A (o mocy zainstalowanej z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math>), zgodnie z wymaganiami rozporządzenia 2016/631 (NC RG) powinny być zdolne do zaprzestania generacji mocy czynnej w ciągu pięciu sekund od przyjęcia polecenia w porcie wejściowym, a właściwy operator systemu ma prawo określić wymogi dla urządzeń w celu zapewnienia zdalnego sterowania obiektem (art. 13 ust. 6 przywołanego rozporządzenia). Biorąc powyższe pod uwagę nie jest zasadne zaakceptować argumentację autorów uwagi, że po stronie OSD brak jest fizycznej możliwości redysponowania nierynkowego tymi zasobami.</p> <p>Informacja odnośnie POB dla zasobu lub zagregowanej grupy zasobów jest niezbędna dla obsłużenia procesu redysponowania nierynkowego w tym do rozliczania i weryfikacji rozliczenia redysponowania nierynkowego.</p>
160.	<b>11.4.4.1.2.</b>	W zakresie treści pkt. 11.4.4.1.2 i 11.4.4.1.3 zwracamy uwagę na istniejący już obowiązek zgłaszania danych planistycznych w Portalu Wymiany Danych Planistycznych, zgodnie z	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga została uwzględniona, bez wpływu na redakcje tekstu</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

	<b>11.4.4.1.3.</b>	wymogami określonymi w Standardach wymiany danych strukturalnych i planistycznych wersja 4.0. Potrzeba uzupełnienia planów pracy dla zasobów wskazanych w proponowanym projekcie powinna mieć odzwierciedlenie w powyższym dokumencie.		Dokument „Standardy wymiany danych strukturalnych i planistycznych wersja 4.0” zostanie uzupełniony o wymagania określone w konsultowanej IRiESP.
161.	<b>11.4.4.1.3.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Plany pracy, o których mowa w pkt 2., są przekazywane przez podmiot posiadający redysponowany zasób bezpośrednio do OSP, w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej, oraz za pośrednictwem OSDp do OSP, w przypadku redysponowanego zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej OSDp.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 6. (2). i 11.4.4.1. 2., a w zakresie wyrażenia „obszar OSDp/OSDn” – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2). Dodatkowo uwaga redakcyjna w konsekwencji uwagi szczegółowej do pkt 11.4.4.1. 2.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W kwestii „obszar OSDp/OSDn” wyjaśnienie jak do uwagi ogólnej nr 5.</p> <p>W kwestii dodatkowej uwagi redakcyjnej do treści pkt <b>11.4.4.1. 3.</b> zwracamy uwagę, że OSP zamierza realizować proces bilansowania KSE na podstawie planów pracy MWE oraz MEE, dlatego tak ważne jest, żeby OSP realizował przedmiotowy proces mając w posiadaniu plany pracy MWE oraz MEE z możliwie największego wolumenu mocy zainstalowanej MWE oraz MEE, w tym również od redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (Pz) z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math>. Biorąc powyższe pod uwagę, w przedmiotowym punkcie nie mogą być usunięte zapisy odnośnie do planów pracy dla redysponowanych zasobów o mocy zainstalowanej (Pz) z przedziału <math>0,8 \text{ kW} \leq Pz &lt; 200 \text{ kW}</math> w szczególności, że moc zainstalowana MWE typu A (o mocy zainstalowanej do 200 kW) przyłączonych do KSE przekracza już 12 GW i ciągle się zwiększa.</p>
162.	<b>11.4.4.1.5.</b>	Wnioskujemy o zmianę zapisu w pkt. 11.4.4.1.5 na: <i>„W przypadku gdy podmiot posiadający MWE nie dostarczy planu pracy, zgodnie z wymogami wynikającymi ze Standardów wymiany danych strukturalnych i planistycznych, OSP przyjmuje plan pracy dla takiego redysponowanego zasobu równy zero megawatów [MW].”</i>	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W konsultowanej Karcie aktualizacji nr 2 do IRiESP, zostało określone, że jedynie dla instalacji wytwórczej wykorzystującej biogaz do wytwarzania energii elektrycznej oraz dla MEE, w przypadku, gdy podmiot posiadający MWE typu BG lub MEE nie dostarczy planu pracy, OSP przyjmuje plan pracy dla takiego redysponowanego zasobu równy zero megawatów [MW]. Przedmiotowe rozwiązanie wynika z faktu, że dla obu technologii nie można określić planu pracy na podstawie prognoz pogody jak w przypadku źródeł OZE. W związku z tym, że OSP zamierza realizować proces bilansowania KSE na podstawie planów pracy otrzymywanych od podmiotów</p>

				posiadających MWE oraz MEE, to w przypadku, gdy podmiot posiadający MWE lub MEE takiego planu nie przekaże do OSP to OSP musi przyjąć dla takiego zasobu plan pracy samodzielnie.
163.	<b>11.4.4.2.</b>	<p>Postanowienia szczegółowe tego rozdziału są zaprojektowane w ten sposób, że <b>summa summarum</b> pozwalają OSP na całkowitą dowolność w wysyłaniu poleceń redysponowania nierynkowego wprowadzając szereg wyjątków do zastosowania podstawowych kryteriów opartych o klauzule generalne, szereg kryteriów pomocniczych, których zastosowanie odbywa się wyłącznie wg pełnej uznaniowości OSP, co jest sprzeczne z podstawowymi zasadami przejrzystości i niedyskryminacji określonymi w art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943. <b>De facto postanowienia tego rozdziału można by zastąpić jednym postanowieniem – OSP wydaje polecenia redysponowania nierynkowego według własnego uznania.</b></p> <p>Kryteria doboru instalacji do wydania poleceni redysponowania rynkowego powinny uwzględniać, że dane MWE nie powinno być brane pod uwagę przy każdym poleceniu tylko dlatego, że znajduje się w rankingu. OSP powinno zapewnić, że nierynkowe redysponowania będą stosowane na zasadach niedyskryminacji, rozumianych jako rotowanie MWE podlegających nierynkowemu redysponowaniu.</p>	<p><b>LEWIATAN PV-65*</b></p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Konsultowane zapisy IRIESP w głównej mierze wynikają z regulacji krajowych oraz europejskich, zarówno jeżeli chodzi o zasady i kryteria doboru MWE oraz MEE. Zwracamy uwagę, że najistotniejsze kryteria, które mają największy wpływ na kolejność redysponowania nierynkowego MWE wynikają z rozporządzenia 2019/943 oraz ustawy Prawo energetyczne (UC 74). Poniżej najistotniejsze kryteria, które określają regulacje na poziomie krajowym oraz europejskim:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ prawo MWE typu FW, PV oraz BG w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu (rozporządzenie 2019/943),</li> <li>▪ minimalizacja kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG (UC 74),</li> <li>▪ obowiązek wyposażenia MWE typu FW, PV oraz BG w układy regulacji mocy czynnej lub ich posiadania przez MWE typu FW, PV oraz BG (UC 74).</li> </ul> <p>Biorąc pod uwagę powyższe, wpływ OSP na kreowanie kolejności redysponowania nierynkowego MWE jest podyktowany uwarunkowaniami technicznymi pracy KSE, determinowanymi koniecznością zapewnienia jego bezpiecznej i stabilnej pracy.</p>
164.	<b>11.4.4.2.</b> <b>11.4.4.3.</b>	<p>Przedstawiona propozycja jest niejasna i wobec szeregu ogólnych i szczegółowych kryteriów i klauzul, niejasnej hierarchii stosowania tych kryteriów, a także odwołań do zapisów umów przyłączeniowych, nie spełnia kryterium przejrzystości zgodnie z art. 13 rozporządzenia 2019/943. Zwracamy uwagę, że zaproponowane kryteria dotyczą parametrów stabilnych w długich okresach czasu – zatem z</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 163 do IRIESP - Korzystanie.</p> <p>Analogiczne rozwiązania są stosowane w sposób adekwatny dla MEE.</p>

		<p>dużym prawdopodobieństwem doprowadzą do redysponowania nierynkowego określonej grupy zasobów.</p> <p>Kryteria doboru instalacji do wydania polecenia redysponowania nierynkowego powinny być w szczególności niedyskryminacyjne, co należy zinterpretować m.in. jako unikanie sytuacji gdy poleceniom podlegają wciąż te same jednostki.</p>		
165.	<b>11.4.4.2. 1.</b>	<p>Postanowienie jest <b>wyjątkowo</b> niejasne w szczególności w następującym zakresie:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Nie jest jasne jak są stosowane wskazane kryteria, czy poszczególne kryteria są stosowane kolejno tzn. np. najpierw bada się kwestię podlegania priorytetowemu dysponowaniu, następnie kwestie kosztowe, a dopiero w ostatniej kolejności obowiązek wyposażenia MSWE w układy regulacji mocy czynnej;</li> <li>2) Nie jest jasne, dlaczego wprowadzono pierwszej kryterium, skoro wszystkie jednostki z grupy mocowej, o której mowa w punkcie 11.4.4.2. 2 (2) – (5) podlegają priorytetowemu dysponowaniu zgodnie z art. 12 ust. 2 lit a Rozporządzenia 2019/943, co w konsekwencji oznacza, że w pierwszej kolejności redysponowaniu będą podlegać wyłącznie jednostki o mocy powyżej 400 kW, chyba że korzystają z dysponowania priorytetowego na podstawie art. 12 ust. 6 Rozporządzenia 2019/943;</li> <li>3) Nie jest jasne, dlaczego w punkcie 11.4.4.2 1 (2) wskazano, że w pierwszej kolejności redysponowaniu rynkowemu będą polegać MWE z niższym kosztem, podczas gdy w punkcie 11.4.3. 7 wskazano wręcz odwrotnie, że kolejność redysponowania będzie od najwyższego kosztu w danej grupie mocowej do najniższego, przy czym sposób sformułowania tego punktu należałoby odpowiednio przereklamować.</li> </ol>	<p><b>LEWIATAN PV-65*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Kolejność stosowania kryteriów określonych w pkt <b>11.4.4.2. 1.</b> nie ma znaczenia na końcowy wynik, tj. utworzony w wyniku stosowania przedmiotowych kryteriów stos redysponowanych zasobów będzie taki sam. Biorąc powyższe pod uwagę nie ma potrzeby określania kolejności stosowania przedmiotowych kryteriów.</p> <p>Tak jak słusznie w zgłoszonej uwadze zostało zauważone, nie wszystkie MWE o mocy powyżej 400 kW będą redysponowane nierynkowo w pierwszej kolejności, ze względu na postanowienie rozporządzenia 2019/943 (art. 12 ust. 6). Kolejność MWE do redysponowania nierynkowego, która będzie wyznaczana również na podstawie kryterium, które odnosi się do tego czy MWE podlega czy nie podlega priorytetowemu dysponowaniu wynika z wyżej przywołanego rozporządzenia 2019/943 i konieczność stosowania przedmiotowego kryterium nie jest inicjatywą OSP.</p> <p>OSP określił w konsultowanej IRiESP kryterium kosztowe z uwagi na postanowienie art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, które wskazuje, że „Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego wydaje wytwórcy polecenie, o którym mowa w ust. 7a, w celu:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, w odniesieniu do jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru lub słońca, których moc zainstalowana mieści się w następujących przedziałach:</li> </ol>

		<p>Zasady doboru z uwagi na kryteria, które są stabilne w czasie, będą powodowały, że wyłączane będą zawsze te same jednostki w przypadku ograniczeń o tych samych mocach. Gdyby postanowienia IRiESP zostały przyjęte w projektowanym brzmieniu łącznie z obowiązkiem zawierania umów niegwarantujących niezawodności dostaw, można przyjąć tezę, że redysponowaniem nierynkowym objęte byłyby przede wszystkim te jednostki, które zawarły umowę przyłączeniową po 1 stycznia 2025. <b>OSP dąży bowiem do nieuprawnionego i dyskryminacyjnego ograniczenia przysługujących wytwórcom rekompensat.</b></p> <p>Nie jest też jasne czy te kryteria są tożsame dla wszystkich wskazanych technologii i na jakiej zasadzie OSP będzie dokonywało wyboru pomiędzy różnymi technologiami. <b>Z aktualnych doświadczeń wynika, że OSP wydaje polecenia redysponowania nierynkowego w przeważającej liczbie przypadków w stosunku do farm fotowoltaicznych. To powoduje niezgodność z obowiązkiem zapewnienia neutralności technologicznej przy wyłączeniach nierynkowych.</b></p>		<p>a) 400 kW i większej, b) 200 kW i mniejszej niż 400 kW, c) większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW</p> <p>- począwszy od jednostek wytwórczych, których moc zainstalowana mieści się w przedziale, o którym mowa w lit. a, dążąc do <u>minimalizacji prognozowanego kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy</u>, wyznaczonego jako suma rekompensat finansowych, o których mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych,</p> <p>W przytoczonym punkcie <b>11.4.3. 7.</b> jest błąd, który został skorygowany w ramach z odpowiedzi na uwagę nr 151 (do pkt <b>11.4.3. 7.</b>) do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>Punkt <b>11.4.4.2.</b> obejmuje wszystkie technologie wytwarzania energii, które są uwzględnione w ustawie Prawo energetyczne (UC 74), tj. farmy wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne oraz biogazownie, które wykorzystują do wytwarzania energii biogaz. Biorąc powyższe pod uwagę, OSP będzie dokonywał doboru wszystkich technologii MWE według tych samych kryteriów.</p>
166.	<b>11.4.4.2. 1.</b>	<p>Komentowane rozwiązanie pomija zasady z art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943, które powinny mieć charakter pierwszoplanowy.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Dobór MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię jest dokonywany w pierwszej kolejności z uwzględnieniem zasad określonych w art. 13 ust. 6 Rozporządzenia oraz na podstawie następujących kryteriów (...).</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP w procesie doboru MWE będzie uwzględniać postanowienia rozporządzenia 2019/943 w tym postanowienia określone w art. 13 ust. 6 o czym mowa w pkt <b>11.4.1. 1.</b> konsultowanej IRiESP. W ocenie OSP nie ma uzasadnienia, żeby ponownie przytaczać art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943, skoro został przywołany w pkt <b>11.4.1. 1</b> w IRiESP - Korzystanie.</p>
167.	<b>11.4.4.2. 2.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p>	<b>ENEA ENERGA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>



		<p>„Dobór MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego na podstawie kryteriów określonych w pkt 1. jest dokonywany w ramach następujących grup mocowych MWE typu FW, PV oraz BG, tworzonych ze względu na moc zainstalowaną MWE typu FW, PV oraz BG (PZ), w kolejności od grupy (1) do grupy (3):</p> <p>(1) <math>PZ \geq 400</math> kW;</p> <p>(2) <math>200 \text{ kW} \leq PZ &lt; 400</math> kW;</p> <p>(3) <math>50 \text{ kW} &lt; PZ &lt; 200</math> kW.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 6. (2).</p>	<p><b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE*</b> <b>PTPIREE</b></p> <p>*z dokładnością do znaków interpunkcyjnych</p>	<p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 128 do IRiESP - Korzystanie.</p>
168.	<b>11.4.4.2.</b> 2.	<p>Wnioskujemy o zmianę zapisu w pkt. 11.4.4.2.2 na: „(...) przy czym MWE typu FW i PV w grupie mocowej, o której mowa w pkt (4) i (5), mogą być redysponowane nierynkowo przez OSP pod warunkiem ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.”</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ze względu na postanowienia ustawy Prawo energetyczne (art. 9c ust. 7i), OSP nie ma prawa nie uwzględniać w doborze do redysponowania nierynkowego MWE wykorzystujących biogaz do wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>W przypadku grupy mocowej określonej w pkt <b>11.4.4.2. 2. (4)</b>, OSP nie musi ogłaszać zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, żeby wydać polecenie redysponowania dla tych MWE. OSP ma prawo wydać polecenie redysponowania dla MWE z grupy mocowej określonej w pkt <b>11.4.4.2. 2. (4)</b> na podstawie art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne.</p>
169.	<b>11.4.4.2.</b> 2.	<p>Nie jest jasne dodatkowe ograniczenie przed redysponowaniem dla grupy mocowej z pkt (5) z uwagi na ogłoszenie zagrożenia bezpieczeństwa sieci, skoro w IRiESP „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej” zdefiniowano jako „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 16a ustawy Prawo energetyczne tj.</p>	<p><b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP, na podstawie postanowień ustawy Prawo energetyczne ma prawo redysponować nierynkowo, bez wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa</p>

		zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej <b>oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię</b> ".		<p>dostaw energii elektrycznej i podawania do publicznej wiadomości komunikatu w tym zakresie, zasoby o mocy zainstalowanej (Pz):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pz &gt; 50 kW (art. 9c ust. 7c uPE) oraz</li> <li>▪ 10 kW &lt; Pz ≤ 50 kW (art. 7 ust 8d<sup>10</sup> uPE).</li> </ul> <p>W przypadku zasobów o mocy zainstalowanej Pz ≤ 10 kW, OSP ma prawo redysponować nierynkowo dopiero po wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podaniu do publicznej wiadomości komunikatu w tym zakresie, dlatego w pkt <b>11.4.4.2. 2.</b> określone zostało dodatkowe ograniczenie w postaci ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zanim zasoby o mocy 10 kW i mniej będą dobierane do redysponowania nierynkowego.</p>
170.	<b>11.4.4.2. 2.</b>	W komentowanej regulacji brak uzasadnienia dla zejścia OSP w doborze MWE do redysponowania na tak niskie wartości mocy, praktycznie na poziomie SN i nn. W praktyce grupy (4) i (5) dotyczą prosumentów. Dla tych grup realizacja redysponowania nie jest technicznie wdrożona. Brak jakiegokolwiek zdziwienia odnośnie do dużych obiektów przyłączonych do sieci 110 kV i NN budzi podejrzenie, że w zamiarach OSP będą one inaczej traktowane.	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP będzie przeprowadzało dobór MWE do redysponowania nierynkowego zgodnie z zasadami i kryteriami doboru MWE określonymi w pkt. <b>11.4.4.2.</b> Zwracamy uwagę, że zgodnie z wymaganiami rozporządzenia 2016/631 (NC RfG) MWE (w tym również mikroinstalacje) powinny być zdolne do zaprzestania generacji mocy czynnej (Art. 13 ust. 6) lub płynnej regulacji mocy czynnej (Art. 15 ust. 2 a)). Wymagania NC RfG obowiązują dla MWE o mocy od 0,8 kW. Biorąc pod uwagę, że całkowity wolumen mocy zainstalowanej w instalacjach prosumenckich w Polsce wynosi około 12 GW, OSP w celu zbilansowania KSE może w wyjątkowych przypadkach być zmuszony do redysponowania nierynkowego również instalacji prosumenckich, dlatego w konsultowanej IRiESP niezbędne są również zapisy dotyczące również tych zasobów.</p>
171.	<b>11.4.4.2. 3.</b>	Nie jest na jakich zasadach i kiedy OSP będzie uwzględniać kryteria wskazane w poniższym punkcie (użycie sformułowania „może uwzględnić”), co powoduje, że dobór do redysponowania nierynkowego, który miał być oparty na obiektywnych przesłankach staje się doboorem w pełni	<b>PV-65 LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Treść pkt <b>11.4.4.2. 3.</b> została doprecyzowana w taki sposób, aby usunąć możliwość interpretacji, że stosowanie przez OSP postanowień</p>

		<p>uznaniowym OSP, co jest wprost sprzeczne z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowień w całości, względnie uwzględnienie części z nich w katalogu opisanym w 11.4.4.2 1 jako kolejne kryteria.</b></p>		<p>określonych w przedmiotowym punkcie odbywa się w sposób uznaniowy.</p> <p>„3. OSP w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej uwzględnia następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego: (1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MWE typu FW, PV oraz BG; (2) zakres opomiarowania MWE typu FW, PV oraz BG w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp; (3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji przez podmioty posiadające MWE typu FW, PV oraz BG; (4) zdolności techniczne MWE typu FW, PV oraz BG do generacji oraz poboru mocy biernej; (5) zdolności techniczne MWE typu FW, PV oraz BG do regulacji napięcia i mocy biernej w tym również przy zerowej generacji mocy czynnej; (6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE; (7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE; (8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE; (9) jakość prognozy generacji źródeł OZE; (10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.”</p>
172.	11.4.4.2. 3.	<p>„OSP w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może uwzględniać następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:</p> <p>(3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji przez podmioty posiadające MWE typu FW, PV oraz BG;</p> <p>(9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;”</p> <p>Ad. (3) Z zapisów nowej IRiESP wynika, że szybkie reagowanie na polecenia redukcji zwiększa prawdopodobieństwo bycia redukowanym. Zniechęca to do</p>	<p><b>PIME</b> <b>TOE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic i formatowania</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP przy doborze MWE do redysponowania nierynkowego będzie postępował zgodnie z zasadami określonymi w punkcie <b>11.4.4.2.</b> przy czym w wyjątkowych przypadkach, gdy skuteczność realizacji poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby może zagrażać bezpieczeństwu pracy systemu elektroenergetycznego, o czym mowa w punktach <b>11.4.4.2. 5.</b> i <b>11.4.4.2. 6.</b>, może odstąpić od zasad i kryteriów doboru MWE określonych w punkcie <b>11.4.4.2.</b></p> <p>Zwracamy jednocześnie uwagę, że nie jest prawdą, że szybkie reagowanie na polecenia redukcji zwiększa prawdopodobieństwo bycia redukowanym, a zapis w pkt <b>11.4.4.2. 3.</b> (3) zniechęca do współpracy ze służbami ruchowymi operatorów systemów elektroenergetycznych, ponieważ nie</p>

		<p>sprawnej współpracy ze służbami ruchowymi. <b>Prosimy o analizę i korektę zapisu.</b></p> <p>Ad. (9) <b>O czyją prognozę generacji źródeł OZE chodzi?</b></p>		<p>stosowanie się do poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby będzie traktowane, zgodnie z pkt <b>11.4.12. 4. (1)</b> konsultowanej Karty aktualizacji nr 2 do IRiESP, jako naruszenie dyscypliny ruchowej i będzie skutkowało nałożeniem kary finansowej. Szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRiESP.</p> <p>W odniesieniu do pytania odnośnie do prognozy generacji źródeł OZE informujemy, że dotyczy to prognozy OSP.</p>
173.	<p><b>11.4.4.2. 3.</b></p> <p><b>11.4.4.3. 3.</b></p>	<p>Komentowane rozwiązanie nie znajduje oparcia w zasadach określonych m.in. art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943. Sposób sformułowania dodatkowych kryteriów, a także możliwa uznaniowość w zakresie ich stosowania sprawia, że trudno je uznać za obiektywne i przejrzyste. Dają też potencjalne pole do dyskryminacji wybranych jednostek.</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie postanowień.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 171 do IRiESP - Korzystanie</p>
174.	<p><b>11.4.4.2. 4.</b></p>	<p>Nie jest jasne czy kryteria oparte o katalog kosztowy i kryteria określone w 11.4.4.2 1 są nadal obowiązujące, skoro obydwa punkty odnoszą się do redysponowania w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tą energię, ale jednocześnie brak jest wskazania relacji pomiędzy tymi postanowieniami.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowień w całości, względnie uwzględnienie części z nich w katalogu opisanym w 11.4.4.2 1 jako kolejne kryteria.</b></p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wszystkie wymagania określone w pkt <b>11.4.4. 2.</b> są obowiązujące w procesie doboru MWE do redysponowania nierynkowego, a przypadki, kiedy OSP może odstąpić od określonych w wyżej przywołanym punkcie zasad i kryteriów są każdorazowo precyzyjnie określone w poszczególnych punktach. Jedynymi powodami dla którego OSP może odstąpić od przedmiotowych zasad i kryteriów są zagrożenie bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego lub ogłoszenie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o których mowa w pkt <b>11.4.4.2. 4, 11.4.4.2. 5</b> oraz <b>11.4.4.2. 6.</b></p>
175.	<p><b>11.4.4.2. 5.</b></p>	<p>Postanowienie daje swobodę oceny przez OSP kryteriów, które miały być kryteriami obiektywnymi poprzez zastosowanie w postanowieniu nieweryfikowalnej przez wytwórców klauzuli generalnej mówiącej o „potencjalnym</p>	<p><b>PV-65</b></p> <p><b>LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 176 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>negatywnym wpływie na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej”.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowień w całości, względnie uwzględnienie części z nich w katalogu opisanym w 11.4.4.2 1 jako kolejne kryteria.</b></p>		
176.	<b>11.4.4.2. 5.</b>	<p>Komentowane rozwiązanie, dające OSP prawo do odstąpienia od kryterium określone w pkt. 1. (1) i uznaniowość przy ocenie wpływu na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej sprawia, że trudno je uznać za obiektywne i przejrzyste. Dają też potencjalne pole do dyskryminacji wybranych jednostek.</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie fragmentu (4. akapitu): <i>OSP ma prawo odstąpić od powyższego kryterium, jeżeli wystąpią uwarunkowania wynikające z redysponowania nierynkowego na podstawie tego kryterium mające lub mogące mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W ocenie OSP, nie jest zasadnym usunięcie przedmiotowego fragmentu z pkt <b>11.4.4.2. 5.</b>, ponieważ obowiązkiem OSP jest utrzymanie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, tym bardziej gdyby utrzymanie tego stanu było zagrożone w wyniku niedostatecznej skuteczności ograniczania mocy przez redysponowane zasoby.</p>
177.	<b>11.4.4.2. 6.</b>	<p>Proponujemy zmianę drugiego akapitu punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„OSP lub OSDp mają prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.”.</p> <p>Uzasadnienie:</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>W pkt <b>11.4.4.2. pkt 6.</b> otrzymuje brzmienie:</p> <p>„6. W procesie doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), kryterium kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt 1. (2) poprzez wykorzystanie rankingu kosztowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt <b>11.4.3.</b> OSP lub OSD, mają prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w</p>

		Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2). Jednocześnie w odniesieniu do usunięcia obowiązku uzgodnienia z OSP, w naszej ocenie takie działanie nie powinno mieć miejsca w sytuacjach zagrożenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, gdzie decyzje związane z ruchem sieciowym powinny być podejmowane bez zbędnej zwłoki		<i>rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu, przy czym OSD mają obowiązek poinformować OSP o wszystkich odstępstwach od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1.(2).”.</i>
178.	<b>11.4.4.2. 6.</b>	<p>Postanowienie analogicznie jak poprzedni punkt daje swobodę oceny przez OSP kryteriów, które miały być kryteriami obiektywnymi poprzez zastosowanie w postanowieniu nieweryfikowalnej przez wytwórców klauzuli generalnej mówiącej o „zagrożeniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego”.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowień w całości, względnie uwzględnienie części z nich w katalogu opisanym w 11.4.4.2 1 jako kolejne kryteria.</b></p>	<b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 179 do IRiESP - Korzystanie.</p>
179.	<b>11.4.4.2. 6.</b>	<p>Zob.: uwagi w pkt 45 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 176 do IRiESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie fragmentu (2. akapitu): <i>OSP lub OSD po wcześniejszym uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W ocenie OSP, nie jest zasadnym usunięcie przedmiotowego fragmentu z pkt <b>11.4.4.2. 6.</b>, ponieważ obowiązkiem OSP jest utrzymanie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, tym bardziej gdyby utrzymanie tego stanu było zagrożone w wyniku niedostatecznej skuteczności ograniczania mocy przez redysponowane zasoby.</p>
180.	<b>11.4.4.2. 7.</b>	Proponujemy zmianę drugiego akapitu punktu i przyjęcie następującej jego treści:	<b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		<p>„OSP dla grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (3), rozdziela moce do redysponowania na poszczególne OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV oraz BG dla danego OSDp.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W zakresie wyrażenia „obszar OSDp/OSDn” – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2). Dodatkowo uwaga redakcyjna w konsekwencji uwagi szczegółowej do pkt 11.4.4.2. 2.</p>	<p><b>STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p>W kwestii “obszar OSDp/OSDn” patrz odpowiedź do uwagi ogólnej nr 5.</p> <p>W kwestii ograniczenia przepisu jedynie do grupy mocowej, określonej w pkt 11.4.4. 2. (3) - patrz odpowiedź na uwagę nr 181 do IRiESP - Korzystanie.</p>
181.	<b>11.4.4.2. 7.</b>	<p>W pkt. 11.4.4.2.7 zwracamy uwagę, iż ze względu na treść pkt. 11.4.4.2.2, wskazany przepis powinien brzmieć następująco: „(...) <i>OSP dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2 (3) - (5), rozdziela moce do redysponowania na poszczególne OSDp (...)</i>”</p> <p>Uwzględniając uwagę z punktu 56 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 168 do IRiESP – Korzystanie</i>) tabeli, przepis powinien się odnosić się tylko do grupy w pkt 2 (3).</p>	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ze względu na równe traktowanie wszystkich podmiotów należy przyjąć analogiczne zasady doboru MWE, w tym również dla grup mocowych określonych w pkt 11.4.4.2. 2. (3) do 11.4.4.2. 2. (5).</p>
182.	<b>11.4.4.2. 7.</b>	<p>Postanowienie nie jest jasne, w szczególności nie wskazuje jaki będzie podział w poszczególnych grupach mocowych w zakresie redysponowania nierynkowego – czy polecenia będą wysyłane do poszczególnych grup mocowych z uwzględnieniem sumy mocy przyłączeniowej w danej grupie czy też, polecenia redysponowania nierynkowego będą wysyłane do kolejnej grupy mocowej, dopiero po wyłączeniu / ograniczeniu wszystkich MWE w poprzedniej grupie mocowej.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Doprecyzowanie postanowienia</b></p>	<p><b>PV-65 LEWIATAN</b></p>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis jasno precyzuje w jaki sposób będą dobierane do redysponowania nierynkowego MWE w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię dla poszczególnych grup mocowych. W celu uzupełnienia zasad i kryteriów na podstawie których dokonywany jest dobór MWE dla grup mocowych o których mowa w pkt 11.4.4.2. 2. (1) oraz 11.4.4.2. 2. (2) przedmiotowe postanowienie zostało uzupełnione o poniższy zapis: „przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp”.</p>

				<p>Dla grup mocowych o których mowa w pkt <b>11.4.4.2. 2. (3)</b> do <b>11.4.4.2. 2. (5)</b> proces doboru realizowany jest zgodnie z poniższymi zasadami, o których mówi przywołany w uwadze przepis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp w ramach danej grupy mocowej, w kolejności od grupy mocowej, o której mowa w pkt <b>11.4.4.2. 2. (3)</b> do grupy mocowej, o której mowa w pkt <b>11.4.4.2. 2. (5)</b> oraz</li> <li>▪ na podstawie zasad określonych w pkt <b>11.4.4.2. 5.</b> oraz <b>11.4.4.2. 6.</b>, przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.</li> </ul> <p>W pkt <b>11.4.4.2.</b> pkt 7. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„7. OSP dokonuje doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6. dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) i (2), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp. OSP dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (3) - (5), rozdziela moce do redysponowania na poszczególne OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV oraz BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp w ramach danej grupy mocowej, w kolejności od grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (3) do grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (5). OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.”</i></p>
183.	<b>11.4.4.2. 8.</b>	Całkowita dowolność OSP w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej jest	<b>LEWIATAN PV-65*</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>



		<p>sprzeczna z zasadami przejrzystości i niedyskryminujących warunków. Rozumiejąc odpowiedzialność OSP za utrzymanie stabilności KSE ponownie podkreślamy konieczność pełnej transparentności w stosunku do wytwórców energii, dla których wyłączenia nierynkowe stanowią istotną barierę w funkcjonowaniu na rynku energii.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Konieczność kierowania się w pierwszej kolejności kryteriami opisanymi w punkcie 11.4.4.2 1</b></p>	<p>* z dokładnością do wskazanych różnic</p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienie dotyczy sytuacji, kiedy po wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podaniu do publicznej wiadomości komunikatu w tym zakresie nie są spełnione warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i wówczas OSP może odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego określonych w IRiESP i zastosować alternatywny dobór wolumenu mocy MWE do redysponowania nierynkowego kierując się wyłącznie kryterium spełnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Powyższe nie oznacza całkowitej dowolności OSP. W sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, OSP na podstawie art. 11c ust. 3 ustawy Prawo energetyczne ma obowiązek powiadomienia ministra właściwego do spraw energii i Prezesa URE o podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom. Ponadto art. 11f ustawy Prawo energetyczne precyzuje wytyczne jakimi OSP powinien się kierować podejmując działania i środki w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Powołana regulacja ustawowa wyklucza więc dowolność OSP, w szczególności uwzględniając również, że SO GL w art. 21 wskazuje zasady i kryteria mające zastosowanie do działań zaradczych stosowanych przez OSP.</p>
184.	<b>11.4.4.2.10.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„OSDp ma obowiązek przekazać OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt <b>11.4.7.</b>, w szczególności informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie MWE zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, dotyczących MWE typu FW, PV oraz BG przyłączonych do sieci dystrybucyjnej tego OSDp.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W kwestii “obszar OSDp/OSDn” - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p> <p>W kwestii wykreślenia umowy o świadczenie usług dystrybucji - patrz odpowiedź na uwagę nr 146 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		W zakresie wyrażenia „obszar OSDp/OSDn” – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2). W zakresie wykreślenia umowy o świadczenie usług dystrybucji – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.3. 6.		
185.	<b>11.4.4.2. 10.</b>	<p>Punkt należy usunąć w związku z <b>całkowicie</b> nieprzejrzystą i <b>subiektywną</b> oceną postanowień umów o przyłączenie, w szczególności że w praktyce OSD z założenia przekazują informacje, że takie postanowienia znajdują się w umowach podczas gdy w wyniku reklamacji OSP uwzględnia stanowisko wytwórców, że takich postanowień nie ma. Punkt ten należy usunąć również z powodu ustawowego nakazu podlegania rekompensatom jaki wynika z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowienia</b></p>	<p><b>LEWIATAN PV-65*</b></p> <p>* z dokładnością do wskazanych różnic</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zasadami i kryteriami doboru MWE jednym z kryteriów doboru MWE jest minimalizacja kosztów redysponowania nierynkowego, o którym mowa w pkt <b>11.4.4.2. 1. (2)</b> które stanowi kryterium uzupełniające do pozostałych kryteriów m.in. w zakresie podlegania priorytetowemu dysponowaniu (pkt <b>11.4.4.2. 1 (1)</b>), wyposażenia w układy regulacji mocy czynnej (pkt <b>11.4.4.2. 1. (3)</b>). Dobór MWE powinien się odbywać przy uwzględnieniu określonych w konsultowanej IRIESP kryteriów oraz przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, o których mowa w <b>11.4.4.2. 3.</b> W ramach kryterium minimalizacji kosztów redysponowania nierynkowego uwzględniane są również postanowienia umów o przyłączenie do sieci oraz umowy przesyłania oraz o świadczenie usług dystrybucji. Postanowienia w wyżej przytoczonych umowach zostały uwzględnione w ramach kryterium minimalizacji kosztów redysponowania nierynkowego MWE na podstawie postanowienia ustawy Prawo energetyczne, określonego w art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne, które mówi, że “Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, <b>nie przysługuje</b> w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, <b>jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.</b>”</p>
186.	<b>11.4.4.2. 11. i 12.</b>	<p>Proponujemy usunąć pkt 11. i 12.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>W pkt <b>11.4.4.2.</b> skreśla się pkt 11. i 12.</p>

		IRiESP nie powinna określać obowiązków Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz Prezesa URE. Obowiązki te wynikają z przepisów prawa.	<b>PGE PTPIREE</b>	
187.	<b>11.4.4.3.</b>	Zwracamy uwagę, że możliwość redysponowania magazynów energii elektrycznej (MEE) może mieć duży wpływ na podejmowanie decyzji inwestycyjnych w zakresie budowy MEE, szczególnie istotne dla ewentualnie planowanych magazynów o dużej mocy, w tym ze względu na możliwe zwiększenie ilości cykli ładowania i rozładowania MEE, a tym samym skrócenie żywotności MEE.	<b>PGE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Uważamy, że aktywny udział MEE w rynku bilansującym (oferując cały zakres mocy MEE na RB), pozwoli uzyskać satysfakcjonujący zwrot z inwestycji przy jednoczesnym uniknięciu redysponowania nierynkowego.
188.	<b>11.4.3. 3.</b>	Określenie priorytetu w zakresie redysponowania nierynkowego jest niezgodne z zapisami art. 13 ust 7 rozporządzenia 2019/943, ponieważ pomija przychody utracone przez MWE i MEE w przypadku nie korzystania z systemów wsparcia.  Regulacja powinna uwzględniać także utracone przychody z tytułu nie uzyskanych gwarancji pochodzenia energii z OZE, świadczenia usług na rzecz operatorów sieci, np. w zakresie dostaw mocy biernej, a także uwzględniać przychody utracone przez wytwórców w związku z brakiem możliwości realizacji zawartej umowy o sprzedaż energii elektrycznej (PPA). Wytwórca energii jest związany szeregiem umów także w zakresie finansowym, co nie jest ujęte w projektowanym mechanizmie, jednak ze względu na negatywny wpływ na strony umów typu cPPA wskazuje na potrzebę minimalizacji stosowania redysponowania nierynkowego.  Zwracamy uwagę, że projektowany mechanizm powinien uwzględniać fakt, że na rynku polskim funkcjonują przede wszystkim umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowe”, t.j. takie, w których przedmiotem sprzedaży i rozliczeń z odbiorcą jest ilość energii elektrycznej rzeczywiście wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci,	<b>RWE</b>	<u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do pkt 11.4.3. 4.</u>  <u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Biorąc pod uwagę postanowienia rozporządzenia 2019/943 rekompensata dla podmiotów posiadających MWE nie obejmuje utraconych przychodów z tytułu nieuzyskania gwarancji pochodzenia energii z OZE.  Dobór redysponowanych zasobów (MWE lub MEE) będzie się odbywał w taki sposób, żeby operatorzy systemów elektroenergetycznych mieli zagwarantowane minimalne zdolności techniczne, w szczególności w zakresie zdolności do regulacji napięcia i mocy biernej, niezbędne do prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego. Biorąc pod uwagę powyższe, podmioty posiadające MWE lub MEE, pomimo stosowania przez operatorów redysponowania nierynkowego, np. w celu bilansowania KSE, będą mogły świadczyć usługi na rzecz operatorów systemu w takim zakresie w jakim sytuacja w systemie elektroenergetycznym będzie tego wymagała, uwzględniając szereg czynników w tym wymagany wolumen redysponowania nierynkowego.  Ponadto patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24

		potwierdzonej odczytami liczników, w odróżnieniu od umów sprzedaży energii elektrycznej tzw. „grafikowej”.		
189.	<b>11.4.4.3.</b> <b>11.4.4.4.</b>	Określenie priorytetu w zakresie redysponowania nierynkowego powinno uwzględniać także utracone przychody z tytułu świadczenia usług na rzecz operatorów sieci, np. w zakresie dostaw mocy biernej. Zwracamy uwagę, że wytwórca energii jest związany szeregiem umów także w zakresie finansowym co nie jest również ujęte w projektowanym mechanizmie, jednak ze względu na negatywny wpływ na strony umów typu cPPA wskazuje na potrzebę minimalizacji stosowania redysponowania nierynkowego.	<b>PSEW</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 188 do IRiESP - Korzystanie.
190.	<b>11.4.4.3.</b> <b>11.4.4.4.</b>	Ustalając priorytety w zakresie redysponowania nierynkowego, należy uwzględnić nie tylko koszty bezpośrednie, ale także potencjalne utraty przychodów ponoszone przez wytwórców energii. Dotyczy to w szczególności sytuacji, gdy redysponowanie prowadzi do zmniejszenia możliwości świadczenia usług systemowych, np. w zakresie dostaw mocy biernej, za które wytwórca otrzymuje wynagrodzenie.  Należy pamiętać, że wytwórcy energii są stroną w wielu umowach, również o charakterze finansowym, których realizacja może ulec zakłóceniu w wyniku redysponowania. Aspekt ten nie został odpowiednio uwzględniony w projektowanym mechanizmie.  W szczególności, należy zwrócić uwagę na negatywny wpływ redysponowania nierynkowego na umowy typu cPPA (Corporate Power Purchase Agreement). W związku z tym istotne jest, aby dążąc do minimalizacji negatywnych skutków dla wszystkich uczestników rynku, stosować redysponowanie nierynkowe wyłącznie w sytuacjach absolutnie niezbędnych.	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę nr 188 do IRiESP - Korzystanie.

191.	<b>11.4.4.3.</b> 2.	<p>Komentowane rozwiązanie pomija zasady z art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943, które powinny mieć charakter pierwszoplanowy.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Dobór MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, jest dokonywany w pierwszej kolejności z uwzględnieniem zasad określonych w art. 13 ust. 6 Rozporządzenia oraz na podstawie kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, o których mowa w art. 9c ust. 7c pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w związku z tym dobór MEE nie może mieć negatywnego wpływu na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetyczne.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP w procesie doboru MEE będzie uwzględniać postanowienia rozporządzenia 2019/943 w tym postanowienia określone w art. 13 ust. 6 o czym mowa w pkt <b>11.4.1.</b> 1. konsultowanej IRiESP. W ocenie OSP nie ma uzasadnienia, żeby ponownie przytaczać art. 13 ust. 6 rozporządzenia 2019/943, skoro został przywołany w pkt <b>11.4.1.</b> 1. w IRiESP - Korzystanie.</p>
192.	<b>11.4.4.3.</b> 3.	<p>Nie jest jasne, na jakich zasadach i kiedy OSP będzie uwzględniać kryteria wskazane w poniższym punkcie (użycie sformułowania „może uwzględniać”), co powoduje, że dobór do redysponowania nierynkowego, który miał być oparty na obiektywnych przesłankach staje się dobozem w pełni uznaniowym OSP, co jest wprost sprzeczne z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia 2019/943.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowień w całości, względnie uwzględnienie części z nich w katalogu opisanym w 11.4.4.3 1 jako kolejne kryteria.</b></p>	<b>PV-65</b> <b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>W pkt <b>11.4.4.3.</b> pkt 3. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„3. OSP w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej uwzględnia w szczególności następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:</i></p> <p><i>(1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MEE;</i></p> <p><i>(2) zakres opomiarowania MEE w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp;</i></p> <p><i>(3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MEE;</i></p> <p><i>(4) zdolności techniczne MEE do generacji oraz poboru mocy biernej;</i></p> <p><i>(5) zdolności techniczne MEE do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy braku wprowadzania oraz pobierania mocy czynnej;</i></p>

				<p>(6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;</p> <p>(7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;</p> <p>(8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE;</p> <p>(9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;</p> <p>(10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.”.</p>
193.	<b>11.4.4.3.</b> 1.	Wnosimy o uzupełnienie w pkt. 11.4.4.3.1 o ppkt (4) o treści: „MEE nie jest aktywny na rynku bilansującym jako jednostka grafikowa” oraz (5): „MEE nie ciąży na nim obowiązek wynikający z Rynku Mocy”;	<b>PGE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W przypadku, gdy MEE jest aktywny na Rynku Bilansującym również może być redysponowany nierynkowo w przypadku gdy nie złoży oferty na Rynku Bilansującym na całą moc, tj. w zakresie mocy, na którą złoży ofertę na Rynku Bilansującym będzie redysponowany rynkowo, a w zakresie mocy, na którą nie złoży oferty na Rynku Bilansującym będzie redysponowany nierynkowo. W przypadku gdy na MEE ciąży obowiązek wynikający z Rynku Mocy nie stanowi to bariery do uwzględnienia takiego MEE w procesie redysponowania nierynkowego. Obowiązek mocowy na Rynku Mocy jest wymagany w zupełnie innej sytuacji w KSE, tj. wypełnienie obowiązku mocowego w ramach Rynku Mocy jest przy wysokim zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, a stosowanie redysponowania nierynkowego jest, gdy w KSE jest niskie zapotrzebowanie i duża generacja ze źródeł OZE. Nie ma możliwości, żeby te dwa mechanizmy były zastosowane przez OSP w tym samym czasie.</p>
194.	<b>11.4.4.3.</b> 3.	Uwaga jak dla punktu 11.4.4.2. 3.	<b>PIME TOE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP przy doborze MEE do redysponowania nierynkowego będzie postępował zgodnie z zasadami określonymi w pkt <b>11.4.4.3.</b> przy czym w wyjątkowych przypadkach, gdy skuteczność realizacji poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby może zagrażać bezpieczeństwu pracy systemu elektroenergetycznego, o czym mowa w</p>

				<p>pkt <b>11.4.4.3. 5.</b>, może odstąpić od zasad i kryteriów doboru MEE określonych w pkt <b>11.4.4.3.</b></p> <p>Zwracamy jednocześnie uwagę, że nie jest prawdą, że szybkie reagowanie na polecenia redukcji zwiększa prawdopodobieństwo bycia redukowanym, a zapis w pkt <b>11.4.4.3. 3. (3)</b> zniechęca do współpracy ze służbami ruchowymi operatorów systemów elektroenergetycznych, ponieważ nie stosowanie się do poleceń redysponowania przez redysponowane zasoby będzie traktowane, zgodnie z pkt <b>11.4.12. 4. (1)</b> konsultowanej IRIESP, jako naruszenie dyscypliny ruchowej i będzie skutkowało nałożeniem kary finansowej. Szczegółowe zasady rozliczeń z tytułu niewykonania poleceń redysponowania są określone w Załączniku nr K2 do IRIESP.</p> <p>W odniesieniu do pytania odnośnie do prognozy generacji źródeł OZE informujemy, że dotyczy to prognozy OSP.</p>
195.	<b>11.4.4.3. 4.</b>	<p>Proponujemy doprecyzowanie trzeciego zdania ostatniego akapitu: „Jeśli w przypadku stosowania kryterium określonego w pkt (1) wystąpi przypadek, że prognozowany koszt redysponowania nierynkowego MEE jest równy zero PLN/MWh przynajmniej dla dwóch MEE, to kolejność redysponowania nierynkowego tych MEE jest określana na podstawie kryterium określonego w pkt (2), wyznaczając kolejność MEE na podstawie mocy zainstalowanej, zaczynając od MEE z największą mocą zainstalowaną, a kończąc na MEE z najmniejszą mocą zainstalowaną.”.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona.</u></p> <p><u>W pkt 11.4.4.3. pkt 4. otrzymuje brzmienie:</u></p> <p><i>„4. W procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 2., poniższe kryteria:</i></p> <p><i>(1) minimalizacji kosztów redysponowania MEE - MEE, dla których umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności;</i></p> <p><i>(2) zmniejszenia liczby redysponowanych MEE - MEE dobierane są od największej mocy zainstalowanej do najmniejszej.</i></p>

				<p>W procesie doboru MEE wyższy priorytet ma kryterium określone w pkt (1). W procesie doboru MEE w pierwszej kolejności dobierane są MEE, które zaakceptowały w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej i prognozowany koszt redysponowania nierynkowego takich MEE wynosi 0 zł/MWh, a w drugiej kolejności stosuje się kryterium określone w pkt (2). Jeżeli w przypadku stosowania kryterium określonego w pkt (1) wystąpi przypadek, że prognozowany koszt redysponowania nierynkowego MEE jest równy 0 zł/MWh przynajmniej dla dwóch MEE, to kolejność redysponowania nierynkowego tych MEE jest określana na podstawie kryterium określonego w pkt (2), wyznaczając kolejność MEE na podstawie mocy zainstalowanej, zaczynając od MEE z największą mocą zainstalowaną, a kończąc na MEE z najmniejszą mocą zainstalowaną. Pozostałe MEE, dla których prognozowany koszt redysponowania nierynkowego nie jest równy 0 zł/MWh, są dobierane na podstawie kryterium określonego w pkt (2). W przypadku takich samych wartości mocy zainstalowanej MEE kolejność redysponowania jest określana losowo.”.</p>
196.	<b>11.4.4.3.4.</b>	<p>Minimalizacja kosztów oparta jest o ocenne kryteria w zakresie analizy postanowień umów przyłączeniowych, podczas gdy zgodnie z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego takie wyłączenia podlegają zawsze rekompensatom. Jednocześnie należy zapewnić, że wyłączeniom nie podlegają cały czas te same jednostki MEE, <b>co jest sprzeczne z zasadą niedyskryminacji</b>. W planach wyłączenia należałoby wprowadzić rotacyjny system wyłączania jednostek MEE, tak aby zapewnić równomierny ciężar ponoszenia skutków redysponowania nierynkowego przez wszystkich uczestników rynków.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Doprecyzowanie postanowienia</b></p>	<p><b>LEWIATAN PV-65*</b></p> <p>* z dokładnością do wskazanych różnic</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zasadami i kryteriami doboru MEE jednym z kryteriów doboru MEE jest minimalizacja kosztów redysponowania nierynkowego, o którym mowa w pkt <b>11.4.4.3.4.</b>, które stanowi kryterium uzupełniające do kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Kryterium minimalizacji kosztów redysponowania nierynkowego MEE zostało określone na podstawie postanowienia ustawy Prawo energetyczne, określonego w art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne, które mówi, że “Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, <u>nie przysługuje</u> w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, <u>jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych</u></p>



				dostaw energii elektrycznej.
197.	<b>11.4.4.3.</b> 4.(1)	Zob.: uwagi w pkt 18 ( <i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 51 do IRiESP – Korzystanie</i> ) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi  Propozycja korekty: <i>minimalizacji kosztów redysponowania MEE - MEE dla których wytwórca zaakceptował umowę o przyłączenie do sieci lub umowę przesyłania albo umowę o świadczenie usług dystrybucji, zawierającą postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności.</i>	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Umowy skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, odnoszą się do przypadków, w których wytwórca zaakceptował umowę o przyłączenie do sieci lub umowę przesyłania albo umowę o świadczenie usług dystrybucji zawierającą postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej. W związku z powyższym nie ma potrzeby doprecyzowania postanowień IRiESP w tym zakresie.
198.	<b>11.4.4.3.</b> 7.	Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:  „OSDp ma obowiązek przekazać OSP niezbędne dane do wydawania i wykonywania poleceń redysponowania oraz obsłużenia procesu doboru MEE do redysponowania nierynkowego, o których mowa w pkt <b>11.4.7.</b> , w tym w szczególności informacje, czy i w jakim zakresie umowa o przyłączenie MEE zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, dotyczących MEE przyłączonych do sieci na dystrybucyjnej tego OSDp o napięciu 110 kV.”.  <u>Uzasadnienie:</u>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona.</u>  W kwestii “obszar OSDp/OSDn” - patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.  W kwestii wykreślenia umowy o świadczenie usług dystrybucji - patrz odpowiedź na uwagę nr 146 do IRiESP - Korzystanie.

