KARTA AKTUALIZACJI nr CK/5/2015

Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

I. Przyczyna aktualizacji:

A. Karta aktualizacji nr CK/5/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (dalej odpowiednio „Karta aktualizacji" oraz „IRiESP-Korzystanie") została przygotowana mając na uwadze przepisy ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r., poz. 478; dalej „ustawa o OZE"), która wprowadza do porządku prawnego szereg nowych uregulowań oraz zmienia przepisy dotychczas obowiązujące, w tym przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 wraz z późniejszymi zmianami; dalej „ustawa Prawo energetyczne").

Ustawa o OZE definiując nowe pojęcia (m.in. odnawialne źródło energii, instalację odnawialnego źródła energii, magazyn energii elektrycznej, realizację przyłączenia), powołując nowe podmioty i nakładając na użytkowników systemu szereg obowiązków z tym związanych (m.in. sprzedawcę zobowiązanego, Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej) i wprowadzając zmiany dotychczas obowiązujących regulacji (m.in. w zakresie świadectw i gwarancji pochodzenia, przyłączania do sieci) spowodowała konieczność:

1. zastąpienia dotychczas używanych w IRiESP pojęć, nowozdefiniowanymi (np. wprowadzono pojęcie „instalacji OZE" w miejsce używanego pojęcia „odnawialne źródło energii"),
2. dostosowania dotychczasowych zapisów do nowych definicji (np. w związku z wprowadzoną definicją „realizacji przyłączenia", zawężającą dotychczasowe znaczenie tego pojęcia tylko do jednego z etapów przyłączenia, dotychczasowe sformułowanie „harmonogram realizacji przyłączenia", zastąpiono sformułowaniem „harmonogram przyłączenia"),
3. wprowadzenia zmian do istniejących w IRiESP regulacji (w szczególności dokonano aktualizacji istniejących zapisów dotyczących potwierdzania ilości energii elektrycznej na potrzeby wydawania przez Prezesa URE świadectw pochodzenia, związaną z wprowadzonym zróżnicowaniem w zakresie określenia właściwych miejsc dokonywania pomiaru energii elektrycznej, w zależności czy jest ona mierzona na potrzeby wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, czy z OZE),
4. wprowadzenia do IRiESP nowych regulacji (w szczególności w związku z nałożeniem na OSP, jako płatnika opłaty OZE, obowiązku pobierania opłaty OZE od użytkowników systemu przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, w imieniu i na rzecz Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej).

B. Dodatkowo Kartą aktualizacji wprowadzono zmiany porządkowe lub wynikające z konieczności dostosowania zapisów IRiESP-Korzystanie do stanu faktycznego, czyli do wypracowanych zasad stosowanych w relacjach z użytkownikami systemu.

II. Zakres aktualizacji:

A. Zmiany wprowadzane Kartą aktualizacji wynikające z wejścia w życie ustawy o OZE, w tym ze zmiany ustawy Prawo energetyczne, obejmują:

1. W obszarze definicji:

   a) wprowadzenie nowych definicji:
   - instalacja odnawialnego źródła energii (instalacja OZE),
   - magazyn energii elektrycznej,
   - odnawialne źródło energii,
   - realizacja przyłączenia,
   - sprzedawca zobowiązany.

   b) zmianę istniejącej definicji „Farma wiatrowa" w związku z koniecznością jej dostosowania do definicji instalacji OZE.

2. W zakresie przyłączania do sieci:

   a) wprowadzenie obowiązku OSP do pisemnego informowania Prezesa URE i zainteresowany podmiot o odmowie: wydania warunków przyłączenia, zawarcia umowy przyłączeniowej, przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji OZE, wraz z podaniem przyczyny;

   b) w związku z wprowadzeniem nowej definicji „realizacji przyłączenia", zaktualizowano zapisy określające etapy przyłączania podmiotów do sieci przesyłowej oraz obowiązkowy zakres informacji określanych w warunkach przyłączenia;

   c) jako element wniosku o określenie warunków przyłączenia wprowadzono „przewidywany termin przyłączenia";

   d) uzupełniono zapis regulujący obowiązek OSP do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, o obowiązek przyłączania w pierwszej kolejności instalacji OZE, o ile wnioskujący spełnia warunki przyłączenia do sieci;

   e) dla umów o przyłączenie instalacji OZE wprowadzono obowiązek określania terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, oraz prawo OSP do wypowiedzenia tej umowy w przypadku niedotrzymania tego terminu.

3. W zakresie wymagań technicznych dla układów pomiarowych energii elektrycznej, w odniesieniu do obowiązku instalowania układów pomiarowo - rozliczeniowych, wprowadzono zróżnicowanie właściwych miejsc dokonywania pomiaru energii elektrycznej, w zależności czy jest ona mierzona na potrzeby wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, czy z OZE. W obu przypadkach wprowadzono obowiązek realizacji funkcji automatycznego pozyskiwania danych z tych układów pomiarowych.

4. W zakresie świadectw pochodzenia, w związku ze zróżnicowaniem miejsc dokonywania pomiaru, o którym mowa w pkt. 3, dotychczasowy zapis mówiący o potwierdzaniu przez OSP ilości energii elektrycznej na potrzeby wydawania świadectw pochodzenia, podzielono na dwa punkty, pierwszy dotyczący wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z OZE, drugi dotyczący wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z kogeneracji.

5. W zakresie gwarancji pochodzenia:
   a) zaktualizowano dotychczasowe zapisy, w związku z wydłużeniem z 14 do 30 dni czasu, w jakim OSP jest zobowiązany: (i) zweryfikować dane zawarte we wniosku wytwórcy z instalacji OZE o wydanie gwarancji pochodzenia; (ii) przekazać ten wniosek do Prezesa URE;
   b) doprecyzowano zakres danych zawartych we wniosku wytwórcy z instalacji OZE o wydanie gwarancji pochodzenia, podlegających weryfikacji przez OSP i ograniczono go do:
      - oznaczenia wytwórcy energii elektrycznej;
      - określenia lokalizacji, rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE,
      - potwierdzenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przesyłowej, wytworzonej w instalacji OZE.
6. W zakresie potwierdzania wytwórcom informacji o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w instalacji OZE, nałożono na OSP obowiązek potwierdzania tej informacji w ciągu 10 dni od dnia jej doręczenia do OSP, przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji OZE przyłączonej do sieci przesyłowej, którego oferta wygrała aukcję na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii - w rozumieniu ustawy o OZE.
7. W zakresie opłaty OZE, w związku z nałożeniem na OSP, jako płatnika opłaty OZE, obowiązku pobierania opłaty OZE, w imieniu i na rzecz Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej, od użytkowników systemu przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, wprowadzono nowy punkt dotyczący zasad pobierania opłaty OZE. Wskazuje on na podstawę obowiązku pobierania przez OSP opłaty OZE oraz doprecyzowuje zasady jej pobierania, wskazując:
   - podmioty zobowiązane do wnoszenia do OSP opłaty OZE,
   - sposób obliczania opłaty OZE,
   - sposoby i terminy dokonywania płatności,
   - okresy rozliczeniowe i sposób przekazywania dokumentów rozliczeniowych,
   - skutki niedotrzymania terminu płatności,
   - procedurę reklamacyjną.
8. W zakresie sprzedawcy zobowiązanego, do informacji publikowanych przez OSP na swojej stronie internetowej, wprowadzono obowiązek publikacji informacji o podmiocie pełniącym obowiązki sprzedawcy zobowiązanego.

B. Zmiany wprowadzane Kartą aktualizacji wynikające z konieczności dostosowania zapisów IRiESP-Korzystanie do stanu faktycznego, wypracowanych zasad stosowanych w relacjach z użytkownikami systemu, praktyk znajdujących swoje odzwierciedlenie w zawartych umowach o świadczenie usług przesyłania i usługi udostępniania KSE, lub innych zmian aktualizacyjnych i porządkowych, obejmują:

1. W zakresie przekazywania i odbioru dokumentów rozliczeniowych, utworzono - w miejsce odrębnych punktów, jeden zapis odnoszący się zarówno do dokumentów rozliczeniowych

wynikających z umów przesyłania, jak i umów udostępnienia KSE (same zasady nie uległy zmianie).

2. W zakresie dokonywania płatności za usługi przesyłania lub usługę udostepnienia KSE, wprowadzono zasadę, że należności wynikające z faktur lub faktur korygujących są płatne przelewem na rachunki bankowe OSP lub użytkownika systemu wskazane w umowie przesyłania lub umowie udostępniania KSE, o ile umowa przesyłania lub udostępniania KSE, nie stanowi inaczej (do tej pory należności były dokonywane na numery rachunków bankowych: w przypadku OSP - wskazane na fakturze lub fakturze korygującej, w przypadku użytkownika systemu - wskazane we wniosku o zawarcie umowy, oraz w zakresie rozliczeń na rynku bilansującym - wskazane w umowie).
3. W zakresie wymagań technicznych dla wytwórców dotyczących regulacji wtórnej, usunięto zapisy dotyczące Regulatora Centralnego ARCM w związku z planowaną do końca 2015 r. jego likwidacją i pełnym przejęciem funkcji centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy przez Regulator Centralny LFC. Usunięto definicje „Regulator centralny" i „Regulator centralny ARCM" oraz zmieniono definicję „Regulator centralny LFC", wprowadzono określenie „regulator centralny (LFC)" i takie nazewnictwo zastosowano w całej IRiESP.
4. W zakresie wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych konwencjonalnych przyłączonych do sieci zamkniętej oraz działań regulacyjnych w sieci zamkniętej i centralnego rejestru jednostek wytwórczych w KSE, wprowadzono zapisy uzupełniające, które nie zmieniają zakresu wymagań, tylko je doprecyzowują oraz dokonano zmian aktualizacyjnych w celu dostosowania zapisów do wypracowanych już z użytkownikami systemu praktyk.
5. W zakresie systemów pomiarowo-rozliczeniowych, wprowadzono zmiany aktualizacyjne zapisów w związku z wprowadzeniem liczników energii elektrycznej umożliwiających bezpośrednie pozyskiwanie danych do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP; m.in zmieniono definicje pojęć: „System pomiarowo-rozliczeniowy i „System zdalnego odczytu danych pomiarowych".
6. W zakresie definicji, wprowadzono definicję „Elektrownia" oraz zmieniono lub doszczegółowiono definicje „Praca wyspowa", „Zakres regulacji wtórnej" i „Jednostka wytwórcza".
7. W zakresie kryteriów oceny prac analitycznych rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej oraz oceny wyników tych prac, w nawiązaniu do wniosków i zaleceń wypracowanych przez Zespół ds. mocy biernej, złożony z przedstawicieli PSE S.A. i OSD, wprowadzono do IRiESP obowiązek sprawdzania kryterium ograniczenia strat mocy czynnej w KSE na etapie planowania rozwoju sieci (analogiczne zapisy powinny znaleźć się w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych).

