



Wdrażanie zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia odbioru

Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

I.	Wstęp	3
I.1.	Cel i zakres	3
I.2.	Definicje	3
I.3.	Uwarunkowania formalne dla testów zgodności i symulacji zgodności oraz zasad wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączania instalacji dystrybucyjnych	5
I.3.1.	Uwarunkowania formalne dla testów zgodności i symulacji zgodności wynikające z NC DC5	5
I.3.2.	Uwarunkowania formalne dla wykorzystania certyfikatów sprzętu wynikające z NC DC	5
I.4.	Zakres przedmiotowy potwierdzania zgodności z NC DC dla instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego	6
II.	Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów	8
II.1.	Wymogi ogólne w zakresie przeprowadzania testów zgodności	8
II.2.	Plan działań koniecznych do przeprowadzenia po stronie OSDp dla realizacji testów zgodności lub symulacji zgodności	8
II.3.	Wymogi uzupełniające	11
II.4.	Wymogi w zakresie testów zgodności w ramach zdarzeniowego sprawdzenia zdolności instalacji dystrybucyjnej	12
II.5.	Wymogi szczegółowe w zakresie testów zgodności dla istniejących instalacji dystrybucyjnych w przypadku wymiany lub modernizacji urządzeń	12
II.6.	Wymogi szczegółowe w zakresie monitorowania zgodności przez okres funkcjonowania instalacji dystrybucyjnej	12
III.	Warunki i procedura dotyczące wykorzystania certyfikatów sprzętu	12
III.1.	Wprowadzenie	12
III.2.	Klasyfikacja certyfikatów sprzętu	13
III.3.	Sposób sprawdzenia zdolności	14
III.4.	Ogólne zasady stosowania certyfikatów sprzętu dla instalacji dystrybucyjnych	14
III.5.	Zasady stosowania certyfikatów sprzętu dla instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego w celu zastąpienia testu lub symulacji zgodności	15
III.6.	Wymagane certyfikaty dla zdolności nieobjętych testami i symulacjami	16
III.7.	Rejestr certyfikatów	17
III.8.	Postanowienia przejściowe	17
III.9.	Lista norm związanych z niniejszym dokumentem	17
IV.	Załączniki	18

I. Wstęp

I.1. Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. (dalej: **NC DC**), dotyczących testowania zgodności i sposobu ich przeprowadzania oraz potwierdzania zdolności z wykorzystywaniem certyfikatów sprzętu w zakresie instalacji dystrybucyjnych.

I.2. Definicje

Definicje występujące w niniejszym dokumencie są zgodne z definicjami określonymi w NC DC:

- **Badania symulacyjne** – przybliżone odtwarzanie zjawisk fizycznych, zachowań obiektu za pomocą jego modelu komputerowego;
- **Dokumenty związane** – dokumenty powstałe w wyniku implementacji zapisów NC DC na poziomie krajowym;
- **ENTSO-E** – Europejska Organizacja Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej;
- Instalacja dystrybucyjna – przyłączenie systemu dystrybucyjnego lub instalacje i urządzenia elektryczne użytkowane na przyłączeniu do systemu przesyłowego,
- **Komponent** – urządzenie, które jest częścią instalacji dystrybucyjnej, niezbędne do zapewniania danej zdolności technicznej całej instalacji dystrybucyjnej;
- **Komponenty podlegające testowaniu (KPT)** – pojedynczy Komponent lub pełny zestaw Komponentów, których właściwości i cechy warunkują zapewnienie danej zdolności instalacji dystrybucyjnej. KPT mogą obejmować także urządzenia potrzeb własnych i ogólnych;
- **KORRR** - Propozycja wszystkich OSP w sprawie kluczowych wymogów organizacyjnych, funkcji i zakresów odpowiedzialności dotyczących wymiany danych zgodnie z art. 40 ust. 6 SO GL;
- **KSE** – krajowy system elektroenergetyczny;
- **Modele zwalidowane** – modele matematyczne urządzeń instalacji dystrybucyjnej zweryfikowane na podstawie wyników testów zgodności, określonych w NC DC oraz innych wyników pozyskanych w ramach rzeczywistych badań pomiarowych, zgodnie z obowiązującymi standardami i normami;
- **NC DC** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru;
- **NC ER** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **NC RfG** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci;

Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu

- **OSDp** – Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączony do systemu przesyłowego;
- **OSP** – Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego, do którego systemu jest lub zostanie przyłączona instalacja dystrybucyjna;
- **Pełny test** – test instalacji dystrybucyjnej weryfikujący daną zdolność techniczną i obejmujący cały proces przesyłania energii elektrycznej, w tym Test układu elektrycznego;
- **Procedura testowania, symulacji i certyfikacji NC DC** – Procedura testowania instalacji dystrybucyjnej wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu;
- **Program ramowy** – program wykonywania testów zgodności lub symulacji zgodności opublikowany przez OSP zawierający ogólne zasady, sposoby przeprowadzania testów oraz kryteria oceny wyników testów lub symulacji;
- **Program szczegółowy** – program wykonywania testów zgodności i symulacji zgodności, zawierający ich przebieg, uzgadniany z OSP, przygotowany na bazie programu ramowego;
- **SO GL** - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej;
- **Sprawozdanie** – dokument z przeprowadzonych testów zgodności lub symulacji zgodności opisujący przebieg testów, osiągi w stanie ustalonym i osiągi dynamiczne, zgodne z wymogami właściwego testu, w tym wykorzystanie rzeczywistych wartości mierzonych podczas testów, na poziomie szczegółowości wymaganym przez Właściwego OS. Sprawozdanie powinno zawierać protokół z testów oraz końcową ocenę wyników testów;
- **Symulacja zgodności** – symulacje osiągnięć instalacji dystrybucyjnej, mające na celu wykazanie, że wymogi NC DC zostały spełnione;
- **Test polowy** – sprawdzenie zdolności technicznej na podstawie badań pomiarowych dokonanych w miejscu zainstalowanej instalacji dystrybucyjnej;
- **Test układu elektrycznego** – test części elektrycznej instalacji dystrybucyjnej realizowany na KPT, odpowiedzialnej za spełnienie danej zdolności;
- **Test zgodności** – testy osiągnięć instalacji dystrybucyjnej, mające na celu wykazanie, że wymogi NC DC zostały spełnione.

Poza wyżej wymienionymi definicjami zastosowanie mają definicje określone w art. 2 NC DC oraz art. 2 NC RfG.