		W zakresie wyrażenia „obszar OSDp/OSDn” – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2). W zakresie wykreślenia umowy o świadczenie usług dystrybucji – jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.3. 6.		
199.	<b>11.4.4.3. 7.</b>	<p>Punkt należy usunąć w związku z całkowicie nieprzejrzystą i subiektywną oceną postanowień umów o przyłączenie, w szczególności że w praktyce OSD z założenia przekazują informacje, że takie postanowienia znajdują się w umowach podczas gdy w wyniku reklamacji OSP uwzględnia stanowisko wytwórców, że takich postanowień nie ma. Punkt ten należy usunąć również z powodu ustawowego nakazu podlegania rekompensatom jaki wynika z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego.</p> <p>Propozycja zmian:</p> <p><b>Wykreślenie postanowienia</b></p>	<b>PV-65 LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zasadami i kryteriami doboru MEE jednym z kryteriów doboru MEE jest minimalizacja kosztów redysponowania nierynkowego, o którym mowa w pkt <b>11.4.4.3. 4</b>, które stanowi kryterium uzupełniające do kryterium spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Kryterium minimalizacji kosztów redysponowania nierynkowego MEE zostało określone na podstawie postanowienia ustawy Prawo energetyczne, określonego w art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne, które mówi, że “Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, <u>nie przysługuje</u> w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, <u>jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.</u></p>
200.	<b>11.4.4.4. 5.</b>	<p>Zob.: uwagi w pkt 45 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 176 do IRIESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Propozycja korekty: usunięcie postanowień</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Uwaga została zgłoszona do punktu, którego nie ma w Karcie aktualizacji nr 2. W związku z powyższym nie ma możliwości odniesienia się do tej uwagi.</p>
201.	<b>11.4.5. 3.</b>	<p>Punkt wprowadza całkowicie dowolny sposób ustalania zasad redysponowania nierynkowego (ocena ekspercka), przy zastosowaniu nieweryfikowalnej klauzuli generalnej.</p> <p>Propozycja zmian:</p>	<b>PV-65 LEWIATAN*</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Wprowadzone w pkt <b>11.4.5. 3.</b> zapisy są niezbędne, aby zapewnić OSP</p>

		<p><b>Wykreślenie postanowienia</b></p> <p>Ewentualne uprawnienie OSP do odstąpienia od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego powinno zostać obwarowane odpowiednimi mechanizmami kontrolnymi, w tym przynajmniej rejestrowaniem poszczególnych przypadków i ich okoliczności, raportowaniem i oceną przez organ nadzoru, z uprawnieniem do wskazania konieczności podjęcia działań korygujących.</p>	<p>* z dokładnością do wskazanych różnic</p>	<p>możliwość działania w sytuacji wymagającej podejmowania szybkich decyzji celem osiągnięcia natychmiastowego efektu wpływu na warunki pracy systemu. Wynika to wprost z treści zapisu, który mówi o naruszeniu kryteriów bezpieczeństwa oraz wskazuje zwłaszcza na aspekt czasu rzeczywistego i prowadzenia ruchu w sieci.</p>
202.	11.4.5. 3.	<p>Prawo OSP do odstępowania od ustalonych zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego wymaga wprowadzenia mechanizmów kontrolnych zabezpieczających przed potencjalnymi nadużyciami. Konieczne jest co najmniej:</p> <p>Rejestrowanie wszystkich przypadków odstąpienia od obowiązujących reguł, wraz ze szczegółowym opisem okoliczności uzasadniających takie działanie.</p> <p>Raportowanie tych przypadków do organu nadzorującego rynek energii elektrycznej.</p> <p>Zapewnienie organowi nadzoru uprawnień do analizy przedstawionych raportów, oceny zastosowanych procedur oraz wydawania wiążących rekomendacji dotyczących działań korygujących.</p> <p>Wdrożenie takich rozwiązań przyczyni się do zwiększenia transparentności procesu redysponowania nierynkowego i ograniczy ryzyko działań niepożądanych.</p>	<p><b>PSF</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 201 do IRiESP - Korzystanie.</p>
203.	11.4.5. 3.	<p>„W przypadku gdy naruszenie kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV wymaga podjęcia niezwłocznego działania, w szczególności gdy takie działania mają miejsce w czasie rzeczywistym na etapie prowadzenia ruchu tej sieci elektroenergetycznej, OSP ma prawo odstąpić od zasad i kryteriów redysponowania</p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p>* Z dokładnością do formatowania</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 201 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p><i>nierynkowych określonych w pkt 1. i 2. oraz dokonać ich doboru na podstawie oceny eksperckiej.”</i></p> <p><b>Każdy taki przypadek powinien być przeanalizowany i wdrożone powinny zostać środki naprawcze nie dopuszczające do powstania podobnej sytuacji w przyszłości. OSP powinien przygotować/ <b>Proponujemy, aby OSP przygotował w takim przypadku</b> publiczny raport z każdej sytuacji, w której standardowa procedura nie wystarczyła do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw a redysponowanie zamiast procesu normalnego oparte zostało o ocenę ekspercką.</b></p>		
204.	11.4.5. 3.	<p>Prawo OSP do odstąpienia od zasad i kryteriów redysponowania nierynkowego powinno zostać obwarowane odpowiednimi mechanizmami kontrolnymi, w tym przynajmniej rejestrowaniem poszczególnych przypadków i ich okoliczności, raportowaniem i oceną przez organ nadzoru, z uprawnieniem do wskazania konieczności podjęcia działań korygujących.</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 201 do IRiESP - Korzystanie.</p>
205.	11.4.6.	<p>Komentowane postanowienie powinno zostać uzupełnione o wymóg poinformowania również właściwych POB o poleceniu redysponowania. Obecnie POB nie mają informacji, że bilansowany przez POB zasób ma być redysponowany. Zasadność zobligowania właściwych OSP albo OSDp do przekazywania POB takiej informacji, dopóki OSB nie wydaje poleceń redukcji dla konkretnych zasobów, a jedynie per obszar sieci.</p> <p>Propozycja korekty: Uzupełnienie fragmentu o dodatkowy (ostatni) akapit: <i>Właściwy operator systemu przekazuje informację o wydaniu polecenia redysponowania również do właściwego POB.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.</p>
206.	11.4.6. 3.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p>	<b>ENEA ENERGA</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>

		<p>„OSP nie jest uznawany za wydającego polecenie, jeżeli polecenie OSDp jest wydawane w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej o napięciu poniżej 110 kV.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Wszystkie prace w koordynowanej sieci 110 kV są uzgadniane i akceptowane przez OSP.</p>	<p><b>TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przedmiotowy punkt należy pozostawić bez zmiany treści, ponieważ reguluje zasady pokrywania kosztów za redysponowanie nierynkowe w przypadku, gdy OSD nie zastosują się do decyzji OSP w zakresie prowadzenia ruchu w sieci koordynowanej 110 kV. Uwzględnienie proponowanej zmiany prowadziłoby do pozostawienia omawianego zagadnienia nieuregulowanego.</p>
207.	11.4.6. 4.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„W przypadku gdy redysponowany zasób w sieci dystrybucyjnej OSDp został objęty poleceniem redysponowania wydanym przez OSP w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, a wcześniej został on objęty poleceniem redysponowania w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci, określonym w pkt 3., to za wydającego polecenie uznaje się OSDp.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2).</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>
208.	11.4.7.	<p>Proponujemy w całej treści punktu, w tym w odpowiednich podpunktach, zastąpić wyrażenie „obszar sieci OSDp/OSDn” wyrażeniem „sieć dystrybucyjna OSDp” – w odpowiednim przypadku i liczbie.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2).</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5.</p>
209.	11.4.7. 1.	<p>Punkt zawiera oczekiwania OSP dotyczące wymiany danych, które co do zasady powinny być zamieszczone w zatwierdzanym przez Prezesa URE dokumencie pt. Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie</u></p>

		prowadzenia ruchu KSE. Zamieszczanie wymagań w różnych dokumentach (IRiESP, umowa przesyłowa, Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE) skutkuje utratą przejrzystości oczekiwań OSP.	<b>PGE PTPIREE</b>	Uzasadnionym przejrzystością mechanizmu redysponowania nierynkowego jest, aby IRiESP - tj. dokument, który zawiera postanowienia dotyczące redysponowania nierynkowego - wymieniał dane przekazywane na potrzeby redysponowania nierynkowego.
210.	<b>11.4.7. 1. (1)</b>	Proponujemy usunąć ppkt (1). <u>Uzasadnienie:</u> Proponowany przez OSP obowiązek egzekwowania wymagań i przekazywania danych przez podmioty posiadające MWE lub MME wykracza poza przepisy ustawy Prawo energetyczne odnoszące się do redysponowania nierynkowego. OSDp nie posiada również narzędzi oraz skutecznej możliwości realizacji takiego obowiązku, który nie wynika wprost z przepisów prawa.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Spełnienie wymagań określonych w pkt 11.4.7. 1. (1) w IRiESP – Korzystanie, jest warunkiem prawidłowego funkcjonowania redysponowania rynkowego. Określenie ich w IRiESP zawiera się w zakresie określonym art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne. Podstawą przeniesienia wymagań określonych w IRiESP do IRiESD, tj. instrukcji, do stosowania której zobowiązani są użytkownicy systemu przyłączeni do sieci OSD, jest art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne.
211.	<b>11.4.7. 1. (2)</b>	Proponujemy usunięcie obowiązku podpisywania powiadomień podpisywanych zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp. <u>Uzasadnienie:</u> Oczekiwanie OSP dotyczące potwierdzania informacji kwalifikowanym podpisem elektronicznym zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp jest w tym przypadku nadmiarowe.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Zachowanie wskazanej formy jest w szczególności uzasadnione istotnością przekazywanych danych przywołanych w omawianym punkcie IRiESP.
212.	<b>11.4.7. 1. (6)</b>	Proponujemy usunięcie ppkt (6). <u>Uzasadnienie:</u> OSD w wielu przypadkach nie posiada takich informacji. Przekazanie tych informacji do OSP nie jest możliwe. MWE i MEE nie przekazują takich informacji do OSD ponieważ nie mają takiego obowiązku. Realizacja redysponowania MWE i	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> W związku z tym, że duża liczba podmiotów posiadających redysponowane zasoby wykonuje polecenia redysponowania korzystając z usług operatorów technicznych to dane, określone w pkt 11.4.7. 1. (6), są niezbędne dla poprawnego obsłużenia redysponowania nierynkowego. Całkowity wolumen mocy zainstalowanej redysponowanych zasobów, które będą korzystały z usług operatorów technicznych będzie się

		MEE przez OSD jest realizowana co do zasady bez udziału operatorów technicznych.		stopniowo zwiększał, co tym bardziej uzasadnia pozyskanie tych danych przez OSD, również na własny użytek.  Powyższe uzasadnia wprowadzenie obowiązku objętego pkt <b>11.4.7. 1. (6)</b> do IRiESP. Podstawę dla przeniesienia tego obowiązku do IRiESD, tj. instrukcji, do stosowania której zobowiązani są użytkownicy systemu przyłączeni do sieci OSD, stanowi art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne.
213.	<b>11.4.7. 1. (7)</b>	<p>Proponujemy usunięcie obowiązku podpisywania powiadomień podpisywanych zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Oczekiwanie OSP dotyczące potwierdzania informacji kwalifikowanym podpisem elektronicznym zgodnie z zasadami reprezentacji OSDp jest w tym przypadku nadmiarowe.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Dokonuje się korekty tekstu <u>pkt 11.4.7. 1. (7):</u></p> <p>„aktualizuje i przekazuje do OSP, informacje oraz kompletne dane o redysponowanych zasobach przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp na potrzeby tworzenia list redysponowanych zasobów do redysponowania nierynkowego, w szczególności: (a) informacje o wycofanych z eksploatacji redysponowanych zasobach, (b) informacje o nowo przyłączonych do sieci dystrybucyjnej redysponowanych zasobach, (c) które redysponowane zasoby nie podlegają redysponowaniu nierynkowemu, w szczególności ze względu na przepisy w zakresie wyposażenia w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f ustawy Prawo energetyczne; (d) które MWE typu FW, PV oraz BG podlegają priorytetowemu dysponowaniu na podstawie przepisu art. 12 ust. 2 oraz ust. 6 rozporządzenia 2019/943; (e) którym redysponowanym zasobom nie przysługuje rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu wykonania polecenia redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, uwzględniając postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej; (f) dane o zdolnościach technicznych redysponowanych zasobów w zakresie sposobu regulacji mocy czynnej; (g) proponowane maksymalne dopuszczalne wielkości mocy do których redysponowane zasoby mogą podlegać redysponowaniu nierynkowemu w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w</p>

				<p>celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię; Dane i informacje, określone w pkt (a) - (g) OSDp aktualizuje i przekazuje do OSP po każdej zmianie, przy czym dane określone w pkt (a) - (f) OSDp przekazuje do systemu PWDS, a dane określone w pkt (g) do systemu PSDI. Do czasu uruchomienia systemów lub rozbudowy o niezbędne do tego celu funkcjonalności OSDp przekazują dane określone w pkt (a) - (g) do OSP za pomocą poczty elektronicznej, na właściwy adres poczty elektronicznej, określony w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a OSDp.”.</p>
214.	11.4.7. 1 (7) (e)	<p>Zob.: uwagi w pkt 18 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 51 do IRiESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Propozycja korekty: <i>którym redysponowanym zasobom nie przysługuje rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, z tytułu wykonania polecenia redysponowania nierynkowego w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, uwzględniając zaakceptowanie przez wytwórcę postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.</i></p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 nie odnosi zaakceptowania do „postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw”, ale do zaakceptowania umowy. Art. 9c ust. 7g ustawy prawo energetyczne stanowi:</p> <p><i>„Rekompensata finansowa, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, nie przysługuje w przypadku wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia wytwarzania mocy przez tę jednostkę, lub wyłączenia magazynu energii elektrycznej lub zmniejszenia pobieranej lub wprowadzanej mocy przez ten magazyn, jeżeli umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej.”</i></p> <p>Redakcja pkt, którego dot. uwaga jest więc zgodna z terminologią powołanego przepisu ustawy. Ponadto wskazać należy, że warunki umowy o przyłączenie, w tym treść klauzuli skutkującej brakiem gwarancji niezawodnych dostaw, mogą zostać ustalone decyzją Prezesa URE na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. W takim przypadku nie będzie więc „klauzuli zaakceptowanej przez wytwórcę.” Uwzględniając brzmienie powołanego przepisu art. 9c ust. 7g ustawy Prawo energetyczne uwaga wskazująca na konieczność użycia terminu „zaakceptowanie przez wytwórcę postanowień skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych</p>



				dostaw” nie może być przyjęta.
215.	<b>11.4.7. 2.</b>	<p>Proponujemy usunięcie pkt 2.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Brak uzasadnienia technicznego do przekazywania do OSP bieżących informacji o redysponowanych zasobach na polecenie OSDp. Jest to dodatkowy zbędny proces, który ze względu na poziom redukcji nie wnosi żadnych istotnych informacji związanych z pracą KSE. Ponadto przerzucenie obowiązku na służby dyspozytorskie do czasu uruchomienia PSDI jest niemożliwe ze względu na istniejący zakres obowiązków tych służb.</p> <p>Dodatkowo wprowadzony wymóg informowania o planowanym redysponowaniu nierynkowym na 30 minut przed jego realizacją nakłada dodatkowe obciążenie na służby dyspozytorskie, które zobligowane są do manualnego przekazywania tych informacji do czasu pełnej implementacji systemu PSDI. Sytuacja ta jest szczególnie uciążliwa w okresach obniżonego zapotrzebowania na energię elektryczną, takich jak weekendy i święta, kiedy to służby dyspozytorskie są jedyną dostępną załogą. Ponadto, wymóg informowania OSP na 30 minut przed planowanym redysponowaniem nierynkowym, niezależnie od zaistniałych okoliczności, jest nieadekwatny do specyfiki zdarzeń związanych z bezpieczeństwem pracy sieci dystrybucyjnej. Priorytetem w takich sytuacjach powinno być przede wszystkim zabezpieczenie urządzeń elektroenergetycznych, a dopiero następnie spełnienie formalnych wymogów czasowych</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W procesie bilansowania KSE, za który odpowiedzialny jest OSP, niezbędne są m.in. dane dotyczące działań planowanych do podjęcia przez OSD w zakresie redysponowania nierynkowego na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Przekazywanie przez OSD na rzecz OSP bieżących informacji o planowanych do wysłania lub już wysłanych poleceniach redysponowania jest bardzo ważnym procesem, który pozwoli na prawidłową realizację procesu bilansowania KSE. Brak przedmiotowych danych może prowadzić do niedokładnego bilansowania KSE co w rezultacie może powodować zwiększenie kosztów bilansowania lub w najgorszym przypadku może skutkować wystąpieniem awarii o charakterze lokalnym lub krajowym. W związku z powyższym ważne jest, żeby OSD przekazywały przedmiotowe dane do OSP i należy tu podkreślić, że nie jest to „dodatkowy zbędny proces”.</p>
216.	<b>11.4.8.1 (2) (b)</b>	<p>Wnioskujemy o wykreślenie pkt. 11.4.8.1 (2) (b) ze względu na obarczenie wyższymi kosztami zasobu wytwarzającego energię (wyższa cena finalna energii elektrycznej zakupiona z sieci niż ta wyprodukowana z własnego zasobu).</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Usunięcie przedmiotowego punktu nie byłoby właściwe, ponieważ IRIESP</p>

				<p>musi kompleksowo określać w jaki sposób OSP powinien postępować w przypadku redysponowania nierynkowego w odniesieniu do zasobów wytwarzających energię elektryczną również na własne potrzeby. Zakładając, że redysponowany zasób faktycznie poniesie wyższe koszty w sytuacji, o której mowa w pkt <b>11.4.8.</b> 1. (2) (b), to nie może być powodem niestosowania tego środka, ponieważ jest on wykorzystywany celem usunięcia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.</p>
217.	<b>11.4.10.</b> 5.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 5.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 6. (2). Jednocześnie określone przez OSP wymaganie, aby podmiot posiadający redysponowany zasób, o mocy większej niż 10 kW, miał obowiązek przekazywać do OSP plany pracy na zasadach określonych w IRiESP jest zdecydowanie nadmiarowy. Stosownie do proponowanego zapisu OSP oczekuje, że również prosumenci energii odnawialnej posiadający mikroinstalacje o mocy większej niż 10 kW będą przekazywać OSP plany pracy tych mikroinstalacji. Nałożenie takich obowiązków na prosumentów energii odnawialnej powinno nastąpić ewentualnie w przepisach prawa, a nie w IRiESP, której, na marginesie, prosumenci nie są zobowiązani do stosowania.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 128 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>W związku z tym, że OSP jest odpowiedzialny za proces bilansowania KSE, do tego celu musi mieć narzędzia do wykonywania swoich zadań. Jednym z takich narzędzi są plany pracy, które OSP zamierza wykorzystywać w procesie bilansowania KSE. W związku z tym, że moc zainstalowana mikroinstalacji o mocy powyżej 10 kW przyłączonych do KSE jest znacząca i z roku na rok się zwiększa to OSP nie może w procesie bilansowania KSE pominąć tej istotnej grupy redysponowanych zasobów. Zwracamy jednocześnie uwagę, że zgodnie z art. 7 ust. 8d<sup>10</sup> ustawy Prawo energetyczne OSP ma prawo predysponować nierynkowo, bez ogłaszania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, mikro instalacjami o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW i aby ten proces mógł być realizowany poprawnie OSP potrzebuje do tego celu planów pracy. Warto podkreślić, że przedmiotowe plany pracy mogą być wykorzystane również przez OSD na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi.</p> <p>Zgodnie z art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne, OSD jest zobowiązany do uwzględnienia w IRiESP, tj. instrukcji do stosowania której zobowiązani są użytkownicy systemu przyłączeni do sieci OSD, wymagań określonych w IRiESP.</p>
218.	<b>11.4.12.</b>	<p>Wnioskujemy o usunięcie zapisu 11.4.12 w całości w związku z obowiązkami określonymi w innych dokumentach albo o</p>	<p><b>PGE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		ograniczenie działań dla zasobów objętych działalnością koncesjonowaną WEE lub MEE.		W celu prowadzenia poprawnego redysponowania nierynkowego, niezbędna jest weryfikacja oraz monitorowanie jakości planów pracy, deklarowanych planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez operatora systemu. Bez narzędzi opisanych w punkcie <b>11.4.12.</b> redysponowanie nierynkowe może być nieskuteczne lub szkodliwe dla systemu elektroenergetycznego.
219.	<b>11.4.12.</b> 1.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„OSP monitoruje i weryfikuje jakość otrzymywanych planów pracy redysponowanego zasobu oraz dotrzymanie dyscypliny ruchowej w zakresie poleceń wydawanych przez OSP”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>OSDp nie ma podstaw prawnych oraz narzędzi do prowadzenia monitoringu i weryfikacji jakości otrzymywanych planów pracy redysponowanego zasobu. Taka odpowiedzialność nie wynika z przepisów prawa.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Monitorowanie i weryfikacja jakości otrzymywanych planów pracy redysponowanego zasobu oraz dotrzymanie dyscypliny ruchowej jest możliwe jedynie przez operatora systemu właściwego do miejsca przyłączenia redysponowanego zasobu ze względu na relacje umowne (umowa o świadczenie usług dystrybucji/przesyłania), posiadanie systemów, do których redysponowany zasób ma obowiązek przekazywać pomiary, które są m.in. niezbędne do weryfikacji zgłaszanych przez redysponowane zasoby planów pracy.</p> <p>Zgodnie z art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne, OSD jest zobowiązany do uwzględnienia w IRiESD, tj. instrukcji do stosowania której zobowiązani są użytkownicy systemu przyłączeni do sieci OSD, wymagań określonych w IRiESP.</p>
220.	<b>11.4.12.</b> 3.	<p>Niedotrzymanie dyscypliny ruchowej może podlegać sankcjom określonym w ustawie Prawo energetyczne, przy czym IRiESP nie referuje do konkretnego przepisu, który mógłby być podstawą takiej odpowiedzialności i przepisu takiego w Prawie energetycznym nie ma. Oznacza to, że w tym przypadku sankcje za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej miałyby być nakładane bez podstawy ustawowej, co jest niedopuszczalne.</p> <p><a href="#">Patrz również komentarz dot Załącznika nr K2 pkt 8.</a></p>	<p><b>LEWIATAN</b> <b>PSEW</b> <b>RWE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do wskazanych różnic</small></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona.</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Ustawa Prawo energetyczne w art. 56 ust. 1 pkt 19 i 27a stanowi, że „karze pieniężnej podlega ten, kto:</p> <p>19) nie przestrzega warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego lub gazowego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosuje się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, metod,</p>

				<p>warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia 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 uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia, metod, warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 23 tego rozporządzenia, a także poleceń operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego, o których mowa w art. 11d ust. 1 i 2;</p> <p>27a)” nie stosuje się do poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b;”</p> <p>Nakładanie kar pieniężnych określonych w ustawie Prawo energetyczne należy do kompetencji Prezesa URE. Powołane przepisy nie zostały przywołane w pkt, którego dotyczy uwaga bowiem celem tego pkt jest wskazanie, że naruszenie dyscypliny ruchowej stanowi naruszenie procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP, a nie powtarzanie powszechnie obowiązujących przepisów. Przypadki, kiedy dochodzi do naruszenia dyscypliny ruchowej są wskazane w pkt <b>11.4.12. 4.</b> i 5.</p> <p>IRiESP, zgodnie z art. 9g ust. 12 ustawy Prawo energetyczne stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania. Naruszenie postanowień IRiESP, w tym naruszenie dyscypliny ruchowej, stanowi naruszenie umowy i może skutkować odpowiedzialnością kontraktową, tj. odpowiedzialnością jak wskazane w art. 471 k.c. i następnym, w tym art. 483 k.c. Bezpodstawna jest więc uwaga, że „sankcje za naruszenie dyscypliny ruchowej miałyby być nakładane bez podstawy prawnej”.</p>
221.	<b>11.4.12. 3</b>	W IRiESP wskazano, że niedostosowanie się do zasad dyscypliny ruchowej może skutkować nałożeniem sankcji określonych w ustawie Prawo energetyczne. Jednocześnie nie wskazano konkretnego przepisu tej ustawy, który	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 220 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>stanowiły podstawę do stosowania takich sankcji. Analiza przepisów Prawa energetycznego wskazuje, że brak jest podstawy prawnej do nakładania sankcji za naruszenie dyscypliny ruchowej.</p> <p>Nakładanie sankcji bez wyraźnej, ustawowej delegacji jest niedopuszczalne. Należy doprecyzować zapisy IRiESP w tym zakresie i wskazać konkretną podstawę prawną umożliwiającą stosowanie sankcji.</p> <p>(Szersze omówienie tego zagadnienia znajduje się w komentarzu do Załącznika nr K2 pkt 8.)</p>		
222.	<b>11.4.12.4.</b>	<p>Zaproponowana regulacja powinna zostać doprecyzowana w zakresie przypadków, gdy nie dojdzie do wykonania polecenia OSP z przyczyn zależnych od OSP lub OSD, a także ze względu na działanie siły wyższej. Zapis w proponowanej treści byłby nieuzasadnionym przypisaniem całej odpowiedzialności podmiotowi przyłączonemu. W szczególności, naruszenie dyscypliny ruchowej wskutek zdarzeń niezależnych od operatora MWE lub MEE nie może podlegać sankcjom. Sankcje powinny być współmierne do odskali i skutków tego naruszenia.</p> <p>Punkt 11.4.12.4 (2) wiąże nałożenie kary z (i) nieprzekazaniem OSP harmonogramu pracy oraz (ii) utrzymywaniem poziomu mocy wprowadzanej do sieci z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej mocy przez redysponowany zasób, określonego w zadeklarowanym harmonogramie pracy - wskazanym przez operatora. W przypadku przekazywania OSP grafików pracy, które nie są dokładne, również istnieje ryzyko nałożenia kary, ale pkt 11.4.12.5 nie wskazuje żadnego procentowego odniesienia, jak bardzo szacunek może różnić się od rzeczywistego poziomu mocy wprowadzonej do sieci. Należy doprecyzować, czy w takim scenariuszu powinniśmy również zastosować ten sam wskaźnik dokładności 10%, czy nie. Jeśli</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Niezasadne jest doprecyzowanie pkt <b>11.4.12.4.</b> „w zakresie przypadków, gdy nie dojdzie do wykonania polecenie z przyczyn, zależnych od OSP lub OSD.” Powołany pkt należy bowiem odczytywać łącznie z pkt <b>11.4.12.3.</b>, który odsyła do sankcji w postaci kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE zgodnie z ustawą Prawo energetyczne i do odpowiedzialności kontraktowej zgodnie z k.c. Ustawa Prawo energetyczne w art. 56 ust. 6 wskazuje na obowiązek uwzględniania przy ustalaniu wysokości kary „stopnia zawinienia”, natomiast w art. 56 ust. 6a wskazuje przypadki, kiedy Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary.</p> <p>Reguły odpowiedzialności kontraktowej k.c. uwzględniają okoliczności, za które dłużnik odpowiedzialności nie ponosi (art. 471 k.c.).</p> <p>Uwzględniając powołany stan prawny nie ma uzasadnienia, aby IRiESP precyzowała przypadki wyłączające odpowiedzialność, bowiem jest to już uregulowane na poziomie ustaw j.w.</p> <p>Jednakże, w związku z powyższym, wychodząc naprzeciw postulatowi wyłączenia przypadków odpowiedzialności za niewykonanie polecenia z przyczyn, za które zobowiązany do wykonania polecenia odpowiedzialności nie ponosi, w pkt (1) proponuje się usunąć zwrot</p>

		nie, być może można zaproponować inny margines, aby podmiot przyłączony nie ponosił niewspółmiernej odpowiedzialności za nawet najmniejsze odchylenie.		„niezależnie od przyczyny” w związku z czym w pkt <b>11.4.12.</b> pkt 4. otrzymuje brzmienie:  „4. OSP uznaje, że doszło do naruszenia dyscypliny ruchowej, w następujących przypadkach:  (1) gdy redysponowany zasób nie wykonuje albo nienależyście wykonuje polecenia redysponowania wydane przez OSP oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania;  (2) gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP.”.
223.	<b>11.4.12.</b> 4.  <b>11.4.12.</b> 5.	Zaproponowana regulacja powinna zostać doprecyzowana w zakresie przypadków, gdy nie dojdzie do wykonania polecenia OSP z przyczyn zależnych od OSP lub OSD, a także ze względu na działanie siły wyższej. Zapis w proponowanej treści byłby nieuzasadnionym przypisaniem całej odpowiedzialności podmiotowi przyłączonemu. W szczególności, naruszenie dyscypliny ruchowej wskutek zdarzeń niezależnych od operatora MWE lub MEE nie może podlegać sankcjom. Sankcje powinny być współmierne do od skali i skutków tego naruszenia.  Punkt 11.4.12.4 (2) wiąże nałożenie kary z (i) nieprzekazaniem OSP harmonogramu pracy oraz (ii) utrzymywaniem poziomu mocy wprowadzanej do sieci z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej mocy przez redysponowany zasób, określonego w zadeklarowanym harmonogramie pracy - wskazanym przez operatora. W przypadku przekazywania OSP grafików pracy, które nie są dokładne, również istnieje ryzyko nałożenia kary,	<b>RWE</b>	<u>Uwaga częściowo uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Przepis w pkt <b>11.4.12.4.</b> jasno precyzuje, że odpowiedzialność redysponowanego zasobu odnosi się do czynności niewykonanych albo nienależyście wykonanych przez redysponowany zasób.  Patrz również odpowiedź na uwagę nr 222 do IRiESP - Korzystanie.  W wyniku otrzymanej uwagi w pkt <b>11.4.12.</b> pkt 5. otrzymuje brzmienie:  „5. W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed ORN, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym do OSP do 20. minuty przed ORN. Zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem

		<p>ale pkt 11.4.12.5 nie wskazuje żadnego procentowego odniesienia, jak bardzo szacunek może różnić się od rzeczywistego poziomu mocy wprowadzonej do sieci. Należy doprecyzować, czy w takim scenariuszu powinniśmy również zastosować ten sam wskaźnik dokładności 10%, czy nie. Jeśli nie, być może można zaproponować inny margines, aby podmiot przyłączony nie ponosił niewspółmiernej odpowiedzialności za nawet najmniejsze odchylenie.</p>		<p>ORN nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej jeżeli wielkość tej zmiany wyniesie przynajmniej 10 % wolumenu zgłoszonego w planie pracy. W każdym przypadku dokonania zmiany wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa powyżej, niezależnie od jej wielkości, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.”.</p>
224.	<p><b>11.4.12.4.</b></p> <p><b>11.4.12.5.</b></p>	<p>Proponowana regulacja wymaga doprecyzowania w kontekście sytuacji, gdy niewykonanie polecenia OSP wynika z przyczyn leżących po stronie OSP lub OSD, a także w przypadku działania siły wyższej. Obecne brzmienie regulacji w sposób nieuzasadniony obarcza operatora MWE lub MEE pełną odpowiedzialnością, również w sytuacjach, gdy brak jest jego winy.</p> <p>Należy jednoznacznie wskazać, że naruszenie dyscypliny ruchowej będące konsekwencją zdarzeń niezależnych od operatora MWE lub MEE nie może stanowić podstawy do nakładania sankcji. Ewentualne sankcje powinny być adekwatne do rozmiarów i konsekwencji danego naruszenia.</p> <p>Wątpliwości budzi zapis punktu 11.4.12.4 (2), który przewiduje kary zarówno za nieprzekazanie OSP harmonogramu pracy, jak i za utrzymywanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu określonego w zadeklarowanym harmonogramie pracy. W przypadku przekazania OSP harmonogramu, który okaże się niedokładny, również istnieje ryzyko nałożenia kary. Jednak punkt 11.4.12.5 nie precyzuje, jak duże mogą być rozbieżności między planowanym a rzeczywistym poziomem mocy wprowadzonej do sieci.</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis w pkt <b>11.4.12.4.</b> jasno precyzuje, że odpowiedzialność redysponowanego zasobu odnosi się do czynności niewykonanych albo nienależycie wykonanych przez redysponowany zasób.</p> <p>Dodatkowo, patrz również odpowiedź na uwagę nr 222 do IRiESP – Korzystanie. Brzmienie pkt <b>11.4.12.5.</b> określono w odpowiedzi na uwagę nr 223 w IRiESP - Korzystanie.</p>

		W związku z tym należy doprecyzować, czy w takiej sytuacji również należy stosować kryterium dokładności na poziomie 10%. Jeśli nie, to należy rozważyć ustalenie innego, bardziej adekwatnego marginesu tolerancji, który zabezpieczy operatorów przed ponoszeniem odpowiedzialności za drobne odchylenia.		
225.	11.4.12.5.	<p>„W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymywania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed OREB, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym do OSP do 20. minuty przed OREB. Zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem OREB nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej. W przypadku dokonania takiej zmiany wytwarzania energii elektrycznej, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.”</p> <p><b>Jak zasób może być równocześnie redysponowany i nie być objęty poleceniem redysponowania? Czy chodzi tu o samoredukcję spowodowaną ujemnymi cenami na rynku? Jaki jest cel wprowadzenia przez OSP powyższych zapisów?</b></p>	<p><b>PIME</b></p> <p><b>TOE*</b></p> <p><small>* z dokładnością do znaków interpunkcyjnych i formatowaniem</small></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z definicją pojęcia „redysponowany zasób”, zawartą w pkt 2. 4. IRiESP - Wprowadzenie, pojęcie to obejmuje MWE typu FW, PV lub przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz, któremu <u>może</u> być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>W związku z powyższym redysponowany zasób może nie być objęty poleceniem redysponowania, ponieważ redysponowany zasób to taki, któremu <u>może</u> być wydane polecenie redysponowania.</p> <p>Przedmiotowe postanowienie umożliwia handel energią elektryczną w ramach danego POB (wewnętrznie) w celu lepszego zbilansowania się danego POB, pod warunkiem, że w wyniku prowadzonego handlu energią zostaną dostarczone skorygowane plany pracy najpóźniej na 20 minut przed rozpoczęciem danego OREB. Jednym z czynników dla podejmowanych przez POB działań mogą być również ceny ujemne oraz samoograniczanie się podmiotów z powodu cen ujemnych.</p> <p>Celem wprowadzenia przedmiotowych przepisów jest poprawa warunków do bilansowania POB, m.in. ze względu na wskazane wyżej ceny ujemne.</p>



226.	<b>11.4.13.</b>	Postanowienie powinno wskazywać, że postanowień załącznika, w zakresie, w jakim są niespójne z IRiESP lub powszechnie obowiązującymi przepisami prawa, nie stosuje się.	<b>PV-65</b> <b>LEWIATAN*</b> <i>* z dokładnością do znaków interpunkcyjnych</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Celem pkt <b>11.4.13.</b> jest wskazanie na lokalizację postanowień IRiESP odnośnie do zasad obliczania i wypłaty rekompensaty finansowej oraz rozliczeń niewykonania poleceń redysponowania poprzez odesłanie do załącznika nr K2 do IRiESP - Korzystanie, którego postanowienia nie stoją w sprzeczności z pozostałymi przepisami IRiESP i przepisami prawa powszechnie obowiązującego.
227.	<b>14.1. 3.</b> (2), <b>14.1. 9.</b> (2), oraz <b>14.1. 10.</b> (2)	<b>Niedyskryminacyjne zasady świadczenia usług systemowych i agregacji poza rynkiem bilansującym powinny być określone w publicznie dostępnych dokumentach i umożliwiać szersze uczestnictwo zasobów rozproszonych.</b>	<b>TOE</b>	<u>Uwaga zgłoszona do pkt 14.1.3.2, 14.1.9.2 i 14.1.10.2., które w Karcie aktualizacji nr 2 mają numery 14.1. 3. (2), 14.1. 9. (2), oraz 14.1. 10. (2)</u> <u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Katalog usług systemowych określony jest w IRiESP i WDB.  Poszczególne usługi charakteryzują się specyficznymi wymaganiami które powinny zostać spełnione żeby móc świadczyć poszczególne usługi systemowe. Z uwagi na np. miejsce przyłączenia, nie każdy rodzaj usługi może być świadczony przez dowolny zasób lub ich agregację.  Istniejące mechanizmy prawne (w szczególności wynikające z ustawy Prawo Zamówień Publicznych) są wystarczające dla zagwarantowania kontraktacji poszczególnych usług na zasadach niedyskryminacji.
228.	<b>14.2.1. 5.</b>	W komentowanej regulacji, zakres danych w ekspertyzie dla linii bezpośredniej jest niewspółmiernie duży w stosunku do możliwych rozwiązań w tym zakresie. Przykładowo, trudno zrozumieć, jaki może mieć wpływ wydzielony MWE o mocy 2,2 MW, przyłączony linią o długości 100 m, którego energia jest w całości konsumowana przez odbiorcę wydzielonego na bilansowanie KSE (pkt. 14.2.5 (1), poziomy napięcie (pkt. 14.2.5 (2) (b) czy moce zwarciove (pkt. 14.2.5 (2) (c). Brak wskazania, jakie w takiej sytuacji sa kryteria oceny.	<b>PSF</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> <u>Wyjaśnienie:</u> Treść art. 7aa ust.10 pkt 3b) ustawy Prawo energetyczne oraz w konsekwencji IRiESP wskazuje, że strony uzgadniają zakres ekspertyzy, oznacza to, że przyjęte rozwiązanie jest elastyczne i pozwala dostosować zakres ekspertyzy do konkretnego przypadku. Pkt <b>14.2.1. 5.</b> w IRiESP - Korzystanie zawiera tylko propozycję zakresu, warunków i założeń do wykonania ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej, co nie oznacza, że

		Propozycja korekty: dostosowanie zakresu ekspertyzy do możliwych rozwiązań oraz wskazanie precyzyjnych kryteriów oceny.		obliguje do uwzględniania w zakresie każdej ekspertyzy wszystkich wskazanych elementów.
--	--	---	--	---

**Załącznik K2 – Rozliczanie redysponowania nierynkowego**

229.	<b>Załącznik nr K2</b>	<p>Proponujemy w całej treści Załącznika nr K2 do IRiESP w odniesieniu do zapisów dotyczących redysponowania nierynkowego zastąpić wyrażenie „obszar sieci OSDp/OSDn” wyrażeniem „sieć dystrybucyjna OSDp” – w odpowiednim przypadku i liczbie oraz zastąpić skrót „OSD” skrótem „OSDp”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Jak w uwadze szczegółowej do pkt 11.4.2. 1. (2).</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 5 i w związku z odpowiedzią na uwagę nr 3 do IRiESP - Wprowadzenie.</p>
230.	<b>Załącznik nr K2 punkt 1.3.</b>	<p>Wykreślenie postanowienia jako niezgodnego z art. 9c ust. 7a Prawa energetycznego oraz zawierającego niejasnym kryterium.</p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienia pkt 1.3. są zgodne z art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne, który wskazuje, że redysponowanie nierynkowe podlega rekompensacie finansowej o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, który to przepis określa, kiedy rekompensata nie przysługuje, zaś postanowienia pkt 1.3. są z nim zgodne.</p> <p>Dodatkowo patrz odpowiedź na uwagę nr 231 do IRiESP - Korzystanie.</p>
231.	<b>Załącznik nr K2 punkt 1.3.</b>	<p>Postanowienie rozszerza w sposób sprzeczny z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 wyłączenia rekompensaty finansowej o brak gwarancji niezawodności dostaw w umowach przesyłania lub o świadczenie usług dystrybucji. Wskazany przepis rozporządzenia 2019/943 natomiast wyraźnie zakreśla możliwości wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania tylko w przypadku zaakceptowania postanowienia o braku niezawodności dostaw energii w umowie przyłączeniowej.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Postanowienia pkt 1.3. są zgodne z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Użyte w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 pojęcie „umowa przyłączeniowa” należy w ocenie OSP rozumieć w odniesieniu do krajowego (polskiego) porządku prawnego szeroko (dokonując wykładni celowościowej), jako każdą umowę, zawartą pomiędzy właściwym operatorem systemu a operatorem (właścicielem) jednostki wytwórczej, regulującą warunki funkcjonowania (w tym przyłączenia) danej jednostki</p>

		<p>Wykładnia przepisu art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 nie uprawnia do jego rozszerzania na niekorzyść wytwórcy, w konsekwencji zawarcie w umowie przesyłowej albo umowie o świadczenie usług dystrybucji takiego postanowienia, jako sprzecznego z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 będzie przesądzało o jego nieważności.</p> <p><b>Proponowana zmiana:</b> <i>Rekompensata nie przysługuje w przypadku gdy umowa o przyłączenie do sieci zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z:</i></p> <p>(1) <i>Zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; oraz</i></p> <p>(2) <i>Dokonanym na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym.</i></p>		<p>wytwórczej w systemie elektroenergetycznym, a zatem zarówno umowę o przyłączenie do sieci, jak i umowę o świadczenie usług dystrybucji albo umowę o świadczenie usług przesyłania.</p> <p>Za przyjęciem wskazanej interpretacji przemawia również to, że w krajowej praktyce niejednokrotnie zawierane umowy przyłączeniowe nie zawierają wprost zapisów niegwarantujących niezawodnych dostaw energii, ale zobowiązanie do uwzględnienia określonych w nich warunków ograniczających niezawodne dostawy w zawieranych w przyszłości umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.</p>
232.	<b>Załącznik nr K2 punkt 1.3.</b>	<p>Wbrew art. 13 ust 7 Rozporządzenia 2019/943, zaproponowany zapis wskazuje, że wyłączenia prawa do rekompensaty miałyby dotyczyć szerszej grupy podmiotów, niż wskazane w przepisie – wyraźnie zawężającym możliwość wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania tylko do przypadku, gdy zaakceptowano postanowienia o braku niezawodności dostaw energii w umowie przyłączeniowej. Rozporządzenie 2019/943 nie uzasadnia narzucania klauzul zmieniających zasady dostępu do sieci na zaawansowanym etapie rozwoju projektu, a także dla projektów operacyjnych nie podlegających istotnym modyfikacjom zgodnie z w/w rozporządzeniem, poprzez zawarcie klauzul w umowie przesyłowej albo umowie o świadczenie usług dystrybucji.</p>	<b>RWE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 231 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>Proponowane brzmienie przepisu oprócz niezgodności z Rozporządzeniem 2019/943 stanowiłoby także przenoszenie dodatkowych ryzyk na podmiot przyłączany do sieci, podczas gdy wystąpienie sytuacji uzasadniającej operatorską dyspozycję do ograniczenia/wyłączenia jest poza przewidywalnością i kontrolą podmiotu przyłączonego do sieci, natomiast zależy od kształtowania polityki energetycznej państwa, w tym miksu w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej, zapewnienia płynności na rynkach energii, alokacji i dostępności mocy przyłączeniowych, sposobu dysponowania jednostkami wytwarzania energii i odpowiedzialnością odbioru, a także organizacji rynków i instrumentów pozwalających na wykorzystanie zasobów dostępnych dla operatorów sieci elektroenergetycznych na zasadach rynkowych. W tej sytuacji przenoszenie ryzyk występujących wskutek działań niezależnych od podmiotu przyłączonego na MWE typu PV, FW, BG i MEE można uznać za działanie dyskryminujące część technologii wytwarzania i magazynowania energii.</p>		
233.	<b>Załącznik nr K2 punkt 1.3.</b>	<p>Zapis wskazuje, że wyłączenia prawa do rekompensaty miałyby dotyczyć szerszej grupy podmiotów, niż wskazane w przepisie – wyraźnie zawężającym możliwość wyłączenia rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania tylko do przypadku, gdy zaakceptowano postanowienia o braku niezawodności dostaw energii w umowie przyłączeniowej.</p> <p>Rozporządzenie 2019/943 nie zawiera podstaw do wprowadzania klauzul zawierających zgodę na redysponowanie nierynkowe do zawartych już umów przyłączeniowych na etapie rozwoju projektu lub w przypadku instalacji, która jest już operacyjna w umowie dystrybucyjnej lub przesyłowej.</p> <p>Oprócz niezgodności z Rozporządzeniem 2019/943 takie działanie stanowi także nieuzasadnione przenoszenie</p>	<b>PSEW</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 231 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>dodatkowych ryzyk na podmiot przyłączany do sieci, podczas gdy wystąpienie sytuacji uzasadniającej operatorską dyspozycję do ograniczenia/wyłączenia jest poza przewidywalnością i kontrolą podmiotu przyłączonego do sieci,</p>		
234.	<p><b>Załącznik nr K2 punkt 1.3.</b></p>	<p>Zob.: uwagi w pkt 18 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 51 do IRiESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Rekompensata nie przysługuje w przypadku gdy wytwórca zaakceptował w umowie o przyłączenie do sieci, umowie przesyłania lub umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, które to postanowienia odnoszą się lub pozostają w związku z: (1) zapewnieniem równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; oraz (2) dokonaniem na polecenie OSP redysponowaniem nierynkowym.</i></p> <p>Proponowany zapis budzi wątpliwości w kontekście z zgodności z artykułem 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943. Przewiduje on wyłączenie prawa do rekompensaty dla szerszej grupy podmiotów niż wskazuje na to cytowane rozporządzenie, które ogranicza możliwość takiego wyłączenia jedynie do przypadków, gdy podmiot zaakceptował postanowienia o braku gwarancji niezawodności dostaw w umowie przyłączeniowej. Należy podkreślić, że Rozporządzenie 2019/943 nie daje podstaw do wprowadzania w późniejszym etapie realizacji projektu zapisów zmieniających zasady dostępu do sieci. Dotyczy to również już funkcjonujących projektów, które nie przechodzą istotnych modyfikacji w rozumieniu ww. rozporządzenia. Niedopuszczalne jest wprowadzanie takich klauzul poprzez umowy przesyłowe lub umowy o świadczenie usług</p>	PSF	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 231 do IRiESP - Korzystanie.</p>

		<p>dystrybucji.</p> <p>Oprócz aspektów związanych z naruszeniem Rozporządzenia 2019/943, proponowane brzmienie przepisu wiązałoby się z przeniesieniem dodatkowych ryzyk na podmiot przyłączony do sieci. Należy podkreślić, że wystąpienie okoliczności uzasadniających ograniczenie lub wyłączenie dostaw energii leży poza kontrolą podmiotu przyłączonego. Zależą one od czynników zewnętrznych, takich jak kształt polityki energetycznej państwa, w tym struktura miksu energetycznego, zapewnienie płynności na rynkach energii, dostępność mocy przyłączeniowych, sposób dysponowania jednostkami wytwórczymi i odpowiedzialnością odbioru, a także model organizacji rynków i instrumenty pozwalające na wykorzystanie zasobów sieciowych. Przenoszenie ryzyk wynikających z takich zewnętrznych czynników na MWE typu PV, FW, BG i MEE należy uznać za dyskryminujące te technologie wytwórcze i magazynowania energii.</p>		
235.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>pkt 1. 4.</b>	<p>Rekompensata finansowa stanowi wynagrodzenie należne danemu wytwórcy, który zastosował się do niej na podstawie stosownej umowy (przede wszystkim płatności z tego tytułu stanowi świadczenie usług w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług). Okoliczności te przesądzają, iż do takiej umowy znajdują na podstawie art. 750 k.c. zastosowanie przepisy dotyczące zlecenia, a tym samym przepis art. 751 k.c., który reguluje dwuletni termin przedawnienia roszczeń. Wskazane postanowienie pkt 1. 4. Załącznika nr K2 de facto skraca termin przedawnienia, co jest niedopuszczalne prawnie. Tym samym postanowienie to winno zostać usunięte/wykreślone.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Termin 180 dni wynika wprost z ustawy UC 74, w drodze określenia treści art. 9c ust. 7k ustawy Prawo energetyczne.</p>
236.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>pkt 1. 4.</b>	<p>Bardzo krótki czas przedawnienia (180 dni) jest nieuzasadniony i może naruszać m.in. zasadę obiektywności określoną w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943. Sugerujemy uwzględnienie co najmniej rocznego terminu</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		<p>przedawnienia roszczeń. Dodatkowo zachodzi konieczność doprecyzowania pojęcia dotyczącego „złożenia wniosku o wypłatę rekompensaty” w zakresie, czy złożenie wniosku o rekompensatę może się odbyć wyłącznie przez portal WOZE czy również w innej formie (mając przy tym na względzie brzmienie również pkt 1.6. poniżej).</p> <p>Propozycja korekty: <i>Roszczenie o wypłatę rekompensaty wygasa, jeżeli wniosek o wypłatę rekompensaty nie zostanie złożony przez właściciela redysponowanego zasobu za pomocą dedykowanego portalu WOZE przed upływem 1 roku liczonego od dnia, w którym zostało wykonane polecenie redysponowania. W przypadku braku dostępności portalu WOZE lub portalu PSDI, o którym mowa w pkt. 1.7, termin określony w zdaniu poprzedzającym ulega przedłużeniu do dnia następującego po dniu ogłoszenia komunikatu o przywróceniu dostępności portalu publikowanym na stronie internetowej OSP. W razie wniesienia wniosku o rekompensatę na zasadach określonych w pkt. 1.7. (1) – (2) uznaje się bieg terminu przedawnienia za przerwany.</i></p>		<p>W zakresie przedłużenia terminu złożenia wniosku - patrz odpowiedź na uwagę nr 235 do IRiESP - Korzystanie.</p> <p>W zakresie pozostałych uwag należy wyjaśnić, iż w pkt 1. 6. określono, że korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu może odbywać się wyłącznie poprzez portal WOZE lub portal PSDI (patrz odpowiedź na uwagę nr 239 do IRiESP - Korzystanie), z zastrzeżeniem postanowień dotyczących braku dostępności ww. portali (pkt 1. 7.), gdzie określony został sposób komunikacji w takim przypadku.</p>
237.	<p><b>Załącznik nr K2</b></p> <p><b>1. 2.</b></p>	<p>Czy rekompensata finansowa wypłacana po dniu 1 stycznia 2026 r. przez OSP/OSDp dotyczy tylko i wyłącznie wartości finansowej odpowiadającej utraconemu przychodowi ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia, natomiast rekompensata za jednostkę energii elektrycznej rozliczania jest w ramach korekty energii rzeczywistej (ER), którą dany POB uwzględni w rozliczeniu z MWE/MEE i dokonuje zakupu po cenach ustalonych w umowie sprzedaży energii elektrycznej? Czy korekta energii wyprodukowanej przez MWE/MEE może zostać rozliczona na tym samym dokumencie księgowym co rzeczywista produkcja źródła, czy należy wystawić odrębny dokument księgowy z uwzględnieniem odpowiedniej stawki podatkowej lub jej brakiem?</p>	<p><b>REO</b></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zgodnie z postanowieniami Karty aktualizacji nr 2, rekompensata za redysponowanie nierynkowe dokonywane przez OSP/OSDp po dniu 1 stycznia 2026 r., w zakresie finansowym dotyczyć będzie wartości odpowiadającej utraconemu przychodowi ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia, natomiast energia elektryczna niewprowadzona przez MWE/MEE w wyniku redysponowania nierynkowego będzie rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla danego MWE/MEE o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez MWE/MEE do sieci w związku z poleceniem redysponowania, przy uwzględnieniu planu pracy zasobu. Tak skorygowana wielkość ER będzie uwzględniana w rozliczeniach POB tego MWE/MEE na RB.</p> <p>Taki sposób uwzględnienia korekt ER jest równoważny z dostarczeniem</p>

				<p>przez OSP energii elektrycznej kompensującej redysponowanie, przez co nie powstaje dodatkowy koszt zakupu energii z RB. Tym samym po stronie podmiotu posiadającego redysponowany zasób nie powstaje utracony przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, zaś po stronie podmiotu kupującego energię elektryczną oraz POB nie powstaje dodatkowy koszt zakupu energii na RB.</p> <p>Przedmiotowe korekty ER dla redysponowanych zasobów będą dokonywane przez OSD i OSP.</p> <p>Szczegółowy sposób prowadzenia rozliczeń, w tym za energię niewyprodukowaną w związku z redysponowaniem nierynkowym, oraz rodzaj stosowanych dokumentów księgowych, pomiędzy podmiotem posiadającym redysponowany zasób oraz kupującym energię elektryczną i POB, w związku z dokonywaniem korekt ER w sposób jak wyżej, powinny określać umowy zawierane pomiędzy MWE/MEE a podmiotem kupującym energię elektryczną oraz POB, na podstawie których realizowana jest sprzedaż energii elektrycznej i jej bilansowanie.</p>
238.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>pkt 1. 5.</b>	<p>Zgodnie z art. 13 ust. 7 lit. b) Rozporządzenia, rekompensata powinna obejmować przychody netto ze sprzedaży na rynku dnia następnego. Jednocześnie, podział na MWE typu MV (rekompensata ustalana oddzielnie dla każdego dnia) oraz pozostałe redysponowane zasoby (rekompensata ustalana na okres redysponowania) narusza zasady art. 13 ust. 1 Rozporządzenia tj. zasadę obiektywności i niedyskryminacji.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Rekompensata ustalana jest odrębnie dla każdego dnia w przypadku wszystkich kategorii redysponowanych zasobów, dla których realizowane było redysponowanie nierynkowe. Określenie rekompensaty dokonywane jest w oparciu o kryteria określone w art. 13 ust. 7 lit. a) i b) rozporządzenia 2019/943.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943 dotyczy przesłanek na których ma się opierać mechanizm redysponowania.</p> <p>W pkt 1. 5. określono okresy, dla których ustalana jest rekompensata dla różnych rodzajów MWE. Rozdzielenie wynika z uwarunkowań technologicznych, tj. w przypadku instalacji PV redysponowanie nierynkowe zawsze będzie zamykać się w jednej dobie (z uwagi na fakt braku produkcji w okresach nocnych), natomiast w przypadku pozostałych rodzajów instalacji redysponowanie nierynkowe może mieć ciągły charakter np. obejmujący również przełom dwóch dni.</p> <p>Z uwagi na sposób dokonywania wyliczenia wartości niewyprodukowanej energii dla danego polecenia redysponowania, gdzie do jej wyznaczenia przyjmuje się dane sprzed okresu redysponowania, zasadnym jest właśnie takie rozdzielenie.</p>



				W uzupełnieniu należy wskazać, że powyższe nie wpływa w żaden sposób na wysokość rekompensaty finansowej, a jedynie pozwala na ustalanie jednej rekompensaty dla wydawanego polecenia redysponowania dla zasobów, dla których okres redysponowania nierynkowego może obejmować więcej niż jeden dzień, niezależnie czy obejmuje ono jeden czy więcej dni.
239.	<b>Załącznik nr K2 pkt 1. 6.</b>	<p>Zob.: uwagi w pkt 57 (<b>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 237 do IRiESP – Korzystanie</b>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi. Konieczność stosownych zmian w związku z modyfikacją pkt. 1.4 powyżej:.</p> <p>Propozycja korekty <i>Korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, raportów z odchyleń i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się wyłącznie przez portal WOZE oraz portal PSDI z zastrzeżeniem sytuacji opisanych w pkt 1.7 poniżej. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt 5.7.5. IRiESP - Korzystanie.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>W pkt 1. pkt 6. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„6. Korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, raportów z odchyleń i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się wyłącznie przez portal WOZE oraz portal PSDI z zastrzeżeniem sytuacji opisanych w pkt 7. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt 5.7.5. IRiESP - Korzystanie.”.</i></p>
240.	<b>Załącznik nr K2 punkt 2.</b>	<p>Wniosek o rekompensatę powinien również zawierać szczegółowe informacje o utraconych przychodach w związku z realizacją umów PPA (w tym umowy sprzedaży energii elektrycznej tzw. „licznikowe”, ang.„pay-as-produced”), chyba, że, zostanie przyjęta jedna z proponowanych zmian: (i) dla celów ustalenia ilości energii elektrycznej uznawanej za sprzedaną i będącą podstawą do dokonywania z kupującym (odbiorcą) rozliczenia ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej „licznikowej” przepisy będą stanowić, że ilość energii elektrycznej niewytworzonej z powodu redysponowania będzie uznawana za energię wytworzoną i sprzedaną kupującemu (odbiorcy) albo (ii) jednostki wytwórcze, dla których zawarte są umowy sprzedaży energii elektrycznej „licznikowe” nie będą podlegać</p>	<b>PV-65 LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>Ponadto należy wskazać, że wniosek o rekompensatę powinien zawierać jedynie informacje niezbędne do ustalenia rekompensaty zgodnie z postanowieniami IRiESP. Zawieranie we wniosku innych informacji, np. ceny jednostkowej czy utraconych przychodów w związku z realizacją umów sprzedaży energii nie znajduje uzasadnienia.</p> <p>Odnosnie do ustalenia, że ilość energii elektrycznej uznawana za sprzedaną i będącą podstawą do dokonywania z kupującym (odbiorcą) rozliczenia ceny energii elektrycznej ustalonej w umowie sprzedaży energii</p>

