


Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej
w Końskich sp. z o.o.

INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

**Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji
i planowania rozwoju sieci**

Tekst obowiązujący od dnia: 26-05-2017r.

IRiESD – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data:	Wersja zatwierdzona	strona 1 z 81
PREZES ZARZĄDU		
zatwierdzono:		
 mgr inż. Leszek Grochal		

SPIS TREŚCI

I.	Postanowienia ogólne.....	4
II.	Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców końcowych	4
II.1.	Zasady przyłączania.....	4
II.2.	Zasady odłączania	9
II.3.	Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej.....	9
II.4.	Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń systemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych.....	10
III.	Warunki korzystania z sieci dystrybucyjnej	29
III.1.	Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych	29
III.2.	Warunki świadczenia przez PEC w Końskich sp. z o.o. usług dystrybucji energii elektrycznej	30
III.3.	Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.....	30
IV.	Eksploatacja urządzeń, instalacji sieci.....	33
IV.1.	Przepisy ogólne	33
IV.2.	Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji.....	34
IV.3.	Przekazanie urządzeń do remontu, lub wycofywanie z eksploatacji	35
IV.4.	Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z PGE Dystrybucja S.A.....	35
IV.5.	Dokumentacja techniczna i prawna	35
IV.6.	Rezerwa urządzeń i części zapasowych.....	36
IV.7.	Wymiana informacji eksploatacyjnych.....	37
IV.8.	Ochrona środowiska naturalnego.....	37
IV.9.	Ochrona przeciwpożarowa.....	37
IV.10.	Planowanie prac eksploatacyjnych	37
IV.11.	Warunki bezpiecznego wykonywania prac.....	38
V.	Prowadzenie ruchu sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.....	38
V.1.	Obowiązki PEC w Końskich sp. z o.o.	38
V.2.	Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich PEC w Końskich sp. z o.o.	39
V.3.	Planowanie produkcji energii elektrycznej	40
V.4.	Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.....	40
V.5.	Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej.....	40
V.6.	Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej.....	41
V.7.	Programy łączeniowe	42
V.8.	Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.....	42
V.9.	Dane przekazywane przez podmioty do PEC w Końskich sp. z o.o.	43
VI.	Współpraca PEC w Końskich sp. z o.o. z innymi operatorami i przekazywanie informacji pomiędzy operatorami oraz operatorami a użytkownikami systemu	43
VII.	Wymiana informacji pomiędzy PEC w Końskich sp. z o.o. i użytkownikami systemu.....	44
VII.1.	Dane przekazywane do PEC w Końskich sp. z o.o. przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej	44
VII.2.	Informacje udostępniane przez PEC w Końskich sp. z o.o.	47

VIII.	Warunki i sposób planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych.....	49
IX.	Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	49
IX.1.	Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie.....	49
IX.2.	Bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej.....	52
IX.3.	Wprowadzanie przerw oraz ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej	52
X.	Standardy techniczne i bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.....	56
XI.	Parametry jakościowe energii elektrycznej	56
XI.1.	Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci.	56
XI.2.	Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej.	57
XII.	Wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej	59
XIII.	Słownik skrótów i definicji.....	61
XIII.1.	Oznaczenia skrótów	61
XIII.2.	Pojęcia i definicje.....	63
<u>ZAŁĄCZNIKI</u>		
ZAŁĄCZNIK NR 1..	Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnej	75
ZAŁĄCZNIK NR 2..	Karta aktualizacji.	81

I. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- I.1.** PEC w Końskich sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego nieposiadający bezpośredniego połączenia z sieciami przesyłowymi (operator systemu dystrybucyjnego typu OSDn) prowadzi ruch, eksploatację, planowanie rozwoju sieci, której jest właścicielem (zwanej dalej „siecią dystrybucyjną PEC w Końskich Sp. z o.o.”), zgodnie z niniejszą częścią IRiESD (zwaną dalej „IRiESD-Korzystanie”).
- I.2.** PEC w Końskich sp. z o.o. realizuje obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego określone w IRiESD-Korzystanie w systemie dystrybucyjnym, którego obszar został określony w decyzji Prezesa URE o wyznaczeniu PEC w Końskich sp. z o.o. operatorem systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Końskie, w obrębie ulicy Staszica, sieciami o napięciu 6 kV oraz sieciami o napięciu 0,4/0,230 kV.
- I.3.** W zakresie procedur i zasad wykonywania czynności związanych z ruchem sieciowym i eksploatacją sieci, postanowienia IRiESD-Korzystanie dotyczą stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, linii napowietrznych i kablowych, za których ruch sieciowy jest odpowiedzialny PEC w Końskich sp. z o.o., niezależnie od praw własności tych urządzeń.
- I.4.** W zakresie realizacji obowiązków określonych w IRiESD-Korzystanie PEC w Końskich sp. z o.o. współpracuje z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego za pośrednictwem następujących OSDp:
- 1) PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie.

II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH

II.1. Zasady przyłączania

- II.1.1.** Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez PEC w Końskich sp. z o.o. oraz określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.1.2.** Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. obejmuje:
- 1) pozyskanie przez podmiot od PEC w Końskich sp. z o.o. wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia;
 - 2) złożenie przez podmiot w PEC w Końskich sp. z o.o. wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez PEC w Końskich sp. z o.o.;
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV – wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez PEC w Końskich sp. z o.o. we wzorze wniosku o określenie warunków przyłączenia, zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu siedmiu dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem

- pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia;
- 4) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia źródła energii elektrycznej nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników, a wnioskodawca wpłacił zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie, to PEC w Końskich sp. z o.o. niezwłocznie zwraca zaliczkę, informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia i pozostawia wniosek bez rozpatrzenia;
 - 5) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, PEC w Końskich sp. z o.o. niezwłocznie zwraca zaliczkę;
 - 6) pisemne potwierdzenie przez PEC w Końskich sp. z o.o., złożenia przez wnioskodawcę wniosku, określające w szczególności datę złożenia wniosku;
 - 7) dla podmiotów przyłączanych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV pisemne potwierdzenie złożenia wniosku następuje w wydanych warunkach przyłączenia;
 - 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, sporządzenie przez PEC w Końskich sp. z o.o. ekspertyzy wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW;
 - 9) wydanie przez PEC w Końskich sp. z o.o. warunków przyłączenia oraz przekazanie ich podmiotowi wraz z projektem umowy o przyłączenie;
 - 10) zawarcie umowy o przyłączenie;
 - 11) realizację przyłączenia tj. realizację przyłącza(-y) oraz niezbędnych zmian/dostosowania w sieci i prac dla realizacji przyłączenia;
 - 12) przeprowadzenie prób i odbiorów częściowych oraz prób końcowych i ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci i przyłącza. PEC w Końskich sp. z o.o. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń i sieci;
 - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, lub linii bezpośrednich składa wnioski o określenie warunków przyłączenia.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia określa PEC w Końskich sp. z o.o.. Wzory wniosków PEC w Końskich sp. z o.o. udostępnia na swojej stronie internetowej oraz w siedzibie PEC w Końskich sp. z o.o..
- II.1.5. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia mogą być zróżnicowane dla poszczególnych grup przyłączeniowych oraz w zależności od rodzaju przyłączanego obiektu, instalacji lub sieci.
- II.1.6. Do wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3. należy dołączyć:
- 1) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
 - 2) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej

sieci oraz sąsiednich obiektów,

- 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,
- 4) inne załączniki, określone we wzorze wniosku, wymagane przez PEC w Końskich sp. z o.o., zawierające informacje niezbędne dla określenia warunków przyłączenia.

II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa PEC w Końskich sp. z o.o..

II.1.8. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- 1) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- 2) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- 3) moc przyłączeniową,
- 4) rodzaj połączenia z siecią dystrybucyjną PEC w Końskich sp. z o.o. instalacji lub innych sieci określonych we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
- 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- 6) wymagania wynikające z IRiESD,
- 7) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
- 8) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
- 9) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- 10) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
- 11) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- 12) dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia:
 - a) wartości prądów zwarć wielofazowych i czasów ich wyłączenia,
 - b) prądów zwarcia doziemnego i czasów ich wyłączeń lub ich trwania,
- 13) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- 14) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - c) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - d) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.

- 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażenia w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
- 16) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej nie powodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej.

II.1.9. Miejscem dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V, za wyjątkiem źródeł energii elektrycznej, zależnie od rodzaju przyłącza, są:

- 1) przy zasilaniu z elektroenergetycznej linii napowietrznej przyłączem wykonanym pojedynczymi przewodami fazowymi - zaciski prądowe przewodów przy izolatorach stojaka dachowego lub konstrukcji wsporczej w ścianie budynku, na wyjściu w kierunku instalacji odbiorcy;
- 2) przy zasilaniu kablem ziemnym lub przyłączem kablowym z linii napowietrznej - zaciski prądowe na wyjściu przewodów od zabezpieczenia w złączu, w kierunku instalacji odbiorcy;
- 3) przy zasilaniu przyłączem napowietrznym, wykonanym wielożyłowym przewodem izolowanym - zaciski prądowe, o których mowa w pkt. 1, lub zaciski prądowe na wejściu przewodów od zabezpieczenia w złączu w kierunku instalacji odbiorcy, w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego;
- 4) w budynkach wielolokalowych - zaciski prądowe na wyjściu od zabezpieczeń głównych w złączu, w kierunku instalacji odbiorców;
- 5) w złączu zintegrowanym z układem pomiarowo-rozliczeniowym - zaciski na listwie zaciskowej w kierunku instalacji odbiorczej.

W uzgodnionych z przyłączanym podmiotem przypadkach dopuszcza się określenie miejsca dostarczania energii w sposób inny niż podany powyżej.

II.1.10. PEC w Końskich sp. z o.o. wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

II.1.11. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia lub przez okres ważności umowy o przyłączenie.

II.1.12. Wraz z określonymi przez PEC w Końskich sp. z o.o. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.

II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci PEC w Końskich sp. z o.o. na podstawie opracowanej przez PEC w Końskich sp. z o.o. ekspertyzy może wpłynąć na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A., operatorzy dokonują między sobą uzgodnień. Uzgodnienia te dokonywane są w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku o uzgodnienie.

II.1.14. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez PEC w Końskich sp. z o.o. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach

określonych w tej umowie.

- II.1.15. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. powinna zawierać co najmniej:
- 1) strony zawierające umowę,
 - 2) przedmiot umowy wynikający z warunków przyłączenia,
 - 3) termin realizacji przyłączenia,
 - 4) wysokość opłaty za przyłączenie oraz sposób jej regulowania,
 - 5) miejsce rozgraniczenia własności sieci PEC w Końskich sp. z o.o. i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) warunki udostępnienia PEC w Końskich sp. z o.o. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,
 - 9) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 10) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 11) moc przyłączeniową,
 - 12) ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - 13) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 14) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.16. PEC w Końskich sp. z o.o. ma prawo do kontroli spełniania przez przyłączane oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej urządzenia, instalacje i sieci, wymagań określonych w warunkach przyłączenia, zawartych umowach oraz do kontroli układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- II.1.17. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.16, reguluje ustawa Prawo energetyczne oraz rozporządzenia wykonawcze do tej ustawy.
- II.1.18. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, opracowują instrukcję współpracy podlegającą uzgodnieniu z PEC w Końskich sp. z o.o. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.19. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. urządzeń, instalacji i sieci są zobowiązane do projektowania obiektów, urządzeń, instalacji i sieci zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami oraz w oparciu o otrzymane warunki przyłączenia.

- II.1.20. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej 5MW i wyższej, przyłączani do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. są zobowiązani do dokonania zgłoszenia do centralnego rejestru jednostek wytwórczych, prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Kopie zgłoszeń przesyłane są do PEC w Końskich sp. z o.o..

II.2. Zasady odłączania

- II.2.1. Zasady odłączania podmiotów od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. określone w niniejszym rozdziale obowiązują PEC w Końskich sp. z o.o. oraz podmioty odłączane, jeżeli umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej.
- II.2.2. PEC w Końskich sp. z o.o. odłącza podmioty od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. w przypadku:
- a) złożenia przez podmiot wniosku o odłączenie od sieci dystrybucyjnej,
 - b) rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej.
- II.2.3. Wniosek o odłączenie od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. składany przez podmiot zawiera w szczególności:
- a) miejsca przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci, których dotyczy odłączenie,
 - b) przyczynę odłączenia,
 - c) proponowany termin odłączenia.
- II.2.4. PEC w Końskich sp. z o.o. ustala termin odłączenia podmiotu od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. uwzględniający techniczne możliwości realizacji procesu odłączenia podmiotu. Odłączany podmiot jest zawiadamiany przez PEC w Końskich sp. z o.o. o dacie odłączenia, w terminie nie krótszym niż 14 dni od daty planowanego odłączenia. W ww. zawiadomieniu PEC w Końskich sp. z o.o. informuje podmiot o warunkach ponownego przyłączenia do sieci.
- II.2.5. PEC w Końskich sp. z o.o. dokonuje zmian w układzie sieci dystrybucyjnej umożliwiających odłączenie podmiotu od sieci. Podmiot odłączany od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. uzgadnia tryb, terminy oraz warunki niezbędnej przebudowy lub likwidacji majątku sieciowego będącego własnością podmiotu, wynikające z odłączenia od sieci dystrybucyjnej.
- II.2.6. PEC w Końskich sp. z o.o. uzgadnia z PGE Dystrybucja S.A. tryb odłączenia podmiotu, w zakresie w jakim odłączenie podmiotu od sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. ma wpływ na warunki pracy sieci tych operatorów.
- II.2.7. PEC w Końskich sp. z o.o. uzgadnia z operatorem systemu przesyłowego odłączenie podmiotów, dla których wymagane jest uzgodnienie z operatorem systemu przesyłowego warunków przyłączenia. Uzgodnienie to odbywa się na zasadach opisanych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

II.3. Zasady wstrzymywania oraz wznowienia dostarczania energii elektrycznej

- II.3.1. PEC w Końskich sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. bez wniosku podmiotu, o ile w wyniku przeprowadzenia kontroli, o której mowa w pkt.II.1.16, PEC w Końskich sp. z o.o. stwierdzi, że:

- a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska,
 - b) nastąpił nielegalny pobór energii elektrycznej. lub też w przypadku nieuzasadnionej odmowy odbiorcy na zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.
- II.3.2. PEC w Końskich sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- II.3.3. PEC w Końskich sp. z o.o. może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy podmiot nie dostosował urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia zasilania, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie.
- II.3.4. PEC w Końskich sp. z o.o. bezzwłocznie wznawia dostarczanie energii elektrycznej wstrzymanej z powodów, o których mowa w pkt.II.3.1. oraz pkt.II.3.3., jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie jej dostarczania.
- II.3.5. Ponowne wznowienie dostarczania energii elektrycznej do podmiotu, u którego w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono przypadki opisane w pkt.II.3.1b), może być uzależnione od zmiany lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz pokrycia przez ten podmiot kosztów przebudowy przyłącza.
- II.4. Wymagania techniczne dla urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń odbiorców, połączeń międzysystemowych, linii bezpośrednich oraz układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych**
- II.4.1. Wymagania ogólne**
- II.4.1.1. Przyłączane do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie, muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:
- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
 - 2) zabezpieczenie systemu elektroenergetycznego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci,
 - 3) zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu energii,
 - 4) dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych energii,
 - 5) spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach,
 - 6) możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobraną energię elektryczną.
- II.4.1.2. Urządzenia, instalacje i sieci, o których mowa w pkt. II.4.1.1., muszą spełniać także wymagania określone w odrębnych przepisach, w szczególności przepisach: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwprzepięciowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania energii.

- II.4.1.3. Budowa linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE.
- II.4.1.4. Urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie oraz podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. nie mogą wprowadzać do sieci zaburzeń parametrów technicznych energii elektrycznej powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w warunkach przyłączenia i/lub w rozdziałach XI i XII IRiESD-Korzystanie, powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych odpowiednio w rozporządzeniu wydanym na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne lub w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej lub zawartych w rozdziałach XI i XII niniejszej IRiESD.
- II.4.2. Wymagania techniczne dla urządzeń, instalacji i sieci odbiorców**
- II.4.2.1. Urządzenia, instalacje i sieci przyłączone do sieci 15 kV, 6 kV, 0,4/0,230 kV muszą być przystosowane do warunków zwarciovych w miejscu ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.
- II.4.2.2. PEC w Końskich sp. z o.o. określa warunki stosowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej przez podmioty przyłączone do sieci 15 kV, 6 kV, 0,4/0,230 kV.
- II.4.2.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci 15 kV, 6 kV, 0,4/0,230 kV, określone są w pkt.II.4.5.
- II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych**
- II.4.3.1. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o mocy mniejszej niż 50 MW są ustalane pomiędzy wytwórcą, a PEC
w Końskich sp. z o.o., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale IRiESD.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych, o których mowa w pkt.II.4.3.1. obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- układów wzbudzenia,
 - układów regulacji napięcia,
 - sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
 - systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - urządzeń regulacji pierwotnej,
 - czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.
- II.4.3.3. Wymagania techniczne w zakresie EAZ, dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci 15 kV, 6 kV, 0,4/0,230 kV określone są w pkt.II.4.5.
- II.4.4. Wymagania techniczne dla linii bezpośrednich**
- II.4.4.1. Warunkiem przystąpienia do budowy linii bezpośrednich jest wcześniejsze spełnienie wymagań zawartych w ustawie Prawo energetyczne.

- II.4.4.2. Budowa i przyłączanie linii bezpośrednich winno odbywać się z zachowaniem zasad dotyczących przyłączania określonych w pkt. II.1.
- II.4.4.3. W uzasadnionych przypadkach PEC w Końskich sp. z o.o. może podjąć decyzję o odstąpieniu od konieczności realizacji części lub całości zasad, o których mowa w pkt. II.4.4.2.
- II.4.4.4. Linie bezpośrednie oraz łączone za ich pośrednictwem urządzenia, instalacje, sieci oraz jednostki wytwórcze, winny spełniać wymagania techniczne określone w pkt. II.4.2 oraz II.4.3.
- II.4.4.5. Linie bezpośrednie należy wyposażać w układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe zgodnie z zapisami pkt. II.4.7.
- II.4.4.6. PEC w Końskich sp. z o.o. może określić w warunkach przyłączenia inne lub dodatkowe wymagania techniczne, związane z przyłączaniem linii bezpośrednich niż określone w niniejszej IRiESD.
- II.4.4.7. PEC w Końskich sp. z o.o. może zdecydować o czasowym wyłączeniu lub załączeniu linii bezpośrednich, w tym także do pracy w układach innych niż normalny, jeżeli jest to podyktowane względami bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.
- II.4.4.8. Przyłączanie i praca linii bezpośrednich nie może powodować negatywnych skutków dla pozostałych użytkowników sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o..
- II.4.5. Wymagania techniczne dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzeń współpracujących**
- II.4.5.1. Wymagania ogólne**
- II.4.5.1.1. Wymagania zawarte w niniejszym rozdziale dotyczą urządzeń i układów EAZ w obiektach budowanych i modernizowanych.
- II.4.5.1.2. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez PEC w Końskich sp. z o.o.. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez PEC w Końskich sp. z o.o..
Urządzenia i elementy stosowane w EAZ oraz urządzenia i układy współpracujące z EAZ powinny być wykonane zgodnie z aktualnymi normami, a jeśli w danym zakresie brak norm, należy korzystać z aktualnej wiedzy technicznej. Zgodność ta powinna być potwierdzona odpowiednimi dokumentami.
- II.4.5.1.3. Czasy działania układów EAZ muszą spełniać wymagania aktualnego rozporządzenia dotyczącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- II.4.5.1.4. Warunki przyłączenia wydawane podmiotom przyłączanym do sieci powinny zawierać co najmniej rodzaj i usytuowanie układu zabezpieczeniowego, warunki współpracy, dane techniczne i inne wymagania w zakresie EAZ.
- II.4.5.1.5. PEC w Końskich sp. z o.o. określa warunki stosowania EAZ przez podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.5.1.6. PEC w Końskich sp. z o.o. dokonuje koordynacji nastawień zabezpieczeń w stacjach podmiotów przyłączanych i przyłączonych, w tym OSDn. Podmioty te zobowiązane są do aktualizacji danych o wyposażeniu w układy EAZ w trakcie

eksploatacji przyłączonego obiektu w przypadku każdorazowej ich zmiany.