I.3. Uwarunkowania formalne dla testów zgodności i symulacji zgodności oraz zasad wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączania instalacji dystrybucyjnych

I.3.1. Uwarunkowania formalne dla testów zgodności i symulacji zgodności wynikające z NC DC

Zgodnie z zapisami art. 35 NC DC, OSP jest zobligowany do oceny zgodności instalacji odbiorczej, instalacji dystrybucyjnej, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej z wymogami mającymi zastosowanie na mocy NC DC przez cały okres jego funkcjonowania. W związku z tym ma prawo zażądać, aby OSD lub OZSD przeprowadzał testy zgodności lub symulacje zgodności według powtarzalnego planu lub ogólnego programu bądź po każdej awarii, modyfikacji lub wymianie jakiegokolwiek sprzętu, która może mieć wpływ na zgodność instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej z wymogami NC DC. OSP udostępnia publicznie ramowe programy testów (stanowiące załączniki do niniejszej procedury) w danym zakresie merytorycznym dla właściciela instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD.

W tym celu niezbędne jest określenie wykazu dostarczonych dokumentów, informacji oraz wymagań, które mają być spełnione przez właściciela instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD w ramach procesu weryfikacji. Dodatkowo, zgodnie z art. 36 NC DC OSP ma prawo:

- zezwolić właścicielowi instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD na przeprowadzenie alternatywnej serii testów zgodności;
- zobowiązać właściciela instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych serii testów zgodności.

Zgodnie z zapisami art. 36 NC DC, za spełnienie wymagań przez instalację odbiorczą, instalację dystrybucyjną, system dystrybucyjny, jednostkę odbiorczą odpowiada właściciel obiektu. W związku z tym przeprowadzenie odpowiednich testów jest obowiązkiem właściciela instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD. Zakres przedmiotowy oraz podmiotowy testów i symulacji niezbędnych do wykonania przez właściciela instalacji odbiorczej, OSD lub OZSD w celu oceny zgodności danej instalacji odbiorczej, instalacji dystrybucyjnej, systemu dystrybucyjnego, jednostki odbiorczej z wymogami technicznymi NC DC określono w art. 37- 45 NC DC.

I.3.2. Uwarunkowania formalne dla wykorzystania certyfikatów sprzętu wynikające z NC DC

Dokument ma na celu jednolite zdefiniowanie zasad wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączania instalacji dystrybucyjnych przyłączanych do systemu przesyłowego. Zakłada się, że wykorzystanie certyfikatów w procesie przyłączania obiektów do sieci, przyniesie wymierne korzyści operacyjne zarówno dla OSDp oraz OSP i skutkować będzie uproszczeniem procesu przyłączania, przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniej jakości poszczególnych komponentów wchodzących w skład obiektu oraz całej instalacji. Wykorzystanie certyfikatów w niniejszym dokumencie zostało określone

Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu

wyłącznie w zakresie niezbędnym do weryfikacji spełnienia przez instalacje dystrybucyjne przyłączane do systemu przesyłowego wymagań określonych bezpośrednio w NC DC oraz Wymogach ogólnego stosowania, opracowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego w oparciu o art. 6 ust. 4 NC DC. Niniejszy dokument uwzględnia niewiążące wytyczne *General guidance on compliance testing and monitoring (ENTSOE guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 06 March 2017)* opracowane przez ENTSO-E, na podstawie art. 56 NC DC.

Wszelkie wymagania zdefiniowane w niniejszym dokumencie odnoszą się do wymogów dotyczących przyłączenia instalacji dystrybucyjnych przyłączanych do systemu przesyłowego na podstawie NC DC.

I.4. Zakres przedmiotowy potwierdzania zgodności z NC DC dla instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego

Poniższa tabela określa zakres testów zgodności lub symulacji zgodności wykonywanych na podstawie NC DC wraz z możliwością ich zastąpienia certyfikatem. Szczegółowe informacje dotyczące możliwości zastąpienia testu zgodności lub symulacji zgodności poprzez certyfikat sprzętu zostały określone w rozdziale III.

Przedmiotowy zakres testów, symulacji oraz certyfikatów jest minimalnym zakresem wynikającym z zapisów NC DC. OSP ma prawo zdefiniować i określić dodatkowe testy potwierdzające spełnienie wymagań.

Tabela 1. Wykaz zdolności dla instalacji dystrybucyjnych, dla których określono testy zgodności lub symulacji zgodności w celu potwierdzenia spełnienia wymogów NC DC oraz, dla których, w celu potwierdzenia spełnienia wymogów NC DC, dopuszcza się możliwość zastąpienia testu lub symulacji certyfikatem sprzętu.

Zdolność	Podstawa prawna NC DC	Test zgodności	Symulacja zgodności	Możliwość wykorzystania certyfikatu sprzętu
Zakres mocy biernej	Art. 15 ust. 1 lit. b)	Nie	Tak	Nie
Inna miara niż współczynnik mocy – tgφ	Art. 15 ust. 1 lit. d)	Nie	Tak	Nie
Wymiana informacji	Art. 18 ust. 2 Art. 18 ust. 3	Tak	Nie	Tak
Odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości	Art. 19 ust. 1 lit. a) Art. 19 ust. 1 lit. c)	Tak	Nie	Tak
Blokada przełącznika zaczepów	Art. 19 ust. 2 lit. c)	Tak	Nie	Nie
Urządzenia na potrzeby blokady przełącznika zaczepów	Art. 19 ust. 2 lit. d)	Tak	Nie	Nie
Automatyczne/ręczne blokowanie PPZ	Art. 19 ust. 3 lit. a)	Tak	Nie	Nie
Ponowne przyłączenie odbioru na polecenie OSP	Art. 19 ust. 4 lit. a)	Tak	Nie	Nie
Zdolność do synchronizacji - wymagania dla synchronizatorów	Art. 19 ust. 4 lit. b)	Tak	Nie	Tak
Zdalne odłączenie	Art. 19 ust. 4 lit. c)	Tak	Nie	Nie

Legenda:

- **Kolumna 1** – zawiera listę wymogów, dla których wymaga się weryfikacji zdolności poprzez testy zgodności lub symulacje zgodności;
- **Kolumna 2** – zawiera podstawę prawną dla danej zdolności;
- **Kolumna 3** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie wymagań odnośnie przeprowadzania testów zgodności dla instalacji dystrybucyjnej;
- **Kolumna 4** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie wymagań odnośnie przeprowadzania symulacji zgodności dla instalacji dystrybucyjnej;
- **Kolumna 5** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie możliwości wykorzystania certyfikatu sprzętu w ramach weryfikacji zdolności dla instalacji dystrybucyjnej.

II. Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów

II.1. Wymogi ogólne w zakresie przeprowadzania testów zgodności

Na podstawie ramowego programu, uwzględniając uwarunkowania techniczne instalacji dystrybucyjnej oraz uwarunkowania po stronie OSP, OSDp opracowuje program szczegółowy testu zgodności. Program szczegółowy musi być uzgodniony z OSP i uwzględniać uwarunkowania pracy OSP i KSE (grafiki obciążeń, termin i godziny przeprowadzenia testów) w terminie przeprowadzenia testu. Szczegółowy plan działań i stawiane im wymogi opisano w dalszej części. Odpowiedzialność opracowania i uzgodnienia programu szczegółowego z OSP należy do OSDp. OSDp może skorzystać z usług innych podmiotów, w całości lub w części, w zakresie obowiązków wynikających z realizacji testów zgodności lub symulacji zgodności. Powyższe działania nie mogą naruszać procedur ruchowych, w zakresie formalnego procedowania i zgłaszania po stronie ruchowej programu szczegółowego, oraz są wykonywane na odpowiedzialność OSDp. Zaleca się, aby testy zgodności lub symulacje zgodności były przeprowadzane przez odpowiednio wyspecjalizowane osoby trzecie w zakresie zdolności technicznych, które podlegają testowaniu.