	<p>redysponowaniu nierynkowemu. Wniosek o rekompensatę powinien również zawierać szczegółowe informacje o poniesionych kosztach, o których mowa w art. 13 ust. 7 lit. a) Rozporządzenia 2019/943.</p> <p>W szczegółowych warunkach wypłaty rekompensat konieczne są również następujące zmiany:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Konieczność dodania informacji <b>o terminie rozpatrzenia wniosku rekompensaty</b> – wniosek ten powinien zostać rozpatrzony niezwłocznie, nie później niż w terminie 14 dni, a każde naruszenie tego terminu powinno skutkować naliczeniem odsetek ustawowych za opóźnienie zgodnie z ustawą o ograniczeniach w zatorach płatniczych (ustawa z dnia 8 marca 2013 r. o przeciwdziałaniu nadmiernym opóźnieniom w transakcjach handlowych);</li> <li>2) Termin rozpatrywania reklamacji nie powinien przekraczać 30 dni, a w przypadku wydłużenia nie może przekraczać 60 dni. W przypadku niedotrzymania terminu reklamację uznaje się za uwzględnioną (punkt 2.9)</li> <li>3) Termin zapłaty faktury nie powinien przekraczać 30 dni w związku z tym konieczna jest modyfikacja (2.15)</li> </ol> <p>Z uwagi na to, że redysponowania nierynkowe powinny stanowić rozwiązanie ostateczne, rozliczenie rekompensat za takie redysponowanie powinno następować w sposób nie zagrażający konkurencyjności na rynku energii, w szczególności w stosunku do podmiotów, wobec których takiego polecenia nie wydano. Aktualne terminy rozpatrywania wniosków o rekompensaty powodują, że wytwórcy nie tylko są narażeni na brak przewidywalności w produkcji we własnym MWE, ale również na brak przewidywalności przepływów pieniężnych (wypłata rekompensat często przekracza rok od złożenia wniosku).</p>	<p>elektrycznej „licznikowej”, właściwym miejscem do dokonywania tego typu ustaleń są umowy zawierane między MWE/MEE, a podmiotem kupującym energię elektryczną oraz POB, na podstawie których realizowana jest sprzedaż energii elektrycznej i jej bilansowanie.</p> <p>Jest to tym bardziej uzasadnione, gdyż jak wskazano w odpowiedzi na uwagę 237 w przypadku korekty ilości energii ER, w sytuacji redysponowania nierynkowego nie powstaje dodatkowy koszt zakupu energii z rynku bilansującego, dlatego właściwym miejscem do uregulowania rozliczeń w sytuacjach redysponowania nierynkowego są stosowne umowy.</p> <p>Odnosnie do uwag dotyczących:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) konieczności dodania informacji o terminie rozpatrzenia wniosku o rekompensaty,</li> <li>2) terminu rozpatrywania reklamacji,</li> <li>3) terminu zapłaty faktury.</li> </ol> <p>Ad 1.</p> <p>Z uwagi na bardzo dużą liczbę otrzymanywnych wniosków, konieczność ich weryfikacji, jak również bardzo dużą liczbę błędów identyfikowanych w przedkładanych obecnie wnioskach, po procesie szczegółowej weryfikacji są one zwracane podmiotom wnioskującym do poprawy, uzupełnienia bądź złożenia wyjaśnień (często wielokrotnie). Wnioski rozpatrywane są na bieżąco, a termin ich rozpatrzenia uzależniony jest często od liczby i charakteru błędnie wypełnionych wniosków. OSP dokłada wszelkich starań by wnioski rozpatrywane były jak najszybciej. Po wejściu w życie IRIESP obsługa wniosków dot. redysponowań nierynkowych realizowanych na polecenie OSP, dla podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej będzie realizowana przez OSDp, co wraz z wdrożeniem portali do obsługi wniosków docelowo powinno przyczynić do skrócenia terminów rozpatrywania wniosków. Jednak realizacja nowych zadań przez OSD będzie wymagała odpowiedniego wdrożenia. W związku z powyższym OSP nie określił w niniejszej Karcie aktualizacji nr 2 terminów rozpatrzenia</p>
--	---	--

				<p>wniosku. Określenie takiego terminu będzie zasadne po wdrożeniu zmian i „ustabilizowaniu” procesu.</p> <p>Ad 2.</p> <p>Termin rozpatrzenia reklamacji został określony w pkt 2. 10. (termin ten wynosi 60 dni). Z uwagi na potencjalnie dużą liczbę reklamacji jak i ich wagę, w celu prawidłowego i rzetelnego rozpatrzenia reklamacji zaproponowany termin 60 dni jest terminem realnym, zaś w uzasadnionych przypadkach, tj., jeśli sprawa reklamacji będzie bardzo skomplikowana, termin rozpoznania reklamacji może ulec wydłużeniu. Przesłanki odnoszące się do nieustalenia w IRiESP terminów rozpatrywania wniosków, o których mowa w pkt 1, mają zastosowanie również do przyjętych terminów rozpatrywania reklamacji.</p> <p>Ad 3.</p> <p>Rozliczenie rekompensaty za redysponowanie nierynkowe nie stanowi transakcji handlowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 marca 2013 r. o przeciwdziałaniu nadmiernym opóźnieniom w transakcjach handlowych (Dz. U. 2023, poz. 1790 z późn. zm.), a tym samym do tych rozliczeń przepisów tej ustawy nie stosuje się.</p> <p>OSP wyjaśnia również, że redysponowanie nierynkowe jest ostatecznym środkiem w celu zapewnienia równowagi dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnieniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i jest realizowane zgodnie z postanowieniami obowiązujących krajowych i unijnych regulacji prawnych oraz IRiESP. Proponowany sposób ustalania rekompensat ma na celu skompensowanie w pełni utraconych przychodów z systemów wsparcia oraz poprzez odpowiednią korektę ER na rynku bilansującym będzie skutkowało brakiem dodatkowego kosztu zakupu energii na rynku bilansującym w związku z redysponowaniem nierynkowym. Taki sposób realizacji poleceń redysponowania i wypłaty rekompensat nie zagraża konkurencyjności na rynku energii.</p>
--	--	--	--	---

241.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 2.3. (3)</b>	<p>Zaproponowana procedura jest nieadekwatna dla sytuacji, gdy wytwórca lub właściciel MEE nie jest samodzielnie odpowiedzialny za bilansowanie swojego zasobu, proponowany mechanizm rozliczania części wartości rekompensaty finansowej odpowiadającej wartości niewytworzonej energii elektrycznej wyznaczonej poprzez korektę energii rzeczywistej (ER) i uwzględnieniu takiej korekty w rozliczeniach z POB stanowiłyby nieuzasadnione narzucenie kształtowania relacji pomiędzy wytwórcą (właścicielem redysponowanego zasobu) a POB. Obecnie stosunki umowne opierają się o umowy sprzedaży energii elektrycznej w ramach których usługa bilansowania handlowego świadczona jest przez nabywcę energii elektrycznej, t.j. przedsiębiorstwo obrotu będące uczestnikiem rynku bilansującego uprawnione do świadczenia usług bilansowania handlowego (POB).</p> <p>Przepis powinien obejmować określenie wymogu przedłożenia informacji o wskazanym POB oraz o cenie jednostkowej energii elektrycznej, jaką właściciel redysponowanego zasobu uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej, gdyby nie podlegał redysponowaniu.</p>	<b>RWE</b> <b>PSEW</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
242.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 2.3. (3)</b>	<p>Obok wskazania POB zasadnym jest określenie wymogu przedłożenia informacji o cenie jednostkowej energii elektrycznej, jaką właściciel redysponowanego zasobu uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej, gdyby nie podlegał redysponowaniu.</p> <p><b>Proponowana zmiana:</b> (3) <i>wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie redysponowanego zasobu oraz ceny jednostkowej energii elektrycznej, jaką właściciel redysponowanego zasobu uzyskałby na podstawie zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej, gdyby nie podlegał redysponowaniu;</i></p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>W zakresie zawartości wniosku o rekompensatę - patrz odpowiedź na uwagę nr 240 do IRiESP - Korzystanie.</p>

243.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 2.3. (3)</b>	<p>Proponowana procedura rozliczania rekompensat finansowych jest nieadekwatna w kontekście wytwórców lub właścicieli MEE, którzy nie odpowiadają samodzielnie za bilansowanie swojego zasobu. Takie rozwiązanie jest sprzeczne z obecnie funkcjonującymi modelami współpracy, w ramach których to nabywca energii elektrycznej (zazwyczaj przedsiębiorstwo obrotu pełniące rolę uczestnika rynku bilansującego - POB) świadczy usługę bilansowania handlowego.</p> <p>Proponowany mechanizm zakłada korektę energii rzeczywistej (ER) w celu wyznaczenia wartości niewytworzonej energii elektrycznej, co w konsekwencji wpływa na wysokość rekompensaty finansowej. Takie rozwiązanie narzuca sposób kształtowania relacji pomiędzy wytwórcą a POB i może być nieakceptowalne dla obu stron.</p> <p>W celu zapewnienia sprawiedliwego i transparentnego systemu rekompensat proponuje się, aby przepis obejmował:</p> <p>wymóg przedłożenia przez wytwórcę informacji o POB, z którym pozostaje w stosunkach umownych;</p> <p>wymóg wskazania ceny jednostkowej energii elektrycznej, jaką wytwórca uzyskałby ze sprzedaży energii, gdyby nie podlegał redysponowaniu.</p> <p>Takie rozwiązanie pozwoli na ustalenie rekompensaty odzwierciedlającej rzeczywistą stratę poniesioną przez wytwórcę w wyniku redysponowania.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>W zakresie zawartości wniosku o rekompensatę - patrz odpowiedź na uwagę nr 240 do IRiESP - Korzystanie.</p>
244.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 2. 6.</b>	<p>Konieczność doprecyzowania zasad obliczania terminu oraz wniesienia poprawek, a także sprecyzowania skutków pozostawienia wniosku bez rozpoznania.</p> <p>Propozycja korekty: <i>W przypadku zidentyfikowania błędów, właściwy operator systemu wzywa składającego wniosek o wypłatę rekompensaty do jego poprawy poprzez portal</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W pkt 1.6. określono, że korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu odbywa się wyłącznie poprzez portal WOZE. Tym samym nie jest zasadne doprecyzowanie w pkt 2. 6., że</p>

		<p><i>WOZE. Przyjmuje się, że dzień umieszczenia wezwania w portalu WOZE jest dniem poprzedzającym bieg 14- dniowego terminu na wniesienie poprawek. Wniosek, który nie został poprawiony w terminie 14 dni od zgłoszenia konieczności jego poprawy i ponownie wysłany przez portal WOZE pozostawia się bez rozpoznania. W przypadku braku dostępności portalu WOZE stosuje się zasady określone w pkt 1.1. 4. Brak rozpoznania wniosku jest równoznaczny z brakiem wniesienia wniosku o wypłatę rekompensaty i nie wyklucza ponownego wniesienia wniosku w terminie, o którym mowa w pkt. 1.4.</i></p>		<p>wezwanie i poprawa wniosku następuje poprzez portal WOZE.</p> <p>W zakresie określenia terminu złożenia wniosku i rozpoczęcia biegu terminu na wniesienie poprawek, zastosowanie mają przepisy kodeksu cywilnego (art. 110, 111 § 2 oraz 115 kc). Termin oznaczony w dniach kończy się z upływem ostatniego dnia, z zastrzeżeniem, że do wyliczenia terminu nie uwzględniamy dnia, w którym zdarzenie nastąpiło. Natomiast jeśli termin do wykonania czynności przypadł na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin ten upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą. Po tym terminie wniosek pozostawia się bez rozpatrzenia.</p> <p>Zasady działania w przypadku ewentualnego braku dostępności portalu WOZE zostały opisane w pkt 1. 7.</p> <p>Brak złożenia poprawionego wniosku w wyznaczonym terminie skutkuje jego pozostawieniem bez rozpatrzenia.</p> <p>Powyższe w sposób precyzyjny określa ścieżkę postępowania w przypadku wniosków wymagających poprawy i umożliwia dokonywanie korekt.</p> <p>W związku z powyższym w pkt 2. pkt 6. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„6. W przypadku zidentyfikowania błędów właściwy operator systemu wzywa składającego wniosek o wypłatę rekompensaty do jego poprawy. Wniosek, który nie został poprawiony w terminie 14 dni od zgłoszenia konieczności dokonania jego poprawy, pozostawia się bez rozpoznania. Pozostawienie wniosku bez rozpoznania nie wyklucza możliwości złożenia nowego wniosku, pod warunkiem zachowania terminu, o którym mowa w pkt 1. 4.”</i></p>
245.	<p><b>Załącznik nr K2</b></p> <p><b>Pkt 2. 7.</b></p>	<p>Konieczność doprecyzowania przebiegu ścieżki odwoławczej (reklamacyjnej) wobec odrzucenia wniosku oraz konieczność uwzględnienia przesłanki wniesienia wniosku po terminie celem uniknięcia wątpliwości, że również w takim przypadku możliwe jest uruchomienie ścieżki reklamacyjnej.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Właściwy operator systemu odrzuca</i></p>	<p><b>PSF</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>W związku z uwzględnieniem uwagi w pkt 2. pkt 7. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„7. Właściwy operator systemu odrzuca wniosek o wypłatę rekompensaty w przypadku gdy:</i></p>

		wniosek o wypłatę rekompensaty w przypadku gdy: (1) polecenie redysponowania nie zostało wydane w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy wniosek o wypłatę rekompensaty; (2) polecenie redysponowania nie zostało wykonane; (3) rekompensata nie przysługuje ze względu na wystąpienie przesłanek, o których mowa w pkt 1. 3. (4) wniosek o wypłatę rekompensaty został wniesiony po upływie terminu określonego w pkt. 1.4. Na odrzucenie wniosku składającemu wniosek przysługuje reklamacja na zasadach określonych w pkt. 2.9.(2)		<p>(1) polecenie redysponowania nie zostało wydane w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy wniosek o wypłatę rekompensaty;</p> <p>(2) polecenie redysponowania nie zostało wykonane;</p> <p>(3) rekompensata nie przysługuje ze względu na wystąpienie przesłanek, o których mowa w pkt 1. 3.;</p> <p>(4) wniosek o wypłatę rekompensaty został wniesiony po upływie terminu określonego w pkt 1. 4..</p> <p>Na odrzucenie wniosku składającemu wniosek przysługuje reklamacja na zasadach określonych w pkt 2. 9. (2).”.</p>
246.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 2. 9. (2)</b>	<p>Brak doprecyzowania zasad obliczania terminu na wniesienie reklamacji w przypadku odrzucenia wniosku. Dodatkowo postanowienia nie odnoszą się wyczerpująco do okoliczności i potencjalnych wątpliwości związanych z oceną terminowości wniesienia reklamacji.</p> <p>Propozycja korekty (ostatni akapit): <i>Przyjmuje się, że dzień umieszczenia informacji o odrzuceniu wniosku jest dniem poprzedzającym bieg 21 dniowego terminu na wniesienie reklamacji. Reklamacja jest wnoszona za pomocą portalu WOZE. W przypadku braku dostępności portalu WOZE stosuje się zasady określone w pkt 1.1. 4. Reklamacja wniesiona po upływie powyższego terminu nie podlega uwzględnieniu, o czym właściwy operator systemu informuje za pomocą portalu WOZE. W razie, gdy wnioskodawca uznaje termin za zachowany, ma prawo do wniesienia powtórnej reklamacji na zasadach określonych w pkt 2.9. (2). Reklamacja ta może ograniczać się wyłącznie do kwestii zachowania 21- terminu na wniesienie reklamacji i jest rozpatrywana na zasadach określonych w pkt. 2.10.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Do określenia terminu na wniesienie reklamacji mają zastosowanie przepisy kodeksu cywilnego (art. 110, 111 § 2 oraz 115 kc). Termin oznaczony w dniach kończy się z upływem ostatniego dnia, z zastrzeżeniem, że do wyliczenia terminu nie uwzględnia się dnia, w którym zdarzenie nastąpiło. Natomiast jeśli termin do wykonania czynności przypadł na dzień uznany ustawowo za wolny od pracy lub na sobotę, termin ten upływa następnego dnia, który nie jest dniem wolnym od pracy ani sobotą.</p> <p>Procedowanie wniosków o rekompensatę w tym reklamacji, odbywać się będzie poprzez portal WOZE i wskazane powyżej reguły będą w nim zaimplementowane. Portal WOZE będzie posiadał funkcjonalność powiadamiania o statusach procedowania wniosku w tym reklamacji.</p> <p>Niedostępność portalu WOZE jest opisana w pkt 1. 7. w Załączniku nr K2 i w związku z tym nie wymaga ponownego przywołania.</p> <p>Biorąc powyższe pod uwagę, nie ma potrzeby zmiany postanowień Karty aktualizacji nr 2.</p>
247.	<b>Załącznik nr K2</b>	Komentowane rozwiązanie budzi wątpliwości z art. 13 ust. 1 rozporządzenia 2019/943 (m.in. zasadą przejrzystości i obiektywizmu przy stosowaniu mechanizmu redysponowania)	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 240 do IRiESP - Korzystanie.</p>

	<b>Pkt 2. 10.</b>	<p>w zakresie, w jakim termin rozpoznania reklamacji (i) znacząco przekracza termin jej wniesienia i może powodować nieuzasadnione przedłużenie postępowania w przedmiocie określenia kwoty rekompensaty (i) może być przedłużany o nowy termin rozpatrzenia reklamacji bez określenia maksymalnej długości takiego terminu. Dodatkowo płynna wypłata rekompensat jest kluczowa z perspektywy wytwórców, bo brak wpływów z tego tytułu wpływa negatywnie na ich płynność finansową.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 30 dni od dnia jej otrzymania. W uzasadnionych przypadkach termin rozpoznania reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem terminu rozpatrzenia reklamacji, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu oraz określa nowy termin rozpatrzenia reklamacji nie dłuższy niż 30 dni od dnia przekazania informacji o przedłużeniu terminu.</i></p>		
248.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 4.1. 1</b>	<p>Zgodnie z przyjętą praktyką, podstawę wyznaczenia wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku redysponowania nierynkowego PV i wartości utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku redysponowania stanowią wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku redysponowania oraz ceny energii elektrycznej CRO na rynku bilansującym. Jest to niezgodne z art. 13 ust. 7 lit. b. rozporządzenia 2019/943, w którym jest mowa o utraconych <i>przychodach netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, (...) wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</i> Zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 <i>rekompensata finansowa musi być co najmniej</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>



		<p><i>równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty. Z tego wynika, że rekompensata powinna co najmniej odpowiadać rekompensacie wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego, co jest jednoznaczne z tym, że może być wyższa (lecz nie może być niższa) od rekompensaty wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego.</i></p> <p>Z obecnego brzmienia komentowanego postanowienia nie wybrzmiewa to założenie. Ponadto art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 przewiduje, że rekompensata – poza utraconymi przychodami netto ze sprzedaży energii na rynku dnia następnego – musi uwzględniać również kwot dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania (takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy), jeśli zastosowanie niższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej rekompensaty (a contrario, łączenie tych kwot jest niedopuszczalne tylko jeśli prowadziłoby to do nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty). Mechanizm należy więc uzupełnić o procedurę gwarantującą rzetelność w podawaniu faktycznej ceny sprzedaży niezyskanej w wyniku redysponowania.</p> <p>Propozycja korekty:</p> <p><i>Rekompensata ustalana jest jako suma wartości utraconego przychodu:</i></p> <p><i>(i) ze sprzedaży energii elektrycznej</i></p> <p><i>oraz</i></p> <p><i>(ii) ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia</i></p>		
--	--	---	--	--

		<p>w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji PV, wyliczonych w oparciu o ceny rynku dnia następnego. Rekompensata uwzględnia również kwotę dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, chyba że prowadziłoby to do nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty.</p> <p>Zaproponowany mechanizm uwzględnia wyłącznie model sprzedaży energii elektrycznej według grafiku – według ilości planowanych (zgłaszanych przez POB w USE). Rekompensata w ogóle nie zakłada pokrycia utraconych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, co jest wyłączną podstawą do uzyskania przychodów dla MWE stosujących model pay-as-produced, tj. rozliczających się wyłącznie w momencie przejścia energii rzeczywistej przez licznik. Dlatego, zaproponowaliśmy uwzględnienie tych utraconych przychodów jako element rekompensaty, który obok utraconego wsparcia, będzie liczony według cen z RDN. Zaproponowaliśmy uproszony mechanizm dla wszystkich modeli.</p> <p>Dodatkowo, konieczne jest odpowiednie uwzględnienie wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii, gdzie to konieczne, w tym przy wyznaczonych wzorach.</p>		
249.	<p><b>Załącznik nr K2</b></p> <p><b>Pkt 4. 2.- 4. 3.</b></p> <p><b>Pkt 9. 1.- 9. 2.</b></p>	<p>Zob. uwagi w pkt 65 (<b>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 249 do IRIESP – Korzystanie</b>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi.</p> <p>Propozycja korekty: Odpowiednie uwzględnienie ceny rynku dnia następnego gdzie to konieczne przy wyznaczonych wzorach.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
250.	<p><b>Załącznik nr K2 punkt 4.,</b></p>	<p>Uwagi co do zasad obliczania rekompensat zostały szczegółowo wskazane 16 i 17 (<b>wskazanie OSP: w Raporcie uwagi nr 141 i 145 do IRIESP – Korzystanie</b>) powyżej. Uwagi są analogiczne</p>	<b>PV-65</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

	<b>5. i 7. oraz 9.</b>			
251.	<b>Załącznik nr K2</b>  <b>Pkt 4.1. 1, pkt 5.1. 1, pkt 6.1. 1, pkt 7.1. 1</b>	<p>Zgodnie z art. 13. Ust 7 Rozporządzenia 2019/943 oraz zapisami ustawy Prawo energetyczne, w każdym ze wskazanych punktów projektowanych postanowień rekompensata finansowa powinna być określana na podstawie ceny jednostkowej energii elektrycznej, jaką właściciel redysponowanego zasobu uzyskałby z tytułu sprzedaży energii elektrycznej na podstawie zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej. Mechanizm należy uzupełnić o procedurę gwarantującą rzetelność w podawaniu faktycznej ceny sprzedaży niezyskanej w wyniku redysponowania.</p> <p>Rekompensata powinna być ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji, wyliczonej w oparciu o ceny rynku dnia następnego. Rekompensata uwzględniać powinna również kwotę dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, chyba że prowadziłyby to do wysokości nieuzasadnionej rekompensaty.</p>	<p><b>PSEW</b></p> <p><b>RWE*</b></p> <p>* z dokładnością do wskazanych różnic</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p> <p>Ponadto, w zakresie uwagi dotyczącej ustalania wartości utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w oparciu o ceny rynku dnia następnego zwracamy uwagę, w tym zakresie wartość rekompensaty wyznacza jest w oparciu o zasady na jakich te systemy wsparcia są rozliczane, a żaden z nich nie jest rozliczany w oparciu o ceny rynku dnia następnego.</p> <p>W zakresie uwagi dotyczącej uwzględnienia kosztów operacyjnych, należy wskazać, że zgodnie z art. 13. ust.7 rozporządzenia 2019/943, rekompensata musi być co najmniej równa wyższej z kwot określonych w lit a) i b).</p> <p>Na podstawie brzmienia art. 13 ust. 7 w lit b) ww. rozporządzenia należy uznać, że dodatkowe koszty operacyjne o których mowa w tym przepisie dotyczą bezpośrednio kosztów zmiany punktu pracy redysponowanego nierynkowego źródła, np. kosztów paliwa w przypadku redysponowania nierynkowego prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania nierynkowego prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację, które to koszty dla przypadków regulowanych postanowieniami IRiESP nie występują.</p> <p>Z tego względu dla redysponowanych zasobów, o których mowa w Załączniku K2 zasadnym jest ustalanie wysokości rekompensaty na podstawie art. 13 ust. 7 lit b).</p>
252.	<b>Załącznik nr K2</b>	W każdym ze wskazanych punktów projektowanych postanowień Załącznika nr K2 rekompensata finansowa powinna być ustalana na podstawie ceny jednostkowej energii	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W zakresie zawartości wniosku o rekompensatę - patrz odpowiedź na</p>

	<p><b>Pkt</b>  <b>4.1. 1, pkt</b>  <b>5.1. 1, pkt</b>  <b>6.1. 1, pkt</b>  <b>7.1. 1</b></p>	<p>elektrycznej, jaką właściciel redysponowanego zasobu uzyskałby z tytułu sprzedaży energii elektrycznej na podstawie zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej.</p> <p>Do przekazania rzetelnej informacji o jednostkowej cenie sprzedaży energii elektrycznej oraz o braku zamierzonego jej ustalenia w umowie w celu optymalizacji ewentualnej rekompensaty finansowej zobligowany powinien być każdy właściciel redysponowanego zasobu wnioskujący o rekompensatę.</p> <p>Mechanizm gwarantujący rzetelności w podawaniu faktycznej ceny sprzedaży nieuzyskanej w wyniku redysponowania mógłby zostać uzupełniony o obowiązek zawiadomienia Prezesa URE w każdym przypadku zidentyfikowania uzasadnionych wątpliwości co do rzetelności takiej informacji.</p> <p><b>Proponowana zmiana:</b></p> <p><i>4.1. Wyznaczenie wartości rekompensaty dla MWE typu PV</i></p> <p><i>1. Rekompensata ustalana jest jako:</i></p> <p><i>(1) wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania z uwzględnieniem, że cena energii elektrycznej niewprowadzonej w wyniku redysponowania nierynkowego odpowiada cenie energii elektrycznej określonej lub wynikającej z umowy sprzedaży energii elektrycznej w [zł/MWh], jaką wytwórca w instalacji PV uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie tej umowy, a w przypadkach niewskazania tej ceny, dodatniemu kursowi dla danej godziny ustalonej w ramach pierwszego fixingu na rynku dnia następnego, publikowanej na stronach Towarowej Giełdy Energii S.A. oraz</i></p>		<p>uwagę nr 240 do IRiESP - Korzystanie.</p>
--	--	--	--	--

		<p>(2) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego.</p> <p>5.1. Wyznaczenie wartości rekompensaty dla MWE typu FW</p> <p>1. Rekompensata ustalana jest jako:</p> <p>(1) wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania z uwzględnieniem, że cena energii elektrycznej niewprowadzonej w wyniku redysponowania nierynkowego odpowiada cenie energii elektrycznej określonej lub wynikającej z umowy sprzedaży energii elektrycznej w [zł/MWh], jaką wytwórca w instalacji FW uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie tej umowy, a w przypadkach niewskazania tej ceny, dodatniemu kursowi dla danej godziny ustalonej w ramach pierwszego fixingu na rynku dnia następnego, publikowanej na stronach Towarowej Giełdy Energii S.A. oraz</p> <p>(2) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku redysponowania nierynkowego.</p> <p>6.1. Wyznaczenie wartości rekompensaty dla MWE typu BG</p> <p>1. Rekompensata ustalana jest jako:</p> <p>(1) wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania z uwzględnieniem, że cena energii elektrycznej niewprowadzonej w wyniku redysponowania nierynkowego odpowiada cenie energii elektrycznej określonej lub wynikającej z umowy sprzedaży energii elektrycznej w [zł/MWh], jaką</p>		
--	--	--	--	--

		<p>wytwórca w instalacji BG uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie tej umowy, a w przypadkach niewskazania tej ceny, dodatniemu kursowi dla danej godziny ustalonej w ramach pierwszego fixingu na rynku dnia następnego, publikowanej na stronach Towarowej Giełdy Energii S.A. oraz</p> <p>(2) wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 – 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium) w wyniku redysponowania nierynkowego.</p> <p>7.1. Wyznaczenie wartości rekompensaty dla MEE</p> <p>1. Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania z uwzględnieniem, że cena energii elektrycznej niewprowadzonej w wyniku redysponowania nierynkowego odpowiada cenie energii elektrycznej określonej lub wynikającej z umowy sprzedaży energii elektrycznej w [zł/MWh], jaką operator MEE uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie tej umowy, a w przypadkach niewskazania tej ceny, dodatniemu kursowi dla danej godziny ustalonej w ramach pierwszego fixingu na rynku dnia następnego, publikowanej na stronach Towarowej Giełdy Energii S.A.</p>		
--	--	---	--	--

253.	<b>Załącznik nr K2</b>  4.3. 1.	Czy wolumen energii niewprowadzonej przez instalację PV w okresie $t$ w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP albo OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego instalacji PV [ $\Delta E_t^{PV}$ ] będzie tożsamy z korektą energii rzeczywistej [ER] danego POB, a wysokość przedmiotowego wolumenu uzależniona będzie również od sytuacji bilansowej POB w wyniku dokonania redysponowania? Jeżeli tak, to czy w przypadku gdy JB POB jest niezbilansowana w kierunku dostarczania energii na RB pomimo redysponowania (POB wprowadza energię na RB), to wolumen ten wyniesie 0 kWh, natomiast gdy jednostka POB będzie niezbilansowana w kierunku odbioru energii z RB (POB pobiera energię z RB), to stanowi on będzie wielkość mniejszą spośród dwóch: obliczonej energii niewprowadzonej przez instalację PV albo ilości energii odebranej z RB przez POB ?	<b>REO</b>	<u>Wyjaśnienie:</u>  Korekta energii rzeczywistej (ER) będzie co do zasady równa mniejszej z dwóch wielkości, tj.  1) wolumenu redukcji energii wynikającego z wydanego polecenia OSP albo  2) wolumenu zredukowanej energii wynikającej z wykonanego przez redysponowany zasób polecenia OSP.  Korekta energii rzeczywistej (ER) nie będzie uzależniona od sytuacji bilansowej POB w związku z redysponowaniem, tj. wprowadzenie korekty energii rzeczywistej (ER) będzie skutkowało tym, że wielkość niezbilansowania POB pozostanie taka sama jak przed zastosowaniem redysponowania nierynkowego. Mechanizm korygowania (ER) pozwoli na wyrównanie poziomu niezbilansowania POB, do poziomu jaki byłby bez zastosowania redysponowania nierynkowego, tak aby proces redysponowania nierynkowego pozostawał neutralny na poziom niezbilansowania POB.
254.	<b>Załącznik nr K2</b>  5.1. 1.	Rekompensata ustalana jest jako wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku wykonania polecenia redysponowania danej instalacji FW z uwzględnieniem, że energia elektryczna niewprowadzona przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego jest rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tej instalacji FW o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez instalację FW i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tej instalacji FW na RB.  Biorąc pod uwagę zapisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. (art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943,) tj.:	<b>REO</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.

