



ARCTIC PAPER

KARTA AKTUALIZACJI nr 1/2021 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Niniejsza Karta Aktualizacji zmienia postanowienia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („IRiESD”),

Tekst zatwierdzony przez Zarząd

ARCTIC PAPER KOSTRZYŃ S.A. ARCTIC PAPER KOSTRZYŃ S.A.
WICEPREZES ZARZĄDU CZŁONEK ZARZĄDU
Dyrektor Operacyjny

Zbigniew Wesółowski

Podpis i pieczęć osób zatwierdzających

Data wejścia w życie 20.04.2021 roku

KARTA AKTUALIZACJI nr 1/2021**Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej**

- 1. Data wejścia w życie aktualizacji:** data zatwierdzenia Karty aktualizacji nr 1/2021 IRiESD przez Zarząd ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A.

- 2. Przedmiot i przyczyna aktualizacji IRiESD**

Przedstawione w niniejszej Karcie Aktualizacji zmiany zapisów IRiESD obejmują:

 - 2.1. dostosowanie IRiESD do zapisów ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 2320, z 2021 r. poz. 234),
 - 2.2. dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) zatwierdzonych decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 18 lutego 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.8.2019.PSt. Zmiany IRiESP zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CO/3/2019 IRiESP – Część ogólna, Kartą aktualizacji nr CK/8/2019 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz Kartą aktualizacji nr CB/25/2019 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zmiany IRiESD wynikające z ww. zmian IRiESP dotyczą w szczególności:
 - a) uzupełnienia listy aktów prawnych, których wymagania spełnia IRiESD, o odwołania do Kodeksów sieci, tj. rozporządzeń, wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.);
 - b) przywołania w IRiESD metod, warunków, wymogów i zasad („TCM”, *ang. „terms, conditions and methodologies”*) przyjętych na podstawie Kodeksów sieci.
 - 2.3. dostosowanie IRiESD do zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z dnia 5 marca 2020 r. znak: DRR.WRE.744.35.2019.PSt „Warunków dotyczących bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania” (dalej „Warunki dotyczące bilansowania” lub „WDB”). Warunki dotyczące bilansowania zostały opracowane przez PSE S.A. i wchodzi w życie z dniem 7 kwietnia 2020 r. WDB w znacznej części zastępują postanowienia IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 - 2.4. wprowadzenie do IRiESD zapisów w zakresie pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji. Wprowadzone postanowienia wynikają z art. 9c ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne oraz art. 12 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
 - 2.5. dokonanie zmian IRiESD w zakresie zapisów odnoszących się do prosumenta energii odnawialnej. Zmiany wynikają ze zmiany ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii („ustawa OZE”) wprowadzonej ustawą z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.
 - 2.6. dokonanie zmian IRiESD w zakresie udzielania bonifikat. Zmiany wynikają z rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2019 r., poz. 503, poz. 2053).

- 2.7. dokonanie zmian IRiESD w zakresie zapisów dotyczących obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego, wynikających z ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 144).
- 2.8. dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) wprowadzone Kartą Aktualizacji nr CK/10/2020 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 30 marca 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.2.2020.PSt
- 2.9. dostosowanie IRiESD do zmian IRiESP zatwierdzonych decyzją Prezesa URE z dnia 3 kwietnia 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.3.2020.PSt. Zmiany IRiESP zostały wprowadzone Kartą Aktualizacji nr CO/4/2020 IRiESP – Część ogólna, Kartą Aktualizacji nr CK/11/2020 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz Kartą Aktualizacji nr CB/27/2020 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- 2.10. dostosowanie IRiESD do zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) wprowadzone Kartą Aktualizacji nr CK/12/2020 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzonej decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) z dnia 24 lipca 2020 r., znak: DRR.WRE.4320.4.2020.ŁW.
- 2.11. zmiany wynikające z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. 2020 poz. 2370).
- 2.12. opracowanie standardowych profili zużycia energii elektrycznej wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW przyłączonych do sieci ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A. Aktualizacja zapisów IRiESD wynika z obowiązku określonego w art. 9c ust. 3 pkt 9a) lit. c) w zw. z art. 9g ust. 5a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2020 r., poz. 833, 843, 471, 1086, 1378 i 1565), a więc obowiązku opracowania i umieszczenia w IRiESD standardowych profili zużycia energii elektrycznej.
- 2.13. aktualizację publikatorów aktów prawnych wyszczególnionych w IRiESD. Zmiany wynikają z przyjęcia tekstów jednolitych aktów prawnych bądź ich nowelizacji.
- 2.14. dodanie Załącznika nr 1 w zakresie wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, w tym między innymi dla mikroinstalacji,

3. Zakres zmian IRiESD

Lp.	Rozdział IRiESD	Zestawienie zmian
1.	I. POSTANOWIENIA OGOLNE	Zmianie ulega: pkt. I.5. ppkt. a), b), g) Dodano: w pkt. I.5. ppkt. j), k), l), m), pkt. I.25., pkt. I.26.
2.	II. PRZYŁĄCZANIE DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ APK S.A. URZĄDZEŃ WYTWÓRCZYCH, SIECI, URZĄDZEŃ ODBIORCÓW KONCOWYCH ORAZ LINII BEZPOŚREDNICH	Zmianie ulega: pkt. II.1., ppkt. II.3.3.1.2., ppkt. II.3.3.2.2., pkt. II.4.3., ppkt. II.4.5.4.5., ppkt. II.4.6.6., ppkt. II.4.6.7., ppkt. II.4.7.1.4. e), ppkt. II.5.1.1., ppkt. II.5.1.2., Dodano: ppkt. II.5.1.3., pkt. II.5.5.
3.	IV. BEZPIECZEŃSTWO FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	Zmianie ulega: ppkt. IV.1.1., ppkt. IV.1.3., ppkt. IV.1.4., ppkt. IV.1.16., ppkt. IV.1.7.
4.	V. WSPÓŁPRACA ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A. Z INNYMI OPERATORAMI I PRZEKAZYWANIE INFORMACJI POMIĘDZY OPERATORAMI ORAZ OPERATORAMI A UŻYTKOWNIKAMI SYSTEMU	Zmianie ulega: pkt. V.8.
5.	VI. PROWADZENIE RUCHU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ APK S.A.	Zmianie ulega: ppkt. VI.2.11., pkt. VI.3., pkt. VI.8. Dodano: pkt. VI.9., ppkt. VI.9.1., ppkt. VI.9.2., ppkt. VI.9.3., ppkt. VI.9.4.
6.	VIII. PARAMETRY JAKOŚCIOWE ENERGII ELEKTRYCZNEJ, WSKAŹNIKI JAKOŚCI I NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ STANDARDY JAKOŚCIOWE OBSŁUGI UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU	Zmianie ulega: Ppkt. VIII.4.1. 10), Dodano: ppkt. VIII.4.3., ppkt. VIII.4.4.
7.	IX. BILANSOWANIE SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMISYSTEMOWYMI.	Zmianie ulega: Ppkt. IX.12.1., ppkt. IX.1.2.5., ppkt. IX.1.3.3. d), ppkt. IX.1.3.8., ppkt. IX.1.3.9., ppkt. IX.1.5.4., ppkt. IX.1.7.1.1., ppkt. IX.1.7.2.9., ppkt. IX.3.1.2., ppkt. IX.3.2.6., ppkt. IX.3.2.8., ppkt. IX.3.2.9., ppkt. IX.6.1.3., ppkt. IX.7.1., ppkt. IX.7.2., pkt. IX.8. Dodano: ppkt. IX.1.2.16, ppkt. IX.1.2.17., ppkt. IX.2.12., ppkt. IX.2.13., ppkt. IX.3.1.13. c), ppkt. IX.3.1.26., ppkt. IX.3.1.27., ppkt. IX.7.9., pkt. IX.10., ppkt. IX.10.1., ppkt. IX.10.2.,
8.	X. SŁOWNIK POJĘĆ I DEFINICJI	Dodano nowe skróty: „BPKD”, „OZE”, „Prosument”, „WDB” Zmieniono definicję: „Jednostka wytwórcza”,

		<p>„Rynek bilansujący”, „Wytwórca”</p> <p>Dodano definicję: „Elektrownia”, „Instalacja odnawialnego źródła energii”, „Magazyn energii elektrycznej”, „Maksymalna moc dyspozycyjna netto”, „Minimalna moc dyspozycyjna netto”, „Mała instalacja”, „Mikroinstalacja”, „Prosument energii odnawialnej”, „TCM”, „Uczestnik Rynku Bilansującego”, „Układ ARNE”, „Zapotrzebowanie sieci”</p> <p>Usunięto definicję: „Mikroźródło”</p>
9.	ZAŁĄCZNIKI	<p>Dodano: Załącznik nr 1, Załącznik nr 2, Załącznik nr 4</p> <p>Zmienianie ulega: Załącznik nr 3</p>

4. Nowe brzmienie punktów IRiESD, które obowiązują od daty wejścia w życie Karty Aktualizacji nr 1/2021 IRiESD.

4.1. W rozdziale I. w pkt. I.5. zmieniono treść ppkt. a), b), g) dodano nowy ppkt. j), k), l), m) i nadano im następujące brzmienie:

- I.5. a) zawarte w krajowych aktach prawnych, w szczególności ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne – zwanej dalej „Ustawą” lub „ustawą Prawo energetyczne” (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 833, 843, 875, 1086, 1378, 1565, z 2021 r. poz. 234 i 255) oraz wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi,
- b) ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks Pracy (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 1320),
- g) ustawy Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 1333, 2127, 2320, z 2021 r. poz. 11, 234, 282).
- j) ustawy z dnia 20 lutego 2015r. o odnawialnych źródłach energii – zwanej dalej „Ustawą OZE” (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, , 2320, z 2021 r. poz. 234).
- k) ustawy dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 144),
- l) ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 247, 1565, z 2021 r. poz. 234).
- m) zawarte w:
- rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL,
 - b) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG,

- c) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. Urz. UE L 223/10 z 18.8.2016) - NC DC,
- d) rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. Urz. UE L 241/1 z 8.9.2016) - NC HVDC,
- e) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 220/1 z 25.8.2017) - SO GL,
- f) rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. Urz. UE L 312/54 z 28.11.2017 r.) - NC ER;
zwanyymi dalej łącznie „Kodeksami sieci”.
- m) określonych w opracowanych przez OSP Warunkach dotyczących bilansowania (zwanych dalej „WDB”), zatwierdzonych decyzją Prezesa URE.

W przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w sprawie odstępstwa na podstawie art. 62 albo 63 rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci nie stosuje się wymagań IRiESD sprzecznych z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

4.2. W rozdziale I. dodano pkt. I.25. i nadano mu następujące brzmienie:

- I.25. Zakres przedmiotowy IRiESD pokrywa się częściowo z zakresem przedmiotowym TCM, stąd:
- 1) w przypadku, gdy wystąpi rozbieżność pomiędzy postanowieniami IRiESD, a postanowieniami TCM, APK S.A. podejmie działania mające na celu wyeliminowania tych rozbieżności, a do tego czasu postanowienia TCM mają pierwszeństwo nad rozbieżnymi z nimi postanowieniami IRiESD,
 - 2) w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie przyznania, podmiotowi zobowiązanemu do stosowania IRiESD, odstępstwa od stosowania przepisów Kodeksów sieci nie stosuje się, wobec tego podmiotu wymagań IRiESD sprzecznych z tą decyzją.

4.3. W rozdziale I. dodano pkt. I.26. i nadano mu następujące brzmienie:

- I.26. Uwzględniając warunki określone w niniejszej IRiESD - APK S.A. w celu realizacji ustawowych zadań przyjmuje do stosowania instrukcje eksploatacji obiektów i urządzeń, instrukcje ruchowe oraz instrukcje organizacji bezpiecznej pracy, a także dokumenty opracowane na podstawie Kodeksów sieci.

4.4. W rozdziale II zmieniono pkt II.1. i nadano mu następujące brzmienie:

II.1. ZASADY PRZYŁĄCZANIA

- II.1.1. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej APK S.A. następuje na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia, określonych przez APK S.A. albo na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ppkt. II.1.17.
- II.1.2. Procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej APK S.A. obejmuje:
 - 1) pozyskanie przez podmiot od APK S.A., wzoru wniosku o określenie warunków przyłączenia,

- 2) złożenie przez podmiot u APK S.A., wniosku o określenie warunków przyłączenia wraz z wymaganymi załącznikami, zgodnego ze wzorem określonym przez APK S.A.,
 - 3) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (z wyłączeniem przypadków określonych w Ustawie) wpłacenie na rachunek bankowy, wskazany przez APK S.A., zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Zaliczkę wnosi się w ciągu czternastu dni kalendarzowych od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia,
 - 4) APK S.A. dokonuje weryfikacji wniosku w terminie 14 dni roboczych od daty jego otrzymania,
 - 5) w przypadku, gdy wniosek o określenie warunków przyłączenia nie zawiera wszelkich niezbędnych informacji do określenia warunków przyłączenia lub nie zawiera wymaganych załączników APK S.A. informuje podmiot o konieczności jego uzupełnienia. Termin na wydanie warunków przyłączenia rozpoczyna się z dniem złożenia wniosku spełniającego wymagania określone w punktach II.1.3 – II.1.6. niniejszej Instrukcji,
 - 6) w przypadku wniesienia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie przed dniem złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, APK S.A. niezwłocznie zwraca zaliczkę,
 - 7) APK S.A. potwierdza pisemnie złożenie przez podmiot wniosku o określenie warunków przyłączenia zgodnie z art. 7. ust 8h) Ustawy, określając w szczególności datę złożenia wniosku oraz w przypadku przyłączenia źródeł do sieci powyżej 1 kV, wysokość zaliczki, która powinna być uiszczona przez wnioskodawcę na podstawie art. 7 ust 8a). Datą złożenia wniosku jest data otrzymania przez APK S.A. dokumentów spełniających wymagania zgodnie z art. 7. ust 3b) ustawy Prawo energetyczne. Potwierdzenie pisemne APK S.A. przesyła pocztą na adres wskazany we wniosku o określenie warunków przyłączenia,
 - 8) w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zapewnienie przez APK S.A. wykonania 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 APK S.A. 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 ostatecznego odbioru rozbudowanej sieci i przyłącza. APK S.A. zastrzega sobie prawo dokonania sprawdzenia przyłączanych instalacji, urządzeń, sieci.
 - 13) zawarcie przez podmiot umowy o świadczenie usług dystrybucji albo umowy kompleksowej.
- II.1.3. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej APK S.A. urządzeń wytwórczych, sieci, urządzeń lub/i instalacji odbiorców końcowych, linii bezpośrednich składa wniosek o określenie warunków przyłączenia.
Przyłączenie mikroinstalacji do sieci może nastąpić na podstawie zgłoszenia albo na podstawie umowy o przyłączenie i po spełnieniu warunków przyłączenia do sieci, zgodnie z Ustawą OZE.
- II.1.4. Wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia i wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji określa oraz udostępnia APK S.A.. Wniosek dostępny jest: w siedzibie APK S.A. oraz na stronie internetowej <https://arcticpaperkostrzyn.com/osd>
- 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 załączyć:

- a) dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci,
- b) plan zabudowy lub szkic sytuacyjny określający usytuowanie obiektu, w którym będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci względem istniejącej sieci oraz sąsiednich obiektów,
- c) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (innych niż mikroinstalacje):
 - 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 albo
 - dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku z wyłączeniem źródeł lokalizowanych w polskim obszarze morskim.

Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją, która jest objęta wnioskiem o określenie warunków przyłączenia,

- d) w przypadku podmiotów przyłączonych, schemat układu zasilania lub instalacji wnioskodawcy oraz krótki opis zainstalowanych w obiekcie/przewidzianych do zainstalowania urządzeń,
 - e) w przypadku podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródła energii elektrycznej, parametry techniczne jednostki wytwórczej. Parametry należy przedstawić zgodnie z załączonym do wniosku szablonem,
 - f) w przypadku składania wniosku przez podmioty prawne: wypis z Krajowego Rejestru Sądowego, innego rejestru lub zaświadczenie o wpisie do ewidencji działalności gospodarczej.
- II.1.7. Zakres i warunki wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci określa APK S.A.. Koszty wykonania ekspertyzy uwzględnia się w opłacie za przyłączenie.
- II.1.8. Warunki przyłączenia, w zależności od danych zawartych we wniosku, o którym mowa w pkt. II.1.3., zawierają 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 przyłącza,
 - 5) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
 - 6) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy,
 - 7) dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej,
 - 8) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - 9) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego współpracy z systemem pomiarowo-rozliczeniowym,
 - 10) rodzaj i usytuowanie zabezpieczeń, dane znamionowe, warunki współpracy oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
 - 11) 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;
 - 12) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
 - 13) wymagania w zakresie:
 - a) dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
 - b) przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
 - c) zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi, powodowanymi przez instalacje lub sieci wnioskodawcy,
 - d) wyposażenia, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której instalacje lub sieci są przyłączane,
 - e) ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanych sieci lub instalacji.
 - 14) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych,
 - 15) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony od porażen w instalacji lub sieci przyłączanego podmiotu,
 - 16) ustalone, dla poszczególnych grup przyłączeniowych, dopuszczalne poziomy zaburzeń parametrów technicznych i jakościowych energii elektrycznej niepowodujących pogorszenia parametrów określonych w aktach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne albo ustalonych w umowie o świadczenie usługi przesyłowej albo dystrybucyjnej lub umowie kompleksowej,
 - 17) przewidywany harmonogram przyłączenia odnawialnego źródła energii uwzględniający poszczególne etapy rozbudowy sieci, a także zestawienie planowanych prac.
- II.1.9. Miejsce dostarczania energii elektrycznej dla podmiotów przyłączanych określa APK S.A. w warunkach przyłączenia do sieci.
- II.1.10. APK S.A. wydaje warunki przyłączenia w następujących terminach:
- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
 - 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
 - 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło;
 - 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej - dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło;
- II.1.11. Warunki przyłączania są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie APK S.A. do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.
- II.1.12. Wraz z określonymi przez APK S.A. warunkami przyłączenia wnioskodawca otrzymuje projekt umowy o przyłączenie do sieci.
- II.1.13. W przypadkach, gdy przyłączenie do sieci APK S.A., na podstawie opracowanej ekspertyzy wpłynie na warunki pracy sieci sąsiedniego operatora systemu dystrybucyjnego, APK S.A. występuje do tego OSD/OSDp z wnioskiem o ustalenie czy zakres przebudowy sieci elektroenergetycznych sąsiedniego OSD/OSDp, wynikający z ekspertyzy został ujęty w planie rozwoju tego OSD/OSDp lub czy OSD/OSDp planuje realizację tych inwestycji. APK S.A. oczekuje na odpowiedź sąsiedniego OSD/OSDp min. 14 dni kalendarzowych od daty wysłania wniosku.
- II.1.14. APK S.A. wydając warunki przyłączenia jest odpowiedzialny za dokonanie uzgodnień pomiędzy operatorami, o których mowa w pkt. II.1.13.
- II.1.15. W przypadku gdy APK S.A. odmówi przyłączenia do sieci odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie odnawialnego źródła energii, APK S.A. określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia.

- II.1.16. W przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia odnawialnego źródła energii, APK S.A. powiadamia podmiot ubiegający się o przyłączenie o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. Jeżeli podmiot ten, w terminie 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania powiadomienia:
- 1) w zgodę na taką wielkość mocy przyłączeniowej, APK S.A. wydaje warunki przyłączenia;
 - 2) nie wyraził zgody na taką wielkość mocy przyłączeniowej, APK S.A. odmawia wydania warunków przyłączenia.
- Bieg terminu, o którym mowa w pkt. II.1.10., ulega zawieszeniu do czasu otrzymania zgody od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie.
- II.1.17. W przypadku gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w APK S.A., po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi APK S.A..
- II.1.18. Przyłączane mikroinstalacje muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne określone w art. 7a ust. 1. Ustawy
- APK S.A. publikuje na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie oraz punktach obsługi klienta wzór zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej APK S.A.. Zgłoszenie to zawiera w szczególności
- 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy mikroinstalacji,
 - 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalacje wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a Ustawy,
 - 3) rodzaj mikroinstalacji,
 - 4) moc zainstalowaną elektryczną,
 - 5) moc znamionową falownika po stronie AC – w przypadku przyłączenia poprzez falownik,
 - 6) dane dotyczące lokalizacji obiektu, w którym zainstalowano mikroinstalację,
 - 7) dane techniczne zainstalowanej mikroinstalacji,
 - 8) oświadczenie osoby dokonującej instalacji o zainstalowaniu mikroinstalacji zgodnie z przepisami i zasadami wiedzy technicznej oraz niniejszej IRiESD,
- APK S.A. potwierdza złożenie zgłoszenia, odnotowując datę jego złożenia oraz dokonuje przyłączenia do sieci mikroinstalacji w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia.
- II.1.19. Umowa o przyłączenie stanowi podstawę do rozpoczęcia przez APK S.A. realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych na zasadach określonych w tej umowie.
- II.1.20. Umowa o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej APK S.A. 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 APK S.A. i instalacji podmiotu przyłączanego,
 - 6) zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia,
 - 7) wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów,
 - 8) harmonogram przyłączenia,
 - 9) warunki udostępnienia APK S.A. nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia,

- 10) przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie lub pobieranie energii,
 - 11) planowane ilości energii elektrycznej wprowadzanej do i/lub pobieranej z sieci,
 - 12) moc przyłączeniową,
 - 13) w uzasadnionych przypadkach ustalenia dotyczące opracowania dokumentu regulującego zasady współpracy ruchowej z APK S.A.,
 - 14) odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie,
 - 15) okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.
- II.1.21. APK S.A. w zakresie przyłączanych oraz przyłączonych do sieci dystrybucyjnej urządzeń, instalacji, sieci ma prawo do kontroli legalności pobierania energii elektrycznej, kontroli układów pomiarowo – rozliczeniowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń.
- II.1.22. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli, o których mowa w pkt. II.1.20, reguluje Ustawa oraz akty wykonawcze do Ustawy.
- II.1.23. Zagadnienia związane z połączeniem zagranicznej sieci dystrybucyjnej z siecią dystrybucyjną APK S.A. są regulowane postanowieniami umów.
- II.1.24. Szczegółowe warunki techniczne jakie powinny spełniać przyłączane do sieci dystrybucyjnej APK S.A. urządzenia, instalacje i sieci, w tym jednostki wytwórcze, określają pkt. II.3. oraz załączniki do niniejszej IRiESD.
- II.1.25. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt. VI.2.10. podlegającą uzgodnieniu z APK S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.
- II.1.26. Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej APK S.A. 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.1.27. W celu umożliwienia wykonania analiz stanu i rozwoju sieci dystrybucyjnej APK S.A., wskazane przez APK S.A. podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz przyłączone do sieci dystrybucyjnej przekazują APK S.A. dane określone w rozdziale II.5.
- II.1.28. Wytwórcy oraz farmy wiatrowe o mocy osiągalnej poniżej 50MW, przyłączani do sieci dystrybucyjnej APK S.A., dokonują zgłoszenia nowych jednostek wytwórczych oraz zmian w zakresie zarejestrowanych danych do OSP za pośrednictwem APK S.A.
- II.1.29. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący:
- 1) prosumentem,
 - 2) Przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców – zwanej dalej „ustawą Prawo przedsiębiorców” (t.j. Dz. U. z 2021 r., poz. 162) niebędącym prosumentem.
- Informuje APK S.A. o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w tej mikroinstalacji oraz mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci APK S.A..
- II.1.30. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.28. informuje APK S.A. o:
- 1) Zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;
 - 2) Zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji.
- II.1.31. Zapisów ppkt. II.1.28. i II.1.29. nie stosuje się do wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji, niebędących prosumentami.
- II.1.32. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji prosumentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz

ewidencji wniosków o przyznanie płatności lub wytwórca będący przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność, o której mowa powyżej, nie później niż na 30 dni przed dniem planowanym przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej APK S.A., pisemnie informuje APK S.A. o planowanym terminie jej przyłączenia, planowanej lokalizacji oraz rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

II.1.33. Wytwórca, o którym mowa w pkt. II.1.31. jest obowiązany informować APK S.A. o:

- 1) zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia zmiany;
- 2) zawieszeniu trwającym od 30 dni do 24 miesięcy lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z mikroinstalacji – w terminie 45 dni od dnia zawieszania lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej;
- 3) terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w mikroinstalacji – w terminie 14 dni od dnia jej wytworzenia.

4.5. W rozdziale II pkt. II.3.3 zmieniono treść ppkt. II.3.3.1.2. i nadano mu następujące brzmienie:

II.3.3.1.2. APK S.A. świadczy usługi dystrybucji na zasadzie równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu, z uwzględnieniem wynikającego z norm prawnych obowiązku zapewnienia pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa KSE.

4.6. W rozdziale II pkt. II.3.3. zmieniono treść ppkt. II.3.3.2. i nadano mu następujące brzmienie:

II.3.3.2. APK S.A. świadcząc usługę dystrybucji energii elektrycznej:

- a) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
- b) instaluje na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców innych niż wytwarzający energię w mikroinstalacji,
- c) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w wymaganej przepisami prawa formie,
- d) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- e) przekazuje dane pomiarowe odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu,
- f) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów,
- g) opracowuje, aktualizuje i udostępnia odbiorcom ich standardowe profile zużycia energii elektrycznej,
- h) wdraża procedury zmiany sprzedawcy oraz je uwzględnia w IRiESD.

4.7. W rozdziale II zmieniono treść punktu II.4.3. i nadano mu następujące brzmienie:

II.4.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych

- II.4.3.1. APK S.A. posiada ograniczone możliwości techniczne przyłączania jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej.
- II.4.3.2. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a APK S.A., z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określonych w niniejszym rozdziale oraz Załączniku nr 1 do IRiESD.
- II.4.3.3. Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych o których mowa w pkt.II.4.3.2 obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie:
- a) układów wzbudzenia,
 - b) układów regulacji napięcia,
 - c) sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (Układ ARNE),
 - d) systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej,
 - e) urządzeń regulacji pierwotnej,
 - f) czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
 - g) ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika,
 - h) możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
 - i) wytwarzanych mocy czynnych i biernych,
 - j) wyposażenia linii blokowych w układy automatyki.

4.8. W rozdziale II w pkt. II.4.5. zmieniono treść ppkt. II.4.5.4.5. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.5.4.5. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z APK S.A. lub przez niego ustalone. Nastawy zabezpieczeń podnapięciowych powinny uwzględniać wymaganą krzywą $t=f(U)$ podaną wg IRiESD w Załączniku nr 1.

4.9. W rozdziale II w pkt. II.4.6. dodano nowy ppkt. II.4.6.6. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.6.6. Do przekazywania danych bezpośrednio z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA OSP podstawowo jest stosowany protokół IEC60870-5-104. Za zgodą OSP, przejściowo dopuszcza się stosowanie protokołów DNP3 lub IEC60870-5-101 pracujących na łączach szeregowych.

4.10. W rozdziale II w pkt. II.4.6. dodano nowy ppkt. II.4.6.7. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.6.7. Do przekazywania danych pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD służą łączą TCP/IP i protokół komunikacyjny ICCP (TASE.2).

4.11. W rozdziale II pkt. II.4.7. zmieniono treść ppkt. II.4.7.1.4. e) i nadano mu następujące brzmienie:

- II.4.7.1.4. e) w przypadku wytwórców posiadających odnawialne źródła energii (z wyjątkiem nowo przyłączanych), dodatkowo na zaciskach generatorów źródeł wytwórczych, dla których wymagane jest potwierdzenie przez APK S.A. ilości energii elektrycznej, niezbędne do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy OZE.

4.12. W rozdziale II w pkt. II.5.1. zmieniono ppkt. II.5.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.5.1.1. Dane przekazywane do APK S.A. przez podmioty przyłączane i przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie ujęte w punkcie II.5.1.2. obejmują:
- a) dane opisujące stan istniejący,
 - b) dane prognozowane dla perspektywy określonej przez APK S.A.,
 - c) dane pomiarowe opisujące stan pracy sieci, inne niż pomiary energii elektrycznej.

4.13. W rozdziale II w pkt. II.5.1. zmieniono ppkt. II.5.1.2. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.5.1.2. Podmioty przyłączane i przyłączone do sieci APK S.A., mają obowiązek zgodnie z TCM przekazywania danych strukturalnych do OSP lub APK S.A..
W sytuacji, gdy:
- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
 - b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do APK S.A., zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej APK S.A..

4.14. W rozdziale II w pkt. II.5.1. dodano nowy ppkt. II.5.1.3. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.5.1.3. Dane strukturalne, pozyskiwane przez OSP za pośrednictwem APK S.A. są przekazywane corocznie przez podmioty przekazujące dane do APK S.A., w terminie do dnia 15-go sierpnia roku poprzedzającego, na kolejne 5 lat kalendarzowych, przy czym każdy podmiot przekazujący dane do APK S.A. dokonuje przeglądu przekazywanych informacji i przekazuje zaktualizowane informacje do APK S.A., zgodnie z zasadami określonymi w TCM.

4.15. W rozdziale II dodano nowy pkt. II.5.5. i nadano mu następujące brzmienie:

II.5.5. Wymagania dotyczące zdalnego pozyskiwania danych pomiarowych

4.16. W rozdziale II w pkt. II.5.5. dodano nowy ppkt. II.5.5.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- II.5.5.1. Podmioty przyłączone do sieci APK S.A. mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych czasu rzeczywistego do OSP lub APK S.A.
W sytuacji, gdy:
- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
 - b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do APK S.A., zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej APK S.A.

4.17. W rozdziale IV pkt. IV.1. zmieniono treść ppkt. IV.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

- IV.1.1. OSP, zgodnie z IRiESP, 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.

OSP, zgodnie z IRiESP, opracowuje i aktualizuje plan obrony systemu i plan odbudowy zgodnie z NC ER.

4.18. W rozdziale IV pkt. IV.1. zmieniono treść ppkt. IV.1.3. i nadano mu następujące brzmienie:

IV.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 TCM.

4.19. W rozdziale IV pkt. IV.1. zmieniono treść ppkt. IV.1.4. i nadano mu następujące brzmienie:

IV.1.4. OSP ma prawo stosować zgodnie z TCM procedury awaryjne w przypadku wystąpienia każdej z poniższych sytuacji:

- a) zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie,
- b) awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, między innymi takich jak WIRE, SOWE, system planowania pracy jednostek wytwórczych lub systemy wspomaganie dyspozytorskiego.

4.20. W rozdziale IV pkt. IV.1. zmieniono treść ppkt. IV.1.6. i nadano mu następujące brzmienie:

IV.1.6. APK S.A. wraz z OSP podejmują, zgodnie z IRiESP, niezwłoczne działania zmierzające do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, awarii sieciowej lub awarii w systemie i odbudowy KSE na podstawie planu odbudowy.

4.21. W rozdziale IV pkt. IV.1. zmieniono treść ppkt. IV.1.7. i nadano mu następujące brzmienie:

IV.1.7. APK S.A. bierze udział w organizowanych przez OSP szkoleniach w zakresie planu obrony i planu odbudowy oraz opracowuje i na bieżąco aktualizuje procedury dyspozytorskie na okres odbudowy zasilania systemu dystrybucyjnego, którego pracą kieruje.

4.22. W rozdziale V zmieniono treść pkt. V.8. i nadano mu następujące brzmienie:

V.8. APK S.A. umożliwi realizację umów sprzedaży energii elektrycznej lub umów kompleksowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci, również poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie:

- a) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi APK S.A. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- b) aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi APK S.A. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych,
- c) aktualną listę sprzedawców zawierających umowy sprzedaży rezerwowej, z którymi APK S.A. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- d) aktualną listę sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, z którymi APK S.A. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- e) informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania APK S.A.,

- f) informacji o sprzedawcy zobowiązanym wskazanym w decyzji wydanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na obszarze działania APK S.A.,
- g) wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi, wytwórcami oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

4.23. W rozdziale VI pkt. VI.2. zmieniono treść ppkt. VI.2.11. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.2.11. Podmioty zaliczone do III i VI grupy przyłączeniowej, przyłączane do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV oraz wytwórcy niezależnie od poziomu napięcia sieci, z wyłączeniem mikroinstalacji, opracowują instrukcję, o której mowa w pkt.VI.2.10. podlegającą uzgodnieniu z APK S.A. przed przyłączeniem podmiotu do sieci.