II.2. Plan działań koniecznych do przeprowadzenia po stronie OSDp dla realizacji testów zgodności lub symulacji zgodności

Plan działań koniecznych do przeprowadzenia po stronie OSDp w celu przeprowadzenia testów zgodności lub symulacji zgodności przedstawia się następująco:

1. Przedstawienie certyfikatów komponentu, jak określono w rozdziale III niniejszego dokumentu.
2. Poinformowanie o wstępnym planie wykonywania testów zgodności – w celu sprawnego planowania i realizowania procesu przyłączania, wymaga się przedłożenia wstępnego planu przeprowadzania testów zgodności do OSP:
 - dla nowych instalacji dystrybucyjnych - podczas składania wniosku o pozwolenie EON lub ION (zgodnie z art. 23, 24 NC DC i dokumentami związanymi w tym zakresie),
 - dla instalacji dystrybucyjnej po istotnej modyfikacji – podczas składania wniosku o pozwolenie LON (zgodnie z art. 26 NC DC i dokumentami związanymi w tym zakresie).
3. Opracowanie programu szczegółowego na podstawie programu ramowego – ramowy program testów zgodności lub symulacji zgodności dotyczy parametrów zdolności określonych i wymaganych dla instalacji dystrybucyjnych w NC DC. Rozstrzygnięcia w nim określone są niezależne od miejsca przyłączenia. W przypadku, gdy istnieją uwarunkowania techniczne, które uzasadniają inny sposób testowania w zależności od lokalizacji połączenia sieci, takie rozstrzygnięcie powinno być dokonane przez OSDp w uzgodnieniu z OSP na poziomie

programu szczegółowego dla danego testu zgodności lub symulacji zgodności. Za opracowanie szczegółowego programu realizacji testu lub symulacji, na podstawie programów ramowych oraz niniejszej procedury, odpowiedzialny jest OSDp.

4. Uzgodnienie programu szczegółowego z OSP – wymaga się, aby OSDp uzgodnił z OSP szczegółowy program testów lub symulacji przed poinformowaniem o planowanym terminie przeprowadzenia testów zgodności lub symulacji.
5. Poinformowanie o planie przeprowadzania testów zgodności – wymaga się, aby co najmniej 14 dni przed planowanym terminem przeprowadzenia testu zgodności OSDp poinformował o zamiarze przeprowadzania danego testu. Termin przeprowadzania testu musi być uzgodniony z OSP na podstawie uzgodnionego programu szczegółowego danego testu zgodności. Przed przystąpieniem do testu, wymagane jest przedstawienie co najmniej:
 - a) oświadczenia o gotowości do przeprowadzania testów (zgodnie z art. 23, 24 NC DC i dokumentami związanymi w tym zakresie),
 - b) programu szczegółowego testu zgodności uzgodnionego z OSP.
6. Decyzja o uczestnictwie w testach przedstawicieli OSP - OSP określa, na etapie uzgodnienia programu szczegółowego testu, czy jego przedstawiciele uczestniczą w testach. Test potwierdzający spełnienie wymagań, dla którego określono, iż ma się odbywać w obecności przedstawiciela OSP, musi odbyć się z zapewnieniem możliwości jego uczestnictwa.
7. Przeprowadzanie testu - wymaga się, aby testy były realizowane w terminie uzgodnionym z OSP.
8. Wymagania dla przeprowadzania testów:

Wymagania w zakresie przebiegu testu powinny być określone w programie szczegółowym z uwzględnieniem możliwości po stronie instalacji dystrybucyjnej, i jeśli nie określono inaczej w programie szczegółowym powinny zostać uwzględnione poniższe wymagania:

- a) w czasie trwania testu potwierdzającego spełnienie wymagań nie należy przeprowadzać innych testów, które mogą mieć wpływ na jego wyniki. Z uwagi na zakres merytoryczny i sposób przeprowadzania testów zgodności, OSP ma prawo zezwolić na łączenie testów dotyczących powiązanych wymagań w ramach przeprowadzania wieloetapowego testu w zakresie:
 - standardu wymiany informacji,
 - zdolności do zdalnego odłączenia,
 - zdolności do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu.
- b) testy zgodności, co do zasady, przeprowadzane są na obiekcie w rzeczywistych warunkach funkcjonowania instalacji dystrybucyjnej, poprzez wykorzystanie rzeczywistych sygnałów wejściowych i monitorujących stan instalacji dystrybucyjnej. W przypadku, gdy pod względem

technicznym nie ma możliwości przeprowadzenia danego testu przy użyciu rzeczywistych sygnałów wejściowych, wymuszających, wykorzystuje się symulację tego sygnału. Doprecyzowanie odbywa się na poziomie programu szczegółowego, bazując na wytycznych zawartych w programie ramowym;

- c) zakres danych niezbędnych do wykonania badań w ramach testu i symulacji zgodności i ich oceny powinien być zapewniony zgodnie z wymaganiami OSP;
 - d) szczegółowe warunki i sposób przebiegu testu lub symulacji zgodności oraz wymagania w zakresie źródeł danych (lub modeli sieci) niezbędnych na potrzeby testu lub symulacji, będą określone w programie szczegółowym;
 - e) osoby uczestniczące w przeprowadzanych testach powinny reprezentować OSDp, OSP, oraz firmę zewnętrzną (ekspercką), jeżeli uczestniczy w danym teście;
 - f) przebieg testu powinien być zgodny z grafiką planowanych prób w ramach testu i realizowany w uzgodnionych okresach czasowych. W incydentalnych, uzasadnionych ruchowo przypadkach, dopuszcza się powtórzenie danej próby w ramach testowanej zdolności. W przypadku negatywnego wyniku próby, dany test powinien zostać powtórzony w całości, biorąc pod uwagę zakres merytoryczny i funkcjonalny, który podlega sprawdzeniu w ramach testowanej zdolności;
 - g) testy instalacji dystrybucyjnej powinny być przeprowadzane po zakończeniu prac, które wpływają na spełnienie zdolności instalacji dystrybucyjnej.
 - h) czasy stabilizacji pomiędzy poszczególnymi próbami w ramach przedmiotowego testu powinny uwzględniać technologię urządzeń oraz zalecenia programu ramowego. Czasy stabilizacji pomiędzy poszczególnymi próbami, w ramach przedmiotowego testu, zostaną uzgodnione z OSP i zawarte w programie szczegółowym;
 - i) dla potrzeb realizacji testu zgodności, OSDp wskazuje osobę odpowiedzialną za zadawanie wymaganych wartości wejściowych w ramach testu zgodności;
 - j) zalecane jest przeprowadzanie testów zgodności w następującej kolejności:
 - standardu wymiany informacji,
 - zdolności do zdalnego odłączenia,
 - zdolności do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu;
 - k) ogólne warunki otoczenia przeprowadzania testów powinny być zgodne z odpowiednimi normami dla danych urządzeń stosowanych w instalacji dystrybucyjnej.
9. Kryteria oceny testu zgodności – podstawowe kryteria oceny testu zgodności są zgodne z wymaganiami NC DC oraz szczegółowymi wymaganiami określonymi przez OSP. Test zgodności jest z definicji traktowany, jako całość i podlega jednoznacznej ocenie, tj. negatywnej lub pozytywnej. Niezachowanie wymaganych obowiązków oraz poszczególnych

