

Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

- 1. Stan prawny**
- 2. Kierunki rozwoju i Inwestycje Priorytetowe**
- 3. Zasady uwzględniania wpływu inwestycji priorytetowych w kalkulacji przychodu regulowanego OSD, w części dotyczącej zwrotu z kapitału.**

WPROWADZENIE

Niniejszy dokument przedstawia wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki odnoszące się do kierunków rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych, które przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej będą mogły uwzględnić w sporządzanych dla swojego obszaru działania planach rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

1 Stan prawny

Zgodnie z obowiązującą ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne z późniejszymi zmianami, w zakresie dotyczącym kierunków rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych umieszczono następujące zapisy:

1) Art. 9d ust. 1e pkt 4 mówi, że:

1e. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, w tym przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, o których mowa w art. 16 ust. 1a, chyba że te polecenia lub te decyzje dotyczą działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykracza poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

2) Art. 16 ust. 1a, ust. 7 pkt 7, ust. 18a pkt 1–3, ust. 18b–18e stanowią o tym, że:

1a. W planie, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej może uwzględnić wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

7. Plan, o którym mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności:

7) planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a.

18a. Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu, o którym mowa w ust. 1, z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, które stosuje się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz korzysta ze środków ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g lub h, wraz ze sprawozdaniem, o którym mowa w ust. 18, przedkłada:

1) informacje o zakresie zrealizowania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a;

2) w przypadku zakończenia w danym roku inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a – oświadczenie o ukończeniu tych inwestycji i spełnieniu wymagań dla tych inwestycji określonych w planie, o którym mowa w ust. 1, oddzielnie dla każdej ukończonej inwestycji;

3) dokumenty potwierdzające realizację inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia i innych wiążących zobowiązań oraz sprawozdanie finansowe za dany rok obrotowy, sporządzone na zasadach i w trybie określonym w ustawie z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości i ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2023 r. poz. 1015, 1723 i 1843), zbadane przez biegłego rewidenta, zawierające w ramach ujawnień w informacji dodatkowej tego sprawozdania przedstawienie odpowiednich pozycji bilansu oraz rachunku zysków i strat potwierdzających prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. h.

18b. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, składa się pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Składający to oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia, wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że inwestycja ujęta w planie rozwoju w ramach stosowania się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, została ukończona i spełnia wymagania określone w planie rozwoju.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

18c. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 18a pkt 2, zawiera podpis osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego, ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz pełnionej funkcji.

18d. Rozliczenie wykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, oraz po zakończeniu inwestycji priorytetowych, przy czym stan wykonania, w każdym okresie sprawozdawczym, nie może być mniejszy niż 85% wykonania tego planu oddzielnie dla każdej inwestycji priorytetowej.

18e. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, wynikających z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może przedłużyć termin na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w ust. 1a, na oznaczony okres, pod warunkiem przekazania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o przyczynach przewidywanego niewykonania tego harmonogramu w zakresie, o którym mowa w ust. 18d, w terminie 30 dni od ich wystąpienia, wraz z proponowanym okresem przedłużenia jego wykonania.

3) Art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g–h, pkt 3a–3b ustanawia, że:

1. Do zakresu działania Prezesa URE należy:

3) ustalanie:

g) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych,

h) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów;

3a) opracowywanie i zamieszczanie, nie później niż 9 miesięcy przed terminem określonym w art. 16 ust. 15b, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów, o których mowa w art. 16 ust. 1;

3b) kontrolowanie wykonania realizacji planu w zakresie, o którym mowa w art. 16 ust. 18a–18d.

4) Art. 45 ust. 1 pkt 2b, ust. 3b określają, że:

1. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej i agregacji, które należy kalkulować w sposób zapewniający:

2b) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, ustalonych w sposób, o którym mowa

w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g oraz h, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w te zadania.

3b. W taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej uwzględnia się stopień niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a, odpowiadający kwotom wynikającym z niewykonanego zakresu tych inwestycji, o którym mowa w tym harmonogramie.

5) Art. 46 ust. 3, ust 4 pkt 6a mówią o tym, że:

3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz sposób rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, realizację przedsięwzięć z zakresu ochrony przeciwpożarowej, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.

4. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 3, powinno określać w szczególności:

6a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a.