4.24. W rozdziale VI zmieniono treść pkt. VI.3. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.3.1. Użytkownicy systemu przyłączeni do sieci dystrybucyjnej APK S.A. uczestniczący w rynku bilansującym podlegają procesowi planowania technicznych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, w tym sporządzania dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, realizowanemu przez operatora systemu przesyłowego. Użytkowników systemu obowiązują w tym zakresie zapisy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

VI.3.2. APK S.A. uzgadnia harmonogramy remontów jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A., innych niż JWCD oraz JWCK. Dla jednostek wytwórczych koordynowanych przez operatora systemu przesyłowego, APK S.A. uzgadnia harmonogramy remontów z operatorem systemu przesyłowego.

VI.3.3. APK S.A., na podstawie wykonanych analiz technicznych, określa ograniczenia sieciowe oraz ich zakres dla pracy jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A..

4.25. W rozdziale VI zmieniono treść pkt. VI.8. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.8.1. APK S.A. dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A., innych niż JWCD i JWCK określa:

- a) czas synchronizacji,
- a) czas osiągnięcia pełnych zdolności wytwórczych,
- b) planowane obciążenie mocą czynną,
- c) czas odstawienia.

VI.8.2. APK S.A. uzgadnia z OSDp zmiany w planach produkcji jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A. innych niż JWCD i JWCK, jeżeli wymaga tego bezpieczeństwo pracy sieci OSDp.

VI.8.3. APK S.A. 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 systemu elektroenergetycznego APK S.A..

VI.8.4. Wytwórcy w zakresie jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A. są zobowiązani do niezwłocznego przekazywania do APK S.A. informacji o zmianie mocy dyspozycyjnej.

VI.8.5. Bezpośrednio przed synchronizacją lub odstawieniem jednostki wytwórczej, wytwórca jest zobowiązany uzyskać zgodę APK S.A..

VI.8.6. APK S.A. może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci APK S.A. w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, APK S.A. w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci APK S.A. jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

4.26. W rozdziale VI dodano nowy pkt. VI.9. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.9. Wymiana danych dotyczących prognozowania

4.27. W rozdziale VI w pkt. VI.9. dodano nowy ppkt. VI.9.1. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.9.1. Podmioty przyłączone do sieci APK S.A. mają obowiązek, zgodnie z TCM przekazywania danych planistycznych do OSP lub APK S.A..

W sytuacji, gdy:

- a) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do OSP, zasady wykonania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej OSP,
- b) obowiązek ten dotyczy przekazywania danych bezpośrednio do APK S.A., zasady wykonywania tego obowiązku wskazane są na stronie internetowej APK S.A..

4.28. W rozdziale VI w pkt. VI.9. dodano nowy ppkt. VI.9.2. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.9.2. Podmioty nie podlegające pod punkt VI.9.1. mają obowiązek przekazania danych zgodnie z punktem VI.3.

4.29. W rozdziale VI w pkt. VI.9. dodano nowy ppkt. VI.9.3. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.9.3. APK S.A., dla potrzeb planowania koordynacyjnego, przekazuje do OSP dane planistyczne uzyskane zgodnie z pkt. VI.9.1. przy czym dla danych dotyczących jednostek wytwórczych typu C i B dane dotyczące dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych lub ich agregatów są przekazywane przez jednostki wytwórcze do APK S.A. jako minimalna i maksymalna moc dyspozycyjna netto. W przypadku jednostek wytwórczych typu D zasady przekazywania i zakres danych jest określony w IRiESP.

4.30. W rozdziale VI w pkt. VI.9. dodano nowy ppkt. VI.9.4. i nadano mu następujące brzmienie:

VI.9.4. Jednostki wytwórcze typu C i D przyłączone do sieci dystrybucyjnej APK S.A. oraz jednostki przyłączone do sieci APK S.A. za pośrednictwem APK S.A. przekazują APK S.A. dla potrzeb aktualizacji planu koordynacyjnego BPKD bieżące korekty:

- a) planowanych wartości mocy dyspozycyjnych netto,
- b) grafików planowanej generacji mocy czynnej netto.

4.31. W rozdziale VIII pkt. VIII.4. zmieniono treść ppkt. VIII.4.1. 10) i nadano mu następujące brzmienie:

- 10) APK S.A. udziela bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców lub parametrów jakościowych energii elektrycznej, w wysokości określonej w taryfie lub umowie.

4.32. W rozdziale VIII pkt. VIII.4 dodano ppkt. VIII.4.3. oraz VIII.4.4. i nadano im następujące brzmienie:

VIII.4.3. APK S.A., w terminie 14 dni od dnia otrzymania, od wytwórcy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej, który w rozumieniu ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

- a) premii kogeneracyjnej,
- b) premii gwarantowanej,
- c) premii gwarantowanej indywidualnej,
- d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

pisemnej informacji o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej jednostce, przekazuje wytwórcy tę informację wraz z jej potwierdzeniem.

Za datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w jednostce kogeneracji, rozumie się dzień wytworzenia energii elektrycznej w tej jednostce i wprowadzenia tej energii po raz pierwszy do sieci dystrybucyjnej APK S.A..

VIII.4.3. APK S.A., w terminie 14 dni po zakończeniu miesiąca, przekazuje Operatorowi rozliczeń dane dotyczące ilości wytworzonej przez wytwórcę w jednostce kogeneracji, która jest przyłączona do sieci elektroenergetycznej APK S.A., który w rozumieniu ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest uprawniony do wypłaty odpowiednio:

- a) premii kogeneracyjnej,
- b) premii gwarantowanej,
- c) premii gwarantowanej indywidualnej,
- d) premii kogeneracyjnej indywidualnej,

energii elektrycznej wprowadzonej do sieci i sprzedanej.

4.33. W rozdziale IX pkt. IX.1. zmieniono ppkt. IX.1.2.5. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.1.2.5. POB jest wskazywany przez sprzedawcę oraz przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej (URD_w), w umowie o świadczenie usług dystrybucji zawartej z APK S.A.. Rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej do systemu oraz pobieranej z systemu, dla danego punktu poboru energii (PPE), dokonuje tylko jeden POB.

4.34. W rozdziale IX pkt. IX.1. dodano ppkt. IX.1.2.16. - IX.1.2.17. i nadano im następujące brzmienie:

IX.1.2.16. Wytwórca w mikroinstalacji jest URD_o zarówno w zakresie energii pobranej z sieci APK S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci APK S.A., dla danego punktu poboru energii (PPE).

IX.1.2.17. Wytwórca inny niż, o którym jest mowa w pkt. IX.1.2.16. jest URD_w zarówno w zakresie energii pobranej z sieci APK S.A. jak i w zakresie energii wprowadzonej do sieci APK S.A., dla danego punktu poboru energii (PPE).

4.35. W rozdziale IX pkt. IX.1. w ppkt. IX.1.3.3. zmieniono treść lit d) i dodano nową lit. e) o następującym brzmieniu:

- IX.1.3.3. d) wskazaniu przez URD typu wytwórcy (URD_w) wybranego POB, posiadającego zawartą umowę dystrybucji z APK S.A.,
 e) zawarciu przez URD typu odbiorcy (URD_o), będącego wytwórcą w mikroinstalacji (innym niż prosument rozliczany na podstawie umowy kompleksowej), umowy dystrybucji z APK S.A..

4.36. W rozdziale IX pkt. IX.1. zmieniono ppkt. IX.1.3.9. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.1.3.9. Podmiot zamierzający sprzedawać energię elektryczną URD będących odbiorcami końcowymi, w tym prosumentami, na podstawie umów kompleksowych, zawiera z APK S.A., jedną GUD-K na podstawie której może pełnić funkcję sprzedawcy usługi kompleksowej. GUD-K określa warunki realizacji umów kompleksowych dla w/w URD, którym ten sprzedawca będzie świadczyć usługę kompleksową. GUD-K powinna spełniać wymagania określone w ustawie Prawo energetyczne oraz zawierać co najmniej następujące elementy:

- a) wskazanie wybranego przez sprzedawcę POB, który ma zawartą umowę dystrybucji z APK S.A.,
- b) zasady zaprzestania lub ograniczania świadczenia usług dystrybucji przez APK S.A.,
- c) warunki świadczenia przez APK S.A. usług dystrybucji URD posiadającym zawarte umowy kompleksowe ze sprzedawcą,
- d) warunki i zasady prowadzenia rozliczeń pomiędzy APK S.A. a sprzedawcą,
- e) zasady zabezpieczeń należytego wykonania GUD-K,
- f) ogólne zasady wymiany danych i informacji pomiędzy APK S.A. a sprzedawcą,
- g) osoby upoważnione do kontaktu z APK S.A. oraz sprzedawcą, a także ich dane teleadresowe,
- h) zobowiązanie sprzedawcy do niezwłocznego informowania APK S.A. o utracie wskazanego POB, w tym w wyniku zaprzestania lub zawieszenia jego działalności na RB, w rozumieniu WDB,
- i) zasady rozwiązania i ograniczania realizacji umowy, w tym, w przypadku zaprzestania działalności przez POB sprzedawcy,
- j) zasady i warunki sprzedaży rezerwowej.

4.37. W rozdziale IX pkt. IX.1.7.1. zmieniono ppkt. IX.1.7.1.1. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.1.7.1.1. ORed, aby mógł uczestniczyć w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed oraz status „ORed aktywny”, uzyskane na zasadach określonych poniżej. Zasady certyfikowania ORed przyłączonych do sieci przesyłowej albo jednocześnie do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej określa WDB.

4.38. W rozdziale IX pkt. IX.1.7.2 zmieniono treść ostatniego akapitu ppkt. IX.1.7.2.9. i nadano mu następujące brzmienie:

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z WDB

4.39. W rozdziale IX pkt. IX.2. dodano ppkt. IX.2.12. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.2.12. Świadczenie usług dystrybucji dla URD_w w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci APK S.A., odbywa się wyłącznie na podstawie umowy

o świadczenie usług dystrybucji zawartej z APK S.A.. Umowa o świadczenie usług dystrybucji z URD_w jest zatwierdzana na wniosek, o którym mowa w pkt. IX.2.1., po wskazaniu POB przez URD_w.

Wskazanie POB następuje zgodnie z zapisami rozdziału IX. pkt. IX.5.

4.40. W rozdziale IX pkt. IX.2. dodano pkt. IX.2.13. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.2.13. Umowa o świadczenie usług dystrybucji, w zakresie energii pobranej z sieci oraz wprowadzonej do sieci APK S.A., z URD_o wytwarzającymi energię w mikroinstalacji, z wyłączeniem prosumentów rozliczanych na podstawie umowy kompleksowej, jest zawierana po uprzednim zgłoszeniu mikroinstalacji lub realizacji umowy przyłączeniowej.

4.41. W rozdziale IX pkt. IX.3. w ppkt. IX.3.1.2. zmieniono początek i nadano mu następujące brzmienie:

IX.3.1.2. Administrowanie przez APK S.A. danymi pomiarowymi w obszarze sieci dystrybucyjnej polega na wyznaczaniu ilości dostaw energii dla potrzeb rozliczeń m.in. na Rynku Bilansującym, Rynku Detalicznym, rynku mocy, usług dystrybucyjnych oraz innych potrzeb i obejmuje następujące zadania:

4.42. W rozdziale IX pkt. IX.3. w ppkt. IX.3.1.13. dodano lit. c) o następującym brzmieniu:

IX.3.1.13. c) oddzielnie w formie okresowych stanów (wskazań) liczydeł liczników energii elektrycznej dane o ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez URD posiadającego mikroinstalację;

4.43. W rozdziale IX pkt. IX.3. dodano ppkt. IX.3.1.26. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.3.1.26. Dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, w przypadku awarii licznika zdalnego odczytu, APK S.A. może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez APK S.A., który zostanie opublikowany na stronie internetowej APK S.A. oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

4.44. W rozdziale IX pkt. IX.3. dodano ppkt. IX.3.1.27. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.3.1.27. Nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2021 r., dla potrzeb rozliczeń rynku mocy, w przypadku braku licznika zdalnego odczytu, APK S.A. może wyznaczyć wolumen energii elektrycznej pobranej z sieci na podstawie profilu zakupu energii elektrycznej (profil zakupu) dokonanej przez APK S.A., który zostanie opublikowany na stronie internetowej APK S.A. oraz rzeczywiście pobranej energii elektrycznej przez URD.

4.45. W rozdziale IX pkt. IX.6. zmieniono treść ppkt. IX.6.1.3. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.6.1.3. Zawartość formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. IX.6.1.2., określa Załącznik nr 2 do IRiESD.

4.46. W rozdziale IX pkt. IX.7. zmieniono treść ppkt. IX.7.1. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.7.1. APK S.A. określa standardowe profile zużycia (profile) na podstawie pomierzonych zmienności obciążeń dobowych odbiorców przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN oraz

o mocy umownej nie większej niż 40 kW lub na podstawie standardowych profili zużycia publikowanych przez OSDp.

4.47. W rozdziale IX pkt. IX.7. zmieniono treść pkt. IX.7.2. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.7.2. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. IX.7.1. APK S.A. na podstawie:

- a) parametrów technicznych przyłącza
 - b) grupy taryfowej określonej w umowie dystrybucji lub umowie kompleksowej,
 - c) historycznego lub przewidywanego rocznego zużycia energii elektrycznej,
 - d) charakteru odbioru (potrzeb, na jakie zużywana jest energia elektryczna),
- przydziela odpowiedni profil.

Przydzielony standardowy profil zużycia może być wykorzystany przez APK S.A. na potrzeby, o których mowa w pkt. IX.3.1.2.

4.48. W rozdziale IX pkt. IX.7. dodano nowy ppkt. IX.7.9. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.7.9. Dla URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej APK S.A. stosuje się standardowe profile zużycia dla grup taryfowych określonych w aktualnej Taryfie APK S.A. zatwierdzonej przez Prezesa URE:

Profil A - Odbiorcy z grupy taryfowej C11

Profil jest integralną częścią IRiESD i stanowi Załączniki nr 4 do niniejszej IRiESD.

4.49. W rozdziale IX zmieniono pkt. IX.8. nadano mu następujące brzmienie:

IX.8.1. Reklamacje podmiotów zobowiązanych do stosowania IRiESD mogą być zgłaszane w formie pisemnej (drogą pocztową, osobiście, faksową lub pocztą elektroniczną) lub ustnej (osobiście, telefonicznie).

IX.8.2. URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje do tego sprzedawcy, z zastrzeżeniem pkt. IX.8.3.

Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r.- Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

URD posiadający zawartą ze sprzedawcą umowę sprzedaży oraz z APK S.A. umowę dystrybucji lub umowę kompleksową zawartą z APK S.A., reklamacje dotyczące umowy dystrybucji składa bezpośrednio do APK S.A..

Reklamacje powinny być dostarczone w formie pisemnej do siedziby APK S.A.:

Arctic Paper Kostrzyn S.A.