terminów, może skutkować brakiem możliwości zakończenia testów zgodności zgodnie z poniższym punktem.

10. Zakończenie testów zgodności – na zakończenie testu zgodności sporządzany jest protokół z testu, w którym zawarta jest ocena wyniku testu zgodności, bazując na danych dostępnych w czasie testu. W uzasadnionych przypadkach, gdy zakres i sposób przeprowadzania testu uniemożliwia jednoznaczną i ostateczną ocenę wyniku testu na obiekcie, w protokole zawierana jest wstępna ocena testu. Ostateczna ocena testu jest określana po analizie danych zgromadzonych podczas testu. OSDp jest zobowiązany, w terminie określonym w protokole sporządzanym na zakończenie testu, dostarczyć OSP szczegółowe sprawozdanie z przebiegu testów. Po analizie sprawozdania z przeprowadzonego testu OSP stwierdza:

- a) pozytywny wynik testów zgodności – po pozytywnym przeprowadzeniu wszystkich wymaganych testów zgodności, zgodnie z wymogami określonymi przez OSP w programach szczegółowych;
- b) negatywny wynik testów zgodności – przy braku pozytywnego wyniku jakiegokolwiek z wymaganych testów zgodności skutkuje:
 - brakiem otrzymania dokumentu FON (zgodnie z art. 25 NC DC i dokumentami związanymi w tym zakresie),
 - brakiem wznowienia (po zawieszeniu na czas trwania LON) dokumentu FON (zgodnie z art. 26 NC DC i dokumentami związanymi w tym zakresie).

II.3. Wymogi uzupełniające

OSP ma prawo wymagać przedłożenia przez OSDp dokumentacji technicznej w zakresie realizacji wymagań dotyczących zdolności wynikających z NC DC, związanej z przeprowadzaniem testów zgodności.

OSP ma prawo wymagać przeprowadzenia powtórnych testów zgodności celem weryfikacji spełnienia wymogów zawartych w NC DC.

Zgodnie z art. 36 ust. 2 lit. b) NC DC, OSP ma prawo zobowiązać OSDp do przeprowadzenia dodatkowych lub alternatywnych testów w przypadku, w którym informacje dostarczone do OSP nie są wystarczające dla wykazania zgodności z wymogami NC DC.

Art. 19 ust. 1 NC DC określa wymogi dotyczące odłączania odbioru przy niskiej częstotliwości. W celu potwierdzenia zgodności instalacji dystrybucyjnej, w zakresie tych zdolności, do zakresu testu zgodności włączony został również czas własny wyłącznika SN.

II.4. Wymogi w zakresie testów zgodności w ramach zdarzeniowego sprawdzenia zdolności instalacji dystrybucyjnej

O zakresie i trybie przeprowadzania testów w ramach zdarzeniowego sprawdzenia zdolności instalacji dystrybucyjnej decyduje OSP, postępując zgodnie z „Procedurą pozwolenia na użytkowanie dla:

- a) instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego;
- b) instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego;
- c) systemów dystrybucyjnych, w tym zamkniętych systemów dystrybucyjnych;
- d) jednostek odbiorczych wykorzystywanych przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i OSP”.

II.5. Wymogi szczegółowe w zakresie testów zgodności dla istniejących instalacji dystrybucyjnych w przypadku wymiany lub modernizacji urządzeń

Na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) NC DC istniejąca instalacja dystrybucyjna, w przypadku modernizacji lub wymiany urządzeń, może zostać objęta wymogami technicznymi z NC DC. W przypadku objęcia istniejącej instalacji dystrybucyjnej wymogami z NC DC, zgodnie z zapisami art. 35 NC DC, do oceny zgodności instalacji dystrybucyjnej z wymogami mającymi zastosowanie na mocy NC DC przez cały okres funkcjonowania instalacji dystrybucyjnej ma zastosowanie niniejsza procedura.

II.6. Wymogi szczegółowe w zakresie monitorowania zgodności przez okres funkcjonowania instalacji dystrybucyjnej

OSDp dopilnowują, aby ich system dystrybucyjny i instalacje dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego spełniały wymogi przewidziane w NC DC. Czynności eksploatacyjne i czasookresy w zakresie zdolności NC DC określone są w dokumentach regulujących zasady eksploatacji OSDp.

III. Warunki i procedura dotyczące wykorzystania certyfikatów sprzętu

III.1. Wprowadzenie

Niniejszy rozdział określa warunki i procedury wykorzystania certyfikatów sprzętu w procesie przyłączania instalacji dystrybucyjnej, które zostały opracowane na podstawie art. 35 ust. 3 lit. a), f) i g) NC DC.

Dodatkowo zostały określone ogólne wytyczne dla programów certyfikacji, w rozumieniu normy PN-EN/ISO/IEC 17067. Przez certyfikat należy rozumieć dokument wydany przez akredytowaną jednostkę certyfikującą, spełniającą wymagania w zakresie kompetencji i bezstronności, zgodnie z normą PN-EN/ISO/IEC 17065. Zasady organizacji i prowadzenia akredytacji jednostek oceniających zgodność wykonujących czynności z zakresu oceny zgodności wynikają z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającego wymagania w zakresie

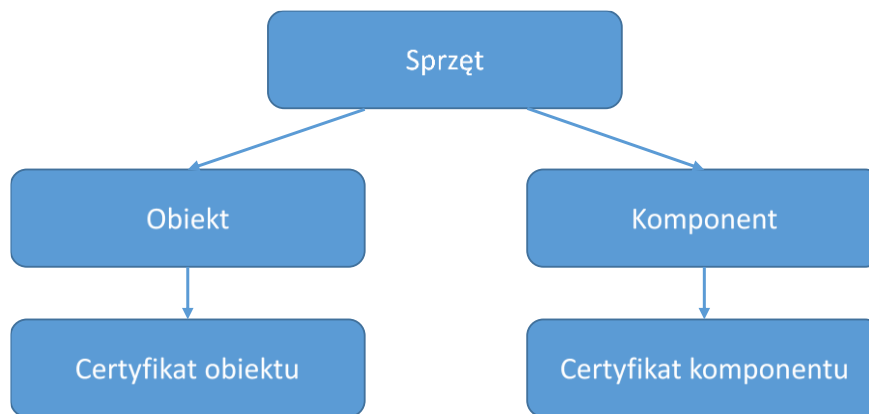
Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu

akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.8.2008, str. 30) oraz ustawy z dnia 13 kwietnia 2016 r. o systemach zgodności i nadzoru rynku (Dz.U. z 2017 r. poz. 1398 z późn. zm.).