6) Art. 47 ust. 2h decyduje, że:

2h. W taryfach zatwierdzanych lub zmienianych po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 16 ust. 18d i 18e, uwzględnia się zakres niewykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a. Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne do korekty obowiązującej taryfy po upływie okresu rozliczeniowego, o którym mowa w zdaniu pierwszym.

2 Kierunki rozwoju i Inwestycje Priorytetowe

2.1 Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyjmuje pięć następujących kierunków rozwoju sieci i tym samym definiuje następujące obszary rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych:

- 1) Rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci),
- 2) Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową,
- 3) Cyfryzacja i automatyzacja,
- 4) Liczniki Zdalnego Odczytu,
- 5) Przyłączenia Klientów.

Podział na obszary inwestycji priorytetowych jest analogiczny do zakresu głównych kategorii inwestycyjnych ujętych w Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, która stanowi porozumienie społeczne regulatora sektorowego i energetycznej branży dystrybucyjnej. Przedstawione powyżej kategorie inwestycyjne są kluczowe dla rozwoju sieci dystrybucyjnych, w szczególności cyfryzacja i automatyzacja.

Przyjęte obszary inwestycyjne stanowią kierunki rozwoju sieci, a inwestycje będące zadaniami imiennymi (bądź grupami zadań imiennych) z określonym zakresem, budżetem i terminem, realizowane w ramach tych obszarów będą na etapie uzgadniania planu rozwoju na wniosek OSD kwalifikowane jako inwestycje priorytetowe.

2.1.1 Poprzez Rozwój sieci niezbędnych dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększanie przepustowości sieci) rozumie się szereg działań inwestycyjnych prowadzonych w sposób efektywny kosztowo i technicznie mających na celu rozbudowę sieci na potrzeby przyłączania do niej klientów, a tym samym stworzenia potencjału dla rozwoju gospodarczego oraz komunalnego; rozwój lokalnych rynków pracy w związku z rozwojem gospodarczym; przejście na gospodarkę niskoemisyjną; rozwój transportu elektrycznego; ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z pojazdów spalinowych oraz z elektrowni węglowych; tworzenie nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł OZE

W skład pozycji wchodzi/wchodzą m.in.:

- a) budowa nowych linii i stacji na każdym poziomie napięcia;
- b) rozbudowa/przebudowa istniejących stacji WN/SN i SN/nn oraz linii WN, SN i nn (w ramach zadania w szczególności: zwiększanie przekrojów przewodów, wymiana transformatorów na jednostki o większej mocy znamionowej, zabudowa drugiego lub trzeciego transformatora) – z uwzględnieniem tworzenia potencjału zwiększenia dostępnych mocy przyłączeniowych do sieci na każdym poziomie napięcia, w tym w zakresie absorpcji energii od prosumentów;

- c) magazyny energii;
- d) zabudowa dławików do kompensacji mocy biernej na wysokim napięciu;
- e) zastosowanie aktywnych regulatorów napięcia w sieci nn;
- f) zastosowanie systemów dynamicznej obciążalności linii i systemów monitorowania obciążalności linii.

2.1.2 Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową, zgodnie z założeniami opracowywanego Krajowego Planu Skablowania Sieci przełoży się na krótsze przerwy w dostawach energii elektrycznej dla klientów, a tym samym przyczyni się do poprawy wskaźników jakościowych energii elektrycznej, co z kolei sprawi, że atrakcyjność Polski wzrośnie dla inwestorów zagranicznych. Ograniczone zostaną również ryzyka zdarzeń losowych w sieci; zwiększy się bezpieczeństwo dostaw; poprawi elastyczność pracy sieci oraz parametry jakości energii elektrycznej.

W skład pozycji wchodzi m.in.:

- a) przebudowa istniejących linii napowietrznych na kablowe;
- b) budowa nowych linii kablowych;
- c) zmiana trasy istniejących linii kablowych;
- d) budowa nowych powiązań sieciowych;
- e) budowa nowych stacji WN/SN wraz z powiązaniem liniowymi WN i SN;
- f) budowa złączy kablowych oraz stacji SN/nn (dostosowanie infrastruktury towarzyszącej do technologii linii kablowych SN);
- g) dostosowanie układów kompensacyjnych na stacjach WN/SN oraz uziemień słupów SN i stacji SN/nn do nowych warunków pracy (rosnącego poziomu prądów pojemnościowych w sieci SN);
- h) automatyka związana z procesem kablowania sieci w ramach tego programu.