Kostrzyn nad Odrą

ul. Fabryczna 1

fax nr. 95 752-41-37

info-kostrzyn@arcticpaper.com

zbgnew.wesolowski@arcticpaper.com

slawomir.sytek@arcticpaper.com

Strona internetowa APK S.A. dostępna jest pod adresem:

<https://arcticpaperkostrzyn.com/osd>

IX.8.3. APK S.A. samodzielnie (bez udziału sprzedawcy) realizować będzie następujące obowiązki w zakresie postępowania reklamacyjnego oraz realizacji obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów, o których mowa w pkt. I.5.:

- 1) przyjmuje od URD przez całą dobę zgłoszeń dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej oraz wystąpienia zagrożeń życia i zdrowia spowodowanych niewłaściwą pracą sieci,
- 2) udzielanie URD, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanej z powodu awarii w sieci,
- 3) powiadamianie, z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie:
 - a) lokalnych komunikatów i ogłoszeń w formie papierowej, ogłoszeń internetowych, indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się – jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
- 4) informowanie na piśmie z co najmniej:
 - a) rocznym wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
 - b) trzyletnim wyprzedzeniem - o konieczności dostosowania urządzeń i instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia lub innych warunków funkcjonowania sieci, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV,
 - c) tygodniowym wyprzedzeniem – o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią, jeżeli URD jest zasilany z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.
- 5) kontaktowanie się z URD w sprawie odpłatnego podejmowania stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez URD lub inny podmiot, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- 6) przyjmowanie od URD reklamacji na wstrzymanie przez APK S.A. dostarczania energii z przyczyn innych niż wskazana w pkt. II.3.2.2.,
- 7) przyjmowanie dodatkowych zleceń od URD na wykonanie czynności wynikających z taryfy APK S.A.,
- 8) Prosument będący konsumentem w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r.- Kodeks cywilny, który posiada zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową, składa reklamacje dotyczące rozliczania i dystrybucji tej energii do tego sprzedawcy.

IX.8.4. Postępowanie w sprawie reklamacji złożonych sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę kompleksową, w sprawach innych niż opisane w pkt. IX.8.3., realizowane jest w następujący sposób:

- 1) reklamacje dotyczące odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego przekazywane są przez sprzedawcę do APK S.A.. APK S.A. dokonuje weryfikacji wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w terminie 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania reklamacji od sprzedawcy i w tym samym terminie przekazuje odpowiedź sprzedawcy,
- 2) reklamacje dotyczące prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego sprzedawca przekazuje do APK S.A. w ciągu 2 dni roboczych w formie elektronicznej. APK S.A. bezzwłocznie podejmuje działania w celu rozpatrzenia reklamacji oraz naprawy lub wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego. APK S.A. niezwłocznie

- informuje
w formie elektronicznej sprzedawcę o zrealizowanych działaniach, w tym naprawach lub wymianach, a także o ewentualnej korekcie danych pomiarowych w wyniku stwierdzonych nieprawidłowości pracy układu pomiarowo-rozliczeniowego. APK S.A. wykonuje powyższe czynności w terminie 9 dni kalendarzowych od otrzymania reklamacji,
- 3) w przypadku żądania URD laboratoryjnego sprawdzenia licznika, sprzedawca informuje o tym APK S.A. w terminie 2 dni roboczych. APK S.A. realizuje żądanie URD
w terminie zapewniającym realizację obowiązku w 14 dni kalendarzowych od zgłoszenia URD. Pokrycie kosztów laboratoryjnego sprawdzenia licznika odbywa się zgodnie z zapisami obowiązującego prawa,
- 4) w ciągu 30 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wyniku badania laboratoryjnego o którym mowa w pkt. 3), URD może zlecić wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego uprzednio układu pomiarowo-rozliczeniowego. Koszt ekspertyzy pokrywa URD na zasadach określonych w przepisach prawa,
- 5) reklamacje dotyczące dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, przekazywane są do APK S.A. przez sprzedawcę w terminie 2 dni roboczych. APK S.A. w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, poprzez wykonanie odpowiednich pomiarów. APK S.A. przekazuje sprzedawcy informację o wynikach sprawdzenia niezwłocznie po zakończeniu pomiarów. W przypadku zgodności zmierzonych parametrów z określonymi w umowie kompleksowej lub IRiESD, koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi URD, na zasadach określonych w taryfie APK S.A.,
- 6) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę od:
a) URD przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
b) URD wniosku o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
sprzedawca przekazuje APK S.A. w formie elektronicznej ten wniosek w ciągu 2 dni roboczych.
APK S.A. po rozpatrzeniu wniosku, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu wniosku URD wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania wniosku od sprzedawcy,
- 6a) w przypadku udzielenia URD przez APK S.A. bonifikaty bez wcześniejszego wniosku URD, bonifikata ta jest uwzględniana w rozliczeniach z URD za najbliższy okres rozliczeniowy i uwzględniana w rozliczeniach pomiędzy APK S.A. a sprzedawcą,
- 6b) w przypadku otrzymania przez sprzedawcę reklamacji URD w sprawie bonifikaty, sprzedawca przekazuje APK S.A. reklamację w formie elektronicznej w ciągu 2 dni roboczych. APK S.A. po rozpatrzeniu reklamacji, przekazuje sprzedawcy informację o uznaniu bądź odrzuceniu reklamacji URD, wraz z podaniem przyczyn odrzucenia, w terminie 21 dni kalendarzowych od dnia otrzymania reklamacji od sprzedawcy,
- 7) wnioski URD o odszkodowanie wynikające z niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci elektroenergetycznej, niedotrzymania standardów jakościowych obsługi URD, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej bądź niewykonania lub nienależytego wykonania usługi dystrybucji na rzecz URD, sprzedawca przekazuje w ciągu 2 dni roboczych do APK S.A. w formie elektronicznej wraz ze skanem wniosku. APK S.A. niezwłocznie rozpatruje złożone wnioski i informuje sprzedawcę lub URD o wyniku ich rozpatrzenia,

- 8) w przypadku prowadzonego postępowania reklamacyjnego sprzedawca na żądanie APK S.A., w terminie 7 dni od otrzymania żądania, prześle w formie elektronicznej do APK S.A. kopię odpowiedzi udzielonej URD.

Odpowiedzi na reklamacje URD złożone do sprzedawcy, zgodnie z zasadami opisanymi w niniejszym punkcie, udzielane są URD przez sprzedawcę za wyjątkiem ppkt. 7).

IX.8.5. Zgłoszenie przez podmiot reklamacji do APK S.A. 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.

Uchybienia w zgłoszeniu reklamacyjnym dot. lit. b) - d) nie mogą być przyczyną odrzucenia rozpatrzenia reklamacji przez APK S.A.. W przypadku, gdy zgłoszenie reklamacyjne zawiera uchybienia, APK S.A. niezwłocznie wzywa podmiot zgłaszający reklamację do ich uzupełnienia, a następnie rozpatruje reklamację w terminach, o których mowa w pkt. IX.8.6., licząc od dnia wpływu zgłoszenia reklamacyjnego pozbawionego uchybień.

IX.8.6. APK S.A. rozstrzyga zgłoszoną reklamację w terminie nie dłuższym niż:

- a) określonym w pkt. IX.8.4. – jeżeli reklamacja została złożona do sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą ze sprzedawcą umowę kompleksową,
- b) 14 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od URD – jeżeli reklamacja dotyczy rozliczeń za świadczone przez APK S.A. usługi dystrybucji lub jeżeli reklamacja dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej dokonanych z inicjatywy APK S.A.,
- c) 7 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji od sprzedawcy – jeżeli reklamacja została złożona sprzedawcy przez URD posiadającego zawartą umowę sprzedaży i reklamacja dotyczy odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego udostępnionego przez APK S.A. do sprzedawcy,
- d) 30 dni kalendarzowych od daty otrzymania zgłoszenia reklamacji – w pozostałych przypadkach.

W przypadku konieczności wykonania dodatkowych analiz i pomiarów, APK S.A. we wskazanych powyżej terminach, informuje o planowanym terminie rozpatrzenia reklamacji.

W przypadku, gdy reklamacja została złożona przez odbiorcę energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i dotyczy kwestii związanych ze wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej, dokonanych z inicjatywy APK S.A., to jeżeli reklamacja nie została rozpatrzona w terminie 14 dni od dnia jej złożenia, uważa się, że została uwzględniona.

IX.8.7. Jeżeli rozstrzygnięcie reklamacji przez APK S.A. zgodnie z pkt. IX.8.6, w całości lub w części nie jest satysfakcjonujące dla podmiotu zgłaszającego, to podmiot ten ma prawo w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia otrzymania rozstrzygnięcia, wystąpić pisemnie do APK S.A. z wnioskiem o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji, zawierającym:

- a) zakres nieuwzględnionego przez APK S.A. żądania;
- b) uzasadnienie faktyczne zgłoszonego żądania;
- c) dane przedstawicieli podmiotu upoważnionych do prowadzenia negocjacji.

Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji powinien być przesłany na adresy, o których mowa w pkt. IX.8.2.

IX.8.8. APK S.A. rozstrzyga wniosek o ponowne rozpatrzenie reklamacji w terminie nieprzekraczającym 30 dni od daty jego otrzymania. APK S.A. 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. APK S.A. przesyła rozstrzygnięcie wniosku w formie pisemnej.

IX.8.9. Jeżeli reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy APK S.A., 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 APK S.A. i podmiot składający reklamację.

IX.8.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia przez sąd musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

4.50. W rozdziale IX dodano nowy pkt. IX.10. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.10. Zasady wymiany informacji

4.51. W rozdziale IX w pkt. IX.10. dodano nowy ppkt. IX.10.1. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.10.1. Wymiana informacji między APK S.A. i sprzedawcami odbywa się pisemnie lub o ile generalna umowa dystrybucyjna tak stanowi – pocztą elektroniczną na wskazane w tej umowie adresy e-mail lub w inny sposób wskazany w tej umowie.

4.52. W rozdziale IX w pkt. IX.10. dodano nowy ppkt. IX.10.2. i nadano mu następujące brzmienie:

IX.10.2. Do wymiany danych strukturalnych i planistycznych pomiędzy OSP a podmiotami określonymi w TCM oraz APK S.A., służy dedykowany system IT OSP składający się z:

- a) Portalu Wymiany Danych Strukturalnych – PWDS,
- b) Portalu Wymiany Danych Planistycznych – PWDP.

4.53. W punktach:

IV.1.3., IX.1.2.1., IX.1.3.7., IX.1.5.4. skrót „IRiESP” zastąpiono skrótem „WDB”.

4.54. W punktach:

IX.1.2.1, IX.1.3.8., IX.3.2.6., IX.3.2.8., IX.3.2.9. skrót „IRiESP-Bilansowanie” zastąpiono skrótem „WDB”

4.55. W „Słowniku skrótów i definicji” w „Oznaczeniu skrótów”

- a) Dodano nowe skróty:
 - BPKD** - Bieżący plan koordynacyjny dobowy
 - OZE** - Odnawialne źródło energii
 - Prosument** - Prosument energii odnawialnej
 - WDB** - Warunki dotyczące bilansowania

4.56. W „Słowniku skrótów i definicji” zmieniono definicje: „Jednostka wytwórcza”, „Rynek bilansujący” „Wytwórca”, i dodano definicje: „Elektrownia”, „Instalacja odnawialnego źródła energii” „Magazyn energii elektrycznej”, „Maksymalna moc dyspozycyjna netto”, Minimalna moc dyspozycyjna netto”, „Mała instalacja”, „Mikroinstalacja” „Prosument”, „TCM”, „Uczestnik Rynku Bilansującego”, „Układ ARNE”, „Zapotrzebowanie sieci” oraz usunięto definicje „Mikroźródło”:

Elektrownia

Zakład wytwarzania energii, tj. obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na przekształcaniu energii pierwotnej w energię elektryczną, składająca się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.

Instalacja odnawialnego źródła energii

Instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół:

- a) urządzeń służących do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, w których energia elektryczna lub ciepło są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii lub
- b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego,

- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, w tym magazynu biogazu rolniczego.

Jednostka wytwórcza

Moduł wytwarzania energii, tj. wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci.

W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii, produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112/1 z 27.4.2016) - NC RfG, w art. 5 ust. 2 określa cztery kategorie (typy) modułów wytwarzania energii, tj. typ A, B, C i D oraz wartości graniczne progów mocy dla tych modułów. Na podstawie art. 5 ust. 3 powołanego rozporządzenia zostały opracowane przez OSP i zatwierdzone przez Prezesa URE dla obszaru Rzeczypospolitej Polskiej progi mocy maksymalnych dla ww. modułów wytwarzania energii typu B, C i D.

Podział modułów wytwarzania energii:

- a) moduł wytwarzania energii typu A –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 0,8 kW i mniejszej niż 200 kW,
- b) moduł wytwarzania energii typu B –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 200 kW i mniejszej niż 10 MW,
- c) moduł wytwarzania energii typu C –moduł

	<p>wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV oraz mocy maksymalnej nie mniejszej niż 10 MW i mniejszej niż 75 MW,</p> <p>d) moduł wytwarzania energii typu D –moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV i mocy maksymalnej nie mniejszej niż 75 MW oraz wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.</p>
Magazyn energii elektrycznej	Instalację służącą do przechowywania energii, przyłączoną do sieci, mającą zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci.
Maksymalna moc dyspozycyjna netto	Moc osiągalna netto pomniejszona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Minimalna moc dyspozycyjna netto	Moc minimum technicznego netto powiększona o planowane lub nieplanowane ubytki mocy.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i mniejszej niż 500 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i nie większej niż 900 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i mniejsza niż 500 kW.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust.2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (t.j. Dz. U. z 2020 r. poz. 443, 1486).
Rynek bilansujący	Wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem co jest realizowane za pomocą mechanizmu bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
TCM	Metody, warunki, wymogi i zasady (ang. „terms, conditions and methodologies”) przyjęte na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającym

	rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, z późn. zm.), rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019.) lub Kodeksów sieci.
Uczestnik Rynku Bilansującego	Podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, 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 WDB.
Układ ARNE	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
Warunki dotyczące bilansowania	Dokument opracowany przez OSP na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312/6 z 28.11.2017 r.) - EB GL, zatwierdzony decyzją Prezesa URE.
Wytwórca	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
Zapotrzebowanie sieci	Zapotrzebowanie na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urządzeń, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększone o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, pomniejszone o moc bezpośrednio dostarczaną przez źródła wytwórcze do odbiorców z pominięciem sieci należącej do innych przedsiębiorstw energetycznych.

4.57. Dodano Załącznik nr 1 o następującym brzmieniu:

Załącznik nr 1 – *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej* - do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ARCTIC PAPER KOSTRZY S.A.

SZCZEGÓŁOWE WYMAGANIA TECHNICZNE DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

1. POSTANOWIENIA OGÓLNE

- 1.1. Wymagania zawarte w niniejszym załączniku dotyczą jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej lub po ich modernizacji. Przyłączone do sieci jednostki wytwórcze muszą spełniać wymagania zawarte w niniejszym załączniku po ich remoncie lub modernizacji, których zakres obejmuje również

- urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.
- 1.2. APK S.A. określa warunki przyłączenia do sieci dla jednostek wytwórczych, w tym ustala do sieci o jakim poziomie napięcia znamionowego należy przyłączyć jednostki wytwórcze, w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej i lokalnych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz z uwzględnieniem wyników ekspertyzy wpływu przyłączanych instalacji na system elektroenergetyczny.
 - 1.3. Jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej większej niż 3,68 kW przyłączane są do sieci dystrybucyjnej w sposób trójfazowy.
 - 1.4. Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla APK S.A..
 - 1.5. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 200 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. APK S.A. decyduje o konieczności wyposażenia łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią dystrybucyjną w urządzenia umożliwiające zdalne sterowanie.
 - 1.6. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.
 - 1.7. Załączanie nowych lub modernizowanych jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinno być poprzedzone przeprowadzeniem prób funkcjonalnych urządzeń w zakresie uzgodnionym z APK S.A. i w obecności jego przedstawiciela.