- II.4.5.1.7. EAZ powinna zapewniać odpowiednią szybkość działania, czułość w wykrywaniu zakłóceń, wybiórczość, selektywność oraz niezawodność.
- II.4.5.1.8. Nastawy EAZ powinny zapewniać jak najkrótsze czasy wyłączenia zakłóceń przy zapewnieniu odpowiedniej wybiórczości i selektywności wyłączeń. Zabrania się wydłużania czasów działania zabezpieczeń działających na wyłączenie ponad wartości wynikające z potrzeb selektywności, wybiórczości i odstojenia od stanów nieustalonych lub innych zjawisk grożących zbędnymi zadaniami. W celu zapewnienia selektywności zaleca się stopniowanie nastaw czasowych zabezpieczeń co 0,3 – 0,5 s. Przy stosowaniu zabezpieczeń cyfrowych zaleca się wartość 0,3 s.
- II.4.5.1.9. Należy tak dobierać zabezpieczenia i ich nastawy, aby każde zabezpieczenie było rezerwowane przez zabezpieczenia sąsiednich elementów systemu elektroenergetycznego. Wymaganie obowiązuje także wówczas, gdy w danym punkcie jest zainstalowane zabezpieczenie podstawowe i rezerwowe.
- II.4.5.1.10. Zabezpieczenia podstawowe i rezerwowe powinny współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego, sterowniczymi oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi). Jeżeli w IRiESD mowa jest o zabezpieczeniu podstawowym i rezerwowym, to rozumie się przez to dwa oddzielne i niezależne urządzenia.
- II.4.5.1.11. Źródła napięcia pomocniczego (baterie akumulatorów) w obiektach wyposażonych w EAZ powinny przy braku innego zasilania zapewniać ich pracę w czasie nie krótszym niż 8 godzin.
- II.4.5.1.12. Jeśli w niniejszym rozdziale wskazano, że zabezpieczenie działa na wyłączenie, należy rozumieć wyłączenie wszystkich trzech faz wyłącznika.
- II.4.5.1.13. Należy stosować urządzenia EAZ realizujące funkcje ciągłej kontroli stanu i samotestowania.
- II.4.5.1.14. Zaleca się wyposażenie obwodów wyłączających w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania.
- II.4.5.1.15. W niniejszym rozdziale podano wymagania minimalne. W poszczególnych urządzeniach lub polach można stosować dodatkowe zabezpieczenia działające na wyłączenie lub sygnalizację, np. wynikające z konstrukcji rozdzielnic lub innych zabezpieczanych elementów.
- II.4.5.1.16. Rejestratory zdarzeń i zakłóceń przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń i działania EAZ oraz łączników powinny być instalowane w stacjach i rozdzielnicach sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. zgodnie ze znaczeniem stacji w systemie. W modernizowanych obiektach, w rejestratory zakłóceń należy wyposażać każde pole o napięciu 110 kV. Zaleca się wyposażenie w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN. Wymaga się wyposażania w rejestratory zdarzeń i zakłóceń pól SN transformatorów zasilających, pól transformatorów potrzeb własnych oraz pól linii współpracujących z lokalnymi źródłami wytwórczymi. Rejestratory zakłóceń powinny rejestrować wielkości przed wystąpieniem zakłócenia oraz po jego wystąpieniu aż do wyłączenia. Dopuszcza się realizację funkcji rejestracji zakłóceń i zdarzeń przez urządzenia EAZ.
- II.4.5.1.17. Stosuje się następujące sygnalizacje:
 - 1) Al (alarm), która jest pobudzana przy zaniku i obniżeniu napięcia pomocniczego

lub uszkodzeniu układu EAZ,

- 2) Aw (awaria), która jest pobudzana po otwarciu wyłącznika w polu przez dowolne zabezpieczenie. Jeśli w polu jest czynna automatyka SPZ, pobudzenie powinno nastąpić dopiero po definitywnym wyłączeniu,
- 3) Up (uszkodzenie pola), która jest pobudzana przez różne zakłócenia w działaniu urządzeń pola nie wymagającego natychmiastowego wyłączenia wyłącznika.

II.4.5.1.18. Dla potrzeb elementów EAZ współpracujących współbieżnie lub realizacji bezwarunkowych wyłączeń drugiego końca linii, wymaga się stosowania łączy niezależnych. Czas przekazywania sygnałów nie powinien przekraczać 20 ms dla sygnałów binarnych oraz 5 ms dla sygnałów analogowych.

II.4.5.2. Wymagania dla transformatorów

II.4.5.2.1. Transformatory mocy dwu- i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi, gazowo-podmuchowe przełącznika zaczeów oraz inne przewidziane przez producenta.

W stosunku do zabezpieczenia różnicowego obowiązuje zapis punktu II.4.5.1.10.

Zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne powinny działać na wyłączenie wszystkich stron transformatora. Wymaga się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację. Dla transformatorów pracujących z uziemionym punktem neutralnym strony 110 kV zaleca się stosowanie zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, działającego w oparciu o pomiar prądu płynącego przez punkt neutralny. W sieciach z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, można strony SN tych transformatorów wyposażać w zerowoprądowe zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie wyłącznika własnego pola lub również po stronie 110 kV zabezpieczanego transformatora. W pozostałych układach sieci SN ww. zabezpieczenie od skutków zwarć doziemnych może działać na sygnalizację.

II.4.5.2.2. Transformatory SN/SN i SN/nN o mocy większej niż 1000 kVA posiadające wyłącznik przynajmniej po stronie wyższego napięcia wyposaża się w (zapisy nie dotyczą transformatorów współpracujących z jednostkami wytwórczymi):

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć wewnętrznych w transformatorze i na wyprowadzeniach (nadprądowe zwarciove, a dla transformatorów o mocy powyżej 5 MVA różnicowe),
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć zewnętrznych nadprądowe zwłoczne po każdej stronie,
- 3) zabezpieczenia przeciążeniowe po każdej stronie (transformatory dwuuzwojeniowe można zabezpieczać tylko po jednej stronie),
- 4) zabezpieczenia fabryczne transformatorów: dwustopniowe temperaturowe i gazowo-przepływowe kadzi oraz gazowo-przepływowe przełącznika

zaczepów.

Zaleca się, aby na wyłączenie działały również wybrane zabezpieczenia fabryczne. Zabezpieczenie przeciążeniowe może działać na sygnalizację.

II.4.5.3. Wymagania techniczne dla sieci SN

II.4.5.3.1. Wymagania ogólne

II.4.5.3.1.1. Jeśli w IRiESD nie określono inaczej, zabezpieczenia w sieci SN działają na wyłączenie. Działanie na sygnalizację jest możliwe tylko dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w określonych sytuacjach oraz zabezpieczeń napięciowych w polu pomiaru napięcia.

II.4.5.3.1.2. Dopuszcza się stosowanie blokady zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od pewnych zjawisk w liniach, np. pojawienia się drugiej harmonicznej, wzrostu prądu po zamknięciu wyłącznika. Zabrania się stosowania blokad do zabezpieczenia nadprądowego zwarciovego, z wyjątkiem blokady kierunkowej.

II.4.5.3.1.3. Zaleca się stosowanie dla zabezpieczeń nadprądowych zwłocznych od skutków zwarć międzyfazowych następujących wartości współczynników czułości:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń podstawowych,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń rezerwowych.

II.4.5.3.1.4. Zaleca się następujące wartości współczynników czułości dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych w liniach SN:

- 1) 1,5 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć bezoporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia jest równa napięciu fazowemu sieci,
- 2) 1,2 dla zabezpieczeń zerowoprądowych podczas zwarć oporowych, czyli jeśli składowa zerowa napięcia wynosi 50 % napięcia fazowego,
- 3) 2,0 dla zabezpieczeń admitancyjnych i konduktancyjnych w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 4) 1,5 dla zabezpieczeń konduktancyjnych w sieciach skompensowanych z AWSCz,
- 5) 1,2 dla zabezpieczeń admitancyjnych i susceptancyjnych w pozostałych przypadkach.

II.4.5.3.1.5. Zaleca się stosowanie następujących wartości nastawczych zabezpieczeń zerowonapięciowych działających samodzielnie lub jako człony rozruchowe innych kryteriów i automatyk wyrażonych w stosunku do składowej zerowej napięcia podczas zwarcia bezoporowego:

- 1) 5 -10 % w sieciach o punkcie neutralnym uziemionym przez rezystor,
- 2) 5 -15 % w sieciach o punkcie neutralnym izolowanym,
- 3) 10 -20 % w sieciach skompensowanych.

Mniejsze wartości zaleca się stosować w sieciach z dużym udziałem linii kablowych.

II.4.5.3.1.6. Przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN wymaga dostosowania automatyki LRW, SZR i zabezpieczenia szyn rozdzielni SN zasilającą tę sieć SN do nowych warunków pracy.

II.4.5.3.2. Wymagania dla linii SN

II.4.5.3.2.1. Pola linii SN, do których nie są przyłączone jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia i automatyki:

- 1) od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove,
- 2) od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) tylko w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci.
- 3) wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) umożliwiające współpracę z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW),
- 5) umożliwiające współpracę ze stacijną automatyką SCO lub być wyposażone w zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- 6) SPZ/SCO lub posiadać inny układ realizujący tę funkcję - jeśli ZEC w Końskich tego wymaga.

II.4.5.3.2.2 Pola linii SN, w których przyłączone są jednocześnie jednostki wytwórcze i odbiorcy powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej. Zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,
- 2) zabezpieczenia od skutków zwarć doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymogów ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci,
- 3) układy automatyki wielokrotnego SPZ z możliwością jej programowania i blokowania, jeśli przyłączona linia jest napowietrzna lub napowietrzno – kablowa,
- 4) zabezpieczenia nad- i pod-częstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 5) zabezpieczenia nadnapięciowe i podnapięciowe zasilane z przekładników napięciowych umieszczonych za wyłącznikiem,
- 6) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje prawdopodobieństwo utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.3.2.3. Pola linii współpracujące wyłącznie z jednostkami wytwórczymi powinny być wyposażone w:

- 1) zabezpieczenia od skutków zwarć międzyfazowych, zalecane są zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i zwarciove o charakterystykach niezależnych, każde z nich ma mieć możliwość wprowadzenia blokady kierunkowej, zaleca się taki dobór nastaw, aby blokada kierunkowa konieczna była tylko dla zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego,

- 2) zabezpieczenia od skutków zwarcí doziemnych działające na wyłączenie lub na sygnalizację. Działanie zabezpieczeń ziemnozwarciowych na sygnalizację jest dopuszczalne (z wyjątkiem sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor) w wypadku braku technicznej możliwości zapewnienia selektywnego wyłączenia pod warunkiem zachowania wymagań ochrony przeciwporażeniowej w zasilanej sieci.
- 3) zabezpieczenia nad- i podczęstotliwościowe, zalecane są zabezpieczenia wyposażone w kryterium df/dt ,
- 4) blokadę załączenia w przypadku obecności napięcia w linii, jeśli istnieje możliwość utrzymania się elektrowni lokalnej w pracy wyspowej, każde ręczne, zdalne i automatyczne załączenie linii powinno być poprzedzone kontrolą napięcia i ewentualną blokadą w przypadku istnienia napięcia w linii, zabezpieczenie wymaga zainstalowania przekładników napięciowych za wyłącznikiem pola, oraz powinny mieć możliwość współpracy z zabezpieczeniem szyn zbiorczych i układem lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

II.4.5.3.3. Wymagania dla pól transformatorów potrzeb własnych i uziemiających

II.4.5.3.3.1. Pola potrzeb własnych powinny być wyposażone w następujące układy EAZ:

- 1) zabezpieczenie reagujące na zwarcia wewnętrzne w transformatorze i na wyprowadzeniach,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne od skutków zwarcí zewnętrznych,
- 3) zabezpieczenia fabryczne transformatora.

II.4.5.3.3.2. W sieciach skompensowanych zaleca się dla prawidłowego działania zabezpieczeń ziemnozwarciowych w polach liniowych wprowadzenie dodatkowego prądu doziemnego. Wartość i charakter tego prądu powinny być dostosowane do zastosowanych zabezpieczeń.

II.4.5.3.3.3. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany dławik do kompensacji prądów ziemnozwarciowych, to należy wprowadzić możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego od zabezpieczenia nadprądowego w punkcie neutralnym oraz uwzględnić zabezpieczenia fabryczne dławika i ewentualnie AWSCz lub innego układu wprowadzającego dodatkowy prąd doziemny.

II.4.5.3.3.4. Jeśli w polu potrzeb własnych jest zainstalowany rezystor uziemiający, to zabezpieczenie nadprądowe w punkcie neutralnym powinno mieć możliwość blokady zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz chronić rezystor przed skutkami zbyt długiego przepływu prądu w czasie zwarcia doziemnego niewyłączonego przez zabezpieczenia w innych polach. Sposób oddziaływania tego zabezpieczenia na wyłączniki w stacji określa PEC w Końskich sp. z o.o.:

- 1) dla transformatorów dwuuzwojeniowych wyłączenie dwustronne (zalecane) lub tylko po stronie SN,
- 2) dla transformatorów trójuzwojeniowych wyłączenie tylko po stronie SN dotkniętej zakłóceniem lub ze wszystkich stron.

II.4.5.3.4. Wymagania dla baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej

II.4.5.3.4.1. Pola baterii kondensatorów wyposaża się w:

- 1) zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne od skutków przeciążeń, zabezpieczenie musi w kryterium działania korzystać z wartości skutecznej prądu lub w inny

- sposób uwzględniać wpływ wyższych harmonicznych,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe bezzwłoczne,
 - 3) zabezpieczenie od skutków zwarć wewnętrznych,
 - 4) zabezpieczenie nadnapięciowe.

II.4.5.3.4.2. Każde wyłączenie pola SN transformatora 110 kV/SN musi skutkować wyłączeniem wyłącznika pola baterii kondensatorów.

II.4.5.3.5. Wymagania dla łączników szyn

II.4.5.3.5.1 Łączniki szyn SN wyposaża się w następujące zabezpieczenia działające na wyłączenie własnego wyłącznika:

- 1) zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne,
- 2) zabezpieczenie nadprądowe zwarciove działające przy załączeniu pola łącznika szyn na zwarcie (zabezpieczenie ma być aktywne do 10 s po załączeniu wyłącznika),
- 3) w sieci z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe lub odpowiednie powiązanie z zabezpieczeniem nadprądowym w punkcie neutralnym transformatora uziemianego.

II.4.5.3.6. Wymagania dla pól pomiaru napięcia

II.4.5.3.6.1 Pola pomiaru napięcia w rozdzielniach SN w stacjach 110 kV/SN powinny być wyposażone w działające na sygnalizację zabezpieczenia reagujące na:

- 1) zanik, obniżenie lub wzrost napięcia na szynach SN, kontrolowane mają być napięcia przewodowe, a zabezpieczenie ma zadziałać, gdy nastąpi wzrost lub obniżenie jednego z nich,
- 2) zwarcia doziemne w przyłączonej sieci SN.

Jeśli z tego pola wyprowadzane są sygnały SCO i SPZ/SCO, to należy je wyposażać w przynajmniej dwustopniowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe i zabezpieczenie nadczęstotliwościowe.

II.4.5.3.7. Wymagania dla automatyk zabezpieczeniowych rozdzielni SN

II.4.5.3.7.1 Rozdzielnie SN powinny być wyposażone w:

- 1) SCO umożliwiające realizację przynajmniej dwóch stopni w każdej sekcji przy czym automatyka może być zrealizowana w polu pomiaru napięcia z rozproszaniem sygnału do pól odpływowych lub jako rozproszona w postaci zabezpieczeń podczęstotliwościowych w poszczególnych polach; automatyki tej nie należy uruchamiać w liniach, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.
- 2) SPZ/SCO należy stosować w uzgodnieniu z PEC w Końskich sp. z o.o.,
- 3) LRW w celu rezerwowania wyłączników w polach liniowych, potrzeb własnych i baterii kondensatorów. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi,
- 4) zabezpieczenie szyn zbiorczych, które może być w wykonaniu różnicowym poprzecznym lub nadprądowo-logicznym. Automatyka ta ma odłączać zasilanie zwarcia ze wszystkich stron, czyli również wyłączać linie z przyłączonymi elektrowniami lokalnymi. Zabezpieczenie to powinno działać z czasem nie dłuższym niż 0,3 s,
- 5) SZR, jeśli rozdzielnia SN w stacji 110 kV/SN posiada przynajmniej dwa zasilania.

W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:

- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
- 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

- II.4.5.3.7.2 W rozdzielniach SN wyposażonych w automatykę SZR, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, należy zastosować jedno z rozwiązań:
- 1) urządzenia SZR z funkcją kontroli napięcia szczytkowego (zalecane),
 - 2) przed załączeniem zasilania rezerwowego wyłączać linie, do których przyłączone są jednostki wytwórcze.

II.4.5.4. Wymagania dla jednostek wytwórczych w zakresie EAZ

- II.4.5.4.1. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- II.4.5.4.2. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- II.4.5.4.3. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenie od pracy niepełnofazowej.
- II.4.5.4.4. PEC w Końskich sp. z o.o. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia, poprawiające bezpieczeństwo pracy sieci.
- II.4.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z PEC w Końskich sp. z o.o. lub przez niego ustalone.
- II.4.5.4.6. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN
- II.4.5.4.6.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- II.4.5.4.6.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- II.4.5.4.6.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA mogą samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- II.4.5.4.6.4. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA powinny mieć następujące zabezpieczenia:
- 1) nadprądowe zwłoczne,
 - 2) nadprądowe zwarciove,
 - 3) nad- i pod-napięciowe,
 - 4) od wzrostu prędkości obrotowej lub nadczęstotliwościowe,
 - 5) ziemnozwarciowe zerowonapięciowe.
- II.4.5.4.6.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 100 kVA powinny mieć

następujące zabezpieczenia:

- 1) nadprądowe od skutków zwarć międzyfazowych zwłoczne i/lub zwarciove, nadnapięciowe i podnapięciowe,
- 2) nad- i podczęstotliwościowe,
- 3) ziemnozwarciowe.

II.4.5.4.6.6. Zabezpieczenia do ochrony przed skutkami obniżenia lub wzrostu napięcia muszą być wykonane trójfazowo. Jeśli zabezpieczenie jest zainstalowane po stronie nN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć fazowych. Jeśli jest zainstalowane po stronie SN, to powinno zadziałać po wzroście lub obniżeniu jednego lub więcej napięć przewodowych.

II.4.5.4.6.7. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

II.4.5.4.6.8. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami, oprócz zabezpieczeń wykonanych zgodnie z pkt. od II.4.5.4.1. do II.4.5.4.3. oraz od II.4.5.4.6.1. do II.4.5.6.7., powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

II.4.5.5. Wybrane zagadnienia eksploatacji EAZ

II.4.5.5.1. PEC w Końskich sp. z o.o. prowadzi eksploatację układów EAZ zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej IRiESD oraz w oparciu o szczegółowe instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń.

II.4.5.5.2. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. zobowiązane są do eksploataowania urządzeń EAZ będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego PEC w Końskich sp. z o.o. ,a tym samym utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym. W odniesieniu do EAZ bez uzgodnienia z PEC w Końskich sp. z o.o. w szczególności podmiotom tym zabrania się:

- 1) odstawiania z pracy urządzeń lub ich części,
- 2) wymiany urządzeń na posiadające inne parametry i właściwości,
- 3) zmiany nastaw i sposobu działania.

II.4.5.5.3. PEC w Końskich sp. z o.o. może zażądać od podmiotu przyłączonego do sieci wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych EAZ, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.

II.4.5.5.4. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń EAZ nowych i modernizowanych następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej. Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.

II.4.6. Wymagania techniczne dla systemu nadzoru i telemechaniki.

II.4.6.1. Wymagania i zalecenia dotyczące nadzoru stacji elektroenergetycznych obowiązują PEC w Końskich sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej.