2.1.3 Cyfryzacja i automatyzacja wpłynie korzystnie na skrócenie przerw w dostawach energii elektrycznej dla klientów; poprawę wskaźników jakościowych energii elektrycznej; poprawę elastyczności pracy sieci; poprawę parametrów jakości energii elektrycznej; zwiększenie efektywności zarządzania siecią; automatyzację procesów realizowanych przez OSD; szybszą identyfikację i eliminację awarii na sieci; stworzenie rynku usług elastyczności, poprawę efektywności kosztowej i technicznej działań inwestycyjnych z innych obszarów priorytetowych.

W skład pozycji wchodzi/wchodzą m.in.:

- a) budowa i modernizacja linii napowietrznych i kablowych SN z zastosowaniem łączników zdalnie sterowanych i reklozerów;
- b) przebudowa stacji WN/SN i SN/nn w tym: przebudowa układów kompensujących prądy zwarciorowe, montaż transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia;

- c) analizatory jakości napięcia;
- d) automatyka klasy FDiR i systemy dziedzinowe realizujące tą funkcjonalność;
- e) dostosowanie 100% stacji SN/nn do zabudowy układów bilansujących;
- f) zadania z obszarów „Łączność” oraz „Informatyka” Planu Rozwoju, w tym:
 - systemy związane z obsługą danych pomiarowych (LZO, dane z liczników bilansujących, analizatorów napięcia itp.);
 - system wymiany informacji CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii);
 - system łączności dyspozytorskiej (krytycznej) dla energetyki;
 - systemy dyspozytorskie i sterowania pracą sieci, w tym SCADA, EMS, DMS;
 - pozostałe systemy dziedzinowe niezbędne dla realizacji obowiązków OSD;
 - infrastruktura związana z zapewnieniem łączności;
- g) budowa i wdrożenie systemów cyfrowego odwzorowania sieci;
- h) wdrażanie systemów związanych z planowaniem pracy sieci, zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi, planowaniem eksploatacji itp.;
- i) budowa i wdrożenie cyfrowych procesów i dokumentów stosowanych w relacjach biznesowych z użytkownikami sieci.

2.1.4 **Liczniki Zdalnego Odczytu** zwiększą możliwości dostępu do informacji pomiarowych zarówno przez OSD jak i klienta. Stwarzają możliwości opracowania katalogu nowych usług na styku klient – OSD; ograniczają nielegalne pobory energii elektrycznej; zwiększają stopień obserwowalności sieci dystrybucyjnej oraz zwiększają świadomości klientów w zakresie zarządzania energią elektryczną.

W skład pozycji wchodzi m.in.:

- a) liczniki zdalnego odczytu (LZO);
- b) liczniki bilansujące (LB).

2.1.5 **Przyłączenia klientów** związane z działaniami inwestycyjnymi prowadzonymi efektywnie kosztowo i technicznie mającymi na celu rozbudowę sieci na potrzeby przyłączenia do niej klientów, co przełoży się na stworzenie potencjału dla rozwoju gospodarczego oraz komunalnego; rozwój lokalnych rynków pracy w związku z rozwojem gospodarczym; przejście na gospodarkę niskoemisyjną; ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z elektrowni węglowych.

W skład pozycji wchodzi/wchodzi m.in.:

- a) budowa przyłączy na potrzeby przyłączenia klientów oraz przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej;
- b) rozbudowa sieci na potrzeby jw. (m.in. budowa nowych stacji transformatorowych WN/SN, SN/SN i SN/nn i rozdzielni sieciowych WN lub SN, budowa nowych odcinków sieci WN, SN i nn, zakup transformatorów WN/SN, SN/nn);

- c) przebudowę istniejących odcinków i elementów sieci na potrzeby jw.;
- d) liczniki.

Poprzez działania inwestycyjne prowadzone w sposób efektywny kosztowo i technicznie należy rozumieć inwestycje, które prowadzą do efektywnego wykorzystania majątku sieciowego np. optymalizacji obciążenia elementów sieci, a także takie, dla których istnieje ekonomiczne uzasadnienie biorąc pod uwagę alternatywne sposoby realizacji celów inwestycji oraz obowiązek ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem stawek opłat sieciowych.