2. URZĄDZENIA ŁĄCZENIOWE

- 2.1 Jednostki wytwórcze muszą posiadać następujące urządzenia łączeniowe:
 - a) łącznik dostosowany do wyłączania jednostki wytwórczej,
 - b) łącznik do odłączania jednostki wytwórczej i stwarzania przerwy izolacyjnej.Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator, to łączniki te powinny być zainstalowane od strony sieci, z którą jednostka wytwórcza współpracuje. Dopuszcza się w uzasadnionych przypadkach stosowanie wspólnych obu wymienionych łączników lub jednego z nich dla grupy jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci, jeśli to nie wpłynie na pogorszenie warunków zasilania odbiorców.
- 2.2 W przypadku, gdy w układzie sieci jest możliwa praca wyspowa jednostki wytwórczej, musi ona posiadać dodatkowy łącznik dostosowany do oddzielenia wyspy od pozostałej części sieci dystrybucyjnej.
- 2.3 APK S.A. koordynuje pracę łączników, o którym mowa w pkt. 2.1. oraz pkt. 2.2. i decyduje o konieczności ich wyposażenia w system zdalnego sterowania lub odwzorowania stanu pracy.
- 2.4 Urządzenia łączeniowe jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, powinny być zlokalizowane po stronie prądu przemiennego falownika. W przypadku mikroinstalacji wymagane jest, aby po stronie prądu przemiennego falownika zlokalizowany był, co najmniej jeden rozłącznik izolacyjny odpowiadający drugiej kategorii przepięć.
- 2.5 Impuls wyłączający przesłany od zabezpieczeń do urządzenia łączeniowego musi powodować bezzwłoczne wyłączenie jednostki wytwórczej przez to urządzenie.

3. ZABEZPIECZENIA I WYMAGANIA DLA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W ZAKRESIE EAZ

- 3.1. Jednostki wytwórcze, stosownie do rodzaju, powinny być wyposażone w zabezpieczenia zgodnie z zapisami IRiESD oraz pkt. 3 i pkt. 9 niniejszego

- załącznika.
- Wymagania pkt. 3 niniejszego załącznika nie dotyczą mikroźródeł, za wyjątkiem drugiego akapitu punktu 3.11.
- 3.2. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny zostać dobrane zgodnie z obowiązującymi przepisami i normami. Zabezpieczenia te powinny działać na urządzenie łączeniowe określone w pkt 2.1.a), powodując wyłączenie jednostki wytwórczej z ruchu.
- 3.3. Zabezpieczenia jednostek wytwórczych powinny spełniać wymagania zawarte w pkt. 3.16.
- 3.4. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami o mocy osiągalnej powyżej 200 kW powinny być wyposażone w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- 3.5. APK S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych w zabezpieczenie od mocy zwrotnej.
- 3.6. W zależności od rodzaju pracy jednostki wytwórczej zabezpieczenia powinny powodować otwarcie łącznika:
- określonego w pkt. 2.1.a), gdy jednostka wytwórcza nie ma możliwości pracy wyspowej,
 - określonego w pkt. 2.2, gdy jednostka wytwórcza ma możliwość pracy wyspowej.
- 3.7. APK S.A. ustala nastawy oraz zwłokę czasową działania zabezpieczeń w zależności od miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej.
- 3.8. W przypadku trójfazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia musi być wykonane trójfazowo. Jednostka wytwórcza przy obniżeniu lub wzroście napięcia w jednym z przewodów fazowych musi być odłączona od sieci trójbiegunowo.
- W przypadku jednofazowych jednostek wytwórczych zabezpieczenie do ochrony przed obniżeniem lub wzrostem napięcia, przy obniżeniu lub wzroście napięcia, powinno powodować odłączenie jednostki od sieci dwubiegunowo
- 3.9. Jednostki wytwórcze przyłączane lub przyłączone do sieci nN, muszą być wyposażone w automatykę uniemożliwiającą pracę wyspową.
- 3.10. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez transformator nN/SN, dla zabezpieczeń do ochrony przed: wzrostem częstotliwości, obniżeniem częstotliwości oraz obniżeniem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie nN. Natomiast dla zabezpieczeń: zerowo-nadnapięciowych oraz do ochrony przed wzrostem napięcia, wielkości pomiarowe powinny być pobierane po stronie SN.
- W przypadku jednostek wytwórczych, nie będącymi mikroinstalacjami, przyłączonych bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej nN, dla zabezpieczeń dodatkowych wielkości pomiarowe powinny być pobierane z sieci nN.
- W przypadku podłączania mikroinstalacji, wielkości pomiarowe dla działania zainstalowanych zabezpieczeń powinny być pobierane z sieci nN. Punkt pomiarowy może być umieszczony w dowolnym miejscu pomiędzy zaciskami falownika a siecią dystrybucyjną, z wyłączeniem punktu przyłączenia do sieci APK S.A..
- 3.11. Dla generatorów synchronicznych lub asynchronicznych czas działania zabezpieczeń i czas własny łącznika sprzęgającego muszą być tak dobrane, aby wyłączenie generatora nastąpiło podczas zaników napięcia spowodowanych zadziałaniem automatyki SPZ lub SZR.
- 3.12. Elektrownie wiatrowe z generatorami asynchronicznymi należy wyposażyć w automatykę bezzwłocznego wyłączania elektrowni po przejściu do pracy na wydzieloną sieć.
- 3.13. W przypadku zwarcia w elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym automatyka zabezpieczeniowa powinna wyłączać ją bezzwłocznie lub ze zwłoką

- czasową uzgodnioną z APK S.A..
- 3.14. Zabrania się przyłączania jednostek wytwórczych wyposażonych wyłącznie w aparaty instalacyjne np. bezpieczniki topikowe czy wyłączniki nadmiarowe niezależnie od wartości mocy osiągalnej i miejsca przyłączenia.
- 3.15. Wszystkie zabezpieczenia jednostek wytwórczych pracujących w sieci trójfazowej powinny powodować ich trójfazowe wyłączenie.
- 3.16. Jednostki wytwórcze, dla których miejscem przyłączenia jest sieć nN, powinny być wyposażone w:
- 1) zabezpieczenia nadprądowe,
 - 2) zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe,
 - 3) zabezpieczenie skutków od pracy niepełnofazowej.
- APK S.A. decyduje o potrzebie wyposażenia jednostek wytwórczych lub linii w inne zabezpieczenia poprawiają e bezpieczeństwo pracy sieci.
- 3.17. Nastawy EAZ jednostek wytwórczych powinny być uzgodnione z APK S.A. lub przez niego ustalone.
- 3.18. Jednostki wytwórcze przyłączone poprzez transformatory nN/SN.**
- 3.18.1. Jeśli w skład jednostki wytwórczej wchodzi transformator nN/SN niezależnie od łącznika po stronie nN musi być zainstalowany wyłącznik po stronie SN.
- 3.18.2. Jednostki wytwórcze z generatorami synchronicznymi pracujące synchronicznie z siecią muszą być wyposażone w synchronizatory lub inne urządzenie umożliwiające właściwe łączenie z siecią.
- 3.18.3. Po chwilowym zaniku lub obniżeniu napięcia w sieci współpracującej powodującym wyłączenie, jednostki wytwórcze o mocy większej od 100 kVA powinny samoczynnie powrócić do pracy w czasie nie krótszym niż 30 s po ustąpieniu zakłócenia.
- 3.18.4. APK S.A. może zdecydować o potrzebie stosowania zabezpieczeń różnicowoprądowych dla poszczególnych rodzajów jednostek wytwórczych.
- 3.18.5. 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.
- 3.18.6. Składowa zerowa napięcia dla zabezpieczeń ziemnozwarciowych musi być mierzona po stronie SN.

4. KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ

- 4.1. Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa APK S.A. w warunkach przyłączenia.
- 4.2. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.
- 4.3. Moc bierną przy generatorach synchronicznych należy regulować przy pomocy wzbudzenia. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą, w szczególności w elektrowniach wiatrowych należy stosować układy automatycznej regulacji wzbudzenia.
- 4.4. W przypadku generatorów asynchronicznych układ służący do automatycznego bądź ręcznego załączania kondensatorów do kompensacji mocy biernej powinien być tak skonstruowany, aby nie było możliwe załączenie baterii kondensatorów

- przed dokonaniem rozruchu generatora. Wyłączenie generatora i baterii kondensatorów następuje równocześnie.
- 4.5. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej poprzez falowniki sieciowzbudne obowiązują warunki dotyczące załączania i odłączania kondensatorów oraz warunki ich doboru takie same, jak przy generatorach asynchronicznych. W jednostkach wytwórczych z falownikami niezależnymi kompensacja mocy biernej nie jest wymagana.

5. ZAŁĄCZANIE JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

- 5.1. Załączenie jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej jest możliwe tylko, gdy napięcie sieci istnieje we wszystkich trzech fazach i posiada odpowiednie parametry. W przypadku stosowania ochrony przed obniżeniem napięcia powodującej odłączenie jednostki wytwórczej od sieci dystrybucyjnej, powinna ona mieć zwłokę czasową minimum 30 s pomiędzy powrotem napięcia w sieci dystrybucyjnej, a ponownym załączeniem jednostki wytwórczej.
- 5.2. Dla generatorów asynchronicznych, których rozruch odbywa się przy wykorzystaniu silnika napędowego, załączenie do sieci dystrybucyjnej powinno następować przy prędkości obrotowej pomiędzy 95 ÷ 105 % prędkości synchronicznej. Przy zdolnych do pracy wyspowej, samowzбудnych generatorach asynchronicznych należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych, określonych w pkt. 5.4. i pkt. 5.5.
- 5.3. Dla generatorów asynchronicznych, które dokonują rozruchu jako silnik obowiązują warunki jak dla przyłączania silników elektrycznych. Dla generatorów o mocy osiągalnej do 100 kVA przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nN prąd rozruchu nie powinien przekraczać wartości 60 A. Dla pozostałych jednostek wytwórczych prąd rozruchu należy ograniczyć w sposób zapobiegający ujemnemu wpływowi na sieć dystrybucyjną.
- 5.4. Dla generatorów synchronicznych wymagane jest urządzenie synchronizujące, umożliwiające załączenie generatora z zachowaniem następujących warunków synchronizacji:
- | | | |
|------------------------|---|-----------------------------------|
| różnica napięć | – | $\Delta U < \pm 10 \% U_n$, |
| różnica częstotliwości | – | $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$, |
| różnica kąta fazowego | – | $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$. |
- 5.5. APK S.A. może ustalić węższe granice warunków synchronizacji w momencie załączania generatorów synchronicznych niż podane w pkt. 5.4.
- 5.6. Falowniki załącza się tylko, gdy są one bez napięcia po stronie prądu przemiennego. Przy zdolnych do pracy wyspowej jednostkach wytwórczych z falownikami, które nie są przyłączane beznapięciowo, należy dotrzymać warunków jak dla załączania generatorów synchronicznych.
- 5.7. Załączanie generatorów do ruchu powinno odbywać się sekwencyjnie, w trybie uzgodnionym z APK S.A..
- 5.8. Wymagania pkt. 5. niniejszego załącznika nie dotyczą mikroinstalacji.

6. CZĘSTOTLIWOŚĆ I NAPIĘCIE

- 6.1. Oddziaływanie jednostek wytwórczych na warunki pracy sieci dystrybucyjnej należy ograniczać w takim stopniu, aby nie zostały przekroczone, w miejscu dostarczania energii elektrycznej z jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, wymagania określone w pkt. 6. niniejszego załącznika.
- 6.2. Częstotliwość znamionowa wynosi 50 Hz z dopuszczalnym odchyleniem zawierającym się w przedziale od -0,5Hz do +0,5 Hz, przez 99,5% czasu tygodnia.
- 6.3. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, w każdym

tygodniu, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale odchyień $\pm 5\%$ napięcia znamionowego lub deklarowanego (w sieciach niskiego napięcia wartości napięć deklarowanych i znamionowych są równe).

- 6.4. Dla miejsc przyłączenia w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym SN i nN, zawartość poszczególnych harmonicznnych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie może przekraczać 0,5 %.
- 6.5. Współczynnik THD (uwzględniający wszystkie harmoniczne, aż do rzędu 40) odkształcenia napięcia nie może przekraczać odpowiednio:
- 3,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 30 kV i wyższym niż 1 kV,
 - 5,0 % - dla miejsc przyłączenia w sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.
- 6.6. Dla jednostek wytwórczych współpracujących z falownikami, w których zastosowany jest przekształtnik sześciopółkowy z wygładzaniem indukcyjnym i nie są stosowane szczególne środki do redukcji wyższych harmonicznnych, powinien być spełniony następujący warunek:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} < \frac{1}{120}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej, określona jako iloraz kwadratu napięcia znamionowego sieci oraz sumy impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora.

- 6.7. W normalnych warunkach pracy sieci dystrybucyjnej, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła Plt spowodowanego wahaniami napięcia, przez 95 % czasu, powinien spełniać warunek: $Plt \leq 0,6$, za wyjątkiem elektrowni wiatrowych, dla których współczynnik Plt określono w pkt. 7.7.3.

- 6.8. Wymaganie określone w pkt. 6.7. jest również spełnione w przypadkach, gdy:
- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci SN zasilanych z szyn stacji 110/SN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < 2\sqrt{N}$$

- dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN:

$$\frac{S_{rA}}{S_{kV}} \times 100\% < \frac{3\%}{k}$$

gdzie:

S_{rA} – moc osiągalna jednostki wytwórczej,

S_{kV} – moc zwarciova w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci dystrybucyjnej,

N – liczba przekształtników tyrystorowych o jednakowych lub zbliżonych do siebie mocach znamionowych, współpracujących z jednostką wytwórczą,

k – współczynnik wynoszący:

1 – dla generatorów synchronicznych,

2 – dla generatorów asynchronicznych, które są załączane przy 95 % ÷ 105 % ich prędkości synchronicznej,

I_a/I_r – dla generatorów asynchronicznych, które są wprowadzane na obroty jako silnik,

8 – dla przypadków, gdy nie jest znany prąd rozruchu,

I_a – prąd rozruchowy,

I_r – znamionowy prąd ciągły.

7. DODATKOWE WYMAGANIA DLA ELEKTROWNI WIATROWYCH PRZYŁĄCZANYCH DO SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

7.1. Postanowienia ogólne

- 7.1.1. Elektrownie wiatrowe przyłączane bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej powinny spełniać ogólne wymagania i procedury przewidziane dla podmiotów przyłączanych do sieci dystrybucyjnej określone w pozostałych punktach niniejszej IRiESD.
- 7.1.2. Wymagania techniczne i zalecenia zapisane w pkt. 7 niniejszego załącznika obowiązują elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej.
- 7.1.3. Przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektrownie wiatrowe muszą spełniać wymagania zawarte w pkt. 7. niniejszego załącznika po ich modernizacji, których zakres obejmuje również urządzenia lub instalacje wchodzące w skład jednostki wytwórczej niespełniającej tych wymagań.
- 7.1.4. Wymagania techniczne dla elektrowni wiatrowych obejmują następujące zagadnienia:
- a) regulacja mocy czynnej,
 - b) praca przy różnym napięciu i częstotliwości,
 - c) załączanie do pracy i wyłączanie z sieci,
 - d) regulacja napięcia i mocy biernej,
 - e) wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci,
 - f) dotrzymywanie standardów jakości energii,
 - g) elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa,
 - h) monitoring i systemy telekomunikacji,
 - i) testy sprawdzające.
- 7.1.5. APK S.A. ma prawo do kontroli realizacji warunków przyłączenia i może zażądać udostępnienia przez wytwórcę dokumentacji stwierdzającej, że elektrownia wiatrowa wypełnia wymagania określone w IRiESD i w warunkach przyłączenia do sieci. W szczególności dokumentacja ta powinna zawierać wyniki pomiarów konieczne dla oceny wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii elektrycznej.
- 7.1.6. Elektrownie wiatrowe przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w urządzenia o technologii umożliwiającej bezpieczną współpracę z systemem elektroenergetycznym w różnych możliwych sytuacjach ruchowych.
- 7.1.7. Szczegółowe wymagania dla każdej elektrowni wiatrowej są określone przez APK S.A. w warunkach przyłączenia do sieci, w zależności od mocy elektrowni wiatrowej, jej lokalizacji w sieci, sytuacji w systemie elektroenergetycznym i wyników ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system elektroenergetyczny.
- 7.1.8. APK S.A. może w warunkach przyłączenia określić dla elektrowni wiatrowej wymóg przystosowania elektrowni do automatycznej regulacji mocy i zażądać, aby regulacja mocy elektrowni wiatrowej była dostosowana do automatycznej regulacji zdalnej.
- 7.1.9. Elektrownia wiatrowa w przypadku niedotrzymania standardów jakości energii określonych w niniejszym załączniku, może zostać wyłączona przez APK S.A., do czasu usunięcia nieprawidłowości.