- II.4.6.2. Stacja 110/15/6 kV PEC w Końskich sp. z o.o. jest stacją elektroenergetyczną z obsługą. Należy dążyć do wyposażenia stacji w układ telemechaniki.
- II.4.6.3. Ogólne wymagania stawiane stacyjnemu i dyspozytorskiemu systemowi nadzoru, a podyktowane głównie względami optymalizacyjnymi i niezawodnościowymi są następujące:
- obiektowe systemy nadzoru muszą być kompatybilne z dyspozytorskimi systemami w centrach nadzoru. Stacyjne systemy nadzoru muszą spełniać wymagania stosowne do rodzaju obsługiwanych stacji z uwzględnieniem wymogów jakościowych i konfiguracyjnych,
 - obiektowe systemy nadzoru powinny być połączone z centrami nadzoru z wykorzystaniem niezawodnych i o właściwej przepływności łączy transmisyjnych, aby zapewnić odpowiednią szybkość przepływu informacji z/do centrów dyspozytorskich,
 - systemy nadzoru powinny zapewniać archiwizację danych na okres zgodny z wymaganiami norm bezpieczeństwa informacji oraz umożliwić utrzymanie ciągłości nadzoru dyspozytorskiego i dokonywania analiz pracy sieci,
 - połączenie systemów nadzoru w dyspozycjach powinno być wykonane jako redundantne. Zaleca się realizację z wykorzystaniem sieci komputerowej,
 - wszelkie informacje uzyskiwane dla systemów dyspozytorskich posiadały znacznik czasu. Struktura sieci komunikacyjnych sygnałów telemechaniki winna zapewnić niezawodność i optymalizację przepływu informacji. Komunikacja winna być realizowana dwoma redundantnymi kanałami łączności. Jako rezerwową drogę transmisji dopuszcza się transmisje pakietowe,
 - protokół transmisji musi być dostosowany do systemu sterowania posiadanego przez operatora systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A.,
 - należy dążyć do tego, aby rozdzielczość czasowa przesyłanych sygnałów zawierała się w granicach 1–100 ms.
- II.4.6.4. Rozdzielnia 110kV powinna być objęta co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- Telesterowanie:
 - sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
 - Telesygnalizację:
 - stanu położenia łączników,
 - stanu automatyk stacyjnych ,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzerwowego,
 - sygnalizację alarmową, włamaniową i przeciwpożarową.
 - Telemetrię:
 - pomiar mocy biernej i czynnej (oddanie i pobór),
 - pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.
- II.4.6.5. Rozdzielnie SN wyposażone w wyłączniki powinny być objęte co najmniej telemechaniką umożliwiającą:
- Telesterowanie:

- sterowanie wyłącznikami,
 - sterowanie urządzeniami automatyk stacyjnych.
- b) Telesygnalizację:
- stanu położenia wyłączników, odłączników szynowych i liniowych oraz uziemników,
 - stanu automatyk stacyjnych,
 - sygnalizację awaryjną indywidualną z poszczególnych pól rozdzielni,
 - sygnalizację zadziałania poszczególnych zabezpieczeń,
 - sygnalizację awaryjną z potrzeb własnych prądu stałego dotyczącą w szczególności: uszkodzenia prostownika, braku ciągłości obwodów prądu stałego wraz z baterią oraz doziemienia w obwodach prądu stałego,
 - sygnalizację awaryjną z urządzeń zasilania bezprzewodowego,
 - sygnalizację włamaniową i przeciwpożarową.
- c) Telemetrię:
- pomiar prądu w poszczególnych polach,
 - pomiar napięcia na poszczególnych układach szyn.

II.4.6.6. Urządzenia telemechaniki powinny być wyposażone w co najmniej dwa porty transmisji danych.

II.4.6.7. Urządzenia telemechaniki obiektowej powinny być zasilane z układu napięcia bezprzewodowego o czasie autonomii nie krótszym niż 8 godz.

II.4.7. Wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych

II.4.7.1. Wymagania ogólne

II.4.7.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz układów pomiarowo-kontrolnych, zwanych dalej wspólnie również układami pomiarowymi, określone w niniejszej IRiESD obowiązują z dniem jej wejścia w życie w przypadkach:

- a) układów pomiarowych nowobudowanych i modernizowanych,
- b) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy,
- c) układów pomiarowych zainstalowanych u URD będących wytwórcami lub odbiorcami, którzy po wejściu w życie niniejszej IRiESD będą chcieli skorzystać z prawa rozdzielenia umów kompleksowych i świadczenia usług na podstawie dwóch odrębnych umów sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Obowiązek dostosowania układów pomiarowych do wymagań zawartych w niniejszej IRiESD spoczywa na ich właścicielu.

Odbiorca, który jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego, chcący skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy lub rozdzielenia umów kompleksowych dostosowuje układ pomiarowo-rozliczeniowy do wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz w niniejszej IRiESD.

Układ pomiarowo-rozliczeniowy nie będący własnością PEC w Końskich sp. z o.o., powinien spełniać powyższe wymagania przed dokonaniem przez Sprzedawcę zgłoszenia o którym mowa w pkt. D.3. lub rozdzielenia umowy kompleksowej. Układ pomiarowo-rozliczeniowy będący własnością PEC w Końskich sp. z o.o. powinien spełniać powyższe wymagania na dzień zmiany sprzedawcy lub dzień rozdzielenia umowy kompleksowych, za wyjątkiem odbiorców zakwalifikowanych

do grup taryfowych, o których mowa w pkt. G.1. niniejszej IRiESD, dla których PEC w Końskich sp. z o.o. może przydzielić standardowy profil zużycia zgodnie z rozdziałem G.

- II.4.7.1.2. Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą spełniać wymagania prawa, a w szczególności posiadać legalizację i/lub certyfikat zgodności z wymaganiami zasadniczymi (MID) i/lub homologację, zgodnie z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja lub homologacja, urządzenie musi posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiarów (świadectwo wzorcowania). Powyższe badania powinny być wykonane przez uprawnione laboratoria posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami tych urządzeń (za wyjątkiem przekładników pomiarowych prądowych i napięciowych) nie powinien przekraczać okresu ważności cech legalizacyjnych lub zabezpieczających (MID) licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym. Przekładniki prądowe i napięciowe podlegają sprawdzeniu przed zainstalowaniem. Dla urządzeń wcześniej użytkowanych, właściciel przekładników dostarcza protokół ze sprawdzenia potwierdzający poprawność i zgodność danych znamionowych oraz oznaczeń przekładnika ze stanem faktycznym, który wraz z wcześniej wystawionym świadectwem legalizacji, protokołem lub świadectwem badań kontrolnych przekazuje do PEC w Końskich sp. z o.o.. W przypadku braku wcześniej wystawionych świadectw lub protokołów, wymagane jest ich uzyskanie poprzez przeprowadzenie badań w uprawnionym laboratorium zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami. Powyższe urządzenia powinny posiadać cechę zabezpieczającą potwierdzającą dokonanie badań przez uprawnione laboratorium.
- II.4.7.1.3. Układy pomiarowe półpośrednie i pośrednie muszą być wyposażone przekładniki pomiarowe w każdej z trzech faz oraz w liczniki trójsystemowe.
- II.4.7.1.4. Układy pomiarowe muszą być zainstalowane:
- a) w przypadku wytwórców – po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb ogólnych,
 - b) w przypadku odbiorców – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony,
 - c) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii oraz źródła pracujące w skojarzeniu, dodatkowo na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.
- II.4.7.1.5. Na wniosek odbiorcy, za zgodą PEC w Końskich sp. z o.o. dopuszcza się instalację układów pomiarowych po stronie niskiego napięcia transformatora, dla odbiorców III grupy przyłączeniowej o mocy przyłączeniowej do 200 kW. Zgoda PEC w Końskich sp. z o.o. uwarunkowana jest m.in. zastosowaniem układu kompensacji strat jałowych transformatora oraz akceptacją przez odbiorcę doliczenia określonej w umowie ilości strat mocy i energii elektrycznej.
- II.4.7.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. będące Uczestnikami Rynku Bilansującego instalują dla celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez PGE Dystrybucja S.A.

II.4.7.1.7. PEC w Końskich sp. z o.o. wraz z PGE Dystrybucja S.A. uzgadniają wspólne protokoły pobierania oraz przetwarzania danych pomiarowych z LSPR, dla potrzeb transmisji danych do PGE Dystrybucja S.A i ich zabezpieczenia przed utratą danych.

Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowych dzieli się na 5 kategorii:

- a) kat. B2 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW i nie większej niż 30 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 30 GWh i nie większym niż 200 GWh (wyłącznie),
- b) kat. B3 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 800 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie) lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie mniejszym niż 4 GWh i nie większym niż 30 GWh (wyłącznie),
- c) kat. B4 - układy pomiarowe dla urządzeń, instalacji lub sieci podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV, o mocy pobieranej nie większej niż 800 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 4 GWh,
- d) kat. C1 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej nie większym niż 200 MWh,
- e) kat. C2 - układy pomiarowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV o mocy pobieranej większej niż 40 kW lub rocznym zużyciu energii elektrycznej większym niż 200 MWh.

W przypadku układów pomiarowych kategorii B i C, kwalifikacja do poszczególnych kategorii jest uwarunkowana przekroczeniem granicznej wartości jednego z dwóch wymienionych kryteriów tj. mocy pobieranej lub rocznego zużycia energii. Wartość mocy pobieranej ustalana jest z uwzględnieniem wartości mocy przyłączeniowej podmiotu.

Zakwalifikowanie do poszczególnych kategorii dokonywane jest w momencie zaistnienia co najmniej jednego z przypadków o których mowa w pkt. II.4.7.1.1. a), b) oraz c).

II.4.7.1.8. Liczniki energii elektrycznej powinny posiadać, co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru oraz umożliwiać:

- a) dwukierunkowy pomiar energii czynnej oraz biernej dla wytwórców i odbiorców posiadających źródła wytwórcze mierzone w czterech kwadrantach z rejestracją profili obciążenia,
- b) jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej z rejestracją profili obciążenia dla odbiorców nie posiadających źródeł wytwórczych oraz mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 40 kW,
- c) jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
- d) jednokierunkowy pomiar energii czynnej z rejestracją profili obciążenia – dla pomiaru na zaciskach generatora, w celu potwierdzania ilości wytworzonej energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

- II.4.7.1.9. Transmisja danych z układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej do LSPR powinna być realizowana za pośrednictwem:
- wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej,
 - wyjść cyfrowych rejestratorów (koncentratorów), które to rejestratory (koncentratory) będą pozyskiwały dane za pomocą wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej.
- Wymagania co do szybkości i jakości transmisji danych kanałami telekomunikacyjnymi określa PEC w Końskich sp. z o.o. w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A.
- II.4.7.1.10. Dla układów pomiarowych energii elektrycznej kategorii B2 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowych: układu pomiarowo - rozliczeniowego i układu pomiarowo – kontrolnego.
- Dla pozostałych kategorii dopuszcza się stosowanie układów pomiarowo kontrolnych, przy czym mogą być one przyłączone do uzwojenia przekładników układu pomiarowo-rozliczeniowego. W tym przypadku jako układ pomiarowo kontrolny należy rozumieć licznik energii elektrycznej.
- II.4.7.1.11. Miejsce zainstalowania układu pomiarowego określa PEC w Końskich sp. z o.o. w warunkach przyłączenia lub umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej.
- II.4.7.1.12. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach 20-120 % ich prądu znamionowego. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, za zgodą PEC w Końskich sp. z o.o. dopuszcza się stosowanie przekładników prądowych o przeciążalności do 200 % prądu znamionowego, przy zachowaniu dokładności pomiaru wymaganego w danej klasie.
- W przypadku źródeł, przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy umownej mieścił się w granicach:
- 20-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5,
 - 5-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,5S i 0,2,
 - 1-120 % prądu znamionowego przekładników o klasie dokładności 0,2S.
- W przypadku zastosowania przekładników prądowych o klasie dokładności 0,5S lub 0,2S ich prąd znamionowy wtórny winien wynosić 5 A.
- Przekładniki prądowe i napięciowe powinny być tak dobrane, aby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25 %, a 100 % wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni przekładników. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
- II.4.7.1.13. Do uzwojenia wtórnego przekładników prądowych w układach pomiarowych nie można przyłączać innych przyrządów poza licznikami energii elektrycznej oraz w uzasadnionych przypadkach rezystorów dociążających.
- II.4.7.1.14. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowych podstawowych i rezerwowych powinien być ≤ 5 . W przypadku modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, dopuszcza się pozostawienie dotychczasowych przekładników prądowych o współczynniku FS > 5, o ile spełniają one pozostałe wymagania IRiESD.
- II.4.7.1.15. Wszystkie elementy członu zasilającego oraz osłony i urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego energii elektrycznej muszą być przystosowane do plombowania w taki sposób, aby nie było możliwości dostępu do chronionych elementów bez zerwania plomb. Plombowanie musi zapewniać zabezpieczenie

- przed: zmianą parametrów lub nastaw urządzeń wchodzących w skład układu pomiarowego oraz ingerencją powodującą zafałszowanie jego wskazań.
- II.4.7.1.16. W przypadku zmian mocy umownej lub ilości pobieranej energii elektrycznej, zmiana kwalifikacji układu pomiarowego do kategorii określonej w pkt. II.4.7.1.7., następuje na wniosek odbiorcy lub PEC w Końskich sp. z o.o.. Dostosowanie układu do wymagań nowej kategorii spoczywa na właścicielu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.17. W przypadku zmiany charakteru odbioru, PEC w Końskich sp. z o.o. może nakazać wprowadzenie zmian w istniejącym układzie pomiarowo-rozliczeniowym (np. pomiar energii biernej lub strat).
- II.4.7.1.18. Wszelkie stwierdzone nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego lub jego elementu winny być niezwłocznie wzajemnie zgłaszane przez odbiorcę, sprzedawcę lub PEC w Końskich sp. z o.o. (zwanymi dalej „Stronami umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej”).
- II.4.7.1.19. W przypadku podejrzenia nieprawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, ma prawo żądać laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu.
- II.4.7.1.20. W przypadku zgłoszenia żądania laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowego lub jego elementu, właściciel układu pomiarowego zapewnia demontaż wskazanego elementu układu pomiarowego. Demontaż następuje w obecności przedstawiciela odbiorcy i PEC w Końskich sp. z o.o..
- II.4.7.1.21. PEC w Końskich sp. z o.o. przekazuje zdemontowany element układu pomiarowego do laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania w terminie 14-stu dni od dnia zgłoszenia żądania. Jeżeli właścicielem układu pomiarowego jest podmiot inny niż PEC w Końskich sp. z o.o., to podmiot ten ma obowiązek przekazać PEC w Końskich sp. z o.o., zdemontowany element układu pomiarowego bezpośrednio po jego demontażu.
- II.4.7.1.22. Jeżeli laboratoryjne sprawdzenie nie wykaże błędów w działaniu zdemontowanego elementu układu pomiarowego, to podmiot wnioskujący o sprawdzenie ponosi koszty sprawdzenia oraz demontażu i montażu badanego elementu.
- II.4.7.1.23. PEC w Końskich sp. z o.o. przekazuje odbiorcy/wytwórcy kopię wyniku laboratoryjnego sprawdzenia, niezwłocznie po jego otrzymaniu.
- II.4.7.1.24. Jeżeli PEC w Końskich sp. z o.o. nie jest właścicielem układu pomiarowego, to zwraca zdemontowany element układu pomiarowego właścicielowi w terminie do 60-go dnia, od dnia jego otrzymania od podmiotu wykonującego laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości jego działania, o ile żadna ze Stron nie wystąpi z wnioskiem, o którym mowa w pkt. II.4.7.1.26.
- II.4.7.1.25. W ciągu 30-stu dni od dnia otrzymania kopii wyniku badania laboratoryjnego, każda ze Stron umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio zdemontowanego elementu układu pomiarowego. PEC w Końskich sp. z o.o. umożliwiła przeprowadzenie takiej ekspertyzy.
- II.4.7.1.26. Koszt ekspertyzy, o której mowa w pkt. II.4.7.1.25. pokrywa podmiot, który wnioskuje o jej przeprowadzenie.
- II.4.7.1.27. W okresie zdemontowania elementu układu pomiarowego, właściciel układu

pomiarowego zapewni zastępczy element układu pomiarowego, który będzie spełniał wymagania techniczne określone w niniejszej IRiESD. W uzasadnionych przypadkach, na okres zdemontowania elementu układu pomiarowego, PEC w Końskich sp. z o.o. może odpłatnie użyczyć zastępczy element układu pomiarowego.

- II.4.7.1.28. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, z wyłączeniem nielegalnego poboru energii elektrycznej, właściciel układu pomiarowego zwraca koszty, o których mowa w pkt. II.4.7.1.22. i II.4.7.1.26., a PEC w Końskich sp. z o.o. dokonuje korekty dostarczonej/odebranej energii elektrycznej, na podstawie której dokonywane są korekty rozliczeń pomiędzy podmiotami prowadzącymi rozliczenia tego podmiotu, o ile do rozliczeń nie można było wykorzystać wskazań innego układu pomiarowego.
- II.4.7.1.29. W przypadku stwierdzenia prawidłowości w działaniu układu pomiarowego energii elektrycznej, strona wnioskująca o sprawdzenie układu pomiarowego pokrywa uzasadnione koszty związane z demontażem, montażem i wypożyczeniem zastępczego elementu układu pomiarowego.
- II.4.7.1.30. W przypadku wymiany układu pomiarowego lub jego elementu w trakcie dostarczania energii elektrycznej, a także po zakończeniu jej dostarczania, PEC w Końskich sp. z o.o. wydaje odbiorcy/wytwórcy dokument zawierający dane identyfikujące układ pomiarowy i stan wskazań licznika w chwili demontażu.

II.4.7.2. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii B.

- II.4.7.2.1. Dla układów pomiarowych kategorii B2, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) konieczne jest stosowanie dwóch układów pomiarowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego i układu pomiarowo-kontrolnego; układy mogą być zasilane z jednego uzwojenia przekładnika,
 - b) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,
 - c) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
 - d) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-kontrolnych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
 - e) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
 - f) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
 - g) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. co najmniej raz na dobę,
 - h) powinien być możliwy lokalny, pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.
- II.4.7.2.2. Dla układów pomiarowych kategorii B3, powinny być spełnione następujące wymagania:
- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć

rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 (zalecana klasa 0,2) służące do pomiaru energii czynnej,

- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż C lub 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 1 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę oraz utrzymanie zasilania ze źródeł zewnętrznych,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. co najmniej raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.2.3. Dla układów pomiarowych kategorii B4, powinny być spełnione następujące wymagania:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą B lub niż 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,
- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowe powinny posiadać układy synchronizacji czasu rzeczywistego co najmniej raz na dobę,
- e) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. co najmniej raz na dobę,
- f) powinien być możliwy lokalny pełny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.7.3. Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kategorii C.

II.4.7.3.1. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C1 są następujące:

- a) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż A lub 2 dla energii czynnej;
- b) PGE Dystrybucja S.A. może zdecydować o konieczności:
 - realizowania przez układ pomiarowy rejestracji i przechowywania w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni,
 - realizowania przez układ pomiarowy transmisji danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A.,
 - pomiaru mocy i energii biernej.

II.4.7.3.2. Wymagania dla układów pomiarowych kategorii C2 są następujące:

- a) przekładniki prądowe i napięciowe w układach pomiarowych powinny mieć rdzenie uzwojenia pomiarowego o klasie dokładności nie gorszej niż 0,5 służące do pomiaru energii czynnej,
- b) liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinny mieć klasę nie gorszą niż B lub 1 dla energii czynnej i nie gorszą niż 2 dla energii biernej,

- c) układy pomiarowe powinny umożliwiać rejestrowanie i przechowywanie w pamięci pomiarów mocy czynnej w okresach od 15 do 60 minut przez co najmniej 63 dni i automatycznie zamykać okres rozliczeniowy,
- d) układy pomiarowo-rozliczeniowe powinny zapewniać transmisję danych pomiarowych do LSPR PGE Dystrybucja S.A. co najmniej raz na dobę,
- e) powinien być możliwy lokalny odczyt układu pomiarowego w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych.

II.4.8. Wymagania związane z systemami teletransmisyjnymi

- II.4.8.1 PEC w Końskich sp. z o.o. odpowiada za utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej i informatycznej niezbędnej do właściwego prowadzenia ruchu sieci dla obszaru swojego działania.
- II.4.8.2 Infrastruktura telekomunikacyjna powinna umożliwiać współpracę z PGE Dystrybucja S.A., a w przypadkach określonych przez PEC w Końskich sp. z o.o. również z podmiotami zakwalifikowanymi do III, IV, V, VI grupy przyłączeniowej.
- II.4.8.3 W zakresach, gdzie wymagane jest dostosowanie infrastruktury do potrzeb wymienionych w pkt. II.4.8.1. zainteresowane strony wzajemnie uzgadniają między sobą zakres i szczegółowe wymagania, wraz z określeniem sposobów sfinansowania niezbędnych działań.

III. WARUNKI KORZYSTANIA Z SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

III.1. Charakterystyka korzystania z sieci elektroenergetycznych

- III.1.1 Korzystanie z sieci dystrybucyjnej umożliwia realizację dostaw energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących standardów jakościowych.
- III.1.2. PEC w Końskich sp. z o.o. na zasadzie równoprawnego traktowania oraz na zasadach i w zakresie wynikającym z obowiązujących przepisów prawa i IRiESD, świadczy usługi dystrybucji, zapewniając wszystkim użytkownikom systemu, zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
- III.1.3. W zakresie dystrybucji energii elektrycznej PEC w Końskich sp. z o.o. w szczególności:
 - a) dokonuje transportu energii elektrycznej wprowadzanej do lub odbieranej z miejsc dostarczania określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
 - b) zapewnia długoterminową zdolność systemu dystrybucyjnego do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, poprzez należyty rozwój, rozbudowę, eksploatację, konserwację i remonty infrastruktury sieciowej, w zakresie sieci dystrybucyjnej;
 - c) przekazuje dane pomiarowo - rozliczeniowe, niezbędne do prowadzenia procesu rozliczeń pomiędzy PEC w Końskich sp. z o.o. i użytkownikami systemu oraz pomiędzy użytkownikami systemu.