Niniejszy rozdział określa wyłącznie zasady wykorzystania certyfikatów w procesie weryfikacji spełnienia wymogów dotyczących przyłączania instalacji dystrybucyjnej wynikających z NC DC, i nie reguluje wykazania spełnienia wymogów NC DC testami zgodności, które są uregulowane w odrębnych rozdziałach.

III.2. Klasyfikacja certyfikatów sprzętu

Na podstawie niewiążących wytycznych ENTSO-E¹, na potrzeby warunków i procedury wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu przyjęto następującą klasyfikację certyfikatów sprzętu, wykorzystywanych w procesie weryfikacji spełnienia wymogów na etapie przyłączania instalacji dystrybucyjnej do KSE:



Biorąc pod uwagę powyższą kwalifikację, certyfikaty sprzętu, które przywołuje NC DC, mogą być:

- certyfikatami komponentów – wystawianymi dla danego urządzenia, przez upoważnioną jednostkę certyfikującą na podstawie badań typu, które nie potwierdzają możliwości spełnienia wymogu dla całej instalacji dystrybucyjnej, sprawdzenie zdolności dla całej instalacji dystrybucyjnej nastąpi w ramach testu zgodności; lub
- certyfikatami obiektu – wystawianymi dla danego obiektu przez upoważnioną jednostkę certyfikującą na podstawie Pełnego testu obiektu lub testu układu elektrycznego KPT wchodzących w skład obiektu np. transformatora, automatyki SCO, Podobciążeniowego Przełącznika Zaczepów (PPZ). Szczególnym rodzajem certyfikatu obiektu jest certyfikat instalacji dystrybucyjnej.

¹ General guidance on compliance testing and monitoring, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 06 March 2017

III.3. Sposób sprawdzenia zdolności

W ramach potwierdzania zdolności NC DC z wykorzystaniem certyfikatu nie przewiduje się stosowania certyfikatów obiektu dla instalacji dystrybucyjnej. Podstawową metodą do weryfikacji spełnienia wymogów NC DC przez komponenty wchodzące w skład instalacji dystrybucyjnej w procesie certyfikowania powinno być badanie typu.

W ramach procesu weryfikacji spełnienia wymagań NC DC na potrzeby wydania certyfikatu komponentu przez upoważnioną jednostkę certyfikującą, podstawę do weryfikacji stanowią rzeczywiste badania pomiarowe wielkości fizycznych związanych z daną zdolnością. Opcjonalnie badania pomiarowe mogą zostać uzupełnione badaniami modelowymi na Modelach zwalidowanych, przy czym dopuszcza się zastosowanie symulatora systemu (ang. Real Time Simulator) jako metody alternatywnej do uzyskania wyników badań pomiarowych.

Rekomenduje się, aby badania pomiarowe realizowane jako badania typu dla uzyskania certyfikatu komponentu, były wykonywane przez laboratorium akredytowane, na zgodność z wymaganiami PN-EN ISO/IEC 17025 z zakresem akredytacji uwzględniającym wykonywane badania. Dopuszcza się przeprowadzenie pomiarów przez laboratorium producenta nieposiadającego akredytacji lub przez inny podmiot posiadający kompetencje niezbędne do realizacji pomiarów, o ile zostanie to zaakceptowane przez jednostkę certyfikującą.

W przypadku, gdy w ramach przeprowadzenia pomiarów brak jest możliwości sprawdzenia zdolności komponentu do pracy w maksymalnym zakresie częstotliwości, napięcia poziomu mocy zwarciowej, pomiary można przeprowadzić dla niższych możliwych do uzyskania wartościach częstotliwości, a następnie należy uzupełnić je badaniami symulacyjnymi na Modelach zwalidowanych.

Za wybór sposobu sprawdzenia zdolności odpowiada jednostka certyfikująca. Sposób przeprowadzenia badań pomiarowych ma być jednoznacznie określony i opisany w sprawozdaniu z testu. Na żądanie OSP, OSDp ma obowiązek dostarczyć do OSP sprawozdanie z badań pomiarowych, który stanowi załącznik do certyfikatu komponentu.

Certyfikaty komponentu wydane na podstawie programów certyfikacji niezgodnych z niniejszym dokumentem, nie będą uznawane w procesie weryfikacji spełnienia wymogów określonych w NC DC.

III.4. Ogólne zasady stosowania certyfikatów sprzętu dla instalacji dystrybucyjnych

Zgodnie z zapisami NC DC, OSDp może wykorzystać certyfikat sprzętu zamiast testów zgodności lub symulacji zgodności, określonych w NC DC, o ile jest to zgodne z niniejszym dokumentem.

Poniżej przedstawiono, które testy zgodności i/lub symulacje zgodności, wymagane do przeprowadzenia dla instalacji dystrybucyjnych, są (obowiązek) lub mogą być (opcja) zastępowane certyfikatem sprzętu w procesie weryfikacji spełniania wymagań technicznych, określonych w NC DC.

Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu

W rozdziale III.6 niniejszego dokumentu określono zastosowanie certyfikatów sprzętu, dla zdolności NC DC, dla których nie wymaga się przeprowadzenia testów i symulacji zgodności.

OSDp może przedstawić certyfikat obiektu lub certyfikat komponentu. Przedłożony certyfikat obiektu zastępuje wymagane do przeprowadzenia testy zgodności i/lub symulacje zgodności, o ile taki obowiązek ich przeprowadzenia został określony. Powyższe rozstrzygnięcie nie ma zastosowania dla potwierdzenia spełnienia wymagań określonych w rozdziale III.6 niniejszego dokumentu, dla których wymaga się przedstawienia certyfikatu dla poszczególnych komponentów.

III.5. Zasady stosowania certyfikatów sprzętu dla instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego w celu zastąpienia testu lub symulacji zgodności

W tabeli poniżej określono możliwość wykorzystania certyfikatu sprzętu potwierdzającego zdolność określoną w NC DC. Przedłożenie certyfikatu komponentu jest opcjonalne i nie zwalnia z obowiązku przeprowadzenia testu lub symulacji zgodności.

Nie dopuszcza się wykonywania testów zgodności lub symulacji zgodności zamiast dostarczenia certyfikatu, o ile dla danego wymogu nie określono inaczej.