7.2. Regulacja mocy czynnej elektrowni wiatrowej

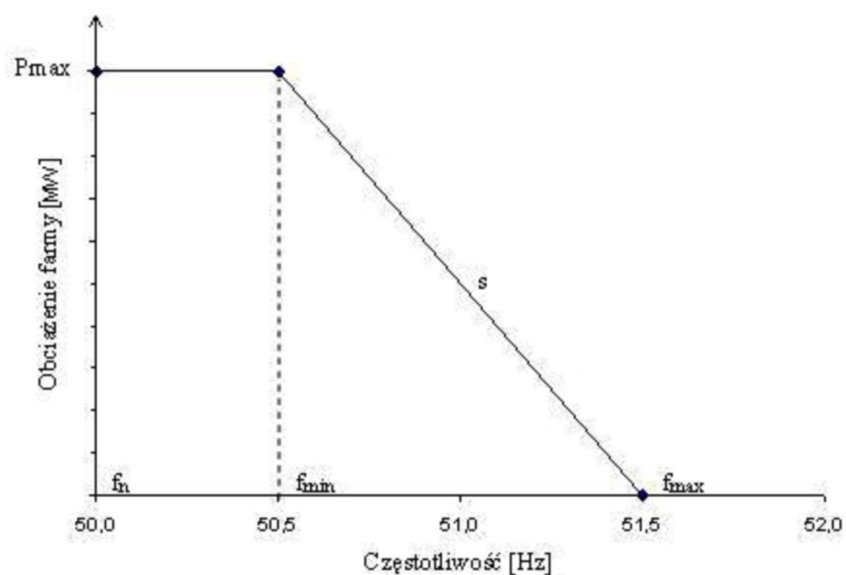
- 7.2.1. W normalnych warunkach pracy systemu i elektrowni wiatrowej moc czynna wprowadzana do sieci przez elektrownię wiatrową nie może przekraczać limitu mocy (z dokładnością $\pm 5\%$) przydzielonego operatywnie przez odpowiedniego operatora systemu i mocy przyłączeniowej określonej w umowie o przyłączenie.
- 7.2.2. W normalnych warunkach pracy elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci SN, w tym również podczas normalnych uruchomień i odstawień, gradient średni zmiany mocy czynnej elektrowni wiatrowej za okres 15 minut nie może

przekraczać 10% mocy znamionowej elektrowni wiatrowej na minutę. Gradient średni w okresie 1 minuty nie powinien przekraczać 30 % mocy znamionowej na minutę.

7.2.3. W sytuacjach zakłóceń w systemie elektroenergetycznym, wyżej określony gradient zmian obciążenia może być przekroczony przez elektrownie wiatrowe uczestniczące w regulacji częstotliwości lub w sytuacji, gdy APK S.A. poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej.

7.2.4. Farma wiatrowa powinna być wyposażona w system sterowania i regulacji mocy czynnej umożliwiający:

- 1) pracę farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych. Podczas pracy farmy wiatrowej bez ograniczeń, odpowiednio do warunków wiatrowych, a także w trakcie uruchomień i odstawiń farmy wiatrowej, gradient średni zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy wiatrowej na minutę. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych powinien odbywać się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń.
- 2) ograniczanie maksymalnego dopuszczalnego obciążenia mocą czynną (wykorzystanie interwencyjne farmy wiatrowej). Wartość zadanej, w trybie interwencyjnym przez operatora systemu, mocy czynnej powinna być utrzymywana z dokładnością co najmniej $\pm 5\%$ P_z (wartości zadanej), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z warunków wiatrowych. Prędkość redukcji mocy, powinna wynosić domyślnie 2% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę, w zakresie obciążenia farmy od 100% do 20% mocy znamionowej. W przypadku pracy farmy z obciążeniem poniżej 20% mocy znamionowej, dopuszcza się mniejszą prędkość redukcji mocy, ale nie mniejszą niż 10% mocy znamionowej na minutę.
- 3) automatyczną redukcję mocy czynnej, przy wzroście częstotliwości. Przy wzroście częstotliwości w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej, układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej, powinien być zdolny do automatycznej redukcji mocy czynnej, zgodnie z ustawioną charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku poniżej. W takim przypadku jako wartość domyślną prędkości redukcji mocy czynnej, należy przyjąć 5% mocy znamionowej farmy wiatrowej na sekundę dla całego zakresu obciążenia mocą czynną farmy wiatrowej.



Symbol	Jedn.	Opis	Wartość domyślna	Zakres nastawczy parametru ustawialnego
f_n	Hz	Nominalna wartość częstotliwości sieci	50	nie dotyczy
f_{min}	Hz	Minimalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej, przy której następuje redukcja generowanej mocy czynnej	50,5	(50÷51) Hz
f_{max}	Hz	Maksymalna wartość częstotliwości w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej, przy której generowana jest zerowa moc czynna	51,5	(51÷ f_{gr}) Hz
f_{gr}	Hz	Maksymalna bezpieczna częstotliwość pracy elektrowni wiatrowej	52,5	-
P_{max}	MW	Moc elektrowni wiatrowej z jaką elektrownia pracowała w momencie wzrostu częstotliwości sieci do wartości 50,5 Hz	-	-
s	%	Statyzm – względna zmiana częstotliwości do względnej zmiany mocy czynnej	-	Statyzm jest wartością wypadkową (nie ustawialną), zależną od doboru nastaw f_{min} i f_{max} oraz obciążenia elektrowni wiatrowej $s = [(\Delta f / f_n) / (\Delta P / P_n)]$

- 7.2.5. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższe częstotliwości ponad 50,5 Hz powinno być realizowane w pierwszej kolejności poprzez możliwości regulacyjne poszczególnych turbin wiatrowych, a następnie poprzez wyłączenie poszczególnych pracujących turbin wiatrowych elektrowni wiatrowej.
- 7.2.6. Określona w pkt. 7.2.4.1) dopuszczalna prędkość zmian obciążenia nie ma zastosowania w przypadku odciążania elektrowni wiatrowej ze względu na wzrost częstotliwości powyżej 50,5 Hz, zgodnie z charakterystyką statyczną korekcji mocy elektrowni wiatrowej w funkcji wzrostu częstotliwości $P = f(df)$ oraz w sytuacjach zakłóceń w systemie, w przypadku, gdy OSP lub OSD poleci szybkie odciążenie lub, jeśli jest to technicznie możliwe, dociążenie elektrowni wiatrowej. W takich przypadkach należy zapewnić prędkość redukcji mocy zgodnie z postanowieniami pkt. 7.2.4. 2) - 3).
- 7.2.7. W celu zapewnienia właściwości dynamicznych dla całej elektrowni wiatrowej zaleca się, aby każda pojedyncza turbina wiatrowa elektrowni wiatrowej była zdolna do redukcji mocy czynnej z prędkością nie mniejszą niż 5% P_n mocy znamionowej na sekundę w zakresie od 100% do 40% mocy generowanej.
- 7.2.8. APK S.A., z co najmniej 5 dniowym wyprzedzeniem, powiadamia właściciela elektrowni wiatrowej o konieczności jej wyłączenia, w celu dokonania określonych planowych prac modernizacyjnych lub naprawczych w sieci elektroenergetycznej.
- 7.2.9. W sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego APK S.A., może polecić całkowite wyłączenie elektrowni wiatrowej. APK S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci wymagania w zakresie przystosowania elektrowni wiatrowej do zdalnego wyłączenia, monitorowania i transmisji danych.

7.3. Praca elektrowni wiatrowej w zależności od częstotliwości i napięcia

- 7.3.1. Elektrownia wiatrowa powinna mieć możliwość pracy w następującym zakresie częstotliwości:
- Przy $49,5 \leq f \leq 50,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy trwałej z mocą znamionową,
 - Przy $48,5 \leq f < 49,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 90% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 30 min.,
 - Przy $48,0 \leq f < 48,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 85% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 20 min.,
 - Przy $47,5 \leq f < 48,0$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość pracy z mocą większą niż 80% mocy wynikającej z aktualnej prędkości wiatru, przez co najmniej 10 min.,
 - Przy $f < 47,5$ Hz elektrownię wiatrową można odłączyć od sieci ze zwłoką czasową uzgodnioną z operatorem systemu,
 - Przy $50,5 < f \leq 51,5$ Hz elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość trwałej pracy z mocą ograniczaną wraz ze wzrostem częstotliwości, do zera przy częstotliwości 51,5 Hz,
 - Przy $f > 51,5$ Hz elektrownię wiatrową należy odłączyć od sieci w ciągu maks. 0,3 s, o ile operator systemu nie określi inaczej w warunkach przyłączenia do sieci.
- 7.3.2. Elektrownia wiatrowa powinna spełniać warunki wymienione w pkt. 7.3.1.a) i pkt. 7.3.1.b) przy zmianach napięcia w miejscu przyłączenia do sieci w zakresie $\pm 10\% U_n$ – dla sieci SN.
- 7.3.3. Wartości napięcia i częstotliwości podana powyżej są quasi-stacjonarnymi, z gradientem zmian dla częstotliwości mniejszym niż 0,5%/min, a dla napięcia mniejszym niż 5% na minutę.

- 7.3.4. Zmniejszanie mocy wymagane przy wyższej częstotliwości ponad 50,5 Hz może być realizowane poprzez kolejne wyłączanie jednostek pracujących w elektrowni wiatrowej.
- 7.3.5. APK S.A. może określić w warunkach przyłączenia elektrowni wiatrowych przystosowanie do udziału w regulacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, poprzez zmianę mocy po zmianie częstotliwości. Wymaganie to dotyczy pełnego zakresu obciążenia elektrowni wiatrowej.
- 7.3.6. W zależności od lokalizacji i skali rozwoju energetyki wiatrowej APK S.A. może w warunkach przyłączenia do sieci dopuścić odstępstwa od podanych wymagań określonych w pkt. od 7.3.1. do 7.3.5.

7.4. Załączanie i wyłączanie elektrowni wiatrowych

- 7.4.1. Elektrownia wiatrowa powinna przekazywać do odpowiedniego operatora systemu sygnał informujący o aktualnym stanie jej jednostek wytwórczych. Sygnał ten powinien być generowany na podstawie identyfikacji stanu i przyczyn odstawienia jednostki.
- 7.4.2. Podczas każdego uruchamiania elektrowni wiatrowej gradient przyrostu mocy elektrowni wiatrowej nie może przekraczać wartości określonej w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika.
- 7.4.3. Algorytm uruchamiania elektrowni wiatrowej musi zawierać kontrolę warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci.
- 7.4.4. Z wyjątkiem przypadków zakłóceń w sieci i awarii elektrowni wiatrowej, redukcja mocy elektrowni wiatrowej powinna być realizowana zgodnie ze zdefiniowanym w pkt. 7.2.2. niniejszego załącznika gradientem zmiany mocy czynnej.

7.5. Regulacja napięcia i mocy biernej

- 7.5.1. Wyposażenie elektrowni wiatrowej musi być tak dobrane, aby zapewnić utrzymanie, określonych w warunkach przyłączenia, warunków napięciowych w miejscu przyłączenia do sieci lub innym określonym w warunkach przyłączenia i stabilność współpracy z systemem elektroenergetycznym.
- 7.5.2. Elektrownia wiatrowa musi mieć możliwość regulacji współczynnika mocy lub napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. APK S.A. w warunkach przyłączenia do sieci określa powyższe wymagania, w tym potrzebę zastosowania automatycznej regulacji zdalnej.
- 7.5.3. W zależności od warunków napięciowych w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci, odpowiedni operator systemu może w trybie operatywnym zmieniać w/w zakres regulacji współczynnika mocy lub wymagać pracy z określonym stałym współczynnikiem mocy.

7.6. Praca elektrowni wiatrowych przy zakłóceniach w sieci

- 7.6.1. W niektórych lokalizacjach, APK S.A. może wymagać by elektrownie wiatrowe podczas zakłóceń w systemie produkowały możliwie dużą, w ramach ograniczeń technicznych, moc bierną. Wymaganie to określa APK S.A. w warunkach przyłączenia do sieci lub umowie o przyłączenie.
- 7.6.2. Wymagania w zakresie pracy elektrowni wiatrowej przy zakłóceniach w sieci, APK S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci, biorąc pod uwagę rodzaj zastosowanych generatorów, moc elektrowni wiatrowej, jej położenie w sieci, koncentrację generacji wiatrowej w systemie i wyniki ekspertyzy wpływu przyłączanej elektrowni wiatrowej na system.

7.7. Dotrzymanie standardów jakości energii

- 7.7.1. Elektrownia wiatrowa nie powinna powodować nagłych zmian i skoków napięcia przekraczających 3%. W przypadku gdy zakłócenia napięcia spowodowane pracą elektrowni wiatrowej mają charakter powtarzający się, zakres jednorazowej

szybkiej zmiany wartości skutecznej napięcia nie może przekraczać 2,5% dla częstości do 10 zakłóceń/godz. i 1,5% dla częstości do 100 zakłóceń/godz. Wymagania powyższe dotyczą również przypadków rozruchu i wyłączeń jednostek wytwórczych.

- 7.7.2. Szybkie zmiany napięcia spowodowane pulsacją mocy elektrowni wiatrowej o częstotliwości rzędu 1 Hz powinny mieć amplitudę nie większą niż 0,7%.
- 7.7.3. Wskaźniki krótkookresowego (Pst) i długookresowego (Plt) migotania napięcia elektrowni wiatrowych przyłączonych do sieci SN nie powinny przekraczać odpowiednio wartości:
 - a) $P_{st} < 0,45$ dla sieci SN,
 - b) $P_{lt} < 0,35$ dla sieci SN.
- 7.7.4. Elektrownie wiatrowe nie powinny powodować w miejscu przyłączenia emisji pojedynczych harmoniczných napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,5 dla sieci SN. Współczynnik dystorsji harmoniczných THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 4% dla sieci SN.
- 7.7.5. W ciągu każdego tygodnia 99 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych podanych powyżej w pkt. od 7.7.1. do 7.7.3. współczynników jakości energii, powinno mieścić się w granicach określonych w tych punktach.
- 7.7.6. Elektrownie wiatrowe powinny być wyposażone w system pomiaru i rejestracji parametrów jakości energii (pomiar współczynnika migotania światła oraz harmoniczných napięcia i prądu).
- 7.7.7. Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF powinien być poniżej 1%.
- 7.7.8. Ze względu na ochronę urządzeń telekomunikacyjnych poziom zakłóceń powodowany przez elektrownię wiatrową w miejscu przyłączenia do sieci, powinien spełniać wymagania odpowiednich przepisów telekomunikacyjnych.

7.8. Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

- 7.8.1. Właściciel elektrowni wiatrowej ponosi odpowiedzialność za projekt i instalację zabezpieczeń chroniących elektrownię przed skutkami prądów zwarciovych, napięć powrotnych po wyłączeniu zwarć w systemie, pracy asynchronicznej tej elektrowni oraz innymi oddziaływaniami zakłóceń systemowych.
- 7.8.2. Nastawienia zabezpieczeń elektrowni wiatrowej powinny być skoordynowane z zabezpieczeniami zainstalowanymi w sieci elektroenergetycznej.
- 7.8.3. Nastawy zabezpieczeń elektrowni wiatrowej muszą zapewniać selektywność współdziałania z zabezpieczeniami sieci dla zwarć w sieci i w tej elektrowni wiatrowej.
- 7.8.4. Zwarcia wewnątrz elektrowni wiatrowej powinny być likwidowane selektywnie i powodować możliwie jak najmniejszy ubytek mocy tej elektrowni.
- 7.8.5. Na etapie opracowywania projektu podstawowego elektrowni wiatrowej należy przeprowadzić i uzgodnić z odpowiednim operatorem systemu analizę zabezpieczeń obejmującą sprawdzenie:
 - a) kompletności zabezpieczeń,
 - b) poprawności nastaw na poszczególnych jednostkach i w rozdzielni elektrowni wiatrowej,
 - c) koordynacji z zabezpieczeniami systemu rozdzielczego i/lub przesyłowego.Wyniki analiz należy przekazać do APK S.A..