III.2. Warunki świadczenia przez PEC w Końskich sp. z o.o. usług dystrybucji energii elektrycznej

- III.2.1. Świadczenie usług dystrybucji odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji oraz na warunkach określonych w koncesji PEC w Końskich sp. z o.o. na dystrybucję energii elektrycznej, IRiESD i Taryfie PEC w Końskich sp. z o.o..
- III.2.2. Podmiot zainteresowany korzystaniem z usług dystrybucji energii elektrycznej świadczonych przez PEC w Końskich sp. z o.o. jest zobowiązany złożyć wniosek o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.3. Złożenie wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji odbywa się zgodnie z procedurą opisaną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwanej dalej „IRiESD-Bilansowanie”) tak jak w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy.
- III.2.4. PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje i udostępnia użytkownikom systemu wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej właściwe dla poszczególnych grup (typów) użytkowników systemu dystrybucyjnego.
- III.2.5. W przypadkach, związanych w szczególności ze zmianą IRiESD lub aktów prawnych wpływających na zmianę dotychczasowych warunków świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej, skutkujących koniecznością dokonania istotnych zmian postanowień zawartych umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, PEC w Końskich sp. z o.o. może udostępniać wzory aneksów do tych umów.
- III.2.6. Udostępnianie wzorów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub wzorów aneksów do tych umów odbywa się poprzez ich opublikowanie i aktualizację na stronie internetowej PEC w Końskich sp. z o.o..
- III.2.7. Wzory umów, o których mowa powyżej, stanowią podstawę do przygotowania projektu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jak też projektu aneksu do tych umów.
- III.2.8. Użytkownicy systemu dystrybucyjnego wnoszą do PEC w Końskich sp. z o.o. opłatę za świadczone przez PEC w Końskich sp. z o.o. usługi dystrybucji energii elektrycznej.
- III.2.9. Opłata za świadczone przez PEC w Końskich sp. z o.o. usługi dystrybucji energii elektrycznej naliczana jest zgodnie z Taryfą PEC w Końskich sp. z o.o. zatwierdzoną przez Prezesa URE.

III.3. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu

III.3.1. Postanowienia ogólne

- III.3.1.1. PEC w Końskich sp. z o.o. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu.
- III.3.1.2. W celu realizacji powyższego obowiązku PEC w Końskich sp. z o.o. w szczególności:
- a) opracowuje i udostępnia wzory wniosków i umów oraz IRiESD,

- b) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, których obowiązkiem publikacji wynika z powszechnie obowiązujących przepisów, decyzji administracyjnych i IRiESD.

III.3.1.3. Ustala się następujące standardy jakościowe obsługi odbiorców:

- 1) przyjmowanie od odbiorców, przez całą dobę, zgłoszeń i reklamacji związanych z dostarczaniem energii elektrycznej,
- 2) bezzwłoczne przystępowanie do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- 3) udzielanie odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- 4) powiadamianie odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
 - a) ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
- 5) informowanie na piśmie, z co najmniej:
 - a) tygodniowym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią,
 - b) rocznym wyprzedzeniem - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci,
 - c) 3 – letnim wyprzedzeniem – odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub zmianie innych warunków funkcjonowania sieci;
- 6) odpłatne podejmowanie stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorcę lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 7) nieodpłatne udzielanie informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- 8) rozpatrywanie wniosków i reklamacji, odbiorcy w sprawie rozliczeń i udzielanie odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji, chyba że w umowie między stronami określono inny termin, z wyłączeniem spraw określonych w podpunkcie 9, które są rozpatrywane w terminie 14 dni od zakończenia stosownych kontroli i pomiarów,
- 9) na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonywanie sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci, określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, poprzez

wykonanie odpowiednich pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w taryfie PEC w Końskich sp. z o.o.,

10) na pisemny wniosek odbiorcy, po rozpatrzeniu i uznaniu jego zasadności, udzielanie bonifikaty, zgodnie z obowiązującymi przepisami i taryfą PEC w Końskich sp. z o.o., za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej, o których mowa w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne lub w umowie lub niniejszej IRiESD.

III.3.1.4. Na żądanie odbiorcy PEC w Końskich sp. z o.o. dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego na zasadach i w terminach określonych w ustawie Prawo energetyczne i aktach wykonawczych do tej ustawy.

III.3.1.5. PEC w Końskich sp. z o.o. udziela informacji użytkownikom systemu oraz podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci nt. świadczonych usług dystrybucyjnych oraz zasad i procedur zmiany sprzedawcy.

III.3.1.6. Informacje ogólne udostępnione są przez PEC w Końskich sp. z o.o.:

- a) na stronie internetowej PEC w Końskich sp. z o.o. (www.zec-konskie.pl)
- b) w niniejszej IRiESD opublikowanej na stronach internetowych PEC w Końskich sp. z o.o.,
- c) poprzez ogłoszenia prasowe,
- d) w siedzibie biura PEC w Końskich sp. z o.o., ul. Armii Krajowej 5.

III.3.1.7. Informacje szczegółowe udzielane są na zapytanie odbiorcy złożone pisemnie następującymi drogami:

- a) osobiście w siedzibie biura PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - b) listownie na adres Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o., 26 – 200 Końskie, ul. Armii Krajowej 5.
 - c) pocztą elektroniczną zec.konskie@pro.onet.pl,
 - d) faksem,
- lub telefonicznie pod numerami telefonów zamieszczonymi na stronie internetowej PEC w Końskich sp. z o.o. oraz w punktach obsługi klienta.

III.3.1.8. Odpowiedzi na zapytanie złożone pisemnie w formie listownej lub elektronicznej przez odbiorcę PEC w Końskich sp. z o.o. udziela w terminie do 14 dni od daty wpływu zapytania do PEC w Końskich sp. z o.o..

III.3.2. Postępowanie reklamacyjne

III.3.2.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD powinny być zgłaszane w formie pisemnej.

III.3.2.2. Reklamacje powinny być dostarczone do PEC w Końskich sp. z o.o., na adres: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o.
26 – 200 Końskie
ul. Armii Krajowej 5

III.3.2.3. Skierowanie przez podmiot reklamacji do PEC w Końskich sp. z o.o. powinno zawierać w szczególności:

- a) dane adresowe podmiotu;
- b) datę zaistnienia oraz opis i przyczynę okoliczności stanowiących podstawę reklamacji wraz z uzasadnieniem;
- c) zgłaszane żądanie;

d) dokumenty uzasadniające żądanie.

- III.3.2.4. PEC w Końskich sp. z o.o. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż 14 dni od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji. Rozstrzygnięcie reklamacji w formie pisemnej wraz z uzasadnieniem jest przesyłane listem poleconym.
- III.3.2.5. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez PEC w Końskich sp. z o.o. zgodnie z pkt. III.3.2.4. w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do PEC w Końskich sp. z o.o. z wnioskiem o ponowne rozpatrzenie reklamacji. Wniosek powinien zawierać:
- zakres nieuwzględnionego przez PEC w Końskich sp. z o.o. żądania;
 - dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.
- Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przekazany na adres wymieniony w pkt. III.3.2.2.
- III.3.2.6. PEC w Końskich sp. z o.o. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty jego otrzymania. PEC w Końskich sp. z o.o. rozpatruje przedmiotowy wniosek po przeprowadzeniu negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu zgłaszającego reklamację i może ją uwzględnić w całości lub w części lub podtrzymać swoje wcześniejsze stanowisko. PEC w Końskich sp. z o.o. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej, listem poleconym.
- III.3.2.7. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy PEC w Końskich sp. z o.o., a podmiotem zgłaszającym żądanie nie zostaną uwzględnione w trakcie opisanego powyżej postępowania reklamacyjnego, Strony sporu mogą zgłosić spór do rozstrzygnięcia przez sąd, zgodnie z zapisami zawartymi w stosownej umowie wiążącej PEC w Końskich sp. z o.o. i podmiot składający reklamację.
- III.3.2.8. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisami umowy, o której mowa w pkt. III.3.2.7., musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

IV. EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ, INSTALACJI I SIECI

IV.1. Przepisy ogólne

- IV.1.1. Urządzenia przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. muszą spełniać warunki legalizacji, uzyskiwania homologacji i/lub certyfikatów, znaku CE oraz innych wymagań określonych odrębnymi przepisami.

Projektowanie oraz eksploatacja urządzeń, instalacji i sieci powinny zapewniać racjonalne i oszczędne zużycie paliw lub energii przy zachowaniu:

- niezawodności współdziałania z siecią,
- bezpieczeństwa obsługi i otoczenia po spełnieniu wymagań ochrony środowiska,
- zgodności z wymaganiami odrębnych przepisów, a w szczególności przepisów: prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o dozorcze technicznym, Polskich Norm wprowadzonych do obowiązkowego stosowania.

- IV.1.2. Zasady i standardy techniczne eksploatacji sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. obejmują zagadnienia związane z:

- przyjmowaniem urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji,
- prowadzeniem zabiegów eksploatacyjnych,

- c) przekazaniem urządzeń, instalacji i sieci do remontu lub wycofywaniem z eksploatacji,
 - d) dokonywaniem uzgodnień z PGE Dystrybucja S.A. przy wykonywaniu prac eksploatacyjnych,
 - e) prowadzeniem dokumentacji technicznej i prawnej.
- IV.1.3. Właściciel urządzeń, instalacji lub sieci odpowiada za ich należyty stan techniczny w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji poprzez m.in. wykonywanie oględzin, przeglądów, konserwacji i remontów oraz badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych.
- IV.1.4. Dopuszcza się w umowie zawartej pomiędzy właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci oraz PEC w Końskich sp. z o.o., uzgodnienie innych niż określone w IRiESD standardów eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci.
- IV.1.5. PEC w Końskich sp. z o.o. prowadzi eksploatację urządzeń elektroenergetycznych, zgodnie z zapisami niniejszej IRiESD oraz w oparciu o zasady i instrukcje eksploatacji sieci, instalacji, grup urządzeń lub poszczególnych urządzeń, w tym układów automatyki i zabezpieczeń, pomiarowych, regulacyjnych i sterowniczo-sygnalizacyjnych.
- IV.1.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. zobowiązane są do eksploataowania sieci, urządzeń i instalacji będących ich własnością w sposób nie zagrażający bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego. Granicę eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji (w tym układy automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki), a tym samym obowiązek utrzymywania tych elementów w należyтым stanie technicznym, reguluje umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych lub umowa kompleksowa.
PEC w Końskich sp. z o.o. może zażądać od podmiotu, któremu świadczy usługę dystrybucji wglądu w dokumentację eksploatacyjną potwierdzającą terminowość i zakres prowadzonych prac eksploatacyjnych sieci, urządzeń i instalacji, których stan techniczny może mieć wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej.
- IV.1.7. Wykonywanie oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych określa PEC w Końskich sp. z o.o. w dokumencie „Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.” PEC w Końskich sp. z o.o. udostępnia wyżej wymienione zasady na swojej stronie internetowej.
- IV.2. Przyjmowanie urządzeń, instalacji i sieci do eksploatacji**
- IV.2.1. Przyjęcie do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci: nowych, przebudowanych i po remoncie - następuje po przeprowadzeniu prób i pomiarów oraz stwierdzeniu spełnienia warunków określonych w niniejszej instrukcji, w zawartych umowach, a także warunków zawartych w dokumentacji projektowej i fabrycznej oraz spełnieniu wymagań, o których mowa w pkt. X.4 Przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci w zależności od potrzeb, powinny posiadać wymaganą dokumentację prawną i techniczną.
- IV.2.2. Jednostki wytwórcze, transformatory 110 kV/SN, transformatory blokowe, rozdzielnie o napięciu znamionowym 110 kV, linie kablowe o napięciu znamionowym 110 kV oraz inne urządzenia określone przez PEC w Końskich sp. z o.o. S.A. przyłączane lub przyłączone do sieci 110 kV, SN i nN, po dokonaniu remontu lub przebudowy, przed przyjęciem do eksploatacji są poddawane specjalnej procedurze przy wprowadzaniu do eksploatacji np. ruchowi próbnemu.

- IV.2.3. Specjalne procedury o których mowa w pkt. III.2.2. są ustalane pomiędzy właścicielem lub podmiotem prowadzącym eksploatację urządzeń, PEC w Końskich sp. z o.o. i wykonawcą prac, z uwzględnieniem wymagań producenta urządzeń.
- IV.2.4. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci (w porozumieniu z PEC w Końskich sp. z o.o. jeżeli właścicielem nie jest PEC w Końskich sp. z o.o.) dokonuje odbioru urządzeń, instalacji i sieci oraz sporządza protokół stwierdzający spełnienie przez przyjmowane do eksploatacji urządzenia, instalacje i sieci wymagań określonych w niniejszej IRiESD.
PEC w Końskich sp. z o.o. w przypadku gdy nie jest właścicielem uruchamianych urządzeń, instalacji i sieci, zastrzega sobie prawo sprawdzenia urządzeń, instalacji i sieci przyłączanych do sieci, której jest operatorem.
- IV.3. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofywanie z eksploatacji**
- IV.3.1. Przekazanie urządzeń do remontu lub wycofanie z eksploatacji następuje na podstawie decyzji właściciela urządzeń.
- IV.3.2. Datę i sposób przekazania urządzeń PEC w Końskich sp. z o.o. do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z PGE Dystrybucja S.A.
- IV.3.3. Datę i sposób przekazania urządzeń odbiorców do remontu lub wycofania z eksploatacji należy uzgodnić z PEC w Końskich sp. z o.o..
- IV.4. Uzgadnianie prac eksploatacyjnych z PGE Dystrybucja S.A.**
- IV.4.1. PEC w Końskich sp. z o.o. dokonuje niezbędnych uzgodnień z PGE Dystrybucja S.A. w zakresie terminów planowanych prac eksploatacyjnych prowadzonych w stacji 110/15/6 kV, zgodnie z IRiESD PGE Dystrybucja S.A
- IV.5. Dokumentacja techniczna i prawna**
- IV.5.1. Właściciel obiektu lub urządzenia elektroenergetycznego prowadzi i na bieżąco aktualizuje następującą dokumentację:
- dla obiektu elektroenergetycznego – dokumentację prawną i techniczną,
 - dla urządzeń – dokumentację techniczną.
- Dopuszcza się prowadzenie oraz aktualizacje dokumentacji przez inny podmiot działający na podstawie umowy zawartej z właścicielem. Rodzaj i zakres prowadzonej dokumentacji określa umowa.
- IV.5.2. Dokumentacja prawna obiektu elektroenergetycznego powinna zawierać w szczególności:
- decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu – jeżeli jest wymagana,
 - dokumenty stwierdzające stan prawno-własnościowy nieruchomości,
 - pozwolenie na budowę wraz z załącznikami,
 - pozwolenie na użytkowanie – jeżeli jest wymagane.
- IV.5.3. Dokumentacja techniczna w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- dokumentację powykonawczą,
 - protokół zakwalifikowania pomieszczeń i ich stref lub przestrzeni

- zewnętrznych do kategorii niebezpieczeństwa pożarowego i/lub zagrożenia wybuchem,
- c) dokumentację fabryczną urządzenia, w tym: świadectwa, karty gwarancyjne, fabryczne instrukcje obsługi, opisy techniczne, rysunki konstrukcyjne, montażowe i zestawieniowe,
 - d) dokumentację związaną z ochroną środowiska naturalnego,
 - e) dokumentację eksploatacyjną i ruchową.
- IV.5.4. Dokumentacja eksploatacyjna i ruchowa w zależności od potrzeb, rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń obejmuje m.in.:
- a) dokumenty przyjęcia do eksploatacji,
 - b) instrukcję eksploatacji wraz z niezbędnymi załącznikami,
 - c) dokumenty dotyczące oględzin, przeglądów, konserwacji, napraw i remontów, w tym dokumenty dotyczące rodzaju i zakresu uszkodzeń i napraw,
 - d) protokoły zawierające wyniki przeprowadzonych badań, prób i pomiarów,
 - e) wykaz niezbędnych części zamiennych,
 - f) dokumenty z przeprowadzonej oceny stanu technicznego,
 - g) dziennik operacyjny,
 - h) schemat elektryczny obiektu z zaznaczeniem granic własności,
 - i) wykaz nastawień zabezpieczeń i automatyki,
 - j) karty przełączeń,
 - k) ewidencję założonych uzemień,
 - l) programy łączeniowe,
 - m) wykaz personelu ruchowego.
- IV.5.5. Instrukcja eksploatacji obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń jest opracowywana przez właściciela i w zależności od potrzeb oraz rodzaju obiektu, urządzenia lub grupy urządzeń zawiera m.in.:
- a) ogólną charakterystykę urządzenia,
 - b) niezbędne warunki eksploatacji urządzenia,
 - c) wymagania dotyczące kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją,
 - d) określenie czynności związanych z uruchomieniem, obsługą w czasie pracy i wyłączeniem urządzenia w warunkach normalnej eksploatacji,
 - e) zakresy przeprowadzania oględzin, przeglądów oraz prób, pomiarów i badań,
 - f) wymagania w zakresie konserwacji i napraw,
 - g) zasady postępowania w razie awarii, pożaru i w przypadku innych zakłóceń w pracy urządzenia,
 - h) wykaz niezbędnego sprzętu ochronnego,
 - i) informacje o środkach łączności,
 - j) wymagania związane z ochroną środowiska naturalnego,
 - k) zakresy wykonywania zapisów ruchowych, w tym wskazań aparatury kontrolno-pomiarowej,
 - l) opis zastosowanych środków ochrony przed porażeniem, pożarem, wybuchem oraz środków w zakresie bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.
- IV.6. Rezerwa urządzeń i części zapasowych**
- IV.6.1. PEC w Końskich sp. z o.o. w zakresie posiadanego majątku, zapewnia rezerwy urządzeń i części zapasowych, niezbędne z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.
- IV.6.2. W przypadku powierzenia PEC w Końskich sp. z o.o. prowadzenia eksploatacji

przez właściciela urządzeń będącego odbiorcą usługi dystrybucyjnej, zawarta umowa powinna regulować zasady utrzymywania niezbędnej rezerwy urządzeń i części zapasowych.

IV.7. Wymiana informacji eksploatacyjnych

IV.7.1. Podmioty prowadzące eksploatację sieci dystrybucyjnej oraz urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymieniają wzajemnie informacje eksploatacyjne.

Odbiorcy i wytwórcy mogą uzyskać od PEC w Końskich sp. z o.o. informacje eksploatacyjne o sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. w zakresie związanym z bezpieczeństwem pracy ich urządzeń i instalacji.

IV.8. Ochrona środowiska naturalnego

IV.8.1. PEC w Końskich sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej są zobowiązane do przestrzegania zasad ochrony środowiska, określonych odrębnymi przepisami i normami.

IV.8.2. PEC w Końskich sp. z o.o. oraz podmioty przyłączone do jej sieci dystrybucyjnej, stosują środki techniczne i organizacyjne ograniczające wpływ pracy urządzeń elektrycznych na środowisko naturalne.

IV.8.3. Dokumentacja projektowa obiektów i urządzeń sieci dystrybucyjnej jest uzgadniana w zakresie wymogów ochrony środowiska z właściwymi organami administracji, jeśli uzgodnienia takie są wymagane odrębnymi przepisami.

IV.8.4. Właściciel urządzeń zapewnia przestrzeganie zasad ochrony środowiska oraz zgodną z przepisami wycinkę drzew i gałęzi wokół obiektów oraz urządzeń sieci dystrybucyjnej.

IV.9. Ochrona przeciwpożarowa

VI.9.1. Właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia ich ochronę przeciwpożarową zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.

VI.9.2. W uzasadnionych przypadkach właściciel urządzeń, instalacji i sieci zapewnia opracowanie instrukcji przeciwpożarowych dla urządzeń, instalacji i sieci.

IV.10. Planowanie prac eksploatacyjnych

IV.10.1. PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje roczne plany prac eksploatacyjnych dla własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnych obejmujących w szczególności:

- a) oględziny, przeglądy oraz badania i pomiary,
- b) remonty.