C. Część zmian, w zakresie definicji i likwidacji regulatora centralnego ARCM, ma wpływ na zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (dalej „IRiESP-Bilansowanie"), niezbędne zmiany zostały zawarte w przedłożonej jednocześnie Karcie aktualizacji nr CB/13/2015 IRiESP-Bilansowanie.

Szczegółowy wykaz zmian zawiera *„Specyfikacja zmian wprowadzanych Kartą aktualizacji nr CK/5/2015 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”*, przedstawiona w dalszej części niniejszej Karty aktualizacji.

Zakres zmian:

Lp.	Rozdział IRiESP - Korzystanie	Zestawienie zmian
1.	**1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ**	Wprowadza się skrót „OREO”; Zmienia się definicje: – Farma wiatrowa, – Jednostka wytwórcza, – Praca wyspowa, – Regulator centralny (LFC), – System pomiarowo - rozliczeniowy, – System zdalnego odczytu danych pomiarowych, – Zakres regulacji wtórnej; Wprowadza się definicje: – Elektrownia, – Instalacja odnawialnego źródła energii (instalacja OZE), – Magazyn energii elektrycznej, – Odnawialne źródło energii, – Realizacja przyłączenia, – Sprzedawca zobowiązany; Usuwa się definicje: – Regulator centralny, – Regulator centralny ARCM.
2.	**2.2. Przyłączanie do sieci**	Wprowadza się punkty: 2.2.1.1.6, 2.2.1.1.8, 2.2.1.2.2.1.(9), 2.2.1.3.4, 2.2.3.6.3, 2.4. Zmienia się dotychczasowe punkty: 2.2.1.1.7, 2.2.1.2.1.4, 2.2.1.2.2.11, 2.2.1.2.2.13 - 14, 2.2.1.3.3, 2.2.3.3.1.2 - 3, 2.2.3.3.1.26, 2.2.3.3.2.1.2 - 3, 2.2.3.3.2.1.5, 2.2.3.3.2.1.7, 2.2.3.3.2.2.3, 2.2.3.3.2.2.5, 2.2.3.3.2.4.8, 2.2.3.4.14, 2.2.3.4.15, 2.2.3.5.12 - 15, 2.2.3.6.2 - 4, 2.2.3.6.7, 2.2.3.11, 2.2.3.11.1.2 - 6, 2.2.3.11.2.1 - 2. Usuwa się dotychczasowe punkty: 2.2.3.3.2.1.4, 2.2.3.3.2.1.6.

Lp.	Rozdział IRiESP - Korzystanie	Zestawienie zmian
		Zmienia się numerację dotychczasowych punktów: 2.2.1.1.6. - 7, 2.2.1.3.4 - 6, 2.2.3.3.2.1.5, 2.2.3.3.2.1.7 - 8, 2.2.3.6.3 - 7.
3.	**2.3. Korzystanie z sieci elektroenergetycznych**	Wprowadza się punkty: 2.3.6.5, 2.3.6.7. Zmienia się dotychczasowe punkty: 2.3.1.3, 2.3.5.5.2.1 - 2, 2.3.5.5.3.1, 2.3.6.4 -5. Zmienia się numerację dotychczasowych punktów: 2.3.6.5 - 7.
4.	**3. PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 3.1.9, 3.3.1 - 2, 3.3.5, 3.3.11, 3.4.2.1.1, 3.4.3.1.1, 3.4.3.2.4.
5.	**4.3.9. Działania regulacyjne w sieci zamkniętej**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 4.3.9.6, 4.3.9.8, 4.3.9.11 - 16, 4.3.9.18.
6.	**4.3.14. Centralny rejestr jednostek wytwórczych i farm wiatrowych w KSE**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 4.3.14.2, 4.3.14.7, 4.3.14.13 - 14.
7.	**5.1. Formy wymiany informacji**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 5.1.1.2 - 3.
8.	**5.2. Zakres informacji publikowanych przez OSP**	Zmienia się dotychczasowy punkt: 5.2.1.
9.	**6.4. System monitorowania parametrów pracy**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 6.4.1.1 - 3, 6.4.3.1.
10.	**6.5. Centralny system pomiarowo-rozliczeniowy**	Zmienia się dotychczasowy punkt: 6.5.2.2.
11.	**6.6. Centralny system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy**	Zmienia się dotychczasowe punkty: 6.6.1.1 - 3, 6.6.2.2.1 - 2. Usuwa się dotychczasowe punkty: 6.6.2.1, 6.6.2.1.1 - 2, 6.6.2.2. Zmienia się numerację dotychczasowych punktów: 6.6.2.2.1 - 2.

Specyfikacja zmian wprowadzanych Kartą aktualizacji nr CK/5/2015 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

Zmianie ulegają następujące punkty Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci:

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

1.1. Wykaz skrótów i oznaczeń

Wprowadza się skrót „OREO" w brzmieniu:

OREO - Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.

1.2. Definicje stosowanych pojęć

Następujące definicje otrzymują brzmienie:

Farma wiatrowa	Instalacja odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem magazynu energii, wykorzystująca turbiny wiatrowe do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru. Farma wiatrowa stanowi jednostkę wytwórczą.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.
Praca wyspowa	Samodzielna praca części KSE wydzielonej po jej awaryjnym odłączeniu się z KSE, z co najmniej jedną pracującą jednostką wytwórczą, która w sytuacji odłączenia się od KSE jest w stanie zasilać odbiorców, regulować napięcie i częstotliwość pracy wyspy w układzie jedno i wielomaszynowym oraz spełnia wymagania techniczne określone w IRiESP.
Regulator centralny (LFC)	Jednostka centralna systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy, wysyłająca indywidualne sygnały sterujące zmiany mocy czynnej do jednostek wytwórczych.
System pomiarowo - rozliczeniowy	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo - rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych oraz z innych systemów.
System zdalnego odczytu danych pomiarowych	Podsystem systemu pomiarowo - rozliczeniowego realizujący funkcję zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych z układów pomiarowych w sposób bezpośredni lub za pośrednictwem systemu automatycznej rejestracji danych.

Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zakres regulacji wtórnej	Obszar nastawienia zmian mocy w jednostkach wytwórczych w ramach regulacji wtórnej, przy których regulator wtórny może interweniować automatycznie w obu kierunkach, ze stałym gradientem od aktualnego punktu pracy.

Wprowadza się następujące definicje:

Elektrownia	Obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, składająca się z jednej lub kilku jednostek wytwórczych mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
Instalacja odnawialnego źródła energii (instalacja OZE)	Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, przyłączonych w jednym miejscu przyłączenia, w których energia elektryczna jest wytwarzana z jednego rodzaju odnawialnych źródeł energii, a także magazyn energii elektrycznej przechowujący wytworzoną energię elektryczną, połączony z tym zespołem urządzeń.
Magazyn energii elektrycznej	Wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do magazynowania energii elektrycznej w innej postaci energii powstałej w wyniku procesów technologicznych lub chemicznych.
Odnawialne źródło energii	Odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
Realizacja przyłączenia	Budowa odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego podmiotu usługę polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji.
Sprzedawca zobowiązany	Sprzedawca energii elektrycznej wyznaczony przez Prezesa URE i zobowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; Dz. U. z 2015 r. poz. 478 (dalej „ustawa o OZE").

Usuwa się definicje: „Regulator centralny" i „Regulator centralny ARCM".

2. PRZYŁĄCZANIE I KORZYSTANIE Z SIECI

2.2. Przyłączanie do sieci

Wprowadza się pkt. 2.2.1.1.6 w brzmieniu:

2.2.1.1.6. OSP jest zobowiązany do przyłączenia do sieci przesyłowej urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności instalacji OZE, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tej energii, a podmiot ubiegający się o wydanie warunków przyłączenia spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz posiada tytuł prawny do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia, do których lub z których ma być dostarczana energia elektryczna.

Dotychczasowy pkt. 2.2.1.1.6 otrzymuje numer 2.2.1.1.7.

Wprowadza się pkt. 2.2.1.1.8 w brzmieniu:

2.2.1.1.8. W przypadku, gdy OSP odmówi:

(1) wydania warunków przyłączenia;

(2) zawarcia umowy o przyłączenie;

(3) przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji OZE;

niezwłocznie pisemnie powiadamia o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, wraz z podaniem jej przyczyn.

Dotychczasowy pkt. 2.2.1.1.7 otrzymuje numer 2.2.1.1.9 i brzmienie:

2.2.1.1.9. Przyłączanie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów do sieci przesyłowej obejmuje następujące etapy:

(1) złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie,

(2) wniesienie, w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła do sieci, w terminie czternastu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie,

(3) określenie warunków przyłączenia przez OSP,

(4) zawarcie umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej,

(5) rozbudowę sieci, jeżeli jest wymagana,

(6) przygotowanie i realizację przyłączenia oraz budowę przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci,

(7) odbiór przyłącza i przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci,

(8) dokonanie przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci przesyłowej.