7.9. Monitoring i komunikacja elektrowni wiatrowej z operatorem systemu

- 7.9.1. Operator systemu, do sieci którego przyłączana jest farma wiatrowa, musi otrzymywać sygnały pomiarowe i rejestrowane parametry elektrowni. Zakres danych przekazywanych do operatora systemu przesyłowego i odpowiedniego operatora systemu dystrybucyjnego oraz miejsce ich dostarczania określają warunki przyłączenia.
- 7.9.2. Minimalny zakres udostępnianych APK S.A. pomiarów wielkości analogowych

z elektrowni wiatrowej obejmuje wartości chwilowe:

- a) mocy czynnej,
 - b) mocy biernej,
 - c) napięcia w miejscu przyłączenia do sieci,
 - d) współczynnika mocy $\cos \varphi$,
 - e) średniej dla elektrowni prędkości wiatru.
- 7.9.3. Minimalny zakres udostępnianych APK S.A. danych dwustanowych obejmuje:
- a) aktualny stan jednostek wytwórczych elektrowni, w tym liczbę jednostek pracujących, gotowych do pracy i przyczyny postoju pozostałych,
 - b) inne dane mogące skutkować wyłączeniem elektrowni wiatrowej, na warunkach uzgodnionych w umowie o przyłączenie.
- 7.9.4. Właściciel elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu aktualne parametry wyposażenia elektrowni wiatrowej (urządzeń podstawowych i układów regulacji), niezbędne dla przeprowadzania analiz systemowych. W fazie przed uruchomieniem elektrowni wiatrowej są to dane producentów urządzeń.
- 7.9.5. APK S.A. określa w warunkach przyłączenia do sieci zakres danych technicznych dla danej elektrowni wiatrowej, które są niezbędne do prowadzenia i planowania ruchu systemu.
- 7.9.6. Parametry techniczne systemu wymiany informacji pomiędzy elektrownią wiatrową i APK S.A., określa APK S.A. na etapie projektowania.

7.10. Testy sprawdzające

- 7.10.1. Właściciel elektrowni wiatrowej przyłączanej do sieci dystrybucyjnej jest zobowiązany do przeprowadzenia w okresie pierwszego roku pracy elektrowni, testów sprawdzających spełnienie wymagań IRiESD. Sposób przeprowadzenia testów elektrowni wiatrowej uzgadniany jest z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno nastąpić na co najmniej 6 miesięcy przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej.
- 7.10.2. Właściciel elektrowni wiatrowej na co najmniej 2 miesiące przed terminem uruchomienia elektrowni wiatrowej dostarcza odpowiedniemu operatorowi systemu zakres, program i harmonogram przeprowadzania testów, dostarczając równocześnie inne niezbędne dokumenty, jak instrukcje układów regulacji i instrukcję współpracy ruchowej. Powyższe dokumenty podlegają uzgodnieniu z właściwym operatorem systemu. Uzgodnienie to powinno być zakończone w terminie 30 dni roboczych przed rozpoczęciem testów sprawdzających. W testach sprawdzających powinna uczestniczyć niezależna firma ekspercka, uzgodniona pomiędzy APK S.A. i podmiotem posiadającym farmę wiatrową. Możliwe jest wytypowanie dla danego obszaru merytorycznego (określonej grupy testów sprawdzających) odrębnej, niezależnej firmy eksperckiej, o ile takie rozwiązanie zostanie uzgodnione pomiędzy stronami. Firma ekspercka nie powinna być zaangażowana w jakiegokolwiek prace przy budowie farmy wiatrowej, będące przedmiotem przeprowadzenia obiektowych testów sprawdzających.
- 7.10.3. Testy dotyczyć powinny w szczególności:
- a) charakterystyki mocy elektrowni wiatrowej w funkcji prędkości wiatru,
 - b) uruchomienia elektrowni wiatrowej przy wietrze umożliwiającym osiągnięcie co najmniej 75% mocy znamionowej, z kontrolą gradientu wzrostu mocy i zmian napięcia,
 - c) odstawiania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru przekraczającej wartość, przy której osiągnana jest moc znamionowa,
 - d) szybkości zmian napięcia przez układ regulacji napięcia,
 - e) działania układu regulacji mocy i częstotliwości,
 - f) wpływu elektrowni wiatrowej na jakość energii.
- 7.10.4. APK S.A. wydaje zgodę na pierwsze uruchomienie elektrowni wiatrowej i przeprowadzenie testów.

- 7.10.5. Szczegółowy raport z przeprowadzonych testów dostarczany jest APK S.A. w terminie do 6 tygodni po ich zakończeniu.
- 7.10.6. W przypadku gdy przeprowadzone testy wykażą, iż elektrownia wiatrowa nie spełnia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, właściwy operator systemu wyznacza termin na usunięcie nieprawidłowości i powtórne wykonanie testów. W przypadku dalszego niespełnienia wymagań określonych w IRiESD oraz umowie o przyłączenie, APK S.A. ma prawo do odłączenia farmy wiatrowej, do czasu usunięcia nieprawidłowości.

8. KRYTERIA MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZENIA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH DO SIECI SN i nN

- 8.1. APK S.A. stosuje kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej SN i nN zgodnie z zamieszczonymi na stronie internetowej:
- a) OSDp *ENEA Operator Sp. z o.o.*:
- *Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*
 - *Kryteria przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego,*
- 8.2. Wytwórcy, którzy planują przyłączenie jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej SN lub nN należącej do APK S.A., zobowiązani są do stosowania się do kryteriów przyłączania określonych w dokumentach wyszczególnionych w pkt. 8.1. oraz niniejszej IRiESD.

9. DODATKOWE WYMAGANIA DLA MIKROINSTALACJI

9.1. Wymagania techniczne

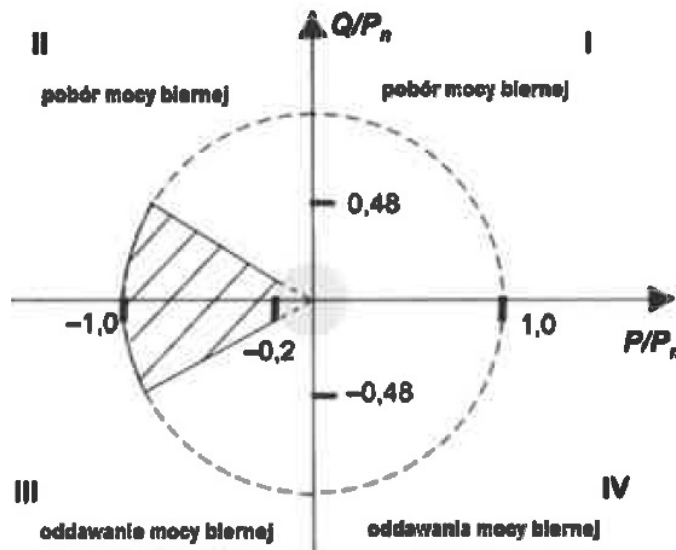
9.11. Wymagania w zakresie regulacji mocy biernej

9.1.1.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacja przyłączona przez falownik ma być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez APK S.A. w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu od $\cos \varphi=0,9_{ind}$ do $\cos \varphi=0,9_{poj}$, gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.

Wymaganie to przedstawiono na rys. 2.



Rys.2. Zdolność do generacji mocy bierniej w obciążeniowym układzie odniesienia

9.1.1.2. Wymagane tryby regulacji mocy bierniej:

Mikroinstalacja ma być zdolna do działania w następujących trybach sterowania:

- sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb Q(U)) jako tryb podstawowy,
- sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi$ (P)), jako tryb alternatywny,
- $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9_{\text{ind}}$ do $\cos \varphi = 0,9_{\text{poj}}$, jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja ma być możliwa do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy – zmiana trybów pracy nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.1.3 Wymagania w zakresie trybu sterowania wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia – Q(U):

W trybie Q(U) sterowanie odbywa się według krzywych przedstawianych na rys. 3 i 4.

Charakterystyka Q(U) ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych w miejscu przyłączenia mikroinstalacji. Zmiana charakterystyki wymaga uzgodnienia z APK S.A., a właścicielem mikroinstalacji. Dodatkowo, konfigurowalna ma być dynamiczna odpowiedź sterowania, filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.



Rys.3. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez APK S.A..

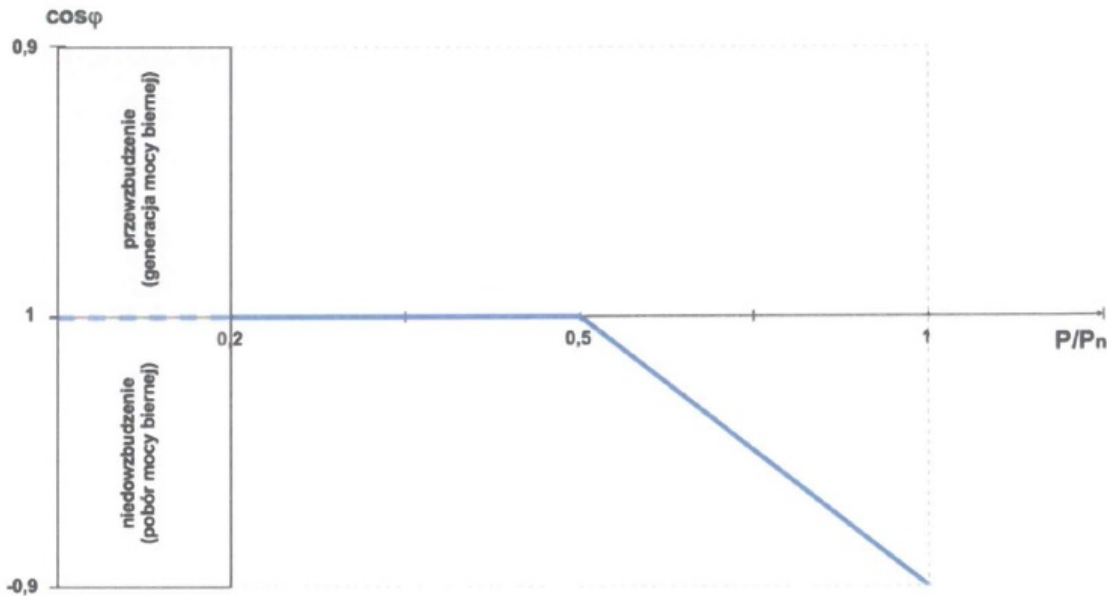


Rys.4. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo, wymagana przez APK S.A..

9.1.1.4. Wymagania w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznymi napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej – $\cos \varphi$ (P):

W trybie $\cos \varphi$ (P) sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rys. 5. Nastawione nowe wartości wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej muszą być nastawione w ciągu 10 s. Zaleca się, aby szybkość zmiany mocy biernej następowała w

takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i była zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.



Rys.5. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez APK S.A..

9.1.2. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej.

- 9.1.2.1. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW powinny być wyposażone w port wejściowy, który umożliwia przyjęcie od APK S.A. polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej.
- 9.1.2.2. W celu spełnienia wymagań określonych w pkt. 9.1.4.1. mikroinstalacje powinny być wyposażone w port wejściowy RS485 obsługujący protokół komunikacji, który wymaga uzgodnienia z APK S.A..
- 9.1.2.3. W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego mikroinstalacji, zaleca się, aby mikroinstalacja posiadała funkcję zmniejszenia mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej $1,08 U_n$. Funkcja ta nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej.

9.1.3. Wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w układ zabezpieczeń

9.1.3.1. Wymagania ogólne:

Mikroinstalacje powinny posiadać wbudowany układ zabezpieczeń, składający się co najmniej z następujących zabezpieczeń:

- dwustopniowe zabezpieczenie nadnapięciowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie od pracy wyspowej (LoM).

Nastawy poszczególnych zabezpieczeń muszą być możliwe do ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną

ingerencją w ustawienia nastaw zabezpieczeń – zmiana nastaw zabezpieczeń nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.3.2. Wymagane nastawy układu zabezpieczeń:

W tabeli nr 1 przedstawiono wymagane nastawy poszczególnych zabezpieczeń, wchodzących w skład układu zabezpieczeń.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymalny czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U _{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U _{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 U _n	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 U _n	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 U _n	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
<i>¹⁾10 -minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normie PN-EN 50438:2014-02.</i>					

Zabezpieczenia LoM wykorzystują uznane techniki wykrywające w sposób pewny zanik zasilania z sieci dystrybucyjnej. Nie dopuszcza się stosowania zabezpieczeń wykorzystujących metody związane z iniekcją pulsów do sieci dystrybucyjnej.

9.1.3.3. Dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia w sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny na okres braku napięcia w sieci OSD, przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD.

9.1.4. Załączanie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Załączanie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie napięcia i częstotliwości, w co najmniej wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw – zmiana nastaw nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji.

9.1.4.1. Automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń:

Nastawy dla ponownego załączenia po wyłączeniu przez układ zabezpieczeń są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,05 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n ,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

Po ponownym załączeniu moc czynna generowana przez mikroinstalację nie powinna przekraczać gradientu 10% P_n /min.

9.1.4.2. Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w warunkach normalnych:

Nastawy dla załączenia lub rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w wyniku rozruchu lub działania w warunkach normalnych są następujące:

- a) Zakres częstotliwości od 47,5 Hz do 50,1 Hz,
- b) Zakres napięcia od 0,85 U_n do 1,10 U_n ,
- c) Minimalny czas obserwacji: 60 s.

9.1.4.3. Synchronizacja:

Synchronizacja mikroinstalacji powinna być w pełni automatyczna, co oznacza, że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami.

9.1.5. Jakość energii

Mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej.

9.2. Praca i bezpieczeństwo mikroinstalacji

9.2.1. Nastawy zadanych wartości, możliwych do ustawienia w mikroinstalacji, muszą być możliwe do odczytania z mikroinstalacji np. z wyświetlacza, interfejsu użytkownika lub poprzez port komunikacyjny.

Tabliczka znamionowa mikroinstalacji ma posiadać co najmniej następujące informacje:

- a) Nazwę producenta lub znak firmowy,
- b) Określenie typu lub numer identyfikacyjny lub inne sposoby identyfikacji umożliwiające uzyskanie stosownych informacji od producenta,
- c) Moc znamionową,
- d) Napięcie znamionowe,
- e) Częstotliwość znamionową,
- f) Zakres regulacji współczynnika przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznych napięcia i prądu.

Informacje te muszą być umieszczone również w instrukcji obsługi. Dodatkowo na tabliczce znamionowej powinien być umieszczony numer seryjny.

Wszystkie informacje powinny być podane w języku polskim.

W miejscach z dostępnymi elementami pod napięciem należy stosować etykiety ostrzegawcze.

9.2.2. Inne wymagania dotyczące przekazania mikroinstalacji do eksploatacji:

- a) Producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi,
- b) Urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą podlegać badaniom typu pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią, w przypadku braku stosownych norm wyrobu,

- c) Montaż musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie i potwierdzone kwalifikacje,
 d) Właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowaniem przez instalatora schematem jednokresowym mikroinstalacji.

9.3. Zestawienie zbiorcze wymagań i uwagi końcowe

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela nr 2 Zbiorcze zestawienie wymagań dla mikroinstalacji w zależności od mocy zainstalowanej.