IV.10.2. Poza pracami przewidywanymi w rocznym planie prac eksploatacyjnych PEC w Końskich sp. z o.o. zapewnia realizację doraźnych prac, mających na celu usunięcie uszkodzeń zagrażających prawidłowemu funkcjonowaniu własnych urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej lub stwarzających zagrożenie dla bezpieczeństwa

IV.10.3. ludzi i środowiska naturalnego.

Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. uzgadniają z PEC w Końskich sp. z o.o. prace eksploatacyjne w zakresie, w jakim mogą mieć one wpływ na ruch i eksploatację sieci dystrybucyjnej. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów

- sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o., są zobowiązane do przestrzegania zasad i trybu planowania wyłączeń w sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. ustalonego w pkt.V.6.
- IV.10.4. Podmioty planujące realizację prac eksploatacyjnych wymagających wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. przekazują do PEC w Końskich sp. z o.o. zgłoszenia wyłączeń elementów sieci. Zawartość i terminy przekazywania zgłoszeń określono w pkt.V.6.
- IV.11. Warunki bezpiecznego wykonywania prac**
- IV.11.1. PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje instrukcję organizacji bezpiecznej pracy, obowiązującą osoby eksploatujące jego urządzenia, instalacje i sieci.
- IV.11.2. Pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje i spełniać określone wymagania zdrowotne oraz być przeszkoleni do pracy na zajmowanych stanowiskach.

V. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PEC W KOŃSKICH SP. Z O.O.

- V.1. Obowiązki PEC w Końskich sp. z o.o.**
- V.1.1. W zakresie prowadzenia ruchu sieciowego PEC w Końskich sp. z o.o. na obszarze kierowanej sieci dystrybucyjnej :
- a) planuje pracę sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o., w tym opracowuje: programy pracy sieci, plany wyłączeń oraz planuje i kieruje operacjami łączeniowymi,
 - b) planuje i kieruje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD, w tym planuje techniczne możliwości pokrycia zapotrzebowania w ramach sporządzania koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej,
 - c) monitoruje pracę sieci dystrybucyjnej oraz zapobiega wystąpieniu zagrożeń dostaw energii elektrycznej,
 - d) usuwa skutki awarii w tym awarii sieciowych i awarii w systemie, samodzielnie oraz we współpracy z PGE Dystrybucja S.A.,
 - e) prowadzi działania sterownicze,
 - f) opracowuje bilanse mocy i energii elektrycznej uwzględniając zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji,
 - g) zapewnia utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy elementów sieci dystrybucyjnej, w celu dotrzymania standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej,
 - h) wprowadza ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z zapisami punktu IX.3,
 - i) przekazuje do operatora PGE Dystrybucja S.A. zebrane i otrzymane dane oraz informacje niezbędne dla prowadzenia ruchu sieciowego i bezpieczeństwa pracy zgodnie z IRiESD PGE Dystrybucja S.A.,
 - j) identyfikuje ograniczenia sieciowe w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A..

V.2. Struktura i podział kompetencji służb dyspozytorskich PEC w Końskich sp. z o.o.

- V.2.1. PEC w Końskich sp. z o.o. realizuje zadania wymienione w pkt.V.1., poprzez służbę dyspozytorską (dyżurni stacji 110/15/6 kV).
- V.2.2. Służba dyspozytorska PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko – Kamienna jest uprawniona do wydawania poleceń ruchowych służbie dyspozytorskiej PEC w Końskich sp. z o.o..
- V.2.3. Służba dyspozytorska PEC w Końskich sp. z o.o. działa za pośrednictwem własnego personelu dyżurnego (obsługa stacji 110/15/6 kV). Służba dyspozytorska PEC w Końskich sp. z o.o. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji operatywnie kieruje:
- układami pracy sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległy personel dyżurny wg podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o., innych niż JWCD i JWCK.
- V.2.4. Służba dyspozytorska PEC w Końskich sp. z o.o., sprawują operatywne kierownictwo nad urządzeniami systemu dystrybucyjnego, polegające w szczególności na:
- monitorowaniu pracy urządzeń,
 - dokonywaniu operacji ruchowych, bądź wydawaniu poleceń dokonywania operacji ruchowych dla elementów sieci innych podmiotów na podstawie zawartych umów i instrukcji współpracy,
 - rejestrowaniu stanów pracy urządzeń,
 - przewodzeniu analiz z pracy urządzeń systemu dystrybucyjnego.
- V.2.5. Służba dyspozytorska PEC w Końskich sp. z o.o. na obszarze sieci dystrybucyjnej, za której ruch odpowiada, zgodnie z ustalonym podziałem kompetencji sprawuje nadzór nad:
- układem pracy sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - urządzeniami sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - czynnościami łączeniowymi i regulacyjnymi wykonywanymi przez podległy personel dyżurny według podziału kompetencji,
 - źródłami energii elektrycznej czynnej i biernej, w tym pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o., innych niż JWCD i JWCK.
- V.2.6. Służba dyspozytorska PEC w Końskich sp. z o.o. sprawuje operatywny nadzór nad określonymi urządzeniami systemu dystrybucyjnego PEC w Końskich sp. z o.o., polegający w szczególności na:
- bieżącym uzyskiwaniu informacji o stanie pracy urządzeń,
 - przejmowaniu w uzasadnionych przypadkach operatywnego kierownictwa nad urządzeniami,
 - wydawaniu zgody na wykonanie czynności ruchowych,
- V.2.7. Wszystkie rozmowy telefoniczne prowadzone przez służby dyspozytorskie PEC w Końskich sp. z o.o. w ramach wykonywania funkcji określonych w pkt. od

V.2.3 do V.2.6. są rejestrowane na nośniku magnetycznym lub cyfrowym. PEC w Końskich sp. z o.o. ustala okres ich przechowywania.

- V.2.8. W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej, PEC w Końskich sp. z o.o. w uzasadnionych przypadkach powołuje komisję, która ustala przebieg awarii i przyczyny jej powstania, a także proponuje działania zapobiegawcze.

V.3. Planowanie produkcji energii elektrycznej

- V.3.1. Wytwórcy inni niż JWCD i JWCK przyłączeni do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. przekazują dane niezbędne do sporządzenia planów produkcji w zakresie i terminach ustalonych przez PEC w Końskich sp. z o.o..
- V.3.2. PEC w Końskich sp. z o.o. sporządza plany pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na zasadach opisanych w IRiESD PGE Dystrybucja S.A.
- V.3.3. PEC w Końskich sp. z o.o. zatwierdza harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o., innych niż JWCD oraz JWCK.
- V.3.4. PEC w Końskich sp. z o.o. przesyła do wytwórców o mocy powyżej 10 MW zatwierdzone harmonogramy remontów w terminach:
- a) plan roczny - do 30 listopada każdego roku na następne 3 lata kalendarzowe,
 - b) każdorazowo przy zmianie harmonogramu remontów w roku bieżącym.
- V.3.5. PEC w Końskich sp. z o.o. na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o..

V.4. Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

- V.4.1. PEC w Końskich sp. z o.o. sporządza prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w sieci dystrybucyjnej.
- V.4.2. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną sporządzone przez PEC w Końskich sp. z o.o. uwzględniają prognozy przygotowane przez podmioty uczestniczące w rynku lokalnym.
- V.4.3. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. o mocy przyłączeniowej powyżej 5 MW, zobowiązane są do przekazywania do PEC w Końskich sp. z o.o. godzinowych grafików prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla każdej kolejnej doby.
- V.4.4. Zasady i sposób przekazywania danych o których mowa w pkt. V.4.3. określa PEC w Końskich sp. z o.o..

V.5. Układy normalne pracy sieci dystrybucyjnej

- V.5.1. Ruch elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV jest prowadzony na podstawie układu normalnego pracy sieci. Dla poszczególnych części elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej mogą być opracowane odrębne układy normalne pracy.

- V.5.2. PEC w Końskich sp. z o.o. określa przypadki, dla których występuje konieczność opracowania układów normalnych pracy sieci o napięciu znamionowym niższym niż 1 kV.
- V.5.3. Układ normalny pracy sieci elektroenergetycznej, w zależności od potrzeb obejmuje:
- układy połączeń sieci dla ruchu w warunkach normalnych i w wybranych stanach szczególnych,
 - wymagane poziomy napięcia,
 - wartości mocy zwarciovych,
 - rozpływy mocy czynnej i biernej w charakterystycznych stanach pracy sieci,
 - dopuszczalne obciążenia,
 - wykaz i warunki uruchomienia urządzeń rezerwowych i źródeł mocy biernej,
 - nastawienia zabezpieczeń oraz automatyki łączeniowej i regulacyjnej,
 - nastawienia zaczepów dławików gaszących,
 - ograniczenia poboru mocy elektrycznej,
 - miejsca uziemienia punktów gwiazdowych transformatorów,
 - harmonogram pracy transformatorów,
 - wykaz jednostek wytwórczych.
- V.5.4. Układ normalny pracy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. o napięciu poniżej 110 kV jest aktualizowany nie rzadziej niż co 5 lat.
- V.6. Plany wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej**
- V.6.1. PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje roczny i miesięczny plan wyłączeń elementów sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o..
- V.6.2. Użytkownicy systemu zgłaszają do PEC w Końskich sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej co najmniej na 14 dni przed planowaną datą wyłączenia.
- V.6.3. Użytkownicy systemu zgłaszający do PEC w Końskich sp. z o.o. propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej określają:
- nazwę elementu,
 - proponowany termin wyłączenia,
 - gotowość do załączenia rozumiana jako czas potrzebny użytkownikowi systemu na przygotowanie urządzeń do podania napięcia po wydaniu polecenia, ruchowego na przerwanie/zakończenie prowadzonych prac,
 - typ wyłączenia (np.: trwałe, codzienne),
 - opis wykonywanych prac,
 - w zależności od potrzeb harmonogram prac i program łączeniowy.
- V.6.4. Użytkownicy systemu zgłaszający do PEC w Końskich sp. z o.o. wyłączenie elementu sieci o czasie trwania powyżej 1 tygodnia, przedstawiają celem uzgodnienia harmonogram wykonywanych prac. PEC w Końskich sp. z o.o. ma prawo zażądać od użytkownika systemu zgłaszającego wyłączenie szczegółowego harmonogramu prac również w przypadku wyłączeń krótszych. Harmonogramy te dostarczane są do PEC w Końskich sp. z o.o. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym wyłączeniem.

- V.6.5. PEC w Końskich sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. i użytkownicy systemu współdziałają ze sobą w celu dotrzymania terminów planowanych wyłączeń elementów sieci oraz minimalizacji czasu trwania wyłączeń.
- V.6.6. PEC w Końskich sp. z o.o. podejmuje decyzję zatwierdzającą lub odrzucającą propozycję wyłączenia elementu sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. w terminie do 5 dni od daty dostarczenia propozycji wyłączenia.
- V.6.7. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

V.7. Programy łączeniowe

- V.7.1. Służby dyspozytorskie PEC w Końskich sp. z o.o. określają przypadki, w których należy sporządzać programy łączeniowe.
- V.7.2. Za opracowanie programu łączeniowego odpowiedzialny jest właściciel danego elementu sieci.
- V.7.3. Programy łączeniowe zawierają co najmniej:
- a) charakterystykę załączanego elementu sieci,
 - b) opis stanu łączników przed realizacją programu,
 - c) szczegółowy opis operacji łączeniowych z zachowaniem kolejności wykonywanych czynności,
 - d) opisy stanów pracy i nastawień zabezpieczeń i automatów w poszczególnych fazach programu,
 - e) schematy ułatwiające ocenę stanu pracy sieci w poszczególnych fazach programu,
 - f) czas rozpoczęcia i czas przewidywanego zakończenia realizacji programu,
 - g) osoby odpowiedzialne za realizację programu łączeniowego.
- V.7.4. Propozycje programów łączeniowych PEC w Końskich sp. z o.o. dostarczane są do zatwierdzenia służbom dyspozytorskim PGE Dystrybucja S.A. w terminie co najmniej 10 dni przed planowanym terminem realizacji programów łączeniowych.

V.8. Zasady dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej

- V.8.1. Uwzględniając otrzymane zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej, PEC w Końskich sp. z o.o. określa dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej:
- a) czas synchronizacji,
 - b) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
 - c) planowane obciążenie mocą czynną,
 - d) czas odstawienia.
- V.8.2. PEC w Końskich sp. z o.o. może polecić pracę jednostek wytwórczych z przeciążeniem lub zaniżeniem mocy wytwarzanej poniżej dopuszczalnego minimum, jeśli przewidują to dwustronne umowy lub w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

- V.8.3. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania PEC w Końskich sp. z o.o. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.
- V.8.4. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę PEC w Końskich sp. z o.o..
- V.9. Dane przekazywane przez podmioty do PEC w Końskich sp. z o.o.**
- V.9.1. PEC w Końskich sp. z o.o. otrzymuje od PGE Dystrybucja S.A. dane zgodnie z zakresem określonym w IRiESD PGE Dystrybucja S.A..
- V.9.2. Odbiorcy wskazani przez PEC w Końskich sp. z o.o. przyłączeni do sieci SN i nN, sporządzają i przesyłają prognozy zapotrzebowania, w zakresie i terminach określonych przez PEC w Końskich sp. z o.o..

VI. WSPÓŁPRACA PEC W KOŃSKICH SP. Z O.O. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

- VI.1. PEC w Końskich sp. z o.o. współpracuje z następującymi operatorami:
- a) operatorem systemu dystrybucyjnego PGE Dystrybucja S.A.,
 - b) operatorami handlowo-technicznymi,
 - c) operatorami handlowymi,
 - d) operatorami pomiarów,
- oraz odbiorcami i wytwórcami.
- VI.2. Zasady i zakres współpracy PEC w Końskich sp. z o.o. z operatorem systemu Przesyłowego PSE Operator S.A. są określone w Umowie o świadczenie usługi udostępniania KSE.
Współpraca PEC w Końskich sp. z o.o. z operatorem systemu przesyłowego odbywa się za pośrednictwem PGE Dystrybucja S.A. na zasadach opisanych w IRiESD PGE Dystrybucja S.A.
- VI.3. Współpraca PEC w Końskich sp. z o.o. z operatorami handlowo-technicznymi, operatorami handlowymi oraz operatorami pomiarów jest określona w części IRiESD-Bilansowanie.
- VI.4. Operatorzy handlowo-technicznymi oraz operatorzy handlowi są zobowiązani do podpisania stosownej umowy z operatorem systemu przesyłowego oraz z właściwymi operatorami systemu dystrybucyjnego, jeżeli ich działalność dotyczy podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
- VI.5. Zasady współpracy własnych służb dyspozytorskich ze służbami dyspozytorskimi innych operatorów systemów dystrybucyjnych, zawarte są w umowach i/lub w instrukcjach współpracy ruchowej.
- VI.6. Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. o napięciu SN, a w szczególnych przypadkach także inne podmioty wskazane przez PEC w Końskich sp. z o.o., opracowują i uzgadniają z PEC w Końskich sp. z o.o. instrukcje współpracy, które powinny uwzględniać wymagania określone w niniejszej IRiESD.
- VI.7. Przedmiotem instrukcji współpracy, służb dyspozytorskich PEC w Końskich sp.

z o.o. ze służbami dyspozytorskimi PGE Dystrybucja S.A. jest w zależności od potrzeb:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych i regulacyjnych,
- b) organizacja przerw i ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- c) określenie zasad i warunków związanych z wzajemnym wykorzystaniem elementów sieci dystrybucyjnej,
- d) szczegółowe ustalenia sposobów realizacji poszczególnych zadań wymienionych w pkt.V.1,
- e) określenie zasad wzajemnego wykorzystywania służb dyspozytorskich,
- f) koordynacja pracy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej,
- g) wykazy osób upoważnionych do prowadzenia uzgodnień,
- h) zakres i tryb obiegu informacji,
- VI.8. i) określenie zasad i odpowiedzialności związanej z usuwaniem zakłóceń i awarii oraz koordynacja prac eksploatacyjnych.

Instrukcja współpracy, służb dyspozytorskich PEC w Końskich sp. z o.o. z podmiotami przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. zawiera co najmniej:

- a) podział kompetencji i odpowiedzialności w zakresie czynności łączeniowych,
- b) eksploatacyjne granice stron,
- c) zakres i tryb obiegu informacji,
- d) wykazy osób upoważnionych wraz z danymi teleadresowymi, które podlegają aktualizacji po każdej zmianie oraz aktualizacji corocznej w terminie określonym przez PGE Dystrybucja S.A.

VII. WYMIANA INFORMACJI POMIĘDZY PEC W KOŃSKICH SP. Z O.O. I UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU

VII.1. Dane przekazywane do PEC w Końskich sp. z o.o. przez podmioty przyłączone i przyłączane do sieci dystrybucyjnej

VII.1.1 Zakres danych

VII.1.1.1. Dane przekazywane do PEC w Końskich sp. z o.o. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej obejmują:

- a) dane opisujące stan istniejący,
- b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez PGE Dystrybucja S.A.,
- c) dane pomiarowe.

VII.1.2. Dane opisujące stan istniejący

VII.1.2.1. Potencjalni wytwórcy przekazują do PEC w Końskich sp. z o.o. następujące dane opisujące stany istniejące swoich instalacji i urządzeń:

- a) schematy główne układów elektrycznych,
- b) dane jednostek wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
- d) moc osiągalną,
- e) schematy, plany i konfigurację głównych układów elektrycznych.

VII.1.2.2. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PEC w Końskich sp. z o.o. następujące dane opisujące stan istniejący swoich instalacji i urządzeń:

- a) dane o węzłach i ich wyposażeniu, liniach wraz ze schematami i planami, transformatorach,
- b) dane o ewentualnych jednostkach wytwórczych,
- c) dane techniczne aparatury rozdzielczej, sterującej oraz elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

VII.1.2.3. Dane o węzłach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła,
- b) rodzaj i schemat stacji,
- c) rodzaj pól i ich wyposażenie,
- d) zapotrzebowanie na moc czynną i bierną w charakterystycznych godzinach pomiarowych z uwzględnieniem i bez uwzględnienia mocy osiągalnych jednostek wytwórczych,
- e) roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną z uwzględnieniem i bez uwzględnienia produkcji energii elektrycznej jednostek wytwórczych,
- f) ilość energii elektrycznej kupowanej w ramach bezpośrednich umów z wytwórcami,
- g) udział odbiorców przemysłowych w szczytowym obciążeniu stacji,
- h) moc bierną kompensującą, kondensatory ze znakiem „+”, dławiki ze znakiem „-”, układ normalny pracy.

VII.1.2.4. Dane o liniach obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła początkowego,
- b) nazwę węzła końcowego,
- c) rezystancję linii,
- d) reaktancję dla składowej zgodnej,
- e) 1/2 susceptancji poprzecznej pojemnościowej,
- f) stosunek reaktancji dla składowej zerowej do reaktancji dla składowej zgodnej,
- g) 1/2 konduktancji poprzecznej,
- h) długość linii, typ i przekrój przewodów,
- i) obciążalność termiczną linii w sezonie zimowym,
- j) obciążalność termiczną linii w sezonie letnim.

VII.1.2.5. Dane o transformatorach obejmują w szczególności:

- a) nazwy węzłów, do których jest przyłączony transformator,
- b) dane znamionowe,
- c) model zwarciovowy.