2.2.1.2. Określanie warunków przyłączenia

2.2.1.2.1. Wnioski o określenie warunków przyłączenia

Pkt. 2.2.1.2.1.4 otrzymuje brzmienie:

2.2.1.2.1.4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci wytwórców, oprócz danych i informacji wymienionych w pkt 2.2.1.2.1.3, powinien określać:

(1) liczbę przyłączanych jednostek wytwórczych, moc dyspozycyjną, osiągalną, zainstalowaną i pozorną jednostek wytwórczych, zakres dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup, maksymalną roczną ilość wytwarzania energii elektrycznej i ilość tej energii dostarczanej do sieci,

(2) wielkości planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb ogólnych elektrowni i potrzeb własnych jednostek wytwórczych,

(3) stopień skompensowania mocy biernej związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby ogólne elektrowni i potrzeby własne jednostek wytwórczych oraz związanej z wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci,

(4) proponowany termin przyłączenia.

2.2.1.2.2. Warunki przyłączenia i procedura ich określania

W pkt. 2.2.1.2.2.1 wprowadza się podpunkt (9) w brzmieniu:

(9) OSP realizuje również działania, o których mowa w pkt 2.2.1.2.2.13 i 2.2.1.2.2.14.

Pkt. 2.2.1.2.2.11 otrzymuje brzmienie:

2.2.1.2.2.11. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

(1) nieruchomości (obiekty lub lokale), do których energia elektryczna ma być dostarczana lub z których energia elektryczna ma być odbierana,

(2) miejsce przyłączenia,

(3) miejsce dostarczania energii elektrycznej,

(4) moc przyłączeniową,

(5) rodzaj przyłącza,

(6) zakres prac związanych z rozbudową sieci, jeżeli jest wymagana,

(7) zakres prac związanych z realizacją przyłączenia,

(8) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy a także dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,

(9) miejsce zainstalowania układu pomiarowo - rozliczeniowego,

(10) wymagania dotyczące układu pomiarowo - rozliczeniowego i systemu pomiarowo - rozliczeniowego,

(11) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,

(12) dane umożliwiające określenie wartości prądów zwarć wielofazowych w miejscu przyłączenia i czasy ich wyłączeń,

(13) dane umożliwiające określenie wartości prądu zwarcia doziemnego w miejscu przyłączenia i czasów ich wyłączeń lub trwania,

(14) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

(15) wymagania w zakresie dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,

(16) wymagania w zakresie przystosowania układu pomiarowo - rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,

(17) wymagania w zakresie zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci przyłączanego podmiotu,

(18) wymagania w zakresie wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędne do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,

(19) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od określonych w IRiESP, w tym w szczególności energii elektrycznej o indywidualnie określonych, następujących parametrach: zawartości wyższych harmonicznych, asymetrii napięć oraz odchyleniach i wahaniach napięcia,

(20) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane,

(21) przewidywany harmonogram przyłączania instalacji OZE, uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.

Pkt. 2.2.1.2.2.13 - 14 otrzymują brzmienie:

2.2.1.2.2.13. W przypadku, gdy OSP odmówi przyłączenia do sieci instalacji OZE z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie instalacji OZE, OSP powiadamia ten podmiot pisemnie o planowanym terminie oraz warunkach wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa przewidywany termin przyłączenia.

2.2.1.2.2.14. W przypadku stwierdzenia przez OSP braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia instalacji OZE, OSP powiadamia pisemnie, za potwierdzeniem odbioru, podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

(1) wyraził zgodę na dostępną wielkość mocy przyłączeniowej, OSP wydaje warunki przyłączenia;

(2) nie wyraził zgody na dostępną wielkość mocy przyłączeniowej, OSP odmawia wydania warunków przyłączenia.

Niedoręczenie przez podmiot ubiegający się o przyłączenie pisemnej odpowiedzi, w terminie 30 dni od dnia otrzymania powiadomienia od OSP, będzie równoznaczne z brakiem zgody podmiotu na dostępną wielkość mocy przyłączeniowej.

Bieg terminu, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.1 (8) ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.

2.2.1.3. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej

Pkt. 2.2.1.3.3 otrzymuje brzmienie:

2.2.1.3.3. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej określa w szczególności:

(1) strony zawierające umowę,

(2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,

(3) podstawowe zobowiązania stron,

(4) harmonogram przyłączenia,

(5) techniczne warunki realizacji umowy,

(6) moc przyłączeniową,

(7) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,

(8) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo - rozliczeniowego i jego parametrów,

(9) miejsce rozgraniczenia własności sieci przesyłowej OSP i urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączanego,

(10) wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie, zasady dokonywania jej płatności oraz sposób ustalenia i zapłaty opłaty za przyłączenie,

(11) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy i odstąpienie od umowy,

(12) sposób wymiany danych i informacji oraz klauzule poufności,

(13) sposób koordynacji prac wykonywanych przez strony oraz kontroli dotrzymywania warunków umowy,

(14) zakres i terminy przeprowadzania prób i odbiorów częściowych i ostatecznego odbioru przyłącza oraz przyłączonych urządzeń, instalacji lub sieci,

(15) planowane ilości energii elektrycznej pobieranej oraz przewidywany termin rozpoczęcia dostawy lub poboru energii elektrycznej,

(16) warunki udostępniania OSP nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

(17) przewidywany termin zawarcia umowy przesyłania,

(18) termin ważności umowy oraz postanowienia dotyczące zmiany warunków umowy, rozwiązania umowy i trybu rozstrzygania sporów,

(19) termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE.

Po pkt. 2.2.1.3.3 wprowadza się pkt. 2.2.1.3.4 w brzmieniu:

2.2.1.3.4. Oprócz postanowień, o których mowa w pkt 2.2.1.3.3, umowa o przyłączenie instalacji OZE, powinna określać termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci przesyłowej energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, którego niedotrzymanie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie. Termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, a w przypadku instalacji OZE wykorzystującej do produkcji energii elektrycznej energię wiatru na morzu - 72 miesiące, od dnia zawarcia tej umowy.

Dotychczasowe pkt. 2.2.1.3.4 - 6 otrzymują odpowiednio numery 2.2.1.3.5 - 7.

2.2.3. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą

2.2.3.3. Wymagania i zalecenia techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci wytwórców energii elektrycznej

2.2.3.3.1. Podstawowe wymagania i zalecenia techniczne dla jednostek wytwórczych konwencjonalnych przyłączonych do sieci zamkniętej

Pkt. 2.2.3.3.1.2 - 3 otrzymują brzmienie:

2.2.3.3.1.2. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej 100 MW lub wyższej, powinny posiadać zdolności techniczne w zakresie:

(1) pracy w regulacji pierwotnej;

(2) pracy w automatycznej regulacji wtórnej wg zadawanych zdalnie sygnałów sterujących z regulatora centralnego (LFC) po stronie obiektowych układów automatycznej regulacji jednostki wytwórczej;

(3) zdalnego zadawania obciążenia bazowego;

(4) opanowywania zrzutów mocy do pracy na potrzeby własne (PPW) z identyfikacją oraz bez identyfikacji położenia łączników w torze wyprowadzenia mocy;

zgodnie z wymaganiami szczegółowymi, określonymi w pkt 2.2.3.3.

2.2.3.3.1.3. Jednostki wytwórcze posiadające status JWCD, powinny:

(1) być wyposażone w system monitorowania pracy jednostek wytwórczych umożliwiający kontrolę wszystkich wielkości niezbędnych do operatywnego prowadzenia ruchu KSE, oceny ich pracy regulacyjnej oraz dokonywania analiz pracy systemu elektroenergetycznego,

(2) być wyposażone w system operatywnej współpracy z elektrowniami, umożliwiający wymianę informacji niezbędnych do operacyjnego zarządzania ruchem KSE, kompatybilny z systemem SOWE OSP,

(3) być wyposażone w infrastrukturę teleinformatyczną do transmisji sygnałów pomiędzy regulatorem centralnym (LFC), a obiektowymi układami automatycznej regulacji jednostki wytwórczej w ramach regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej,

(4) posiadać zdolność do regulacji wtórnej sygnałem Y1 w przypadku, gdy jednostki wytwórcze nie posiadają zdolności do regulacji wtórnej sygnałem sterującym ΔP_{w_zadane} w ramach regulatora centralnego (LFC) wraz z niezbędną infrastrukturą teleinformatyczną,

zgodnie ze standardami określonymi przez OSP, publikowanymi na stronie internetowej OSP, o ile OSP nie wyrazi zgody na odstępstwo od ich stosowania.

W przypadku zmiany, statusu jednostki wytwórczej na JWCD, zapewnienie poprawnie działającej infrastruktury teleinformatycznej na potrzeby systemów dyspozytorskich, zgodnie z ww. wyposażeniem, wymagane jest w terminie 6 miesięcy od dnia wystąpienia przez OSP/wytwórcę z wnioskiem o zmianę statusu jednostki wytwórczej na JWCD, pod warunkiem że odpowiednio wytwórca/OSP wyrazi zgodę na taką zmianę.

Pkt. 2.2.3.3.1.26 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.3.1.26. Przy obciążeniu mocą osiągalną dla warunków nominalnych otoczenia jednostka wytwórcza powinna posiadać zdolność do generacji mocy biernej przy znamionowym współczynniku mocy cos φ = 0,85 (o charakterze indukcyjnym) i poboru mocy biernej przy współczynniku mocy cos φ = 0,95 (o charakterze pojemnościowym), mierzonych na napięciu generatorowym. Przy obciążeniu mocą czynną niższą niż znamionowa jednostka wytwórcza powinna posiadać zdolność do generacji całej dostępnej mocy biernej, zgodnie z wykresem kołowym generatora.

W indywidualnych przypadkach, biorąc pod uwagę warunki napięciowe miejsca przyłączenia, pobór mocy biernej przez urządzenia potrzeb własnych jednostki wytwórczej oraz charakterystykę toru wyprowadzenia mocy, właściwy operator systemu może wymagać kompensacji mocy biernej w miejscu przyłączenia.