2.2 Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego zgodnie z art. 16 ust. 4 pkt 2 Prawa Energetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 6 lat i aktualizuje ten plan co 2 lata. Wraz z kolejnym planem rozwoju (który będzie obowiązywać w latach 2026 – 2031) przedkłada planowany harmonogram inwestycji wraz z wyodrębnioną częścią obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji Inwestycji Priorytetowych (art. 16 ust. 7 pkt 7). Inwestycje priorytetowe będą zadaniami imiennymi (lub grupą zadań imiennych) przypisanymi do jednego z pięciu obszarów zdefiniowanych powyżej (punkt 2.1.). Dla każdej inwestycji priorytetowej zostanie sporządzony harmonogram zawierający w szczególności:

- obszar priorytetowy,
- nazwę zadania (grupy zadań),
- zakres (główne prace),
- wyszczególnienie planowanych efektów rzeczowych np. długość linii w [km], moc przyłączeniowa w [kW], itp.,
- planowany termin realizacji z podziałem na poszczególne etapy (kamienie milowe) procesu inwestycyjnego (w tym m.in. faza wstępna, wybór wykonawcy, projektowanie, uzyskanie pozwoleń, realizacja inwestycji, odbiór końcowy, przekazanie obiektu do użytkowania),
- planowany nakład inwestycyjny w rozbiciu na lata realizacji i poszczególne etapy inwestycji,

Dodatkowo do każdej inwestycji priorytetowej zostanie sporządzona karta projektu (fiszka) zgodnie ze wzorem stanowiącym załącznik nr 1 do wytycznych zawierająca w szczególności cel inwestycji z podaniem oczekiwanych efektów rzeczowych, a także efektów jakościowych.

Aby zadanie inwestycyjne mogło zostać uznane za inwestycje priorytetową powinna pozytywnie oddziaływać (należy podać w jakim stopniu) na minimum dwa z poniżej wymienionych efektów jakościowych, w tym:

- poprawa niezawodności pracy sieci,
- zmniejszenie ilości energii niedostarczonej/nieodebranej od użytkowników sieci,
- zmniejszenie strat sieciowych,

- optymalizacja obciążenia elementów sieci,
- usprawnienie procesów biznesowych w relacji z klientami,

przy czym możliwe jest na etapie opracowywania listy inwestycji priorytetowych dodanie do w.w listy dodatkowych istotnych efektów jakościowych,

W ramach oceny zadań priorytetowych tworzy się ich listę rankingową biorąc pod uwagę stopień przyczynienia się do realizacji wyżej wymienionych efektów jakościowych.

Operator Systemu Dystrybucyjnego jest zobowiązany w ramach aktualizacji planów rozwoju, co 2 lata podtrzymać swoje zobowiązania lub je zaktualizować w zakresie lat dotychczasowych, oraz uzupełnić harmonogram Inwestycji Priorytetowych o kolejne dwa lata. Wzór planowanego harmonogramu stanowi załącznik nr 1 do przedmiotowych wytycznych.

W ramach obszarów inwestycyjnych Operator Systemu Dystrybucyjnego uruchamia Inwestycje Priorytetowe będące imiennymi zadaniami inwestycyjnymi, których jednostkowa wartość budżetu nie może być mniejsza niż 25 mln zł. W szczególnie uzasadnionych przypadkach dopuszcza się aby wartość budżetu zadania imiennego była mniejsza niż 25 mln zł, lecz nie mniejsza niż 5 mln zł.

Przez grupę zadań imiennych należy rozumieć zbiór zadań o podobnym charakterze i zakresie, realizowanych w ramach jednej kategorii inwestycyjnej, dających podobne efekty jakościowe. Grupowanie imiennych zadań inwestycyjnych pozwala na efektywniejsze zarządzanie zasobami oraz monitorowanie i kontrolę postępu prac.

- 2.3 Zgodnie z art. 16 ust. 18 Prawa Energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu rozwoju, o którym mowa w ust. 1, w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 30 kwietnia przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z realizacji tego planu. Jeżeli przedsiębiorstwo to stosuje się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci realizacji Inwestycji Priorytetowych oraz korzysta ze środków ustalonych, o których mowa w art. 23 ust. 2 punkt 3 lit. g lub h, to zgodnie z art. 16 ust. 18a pkt 1 wraz ze sprawozdaniem musi przedłożyć informację o zakresie zrealizowania harmonogramu Inwestycji Priorytetowych.
- 2.4 Jeżeli w danym roku przypada termin ukończenia Zadania (które uruchomione zostało w ramach Inwestycji Priorytetowych w 6 – letnim harmonogramie, o którym mowa w punkcie 2.2.), to zgodnie z art. 16 ust. 18a pkt 2 dla każdego ukończonego Zadania należy przygotować oświadczenie o ukończeniu tego Zadania, przy czym należy pamiętać, że za składanie fałszywych oświadczeń grozi odpowiedzialność karna. Zgodnie z pkt 3 tego samego ustępu należy również przedłożyć dokumenty potwierdzające realizację tego Zadania, w tym zakres faktycznie poniesionych nakładów, oryginał lub poświadczoną kopię umów na realizację przedsięwzięcia