VII.1.2.6. Dane o jednostkach wytwórczych obejmują w szczególności:

- a) nazwę węzła, do którego jednostka wytwórcza jest przyłączona,
- b) rezystancję i reaktancję gałęzi generator-transformator blokowy,
- c) rezystancję stojana i reaktancję upływu stojana,
- d) maksymalną wartość siły elektromotorycznej E_{max} podaną na poziomie napięcia węzła, do którego przyłączona jest jednostka wytwórcza,
- e) stosunek reaktancji dla składowej symetrycznej zerowej do reaktancji dla składowej symetrycznej zgodnej dla gałęzi jednostka wytwórcza-transformator blokowy,
- f) znamionową moc pozorną jednostki wytwórczej,
- g) napięcie znamionowe jednostki wytwórczej,
- h) znamionowy współczynnik mocy jednostki wytwórczej,
- i) reaktancję transformatora blokowego odniesioną do napięcia węzła, do którego jest przyłączony transformator lub napięcie zwarcia transformatora blokowego

- i moc odniesienia,
 - j) moduł przekładni transformatora blokowego w jednostkach względnych i zakres regulacji napięcia pod obciążeniem,
 - k) charakterystykę potrzeb własnych jednostki wytwórczej (moc czynna i bierna) w funkcji obciążenia,
 - l) krzywą nasycenia,
 - m) maksymalną i minimalną generowaną moc czynną jednostki wytwórczej,
 - n) wykres kołowy generatora,
 - o) dla jednostek wytwórczych u wytwórców energii elektrycznej minimalną maksymalną generowaną moc czynną w sezonie letnim i zimowym,
 - p) typ i nastawy regulatora turbiny, statyzm turbiny,
 - q) reaktancję: synchroniczną, przejściową i podprzejściową generatora w osi d i q w jednostkach względnych,
 - r) przejściową i podprzejściową stałą czasową w osi d i q (wyznaczone przy otwartym obwodzie stojana),
 - s) typy i nastawy układów wzbudzenia oraz stabilizatora systemowego wraz ze schematem blokowym w standardzie IEEE,
 - t) typ jednostki wytwórczej.
- VII.1.2.7. Formę przekazywanych danych, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PEC w Końskich sp. z o.o..
- VII.1.3. Dane prognozowane dla perspektywy czasowej określonej przez PEC w Końskich sp. z o.o.**
- VII.1.3.1. Dane prognozowane opisujące warunki pracy urządzeń, instalacji i sieci podmiotów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o. obejmują dla każdego roku w zależności od potrzeb:
- a) informacje o jednostkach wytwórczych,
 - b) informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
 - c) informacje o projektach zarządzania popytem,
 - d) inne dane w zakresie uzgodnionym przez PEC w Końskich sp. z o.o. i podmiot przyłączony do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o..
- VII.1.3.2. Informacje o jednostkach wytwórczych, o których mowa w pkt.VII.1.3.1, obejmują w zależności od potrzeb:
- a) rodzaje jednostek wytwórczych, lokalizację i charakter ich pracy,
 - b) moce i przewidywane ograniczenia w produkcji energii elektrycznej,
 - c) przewidywaną elastyczność pracy,
 - d) techniczny i księgowy czas eksploatacji,
 - e) sprawności wytwarzania energii elektrycznej,
 - f) przewidywane nakłady inwestycyjne na modernizację lub budowę nowych jednostek wytwórczych,
 - g) rodzaj paliwa, jego charakterystykę i możliwości pozyskania,
 - h) skuteczności instalacji oczyszczania spalin,
 - i) dane o ograniczeniach zawartych w posiadanych pozwoleniach związanych z ochroną środowiska oraz czas ich obowiązywania.
- VII.1.3.3. Odbiorcy przyłączeni do sieci SN i nN, przekazują do PEC w Końskich sp. z o.o. następujące informacje o zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną, o których mowa w pkt.VII.1.3.1:
- a) zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną,
 - b) krzywe obciążeń w wybranych dobach reprezentatywnych,
 - c) miesięczne bilanse mocy i energii.

- VII.1.3.4. Informacje o projektach zarządzania popytem, o których mowa w pkt.VII.1.3.1, obejmują:
- opis i harmonogram projektu,
 - przewidywaną wielkość ograniczenia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.
- VII.1.3.5. Formę przekazywanych danych prognozowanych, stopień szczegółowości, termin oraz sposób przekazania podmioty uzgadniają z PEC w Końskich sp. z o.o..

VII.2. Informacje udostępniane przez PEC w Końskich sp. z o.o.

VII.2.1. Formy wymiany informacji

- VII.2.1.1. Wymiana informacji pomiędzy PEC w Końskich sp. z o.o. a użytkownikami systemu może się odbywać:
- poprzez systemy teleinformatyczne,
 - telefonicznie,
 - drogą elektroniczną,
 - faksem,
 - listownie,
 - poprzez publikację na stronie internetowej,
 - poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie PEC w Końskich sp. z o.o..
- VII.2.1.2. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji, o których mowa w pkt. VII.2.1.1. zalicza się Lokalny System Pomiarowo-Rozliczeniowy (LSPR).
- VII.2.1.3. Strona internetowa PEC w Końskich sp. z o.o. jest wykorzystywana przez PEC w Końskich sp. z o.o. jako platforma publikacji i udostępniania informacji zainteresowanym podmiotom.
- VII.2.1.4. Strona internetowa PEC w Końskich sp. z o.o. jest dostępna pod adresem: www.zec-konskie.pl

VII.2.2. Zakres informacji publikowanych przez PEC w Końskich sp. z o.o.

- VII.2.2.1. W ramach udostępniania użytkownikom systemu, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej PEC w Końskich sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej w szczególności:
- IRiESD;
 - taryfę PEC w Końskich sp. z o.o.;
- VII.2.2.2. W zakresie przyłączania do sieci PEC w Końskich sp. z o.o. urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, PEC w Końskich sp. z o.o. na swojej stronie internetowej publikuje:
- wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia;
 - aktualizowane co najmniej raz w miesiącu informacje dotyczące: podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, oraz wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, oraz planowanych zmianach tych

wielkości w okresie następnych 5 lat, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

- VII.2.2.3. W ramach świadczonych przez PEC w Końskich sp. z o.o. usług dystrybucji energii elektrycznej, PEC w Końskich sp. z o.o. na swojej stronie internetowej publikuje:
- a) wzór wniosku o zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - b) wzory umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - c) aktualną listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PEC w Końskich sp. z o.o. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej;
 - d) informację o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej, działającym na obszarze działania PEC w Końskich sp. z o.o.;

VII.2.3. Ochrona informacji

- VII.2.3.1. W stosunku do informacji otrzymanych od użytkowników systemu, jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z tymi podmiotami, PEC w Końskich sp. z o.o. jest zobowiązany przestrzegać przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.
- VII.2.3.2. Informacje, o których mowa w pkt. VII.2.3.1. mogą być wykorzystywane przez PEC w Końskich sp. z o.o. jedynie w celu realizacji jego obowiązków wynikających z zawartej z danym użytkownikiem systemu umowy, jak również w celu realizacji zadań PEC w Końskich sp. z o.o. określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD w sposób wyłączający możliwość spowodowania zagrożenia lub naruszenia interesów użytkownika systemu.
- VII.2.3.3. Obowiązek zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt. VII.2.3.1. trwa także po zakończeniu okresu obowiązywania zawartej przez PEC w Końskich sp. z o.o. z tym użytkownikiem systemu umowy, nie dłużej jednak niż 5 lat od jej wygaśnięcia lub rozwiązania.
- VII.2.3.4. Postanowienia o poufności zawarte powyżej, nie będą stanowiły przeszkody dla PEC w Końskich sp. z o.o. w ujawnianiu informacji konsultantom i podwykonawcom działającym w imieniu i na rzecz PEC w Końskich sp. z o.o. przy wykonywaniu zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD, z zastrzeżeniem zachowania wymogów określonych w pkt.VII.2.3.5. oraz w ujawnianiu informacji, która należy do informacji powszechnie znanych lub informacji, których ujawnienie jest wymagane na podstawie obowiązujących przepisów prawa, w tym przepisów dotyczących obowiązków informacyjnych spółek publicznych, lub na ujawnienie których użytkownik systemu wyraził zgodę na piśmie. PEC w Końskich sp. z o.o. jest również uprawniony do ujawnienia informacji działając w celu zastosowania się do postanowień IRiESD, wymagań organu regulacyjnego, w związku z toczącym się postępowaniem sądowym lub postępowaniem przed organem regulacyjnym.
- VII.2.3.5. PEC w Końskich sp. z o.o. zapewnia, że wszystkie podmioty, które w jego imieniu i na jego rzecz będą uczestniczyły w realizacji zadań określonych przepisami ustawy Prawo energetyczne, przepisami aktów wykonawczych i IRiESD zostaną

przez PEC w Końskich sp. z o.o. zobowiązane do zachowania w tajemnicy informacji, o których mowa w pkt.VII.2.3.1., na warunkach określonych w pkt.VII.2.3.1 - 4.

- VII.2.3.6. Postanowienia pkt.VII.2.3.1 – 5. obowiązują odpowiednio użytkowników systemu w zakresie ochrony przez nich i ich konsultantów oraz podwykonawców, informacji otrzymanych od PEC w Końskich sp. z o.o., jak również w stosunku do informacji dotyczących umów zawartych z PEC w Końskich sp. z o.o..

VIII. WARUNKI I SPOSÓB PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

- VIII.1. PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (dalej „plan rozwoju”).
- VIII.2. Plan rozwoju obejmuje zakres określony w ustawie Prawo energetyczne.
- VIII.3. PEC w Końskich sp. z o.o. sporządza plan rozwoju na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz sporządza prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.
- VIII.4. W ramach opracowywania planu rozwoju, PEC w Końskich sp. z o.o. współpracuje w szczególności z:
- a) PGE Dystrybucja S.A.,
 - b) Potencjalnymi wytwórcami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PEC w Końskich sp. z o.o.,
 - c) odbiorcami końcowymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej ZEC w Końskich.
- VIII.5. Sprawozdanie z realizacji planu rozwoju przedkładane jest Prezesowi URE corocznie do dnia 1 marca.
- VIII.6. Zakres danych i informacji pozyskiwanych przez PEC w Końskich sp. z o.o. w ramach procesu planowania rozwoju określa pkt. VII IRiESD-Korzystanie.
- VIII.7. PEC w Końskich sp. z o.o. publikuje na swojej stronie internetowej informacje na temat planów rozwoju.
- VIII.8. PEC w Końskich sp. z o.o. udostępnia podmiotom przyłączonym do sieci informacje niezbędne do określenia możliwości zmian wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych lub zmian poboru mocy z sieci dystrybucyjnej w miejscu przyłączenia.

IX. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

- IX.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, awaria sieciowa i awaria w systemie**
- IX.1.1. Operator systemu przesyłowego, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, na bieżąco kontroluje warunki pracy KSE. OSP może stwierdzić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podać do publicznej wiadomości komunikat o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podejmowanych działaniach.

- IX.1.2. Podstawowym stanem pracy KSE wymagającym działań interwencyjnych służb dyspozytorskich i służb ruchowych jest zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym:
- awaria w systemie,
 - awaria sieciowa.
- Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:
- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
 - katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej,
 - wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym
 - strajku lub niepokoju społecznego,
 - obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości lub braku możliwości ich wykorzystania, w tym stanu zapasów paliw w elektrowniach krajowych poniżej wymaganego poziomu określonego w odrębnych przepisach.
- IX.1.3. W przypadku ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może stosować procedury awaryjne bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, nazywane również procedurami awaryjnymi. Procedury awaryjne stosowane na rynku bilansującym określa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- IX.1.4. Operator systemu przesyłowego może stosować procedury awaryjne rynku bilansującego, o których mowa w pkt. IX.1.3 w przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wówczas procedury te dotyczą podmiotów objętych skutkami awarii.
- IX.1.5. W przypadku stwierdzenia przez OSP zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, JWCD i JWCK przyłączone do sieci dystrybucyjnej stosują się do bezpośrednich poleceń operatora systemu przesyłowego. Pozostali wytwórcy oraz odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej stosują się do poleceń ZEC w Końskich. W przypadkach awarii sieciowych i awarii w systemie nie powodujących wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, bezpośrednie polecenia właściwych operatorów realizują podmioty bezpośrednio zaangażowane w proces usunięcia skutków awarii.
- IX.1.6. PEC w Końskich sp. z o.o. wraz z PGE Dystrybucja S.A. oraz OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie.
- IX.1.7. PEC w Końskich sp. z o.o. w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A. opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.
- IX.1.8. Procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego obejmują w szczególności:

- a) podział kompetencji służb dyspozytorskich,
- b) awaryjne układy pracy sieci,
- c) wykaz operacji ruchowych wykonywanych w poszczególnych fazach odbudowy zasilania,
- d) dane techniczne niezbędne do odbudowy zasilania, tryb i zasady wymiany informacji i poleceń dyspozytorskich.

IX.1.9. Jeżeli awaria sieciowa, awaria w systemie oraz zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub też przewidziana procedura likwidacji awarii lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi zagrożenie dla użytkowników systemu nie objętych awarią lub stanem zagrożenia, PEC w Końskich sp. z o.o. udziela tym użytkownikom niezbędnych informacji o zagrożeniu i sposobach przeciwdziałania rozszerzaniu się awarii lub stanu zagrożenia.

IX.1.10. W procesie likwidacji awarii sieciowej, awarii w systemie i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dopuszcza się wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizowanych jako wyłączenia w trybie awaryjnym, zgodnie z pkt. IX.3.4.

IX.2. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

IX.2.1. PEC w Końskich sp. z o.o. prowadzi ruch sieci dystrybucyjnej w sposób zapewniający bezpieczeństwo realizacji dostaw energii elektrycznej siecią dystrybucyjną PEC w Końskich sp. z o.o..

IX.2.2. PEC w Końskich sp. z o.o. dotrzymuje standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców.

IX.3. WPROWADZANIE PRZERW ORAZ OGRANICZEŃ W DOSTARCZANIU I POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

IV.3.1. Postanowienia ogólne

IX.3.1.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzone przez OSP, na czas oznaczony, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub w przypadku wprowadzenia przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej..

IX.3.1.2. W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym w przypadku wystąpienia awarii sieciowej lub awarii w systemie, OSP, PGE Dystrybucja S.A. i PEC w Końskich sp. z o.o. podejmują we współpracy z użytkownikami systemu wszelkie możliwe działania przy wykorzystaniu dostępnych środków mających na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

PEC w Końskich sp. z o.o. w szczególności podejmuje następujące działania:

- a) wydaje polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci nJWCD,
- b) wydaje polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze jego działania lub przerywa zasilanie niezbędnej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na tym obszarze.

- IX.3.1.3. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadza się wg. następujących trybów:
- tryb normalny, określony w pkt. IX.3.2,
 - tryb normalny na polecenie OSP, określony w pkt. IX.3.3,
 - tryb awaryjny, określony w pkt. IX.3.4,
 - tryb automatyczny, określony w pkt. IX.3.5,
 - tryb ograniczenia poziomu napięć, określony w pkt. IX.3.6.
- IX.3.1.4. PEC w Końskich sp. z o.o. nie ponosi odpowiedzialności za skutki ograniczeń w dostawach energii elektrycznej wprowadzonych wg. rozporządzenia wydanego na podstawie delegacji zawartej w ustawie Prawo energetyczne wg trybu opisanego w pkt. IX.3.2, jak i w wyniku ochrony systemu realizowanego przez OSP wg trybów opisanych w pkt. IX.3.3, IX.3.4, IX.3.5 i IX.3.6.

IX.3.2. Tryb normalny

- IX.3.2.1. Ograniczenia w trybie normalnym wprowadza Rada Ministrów, w drodze rozporządzenia, wydanego na podstawie ustawy Prawo energetyczne, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane są na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, w przypadku wystąpienia zagrożenia:
- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo - energetycznym,
 - bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
 - bezpieczeństwa osób,
 - wystąpienia znacznych strat materialnych.
- Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane po wyczerpaniu, przez operatorów we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków, służących do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy dołożeniu należytej staranności.
- IX.3.2.2. Wniosek, o którym mowa w pkt. IX.3.2.1, sporządza minister właściwy dla spraw gospodarki z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia OSP.
- IX.3.2.3. OSP we współpracy z PGE Dystrybucja S.A. i PEC w Końskich sp. z o.o. opracowuje plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na wypadek wystąpienia okoliczności powołanych w pkt. IX.3.2.1. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych, a także zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie bezpieczeństwa lub obronności państwa, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców oraz ochrony środowiska.
- IX.3.2.4. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzane w trybie normalnym mogą dotyczyć odbiorców o mocy umownej wyższej niż 300 kW.
- IX.3.2.5. Przyporządkowane odbiorcom, wymienionym w pkt. IX.3.2.4, wielkości dopuszczalnego maksymalnego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej uwzględnia się w umowach zawartych z tymi odbiorcami.
- IX.3.2.6. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w pkt IX.3.2.3 obowiązują dla okresu od dnia 1 września danego

roku do dnia 31 sierpnia roku następnego i wymagają:

- a) uzgodnienia z Prezesem URE w przypadku planów opracowywanych przez OSP,
- b) uzgodnienia z OSP w przypadku planów opracowywanych przez PGE Dystrybucja,
- c) uzgodnienia z PGE Dystrybucja, w przypadku planów opracowywanych przez PEC w Końskich sp. z o.o.,
- d) corocznej aktualizacji w terminie do dnia 31 sierpnia.

IX.3.2.7. Procedura przygotowania planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej obejmuje:

- a) przygotowanie przez operatora systemu dystrybucyjnego wstępnego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,
- b) uzgodnienie planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej z PGE Dystrybucja S.A.,
- c) powiadomienie odbiorców, w sposób przyjęty zwyczajowo przez operatora systemu dystrybucyjnego, o uzgodnionym planie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w terminie do 4 tygodni od przekazania do PEC w Końskich sp. z o.o. przez PGE Dystrybucja uzgodnionego pomiędzy Prezesem URE, a operatorem systemu przesyłowego planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

W przypadku zmiany wielkości ograniczeń w poborze mocy i minimalnego dobowego poboru energii elektrycznej, odbiorcy przyłączeni do sieci PEC w Końskich sp. z o.o. są zobowiązani do powiadomienia o tym PEC w Końskich sp. z o.o. w formie pisemnej w terminie 7 dni od zaistniałej zmiany.

IX.3.2.8. Wielkości planowanych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, ujęte w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, poprzez ograniczenie poboru mocy, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym:

- a) 11 stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej,
- b) stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy pobieranej przez odbiorcę,
- c) 20 stopień zasilania określa, iż odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, niepowodującego zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- d) zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów przeznaczonych do wykonywania zadań w zakresie: bezpieczeństwa lub obronności państwa określonych w przepisach odrębnych, opieki zdrowotnej, telekomunikacji, edukacji, wydobywania paliw kopalnych ze złóż, ich przeróbki i dostarczania do odbiorców, wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej oraz ciepła do odbiorców, ochrony środowiska.

IX.3.2.9. W trybie normalnym ograniczenia w poborze energii elektrycznej są realizowane przez odbiorców, stosownie do komunikatów operatora systemu przesyłowego o obowiązujących stopniach zasilania. Komunikaty o stopniach zasilania wprowadzonych jako obowiązujące w najbliższych 12 godzinach i przewidywanych na następne 12 godzin, są ogłaszane w radiowych komunikatach energetycznych w I Programie Polskiego Radia o godz. 7:55 i 19:55 i obowiązują w czasie określonym w tych komunikatach. W przypadku zróżnicowania wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii

elektrycznej w stosunku do stopni zasilania ogłoszonych w komunikatach, PEC w Końskich sp. z o.o. powiadamia odbiorców ujętych w planach ograniczeń indywidualnie w formie pisemnej lub w sposób określony w umowach lub za pomocą innego środka komunikowania się w sposób zwyczajowo przyjęty przez PEC w Końskich sp. z o.o..

- IX.3.2.10. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej realizują polecenia dyspozytorskie dotyczące ograniczeń.
- IX.3.2.11. Odbiorcy objęci planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej rejestrują w czasie trwania ograniczeń:
- a) poleczone stopnie zasilania,
 - b) wielkości poboru mocy w poszczególnych stopniach zasilania.

IX.3.3. Tryb normalny na polecenie OSP

- IX.3.3.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP może wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części do czasu wejścia w życie przepisów, o których mowa w pkt. IX.3.2.1, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.3.2. Plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz procedury związane z wprowadzaniem ograniczeń opracowane dla trybu normalnego i opisane w pkt. IX.3.2 mają zastosowanie w trybie normalnym na polecenie OSP.
- IX.3.3.3. W przypadku wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w trybie normalnym na polecenie OSP, OSP przekazuje stosowne komunikaty o ograniczeniach, w sposób analogiczny jak dla informacji określonych w pkt. IX.3.2.9. Wydanie stosownych komunikatów za pośrednictwem środków masowego przekazu zgodnie z zasadami określonymi w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11 ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, następuje w możliwie najkrótszym terminie.

IX.3.4. Tryb awaryjny

- IX.3.4.1. OSP może dokonać wyłączeń odbiorców w trybie awaryjnym w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej lub wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób, jednak nie dłużej niż na okres 72 godzin.
- IX.3.4.2. Wyłączenia odbiorców według trybu awaryjnego, realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne. W przypadku dokonania przez PEC w Końskich sp. z o.o. wyłączeń odbiorców, w szczególności w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa osób, PEC w Końskich sp. z o.o. jest zobowiązany niezwłocznie powiadomić o tym fakcie odpowiednie służby dyspozytorskie PGE Dystrybucja S.A..
- IX.3.4.3. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w czasie do 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego. Zmniejszenie poboru mocy czynnej o 20% (wprowadzenie ograniczeń w stopniach A1 i A2), powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 15 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
Ograniczenia w stopniu A3 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 30 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.
Ograniczenia w stopniu A4 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 45 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Ograniczenia w stopniu A5 powinny być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, nie dłużej niż w ciągu 60 minut od wydania polecenia dyspozytorskiego.