P_n [kW]	$P_n \leq 3,68$	$3,68 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 50$
Wymagania w zakresie zdalnego sterowania przez APK S.A.	-		Możliwość zdalnego sterowania mocą czynną oraz możliwość zdalnego odłączenia mikroinstalacji tj. zaprzestania generacji mocy do sieci dystrybucyjnej
Automatyczna redukcja mocy czynnej przy $f > 50,2$ Hz wg zadanej charakterystyki $P(f)$	TAK		
Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki $Q(U)$ i $\cos \varphi$ (P)	TAK		
Układ zabezpieczeń: Komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od pracy wyspowej	Zintegrowany z falownikiem		
Sposób przyłączenia	1-fazowo lub 3-fazowo	3-fazowo	

4.58. Zmianie ulega numeracja Załącznika nr 3 na nr 2 oraz przyjmuje następujące brzmienie:

Załącznik nr 2 - zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej

ZAKRES WYMAGANYCH DANYCH PODCZAS POWIADAMIANIA OSD PRZEZ SPRZEDAWCĘ W IMIENIU WŁASNYM I ODBIORCY KOŃCOWEGO O ZAWARTEJ UMOWIE SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Zakres wymaganych danych podczas powiadamiania OSD przez sprzedawcę w imieniu własnym i odbiorcy końcowego o zawartej umowie sprzedaży energii elektrycznej (wzór formularza)

Pozycja nr	Zawartość
1.	Data powiadomienia
2.	Miejscowość
3.	Dane sprzedawcy
3.1.	nazwa
3.2.	kod nadany przez OSP lub OSDp (w przypadku, kiedy OSDp nadał taki kod albo stosuje kod nadany przez OSP)
4.	Nazwa sprzedawcy rezerwowego
5.	Dane URD (odbiorcy końcowego)
5.1.	Nazwa
5.2.	kod pocztowy
5.3.	Miejscowość
5.4.	ulica
5.5.	nr budynku
5.6.	nr lokalu
5.7.	NIP/PESEL/nr paszportu (przy czym nr paszportu dotyczy obcokrajowców)
6.	Dane punktu poboru
6.1.	kod identyfikacyjny PPE albo w przypadku braku nr fabryczny licznika
6.2.	kod pocztowy
6.3.	Miejscowość
6.4.	Ulica
6.5.	nr budynku
6.6.	nr lokalu tego punktu poboru
7.	Okres obowiązywania umowy sprzedaży
8.	Planowana średnioroczna ilość energii elektrycznej objęta umową sprzedaży w podziale na poszczególne punkty PPE lub w przypadku umów zawartych na okres dłuższy niż rok planowana ilość energii elektrycznej objęta umową w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh – w przypadku niepodania tej wartości zostanie ona określona przez APK S.A. i traktowana według takich samych zasad, jak podana przez URD i/lub Sprzedawcę. W takim przypadku APK S.A. nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki określenia tej wartości.
9.	Kod MB, do którego ma być przypisany URD*
10.	Oświadczenie URD, że wnioskuje o zawarcie/aktualizację umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z APK S.A. (jeżeli procedura zmiany umowy jest prowadzona jednocześnie z procedurą zmiany sprzedawcy, w pozostałych przypadkach pole pozostaje niewypełnione)
11.	Imię, nazwisko oraz podpis(-y) osób zgłaszających (tylko w wersji papierowej, wersja elektroniczna powinna umożliwiać jednoznaczny, bezpośredni weryfikację zgłaszającego przy składaniu formularza)

*dany APK S.A. wskaże czy wypełnienie pozycji jest obowiązkowe (jeżeli wypełnienie nie jest obowiązkowe pole pozostaje niewypełnione)

UWAGA: przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej może nie wymagać podawania wszystkich danych zawartych w powyższym formularzu powiadomienia, przy zachowaniu numeracji punktów formularza.

4.59. Dodano Załącznik nr 3 o następującym brzmieniu:

Załącznik nr 3 - lista kodów, którymi OSD informuje sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej –

**LISTA KODÓW, KTÓRYMI OSD INFORMUJE SPRZEDAWCĘ
O WYNIKU PRZEPROWADZONEJ WERYFIKACJI ZGŁOSZONYCH
UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Lista kodów, którymi OSD informuje Sprzedawcę o wyniku przeprowadzonej weryfikacji zgłoszonych umów sprzedaży energii elektrycznej

Nr kodu	Objaśnienie
W-00	Weryfikacja pozytywna
W-01	Weryfikacja negatywna – brak kompletnego wypełnienia formularza powiadomienia, o którym mowa w pkt. D.2.1. IRiESD-Bilansowanie
W-02 (x)	Weryfikacja negatywna – błąd w formularzu powiadomienia w pozycji „x”
W-03	Weryfikacja negatywna – brak umowy o świadczenie usług dystrybucji pomiędzy OSD, a URD
W-04	Weryfikacja negatywna – brak umowy dystrybucji pomiędzy OSD, a POB sprzedawcy
W-05	Weryfikacja negatywna – zmiana wybranego sprzedawcy dla danego PPE już występuje w zgłaszanym okresie
W-06	Weryfikacja negatywna – brak GUD pomiędzy OSD, a danym Sprzedawcą
W-07	Weryfikacja pozytywna – konieczność dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych przez URDo lub URDw
W-08	Weryfikacja negatywna – brak lub błędne wskazanie POB lub MB
W-09	Weryfikacja negatywna - zgłoszenie umowy kompleksowej dotyczy PPE, dla którego nie jest możliwa realizacja umowy kompleksowej
W-10	Weryfikacja negatywna – inne (kod ten będzie uzupełniany o przyczynę weryfikacji negatywnej)

4.60. Dodano Załącznik nr 4 – Profil A

Załącznik nr 4

ARCTIC PAPER KOSTRZYN S.A.																									
Grupa taryfowa C11		PROFIL A																							
Miesiąc	Dzień	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Styczeń	Roboczy	0,0722	0,0706	0,0705	0,0705	0,0729	0,0840	0,1175	0,1589	0,1989	0,2203	0,2214	0,2234	0,2237	0,2169	0,2023	0,1866	0,1743	0,1587	0,1448	0,1340	0,1195	0,0948	0,0839	0,0789
	Sobota	0,0769	0,0770	0,0755	0,0750	0,0763	0,0799	0,0909	0,1023	0,1273	0,1471	0,1544	0,1516	0,1422	0,1272	0,1148	0,1122	0,1117	0,1154	0,1166	0,1064	0,0983	0,0795	0,0727	0,0683
	Niedz./Św	0,0671	0,0655	0,0645	0,0636	0,0643	0,0647	0,0677	0,0715	0,0699	0,0734	0,0811	0,0804	0,0759	0,0744	0,0741	0,0765	0,0814	0,0855	0,0842	0,0796	0,0745	0,0719	0,0688	0,0654
Luty	Roboczy	0,0702	0,0697	0,0687	0,0688	0,0714	0,0822	0,1161	0,1595	0,2028	0,2262	0,2260	0,2277	0,2276	0,2179	0,2028	0,1843	0,1687	0,1583	0,1441	0,1324	0,1167	0,0913	0,0803	0,0754
	Sobota	0,0726	0,0711	0,0704	0,0699	0,0713	0,0760	0,0845	0,0993	0,1304	0,1499	0,1561	0,1489	0,1360	0,1191	0,1098	0,1033	0,1013	0,1073	0,1106	0,1021	0,0957	0,0755	0,0686	0,0642
	Niedz./Św	0,0611	0,0599	0,0586	0,0577	0,0587	0,0590	0,0617	0,0655	0,0671	0,0696	0,0775	0,0755	0,0727	0,0693	0,0696	0,0694	0,0693	0,0774	0,0798	0,0735	0,0696	0,0662	0,0645	0,0603
Marze	Roboczy	0,0652	0,0652	0,0641	0,0637	0,0654	0,0752	0,1065	0,1517	0,1930	0,2139	0,2134	0,2168	0,2166	0,2102	0,1936	0,1745	0,1568	0,1446	0,1405	0,1277	0,1115	0,0868	0,0749	0,0696
	Sobota	0,0664	0,0646	0,0644	0,0643	0,0645	0,0673	0,0754	0,0934	0,1258	0,1450	0,1500	0,1390	0,1293	0,1158	0,1073	0,0963	0,0907	0,0944	0,1025	0,0965	0,0874	0,0670	0,0600	0,0561
	Niedz./Św	0,0558	0,0417	0,0551	0,0537	0,0540	0,0529	0,0531	0,0576	0,0614	0,0672	0,0748	0,0742	0,0702	0,0683	0,0671	0,0669	0,0653	0,0710	0,0744	0,0719	0,0659	0,0621	0,0607	0,0573
Kwiecień	Roboczy	0,0604	0,0593	0,0590	0,0592	0,0611	0,0681	0,0941	0,1350	0,1732	0,1925	0,1924	0,1968	0,1969	0,1892	0,1773	0,1600	0,1447	0,1267	0,1164	0,1123	0,1051	0,0839	0,0707	0,0650
	Sobota	0,0619	0,0606	0,0599	0,0603	0,0612	0,0624	0,0699	0,0879	0,1166	0,1352	0,1409	0,1330	0,1175	0,1034	0,0912	0,0836	0,0773	0,0753	0,0759	0,0778	0,0803	0,0677	0,0601	0,0551
	Niedz./Św	0,0530	0,0519	0,0505	0,0503	0,0500	0,0473	0,0457	0,0499	0,0536	0,0619	0,0689	0,0684	0,0660	0,0649	0,0644	0,0645	0,0628	0,0633	0,0644	0,0653	0,0631	0,0596	0,0578	0,0539
Maj	Roboczy	0,0585	0,0576	0,0557	0,0552	0,0547	0,0606	0,0908	0,1343	0,1743	0,1945	0,1963	0,2018	0,2036	0,1987	0,1856	0,1672	0,1492	0,1318	0,1191	0,1120	0,1001	0,0825	0,0710	0,0650
	Sobota	0,0631	0,0616	0,0596	0,0590	0,0570	0,0572	0,0699	0,0908	0,1200	0,1386	0,1468	0,1438	0,1415	0,1296	0,1204	0,1089	0,1054	0,1020	0,1007	0,0973	0,0890	0,0721	0,0644	0,0581
	Niedz./Św	0,0548	0,0531	0,0514	0,0491	0,0472	0,0427	0,0435	0,0482	0,0545	0,0637	0,0687	0,0712	0,0710	0,0706	0,0686	0,0678	0,0660	0,0655	0,0633	0,0581	0,0589	0,0602	0,0559	0,0510
Czerwiec	Roboczy	0,0641	0,0630	0,0607	0,0598	0,0576	0,0647	0,0952	0,1378	0,1764	0,1989	0,2025	0,2089	0,2116	0,2078	0,1963	0,1760	0,1568	0,1390	0,1256	0,1189	0,1074	0,0899	0,0793	0,0720
	Sobota	0,0699	0,0670	0,0643	0,0624	0,0591	0,0613	0,0748	0,0934	0,1251	0,1441	0,1515	0,1488	0,1433	0,1324	0,1238	0,1164	0,1104	0,1078	0,1045	0,1011	0,0949	0,0784	0,0736	0,0661
	Niedz./Św	0,0620	0,0594	0,0562	0,0531	0,0496	0,0464	0,0484	0,0527	0,0586	0,0675	0,0751	0,0769	0,0769	0,0774	0,0768	0,0764	0,0754	0,0751	0,0734	0,0693	0,0642	0,0646	0,0628	0,0570
Lipiec	Roboczy	0,0640	0,0629	0,0615	0,0604	0,0581	0,0622	0,0886	0,1253	0,1616	0,1831	0,1877	0,1947	0,1946	0,1927	0,1822	0,1661	0,1509	0,1325	0,1208	0,1153	0,1060	0,0885	0,0767	0,0704
	Sobota	0,0680	0,0662	0,0650	0,0624	0,0592	0,0580	0,0693	0,0877	0,1195	0,1371	0,1493	0,1431	0,1371	0,1293	0,1210	0,1125	0,1055	0,1009	0,0967	0,0922	0,0881	0,0724	0,0672	0,0617
	Niedz./Św	0,0576	0,0563	0,0534	0,0503	0,0453	0,0406	0,0416	0,0454	0,0519	0,0593	0,0654	0,0676	0,0682	0,0681	0,0677	0,0667	0,0656	0,0650	0,0633	0,0594	0,0571	0,0607	0,0591	0,0541
Sierpień	Roboczy	0,0630	0,0621	0,0607	0,0602	0,0601	0,0652	0,0921	0,1316	0,1705	0,1924	0,1978	0,2041	0,2075	0,2043	0,1914	0,1728	0,1533	0,1335	0,1228	0,1168	0,1113	0,0899	0,0757	0,0688
	Sobota	0,0667	0,0658	0,0642	0,0625	0,0619	0,0615	0,0694	0,0943	0,1192	0,1382	0,1485	0,1454	0,1407	0,1285	0,1182	0,1091	0,1040	0,1018	0,0979	0,0963	0,0946	0,0747	0,0677	0,0619
	Niedz./Św	0,0579	0,0567	0,0549	0,0536	0,0506	0,0447	0,0446	0,0493	0,0552	0,0651	0,0722	0,0735	0,0737	0,0739	0,0735	0,0714	0,0701	0,0694	0,0679	0,0651	0,0634	0,0632	0,0590	0,0542
Wrzesień	Roboczy	0,0620	0,0614	0,0606	0,0599	0,0617	0,0721	0,0985	0,1358	0,1755	0,1943	0,1950	0,2011	0,2017	0,1971	0,1820	0,1627	0,1452	0,1281	0,1211	0,1197	0,1072	0,0825	0,0725	0,0675
	Sobota	0,0662	0,0647	0,0637	0,0631	0,0639	0,0676	0,0734	0,0914	0,1198	0,1366	0,1415	0,1328	0,1290	0,1191	0,1079	0,1004	0,0970	0,0943	0,0933	0,0988	0,0919	0,0714	0,0651	0,0605
	Niedz./Św	0,0575	0,0562	0,0537	0,0524	0,0521	0,0507	0,0468	0,0480	0,0529	0,0562	0,0616	0,0628	0,0631	0,0634	0,0624	0,0615	0,0610	0,0615	0,0634	0,0652	0,0647	0,0604	0,0567	0,0528
Październik	Roboczy	0,0650	0,0646	0,0634	0,0630	0,0652	0,0764	0,1056	0,1425	0,1837	0,2009	0,1990	0,2021	0,2035	0,1988	0,1829	0,1644	0,1484	0,1363	0,1343	0,1254	0,1106	0,0852	0,0738	0,0693
	Sobota	0,0651	0,0643	0,0634	0,0627	0,0635	0,0680	0,0804	0,0966	0,1243	0,1389	0,1435	0,1369	0,1285	0,1166	0,1067	0,0982	0,0941	0,0953	0,1015	0,0985	0,0893	0,0710	0,0647	0,0596
	Niedz./Św	0,0568	0,0555	0,0546	0,0536	0,0543	0,0554	0,0547	0,0531	0,0566	0,0603	0,0638	0,0650	0,0655	0,0648	0,0636	0,0621	0,0621	0,0654	0,0702	0,0673	0,0645	0,0617	0,0588	0,0556
Listopad	Roboczy	0,0672	0,0657	0,0651	0,0649	0,0667	0,0785	0,1115	0,1522	0,1965	0,2169	0,2139	0,2195	0,2187	0,2154	0,2021	0,1833	0,1729	0,1568	0,1417	0,1298	0,1151	0,0906	0,0767	0,0721
	Sobota	0,0716	0,0706	0,0698	0,0690	0,0704	0,0756	0,0835	0,0998	0,1299	0,1483	0,1503	0,1404	0,1300	0,1179	0,1092	0,1042	0,1076	0,1090	0,1069	0,1010	0,0931	0,0757	0,0667	0,0615
	Niedz./Św	0,0594	0,0572	0,0561	0,0560	0,0561	0,0570	0,0566	0,0570	0,0603	0,0636	0,0658	0,0665	0,0654	0,0642	0,0635	0,0654	0,0709	0,0731	0,0717	0,0690	0,0654	0,0628	0,0605	0,0572
Grudzień	Roboczy	0,0715	0,0708	0,0700	0,0702	0,0721	0,0825	0,1153	0,1553	0,1923	0,2132	0,2128	0,2163	0,2139	0,2090	0,1959	0,1801	0,1700	0,1529	0,1396	0,1268	0,1157	0,0938	0,0807	0,0761
	Sobota	0,0721	0,0696	0,0686	0,0686	0,0693	0,0753	0,0868	0,1064	0,1346	0,1532	0,1610	0,1532	0,1410	0,1285	0,1176	0,1139	0,1166	0,1149	0,1132	0,1056	0,0982	0,0824	0,0722	0,0661
	Niedz./Św	0,0655	0,0624	0,0617	0,0615	0,0617	0,0623	0,0668	0,0720	0,0691	0,0753	0,0857	0,0845	0,0803	0,0781	0,0781	0,0795	0,0851	0,0870	0,0862	0,0828	0,0775	0,0718	0,0682	0,0640