2.2.3.3.2. Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych konwencjonalnych przyłączonych do sieci zamkniętej

2.2.3.3.2.1. Wymagania techniczne dla układów regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej oraz automatycznych układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych

Pkt. 2.2.3.3.2.1.2 - 3 otrzymują brzmienie:

2.2.3.3.2.1.2. Regulacja wtórna jest realizowana w ramach centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy poprzez regulator centralny (LFC) i współpracujące z nim jednostki wytwórcze elektrowni odpowiadające na zmianę indywidualnych sygnałów sterujących, wymuszających zmianę mocy w torze regulacji wtórnej ΔP_{w_zadane}. Szczegółowe wymagania w zakresie protokołów komunikacyjnych oraz charakterystyka sygnałów sterujących są określone w standardach regulatora centralnego (LFC), publikowanych na stronach internetowych OSP.

2.2.3.3.2.1.3. Jednostki wytwórcze biorące udział w regulacji wtórnej powinny spełniać następujące wymagania dla współpracy z regulatorem centralnym (LFC):

(1) zdolność do wyzwolenia zmian mocy regulacyjnej wtórnej ΔP(t) podążającej za sygnałami sterującymi ΔP_{w_zadane} w zakresie regulacji wtórnej wynoszącym (–5%...0…+5%) Pn;

(2) dostępność pasma (zakresu) mocy regulacyjnej dla sygnałów sterujących ΔP_{w_zadane} powinna być zapewniona w całym paśmie mocy regulacyjnej jednostki wytwórczej (Pmin ÷ Pos);

(3) realizacja regulacji wtórnej (w całym zakresie regulacji) na jednostce wytwórczej powinna odbywać się ze stałym gradientem uzgodnionym z OSP. Pełna aktywacja zakresu regulacji wtórnej 0…5% Pn na jednostce wytwórczej powinna być zrealizowana w czasie 5 min, przy czym zmiana powinna się odbywać gradientem mocy w torze regulacji wtórnej wynoszącym 1% Pn /min.

Szczegółowe wymagania i sposób ich realizacji wymagają uzgodnienia z OSP;

(4) przy współpracy regulacji wtórnej z regulacją pierwotną, na tle zmian mocy P(t) podążających za zmianami sygnałów regulacji wtórnej powinny być spełnione także wymagania określone dla regulacji pierwotnej.

Usuwa się pkt. 2.2.3.3.2.1.4 i 2.2.3.3.2.1.6, a pkt. 2.2.3.3.2.1.5 i 2.2.3.3.2.1.7 - 8 otrzymują odpowiednio numery 2.2.3.3.2.1.4 - 6. Dodatkowo punkty 2.2.3.3.2.1.4 - 5 otrzymują brzmienie:

2.2.3.3.2.1.4. Regulacja trójna, jako zdalne zadawanie obciążenia bazowego jednostki wytwórczej realizowane jest przez jednostki wytwórcze elektrowni cieplnych, odpowiadające na zmianę wartości BPP, w ramach planu BPKD przesyłanego poprzez regulatora centralnego (LFC) lub system SOWE. Sposób dystrybucji obciążeń bazowych określa OSP.

2.2.3.3.2.1.5. Niezależnie od sposobu realizacji obciążenia bazowego na jednostce wytwórczej powinny zostać spełnione następujące wymagania:

(1) realizowane na jednostce wytwórczej wartości BPP powinny być zgodne z wartościami BPP obowiązującymi w planie BPKD;

(2) zachowanie możliwości rozłącznej pracy regulacji pierwotnej i wtórnej sygnałami sterującymi ΔP_{w_zadane} oraz trójnej;

(3) łączna praca układów regulacji pierwotnej, wtórnej Y1 lub ΔP_{w_zadane} i trójnej powinna spełniać wymagania określone dla poszczególnych regulacji;

(4) przyjęta maksymalna wielkość gradientu zmian mocy w zakresie zmian mocy bazowej z wykorzystaniem BPP nie może ograniczać wymaganej wielkości gradientu mocy wynikającej z realizacji regulacji wtórnej;

(5) dopuszczalny zakres pracy jednostki wytwórczej przy załączonych układach regulacji pierwotnej i wtórnej nie może powodować pracy jednostki wytwórczej w zaniżeniu lub w przeciążeniu;

(6) dotychczasowe wymagania stawiane układom regulacji pierwotnej i wtórnej powinny być zachowane, a w przypadku konieczności jakichkolwiek ich zmian i modyfikacji, konieczne jest uzyskanie akceptacji OSP na ich wprowadzenie.

2.2.3.3.2.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do obrony i odbudowy zasilania KSE

Pkt. 2.2.3.3.2.2.3 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.3.2.2.3. W ramach przystosowania jednostek wytwórczych elektrowni do udziału w obronie i odbudowie zasilania KSE, elektrownia powinna posiadać zdolność do:

(1) pracy wyspowej;

(2) pracy w układzie wydzielonym - zdolność elektrowni do awaryjnego przejścia do pracy samodzielnej, przy braku zasilania z KSE, wg uzgodnionego z OSP planu, i trwałej pracy w tym układzie oraz gotowość do realizacji poleceń OSP w zakresie zwiększania obszaru wydzielonego lub;

(3) samostartu - zdolność do uruchomienia elektrowni bez zasilania z KSE, wg uzgodnionego z OSP planu, i trwałej pracy w układzie wydzielonym oraz gotowość do realizacji poleceń OSP w zakresie uruchamiania kolejnych elektrowni i zwiększania obszaru wydzielonego.

Pkt. 2.2.3.3.2.2.5 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.3.2.2.5. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych w zakresie zdolności do pracy w układach wydzielonych i pracy wyspowej:

(1) należy zapewnić takie działanie układów automatycznej regulacji (UAR) obciążenia jednostek wytwórczych, w których regulatory mocy turbiny RP(PI) i paliwa do kotła RB(PI) podążające za mocą zadaną, aby jednostki mogły zostać w razie potrzeby odsprzęglone (zatrzymane) automatycznie lub przez operatora jednostki, po zapoczątkowaniu działania regulatora prędkości obrotowej RO(P);

(2) odciążanie/dociążanie turbiny przez regulator prędkości obrotowej RO(P) powinno być wspomagane - szczególnie po przejściu jednostki wytwórczej do pracy wydzielonej lub wyspowej - odpowiednio dopasowanym działaniem regulacji paliwa (zapewnienie koordynacji pomiędzy regulatorem paliwa i regulatorem prędkości obrotowej typu P turbiny);

(3) przejściowe zmiany wielkości regulowanych pochodzących od układów technologicznych, które się odznaczają na ogół dużymi inercjami, nie powinny wpływać ujemnie, w wypadku pojawienia się awarii w systemie, na działanie regulacji prędkości obrotowej turbiny, w postaci dodatkowego dla niej zakłócenia;

(4) działanie regulatorów urządzeń przetwarzających energię pierwotną w energię użyteczną dla napędzenia generatora powinno zostać tak zoptymalizowane, żeby odchyłki pojawiające się w czasie pracy nie wpływały niekorzystnie na dokładność regulacji częstotliwości utrzymywanej przez jednostkę wytwórczą pracującą w trybie regulacji częstotliwości z regulatorem RO(P);

(5) układy automatycznej regulacji turbiny i regulacji paliwa oraz układy zabezpieczeń jednostek wytwórczych, powinny zapewnić opanowanie zrzutów z bieżącego poziomu obciążenia na dowolny poziom mocy;

(6) należy zapewnić inne, niż energia elektryczna, media i struktury telekomunikacyjne niezbędne do uruchomienia jednostki wytwórczej ze stanu beznapięciowego, o ile taka konieczność wynika, z uzgodnionego z OSP planu działania w warunkach utraty połączenia z KSE lub całkowitego zaniku napięcia w tym systemie, o którym mowa w pkt 4.3.11.8;

(7) układy automatyki jednostek wytwórczych powinny zapewnić zdolność do opanowania zrzutu mocy z dowolnego punktu pracy jednostki wytwórczej do dowolnego obciążenia oraz opanowywania skokowych przyrostów mocy w zakresie dopuszczalnych obciążeń jednostki wytwórczej

(8) układy automatyki jednostek wytwórczych powinny zapewnić zdolność do pracy z obciążeniem potrzeb własnych jednostki wytwórczej, także w warunkach utraty połączenia z KSE lub zaniku napięcia w KSE:

(8.1) z identyfikacją położenia łączników w torze wyprowadzenia mocy, oraz

(8.2) bez identyfikacji położenia łączników w torze wyprowadzenia mocy (przy wykorzystaniu właściwości statycznego regulatora prędkości obrotowej).

2.2.3.3.2.4. Testy odbiorcze i sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do obrony i odbudowy zasilania KSE

Pkt. 2.2.3.3.2.4.8 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.3.2.4.8. Wytwórcy, w celu przeprowadzania testów zgłaszają i uzgadniają z OSP termin ich wykonania. Program testów wytwórca uzgadnia z OSP, w terminie nie później niż 14 dni przed ich realizacją. Testy wymienione w pkt 2.2.3.3.2.4.1 są przeprowadzane z udziałem przedstawiciela OSP oraz niezależnej firmy eksperckiej.

2.2.3.4. Wymagania techniczne dla systemów telekomunikacyjnych

Pkt. 2.2.3.4.14 - 15 otrzymują brzmienie:

2.2.3.4.14. Urządzenia telekomunikacyjne stosowane do przesyłu danych pomiarowych energii elektrycznej do systemów OSP powinny umożliwiać transmisję wielkości mierzonych przez układy pomiarowe z minimalną prędkością 9 600 Bd poprzez wykorzystanie:

(1) systemów komutacyjnych realizujących łączność bezpośrednią (łącza stałe analogowe lub cyfrowe z wykorzystaniem traktów światłowodowych) lub radiową poprzez dołączenie portu komunikacyjnego układu pomiarowego energii elektrycznej lub systemu automatycznej rejestracji danych do wybranej lokalnej lub zdalnej centrali telefonicznej,

(2) kanałów transmisji danych w telekomunikacyjnej sieci bazowej energetyki lub kanałów transmisji danych w sieciach innych operatorów telekomunikacyjnych poprzez stałe powiązanie portu komunikacyjnego układu pomiarowego energii elektrycznej lub systemu automatycznej rejestracji danych z portem komunikacyjnym systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych,

(3) urządzeń i elementów sieci informatycznych OSP realizujących emulowane powiązanie portów komunikacyjnych układu pomiarowego energii elektrycznej lub systemu automatycznej rejestracji danych i systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych.