Wyłączenia awaryjne odbiorców nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz zakłóceń w funkcjonowaniu obiektów wymienionych w pkt. IX.3.2.8.c).

IX.3.4.4. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane poprzez wyłączenia linii i stacji średnich napięć, zmniejszenie ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, na obszarze wskazanym przez służby dyspozytorskie wydające decyzję o wprowadzeniu wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.5. PEC w Końskich sp. z o.o. w porozumieniu z PGE Dystrybucja S.A. ustala corocznie dla każdego miesiąca, dla prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych, wartości obniżenia poboru mocy czynnej w poszczególnych stopniach wyłączeń awaryjnych.

IX.3.4.6. Opracowuje się optymalne plany wyłączeń awaryjnych dla których przyjmuje się pięciostopniową skalę wyłączeń: od A1 do A5. Stopnie A1-A5 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy czynnej (każdy około 10%).

Wyłączenie awaryjne w stopniu A5 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy czynnej o 50% prognozowanego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach tego zapotrzebowania dla typowych warunków pogodowych.

IX.3.5. Tryb automatyczny

IX.3.5.1. Pola rozdzielni 6 kV PEC w Końskich sp. z o.o. nie posiadają automatyki SCO. Urządzenia i instalacje odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 6 kV lub 15 kV powinny mieć zainstalowaną automatykę SCO. W przypadku zainstalowania automatyki SCO poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz.

IX.3.6. Tryb ograniczenia poziomu napięć

IX.3.6.1. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP może dokonać ograniczenia poziomu napięcia po stronie SN, jednak nie dłużej niż naokres 72 godzin.

IX.3.6.2. Ograniczenie poziomu napięć na danym obszarze powinno być zrealizowane na polecenie OSP poprzez:

- a) zablokowanie automatycznej regulacji napięć transformatorów 110kV/SN i utrzymywaniu poleconej bądź aktualnej pozycji przełącznika zacsepów transformatora 110 kV/SN, lub
- b) obniżenie o 5 % zadanego napięcia SN układów automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN.

IX.3.6.3. Ograniczenie poziomu napięć powinno być zrealizowane bez zbędnej zwłoki, w czasie nie dłużej niż do 60 minut od wydania polecenia; zalecany czas wprowadzenia nie powinien przekraczać 30 min.

IX.3.6.4. PEC w Końskich sp. z o.o. po wprowadzeniu trybu ograniczenia poziomu napięcia rejestruje w czasie trwania ograniczeń:

- a) poziom napięcia,
- b) pozycje przełączników zacsepów transformatorów 110 kV/SN,
- c) tryb pracy automatycznej regulacji napięć transformatorów 110 kV/SN.

X. STANDARDY TECHNICZNE I BEZPIECZEŃSTWA PRACY SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PEC W KOŃSKICH SP. Z O.O.

- X.1. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w szczególności powinny być spełnione następujące warunki techniczne:
- a) obciążenia prądowe poszczególnych elementów sieci powinny być nie wyższe od dopuszczalnych długotrwanie,
 - b) napięcia w węzłach sieci powinny mieścić się w granicach dopuszczalnych dla poszczególnych elementów sieci,
 - c) moce (prądy) wyłączalne zainstalowanych wyłączników powinny być wyższe niż moce (prądy) zwarciove w danym punkcie sieci.
- X.2. Warunki pracy punktu neutralnego transformatorów 110kV/SN określa PEC w Końskich sp. z o.o. w uzgodnieniu z PGE Dystrybucja S.A..
- X.3. Stacja 110/15/6 kV, jest wyposażona w baterię akumulatorów zapewniającą zasilanie potrzeb własnych.
- X.4. Wymagany, minimalny czas zasilania potrzeb własnych z baterii akumulatorów dla powyższej stacji elektroenergetycznej ustala PEC w Końskich sp. z o.o..

XI. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

XI.1. Parametry jakościowe energii elektrycznej w warunkach normalnych pracy sieci

- XI.1.1. Wyróżnia się następujące parametry znamionowe sieci dystrybucyjnej:
- a) napięcia znamionowe,
 - b) częstotliwość znamionowa.
- XI.1.2. Regulacja częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest prowadzona przez operatora systemu przesyłowego.
- XI.1.3. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci (wyłączając przerwy w zasilaniu), w każdym tygodniu, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 10\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (przy współczynniku $\text{tg } \varphi$ nie większym niż 0,4) dla sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV – w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe.
- XI.1.4. O ile umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa nie stanowi inaczej, w normalnych warunkach pracy sieci, dla odbiorców których urządzenia, instalacje lub sieci przyłączone są bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV ustala się następujące parametry techniczne energii elektrycznej:
- 1) Wartość średnia częstotliwości, mierzona przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4 \%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia,
 - 2) przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła P_{lt} spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od:

- a) 0,8 dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV,
- b) 1 dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV.
- 3) w ciągu każdego tygodnia, 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych:
 - a) składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV oraz od 0 % do 2 % dla sieci o napięciu znamionowym mniejszym od 110 kV,
 - b) dla każdej harmonicznej napięcia zasilającego, powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym w tablicach 1, 2, 3, 4, 5 na stronach 63 – 65.

XI.2. Dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej

XI.2.1. Ustala się poniższe dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów jakościowych energii elektrycznej wprowadzanych przez odbiorniki w sieciach niskich napięć:

XI.2.1.1 Dopuszczalne poziomy wahań napięcia i migotania światła

W przypadku odbiorników o fazowym prądzie znamionowym ≤ 75 A, wprowadza się następujące maksymalnie dopuszczalne poziomy:

- a) wartość P_{st} nie powinna być większa niż 1,
- b) wartość P_{lt} nie powinna być większa niż 0,65,
- c) wartość $d(t) = \frac{\Delta U(t)}{U_n}$ od czasu zmiany napięcia nie powinna przekraczać 3,3 % przez czas dłuższy niż 500 ms,
- d) względna zmiana napięcia $d = \frac{\Delta U}{U_n}$ w stanie ustalonym nie powinna przekraczać 3,3 %, gdzie:

ΔU - zmiana wartości skutecznej napięcia, wyznaczona jako pojedyncza wartość dla każdego kolejnego półokresu napięcia źródła, pomiędzy jego przejściami przez zero, występująca między okresami, gdy napięcie jest w stanie ustalonym co najmniej przez 1 s.

XI.2.1.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu.

XI.2.1.2.1 W celu wyznaczenia maksymalnych poziomów emisji harmonicznym odbiorniki dzieli się wg następującej klasyfikacji:

- a) Klasa A – symetryczne odbiorniki trójfazowe, sprzęt do zastosowań domowych z pominięciem przynależnego do klasy D, narzędzia z pominięciem narzędzi przenośnych, ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny i wszystkie inne z wyjątkiem zakwalifikowanych do jednej z niższych klas,
- b) Klasa B – narzędzia przenośne tj. narzędzia elektryczne, które podczas normalnej pracy trzymane są w rękach i używane tylko przez krótki czas (kilka minut), nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy,
- c) Klasa C – sprzęt oświetleniowy,
- d) Klasa D – sprzęt o mocy 600W lub mniejszej następującego rodzaju: komputery osobiste i monitory do nich, odbiorniki telewizyjne.

XI.2.1.2.2 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym ≤ 16 A zakwalifikowane do:

- a) Klasy A podano w Tablicy 1,
- b) Klasy B podano w Tablicy 2,

- c) Klasy C podano w Tablicy 3,
d) Klasy D podano w Tablicy 4.

Tablica 1. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy A

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,4
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \times (15 / n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,3
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \times (8 / n)$

Tablica 2. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy B

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej
Harmoniczne nieparzyste	
3	3,45
5	1,71
7	1,155
9	0,6
11	0,495
13	0,315
$15 \leq n \leq 39$	$0,225 \times (15 / n)$
Harmoniczne parzyste	
2	1,62
4	0,645
6	0,45
$8 \leq n \leq 40$	$0,345 \times (8 / n)$

Tablica 3. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy C.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu wejściowego [%]
Harmoniczne nieparzyste	
2	2
3	$30 \lambda^*$
5	10
7	7
9	5

$11 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3
* λ – współczynnik mocy obwodu	

Tablica 4. Dopuszczalne poziomy dla odbiorników klasy D.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej w przeliczeniu na Wat [mA/W]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
3	3,4	2,3
5	1,9	1,14
7	1,0	0,77
9	0,5	0,4
11	0,5	0,33
$13 \leq n \leq 39$ (tylko harmoniczne nieparzyste)	3,85 / n	Patrz Tablica 1

- XI.2.1.2.3 Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A.
Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu powodowane przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym >16 A zakwalifikowane do Klasy A, Klasy B, Klasy C oraz Klasy D podano w Tablicy 5.

Tablica 5.

Rząd harmonicznej [n]	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej, wyrażony w % harmonicznej podstawowej prądu zasilającego[%]
3	21,6
5	10,7
7	7,2
9	3,8
11	3,1
13	2
15	0,7
17	1,2
19	1,1
21	$\leq 0,6$
23	0,9
25	0,8
27	$\leq 0,6$
29	0,7
31	0,7
≥ 33	$\leq 0,6$

XII. WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

- XII.1. Do wskaźników jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, stosowanych przez PEC w Końskich sp. z o.o., zalicza się przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.). Określone poniżej przez PEC w Końskich sp. z o.o. wskaźniki jakości i niezawodności

dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki PEC w Końskich sp. z o.o. i użytkowników systemu w tym zakresie są zgodne z obecnie obowiązującymi zapisami powyższego rozporządzenia, przy czym w przypadku jego zmiany obowiązujące będą wskaźniki określone w przepisach obowiązującego prawa.

- XII.2. Ustalono są następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:
- 1) planowane wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci dystrybucyjnej, czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia łącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
 - 2) nieplanowane spowodowane wystąpieniem awarii w sieci dystrybucyjnej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez PEC w Końskich sp. z o.o. informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej,
- XII.3. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania, dzieli się na:
- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
 - 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
 - 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
 - 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
 - 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.
- XII.4. Przerwa planowana, o której odbiorca nie został powiadomiony w formie, o której mowa w pkt.III.3, jest traktowana jako przerwa nieplanowana.
- XII.5. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług dystrybucji lub umowa kompleksowa.
- XII.6. Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:
- 1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowanej - 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin.
 - 2) przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowanych - 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.
- XII.7. PEC w Końskich sp. z o.o. w terminie do dnia 31 marca każdego roku, podaje do publicznej wiadomości przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:
- 1) wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
 - 2) wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich

(SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,

- 3) wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki określone w podpunktach 1) i 2) wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Dla każdego wskaźnika, o którym mowa w podpunktach 1), 2) i 3), należy podać liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do jego wyznaczenia.

XIII. SŁOWNIK SKRÓTÓW I DEFINICJI

Na potrzeby niniejszej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przyjęto następujące oznaczenia skrótów i definicje stosowanych pojęć.

XIII.I. Oznaczenia skrótów

APKO	Automatyka przeciwkołtysaniowa.
ARNE	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni.
AWSCz	Automatyka wymuszania składowej czynnej, stosowana dla potrzeb zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach skompensowanych.
BTHD	Bilans techniczno-handlowy dobowy.
BTHM	Bilans techniczno-handlowy miesięczny.
BTHR	Bilans techniczno-handlowy roczny.
EAZ	Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.
FPP	Fizyczny Punkt Pomiarowy.
GPO	Główny punkt odbioru energii.
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (całość).
IRiESD- -Bilansowanie	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
IRiESP	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (całość).
IRiESP- - Bilansowanie	Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej – część: bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
JWCK	Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana – jednostka wytwórcza której praca podlega koordynacji przez OSP.
KSE	Krajowy system elektroenergetyczny.
kWp	Jednostka mocy szczytowej baterii słonecznej, która jest oddawana przy określonym promieniowaniu słonecznym.
LRW	Lokalna rezerwa wyłącznikowa.
LSPR	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy.
MB	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
fMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
wMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej.

FMB	Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
WMB	Ponadsieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego.
MD	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej.
MDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego.
FMDD	Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego.
PMDD	Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego .
nJWCD	Jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci 110kV nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
nN	Niskie napięcie.
OH	Operator handlowy.
OHT	Operator handlowo-techniczny.
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego.
OSDp	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową.
OSDn	Operator systemu dystrybucyjnego którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową.
OSP	Operator systemu przesyłowego.
PCC	Punkt przyłączenia źródła energii elektrycznej.
PDE	Punkt Dostarczania Energii.
PKD	Plan koordynacyjny dobowy.
PKM	Plan koordynacyjny miesięczny.
PKR	Plan koordynacyjny roczny.
POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.
PPE	Punkt Poboru Energii.
Plt	Wskaźnik długookresowego migotania światła, obliczany z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st} , zgodnie ze wzorem:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

gdzie: i – rząd harmonicznej

Pst	Wskaźnik krótkookresowego migotania światła, mierzony przez 10 minut.
RB	Rynek Bilansujący.
SCO	Samoczynne częstotliwościowe odciążanie.
SMMDD	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego dla Sprzedawcy Macierzystego.
SN	Średnie napięcie.
SPZ	Samoczynne ponowne załączanie - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik liniowy bezzwłocznie lub po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia.
SZR	Samoczynne załączanie rezerwy - automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym przełączeniu odbiorców z zasilania ze źródła podstawowego na zasilanie ze źródła rezerwowego, w przypadku nadmiernego obniżenia się napięcia lub zaniku napięcia.

THD Współczynnik odkształcenia napięcia harmonicznymi, obliczany zgodnie ze wzorem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$$

gdzie i – rząd harmonicznej

U_h – wartość względna napięcia w procentach składowej podstawowej

UCTE	Unia Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej.
URB	Uczestnik Rynku Bilansującego.
URB_{BIL}	Operator Systemu Przesyłowego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące.
URB_{GE}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii.
URB_W	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii.
URB_O	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii: <ul style="list-style-type: none"> • URB_{SD} – odbiorca sieciowy, • URB_{OK} – odbiorca końcowy,
URB_{PO}	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną.
URD	Uczestnik Rynku Detalicznego.
URDn	Uczestnik Rynku Detalicznego, którego sieci i urządzenia są przyłączone dosieci OSDn.
URDO	Uczestnik Rynku Detalicznego typu odbiorca.
URDW	Uczestnik Rynku Detalicznego typu wytwórca.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.
WIRE	System wymiany informacji o rynku energii.
WPKD	Wstępny plan koordynacyjny dobowy.
ZEC	Zakład Energetyki Ciepłej.
ZUSE	Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii.

XIII.2. Pojęcia i definicje

Administrator pomiarów	Jednostka organizacyjna OSD odpowiedzialna za obsługę i kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Automatyczny układ regulacji napięcia elektrowni (ARNE)	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Awaria sieciowa	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości nie większej niż 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Awaria w systemie	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości co najmniej 5 % całkowitej bieżącej produkcji.
Bezpieczeństwo dostaw energii	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz

elektrycznej	równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bilansowanie systemu	Działalność gospodarczą wykonywaną przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji, polegającą na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.
Dystrybucja energii elektrycznej	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej.
Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieceniowa	Automatyka której celem jest wykrywanie zakłóceń w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego elementach oraz podejmowanie działań mających na celu zminimalizowanie ich skutków. EAZ dzielimy na automatykę eliminacyjną prewencyjną oraz restytucyjną.
Farma wiatrowa	Jednostka wytwórcza lub zespół tych jednostek wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączonych do sieci w jednym miejscu przyłączenia (lub przyłączonych do sieci na podstawie jednej umowy o przyłączenie).
Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego(FMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w FMB jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych
Fizyczne Grafikowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (FMD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych godzinowych oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczne Profilowe Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (PMDD)	Punkt w którym ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej jest wyznaczana na podstawie wielkości energii zarejestrowanej przez urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe nie umożliwiające rejestracji danych godzinowych, standardowych profili zużycia oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)	Punkt w sieci wyposażony w urządzenia pomiarowo - rozliczeniowe umożliwiające rejestrację danych pomiarowych(okresowych lub godzinowych), w którym dokonywany jest rzeczywisty pomiar przepływającej energii elektrycznej.
Generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
Generacja zdeterminowana	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem

	ciepła, objęte obowiązkiem zakupu zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki, lub też wytwarzanie.
Główny punkt odbioru energii	Stacja transformatorowa wytwórcy o górnym napięciu wyższym niż 45 kV służąca wyłącznie do połączenia jednostek wytwórczych z KSE.
Grafik obciążeń	Zbiór danych określających oddzielnie dla poszczególnych okresów przyjętych do technicznego bilansowania systemu, zawierający ilości energii elektrycznej planowane do wprowadzenia do sieci lub do poboru z sieci.
Grupy przyłączeniowe	Grupy podmiotów przyłączanych do sieci w podziale na: a) grupa I - przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej, b) grupa II - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym 110 kV, c) grupa III - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV, d) grupa IV - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A, e) grupa V - przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63 A, f) grupa VI - przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie na zasadach określonych w umowie o przyłączenie zastąpione przyłączem docelowym lub podmioty przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.
Jednostka grafikowa	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
Jednostka wytwórcza	Wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy, opisany poprzez dane techniczne i handlowe. Jednostka wytwórcza obejmuje zatem także transformatory blokowe oraz linie blokowe wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.
Koordynowana sieć 110 kV	Część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej.
Krajowy system Elektroenergetyczny	System elektroenergetyczny na terenie Polski.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linia elektroenergetyczna łącząca jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami

	należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Łącze niezależne	Łącze przeznaczone wyłącznie dla potrzeb EAZ, służące do realizacji pracy współbieżnej zabezpieczeń lub przesyłania sygnału bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii. Łącze może być realizowane jako dedykowane włókna światłowodów, w których pozostałe włókna służą realizacji innych funkcji telekomunikacyjnych.
Mechanizm bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w systemie elektroenergetycznym.
Miejsce dostarczania	Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług dystrybucji, w umowie sprzedaży energii elektrycznej albo umowie kompleksowej.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.
Miejsce Dostarczania Energii Rynku Detalicznego (MDD)	Określony przez OSD punkt w sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, którym następuje przekazanie energii pomiędzy Sprzedawcą lub POB a URD.
Miejsce przyłączenia	Punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią.
Mikroźródło	Generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.
Moc dyspozycyjna	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki na remonty planowe, ubytki okresowe, eksploatacyjne i losowe.
Moc osiągalna	Potwierdzona testami największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, przy znamionowych warunkach pracy, utrzymywana: <ul style="list-style-type: none"> a) przez wytwórcę ciepłego w sposób ciągły przez przynajmniej 15 godzin, b) przez wytwórcę wodnego przepływowego w sposób ciągły przez przynajmniej 5 godzin, c) przez wytwórcę szczytowo-pompowego w sposób ciągły przez okres zależny od pojemności zbiornika górnego. Dla farmy wiatrowej przyjmuje się, że moc osiągalna jest równa mocy znamionowej lub niższej, gdy testy wykażą, że nawet w korzystnych warunkach wiatrowych moc znamionowa farmy wiatrowej nie jest osiągalna.