		<p><u>„W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Taka rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty:...”</u></p> <p>będącego podstawą proponowanych zmian do IRiESP wątpliwości budzi określenie „...że energia elektryczna niewprowadzona przez instalację FW w wyniku redysponowania nierynkowego jest rozliczana poprzez korektę energii rzeczywistej (ER), w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania, dla tej instalacji FW o wielkość energii elektrycznej niewprowadzonej przez instalację FW i tak skorygowana ER jest uwzględniana w rozliczeniach POB tej instalacji FW na RB” albowiem wskazuje ono na konieczność wypłaty rekompensaty finansowej w ww. zakresie nie przez operatora systemu, a przez POB/Sprzedawcę w ramach zawartej pomiędzy stronami umowy. Zatem operator rozliczy rekompensatę finansową tylko w zakresie systemów wsparcia, zaś w zakresie niewprowadzonej energii określi rekompensatę wolumenową, a finansowo rozliczy to POB/Sprzedawca.</p>		
255.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8.</b>	Proponujemy w treści pkt 8. Załącznika nr K2 do IRiESP usunąć zapisy lub tak je przeredagować, aby nie odnosiły się do uczestnictwa OSDp w rozliczaniu niewykonania albo nienależytego wykonania poleceń redysponowania.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Przepis art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne nakazuje określenie w IRiESP również „zasad rozliczeń za niewykonanie poleceń, o</p>



		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Ustawa Prawo energetyczne w odniesieniu do procesu redysponowania nierynkowego nakłada na OSD (w zakresie rozliczeń) uczestnictwo jedynie w odniesieniu do rozliczeń rekompensat, natomiast nie odnosi się (nie wskazuje) obowiązków w zakresie rozliczania opłat (kar) z ww. tytułu. Tym samym proces ten powinien być realizowany wyłącznie przez OSP, na którego rzecz opłaty (kary) są uiszczane. Tym samym w naszej ocenie propozycja jest poza postanowienia ustawy Prawo energetyczne, stąd naliczanie ww. opłat powinno być realizowane wyłącznie przez OSP (w tym mając na uwadze art.9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne, który wskazuje, że instrukcja określa również rozliczenia za niewykonanie poleceń o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy Prawo energetyczne.</p>	<p><b>PGE PTPIREE</b></p> <p>których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”; Zasady prowadzenia rozliczeń obejmują sposób ich realizacji.</p> <p>Uwzględniając, że przepis art. 9c ust. 7j pkt 2 stanowi, że w przypadku poleceń wydanych przez OSP za pośrednictwem OSD to OSD działając w imieniu własnym, lecz na rzecz OSP oblicza i wypłaca rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943 i rozliczenia są dokonywane w ramach umowy o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z IRiESP, uzasadnionym jest przyjęcie tych zasad również w odniesieniu do opłat za niewykonanie poleceń redysponowania.</p> <p>Niezależnie od powyższego należy wskazać, że OSP nie posiada wiedzy, które podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej OSD nie wykonały polecenia redysponowania nierynkowego lub nienależycie wykonały takie polecenia z uwagi na fakt iż OSP nie łączy z tymi podmiotami żadne umowy których częścią, zgodnie z art. 9g ust. 12 jest instrukcja, powołana w art. 9g ust. 1.</p> <p>Brak jest relacji umownych w ramach, których OSP mógłby od podmiotów przyłączonych do obszaru sieci OSD/OSDn pobierać opłaty za niewykonanie poleceń redysponowania. Powołane uwarunkowania prawne i faktyczne uzasadniają pozostawienie proponowanego postanowienia bez zmian.</p>
256.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8.</b>	<p>Wnioskujemy o wykreślenie pkt. 8 w Załączniku nr K2 do IRiESP ze względu na już obowiązujące przepisy umożliwiające nałożenie kary przez Prezesa URE za niewykonanie lub nienależyte wykonanie poleceń redysponowania, zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt. 27a) ustawy Prawo energetyczne. Alternatywnie, w przypadku zamiaru zachowania podwójnej możliwości ukarania właściciela zasobu wnioskujemy się o zmianę zapisu w pkt. 8.1 na:</p> <p><i>„W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania dostarczonego polecenia redysponowania, niezależnie od przyczyny, z wyjątkiem wystąpienia Siły Wyższej, oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem</i></p>	<p><b>PGE</b></p> <p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Pkt 8. stanowi wykonanie przez OSP obowiązku, wynikającego z art. 9g ust. 4 pkt 6a) ustawy Prawo energetyczne, określania w IRiESP „zasad rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”. W związku z powyższym nie może zostać usunięty.</p> <p>Sankcje administracyjne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 27a ustawy Prawo energetyczne mają charakter niezależny od opłat za niewykonanie poleceń.</p> <p>Z kolei, w odniesieniu do podstaw naliczenia opłat za niewykonanie poleceń, zastosowanie znajdują reguły odpowiedzialności kontraktowej k.c.</p>

		<p><i>realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP, opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania przez zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.”</i></p>		<p>które uwzględniają okoliczności, za które dłużnik odpowiedzialności nie ponosi (art. 471 k.c.).</p> <p>Uwzględniając powołany stan prawny nie ma uzasadnienia, aby IRiESP precyzowała przypadki wyłączające podstawy naliczenia ww. opłat za niewykonanie poleceń, bowiem jest to już uregulowane na poziomie k.c. Jednakże w związku z powyższym, wychodząc naprzeciw postulatowi wyłączenia przypadków odpowiedzialności za niewykonanie polecenia z przyczyn, za które zobowiązany do wykonania polecenia odpowiedzialności nie ponosi, w pkt 8. pkt 1. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP, opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania przez zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.</i></p> <p><i>W przypadku gdy niewykonanie albo nienależyte wykonanie polecenia redysponowania było następstwem okoliczności, za które właściciel redysponowanego zasobu odpowiedzialności nie ponosi, właściciel redysponowanego zasobu może złożyć reklamację zgodnie z pkt 8. 11., zawierającą wyjaśnienia, na podstawie których właściwy operator systemu podejmuje decyzję o odstąpieniu od naliczenia opłaty albo o naliczeniu opłaty na zasadach określonych w pkt 8. 2. - 8. 10., w zakresie uwzględniającym rozstrzygnięcie reklamacji.”</i></p>
257.	<p><b>Załącznik nr K2</b></p> <p><b>Pkt 8.</b></p>	<p>Wskazujemy potrzebę dookreślenia procedury w kierunku jednoznacznego rozstrzygnięcia, czy niezastosowanie się przez właściciela redysponowanego zasobu do polecenia redysponowania stanowi delikt administracyjny (sankcjonowany administracyjną karą pieniężną według art.</p>	<p><b>RWE</b></p> <p><b>PSEW</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Sankcje administracyjne na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 27a ustawy Prawo energetyczne, mają charakter niezależny od opłat za niewykonanie</p>

		56 ust 1 pkt 27a ustawy Prawo Energetyczne) czy „opłatę” na rzecz operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego.		poleceń, a których uregulowanie w IRiESP stanowi wykonanie obowiązku wynikającego z art. 9g ust. 4 pkt 6a ustawy Prawo energetyczne (wymóg określenia w IRiESP „zasad rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”.
258.	<b>Załącznik nr K2</b> <b>Pkt 8.</b>	<p>Niezastosowanie się przez danego właściciela redysponowanego zasobu do polecenia redysponowania stanowi delikt administracyjny na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 27a Prawa energetycznego zagrożony administracyjną karą pieniężną. Wprowadzanie zatem rozwiązań w postaci „opłaty” za niewykonanie polecenia redysponowania nie znajduje uzasadnienia w kontekście publicznoprawnych obowiązków operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych). „Opłaty” takie bowiem stanowią de facto zastrzeżenie kary umownej na wypadek niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania umownego, a jeżeli zastosowanie się do polecenia redysponowania stanowi obowiązek o charakterze publicznoprawnym nałożony na wytwórców w instalacjach OZE, to zastrzeżenie kary umownej za niewykonanie obowiązku publicznoprawnego nie jest skuteczne, bo taki obowiązek o charakterze publicznoprawnym, nie jest jednocześnie zobowiązaniem wynikającym z umowy.</p> <p>Z powyższych względów regulacja w pkt 8. 1. do 16. winna zostać zastąpiona poniżej proponowaną zmianą.</p> <p><b>Proponowana zmiana:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>W przypadku niezastosowania się do skutecznie wydanego przez OSP polecenia redysponowania przez właściciela redysponowanego zasobu, OSP zawiadamia Prezesa URE.</i></li> <li>2. <i>Zawiadomienie Prezesa URE następuje niezwłocznie oraz zawiera znane OSP okoliczności dotyczące wydania polecenia redysponowania oraz powodów i zakresu</i></li> </ol>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Pkt 8. stanowi wykonanie przez OSP obowiązku, wynikającego z art. 9g ust. 4 pkt 6a) ustawy Prawo energetyczne, określenia w IRiESP „zasad rozliczeń za niewykonanie poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b”. Ponadto - patrz odpowiedź na uwagę nr 256 do Załącznika nr K2 - Rozliczanie redysponowania nierynkowego. W związku z powyższym nie może zostać usunięty.</p>

		<i>niezastosowania się do skutecznie wydanego polecenia redysponowania.</i>		
259.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8.</b>	<p>Proponowana procedura wymaga doprecyzowania w zakresie konsekwencji niezastosowania się przez właściciela zasobu do polecenia redysponowania. Konieczne jest jednoznaczne rozstrzygnięcie, czy takie działanie będzie traktowane jako:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>wykroczenie administracyjne</b>, sankcjonowane karą pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 27a ustawy Prawo energetyczne, czy</li> <li><b>obowiązek uiszczenia opłaty</b> na rzecz operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego.</li> </ol> <p>Brak jasnego rozgraniczenia tych kwestii może prowadzić do niepewności prawnej i interpretacyjnych.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi nr 256 - 258 do IRiESP - Korzystanie.</p>
260.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8.1.</b>	<p>Niezgodność z art. 13 ust. 1 Rozporządzenia, w zakresie, w jakim opłata za niewykonanie polecenia redysponowania nie uwzględnia przyczyny niewykonania polecenia.</p> <p><i>Korekta: W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku uzasadnionych przyczyn, które obiektywnie uniemożliwiły wykonanie polecenia redysponowania, właściciel jest zobowiązany do złożenia do właściwego operatora systemu wyjaśnień, na podstawie których właściwy operator systemu podejmuje decyzję o zwolnieniu z opłaty lub podejmuje decyzję o nałożeniu opłaty na zasadach określonych w pkt. 8.2.-8.12.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona ze zmianą redakcji</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 256 do IRiESP - Korzystanie.</p>

261.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8. 11.</b>	<p>Konieczność doprecyzowania zasad biegu terminu i wnoszenia reklamacji.</p> <p>Propozycja korekty: <i>Właściciel redysponowanego zasobu może zgłosić reklamację w terminie 21 dni od dnia otrzymania od właściwego operatora systemu noty obciążeniowej. Przyjmuje się, że dzień umieszczenia noty obciążeniowej w portalu WOZE jest dniem poprzedzającym bieg 21 dniowego terminu na wniesienie reklamacji.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 246 do IRiESP - Korzystanie.</p>
262.	<b>Załącznik nr K2 pkt 8. 12.</b>	<p>Zob.: analogiczne uwagi w pkt 64 (<i>wskazanie OSP: w Raporcie uwaga nr 248 do IRiESP – Korzystanie</i>) powyżej w tabeli z uwagami szczegółowymi</p> <p>Propozycja korekty: <i>Właściwy operator systemu rozpatruje reklamację w terminie 30 dni od dnia jej otrzymania. W uzasadnionych przypadkach termin rozpoznania reklamacji może ulec wydłużeniu, przy czym w przypadku zaistnienia takiej okoliczności, właściwy operator systemu przed upływem terminu rozpatrzenia reklamacji, przekazuje stosowną informację właścicielowi redysponowanego zasobu oraz określa nowy termin rozpatrzenia reklamacji nie dłuższy niż 30 dni od dnia przekazania informacji o przedłużeniu terminu.</i></p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę nr 240 do IRiESP - Korzystanie.</p>
263.	<b>Załącznik nr K2 pkt 9. 1.</b>	<p>Odesłanie we wprowadzeniu w pkt 1 do pkt 5. – 8. powinno zostać zmienione na odesłanie do pkt 4. – 7.</p>	<b>LEWIATAN</b>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Skorygowane zostały odwołania do punktów.</p> <p>W pkt 9. pkt 1. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>„1. Do 31 grudnia 2025 roku, rekompensata, o której mowa w pkt 4. - 7., wyliczana jest jako suma:</i></p> <p><i>(1) wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania oraz</i></p> <p><i>(2) wartości utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo</i></p>

				z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku wykonania polecenia.”.
264.	<b>Załącznik nr K2 pkt 9.2.</b>	Współczynnik $C_t^{CEN}$ wymaga zmiany definicji zgodnie z uwagami dotyczącymi pkt 2.3.(3), oraz pkt 4.1.1, 5.1.1, 6.1.1, 7.1.1. Definicja powinna być zgodna z art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 oraz art. 9c ust. 7a oraz ust. 7b Prawa energetycznego w zakresie rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania, eliminując niezgodność w przypadku proponowanego stosowania cen rynku bilansującego	<b>RWE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.
265.	<b>Załącznik nr K2 pkt 9.2.</b>	Użyty we wzorze współczynnik $C_t^{CEN}$ wymaga zmiany definicji zgodnie z poniższą propozycją, która w zakresie rekompensat finansowych z tytułu nierynkowego redysponowania pozostaje zgodna z regulacjami art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943 oraz art. 9c ust. 7a oraz ust. 7b Prawa energetycznego, eliminując niezgodność w przypadku proponowanego stosowania cen rynku bilansującego.  <i><math>C_t^{CEN}</math> – cena energii elektrycznej określona lub wynikająca z umowy sprzedaży energii elektrycznej w [zł/MWh], jaką wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej uzyskałby ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie tej umowy, a w przypadkach niewskazania tej ceny, kurs dla danej godziny ustalony w ramach pierwszego fixingu na rynku dnia następnego energii elektrycznej, publikowany na stronach Towarowej Giełdy Energii S.A.</i>	<b>LEWIATAN</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.

266.	<b>Załącznik nr K2 pkt 9. 2.</b>	<p>Definicja współczynnika <math>C^{CEN}</math> wymaga zmiany, zgodnie z uwagami dotyczącymi punktów 2.3.(3) oraz 4.1.1. Nowa definicja powinna być spójna z:</p> <p>art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943,</p> <p>art. 9c ust. 7a oraz ust. 7b Prawa energetycznego,</p> <p>dotyczącymi zasad przyznawania rekompensat finansowych za redysponowanie nierynkowe. Zapewni to spójność systemu rekompensat i wyeliminuje istniejącą rozbieżność w kontekście proponowanego stosowania cen rynku bilansującego.</p>	<b>PSF</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
267.	<b>Załącznik K2</b>	<p>Zgodnie z załącznikiem nr K2, wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej oblicza się na podstawie ceny energii niezbilansowania (CEN) na rynku bilansującym w okresie <math>t</math> [PLN/MWh]. Tymczasem zgodnie z <i>rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i>, punktem odniesienia mają być (...) <i>przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałyby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</i></p> <p>Zaproponowany w projekcie sposób obliczania rekompensat nie wynika wprost z Rozporządzenia, w którym przewidziano odniesienie do ceny RDN i nie wyjaśniono, jaki prognozowany wpływ będzie miało objęcie wszystkich wytwórców rynkiem bilansującym RB (p. art. 2.4.4) dla notowanych cen. W projekcie brakuje dodatkowych objaśnień o skutkach przywołanych zapisów dla rozliczeń rekompensat tym bardziej, że przyjęte mechanizmy, jak wskazano wcześniej, nie wynikają z Rozporządzenia.</p>	<b>SEO</b>	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>

268.	<b>Załącznik K2</b>	<p>Zgodnie z projektem, począwszy od dnia 1 stycznia 2026 r. rekompensata za nierynkowe redysponowanie nie będzie uwzględniała utraconych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, w związku z tym, że umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) będą przyjmowane do realizacji na rynku bilansującym. Zgodnie z przedstawionym uzasadnieniem, (...) <i>po stronie podmiotu posiadającego redysponowany zasób nie powstaje utracony przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, zaś po stronie podmiotu kupującego energię elektryczną oraz POB nie powstaje dodatkowy koszt zakupu energii na rynku bilansującym.</i> Przywołane uzasadnienie jest sprzeczne z <i>rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej</i>, zgodnie z którym (...) <i>rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty:</i></p> <p>(...)</p> <p><i>b) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałyby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto,</i></p> <p>Projektowane mechanizmy nie uwzględniają specyfiki rozliczeń realizowanych w oparciu o kontrakty finansowe sprzedaży energii na zasadzie „pay-as-produce” oraz</p>	<b>SEO</b>	<p><u>Uwaga wskazana w formularzu jako uwaga do IRiESP - Wprowadzenie.</u></p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 24.</p>
------	---------------------	--	------------	---



	kontrakty z dostawą fizyczną na zasadzie „pay-as-produce”. W przypadku redysponowania nierynkowego, wytwórca nie jest w stanie uzyskać gwarancji pochodzenia, której brak niejednokrotnie powoduje znaczące pogorszenie warunków rozliczenia danego wolumenu energii z odbiorcą i tym samym utracone przychody, które nie zostały uwzględnione w ramach rozwiązań przyjętych w projekcie.		
--	--	--	--

### 3.4. Uwagi szczegółowe do IRiESP - Bilansowanie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagę	Stanowisko OSP
1.	n/d	IRiESP opisuje rozszerzony katalog usług systemowych. <b>Wzory umowy/umów świadczenia poszczególnych z nich powinny być dostępne do wglądu dla podmiotów potencjalnie zainteresowanych ich świadczeniem. Najlepiej w formie publicznie dostępnej na stronie OSP.</b>	<b>PIME TOE*</b>  <i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  OSP w wykonaniu obowiązku, o którym mowa w § 13 rozporządzenia systemowego i zgodnie z pkt 13.2. 5. (2) w IRiESP - Korzystanie, publikuje na stronie internetowej OSP, w ramach świadczonych przez OSP usług przesyłania i udostępniania KSE, wzory umów przesyłania i wzór umowy udostępniania KSE. Przepisy prawa nie nakładają takiego obowiązku na OSP w odniesieniu do wzorów umów o świadczenie usług systemowych i usług sieciowych świadczonych na rzecz OSP, przede wszystkim ze względu na charakter i specyfikę usług oraz niestandardowy, mocno indywidualny charakter zawieranych w tym zakresie umów.  Niezależnie od powyższego, w przypadku usług systemowych dotyczących częstotliwości w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, OSP wychodząc naprzeciw oczekiwaniom użytkowników systemu, publikuje za pośrednictwem Platformy Zakupowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., dostępnej pod adresem <a href="https://przetargi.pse.pl">https://przetargi.pse.pl</a> , wzory umów o świadczenie usług systemowych w zakresie interwencyjnej dostawy mocy czynnej, udostępniając tym samym powyższe wzory wszystkim podmiotom zainteresowanym świadczeniem tych usług.