2.2.3.4.15. Dystrybucja do jednostek wytwórczych sygnałów regulacji wtórnej odbywa się z wykorzystaniem protokołu ICCP, regulacji trójnej z wykorzystaniem protokołu ICCP lub poprzez system SOWE. Rodzaj stosowanego protokołu jest każdorazowo uzgadniany pomiędzy OSP a wytwórcą.

2.2.3.5. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych energii elektrycznej

Pkt. 2.2.3.5.12 - 15 otrzymują brzmienie:

2.2.3.5.12. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu przekładników prądowych w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinien być FS ≤5.

2.2.3.5.13. Systemy automatycznej rejestracji danych oraz układy pomiarowe energii elektrycznej, z których realizowany jest bezpośredni odczyt danych pomiarowych powinny spełniać następujące funkcje:

(1) zapewniać automatyczne odczyty danych pomiarowych w okresach integracji od 15 do 60 minut,

(2) umożliwiać rejestrację energii elektrycznej z podziałem na strefy doby i sezony,

(3) zapewniać automatyczną weryfikację jakości danych pomiarowych,

(4) zapewniać przechowywanie danych pomiarowych przez okres nie krótszy niż 45 dni, przy okresie integracji 60 minut,

(5) umożliwiać półautomatyczny odczyt danych w przypadku awarii łączy transmisyjnych.

2.2.3.5.14. Systemy automatycznej rejestracji danych oraz układy pomiarowe energii elektrycznej, z których realizowany jest bezpośredni odczyt danych pomiarowych powinny zapewniać możliwość podłączenia:

(1) co najmniej jednego kanału transmisji danych w przypadku rejestrowania danych z układów pomiarowych bilansowo - kontrolnych,

(2) co najmniej dwóch kanałów transmisji danych w przypadku rejestrowania danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych, za wyjątkiem układów, o których mowa w pkt 2.2.3.5.15 (6) - (8), dla których wymagane jest zapewnienie możliwości podłączenia co najmniej jednego kanału transmisji danych.

2.2.3.5.15. Układy pomiarowo - rozliczeniowe energii elektrycznej powinny być zainstalowane:

(1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych jednostek wytwórczych i transformatorów potrzeb ogólnych elektrowni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,

(2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci innych podmiotów,

(3) w miejscach dostarczania po stronie górnego napięcia transformatorów sieciowych lub w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym,

(4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie KSE z systemami elektroenergetycznymi krajów sąsiednich,

(5) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami OSD,

(6) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe,

(7) na zaciskach generatorów lub ogniw paliwowych jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzanie przez OSP ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

(8) na zaciskach:

(8.1) generatorów,

(8.2) ogniw fotowoltaicznych,

(8.3) ogniw paliwowych,

instalacji OZE, dla których wymagane jest potwierdzanie przez OSP ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy o OZE.

2.2.3.6. Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo - rozliczeniowych

Pkt. 2.2.3.6.2 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.6.2. Systemy pomiarowo - rozliczeniowe powinny realizować funkcję:

(1) pozyskiwania danych pomiarowych z systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,

(2) udostępniania i pozyskiwania danych pomiarowych poprzez system WIRE.

Po pkt. 2.2.3.6.2. wprowadza się pkt. 2.2.3.6.3 w brzmieniu:

2.2.3.6.3. Systemy zdalnego odczytu danych pomiarowych powinny realizować funkcję zdalnego odczytu danych:

(1) z systemów automatycznej rejestracji danych,

(2) z układów pomiarowych energii elektrycznej realizujących funkcję automatycznej rejestracji wielkości mierzonych, wyposażonych w porty komunikacyjne do zdalnej transmisji danych.

Pkt. 2.2.3.6.3 - 7 otrzymują odpowiednio numery 2.2.3.6.4 - 8. Dodatkowo pkt. 2.2.3.6.4 - 5 i pkt. 2.2.3.6.8 otrzymują brzmienie:

2.2.3.6.4. Funkcja zdalnego odczytu danych pomiarowych powinna zapewniać pozyskiwanie danych pomiarowych z układów pomiarowych energii elektrycznej lub z systemów automatycznej rejestracji danych poprzez kanały telekomunikacyjne spełniające wymagania określone w pkt 2.2.3.4.

2.2.3.6.5. Dane pomiarowe powinny być pozyskiwane wraz ze znacznikami jakości nadawanymi przez liczniki energii elektrycznej lub przez systemy automatycznej rejestracji danych na potrzeby weryfikacji danych pomiarowych.

2.2.3.6.8. Funkcja pozyskiwania danych z układów pomiarowo - rozliczeniowych zlokalizowanych:

(1) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych elektrowni przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym równym 220 kV lub wyższym,

(2) po stronie 110 kV transformatorów NN/110 kV,

(3) po stronie górnego napięcia transformatorów NN/SN lub w polach liniowych o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV,

(4) w polach liniowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym linii stanowiących połączenie KSE z systemami krajów sąsiednich,

(5) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe,

(6) na zaciskach generatorów lub ogniw paliwowych jednostek wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzanie przez OSP ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne,

(7) na zaciskach:

(7.1) generatorów,

(7.2) ogniw fotowoltaicznych,

(7.3) ogniw paliwowych,

instalacji OZE, dla których wymagane jest potwierdzanie przez OSP ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy o OZE,

powinna być realizowana dla:

(8) układów pomiarowo - rozliczeniowych podstawowych do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, a następnie do systemu pomiarowo - rozliczeniowego OSP,

(9) układów pomiarowo - rozliczeniowych rezerwowych poprzez system WIRE do systemu pomiarowo - rozliczeniowego OSP;

(10) układów pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych, o których mowa w pkt (6) i (7) do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych, a następnie do systemu pomiarowo-rozliczeniowego OSP.

Pkt. 2.2.3.11 otrzymuje brzmienie:

2.2.3.11. Wymagania wobec systemów regulatora centralnego (LFC) i monitorowania parametrów pracy SMPP

2.2.3.11.1. Wymagania dotyczące łączności i transmisji danych

Pkt. 2.2.3.11.1.2 - 6 otrzymują brzmienie:

2.2.3.11.1.2. Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP pomiędzy każdym serwerem regulatora centralnego (LFC) lub SMPP z przepustowością co najmniej 64 kb/s dla każdego kanału i posiada stały adres IP, a także udostępnione porty komunikacyjne.

2.2.3.11.1.3. Podsystemy transmisji danych w elektrowniach muszą zapewniać gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP pomiędzy serwerem węzła lokalnego SMPP a serwerem centralnym regulatora centralnego (LFC) lub SMPP z przepustowością co najmniej 64 kb/s.

2.2.3.11.1.4. Każdy serwer regulatora centralnego (LFC) lub SMPP powinien posiadać stały adres IP i udostępnione porty komunikacyjne.

2.2.3.11.1.5. Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia niezawodną i bezpieczną transmisję danych pomiędzy serwerami systemu regulatora centralnego (LFC) lub SMPP poprzez wydzielenie podsieci transmisyjnej stosowanej wyłącznie dla potrzeb systemu regulatora centralnego (LFC) lub SMPP.

2.2.3.11.1.6. OSP przekazuje zainteresowanym podmiotom szczegółowe wymagania wobec sprzętu, oprogramowania narzędziowego i systemowego systemów regulatora centralnego (LFC) lub SMPP.

2.2.3.11.2. Wymagania dotyczące protokołów i standardów

Pkt. 2.2.3.11.2.1 - 2 otrzymują brzmienie:

2.2.3.11.2.1. Przesyłanie danych realizowane jest za pomocą protokołu ICCP/TASE.2 (bloki 1, 2 i 5) opartego na protokole TCP/IP zgodnie z normami: IEC 870-6-503, IEC 870-6-802, IEC 870-6-702, ISO/IEC 9506, zaś uzupełnianie danych archiwalnych odbywa się z wykorzystaniem protokołu https.

2.2.3.11.2.2. Szczegółową specyfikację rozwiązań lokalnych węzłów elektrowni i dopuszczonych do współpracy z systemem regulatora centralnego (LFC) lub SMPP OSP zawiera specyfikacja techniczna dla węzłów lokalnych systemu regulatora centralnego (LFC) lub SMPP, którą OSP udostępnia zainteresowanym podmiotom.

2.3. Korzystanie z sieci elektroenergetycznych

2.3.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

Pkt. 2.3.1.3 otrzymuje brzmienie:

2.3.1.3. OSP w zakresie wynikającym z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (dalej „ustawa KDT"); (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905 z późn. zm.) świadczy usługę udostępniania KSE.

2.3.5. Warunki świadczenia przez OSP usług przesyłania; w tym usługi udostępniania KSE

2.3.5.5. Procedura rozliczeń z tytułu świadczonych przez OSP usług przesyłania i usługi udostępniania KSE

2.3.5.5.2. Okresy rozliczeniowe oraz przekazywanie i odbiór dokumentów rozliczeniowych

Pkt. 2.3.5.5.2.1 - 2 otrzymują brzmienie:

2.3.5.5.2.1. Rozliczenia za świadczone przez OSP usługi przesyłania lub usługę udostępniania KSE, przeprowadza się w okresach rozliczeniowych ustalonych w Taryfie OSP.

2.3.5.5.2.2. Dokumenty rozliczeniowe wysyłane są do użytkownika systemu listem poleconym za potwierdzeniem odbioru na adres wskazany w umowie przesyłania albo umowie udostępniania KSE, zawartej pomiędzy OSP a użytkownikiem systemu. Jeżeli umowa zawarta z użytkownikiem systemu tak stanowi, dokumenty rozliczeniowe wysyłane są do użytkownika systemu również faksem na numer wskazany w tej umowie albo na adres poczty elektronicznej wskazany w tej umowie.