Zdolność	Podstawa prawna NC DC	Test zgodności	Symulacja zgodności	Możliwość wykorzystania certyfikatu sprzętu
Zakres mocy biernej	15.1 b)	-	X	Nie dotyczy
Inna miara niż współczynnik mocy - $\text{tg}\phi$	15.1 d)	-	X	Nie dotyczy
Niewprowadzanie mocy biernej przy 25% P_{max}	15.2	-	X	Nie dotyczy
Wymiana informacji	18.2; 18.3	X	-	Certyfikat komponentu
Odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości	19.1 a) i c)	X	-	Certyfikat komponentu
Odłączenie odbioru przy niskim napięciu	19.2 a)	X	-	Nie dotyczy
Blokada przełącznika zaczepów	19.2 c)	X	-	Nie dotyczy
Urządzenia na potrzeby blokady przełącznika zaczepów	19.2 d)	X	-	Nie dotyczy
Automatyczne/ręczne blokowanie PPZ	19.3 a)	X	-	Nie dotyczy
Ponowne przyłączenie odbioru na polecenie OSP	19.4 a)	X	-	Nie dotyczy
Zdolność do synchronizacji -wymagania dla synchronizatorów	19.4 b)	X	-	Certyfikat komponentu
Zdalne odłączenie	19.4 c)	X	-	Nie dotyczy

Legenda:

- **Kolumna 1** – zawiera listę wymogów, dla których wymaga się weryfikacji zdolności poprzez testy zgodności lub symulacje zgodności;
- **Kolumna 2** – zawiera podstawę prawną dla danej zdolności;
- **Kolumna 3** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie wymagań odnośnie przeprowadzania testu zgodności dla instalacji dystrybucyjnej;
- **Kolumna 4** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie wymagań odnośnie przeprowadzania symulacji zgodności dla instalacji dystrybucyjnej;
- **Kolumna 5** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie możliwości wykorzystania certyfikatów sprzętu (certyfikat obiektu/certyfikat komponentu).

III.6. Wymagane certyfikaty dla zdolności nieobjętych testami i symulacjami

OSDp może przedstawić certyfikaty komponentu dla następujących komponentów, potwierdzające spełnienie wymogów w zakresie zdolności określonych w poniższej tabeli. Certyfikat powinien być wydany na podstawie przeprowadzonych badań pomiarowych (badania typu), zgodnie z obowiązującymi standardami i procedurami. Dla poniższych wymogów, nie dopuszcza się wykonywania testów zgodności lub symulacji zgodności zamiast dostarczenia certyfikatu.

Zdolność	Podstawa prawna NC DC	Certyfikat
Okres pracy urządzeń w określonych przedziałach częstotliwości	art. 12 ust. 1 NC DC	Certyfikat Komponentu
Okres czasu pracy urządzeń WN i NN w określonych przedziałach napięcia	art. 13 ust. 1 NC DC	Certyfikat Komponentu
Okres czasu pracy urządzeń WN i NN w określonych przedziałach napięcia	art. 13 ust. 2 NC DC	Certyfikat Komponentu
Zdolność do wytrzymania znamionowego prądu zwarciovego	art. 14 ust. 1 NC DC	Certyfikat Komponentu
Prowadzenie zapisów – rejestratory instalowane w polach/stacjach WN i NN	art. 21 ust. 5 NC DC	Certyfikat Komponentu

Legenda:

- **Kolumna 1** – zawiera listę wymogów, dla których nie wymaga się weryfikacji zdolności poprzez testy zgodności lub symulacje zgodności;
- **Kolumna 2** – zawiera podstawę prawną dla danej zdolności;
- **Kolumna 3** – zawiera rozstrzygnięcia w zakresie możliwości wykorzystania certyfikatu komponentu.

III.7. Rejestr certyfikatów

Certyfikaty dostarczane przez OSDp podlegają, zgodnie z art. 35 ust. 3 lit. f) NC DC, rejestracji przez OSP. Baza danych certyfikatów jest prowadzona przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, które dokonuje jej aktualizacji na podstawie zgłoszeń od właściwych operatorów systemu, na zasadach określonych w odrębnej procedurze rejestracji certyfikatów sprzętu, stanowiącej załącznik nr 8 do niniejszego dokumentu.

III.8. Postanowienia przejściowe

W okresie od dnia 18 sierpnia 2019 r. do dnia 18 sierpnia 2021 r. mają zastosowanie postanowienia przejściowe, określone poniżej.

Dla wymogów określonych dla instalacji dystrybucyjnych zamiast dostarczenia certyfikatu, zgodnego z wytycznymi niniejszego dokumentu, dopuszcza się następujące rozwiązania:

- a) wykonanie testów zgodności i symulacji zgodności, określonych w NC DC, lub
- b) przedstawienie certyfikatu wydanego przez jednostkę certyfikującą na podstawie innego programu certyfikacji, niż wymaganego niniejszym dokumentem, lub
- c) OSP na wniosek OSDp może dopuścić zastąpienie wymaganych testów i symulacji zgodności **deklaracją zgodności składaną przez dostawcę²**, potwierdzającą spełnienie wymogów określonych w NC DC.

III.9. Lista norm związanych z niniejszym dokumentem

1. PN-EN/ISO/IEC 17065 :2013-03 - Ocena zgodności - Wymagania dla jednostek certyfikujących wyroby, procesy i usługi;
2. PN-EN/ISO/IEC 17067 :2014-01 - Ocena zgodności - Podstawy certyfikacji wyrobów oraz wytyczne dotyczące programów certyfikacji wyrobów;
3. PN-EN ISO/IEC 17020 :2012 - Ocena zgodności - Wymagania dotyczące działania różnych rodzajów jednostek przeprowadzających inspekcję;
4. PN-EN ISO/IEC 17050-1 : Ocena zgodności - Deklaracja zgodności składana przez dostawcę - Część 1: Wymagania ogólne.

² w rozumieniu PN-EN ISO/IEC 17050-1, grudzień 2010 r.

IV. Załączniki

W ramach procedury opracowano poniższe załączniki:

Załącznik I	Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej operatorów do spełnienia standardu wymiany informacji
Załącznik II	Programy ramowe testu zgodności w zakresie układu SCO realizującego automatykę SCO
Załącznik III	Program ramowy testu zgodności w zakresie synchronizacji
Załącznik IV	Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności do odłączania odbioru przy niskim napięciu (dla blokowania podobciążeniowego przełącznika zaczepek)
Załącznik V	Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu spowodowanym zakłóceniem sieci
Załącznik VI	Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do zdalnego odłączenia
Załącznik VII	Program ramowy dla zdolności generacji mocy biernej przez system dystrybucyjny przyłączony do systemu przesyłowego
Załącznik VIII	Procedura rejestracji certyfikatów sprzętu dla systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego w ramach NC DC



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej operatorów do spełnienia standardu wymiany informacji

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Art. 38 NC DC Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej do spełnienia standardu wymiany informacji pomiędzy OSD przyłączonym do systemu przesyłowego (OSDp) i OSP.....	3
1.1. Zakres stosowania.....	3
1.2. Cel i zakres testu	3
1.3. Warunki wstępne.....	3
1.4. Testy - Poprawność przekazywania danych.....	3
1.5. Ocena testu.....	4

1. Art. 38 NC DC Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej do spełnienia standardu wymiany informacji pomiędzy OSD przyłączonym do systemu przesyłowego (OSDp) i OSP

1.1. Zakres stosowania

Test potwierdzający zdolność do wymiany informacji pomiędzy OSD przyłączonym do systemu przesyłowego a OSP zgodnie ze standardem określonym w wymogach ogólnego stosowania NC DC jest wykonywany przez OSDp, u którego instalowane są urządzenia służące do wymiany informacji oraz przez OSP.