Moc przyłączeniowa	Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza.
Moc umowna	Moc czynna, pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w: a) umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej, jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy, w okresie 15 minut, b) umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji zawieranej pomiędzy operatorami, jako wartość maksymalną ze średnich wartości tej mocy, w okresie godziny, umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny. c) umowie sprzedaży zawieranej między wytwórcą, a przedsiębiorstwem energetycznym nie będącym wytwórcą lub odbiorcą korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, w okresie godziny.
Należyta staranność w utrzymaniu sieci dystrybucyjnej	Wykonywanie czynności ruchowych oraz prac eksploatacyjnych w obiektach, instalacjach i urządzeniach elektroenergetycznych, w terminach i zakresach zgodnych z obowiązującymi przepisami i instrukcjami w tym Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, z uwzględnieniem zasad efektywności i minimalizacji kosztów, prowadzących do zachowania wymaganej niezawodności, jakości dostaw i dotrzymywanie ustaleń wynikających z zawartych umów.
Napięcie znamionowe	Wartość skuteczna napięcia określająca i identyfikująca sieć elektroenergetyczną.
Napięcie deklarowane	Wartość napięcia zasilającego uzgodniona między OSD i odbiorcom - wartość ta jest zwykle zgodna z napięciem znamionowym.
Nielegalne pobieranie energii elektrycznej	Pobieranie energii elektrycznej bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.
Niezbilansowanie	W przypadku odbiorcy – różnica pomiędzy rzeczywistym, a planowanym poborem energii elektrycznej. W przypadku wytwórcy – różnica pomiędzy planowaną, a rzeczywiście wprowadzoną do sieci energią elektryczną.
Normalny układ pracy sieci	Układ pracy sieci i przyłączonych źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne transportu energii elektrycznej oraz spełnienie kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej użytkownikom sieci.
Normalne warunki	Stan pracy sieci, w którym pokryte jest zapotrzebowanie na moc,

pracy sieci	obejmujący operacje łączeniowe i eliminację zaburzeń przez automatyczny system zabezpieczeń, przy równoczesnym braku wyjątkowych okoliczności spowodowanych: a) wpływami zewnętrznymi takimi jak np.: niezgodność instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami i przepisami, b) czynnikami będącymi poza kontrolą OSD takimi jak np.: wyjątkowe warunki atmosferyczne i klęski żywiołowe, zakłócenia spowodowane przez osoby trzecie, działania siły wyższej, wprowadzenie ograniczeń mocy zgodnie z innymi przepisami.
Obrót energią elektryczną	Działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną.
Obszar OSD	Posiadana przez OSD sieć elektroenergetyczna na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej OSD, za której ruch i eksploatację odpowiada OSD.
Obszar regulacyjny	Sieć elektroenergetyczna wraz z przyłączonymi do niej urządzeniami do wytwarzania lub pobierania energii elektrycznej, współpracujące na zasadach określonych w odrębnych przepisach, zdolne do trwałego utrzymywania określonych parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej oraz spełniania warunków obowiązujących we współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi.
Obszar Rynku Bilansującego	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca energii elektrycznej w gospodarstwie domowym	Odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek.
Odlączenie od sieci	Trwałe rozdzielenie urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej, obejmujące m.in. trwały demontaż elementów przyłącza.
Ograniczenia elektrowniane	Ograniczenia wynikające z technicznych warunków pracy jednostek wytwórczych.
Ograniczenia sieciowe	Maksymalne dopuszczalne lub minimalnie niezbędne wytwarzanie mocy w danym węźle, lub w danym obszarze, lub

	maksymalny dopuszczalny przesył mocy przez dany przekrój sieciowy, w tym dla wymiany międzysystemowej, z uwzględnieniem bieżących warunków eksploatacji KSE.
Operator	Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego.
Operator handlowy (OH)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
Operator handlowo Techniczny (OHT)	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
Operator pomiarów	Podmiot odpowiedzialny za zbieranie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych oraz pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, a także za utrzymanie i eksploatację układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
Operator systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Operator systemu przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci(podmiot przyłączony do sieci)	Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci swoich urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznej (podmiot którego urządzenia, instalacje i sieci są przyłączone do sieci elektroenergetycznej).
Procedura zmiany sprzedawcy	Zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę(lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) wniosku o zmianę sprzedawcy, który w konsekwencji podjętych przez OSD prac, doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę, lub w przypadku nie spełnienia warunków koniecznych i niezbędnych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz nowemu sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn.
Programy łączeniowe	Procedury i czynności związane z operacjami łączeniowymi, próbami napięciowymi, tworzeniem układów przejściowych oraz włączeniami do systemu elektroenergetycznego nowych obiektów, a także po dłuższym postoju związanym z modernizacją lub przebudową.

Przedsiębiorstwo Energetyczne	Podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji energii lub obrotu nią.
Przedsiębiorstwo obrotu	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym energią elektryczną, niezależnie od innych rodzajów prowadzonych działalności.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej planowana	Przerwa wynikająca z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nieplanowana	Przerwa spowodowana wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.
Przesyłanie - transport energii elektrycznej	Przesyłanie-transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii
Przyłącze	Odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz tego odbiorcy usługę przesyłania lub dystrybucji.
Punkt Dostarczania Energii	Miejsce przyłączenia URD do sieci dystrybucyjnej poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których realizowany jest proces bilansowania handlowego.
Punkt Poboru Energii	Punkt, w którym produkty energetyczne (energia, usługi przesyłowe, moc, etc.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych). Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.
Regulacyjne usługi systemowe	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora przesyłowego, umożliwiające operatorowi systemu przesyłowego świadczenie usług systemowych, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania KSE, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej.

Rejestrator zakłóceń	Rejestrator zapisujący przebiegi chwilowe napięć, prądów i sygnałów logicznych.
Rejestrator zdarzeń	Rejestrator zapisujący czasy wystąpienia i opisy znakowe zmian stanów urządzeń pola, w którym jest zainstalowany, w tym układów EAZ.
Rezerwa mocy	Niewykorzystana w danym okresie, zdolność jednostek wytwórczych do wytwarzania i dostarczania energii elektrycznej do sieci.
Ruch próbny	Nieprzerwana praca urządzeń, instalacji lub sieci, przez okres co najmniej 72 godzin, z parametrami pracy określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego.
Ruch sieciowy	Sterowanie pracą sieci.
Rynek bilansujący	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
Samoczynne Częstotliwościowe Odciążanie – SCO	Samoczynne wyłączanie odbiorców w przypadku obniżenia się częstotliwości do określonej wielkości, spowodowanego deficytem mocy w systemie elektroenergetycznym.
Samoczynne ponowne załączanie – SPZ	Automatyka elektroenergetyczna, której działanie polega na samoczynnym podaniu impulsu załączającego wyłącznik linii po upływie odpowiednio dobranego czasu, po przejściu tego wyłącznika w stan otwarcia z powodu zadziałania zabezpieczenia.
Sieci	Instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, należące do przedsiębiorstwa energetycznego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Służba dyspozytorska lub ruchowa	Komórka organizacyjna przedsiębiorstw elektroenergetycznego uprawniona do prowadzenia ruchu sieci i kierowania pracą jednostek wytwórczych.
Sprzedawca	Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na sprzedaży energii elektrycznej przez niego wytworzonej lub przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną.
Sprzedaż energii elektrycznej	Bezpośrednia sprzedaż energii przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub odsprzedaż energii przez podmiot zajmujący

	się jej obrotem.
Sprzedawca Macierzysty	Podmiot sprzedający energię elektryczną odbiorcom niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, pełniący jednocześnie na obszarze sieci OSD funkcję Sprzedawcy z Urzędu.
Stan zagrożenia KSE	Warunki pracy, w których istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia: niestabilności systemu, podziału sieci przesyłowe lub ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
Sterownik polowy	Terminal polowy, który posiada wbudowane przyciski lub ekran dotykowy do sterowania łącznikami oraz umożliwia wizualizację aktualnego stanu łączników w tym polu.
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z siecią.
Średnie napięcie	Napięcie wyższe od 1kV i niższe od 110 kV.
Terminal polowy	Mikroprocesorowe urządzenie posiadające przynajmniej jedno łącze cyfrowe z systemem nadzoru (komputerem nadrzędnym), które realizuje zadania w zakresie obsługi wydzielonego pola elementu systemu elektroenergetycznego (linii, transformatora, łącznika szyn, itp.) związane z EAZ eliminacyjną, prewencyjną lub restytucyjną oraz dodatkowo w zakresie pomiarów wielkości elektrycznych, sterowania łącznikami, rejestracji zdarzeń i zakłóceń, lokalizacji miejsca zwarcia lub inne.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z Operatorem Systemu Przesyłowego, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP - Bilansowanie.
Uczestnik Rynku Detalicznego	Podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem rynku bilansującego oraz który zawarł umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD (obowiązek posiadania umowy dystrybucji spełniony jest również w przypadku posiadania umowy kompleksowej).
Układ pomiarowo – kontrolny	Układ pomiarowy, którego wskazania stanowią podstawę do monitorowania prawidłowości wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych poprzez porównywanie zmierzonych wielkości i/lub bilansowanie obiektów elektroenergetycznych lub obszarów sieci.
Układ pomiarowo – rozliczeniowy	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo-pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów i rozliczeń mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo – rozliczeniowy	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych

podstawowy	(finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ pomiarowo - rozliczeniowy rezerwowo	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych(finansowych) mocy i energii elektrycznej, w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo - rozliczeniowego podstawowego.
Układ pomiarowo - rozliczeniowy równoważny	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych(finansowych) mocy i energii elektrycznej.
Układ zabezpieczeniowy	Zespół złożony z jednego lub kilku urządzeń zabezpieczeniowych i innych urządzeń współpracujących przeznaczony do spełniania jednej lub wielu określonych funkcji zabezpieczeniowych.
Urządzenia	Urządzenia techniczne stosowane w procesach energetycznych.
Usługi systemowe	Usługi niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych parametrów niezawodnościowych dostarczania energii elektrycznej i jej jakości.
Ustawa	Ustawa z dnia 10.04.1997r. – Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego(wMB)	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
Współczynnik Bezpieczeństwa przyrządu – FS	Stosunek znamionowego prądu bezpiecznego przyrządu do znamionowego prądu pierwotnego. Przy czym znamionowy prąd bezpieczny przyrządu określa się jako wartość skuteczną minimalnego prądu pierwotnego, przy którym błąd całkowity przekładnika prądowego do pomiarów jest równy lub większy niż 10 % przy obciążeniu znamionowym.
Wstępne dane pomiarowe	Nie zweryfikowane dane pozyskane w trakcie okresu z układów pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych, nie służące do rozliczeń, a pozyskane jedynie w celu prowadzenia działalności operatorskiej przez OSD.
Wyłączenie awaryjne	Wyłączenie urządzeń automatyczne lub ręczne, w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa tego urządzenia lub innych urządzeń, instalacji i sieci albo zagrożenia bezpieczeństwa osób, mienia lub środowiska.
Wymiana Międzysystemowa	Wymiana mocy i energii elektrycznej pomiędzy KSE i innymi systemami elektroenergetycznymi.

Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego urządzenia współpracują z siecią.
Zabezpieczenia	Część EAZ służąca do wykrywania i lokalizacji zakłóceń oraz wyłączenia elementów nimi dotkniętych. W pewnych przypadkach zabezpieczenia mogą tylko sygnalizować powstanie zakłócenia i jego miejsce.
Zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne	Zabezpieczenie nadprądowe, którego nastawa prądowa jest zasadniczo odstrojona od prądów roboczych zabezpieczanego urządzenia.
Zabezpieczenie nadprądowe zwarciove	Zabezpieczenie nadprądowe, którego opóźnienie czasowe jest mniejsze od 0,4 s, a nastawa prądowa wynika z oceny prądów zwarciovych w otoczeniu miejsca jego zainstalowania z pominięciem wpływu prądów roboczych
Zaprzestanie dostaw energii elektryczne	Nie dostarczanie energii elektrycznej do przyłączonego obiektu z powodu rozwiązania lub wygaśnięcia umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej, bez dokonania trwałego demontażu elementów przyłącza.
Zarządzanie ograniczeniami systemowymi	Działalność gospodarcza wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego w ramach świadczonych usług przesyłania lub dystrybucji w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie ustawy Prawo energetyczne, wymaganych parametrów technicznych energii elektrycznej w przypadku wystąpienia ograniczeń technicznych w przepustowości tych systemów.

Załącznik nr 1

**INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI
SIECI DYSTRYBUCYJNEJ**

**Zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu
technicznego oraz konserwacji remontów urządzeń,
instalacji i sieci dystrybucyjnej**

Spis treści

1. . Wstęp	84
2. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	84
3. Przeglądy elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	85
4. . Ocena stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	86
5. Oględziny i przeglądy instalacji	87
6. Remonty urządzeń, instalacji i elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej	87
7. Czasookresy oględzin urządzeń elektroenergetycznych.....	87

1. WSTĘP

PEC w Końskich sp. z o.o. jako operator systemu dystrybucyjnego (OSDn) wprowadza następujące zasady dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych.

2. OGŁĘDZINY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

- 2.1. Oględziny elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny być wykonywane w miarę możliwości podczas ruchu sieci, w zakresie niezbędnym do ustalenia jej zdolności do pracy.
- 2.2. Sieć dystrybucyjna PEC w Końskich sp. z o.o., składa się ze stacji 110/15/6 kV oraz linii kablowych SN i nN.
- 2.3. Oględziny linii kablowych są przeprowadzane w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.4. Podczas przeprowadzania oględzin linii kablowych i SN sprawdza się w szczególności:
 - a) stan głowic kablowych,
 - b) stan złączy kablowych SN,
 - c) stan widocznych oznaczników linii kablowych i tablic ostrzegawczych na brzegach rzek,
 - d) stan wejść do tuneli, kanałów i studzienek kablowych,
 - e) stan osłon przeciwkorozyjnych kabli, konstrukcji wsporczych i osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi,
 - f) stan połączeń przewodów uziemiających i zacisków,
 - g) stan urządzeń dodatkowego wyposażenia linii,
 - h) czy na trasie linii kablowych nie zaistniały warunki mające wpływ na ich prawidłową eksploatację, m.in. czy w pobliżu tras linii kablowych nie prowadzi się wykopów oraz czy na trasach linii kablowych nie są składowane duże i ciężkie elementy, mogące utrudniać dostęp do kabla.
- 2.5. Oględziny linii kablowych nN przeprowadza się w zakresie ich widocznych elementów, w szczególności złączy kablowych oraz połączeń z liniami napowietrznymi.
- 2.6. Oględziny stacji elektroenergetycznych przeprowadza się w czasookresach określonych w Rozdziale 7.
- 2.7. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w skróconym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:
 - a) stan i gotowość potrzeb własnych prądu przemiennego,
 - b) stan prostowników oraz baterii akumulatorów w zakresie określonym odrębnymi przepisami,
 - c) zgodność schematu stacji ze stanem faktycznym,
 - d) zgodność położenia przełączników automatyki z aktualnym układem połączeń stacji,
 - e) działanie oświetlenia elektrycznego (zasadniczego i awaryjnego) stacji,
 - f) stan transformatorów, przekładników, wyłączników, odłączników, dławików gaszących, rezystorów i ograniczników przepięć,

- g) gotowość ruchową układów zabezpieczeń, automatyki i sygnalizacji oraz central telemekhaniki,
- h) działanie rejestratorów zakłóceń,
- i) działanie systemów nadzoru pracy stacji,
- j) stan i gotowość ruchową aparatury i napędów łączników,
- k) gotowość ruchową przetwornic awaryjnego zasilania urządzeń teletechnicznych,
- l) działanie łączy teletechnicznych oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- m) stan zewnętrzny izolatorów i głowic kablowych,
- n) poziom/ciśnienie/gęstość gasiwa lub czynnika izolacyjnego w urządzeniach,
- o) stan ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- p) stan napisów i oznaczeń informacyjno-ostrzegawczych.

2.8. Podczas przeprowadzania oględzin stacji w pełnym zakresie, w zależności od wyposażenia sprawdza się w szczególności:

- a) spełnienie warunków przewidzianych w zakresie skróconych oględzin,
- b) stan i warunki przechowywania oraz przydatność do użytku sprzętu ochronnego,
- c) stan urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- d) stan układów i urządzeń elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, w zakresie określonym w instrukcji eksploatacji obiektu,
- e) stan baterii kondensatorów,
- f) działanie przyrządów kontrolno-pomiarowych,
- g) aktualny stan liczników rejestrujących zadziałanie ochronników, wyłączników, przelączników zaczeów i układów automatyki łączeniowej,
- h) stan dróg, przejść i pomieszczeń, ogrodzeń i zamknięć przy wejściach do pomieszczeń ruchu elektrycznego i na teren stacji,
- i) stan budynków, kanałów kablowych, konstrukcji wsporczych, instalacji wodno-kanalizacyjnych,
- j) stan ochrony przeciwprzepięciowej, kabli, przewodów i ich osprzętu,
- k) stan urządzeń grzewczych i wentylacyjnych oraz wysokości temperatury
- l) w pomieszczeniach, a także warunki chłodzenia urządzeń,
- m) działanie lokalizatorów uszkodzeń linii oraz innych urządzeń stacji, określonych w instrukcji eksploatacji,
- n) kompletność dokumentacji eksploatacyjnej i ruchowej znajdującej się w stacji,
- o) stan instalacji i urządzeń przeciwpożarowych oraz sprzętu pożarniczego.

3. PRZEGLĄDY ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

3.1. Terminy i zakresy przeglądów poszczególnych urządzeń elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej powinny wynikać z przeprowadzonych oględzin oraz oceny stanu technicznego sieci.

3.2. Przegląd linii napowietrznych obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 2.3.,
- b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
- c) odrębnymi wymaganiami i przepisami,
- d) konserwacje i naprawy.

3.3. Przegląd linii kablowej obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 2.5. oraz w pkt. 2.6.,

- b) pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
- c) konserwacje i naprawy.

3.4. Przegląd urządzeń stacji, w zależności od wyposażenia, obejmuje w szczególności:

- a) oględziny w zakresie określonym w pkt. 2.8. oraz w pkt. 2.9.,
- b) badania, pomiary i próby eksploatacyjne określone w opracowaniu „Zakres badań, pomiarów i prób eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych oraz terminy ich wykonywania”,
- c) sprawdzenie działania układów zabezpieczeń, automatyki, pomiarów, telemechaniki i sygnalizacji oraz środków łączności,
- d) sprawdzenie działania i współpracy łączników oraz ich stanu technicznego,
- e) sprawdzenie działania urządzeń i instalacji sprężonego powietrza,
- f) sprawdzenie działania urządzeń potrzeb własnych stacji, prądu przemiennego i stałego,
- g) sprawdzenie ciągłości i stanu połączeń głównych torów prądowych,
- h) sprawdzenie stanu osłon, blokad, urządzeń ostrzegawczych i innych urządzeń zapewniających bezpieczeństwo pracy,
- i) konserwacje i naprawy.

4. OCENA STANU TECHNICZNEGO ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

4.1. Oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej dokonuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat.

4.2. Przy dokonywaniu oceny stanu technicznego elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w szczególności:

- a) wyniki oględzin, badań, przeglądów, prób i pomiarów eksploatacyjnych,
- b) zalecenia wynikające z programu pracy tych sieci,
- c) dane statystyczne o uszkodzeniach i zakłóceniach w pracy sieci,
- d) wymagania określone w dokumentacji fabrycznej,
- e) wymagania wynikające z lokalnych warunków eksploatacji,
- f) wiek sieci oraz zakresy i terminy wykonanych zabiegów eksploatacyjnych, napraw i remontów,
- g) warunki wynikające z planowanej rozbudowy sieci,
- h) warunki bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony przeciwpożarowej,
- i) warunki ochrony środowiska naturalnego.

5. OGLĘDZINY I PRZEGLĄDY INSTALACJI

5.1. Właściciel instalacji odpowiada za ich należyty stan techniczny, w tym za prawidłowe ich utrzymanie oraz prowadzenie eksploatacji, zgodnie z odrębnymi wymaganiami i przepisami.

5.2. Oględziny instalacji przeprowadza się nie rzadziej niż co 5 lat, a w przypadkach gdy narażone są one na szkodliwe wpływy atmosferyczne i niszczące działania czynników występujących podczas ich użytkowania, nie rzadziej niż raz w roku, sprawdzając w szczególności:

- a) stan widocznych części przewodów, izolatorów i ich zamocowania,
- b) stan dławików w miejscu wprowadzenia przewodów do skrzynek przyłączeniowych, odbiorników energii elektrycznej i osprzętu,
- c) stan osłon przed uszkodzeniami mechanicznymi przewodów,
- d) stan ochrony przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,

- e) gotowość ruchową urządzeń zabezpieczających, automatyki i sterowania,
- f) stan napisów informacyjnych i ostrzegawczych oraz oznaczeń, a także ich zgodność z dokumentacją techniczną.

6. REMONTY URZĄDZEŃ, INSTALACJI I ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

6.1. Remonty urządzeń, instalacji i sieci przeprowadza się w terminach i zakresach wynikających z dokonanej oceny stanu technicznego, uwzględniając spodziewane efekty techniczno-ekonomiczne planowanych remontów.

7. CZASOOKRESY OGLEDZIN URZĄDZEŃ ELEKTROENERGETYCZNYCH

Lp.	Urządzenia	Czasookresy oględzin
1	Linie kablowe o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV	Nie rzadziej niż raz na 5 lat
2	Stacje elektroenergetyczne i SN/nN wyposażone w elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową współpracującą z wyłącznikami SN.	W pełnym zakresie nie rzadziej niż raz na rok.
3	Stacje elektroenergetyczne SN/nN:	
	1. Wnętrzowe.	1. Nie rzadziej niż raz na 2 lat.
	2. Napowietrzne.	2. Nie rzadziej niż raz na 5 lat.

Karta aktualizacji nr

1) Data wejścia w życie aktualizacji:

.....

2) Przyczyna aktualizacji:

.....

.....

.....

3) Numery punktów IRiESD podlegających aktualizacji:

.....

.....

.....

4) Nowe brzmienie zaktualizowanych punktów IRiESD:

Nr punktu	Aktualna treść
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

**Podpisy osób
zatwierdzających
aktualizację IRiESD**

.....
.....
.....