2.3.5.5.3. Sposób i terminy dokonywania płatności

Pkt. 2.3.5.5.3.1 otrzymuje brzmienie:

2.3.5.5.3.1. Należności z tytułu rozliczeń za świadczone usługi przesyłania oraz za świadczoną usługę udostępniania KSE, wynikające z faktur oraz faktur korygujących, płatne są przelewem na rachunki bankowe OSP lub użytkownika systemu wskazane w umowie przesyłania albo umowie udostępniania KSE, o ile umowa przesyłania lub udostępniania KSE, nie stanowi inaczej.

2.3.6. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

Pkt. 2.3.6.4 otrzymuje brzmienie:

2.3.6.4. OSP, w terminie 14 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE przyłączonej do sieci przesyłowej, wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji OZE, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych zainstalowanych zgodnie z pkt 2.2.3.5.15.(8).

W przypadku braku urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych w miejscach, o których mowa powyżej, dopuszcza się dokonywanie pomiarów w miejscu przyłączenia instalacji OZE do sieci przesyłowej.

Po pkt. 2.3.6.4 wprowadza się pkt. 2.3.6.5 w brzmieniu:

2.3.6.5. OSP, w terminie 14 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z kogeneracji w danej jednostce wytwórczej przyłączonej do sieci przesyłowej, przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w tej jednostce, ustalonych na podstawie wskazań oznaczonych urządzeń pomiarowo - rozliczeniowych zainstalowanych zgodnie z postanowieniami pkt 2.2.3.5.15.(7).

Dotychczasowy pkt. 2.3.6.5 otrzymuje numer 2.3.6.6 i brzmienie:

2.3.6.6. OSP, w terminie 30 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE przyłączonej do sieci przesyłowej, wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE, dokonuje weryfikacji zawartych we wniosku danych dotyczących:

(1) oznaczenia wytwórcy energii elektrycznej;

(2) określenia lokalizacji, rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE,

a następnie przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przesyłowej, wytworzonej w instalacji OZE, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych, zainstalowanych w miejscu określonym rozporządzeniem wydanym przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie art. 61 ustawy o OZE. Do czasu wydania rozporządzenia, o którym mowa powyżej, przyjmuje się, że potwierdzanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, odbywa się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych, zlokalizowanych w miejscu dostarczania tej energii elektrycznej do sieci przesyłowej, odwzorowanych w umowie przesyłania zawartej z wytwórcą składającym ww. wniosek.

Przed złożeniem pierwszego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, wytwórca energii elektrycznej w instalacji OZE zobowiązany jest do doręczenia OSP oświadczenia w formie

pisemnej, podpisanego przez osoby upoważnione do jego reprezentowania, zawierającego informacje, o których mowa w pkt. (1) i (2), które stanowią dla OSP podstawę weryfikacji, składanych przez tego wytwórcę, wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia. Wytwórca zobowiązany jest niezwłocznie doręczyć OSP oświadczenie, o którym mowa powyżej, również w przypadku każdorazowej zmiany danych, o których mowa w pkt (1) i (2).

Po pkt. 2.3.6.6 wprowadza się pkt. 2.3.6.7 w brzmieniu:

2.3.6.7. OSP, w terminie 10 dni od dnia doręczenia przez wytwórcę (którego oferta wygrała aukcję na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii - w rozumieniu ustawy o OZE) energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE przyłączonej do sieci przesyłowej, pisemnej informacji o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji OZE, odsyła wytwórcy tę informację wraz z jej potwierdzeniem.

Za datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w instalacji OZE, rozumie się dzień wytworzenia energii elektrycznej w instalacji OZE i wprowadzenia jej po raz pierwszy do sieci przesyłowej.

Dotychczasowe pkt. 2.3.6.6 - 7 otrzymują odpowiednio numery 2.3.6.8 - 9.

Po pkt. 2.3.6.9 wprowadza się pkt. 2.4 w brzmieniu:

2.4. Zasady pobierania opłaty OZE

2.4.1. OSP w zakresie wynikającym z ustawy o OZE pobiera, w imieniu i na rzecz OREO, opłatę związaną z zapewnieniem przez OREO dostępności energii ze źródeł odnawialnych w KSE (dalej „opłata OZE").

2.4.2. OSP pobiera opłatę OZE na podstawie ustawy o OZE, na zasadach i warunkach określonych w umowie przesyłania, IRiESP oraz Taryfie OSP.

2.4.3. Wykonując obowiązki, o których mowa w pkt 2.4.1, OSP pobiera opłatę OZE od przyłączonego do sieci przesyłowej:

(1) odbiorcy końcowego;

(2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, nie będącego operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;

(3) wytwórcy, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji nie będącemu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który jest przyłączony do urządzeń, instalacji lub sieci tego wytwórcy.

2.4.4. Opłata OZE obliczana jest w sposób określony w ustawie OZE, według stawki opłaty OZE kalkulowanej i publikowanej przez Prezesa URE, w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, określonej w Taryfie OSP.

2.4.5. Do zasad poboru opłaty OZE stosuje się odpowiednio zapisy IRiESP dotyczące:

(1) okresów rozliczeniowych i przekazywania dokumentów rozliczeniowych, zgodnie z pkt 2.3.5.5.2;

(2) przekroczenia terminu płatności, zgodnie z pkt 2.3.5.5.4.1 i pkt 2.3.5.5.4.2;

(3) procedury reklamacyjnej, zgodnie z pkt 2.3.5.5.5.

2.4.6. Należności z tytułu rozliczeń opłaty OZE, wynikające z faktur oraz faktur korygujących, płatne są przelewem na rachunki bankowe OSP lub użytkownika systemu wskazane w umowie przesyłania, o ile umowa przesyłania lub udostępniania KSE, nie stanowi inaczej.

2.4.7. Płatności należności z tytułu opłaty OZE, wynikające z faktur są dokonywane w terminie do 17-go dnia miesiąca następującego po okresie rozliczeniowym, natomiast wynikające z faktur korygujących są dokonywane w następujący sposób:

(1) należności wynikające z faktur korygujących wystawionych do 7-go dnia danego miesiąca są płatne do 17-go dnia danego miesiąca;

(2) należności wynikające z faktur korygujących wystawionych od 8-go do ostatniego dnia danego miesiąca są płatne do 17-go dnia następnego miesiąca.

2.4.8. Datą zapłaty należności jest data uznania rachunku bankowego OSP w przypadku płatności na rzecz OSP oraz odpowiednio data uznania rachunku bankowego użytkownika systemu w przypadku płatności na rzecz użytkownika systemu.

2.4.9. Każda dokonywana płatność jest zaliczana na poczet najstarszych należności, w tym w pierwszej kolejności na odsetki naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.

3. PLANOWANIE ROZWOJU I WSPÓŁPRACA W CELU SKOORDYNOWANIA ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ I SIECI DYSTRYBUCYJNEJ 110 KV

3.1. Postanowienia ogólne

Pkt 3.1.9. otrzymuje brzmienie:

3.1.9. Podstawą opracowania planu rozwoju są:

(1) polityka energetyczna państwa i Unii Europejskiej oraz dokumenty z nimi związane,

(2) wymagania w zakresie długoterminowej zdolności do pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej,

(3) prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną na poziomie kraju, w układzie obszarowym i węzłowym,

(4) potrzeby w zakresie rozwoju połączeń międzysystemowych,

(5) plany budowy, modernizacji i wycofań z eksploatacji źródeł wytwórczych, w tym źródeł rozproszonych i instalacji OZE,

(6) prognozy dotyczące przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii elektrycznej,

(7) wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie,

(8) zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci,

(9) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategia rozwoju województwa.

3.3. Zakres pozyskiwania i aktualizacji danych i informacji

Pkt. 3.3.1 - 2 otrzymują brzmienie:

3.3.1. OSD przekazują do OSP dane i informacje dotyczące stanu istniejącego, opisujące podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, obejmujące:

(1) schematy, plany i konfigurację sieci dystrybucyjnej 110 kV,

(2) godzinowe wartości obciążeń dla obszaru działania OSD,

(3) zużycie energii elektrycznej w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

(4) obciążenie szczytowe dla obszaru działania OSD i straty,

(5) kwartalne bilanse mocy dla obszaru działania OSD,

(6) dane dotyczące realizowanych programów zarządzania popytem, zgodnie z pkt 3.3.12,

(7) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, zgodnie z pkt 3.3.8, z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

(8) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z pkt 3.3.10,

(9) dane dotyczące instalacji OZE, według rodzaju odnawialnego źródła energii wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z pkt 3.3.11.

Definicje stosowanych pojęć oraz sposób wypełniania formularzy, o których mowa w pkt 3.2.6, zawierają instrukcje ich obsługi.

3.3.2. OSD przekazują do OSP dane i informacje dotyczące stanu prognozowanego, opisujące warunki pracy instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV, dla każdego roku okresu planistycznego, obejmujące:

(1) zapotrzebowanie na energię elektryczną w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

(2) zapotrzebowanie szczytowe na moc w podziale na grupy odbiorców końcowych i straty,

(3) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,

(4) informacje o projektach programów zarządzania popytem, zgodnie z pkt 3.3.12,

(5) dane konwencjonalnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej 110 kV zgodnie z pkt 3.3.8 z wyłączeniem wytwórców, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, w tym wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych, których jednostki przyłączone są jednocześnie do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,

(6) dane dotyczące wytwórców przemysłowych i rozproszonych, według wykorzystywanych paliw, zgodnie z pkt 3.3.10 (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

(7) dane dotyczące instalacji OZE, według rodzaju odnawialnego źródła energii wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z pkt 3.3.11 (dane opracowywane wyłącznie dla roku 5, 10 i 15 okresu planowania w odniesieniu do ostatniego roku statystycznego),

(8) dane o stacjach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z pkt 3.3.14,

(9) dane o liniach elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, zgodnie z pkt 3.3.15,

(10) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych jednostek wytwórczych, wraz z określeniem ich pożądanej mocy,

(11) wskazanie obszarów, w których jest uzasadnione zlokalizowanie nowych punktów przyłączenia do sieci przesyłowej.

Definicje stosowanych pojęć oraz sposób wypełniania formularzy, o których mowa w pkt 3.2.6, zawierają instrukcje ich obsługi.