i innych wiążących zobowiązań oraz sprawozdane finansowe za dany rok obrotowy. Przyjmuje się, że dokumenty te należy przekazać w wersji cyfrowej, a zgodność wszelkich kopii należy poświadczyć zbiorczo załączając podpisane przez osobę uprawnioną do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego oświadczenie o zgodności przedłożonych dokumentów z oryginałem. Odrębnie (poza sprawozdaniem z wykonania planu rozwoju) w ramach procesu badania ksiąg przez biegłego rewidenta tj. ujawnień względem informacji zawartych w sprawozdaniu należy przedstawić zbadane przez tego rewidenta odpowiednie pozycje bilansu oraz rachunku zysku i strat potwierdzających prawidłowość przedłożonych informacji oraz ilości środków.

- 2.5 W oświadczeniu, o którym mowa w punkcie powyżej (2.4.) zgodnie z art. 16 ust. 18b należy zawrzeć klauzulę o następującej treści „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia, wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że inwestycja ujęta w planie rozwoju w ramach stosowania się do wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, została ukończona i spełnia wymagania określone w planie rozwoju.” oraz zgodnie z art. 16 ust. 18c podpis osoby uprawnionej do reprezentacji przedsiębiorstwa energetycznego, ze wskazaniem imienia, nazwiska i pełnionej funkcji.
- 2.6 Dopuszcza się, że Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego mogą składać harmonogram Inwestycji Priorytetowych, który obejmować będzie okres 6 lat (2026 – 2031). Mają one prawo do kwalifikowania nakładów w trakcie obowiązywania tego procesu planu rozwoju, a realizacja obowiązku, o którym mowa w punkcie 2 art. 16 ust. 18a dotyczy przypadków rzeczywistego zakończenia tych Zadań – zakończonych protokołem odbioru technicznego.
- 2.7 Zgodnie z art. 16 ust. 18d Prawa Energetycznego wyróżniamy następujące okresy sprawozdawcze, dla których należy przedstawić rozliczenie wykonania harmonogramu Inwestycji Priorytetowych. Pierwszy następuje po zakończeniu każdego pełnego roku od dnia uzgodnienia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną; kolejny po zakończeniu inwestycji priorytetowych ujętych w 6 – letnim harmonogramie. **Stan wykonania w każdym okresie sprawozdawczym musi wynosić co najmniej 85% dla każdej z Inwestycji Priorytetowych – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyjmuje, iż pod pojęciem Inwestycji Priorytetowej rozumie się zadanie imienne (grupę zadań) z określonym zakresem, budżetem i harmonogramem realizacji należące zgodnie z opisem do jednej z 5 kategorii zdefiniowanej w punkcie 2.1.** W szczególnie uzasadnionych przypadkach, zgodnie z ust. 18e pochodzącym z tego samego artykułu, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na uzasadniony wniosek przedsiębiorstwa energetycznego może przedłużyć termin na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych, pod warunkiem, że opóźnienie wynika z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa oraz

stosowna informacja o przyczynach przewidywanego niewykonania zostanie przedłożona w terminie 30 dni od ich wystąpienia wraz z proponowanym okresem przedłużenia niezbędnym do jego wykonania. Wzór sprawozdania stanowi załącznik nr 2 do przedmiotowych wytycznych.

- 2.8 Wartość nakładów ujętych w *Planie Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię* przewidzianych na zadania wpisujące się w definicję obszarów Inwestycji Priorytetowych (zdefiniowanych w punkcie 2.1.) nie musi być tożsama z wartością nakładów ujętych w planowanym harmonogramie Inwestycji Priorytetowych (art. 16 ust. 7 pkt 7) na te Inwestycje Priorytetowe.