Zważywszy na zapisy w wytycznych SO GL art. 40 ust. 10 jak i również KORRR art. 5 ust. 3, uprawniającego OSDp do otrzymywania niezbędnych danych od OSP, w tym m.in. danych czasu rzeczywistego, test musi potwierdzić możliwość wymieniania informacji w obu kierunkach, tj. OSDp do OSP oraz OSP do OSDp.

1.2. Cel i zakres testu

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami art. 38 NC DC oraz art. 40 ust. 6 (KORRR), 40 ust. 10, 44, 47, 50 SO GL.

Celem testu jest stwierdzenie zdolności technicznej operatorów OSDp oraz OSP do spełnienia standardu wymiany informacji, o którym mowa w art. 18 ust. 2 i ust. 3 NC DC i wymogach ogólnego stosowania NC DC.

1.3. Warunki wstępne

Właściwy operator przedkłada do OSDp lub OSP deklaracje zgodności urządzeń telekomunikacyjnych umożliwiających wymianę danych zgodne z wymogami ogólnego stosowania NC DC, w celu zapewnienia poprawnej wymiany informacji między OSP a OSD przyłączonym do systemu przesyłowego. OSD przedkłada do OSP protokoły z realizacji wewnętrznych testów fabrycznych albo badań typu albo wyrobu związanych z wymaganiami art. 18 ust. 2 i ust. 3 NC DC, o ile są dostępne.

1.4. Testy - Poprawność przekazywania danych

Test obejmuje:

- weryfikację poprawności przekazywania danych z użyciem protokołu komunikacyjnego ICCP/TASE.2 z użyciem narzędzia sprzętowo-programowego umożliwiającego generowanie i odbiór sygnałów z określonym znacznikiem czasu zgodnie z wymogami ogólnego stosowania NC DC, oraz
- weryfikację poprawności przekazywania danych z użyciem protokołu komunikacyjnego ICCP/TASE.2 do ośrodków nadrzędnych (OSP), oraz

- weryfikację poprawności wymieniaania informacji w obu kierunkach, tj. OSDp do OSP oraz OSP do OSDp w oparciu o art. 18 ust. 3 NC DC oraz art. 40 ust. 10, 44, 47, 50 SO GL, oraz
- weryfikację zakresu udostępnianych danych przez właściwego operatora (OSDp lub OSP) w oparciu o art. 18 ust. 3 NC DC i art. 40 ust. 10, 44, 47, 50 SO GL

1.5. Ocena testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny:

- jeśli weryfikacja poprawności przekazywania (generowania i odbioru) sygnałów z określonym znacznikiem czasu z użyciem narzędzia sprzętowo-programowego przebiegła prawidłowo;
- jeśli weryfikacja poprawności przekazywania danych z wykorzystaniem protokołu komunikacyjnego do ośrodków nadrzędnych przebiegła prawidłowo;
- jeśli weryfikacja poprawności wymieniaania informacji w obu kierunkach, tj. właściciela instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego do OSP oraz OSP do właściciela instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego w oparciu o art. 18 ust. 3 NC DC oraz art. 5 ust. 4 KORRR, 52 SO GL przebiegła prawidłowo;
- jeśli zakres udostępnianych danych przez właściciela instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego i OSP jest zgodny z art. 18 ust. 3 NC DC, art. 5 ust. 4 KORRR, art. 52 SO GL.



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Programy ramowe testu zgodności w zakresie układu SCO realizującego automatykę SCO

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Cel i zakres	3
2. Definicje	3
3. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości	4
3.1. Zakres stosowania	4
3.2. Cel i zakres testu	4
3.2.1. Warunki wstępne testu	4
3.2.2. Testy	4
3.3. Ocena testu	5

1. Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testów zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania wraz z podziałem obowiązków między OSD i PSE S.A., na podstawie zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. (zwany dalej NC DC) oraz dokumentów związanych wynikających z zapisów NC DC.

2. Definicje

Definicje pojęć występujących w przedmiotowym dokumencie:

Definicje występujące w niniejszym dokumencie są zgodnie z definicjami określonymi w Kodeksie Sieci nr 2016/1388 (zwany dalej NC DC) oraz w dokumencie związanych z NC DC określającym procedurę w przedmiotowym zakresie (zwany dalej „Procedura testowania”)

- **Automatyka SCO** – automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążenia realizująca zdolność wyłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości;
- **Całkowity czas działania układu SCO** – jest to czas od przekroczenia wartości kryterialnej nastawionej w przekaźniku SCO (w tym przypadku częstotliwości), aż do momentu otwarcia styków wyłącznika SN (suma: czasu działania przekaźnika SCO, czasu dystrybucji sygnału sterującego i czasu własnego wyłącznika SN);
- **NC ER** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;
- **Przekaźnik SCO** – terminal zabezpieczeniowy realizujący funkcję automatyki SCO w systemie elektroenergetycznym, tj.: pomiar częstotliwości w miejscu instalacji, porównanie wielkości zmierzonej z nastawioną wartością częstotliwości, przy przekroczeniu której przekaźnik realizuje wyłączenie odbioru;
- **Środek Planu obrony systemu** – działanie automatyki SCO z czasem mniejszym bądź równym 300ms, określony pismem PSE z dnia 13 grudnia 2018 r., dotyczącym wykazu środków polegających wdrożeniu przez OSD zgodnie z art. 12 ust. 2 lit. a) NC ER;
- **Układ SCO** – zespół urządzeń realizujących pomiar wielkości pomiarowych, identyfikację wartości kryterialnych, dystrybucję sygnałów sterujących i wyłączenie odbioru;
- **Wielkość kryterialna** – wielkość elektryczna lub jej pochodna charakteryzująca stan systemu elektroenergetycznego pozwalająca na ustalenie skutecznego kryterium działania przekaźnika. W przypadku przekaźnika SCO wielkością kryterialną jest częstotliwość i jej pochodne;
- **Wymogi ogólnego stosowania NC DC** - Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (NC DC) zatwierdzone decyzją Prezesa URE.

3. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości

3.1. Zakres stosowania

Test potwierdzający zdolność do zdalnego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości dotyczy układu SCO instalowanego w sieci OSDp. Test wykonywany jest przez OSDp, u którego instalowany jest układ SCO.