Pkt. 3.3.5 otrzymuje brzmienie:

3.3.5. Wytwórcy posiadający jednostki przyłączone do sieci przesyłowej, będące instalacjami OZE, przekazują do OSP dane i informacje, według rodzaju odnawialnego źródła energii wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, dotyczące stanu istniejącego i prognozowanego, zgodnie z pkt 3.3.11.

Pkt. 3.3.11 otrzymuje brzmienie:

3.3.11. Dane i informacje zbiorcze dotyczące stanu istniejącego, w zakresie instalacji OZE przyłączonych do sieci przesyłowej, o napięciu 110 kV lub niższym, obejmują:

(1) moc osiągalną,

(2) produkcję energii elektrycznej.

3.4. Prace analityczne w zakresie rozwoju sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV

3.4.2. Kryteria oceny wyników prac analitycznych

3.4.2.1. Obliczenia rozpływów mocy w sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV

Pkt. 3.4.2.1 1 otrzymuje brzmienie:

3.4.2.1.1. Obliczenia rozpływów mocy w sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV wykonuje się w celu identyfikacji ograniczeń sieciowych, przeciążeń elementów sieciowych i przekroczeń napięć w węzłach sieciowych, stanowiących podstawę do rozbudowy sieci zamkniętej.

W obliczeniach tych uwzględnia się możliwości regulacji mocy biernej w generatorach synchronicznych i farmach wiatrowych, regulację napięć przy pomocy zmian zaczepów transformatorów oraz wykorzystanie statycznych urządzeń do kompensacji mocy biernej. Obliczenia wykonuje się w normalnych i awaryjnych (zgodnie z regułą n-1) stanach pracy sieci zamkniętej.

3.4.3. Ocena wyników prac analitycznych

3.4.3.1. Techniczna analiza systemowa

Pkt. 3.4.3.1 1 otrzymuje brzmienie

3.4.3.1.1. Wyniki technicznych analiz systemowych są jednym z elementów do określenia wymaganego zakresu rozbudowy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV, mające swoje odzwierciedlenie w planach rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, opracowywanych przez OSP i OSD.

Zaplanowany układ sieci powinien zapewniać zarówno bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jak również minimalizację strat mocy czynnej, przy pełnym wykorzystaniu środków do regulacji mocy biernej i napięć w KSE.

3.4.3.2. Ekspertyza wpływu przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na KSE

Pkt. 3.4.3.2.4 otrzymuje brzmienie:

3.4.3.2.4. W przypadku negatywnego wyniku ekspertyzy wpływu przyłączenia instalacji OZE, zostają w niej określone:

(1) wielkość dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie,

(2) w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia: planowany termin i warunki wykonania rozbudowy sieci, w celu dokonania przyłączenia oraz termin przyłączenia tej instalacji OZE.

4.3. Prowadzenie ruchu sieciowego

4.3.9. Działania regulacyjne w sieci zamkniętej

Pkt. 4.3.9.6 otrzymuje brzmienie:

4.3.9.6. Rozpoczęcie działania regulacji pierwotnej powinno nastąpić kilka sekund od momentu wystąpienia zakłócenia, przy czym co najmniej 50% pasma mocy regulacyjnej powinno być uaktywnione w czasie nie dłuższym niż 15 s, a pozostała część pasma mocy regulacyjnej (do 100%) powinna być uaktywniona w maksymalnym czasie do 30 s.

Pkt. 4.3.9.8 otrzymuje brzmienie:

4.3.9.8. Czas aktywacji pełnego zakresu regulacji wtórnej nie może być dłuższy niż 15 minut.

Pkt. 4.3.9.11 - 16 otrzymują brzmienie:

4.3.9.11. Regulator centralny (LFC) działa w oparciu o pomiary częstotliwości oraz mocy czynnej w uzgodnionych punktach pomiarowych na liniach międzysystemowych. Pomiary są pozyskiwane w cyklu 1 - 2 s.

4.3.9.12. Regulator centralny (LFC) minimalizuje wielkość uchybu regulacji wyznaczaną z zależności:

$$E = \Delta P + k \cdot \Delta f$$

gdzie:

ΔP - różnica zadanej i rzeczywistej wymiany międzysystemowej na regulowanym przekroju,

k - mocowy równoważnik częstotliwości równy ilorazowi nadmiaru lub deficytu mocy w regulowanym obszarze do różnicy częstotliwości Δf wywołanej tą zmianą mocy.

Δf - różnica zadanej i rzeczywistej częstotliwości w KSE.

4.3.9.13. Wypracowane przez regulator centralny (LFC) sygnały sterujące są przekazywane do jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji wtórnej.

4.3.9.14. Jako narzędzie centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wykorzystywany jest regulator centralny (LFC) służący do automatycznej regulacji częstotliwości i mocy w KSE.

Regulacja wtórna jest podstawowo realizowana przez jednostki wytwórcze elektrowni cieplnych odpowiadające na zmianę dedykowanych sygnałów sterujących ΔP_{w_zadane} wysyłanych z regulatora centralnego (LFC) protokołem ICCP. Rezerwowo posiada zdolność do przekształcania sygnału sterującego ΔP_{w_zadane} na sygnał Y1 przesyłany protokołem UTRT,

Zadawanie obciążenia bazowego dla jednostek wytwórczych może być realizowane poprzez wykorzystanie BPP przy użyciu regulatora centralnego (LFC), lub systemu SOWE.

O trybie zadawania obciążenia bazowego z wykorzystaniem źródła sygnałów decyduje OSP.

4.3.9.15. Wyboru sposobu aktywacji regulacji wtórnej (podstawowej sygnałem sterującym ΔP_{w_zadane} lub rezerwowej sygnałem Y1) dla poszczególnych jednostek wytwórczych dokonuje OSP biorąc pod uwagę:

(1) możliwości techniczne jednostek wytwórczych, oraz

(2) wielkość rezerwy regulacyjnej dostępnej na jednostkach wytwórczych zdolnych do regulacji wtórnej sygnałem sterującym ΔP_{w_zadane}.

4.3.9.16. Częstotliwość zadana dla regulatora centralnego (LFC) wynosi 50,00 Hz. W przypadku, gdy różnica czasu astronomicznego i synchronicznego przekroczy zadaną wartość, następuje korekta czasu synchronicznego zgodnie z zasadami obowiązującymi w ENTSO-E.

Pkt. 4.3.9.18 otrzymuje brzmienie:

4.3.9.18. Wytwórcy, których jednostki wytwórcze posiadają zdolność do regulacji wtórnej, powinni zapewnić:

(1) załączanie i odstawianie układu regulacji wtórnej wyłącznie na polecenie OSP,

(2) utrzymywanie uzgodnionego z OSP zakresu i gradientu zmian mocy w torze regulacji wtórnej,

(3) informowanie o każdej zmianie parametrów pracy układów regulacji wtórnej,

(4) utrzymanie posiadanej zdolności do regulacji wtórnej sygnałem Y1 na jednostkach wytwórczych nie posiadających zdolności do regulacji wtórnej sygnałem sterującym ΔP_{w_zadane}, o ile OSP nie określi inaczej.

4.3.14. Centralny rejestr jednostek wytwórczych i farm wiatrowych w KSE

Pkt. 4.3.14.2 otrzymuje brzmienie:

4.3.14.2. Zgłoszenie nowych jednostek wytwórczych i farm wiatrowych do Centralnego rejestru jednostek wytwórczych oraz zgłoszenie zmian w zakresie zarejestrowanych danych jest obowiązkiem wytwórców.

Pkt. 4.3.14.7 otrzymuje brzmienie:

4.3.14.7. Wielkości podlegające rejestracji przez OSP dla JWCD, w szczególności obejmują:

(1) moc osiągalną [MW],

(2) minimum techniczne jednostki wytwórczej [MW],

(3) zakres regulacji pierwotnej [±MW],

(4) zakres regulacji wtórnej [±MW],

(5) gradient zmian mocy w torze regulacji wtórnej [MW/min],

(6) wartości dopuszczalnych BPP dla poszczególnych znaczników regulacji (BPP_{min}, n, BPP_{max}, n) [MW],

(7) maksymalną zmianę mocy między poszczególnymi BPP w aktualizowanym planie BPKD [MW],

(8) współczynnik dociążania [MW/min],

(9) współczynnik odciążania [MW/min],

(10) modelowe charakterystyki rozruchowe bloku ze stanu gorącego, ciepłego i zimnego,

(11) typ jednostki wytwórczej,

(12) inne dane techniczne wymienione w pkt 2.1.1.3.5.

Pkt 4.3.14.13 - 14 otrzymują brzmienie:

4.3.14.13. Rejestracja zmienionej mocy osiągalnej lub minimum technicznego JWCD lub JWCK w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych odbywa się zgodnie z następującą procedurą:

(1) wytwórca informuje pisemnie OSP oraz właściwy oddział OSP o planach przeprowadzenia testu odbiorowego mocy osiągalnej lub minimum technicznego dla JWCK i JWCD z 14-dniowym wyprzedzeniem. Niniejszy wniosek powinien zawierać opis przeprowadzonej modernizacji, która uzasadnia zmianę mocy osiągalnej lub minimum technicznego jednostki wytwórczej,

(2) po pomyślnym zakończeniu testu odbiorowego określonego w pkt 4.3.14.10 - 11, wytwórca sporządza protokół z przeprowadzonych pomiarów oraz występuje z pisemnym wnioskiem do OSP, z kopią wystąpienia do właściwego oddziału OSP, o wprowadzenie zmian do stosownych umów i dokonanie aktualizacji w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych, z zastrzeżeniem pkt 4.3.14.16,

(3) po uzyskaniu protokołu oraz wystąpieniu wytwórcy o zmianę mocy osiągalnej lub minimum technicznego jednostki wytwórczej OSP wprowadza stosowne zmiany w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych.

Termin, od którego obowiązuje nowa wielkość mocy, reguluje stosowny aneks do umowy przesyłania.