Wykonanie harmonogramu musi zostać zrealizowane na poziomie co najmniej 85%:

$$N_{PR} \geq N_{IP}; N_{IPw} \geq 0,85N_{IP}$$

Gdzie:

N_{PR} – nakłady łączne ujęte w Planie Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię dla danego roku, jako inwestycje uznane za inwestycje realizowane zgodnie z Kartą Efektywnej Transformacji;

N_{IP} – nakłady ujęte w planowanym harmonogramie Inwestycji Priorytetowych dla danego roku zgodnie z załącznikiem nr 1;

N_{IPw} – nakłady poniesione na realizację Inwestycji Priorytetowych (ujętych w planowanym harmonogramie Inwestycji Priorytetowej) odpowiadające stanowi wykonania w danym okresie sprawozdawczym zgodnie z załącznikiem nr 2.

3 Zasady uwzględniania wpływu inwestycji priorytetowych w kalkulacji przychodu regulowanego OSD, w części dotyczącej zwrotu z kapitału

- 3.1 Prezes URE w procesie zatwierdzania taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na kolejny rok ustala jednakowy poziom średnioważonego kosztu kapitału (WACC) dla wszystkich składników aktywów wchodzących w skład Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA) danego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Poziom średnioważonego kosztu kapitału ustala się zgodnie z zasadami zdefiniowanymi w metodyce określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązującej w momencie ustalania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej. Dla taryf na lata 2023-2028 przedmiotowa metodyka została zdefiniowana w dokumencie pn. „*Metoda określania kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028*”), co oznacza zapewnienie finansowania postanowień Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.
- 3.2 Prezes URE, ustala każdorazowo (co 2 lata) przy procesie uzgadniania Planów Rozwoju na okresy 6-letnie dodatkową, w stosunku do wysokości WACC, o której mowa w p. 3.1, premię dla realizacji zadań określonych w wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Premia ta jest niezmienna dla danej inwestycji priorytetowej w całym okresie jej realizacji. Jej wysokość może być jednakowa dla wszystkich inwestycji priorytetowych ujętych w danym Planie Rozwoju lub różna w zależności od ważności (dla każdego OSD oddzielnie) poszczególnych obszarów inwestycji priorytetowych wskazanych w pkt 2.1 w wypełnianiu / realizacji Wytycznych. Ważność poszczególnych inwestycji priorytetowych wraz z odpowiadającą jej wysokością premii będzie określana przez Prezesa URE do dnia 31 października w roku, w którym Plany Rozwoju zostały przedstawione przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego do uzgodnienia i zostaną uzgodnione przez Prezesa URE, z zastrzeżeniem, że w przypadku wystąpienia obiektywnych przesłanek wskazany termin może ulec zmianie.
- 3.3 Prezes URE, ustala każdorazowo (co 2 lata) przy procesie uzgadniania Planów Rozwoju na okresy 6-letnie dodatkową, w stosunku do wysokości WACC, o której mowa w p. 3.1, premię dla wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów. Premia ta jest jednakowa i niezmienna dla wkładu własnego przypisanego do danych inwestycji priorytetowych w całym okresie ich realizacji. Wysokość tej premii będzie określana przez Prezesa URE do dnia 31 października w roku, w którym Plany Rozwoju zostały przedstawione przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego do uzgodnienia i zostaną uzgodnione przez Prezesa URE, z zastrzeżeniem, że w przypadku wystąpienia

obiektywnych przesłanek wskazany termin może ulec zmianie. Premie, o których mowa w punktach 3.2. i 3.3. przyjmują wartości większe lub równe zero.

- 3.4 W przychodzie regulowanym uwzględnianym w kalkulacji taryfy na rok t, poza zwrotem z kapitału na rok t, skalkulowanym w oparciu o obowiązującą *"Metodę ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności"*, zostanie uwzględniona dodatkowo premia (zwrot) wynikająca z realizacji inwestycji priorytetowych oraz udziału wkładu własnego, który będzie wyliczany zgodnie ze wzorem:

$$Z_{IP W_w(t)} = \sum_{i=1}^n (N_{IP(t)_i} \cdot p_{IP(t)_i}) - \sum_{i=1}^n (\Delta N_{IP(t-2)_i} \cdot p_{IP(t-2)_i}) + W_{w(t-2)} \cdot p_{W_w(t)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $Z_{IP W_w(t)}$ - premia (zwrot) za realizację inwestycji priorytetowych planowanych na rok t i za wkład własny zrealizowany w roku t-2 oraz rozliczenie premii za realizację inwestycji priorytetowych uwzględnionej w taryfie na rok t-2
- $N_{IP(t)_i}$ - nakłady planowane na realizację i-tej inwestycji priorytetowej (ujętej w harmonogramie inwestycji priorytetowych), dla roku t zgodnie z Załącznikiem nr 1
- $p_{IP(t)_i}$ - premia za realizację i-tej inwestycji priorytetowej, o której mowa w punkcie 3.2, określona przez Prezesa URE do kalkulacji taryfy na rok t
- $\Delta N_{IP(t-2)_i}$ - rozliczenie realizacji i-tej inwestycji priorytetowej, określonej w harmonogramie inwestycji priorytetowych Operatora Systemu Dystrybucyjnego, dla roku t-2
- $p_{IP(t-2)_i}$ - premia za realizację i-tej inwestycji priorytetowej, o której mowa w punkcie 3.2, określona przez Prezesa URE do kalkulacji taryfy na rok t-2
- i - nr kolejnej inwestycji priorytetowej określonej w harmonogramie inwestycji priorytetowych dla roku t-2 zgodnie z Załącznikiem nr 1.
- $W_{w(t-2)}$ - wielkość poniesionego przez OSD w roku t-2 wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania inwestycji priorytetowych określonych zgodnie z niniejszymi Wytycznymi przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów,

$p_{W_w(t)}$ - premia o której mowa w punkcie 3.3, określona przez Prezesa URE do kalkulacji taryfy na rok t.

3.5 Rozliczenie realizacji i-tej inwestycji priorytetowej, określonej w planowanym harmonogramie inwestycji priorytetowych Operatora Systemu Dystrybucyjnego, dla roku t-2, określa się według wzoru:

$$\Delta N_{IP(t-2)_i} = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli: } N_{IP_w(t-2)_i} \geq 85\% \cdot N_{IP(t-2)_i} \\ N_{IP(t-2)_i} & \text{jeżeli: } N_{IP_w(t-2)_i} < 85\% \cdot N_{IP(t-2)_i} \end{cases}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\Delta N_{IP(t-2)_i}$ - rozliczenie realizacji i-tej inwestycji priorytetowej, określonej w planowanym harmonogramie inwestycji priorytetowych Operatora Systemu Dystrybucyjnego, dla roku t-2,

$N_{IP(t-2)_i}$ - nakłady planowane na realizację i-tej inwestycji priorytetowej (ujęte w harmonogramie inwestycji priorytetowych), dla roku t-2 zgodnie z Załącznikiem nr 1;

$N_{IP_w(t-2)_i}$ - nakłady poniesione na realizację i-tej inwestycji priorytetowej (ujętej w harmonogramie inwestycji priorytetowych) odpowiadające stanowi wykonania w danym okresie sprawozdawczym zgodnie z Załącznikiem nr 2.

3.6 wielkość poniesionego przez OSD w roku t-2 wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania inwestycji priorytetowych określonych zgodnie z niniejszymi Wytycznymi co przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów, określa się według wzoru:

$$W_{w(t-2)} = \sum_{i=1}^n W_{w(t-2)_i}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$W_{w(t-2)}$ - wielkość poniesionego przez OSD w roku t-2 wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania inwestycji priorytetowych określonych zgodnie z niniejszymi Wytycznymi przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów,

$W_{w(t-2)_i}$ - wartość wkładu własnego dla i-tej inwestycji priorytetowej, określonej w planowanym harmonogramie inwestycji priorytetowych Operatora Systemu Dystrybucyjnego, dla roku t-2.

i - nr kolejnej inwestycji priorytetowej określonej w harmonogramie inwestycji priorytetowych dla roku t-2 zgodnie z Załącznikiem nr 1.

przy czym wielkość poniesionego przez OSD w roku t-2 wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania inwestycji priorytetowych określonych zgodnie z niniejszymi Wytycznymi przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów, określa się według wzoru:

$$W_{w(t-2)_i} = \begin{cases} W_{w(t-2)_i} & \text{jeżeli: } N_{IPw(t-2)_i} \geq 85\% \cdot N_{IP(t-2)_i} \\ 0 & \text{jeżeli: } N_{IPw(t-2)_i} < 85\% \cdot N_{IP(t-2)_i} \end{cases}$$

Załączniki:

Załącznik nr 1. - Formularz harmonogram inwestycji priorytetowych i karta projektu

Załącznik nr 2. - Formularz sprawozdania rozliczenia inwestycji priorytetowej