2.	1.	<p>Tytuł rozdziału niezgodny z tekstem ujednocionym IRiESP. Treść tego punktu w Karcie aktualizacji 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024 sugeruje, że właściwym powinien być tytuł wskazany w tekście ujednocionym: „USŁUGI SYSTEMOWE I SIECIOWE ŚWIADCZONE NA RZECZ OSP”.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Tytuł rozdziału 1. w IRiESP - Bilansowanie otrzymuje brzmienie:</p> <p>„1. <i>USŁUGI SYSTEMOWE I SIECIOWE ŚWIADCZONE NA RZECZ OSP</i>”;</p> <p>tj. zgodne z treścią tekstu ujednocionego IRiESP w trybie zmian, opublikowanego pomocniczo przy komunikacie OSP z dnia 23 lipca 2024 r. w sprawie procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2.</p>
3.	1.1. 4.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Zasady pozyskiwania i korzystania z usług bilansujących są określone w TCM – warunki dotyczące bilansowania. Zgodnie z tymi zasadami bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących przez zasoby w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych uwarunkowań określa IRiESP. OSD ma pierwszeństwo w korzystaniu z usług, w tym usług systemowych i usług elastyczności, przez zasoby w sieci dystrybucyjnej OSD.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Nie znajdujemy uzasadnienia do wprowadzenia zapisu ograniczającego potencjał świadczenia na rzecz OSP usług bilansujących jedynie do warunków pracy sieci dystrybucyjnej danego OSD. Jednocześnie takich przypadków ograniczeń w pozyskiwaniu i korzystaniu z usług bilansujących może być więcej. Propozycja OSP nie wynika z przepisów prawa i jest nadmiarowa w stosunku do wynikającego z ustawy Prawo energetyczne obowiązku koordynowania przez OSP korzystania przez OSD z usług elastyczności i usług systemowych nie dotyczących częstotliwości. Jednocześnie wskazujemy, że temat ten był kilkakrotnie omawiany na spotkaniach przedstawicieli OSP i OSD (w kwietniu, maju i lipcu 2024 r.) i wydawał się akceptowany przez strony, jednak</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Z treści propozycji zmiany pkt 1.1. 4. wynika, że OSD chce korzystać z usług bilansujących, zapewniając sobie jednocześnie pierwszeństwo z ich skorzystania. Należy zauważyć, że usługi bilansujące (energia bilansująca i moce bilansujące) są wykorzystywane w ramach RB, za prowadzenie, którego jest odpowiedzialny OSP. Ponadto biorąc pod uwagę postanowienia pkt 1.9. 3. w IRiESP - Bilansowanie, który mówi, że zasoby, które świadczą usługę elastyczności nie mogą tworzyć jednostki graficznej na RB, uwaga jest nieuzasadniona.</p> <p>Ponadto, OSP nie widzi innych przyczyn ograniczania możliwości uczestnictwa zasobów w sieci OSD w świadczeniu usług bilansujących na rzecz OSP niż warunki pracy sieci dystrybucyjnej danego OSD. Proponowany przez OSP zapis jest w pełni zgodny z ogólnymi zasadami omawianymi na dedykowanych spotkaniach między OSP i OSD.</p> <p>Dodatkowo, patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		stosowny zapis nie znalazł się w propozycji zmienionej treści IRESP.		
4.	1.1. 5.	Usługa GWS nie jest uwzględniona w WDB. <b>Czy zanim wejdą w życie postanowienia nowej instrukcji, WDB będzie musiało zostać zaktualizowane?</b>	<b>PIME TOE</b>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Energia elektryczna dostarczana w ramach usługi GWS świadczonej przez nJWCD i MEE nieuczestniczące w RB jest rozliczana na RB jako energia niezbilansowania, zatem nie są wymagane zmiany WDB w tym zakresie.</p> <p>Zasady świadczenia usługi GWS przez zasoby będące MWE typu JWCD lub MEE uczestniczące w RB oraz zasady rozliczeń tej usługi, są określone w pkt 1.4. 3. i 1.4. 4. w IRiESP - Bilansowanie.</p>
5.	1.1. 7.	<p>„OSP pozyskuje usługi napięciowe w trybie polegającym na zastosowaniu przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych, przewidzianych w przepisach prawa lub opracowanych na podstawie stosownych przepisów prawa.”</p> <p><b>Brak opisu szczegółowego wymienionych procedur rynkowych i odniesienia do konkretnych przepisów prawa. Jaka jest/Prosimy i informację jaka jest wartość dodana tego punktu?</b></p>	<p><b>PIME TOE*</b></p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic i znaków interpunkcyjnych</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP kontraktując usługi świadczone na jego rzecz jest obowiązany stosować się do przepisów o zamówieniach publicznych, metodyk opracowanych na podstawie rozporządzeń Komisji (UE) ustanawiających kodeksy sieci (np. usługa odbudowy KSE jest pozyskiwana zgodnie z postanowieniami TCM - warunki dla dostawcy usług w zakresie odbudowy) i regulacji wewnętrznych. W szczególności zastosowanie odpowiedniego trybu udzielania zamówienia zależy od przedmiotu zamówienia, technicznych warunków świadczenia usług, czy też liczby potencjalnych wykonawców zamówienia.</p>
6.	1.2.	<p><b>Brak w IRiESP informacji o poziomie wynagrodzenia i sposobie rozliczania usługi ARNE dla MWE i MEE innych niż JWCD ciepłne w IRiESP. Jeśli są one takie same dla wszystkich jednostek, należy/proponujemy usunąć dopisek „JWCD ciepłych” z tytułów podpunktów 1.2. x. Informacje te są bardzo ważne z punktu widzenia opracowywania modeli biznesowych wielkoskalowych jednostek OZE i magazynów energii.</b></p>	<p><b>PIME TOE*</b></p> <p><i>* z dokładnością do wskazanych różnic</i></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>Pkt 1.2.2., 1.2.2.2. - 1.2.2.5. otrzymują odpowiednio brzmienie:</p> <p>„1.2.2. <b>Rozliczanie usługi ARNE</b>”,</p> <p>„1.2.2.2. <b>Rozliczenia ilościowe i wartościowe usługi ARNE</b>”,</p> <p>„1.2.2.3. <b>Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport dobowy</b>”,</p> <p>„1.2.2.4. <b>Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy</b>”,</p>

				<b>„1.2.2.5. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy korygujący”.</b>
7.	1.2.2.1. 2	<p>Proponujemy zmienić treść pkt. 2 na następującą.</p> <p><b>„2.Odpłatność za usługę ARNE odbywa się według ceny godzinowej za udział w usłudze ARNE (<math>C^{ARNE}</math>), określonej z dostawcą usługi w umowie ARNE, w wysokości równej cenie określonej w pkt. 7.5 Taryfy dla energii elektrycznej PSE S.A., o której mowa w art. 23. ust 2 pkt. 18 lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)”</b></p> <p>Stosowany obecnie przez PSE S.A. sposób rozliczania odbiorców za przekompensowanie i/lub niedokompensowanie energią bierną zgodnie z obowiązującą Taryfą PSE S.A. rozliczane jest to według średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, która w 2023 roku wyniosła – 759,29 zł/MWh. Wytwórcy natomiast zobowiązani są do świadczenia usługi ARNE wg ceny ustalonej w umowie ARNE na nie rynkowym poziomie, co powoduje bardzo wysokie różnicowanie cen rozliczania tych uczestników KSE. Mając na uwadze, że nadmiar energii biernej w systemie generuje wysokie straty, dlatego wytwórcy świadczący usługę ARNE ograniczając przepływ mocy biernej w systemie a tym samym straty z tego wynikające, winni być wynagradzani na tym samym poziomie, na jakim obciążani są odbiorcy za przekompensowanie i/lub niedokompensowanie energią bierną.</p> <p>Zastosowanie dla odbiorców i wytwórców jako podstawy wynagrodzenia tej samej ceny, pozwoli na zmniejszenie występującej obecnie dysproporcji w rozliczaniu uczestników KSE w zakresie przepływów mocy biernej.</p>	PGE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Pkt 1.2.2.1. 2. nie był przedmiotem zmian IRiESP objętych Kartą aktualizacji nr 2. Zgodnie z postanowieniami tego punktu, cena godzinowa za udział w usłudze ARNE powinna odzwierciedlać koszty eksploatacji układów ARNE.</p>

8.	1.8. 2. (4)	<p>Proponujemy usunięcie ppkt (4).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Propozycja OSP wykracza poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług systemowych niedotyczących częstotliwości („USNC”) – uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej USNC. Dodatkowo propozycja OSP prowadzi do określenia katalogu (specyfikacji) usług elastyczności, co również wykracza poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności – uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności. Tym samym OSP nie powinien określać w IRiESP w jaki sposób i w ramach jakich produktów OSD będzie nabywał USNC, w tym ewentualnie z wykorzystaniem zmian mocy czynnej.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 1 i 3.</p>
9.	1.8. 2. (6)	<p>Proponujemy usunięcie w ostatnim akapicie zdania o treści: „Do czasu uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazują OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej;”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Warunkiem przekazywania danych z ppkt (6) jest uruchomienie portalu PSDI. Przerzucenie tego obowiązku na służby dyspozytorskie OSDp do czasu uruchomienia PSDI jest niemożliwe ze względu na istniejący zakres obowiązków tych służb.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7 i 10.</p>
10.	1.8. 2. (7)	<p>Proponujemy usunięcie ostatniego zdania o treści: „Koszty wykorzystania tych środków ponosi OSD.”</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p>

		Ze względu na wykorzystanie przez OSP sieci koordynowanej 110 kV jako sieci przesyłowej, OSDp nie widzi podstaw do obciążania OSDp kosztami utrzymywanie prawidłowych napięć w tej sieci, związanych z utrzymaniem napięcia w węzłach NN oraz NN/110 kV.	<b>PGE PTPIREE</b>	Pkt 1.8. 2. (7) dotyczy przypadku, w którym OSD nie jest w stanie spełnić wymagań dotyczących poziomów napięć po stronie 110 kV w węzłach sieci 110 kV/SN, a niespełnienie tych wymagań powoduje niedotrzymanie określonych przez OSP poziomów napięć w węzłach NN i NN/110 kV. Spełnienie ww. wymagań wymusza na OSP podjęcie działań poprzez wykorzystanie dostępnych środków w węzłach sieci NN oraz NN/110 kV. OSP stoi na stanowisku, że koszty tych działań powinien ponosić podmiot, który je powoduje, a więc OSD.
11.	<b>1.9.</b>	<p>Proponujemy istotne przeredagowanie treści pkt 1.9. w sposób, który będzie zgodny z przepisami ustawy Prawo energetyczne w odniesieniu do obowiązku OSP koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV oraz niezbędnej zawartości IRiESP w ww. zakresie. Przedstawiona propozycja OSP w pkt 1.9. IRiESP istotnie wykracza poza zapisy związane z koordynowaniem, de facto określając w wielu miejscach lub istotnie wpływając na katalog usług elastyczności, który będzie określony w IRiESD.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
12.	<b>1.9. 1.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej OSD, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV. Na potrzeby IRiESP, ilekroć jest mowa o zasobach wykorzystywanych do świadczenia usług elastyczności, to odnosi się to jedynie do zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej SN.”.</p>	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<p><u>Uwaga częściowo uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>OSP nie zgadza się ze stwierdzeniem, że „Na potrzeby IRiESP, ilekroć jest mowa o zasobach wykorzystywanych do świadczenia usług elastyczności, to odnosi się to jedynie do zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej SN”. Zgodnie z definicją usług elastyczności zawartą w ustawie Prawo energetyczne usługi elastyczności mogą być świadczone również przez zasoby przyłączone do niekoordynowanej sieci 110 kV.</p>

		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności oraz jak w uwadze szczegółowej do pkt 5.7.5. 2. Należy zaznaczyć, że usługa elastyczności nie jest wykorzystywana wyłącznie na potrzeby zarządzania ograniczeniami sieciowymi, ale również – i przede wszystkim – w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, co jest zgodne z definicją usług elastyczności zawartą w art. 3 pkt. 11k ustawy Prawo energetyczne. Stąd proponujemy przedmiotowy punkt dostosować do przepisów ustawy Prawo energetyczne.</p>		<p>W związku z powyższym w pkt <b>1.9.</b> pkt 1. otrzymuje brzmienie:</p> <p><i>"1. Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV."</i></p>
13.	<b>1.9. 2.</b>	<p>Proponujemy usunięcie punktu.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności. Jednocześnie istotne jest, że kwestia określenia zasobów za pomocą których mogą być świadczone usługi elastyczności powinna być zawarta jedynie w IRiESD, a nie w IRiESP, gdyż obszar ten nie odnosi się do koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, tym bardziej mających wpływ na pracę sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.</p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga uwzględniona</u></p> <p>W pkt <b>1.9.</b> skreśla się pkt 2.</p>
14.	<b>1.9. 3.</b>	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„OSD jest zobowiązany do przekazywania OSP wykazu zasobów świadczących na jego rzecz usługę elastyczności, do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego według stanu na ostatni dzień poprzedniego miesiąca kalendarzowego.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>	<p><b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		<p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności oraz jak w uwadze szczegółowej do pkt 5.7.5. 2. odnoszącej się do zakresu przekazywanych informacji poprzez portal PSDI. Proponowana treść uwzględnia również propozycję zmiany pkt 1.1. 4. Ograniczenie możliwości dla zasobów chcących uczestniczyć w rynku bilansującym i świadczyć usługi elastyczności. Proponowane zapisy kodeksu NC DR wskazują na konieczność usuwania tego rodzaju barier oraz ograniczeń poprzez umożliwienie zasobom uczestnictwa w każdym rynku – przy opracowanych zasadach koordynacji. Taki zapis, jeżeli jest spowodowany kwestiami implementacyjnymi bądź technicznymi powinien zostać ograniczony czasowo i nie powinien stanowić stałej reguły w przyszłości.</p> <p>Dodatkowo proponujemy usunięcie obowiązku przekazywania informacji o podmiotach będących w procesie kwalifikacji – obowiązek bezcelowy z uwagi na to, że wynik kwalifikacji może być negatywny, a również może zaistnieć sytuacja, że dla pewnych zasobów proces kwalifikacji nie będzie miał miejsca. Równocześnie zasadne jest usunięcie obowiązku przekazywania informacji na żądanie OSP (zbędny obowiązek z uwagi na cykliczny (miesięczny) obowiązek sprawozdawczy). Proponujemy ponadto wydłużenie terminu na przekazywanie wykazu do 10. dnia każdego miesiąca. Ponadto 14 dniowe żądanie OSP nie znajduje uzasadnienia w przypadku miesięcznie przekazywanych danych. Wystarczające w tym zakresie, również ze względu na oczekiwanie na kodeks ds. elastyczności NC DR, są informacje miesięcznie. Z chwilą uruchomienia rejestru elastyczności zgodnie z NC DR OSP będzie mógł pozyskiwać niezbędne dane poprzez tę platformę.</p>		
15.	1.9. 3.	Tekst projektu:	PGE	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>



16.	1.9.3.	<p>„Zasoby, które świadczą usługę elastyczności nie mogą tworzyć jednostki grafikowej na RB” – ograniczenie możliwości dla zasobów chcących uczestniczyć w rynku bilansującym i świadczyć usługi elastyczności. Proponowane zapisy kodeksu NC DR wskazują na konieczność usuwania tego rodzaju barier oraz ograniczeń poprzez umożliwienie zasobom uczestnictwa w każdym rynku – przy opracowanych zasadach koordynacji. Taki zapis, jeżeli jest spowodowany kwestiami implementacyjnymi bądź technicznymi powinien zostać ograniczony czasowo i nie powinien stanowić stałej reguły w przyszłości.</p> <p>Proponujemy usunięcie zapisu.</p> <p>Wnioskujemy o modyfikację pkt. 1.9.3. – właściciel zasobu powinien mieć możliwość wyboru kierunku przychodowego w danym okresie. Ewentualny zakaz powinien się odnosić do możliwości świadczenia usług w tym samym okresie.</p>	PGE	<p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p> <p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
17.	1.9.3.	<p>Przedstawiciel OSP, w trakcie warsztatu online przeprowadzonego w dniu 09.08.2024 stwierdził, że równoczesne świadczenie usług elastyczności i wchodzenie w skład jednostki grafikowej przez ten sam zasób, nie jest możliwe ze względu na czasowy brak możliwości koordynacji pomiędzy OSP a OSD, na rzecz którego zasób miałby świadczyć usługi elastyczności. <b>Naszym zdaniem, OSP i OSD powinny zarządzić zidentyfikowanym przez siebie ryzykiem (jeżeli takie rzeczywiście występuje) bez nadmiernej szkody dla możliwości handlowych zasobu.</b></p> <p>Możliwość świadczenia usług elastyczności i usług bilansujących przez ten sam zasób pozwala na wykorzystanie go do dostarczania w danym momencie tej usługi, która z perspektywy całego systemu elektroenergetycznego przynosi największą wartość. <b>Uważamy, że wykluczenie zasobu świadczącego usługi elastyczności z możliwości wejścia w skład jednostki grafikowej jest niedopuszczalne,</b></p>	PIME	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		ponieważ wpływa negatywnie na możliwości wykorzystania zasobów do wszechstronnego wsparcia OSD i OSP w utrzymaniu bezpiecznej pracy sieci. <b>Jednoczesny udział zasobu w rynku elastyczności i rynku usług systemowych, w szczególności bilansujących, powinien być dozwolony.</b>		
18.	1.9. 3.	<p><b>Proponujemy zmianę treści zapisu w taki sposób, aby ograniczenie dotyczyło wyłącznie sytuacji, w której ta sama moc zasobu została zgłoszona w ofercie na moce bilansujące w ramach rynku bilansującego oraz w ofercie na usługi elastyczności na ten sam OREB.</b></p> <p>Możliwość świadczenia usług elastyczności i usług bilansujących przez ten sam zasób pozwala na wykorzystanie go do dostarczania w danym momencie tej usługi, która z perspektywy całego systemu elektroenergetycznego przynosi największą wartość. <b>Uważamy, że wykluczenie zasobu świadczącego usługi elastyczności z możliwości wejścia w skład jednostki grafikowej jest niedopuszczalne,</b> ponieważ wpływa negatywnie na możliwości wykorzystania zasobów do wszechstronnego wsparcia OSD i OSP w utrzymaniu bezpiecznej pracy sieci. <b>Jednoczesny udział zasobu w rynku elastyczności i rynku usług systemowych, w szczególności bilansujących, powinien być dozwolony.</b> Agregator odpowiedzialny za zarządzanie zasobem ma wszelkie kompetencje do tego, żeby zdecydować, w którym rynku zasób ma w danym momencie uczestniczyć oraz zapewnić, że to samo pasmo mocy nie będzie oferowane do równoczesnego świadczenia obu usług w danym OREB.</p> <p>Przedstawiciel OSP, w trakcie warsztatu online przeprowadzonego w dniu 9 sierpnia 2024 r., stwierdził, że równoczesne świadczenie usług elastyczności i wchodzenie w skład jednostki grafikowej przez ten sam zasób, nie jest możliwe ze względu na czasowy brak możliwości koordynacji</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		pomiędzy OSP a OSD, na rzecz którego zasób miałby świadczyć usługi elastyczności. <b>Naszym zdaniem, OSP i OSD powinny zarządzić zidentyfikowanym przez siebie ryzykiem (jeżeli takie rzeczywiście występuje) bez nadmiernej szkody dla możliwości handlowych zasobu.</b>		
19.	1.9. 4.	<p>Proponujemy usunięcie punktu.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności oraz z jak w uwadze szczegółowej do pkt 5.7.5. 2. Usługi elastyczności mogą być świadczone jedynie na rzecz OSD, natomiast OSP może korzystać z usług bilansujących zgodnie z nowymi WDB obowiązującymi od 14 czerwca 2024 r. W szczególności należy wskazać, że nadmiarowy i wykraczający poza koordynację korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub koordynowana sieć 110 kV jest wymóg przekazywania dostępnych wolumenów, a już w szczególności cen zmian generacji mocy czynnej (informacje te są co do zasady prawnie chronione m.in. jako tajemnica handlowa lub tajemnica przedsiębiorstwa).</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
20.	1.9. 5.	<p>Proponujemy zmianę punktu i przyjęcie następującej jego treści:</p> <p>„OSD jest zobowiązany do zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem sieci koordynowanej 110 kV zapewniając przy tym dotrzymanie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej, określanych w IRIESP - Korzystanie.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności. W szczególności należy usunąć z zapisów IRIESP zasadę związaną z zachowaniem neutralnego</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

	<p>wpływu działań OSD (bilansu mocy) związanych z korzystaniem przez OSD z usług elastyczności, jako niezasadną i określającą (niezgodnie z ustawą Prawo energetyczne) zasady nabywania przez OSD usług elastyczności. Nie znajdujemy uzasadnienia dla takiego wymagania, które w praktyce uniemożliwi, bądź znacznie ograniczy (z uwagi na brak dostępnych zasobów) możliwość korzystania przez OSD z takich usług. Należy przy tym mieć na uwadze, że przyjęcie takiego wymagania będzie skutkować wprost znacznie większymi kosztami zakupu przez OSD usług elastyczności, co najmniej dwukrotnie większymi, gdyż w ramach zakupu usługi elastyczności, np. produktu polegającego na ograniczenia mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej, OSD będzie zobowiązany do zakupu dodatkowego produktu polegającego na zwiększeniu mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej (w innym miejscu sieci) lub w ramach zakupu usług elastyczności dostawca tych usług wyceni usługę elastyczności na znacznie wyższym poziomie. Propozycja OSP w praktyce prowadzi do zablokowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, a ewentualne skorzystanie przez OSD z ograniczonych zasobów mogących świadczyć ta usługę z obowiązkiem dwustronnego redysponowania będzie prowadzić do ponoszenia niewspółmiernie wysokich kosztów, które będą w konsekwencji ponosić odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej w ramach ponoszonych kosztów z tytułu świadczonych im przez OSD usług dystrybucji energii elektrycznej. Nie mniej istotne jest to, że proponowana przez OSP zasada zachowania neutralnego bilansu mocy również w praktyce wykluczy zakup przez OSD usług elastyczności w celu zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego. Tym samym propozycja OSP w naszej ocenie wykracza poza wynikające z ustawy Prawo energetyczne zobowiązanie OSP do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, <b>mających wpływ</b> na sieć przesyłową lub koordynowaną sieć 110 kV.</p>		
--	--	--	--

		Równocześnie propozycja OSP nie realizuje celów jakie w odniesieniu do usług elastyczności zostały określone w rozporządzeniu 2019/943 oraz w dyrektywie 2019/944.		
21.	1.9. 6.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 6.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze szczegółowej do pkt 1.9. 5.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
22.	1.9. 6.	<p>Zwracamy się z pytaniem, czy powyższe zapisy mają również zastosowanie dla sieci OSDn?</p> <p>Jeśli powyższe przepisy obejmują także sieć promieniową OSDn, wnioskujemy o wprowadzenia odpowiedniego zapisu wyłączającego OSDn z obowiązku ich stosowania.</p> <p>W wielu przypadkach sieć OSDn jest siecią promieniową o jednolitym charakterze tj. odbiorczym lub wytwórczym. W takich sytuacjach ze względów technicznych nie będzie możliwości zrealizowania przedmiotowych postanowień. Wystąpi to między innymi w przypadku, gdy do sieci OSDn przyłączony jest wyłącznie wytwórca, gdzie w wyniku awarii źródła nie będzie możliwości realizacji przedmiotowego punktu <span style="float: right;">zgodnie</span> z jego postanowieniami ze względu na brak odbiorcy przyłączonego do tej sieci. W związku z powyższym uważamy, że ten mechanizm powinien dotyczyć wyłącznie OSDp.</p> <p><b>Proponujemy, aby punkt 1.9. 6. Instrukcji otrzymał następujące brzmienie:</b></p> <p>„ 6. Obowiązek zachowania neutralnego wpływu działań <u>OSDO SDp</u> na bilans mocy czynnej KSE jest realizowany przez <u>OSD-OSDp</u> z wykorzystaniem następujących środków:</p>	<p><b>ENERCO</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p><u>Wyjaśnienie:</u></p> <p>Zapisy pkt 1.9. 6. mają zastosowanie także do OSDn.</p> <p>Przykład podany w uwadze nie jest związany ze świadczeniem usług elastyczności, tylko opisuje przypadek awarii MWE.</p> <p>Dodatkowo, patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		<p>(1) dwustronnego redysponowania, tj. zapewnienia że zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowana przez <u>OSD-OSDp</u> w danym kierunku (kierunek pierwotny) jest kompensowana przez tego <u>OSD-OSDp</u> tożsamą zmianą generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku (kierunek wtórny), co łącznie skutkuje niezmiennym bilansem mocy czynnej KSE;</p> <p>(2) jednostronnego redysponowania, tj. zapewnienia że zmiana generacji albo zużycia energii elektrycznej realizowana przez <u>OSD-OSDp</u> w danym kierunku (kierunek pierwotny) jest kompensowana przez podmiot, którego zasoby podlegają redysponowaniu, tożsamą zmianą generacji lub zużycia energii elektrycznej w przeciwnym kierunku (kierunek wtórny), co łącznie skutkuje niezmiennym bilansem mocy czynnej KSE.”</p>		
23.	1.9. 7.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 7.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze szczegółowej do pkt 1.9. 5.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
24.	1.9. 8.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 8.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze szczegółowej do pkt 1.9. 5.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
25.	1.9. 9.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 9.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Treść wykraczająca poza koordynację korzystania przez OSD z usług elastyczności mających wpływ na sieć przesyłową lub</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>

		koordynowana sieć 110 kV, a przede wszystkim zapis niezgodny z ustawą Prawo energetyczne, w tym w szczególności określoną w tej ustawie zawartością IRiESP. IRiESP nie powinna określać zawartości umowy o świadczenie usług elastyczności. Kwestie te będą uregulowane na poziomie IRiESD.	<b>PGE PTPIREE</b>	
26.	<b>1.9. 10.</b>	Proponujemy usunięcie ppkt 10.  <u>Uzasadnienie:</u>  W odniesieniu do koordynowania korzystania przez OSD z usług elastyczności, nadmiarowy i nie wynikający z przepisów Prawa energetycznego jest obowiązek bieżącego monitorowania poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE. Obowiązek taki nie został przewidziany w ustawie Prawo energetyczne, tym bardziej w odniesieniu do usług elastyczności. W ramach usług elastyczności, obowiązek tworzenia planów pracy nie został również nałożony przepisami prawa na MWE i MEE, które świadczą usługę elastyczności. Na marginesie realizacja takiego obowiązku przez OSDp jest niemożliwa ze względu na istniejący zakres obowiązków tych służb, jak i konieczność realizacji innych pilniejszych poleceń w okresie przed i w trakcie aktywacji usług elastyczności.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Monitorowanie poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej przez MWE i MEE jest istotne z punktu widzenia poprawności realizacji przez OSP dobowych procesów planowania koordynacyjnego, o których mowa w wyjaśnieniach do uwagi ogólnej nr 3. Nieprawidłowe plany lub brak dotrzymania poleceń wydawanych przez operatorów mają wpływ na pracę sieci przesyłowej i sieci koordynowanej 110 kV, a także na pracę sieci dystrybucyjnej. Uwzględniając powyższe OSP stoi na stanowisku, że działania mające na celu monitorowanie poprawności planów pracy oraz dotrzymania dyscypliny ruchowej są elementem koordynacji korzystania przez OSD z usług elastyczności, której zasady - zgodnie z art. 9g ust. 4a pkt 4 ustawy Prawo energetyczne - mają zostać zawarte w IRiESP.  Ponadto prawidłowe rozliczenie świadczenia usług elastyczności wymaga poprawnej realizacji poleceń operatora przez zasoby je świadczące.  Dodatkowo patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.
27.	<b>1.9. 11.</b>	Proponujemy usunięcie ppkt/pkt 11.  <u>Uzasadnienie:</u>  Uzasadnienie jak w uwadze ogólnej dotyczącej usług elastyczności oraz jak w uwadze szczegółowej do pkt 5.7.5. 2. odnoszącej się do zakresu przekazywanych informacji poprzez portal PSDI.	<b>ENEA ENERGA TAURON STOEN PGE* PTPIREE</b>  <i>*z dokładnością do wskazanych różnic</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>  <u>Wyjaśnienie:</u>  Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.  <u>Dodatkowe wyjaśnienie:</u>  Należy podkreślić, że część obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 1.9. 11. jest obecnie realizowana przez OSD. Dla przykładu - zgodnie z aktualną IRiESD ENEA Operator:

				<p>„<b>VI.4.1.</b> ENEA Operator sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator.</p> <p><b>VI.4.2.</b> ENEA Operator planuje wymianę mocy i energii elektrycznej do innych operatorów realizowaną poprzez sieć dystrybucyjną ENEA Operator w podziale na wymianę realizowaną siecią 110 kV oraz sieciami SN i nN łącznie.</p> <p><b>VI.4.3.</b> Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz plany wymiany o których mowa w pkt. VI.4.1. i VI.4.2., w zakresie oraz terminach określonych w IRiESP, są przekazywane do operatora systemu przesyłowego.</p> <p><b>I.4.</b> ENEA Operator identyfikuje ograniczenia sieciowe jako:</p> <p>a) maksymalne dopuszczalne moce wytwarzane i/lub maksymalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,</p> <p>b) minimalne niezbędne moce wytwarzane i/lub minimalną liczbę jednostek wytwórczych pracujących w danym węźle lub grupie węzłów,</p> <p>c) planowane ograniczenia dystrybucyjne na wskazanych przekrojach sieciowych,</p> <p>d) maksymalne możliwe do świadczenia wielkości mocy bilansujących w poszczególnych węzłach sieci lub grupach tych węzłów.”</p>
28.	1.9. 13.	<p>Proponujemy usunięcie pkt 13.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uzasadnienie jak w uwadze szczegółowej do pkt 1.9. 5.</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b> <b>TAURON</b> <b>STOEN</b> <b>PGE</b> <b>PTPIREE</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 3.</p>
29.	1.9. 14.	<p>Proponujemy usunięcie odwołań do pkt 4., 10. i 13. Ponadto proponujemy usunięcie zdania o treści: „Do czasu</p>	<p><b>ENEA</b> <b>ENERGA</b></p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p>