4.3.14.14. Rejestracja nowej mocy osiągalnej lub minimum technicznego JWCD, JWCK o mocy równej 50 MW lub wyższej lub farmy wiatrowej, w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych odbywa się zgodnie z następującą procedurą:

(1) wytwórca występuje pisemnie z wnioskiem do OSP z kopią wystąpienia do właściwego oddziału OSP o rejestrację nowej jednostki wytwórczej lub farmy wiatrowej na okres wstępnej eksploatacji po zakończeniu inwestycji. Wniosek

powinien zawierać datę planowanej synchronizacji z siecią oraz parametry mocowe nowej jednostki wytwórczej lub farmy wiatrowej, z zachowaniem postanowień pkt 4.3.14.9,

(2) po uzyskaniu wniosku wytwórcy, OSP wprowadza stosowne zmiany w centralnym rejestrze jednostek wytwórczych,

(3) termin, od którego obowiązuje nowa wielkość mocy, reguluje stosowny aneks do umowy przesyłania. OSP informuje pisemnie wytwórcę o dacie przyjęcia do eksploatacji nowych wielkości mocy,

(4) po zakończeniu okresu wstępnej eksploatacji JWCD lub JWCK, po zakończeniu inwestycji, wytwórca przeprowadza testy odbiorowe określone w pkt 4.3.14.10 - 11,

(5) wytwórca dokonuje przekazania jednostki wytwórczej z inwestycji do eksploatacji przez rejestrację jednostki wytwórczej w Centralnym rejestrze jednostek wytwórczych z mocą projektową lub zmienioną, zgodnie z procedurą jak dla rejestracji zmienionej mocy osiągalnej, określoną w pkt 4.3.14.13.

Dla farm wiatrowych nie wymaga się przeprowadzania odbiorowych testów mocy, a w centralnym rejestrze odnotowuje się moc znamionową farmy i moc osiągalną, zakładając początkowo, że jest ona równa mocy znamionowej. Wyniki testów, o których mowa w pkt 2.2.3.3.3.11 przekazywane są operatorowi systemu z ewentualnym wnioskiem o korektę mocy osiągalnej farmy.

5. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY OSP A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

5.1. Formy wymiany informacji

5.1.1. Postanowienia ogólne

Pkt. 5.1.1.2 - 3 otrzymują brzmienie:

5.1.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji, o których mowa w pkt 5.1.1.1 (1), zalicza się:

(1) system wymiany informacji o rynku energii (WIRE),

(2) system operatywnej współpracy z elektrowniami (SOWE),

(3) system prowadzenia ruchu i sterowania pracą KSE (SCADA),

(4) system regulatora centralnego (LFC) oraz system monitorowania parametrów pracy jednostek (SMPP),

(5) centralny system pomiarowo - rozliczeniowy (CSPR),

(6) centralny system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy.

Architektura oraz funkcje ww. systemów teleinformatycznych zostały szczegółowo scharakteryzowane w pkt 6.1 - 6.6.

5.1.1.3. Wymagania dotyczące protokołów i standardów wykorzystywanych przez systemy teleinformatyczne, o których mowa w pkt 5.1.1.2 (1), zostały szczegółowo omówione w:

(1) pkt 2.2.3.8.2 - w zakresie systemu WIRE,

(2) pkt 2.2.3.9.2, w zakresie systemu SOWE,

(3) pkt 2.2.3.10.2, w zakresie systemu SCADA,

(4) pkt 2.2.3.11.2, w zakresie systemu LFC/SMPP WIRE.

5.2. Zakres informacji publikowanych przez OSP

Pkt 5.2.1. otrzymuje brzmienie:

5.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i KSE oraz pracy KSE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:

(1) IRiESP;

(2) Taryfę OSP;

(3) projekt planu rozwoju lub projekt aktualizacji planu rozwoju zgodnie z pkt. 3.1.6.(1);

(4) plan rozwoju lub aktualizację planu rozwoju uzgodnione z Prezesem URE, zgodnie z pkt. 3.1.7;

(5) coroczny plan remontów;

(6) komunikaty o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach;

(7) informację o podmiocie pełniącym obowiązki sprzedawcy zobowiązanego;

(8) informacje, o których mowa w pkt 5.2.2 - 9, 6.1.1.4, 6.1.5.6.3, 6.2.1.4, 6.2.5.3.4, 6.2.5.4.2.

6. SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE WYKORZYSTYWANE PRZEZ OSP

6.4. System monitorowania parametrów pracy

6.4.1. Zadania systemu SMPP

Pkt 6.4.1.1 - 3 otrzymują brzmienie:

6.4.1.1. System SMPP jest systemem akwizycji danych pomiarowych, zintegrowanym z regulatorem centralnym (LFC). Jest on dedykowany do:

(1) oceny pracy JWCD w ramach systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy,

(2) przekazywania informacji o stanie JWCD na potrzeby prowadzenia ruchu KSE,

(3) monitorowania parametrów pracy JWCD w czasie rzeczywistym na potrzeby prowadzenia bieżącej automatycznej regulacji częstotliwości i mocy przez regulator centralny (LFC),

(4) dokonywania analiz pracy KSE, zgodnie z wymaganiami ENTSO-E.

6.4.1.2. Węzły lokalne systemu SMPP pozyskują w trybie on-line dane z układów automatyki blokowej jednostki wytwórczej i udostępniają je do węzła centralnego systemu LFC oraz SMPP.

6.4.1.3. Węzeł centralny systemu SMPP pozyskuje, w trybie on-line, dane z wszystkich węzłów lokalnych systemu SMPP, z systemów lokalnych OSP wartości sygnałów sterujących i częstotliwości KSE oraz otrzymuje od systemów OSP plany pracy i parametry techniczne jednostek wytwórczych.

6.4.3. Struktura funkcjonalna SMPP

Pkt 6.4.3.1 otrzymuje brzmienie:

6.4.3.1. W systemie SMPP w relacji z elektrowni do OSP, z układów automatyki obiektowej każdej jednostki wytwórczej przesyłane są w trybie on-line wielkości określone zgodnie ze standardem dla systemu SMPP i regulatora centralnego (LFC), w tym między innymi: składowe mocy zadanej z regulatora centralnego (LFC), wartości zadane mocy w torach regulacji jednostki wytwórczej, stany pracy regulacji oraz wartość sygnału w torze tych regulacji na jednostce wytwórczej.

6.5. Centralny system pomiarowo - rozliczeniowy

6.5.2. Struktura funkcjonalna CSPR

Pkt 6.5.2.2 otrzymuje brzmienie:

6.5.2.2. Dane pomiarowe pozyskiwane do systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych pochodzą bezpośrednio z układów pomiarowych energii elektrycznej lub z systemów automatycznej rejestracji danych umożliwiających dostęp do wielkości rejestrowanych przez układy pomiarowe.

6.6. Centralny system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy

6.6.1. Zadania centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy

Pkt 6.6.1.1 - 3 otrzymują brzmienie:

6.6.1.1. Automatyczna regulacja częstotliwości i mocy jest prowadzona przez aktywny regulator centralny (LFC).

O wykorzystaniu ruchowym i aktywacji regulatora centralnego (LFC) decyduje operatywnie OSP, w ramach procesu prowadzenia ruchu KSE.

6.6.1.2. W celu zapewnienia zdolności do pracy w regulacji wtórnej i trójnej, wytwórca powinien przystosować jednostki wytwórcze do współpracy z regulatorem centralnym (LFC). Szczegółowy zakres i harmonogram dostosowania jednostek wytwórczych, wytwórca ustala indywidualnie z OSP.

OSP, na wniosek wytwórcy, może dopuścić odstąpienie od wymogu przystosowania jednostek wytwórczych do współpracy z regulatorem centralnym (LFC), uwzględniając wielkości dostępnej rezerwy mocy regulacyjnej w KSE i rozwój rynku usług systemowych.

6.6.1.3. Regulator centralny (LFC) pełni następujące funkcje:

(1) wyznacza i przesyła sygnały sterujące w ramach aktywacji pasma regulacji wtórnej oraz zadawania obciążeń bazowych współpracujących z nim jednostek wytwórczych.

(2) pozyskuje dane o bieżącej częstotliwości w KSE i saldzie mocy KSE oraz informacje o planie generacji i saldzie wymiany.

(3) wypracowuje w trybie on-line sygnały sterujące i rozsyłają je do jednostek wytwórczych oraz znaczniki regulacji pierwotnej i wtórnej.

6.6.2. Architektura centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy

Usuwa się pkt. 6.6.2.1 (w tym 6.6.2.1.1 - 2) oraz pkt. 6.6.2.2, a pkt. 6.6.2.2.1 - 2 otrzymują odpowiednio numery 6.6.2.1 - 2 i brzmienie:

6.6.2.1. Centralny system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy oparty o regulator centralny (LFC) tworzą:

(1) regulator centralny (LFC), wypracowujący indywidualne sygnały sterujące P_{w_zadane} dotyczące zwiększenia lub zmniejszenia mocy czynnej generowanej przez jednostki wytwórcze; sygnały sterujące P_{w_zadane} zawierają się w zakresie obowiązującego pasma regulacji wtórnej i wysyłane są nie częściej niż co 1 sekundę,

(2) podsystem pomiarowo - komunikacyjny pozyskiwania i akwizycji danych opisujących bieżące saldo wymiany międzysystemowej i częstotliwość w cyklu jednosekundowym,

(3) podsystem akwizycji danych pomiarowych z jednostek wytwórczych spełniający rolę wewnętrznego sprzężenia zwrotnego w ramach weryfikacji on-line realizacji indywidualnych sygnałów sterujących dla jednostek wytwórczych pracujących w regulacji wtórnej w ramach systemu monitorowania parametrów pracy jednostek wytwórczych (SMPP),

(4) podsystem informatyczny ustalający planowe średnie saldo wymiany międzysystemowej,

(5) podsystem komunikacyjny dystrybucji sygnałów sterujących z wykorzystaniem protokołu ICCP.

6.6.2.2. Konfiguracja regulatora centralnego (LFC) i jego podsystemów zapewnia redundancję jego elementów w celu uzyskania niezawodności pracy centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy.

CZŁONEK ZARZĄDU Krzysztof Ksyta

CZŁONEK ZARZĄDU Piotr Rak