	<p>uruchomienia portalu PSDI, OSDp przekazuje do OSP te informacje w ramach współpracy służb dyspozytorskich, w zakresie w jakim te informacje są wymagane przez OSP, ze względu na zapewnienie warunków bezpiecznej pracy sieci zamkniętej.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>W odniesieniu do usunięcia odwołań – zmiana redakcyjna w konsekwencji uwag szczegółowych do pkt 1.9. ppkt 4., 10. i 13. Natomiast w odniesieniu do usunięcia zdania – warunkiem przekazywania danych (w ograniczonym zakresie – zgodnie z przedstawionymi uwagami) jest uruchomienie portalu PSDI. Przerzucenie tego obowiązku na służby dyspozytorskie OSDp do czasu uruchomienia PSDI jest niemożliwe ze względu na istniejący zakres obowiązków tych służb.</p>	<b>TAURON STOEN PGE PTPIREE</b>	Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7 i 10.
--	--	---	--

#### 4. Specyfikacja zmian wynikających z procesu konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2

Zważywszy na stanowisko OSP przedstawione w pkt 3. niniejszego raportu, stanowiące odpowiedź na uwagi otrzymane w wyniku procesu konsultacji z użytkownikami sytemu projektu Karty aktualizacji nr 2, OSP dokonał następujących zmian postanowień Karty aktualizacji nr 2, w stosunku do opublikowanego i poddanego procesowi konsultacji projektu tej karty aktualizacji:

##### Do IRiESP - Wprowadzenie

- 1) W pkt 2.4. 1. w definicji pojęcia „agregacja” drugi akapit otrzymuje brzmienie:

*„Na potrzeby IRiESP w definicji agregacji uwzględnia się wyłącznie działalność prowadzoną w celu świadczenia usług systemowych na rzecz OSP”.*

- 2) W pkt 2.4. 1. definicja pojęcia „polecenie redysponowania” otrzymuje brzmienie:

*„polecenie redysponowania - Polecenie wyłączenia redysponowanego zasobu lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez MWE, lub zmiany mocy pobieranej lub wprowadzanej przez MEE, mogące podlegać rekompensacie finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943.”.*

- 3) W pkt 2.4. 1. definicja pojęcia „wydzielony odbiorca” otrzymuje brzmienie:

*„wydzielony odbiorca - Wydzielony odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 11fb ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca, który nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej lub jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej wytworzonej w wydzielonej jednostce wytwórczej do tej sieci, lub spełnia warunki, wymagania techniczne i obowiązki, o których mowa w art. 7aa ust. 3 ustawy Prawo energetyczne.”.*

- 4) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „redysponowanie”, która otrzymuje brzmienie:

*„redysponowanie - Redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2019/943, tj. środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.”.*

##### Do IRiESP - Korzystanie

- 5) W pkt 2.2. 5. pkt (14) otrzymuje brzmienie:

*„(14) stopień skompensowania mocy biernej związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne MEE oraz pobieraniem i oddawaniem energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;”.*

6) W pkt 2.2. 8. (4) pkt (b) otrzymuje brzmienie:

*„(b) złoży do OSP, odpowiednio do przypadku, oświadczenie potwierdzające możliwość spełnienia wymagań wynikających z dotychczas wydanych warunków przyłączenia lub opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej.”*

7) W pkt 2.4. pkt 6. otrzymuje brzmienie:

*„6. W przypadku wydania przez OSP polecenia, o którym mowa w pkt 4. i 5. oraz pkt 3. (20) (c), gdy nie dojdzie do jego wykonania, umowa o przyłączenie zawiera postanowienia zobowiązujące podmiot przyłączony do sieci do zapłaty na rzecz OSP (za pośrednictwem OSD w przypadku MWE lub MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej):*

*(1) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 4. - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny stosowanej do rozliczenia energii niezbilansowania, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania;*

*(2) w przypadku wydania polecenia, o którym mowa w pkt 5. i pkt 3. (20) (c) - kosztów wyznaczonych dla poszczególnych ORN, których dotyczyło polecenie OSP, jako iloczyn energii elektrycznej odpowiadającej niewykonaniu polecenia OSP oraz dodatniej wartości ceny będącej różnicą pomiędzy najwyższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca dostarczona na RB w danym ORN, a najniższą ceną, według której jest rozliczona energia bilansująca odebrana z RB w danym ORN, w rozumieniu TCM - warunki dotyczące bilansowania.”*

8) W opisie na rysunku 3.5.3. 1. słowo „Wyprzedzenie” zostaje zastąpione słowem „Pobór” a słowo „Opóźnienie” zostaje zastąpione słowem „Generacja”.

9) W pkt 5.7.5. wprowadza się pkt 8. i 9. w brzmieniu:

*„8. OSP udostępni portal WOZE z dniem wejścia w życie zmiany IRiESP wprowadzonej Kartą aktualizacji nr 2/CW-2/CK-2/CB-2/2024. Jeżeli korzystanie z portalu WOZE będzie wymagało wymiany dokumentów w postaci elektronicznej, OSP z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem opublikuje o tym informację na stronie internetowej OSP wraz ze standardami wymiany danych, w tym specyfikacją techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu WOZE.*

*9. Portal PSDI będzie wdrażany etapowo, a w poszczególnych etapach wdrażane będą jedna albo więcej funkcjonalności, o których mowa w pkt 2. OSP opublikuje na stronie internetowej OSP informację o terminie wdrażania danego etapu i standardy wymiany danych, w tym specyfikację techniczną dokumentów w postaci elektronicznej wymienianych za pomocą portalu PSDI z co najmniej 90 dniowym wyprzedzeniem, w stosunku do daty wdrożenia zmian w danym etapie.”*

10) W pkt 11.4.1. pkt 4. otrzymuje brzmienie:

*„4. OSP może zastosować redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV lub BG oraz MEE, w przypadku gdy zastosowanie środków rynkowych skutkowałoby znacząco niewspółmiernymi kosztami, o których mowa w art. 13 ust. 6 lit. a) rozporządzenia 2019/943, lecz nie mniejszymi niż dziesięciokrotność prognozowanego kosztu redysponowania nierynkowego.”*

11) W pkt **11.4.2. 2.** pkt (2) otrzymuje brzmienie:

*„(2) oddziaływanie na wyłącznik lub inne urządzenie wewnętrzne, w torze wyprowadzenia mocy redysponowanego zasobu, umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym utrzymaniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu;”*

12) W pkt **11.4.2. 2.** pkt (3) otrzymuje brzmienie:

*„(3) oddziaływanie na wyłącznik lub inne urządzenie zewnętrzne po stronie sieci operatora systemu, do którego przyłączony jest redysponowany zasób, umożliwiające rozłączanie prądów roboczych, którego zadziałanie skutkuje zaprzestaniem wprowadzania mocy do sieci przez redysponowany zasób przy jednoczesnym wyłączeniu zasilania potrzeb własnych redysponowanego zasobu.”*

13) W pkt **11.4.2.** pkt 4. otrzymuje brzmienie:

*„4. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu ogłosił zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, operatorzy systemu mogą nie stosować postanowień pkt 3., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.”*

14) W pkt **11.4.2.** pkt 8. otrzymuje brzmienie:

*„8. W okresie, dla którego OSP podał do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może nie stosować postanowień pkt 7., jeżeli jest to podyktowane brakiem pewności odnośnie do skuteczności ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie.”*

15) W pkt **11.4.3. 4.** z pkt (4) usunięto fragment w brzmieniu:

*„ $C^{TGE}$  – średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na rynku dnia następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase), dla której ma nastąpić redysponowanie, kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której ma nastąpić redysponowanie nierynkowe MWE typu FW, PV oraz BG [zł/MWh]”.*

16) W pkt **11.4.3.** pkt 7. otrzymuje brzmienie:

*„7. Na podstawie prognozowanego kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego dla poszczególnych MWE typu FW, PV oraz BG w ramach poszczególnych grup mocowych, o których mowa w pkt 1., tworzony jest ranking kosztowy tych MWE w kolejności od najniższej do najwyższej wartości tego kosztu, i w takiej kolejności dokonuje się redysponowania nierynkowego zasobów w danej grupie mocowej. W przypadku gdy prognozowany koszt jednostkowy redysponowania nierynkowego jest równy dla dwóch lub więcej MWE w danej grupie mocowej, to kolejność redysponowania jest określona losowo.”*

17) W pkt **11.4.4.2.** pkt 6. otrzymuje brzmienie:

*„6. W procesie doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 1. (1), kryterium kosztu jednostkowego redysponowania nierynkowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt 1. (2) poprzez wykorzystanie rankingu kosztowego MWE typu FW, PV oraz BG, o którym mowa w pkt **11.4.3.***

*OSP lub OSDp po wcześniejszym uzgodnieniu z OSP, ma prawo odstąpić od stosowania kryterium, o którym mowa w pkt 1. (2), jeżeli jego zastosowanie zagrażałoby bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności ze względu na skuteczność ograniczenia wprowadzenia mocy do sieci przez redysponowane zasoby w rozumieniu uzyskania wymaganej ilości tego ograniczenia w zadanym czasie dla wymaganego okresu.”*

18) W pkt **11.4.4.2.** pkt 7. otrzymuje brzmienie:

*7. OSP dokonuje doboru MWE typu FW, PV oraz BG do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, na podstawie zasad określonych w pkt 5, i 6, dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2. (1) i (2), przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.*

*OSP dla grup mocowych, o których mowa w pkt 2, (3) - (5), rozdziela moce do redysponowania na poszczególne OSDp, w sposób proporcjonalny do mocy zainstalowanej MWE typu FW, PV oraz BG na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp w ramach danej grupy mocowej, w kolejności od grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (3) do grupy mocowej, o której mowa w pkt 2. (5).*

*OSDp na podstawie przydzielonych przez OSP wolumenów mocy na potrzeby redysponowania nierynkowego, dokonuje redysponowania nierynkowego na podstawie zasad określonych w pkt 5. i 6., przy uwzględnieniu pozostałych kryteriów redysponowania nierynkowego oraz warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej na obszarze sieci OSDp/OSDn danego OSDp.”*

19) W pkt **11.4.4.2.** skreśla się pkt 11. i 12.

20) W pkt **11.4.4.3.** pkt 3. otrzymuje brzmienie:

*„3. OSP w procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, kierując się względami zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej uwzględnia w szczególności następujące uwarunkowania mające wpływ na skuteczność oraz trafność redysponowania nierynkowego:*

*(1) zdolności techniczne w zakresie sterowania MEE;*

*(2) zakres opomiarowania MEE w systemach dyspozytorskich OSP oraz OSDp;*

*(3) czas przekazywania polecenia przez OSDp lub realizacji polecenia przez podmioty posiadające MEE;*

*(4) zdolności techniczne MEE do generacji oraz poboru mocy biernej;*

*(5) zdolności techniczne MEE do regulacji napięcia i mocy biernej, w tym również przy braku wprowadzania oraz pobierania mocy czynnej;*

- (6) rezerwy mocy biernej do regulacji napięcia i mocy biernej w KSE;
- (7) stabilność pracy całego lub wydzielonego obszaru KSE;
- (8) stopień nasycenia danego typu technologii wytwórczej w danym obszarze KSE;
- (9) jakość prognozy generacji źródeł OZE;
- (10) przeciążenia w sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV.”.

21) W pkt **11.4.4.3.** pkt 4. otrzymuje brzmienie:

*„4. W procesie doboru MEE do redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, stosuje się jako uzupełniające, w odniesieniu do kryterium, o którym mowa w pkt 2., poniższe kryteria:*

- (1) minimalizacji kosztów redysponowania MEE - MEE, dla których umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub umowa przesyłania albo umowa o świadczenie usług dystrybucji zawiera postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, prowadzące do wyłączenia prawa do rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, w przypadku zastosowania danego redysponowania nierynkowego w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię podlegają redysponowaniu nierynkowemu w pierwszej kolejności;*
- (2) zmniejszenia liczby redysponowanych MEE - MEE dobierane są od największej mocy zainstalowanej do najmniejszej.*

*W procesie doboru MEE wyższy priorytet ma kryterium określone w pkt (1). W procesie doboru MEE w pierwszej kolejności dobierane są MEE, które zaakceptowały w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie przesyłania albo umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej postanowienia skutkujące brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej i prognozowany koszt redysponowania nierynkowego takich MEE wynosi 0 zł/MWh, a w drugiej kolejności stosuje się kryterium określone w pkt (2). Jeżeli w przypadku stosowania kryterium określonego w pkt (1) wystąpi przypadek, że prognozowany koszt redysponowania nierynkowego MEE jest równy 0 zł/MWh przynajmniej dla dwóch MEE, to kolejność redysponowania nierynkowego tych MEE jest określana na podstawie kryterium określonego w pkt (2), wyznaczając kolejność MEE na podstawie mocy zainstalowanej, zaczynając od MEE z największą mocą zainstalowaną, a kończąc na MEE z najmniejszą mocą zainstalowaną. Pozostałe MEE, dla których prognozowany koszt redysponowania nierynkowego nie jest równy 0 zł/MWh, są dobierane na podstawie kryterium określonego w pkt (2). W przypadku takich samych wartości mocy zainstalowanej MEE kolejność redysponowania jest określana losowo.”.*

22) W pkt **11.4.12.** pkt 4. otrzymuje brzmienie:

*„4. OSP uznaje, że doszło do naruszenia dyscypliny ruchowej, w następujących przypadkach:*

- (1) gdy redysponowany zasób nie wykonuje albo nienależyte wykonuje polecenia redysponowania wydane przez OSP oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania;*

(2) *gdy redysponowany zasób nie dostarczył planu pracy, a dotrzymanie poziomu mocy wprowadzanej do sieci odbywa się z dokładnością mniejszą niż 10% poziomu wprowadzanej mocy przez redysponowany zasób, określonego w deklarowanym planie pracy określonym przez OSP.*”.

23) W pkt **11.4.12.** pkt 5. otrzymuje brzmienie:

*„5. W przypadku redysponowanego zasobu nieobjętego poleceniem redysponowania, przesłanką do monitorowania dotrzymania dyscypliny ruchowej są zmiany deklarowanego planu pracy w relacji do poziomu zbilansowania POB. Dopuszcza się zmiany deklarowanego planu pracy dokonywane w okresie od 45. minuty do 20. minuty przed ORN, mające na celu poprawę zbilansowania POB, pod warunkiem, że takie zmiany zostały odwzorowane w skorygowanym planie pracy zgłoszonym do OSP do 20. minuty przed ORN. Zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej w stosunku do planu pracy aktualnego na 20. minutę przed rozpoczęciem ORN nie wynikająca z uwarunkowań technicznych funkcjonowania redysponowanego zasobu, na które podmiot posiadający redysponowany zasób nie mógł oddziaływać w celu dotrzymania planu pracy, oraz zmiana ilości wytwarzanej energii elektrycznej nie wynikająca z nagłej i nieprzewidzianej potrzeby w zakresie zbilansowania POB, może być uznana za naruszenie dyscypliny ruchowej jeżeli wielkość tej zmiany wyniesie przynajmniej 10 % wolumenu zgłoszonego w planie pracy. W każdym przypadku dokonania zmiany wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa powyżej, niezależnie od jej wielkości, na żądanie operatora systemu podmiot posiadający redysponowany zasób przedstawia uzasadnienie dokonania tej zmiany.*”.

#### **Do Załącznika nr K2 do IRiESP - Korzystanie**

24) W pkt **1.** pkt 6. otrzymuje brzmienie:

*„6. Korespondencja pomiędzy OSP, OSDp i właścicielem redysponowanego zasobu, w szczególności w zakresie wniosków o wypłatę rekompensat, informacji rozliczeniowych, raportów z rekompensat, raportów z odchyłeń i raportów z opłat, reklamacji i dokumentacji będącej podstawą do wyliczenia rekompensat, odbywa się wyłącznie przez portal WOZE oraz portal PSDI z zastrzeżeniem sytuacji opisanych w pkt 7. Portale WOZE i PSDI oraz sposób korzystania z nich, zostały opisane szczegółowo w pkt **5.7.5.** IRiESP - Korzystanie.*”.

25) W pkt **2.** pkt 6. otrzymuje brzmienie:

*„6. W przypadku zidentyfikowania błędów właściwy operator systemu wzywa składającego wniosek o wypłatę rekompensaty do jego poprawy. Wniosek, który nie został poprawiony w terminie 14 dni od zgłoszenia konieczności dokonania jego poprawy, pozostawia się bez rozpoznania. Pozostawienie wniosku bez rozpoznania nie wyklucza możliwości złożenia nowego wniosku, pod warunkiem zachowania terminu, o którym mowa w pkt **1. 4.**”.*

26) W pkt **2.** pkt 7. otrzymuje brzmienie:

*„7. Właściwy operator systemu odrzuca wniosek o wypłatę rekompensaty w przypadku gdy:*

*(1) polecenie redysponowania nie zostało wydane w odniesieniu do zasobu, którego dotyczy wniosek o wypłatę rekompensaty;*

*(2) polecenie redysponowania nie zostało wykonane;*

*(3) rekompensata nie przysługuje ze względu na wystąpienie przesłanek, o których mowa w pkt **1. 3.**;*

(4) wniosek o wypłatę rekompensaty został wniesiony po upływie terminu określonego w pkt 1. 4.;

Na odrzucenie wniosku składającemu wniosek przysługuje reklamacja na zasadach określonych w pkt 2. 9. (2).”.

27) W pkt 8. pkt 1. otrzymuje brzmienie:

*„1. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania, oraz w przypadku podejmowania działań, które skutkują brakiem realizacji redysponowania nierynkowego, lub ograniczeniem jego zakresu w stosunku do określonego przez OSP lub OSDp, bez względu na stopień niewykonania polecenia redysponowania, właściciel redysponowanego zasobu jest obowiązany do zapłaty na rzecz OSP, opłaty za niewykonanie polecenia redysponowania. W przypadku niewykonania albo nienależytego wykonania polecenia redysponowania przez zasoby przyłączone do sieci na obszarze sieci OSDp/OSDn, płatność realizowana jest za pośrednictwem OSDp.*

*W przypadku, gdy niewykonanie albo nienależyte wykonanie polecenia redysponowania było następstwem okoliczności, za które właściciel redysponowanego zasobu odpowiedzialności nie ponosi, właściciel redysponowanego zasobu może złożyć reklamację zgodnie z pkt 8. 11., zawierającą wyjaśnienia, na podstawie których właściwy operator systemu podejmuje decyzję o odstąpieniu od naliczenia opłaty albo o naliczeniu opłaty na zasadach określonych w pkt 8. 2. - 8. 10., w zakresie uwzględniającym rozstrzygnięcie reklamacji.”.*

28) W pkt 9. pkt 1. otrzymuje brzmienie:

*„1. Do 31 grudnia 2025 roku, rekompensata, o której mowa w pkt 4. - 7., wyliczana jest jako suma:*

*(1) wartości utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku wykonania polecenia redysponowania oraz*

*(2) wartości utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia albo z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff) do sprzedawcy zobowiązanego albo ze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej w ramach tzw. systemu taryf gwarantowanych (feed-in-tariff), w przypadku wytwórców, którzy zadeklarowali sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej wybranemu podmiotowi na zasadach innych niż wskazane w art. 70c ust. 1 - 5 ustawy o OZE albo ze sprzedaży energii elektrycznej w ramach tzw. systemu dopłat do ceny rynkowej (feed-in premium) w wyniku wykonania polecenia.”.*

#### **Do IRiESP - Bilansowanie**

29) Tytuł rozdziału 1. otrzymuje brzmienie:

*„1. USŁUGI SYSTEMOWE I SIECIOWE ŚWIADCZONE NA RZECZ OSP”.*

30) Pkt 1.2.2., 1.2.2.2. - 1.2.2.5. otrzymują odpowiednio brzmienie:

**„1.2.2. Rozliczanie usługi ARNE”,**

**„1.2.2.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe usługi ARNE”,**



- „1.2.2.3. **Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport dobowy**”,
- „1.2.2.4. **Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy**”,
- „1.2.2.5. **Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych dotyczących świadczenia usługi ARNE - raport handlowy korygujący**”.

31) W pkt 1.9. pkt 1. otrzymuje brzmienie:

*”1. Usługa elastyczności jest wykorzystywana przez OSD w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.”.*

32) W pkt 1.9. skreśla się pkt 2. W związku z czym dokonuje się odpowiednio aktualizacji odwołań do punktów w całym pkt 1.9.

#### **Załącznik nr B1 - Certyfikacja ORed i pozyskiwanie danych pomiarowo - rozliczeniowych dla ORed**

Zważywszy na brak uwag użytkowników do Załącznika nr B1, OSP nie dokonał zmian postanowień tego załącznika, w stosunku do opublikowanego i poddanego procesowi konsultacji projektu tego załącznika.

### **5. Specyfikacja zmian wynikających z autokorekty OSP**

W Karcie aktualizacji nr 2 przedkładanej Prezesowi URE do zatwierdzenia, OSP dokonał następujących autokorekt postanowień tej karty aktualizacji, w stosunku do opublikowanego i poddanego procesowi konsultacji projektu Karty aktualizacji nr 2, które mają charakter porządkowy i redakcyjny lub stanowią usunięcie oczywistej omyłki pisarskiej, w szczególności:

#### **Do IRiESP - Wprowadzenie**

1) W pkt 2.4. 1. wprowadza się definicję pojęcia „redysponowany zasób” w brzmieniu:

*„redysponowany zasób - MWE typu FW, PV lub MWE, dla którego paliwem pierwotnym jest biogaz, a także przyłączony do sieci przesyłowej albo do sieci dystrybucyjnej 110 kV MEE, któremu może być wydane polecenie redysponowania, zgodnie z art. 9c ust. 7a - 7p ustawy Prawo energetyczne.”.*

Uzasadnienie: zmiana ma charakter redakcyjny.

#### **Do IRiESP - Korzystanie**

2) W pkt 11.4.7. 1. w pkt (6), ostatni akapit otrzymuje brzmienie:

*„Dane i informacje, określone w pkt (a) - (d) OSDp aktualizuje i przekazuje do OSP po każdej zmianie do systemu PWDS, a do czasu uruchomienia PWDS na zasadach określonych w umowie przesyłania.”.*

Uzasadnienie: zasada przedstawiona w postanowieniach pkt **11.4.7. 1.** w pkt (6) została zredagowana analogicznie do określonej w pkt **11.4.7. 1. (7)** i pkt **11.4.7. 2.**

3) W pkt **11.4.7. 1.** w pkt (7) określenie „przekazują do OSP” zastępuje się określeniem „przekazują powyższe dane i informacje”.

Uzasadnienie: zmiana doprecyzowująca.

4) W pkt **14.1.** pkt 2. otrzymuje brzmienie:

*„Agregator informuje OSP, w terminie określonym zgodnie z art. 4j ust. 6a ustawy Prawo energetyczne, o zawarciu umowy agregacji z odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem MEE jeżeli umowa agregacji zawarta jest w celu świadczenia usług systemowych na rzecz OSP i agregator zawarł z OSP umowę o świadczenie tych usług.”.*

Uzasadnienie: zmiana doprecyzowująca zakres obowiązków dla agregatorów ograniczająca informacje o zawarciu umów agregacji przekazywane do OSP, do przypadków, kiedy agregator zawarł z OSP umowę o świadczenie usług systemowych na rzecz OSP.

5) W pkt **1. 2.** Załącznika K2 wprowadza się na końcu zdanie w brzmieniu:

*„O przywróceniu pełnej funkcjonalności portalu, OSP poinformuje odrębnym komunikatem.”.*

Uzasadnienie: zmiana uzupełniająca.

6) W pkt **6.1., 6.2. i 9.** Załącznika K2 w kilku punktach określenie „dla redysponowanego zasobu” zastępuje się określeniem „w przypadku wytwórców”.

Uzasadnienie: zmiana doprecyzowująca z uwagi na to, że cały pkt **6.1.** dotyczy MWE typu BG, czyli wyłącznie wytwórców, a nie ogólnie redysponowanego zasobu, którym z definicji może być też MEE.

7) W pkt **8.** Załącznika K2 pkt 6. otrzymuje brzmienie:

*„6. Ilość energii elektrycznej odpowiadająca niewykonaniu polecenia redysponowania wyznacza się jako dodatnią różnicę pomiędzy wolumenem energii wynikającym z zadanego przez OSP lub OSDp maksymalnego poziomu dopuszczalnej generacji mocy czynnej w danym ORN w miejscu przyłączenia redysponowanego zasobu do sieci i wolumenem energii wyprodukowanej w danym ORN.”.*

Uzasadnienie: zmiana uzupełniająca. W przedmiotowym punkcie brakowało drugiego składnika różnicy.

8) W pkt **8. 7.** Załącznika K2 pkt (4) otrzymuje brzmienie:

*„(4) kod PPE i kod MWE/MEE redysponowanego zasobu, nadawane przez operatora systemu;”.*

Uzasadnienie: zmiana uzupełniająca. W kilku miejscach uzupełniono postanowienia o MEE, w punktach które dotyczą wszystkich redysponowanych zasobów.

### **Do IRiESP - Bilansowanie**

9) W pkt 1.4. 3. pkt (1) otrzymuje brzmienie:

*„(1) usługa jest świadczona wyłącznie przez zasoby tworzące jednostki grafikowe;”*

Uzasadnienie: zmiana porządkowa wynikająca ze stosowanego nazewnictwa i nieposługiwania się w IRiESP i TCM - Warunki dotyczące bilansowania, pojęciem „aktywnie uczestniczące w bilansowaniu systemu”.

### **Ogólnie do Karty aktualizacji nr 2**

10) Tam gdzie użyto skrótu „PLN” zastępuje się go skrótem „zł”, z jednoczesnym zastąpieniem określenia „zero” na „0”.

Uzasadnienie: zmiana ma charakter redakcyjny.

11) W całym pkt 11.4. oraz Załączniku nr K2 określenie „OREB” zastępuje się określeniem „ORN”.

Uzasadnienie: zmiana ma charakter redakcyjny, gdyż w przedmiotowym zakresie okresy te się pokrywają, a skrót „ORN” odnosi się niezbilansowania.

12) Dokonano zmian polegających na usunięciu oczywistych omyłek pisarskich oraz zastosowaniu nazewnictwa stosowanego w IRiESP i wprowadzeniu poprawek interpunkcyjnych, nie wpływających na merytorykę wprowadzanych zmian, w tym dla przykładu:

- w pkt 2.4. 5. zastąpiono „praca danej MWE” określeniem „praca danego MWE”,
- w pkt 2.4. 6. zastąpiono „rynku bilansującym” skrótem „RB”,
- w pkt 5.7.5. 4. zastąpiono „nierynkowe redysponowanie” określeniem „redysponowanie nierynkowe”,
- w pkt 11.4.2. 2. (a) zastąpiono „w określonej, wyrażonej w megawatach” określeniem „wyrażoną w megawatach”,
- w pkt 11.4.3. 3. zastąpiono „właściwa dla doby” określeniem „właściwej dla doby”,
- tam gdzie mowa o  $K^{FITIII}$  zastąpiono „którzy zadeklarowali” określeniem „dla redysponowanego zasobu, który zadeklarował”,
- w pkt 11.4.5. 1. zastąpiono „sieci elektroenergetycznych” określeniem „sieci”,
- w pkt 11.4.5. 3. zastąpiono „niezwłocznego działania” określeniem „niezwłocznych działań”.