3.2. Cel i zakres testu

Program ramowy testu został opracowany zgodnie z zapisami art. 37 ust. 5 i 6 NC DC oraz art. 47 NC ER.

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej układu SCO do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w zakresie:

- odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości dla części procentowej odbioru, jaka zostanie określona przez OSP w oparciu o Charakterystykę układu automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości określoną na podstawie art. 15 ust. 5 NC ER
- odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości w zakresie zdolności do pracy zgodnie z art. 19 ust. 1 NC DC.

Testy zgodności obejmują badania przekaźnika SCO oraz układu SCO w zakresie wymaganego czasu pracy.

3.2.1. Warunki wstępne testu

Badania typu i wyrobu oraz deklaracji zgodności urządzeń wchodzących w skład układu SCO powinny potwierdzać realizowanie wymogów określonych w ramach art. 19 ust. 1 NC DC na podstawie normy: IEC 60255-181:2019 'Measuring relays and protection equipment - Part 181: Functional requirements for frequency protection'. W okresie przejściowym, określonym w Procedurze testowania, symulacji i certyfikacji NC DC, dopuszcza się potwierdzenie zdolności NC DC poprzez deklarację zgodności w oparciu o inne normy niż przytoczona powyżej.

3.2.2. Testy

3.2.2.1. Przełącznik SCO:

Sprawdzenie funkcjonalne przełącznika SCO obejmuje:

- a) badania działania przełącznika SCO przy nastawionych progach częstotliwości,
- b) sprawdzenie funkcji blokowania przełącznika SCO przy obniżonej amplitudzie napięcia poniżej wartości zadanej,
- c) sprawdzenie funkcji blokowania przełącznika SCO w zależności od kierunku przepływu mocy w punkcie odłączenia odbioru

3.2.2.2. Układ SCO:

Należy zmierzyć całkowity czas działania układu SCO obejmujący:

- czas działania przekaźnika SCO
- czas dystrybucji sygnału sterującego,
- czas własny wyłącznika SN.

W ramach testu dla środka Planu obrony systemu, wdrożonego na podstawie NC ER, nie jest wymagane, aby sprawdzenie wyłącznika (pomiar czasu własnego wyłącznika SN) wykonywany był w tym samym czasie.

3.3. Ocena testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny:

- jeżeli sprawdzenie funkcjonalne przekaźnika SCO potwierdziło zgodność z wymogami NC DC,
- dla układów SCO objętych wymogami NC DC, w zakresie wymaganego czasu pracy układu SCO, jeśli zmierzony całkowity czas działania układu SCO jest mniejszy bądź równy wartości określonej na podstawie art. 19 ust. 1 lit. c) (ii) NC DC (150 ms), lub
- dla układów SCO nieobjętych wymogami NC DC, w zakresie wymaganego czasu pracy układu SCO, jeśli zmierzony całkowity czas działania układu SCO jest mniejszy bądź równy wartości określonej w ramach środka Planu obrony systemu (300 ms).



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy testu zgodności w zakresie synchronizacji

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Cel i zakres	3
2. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do synchronizacji.....	3
2.1. Zakres stosowania.....	3
2.2. Cel i zakres testu	3
2.2.1. Warunki wstępne testu	3
2.2.2. Testy.....	3
2.3. Ocena testu	4

1. Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testów zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania wraz z podziałem obowiązków między OSD i PSE S.A., na podstawie zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. (zwany dalej NC DC) oraz dokumentów związanych wynikających z zapisów NC DC.

2. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do synchronizacji

2.1. Zakres stosowania

Test potwierdzający zdolność do synchronizacji dotyczy urządzeń synchronizacji: synchronizatora lub funkcji synchro-check'a zabezpieczenia odległościowego realizującego zdolność wymaganą art. 19 ust. 4 lit. b) NC DC wraz z aparaturą pierwotną instalacji dystrybucyjnej danego OSDp. Test wykonywany jest przez OSDp.

2.2. Cel i zakres testu

Program ramowy testu został opracowany zgodnie z zapisami art. 37 ust. 3 NC DC.

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do prawidłowej synchronizacji w zakresie:

- Zdolności aparatury pierwotnej do pracy w zakresach częstotliwości określonych art. 12 ust. 1 NC DC;
- Zdolności do załączenia z kontrolą synchronizmu realizowanej przez urządzenia synchronizacji.

2.2.1. Warunki wstępne testu

Badania typu i wyrobu oraz deklaracje zgodności urządzeń aparatury pierwotnej potwierdzające zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w art. 12 ust. 1 NC DC.

Badania typu i wyrobu oraz deklaracje zgodności urządzeń synchronizacji potwierdzające zdolność do pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w art. 12 ust. 1 NC DC.

2.2.2. Testy

Sprawdzenie funkcjonalne urządzeń synchronizacji, z wykorzystaniem testera zabezpieczeń, na podstawie podanych przez OSP nastaw z uwzględnieniem parametrów:

- napięcia,
- częstotliwości,
- zakresu kąta fazowego,
- odchylenia napięcia,

- odchylenia częstotliwości,

obejmuje:

- układ synchronizacji w zakresie możliwości załączenia urządzeń instalacji dystrybucyjnej OSDp do sieci OSP,
- układ synchronizacji w zakresie blokowania i załączenia urządzeń instalacji dystrybucyjnej OSDp do sieci OSP dla każdego z parametrów: napięcia, częstotliwości i kąta fazowego.

2.3. Ocena testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny jeśli spełnione są wszystkie poniższe warunki:

- badania typu i wyrobu oraz deklaracje zdolności aparatury pierwotnej potwierdzają ich zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w art. 12 ust. 1 NC DC,
- badania typu i wyrobu oraz deklaracje zgodności urządzeń synchronizacji potwierdzają zdolność do pracy w zakresach częstotliwości i okresach określonych w art. 12 ust. 1 NC DC
- urządzenia synchronizacji przeszły z wynikiem pozytywnym sprawdzenie prawidłowości funkcjonowania układu synchronizacji w zakresie możliwości załączenia urządzeń instalacji dystrybucyjnej OSDp do sieci OSP,
- urządzenia synchronizacji przeszły z wynikiem pozytywnym sprawdzenie prawidłowości funkcjonowania układu synchronizacji w zakresie możliwości blokowania załączenia urządzeń instalacji dystrybucyjnej OSDp do sieci OSP.



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności do odłączania odbioru przy niskim napięciu (dla blokowania podobciążeniowego przełącznika zaczepów)

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności do odłączania odbioru przy niskim napięciu (blokowanie podobciążeniowego przetwornika zaczepów)	3
1.1. Zakres stosowania.....	3
1.2. Cel i zakres testu	3
1.3. Warunki wstępne.....	3
1.4. Testy.....	3
1.5. Ocena wyników testu.....	4

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności do odłączania odbioru przy niskim napięciu (blokowanie podobciążeniowego przełącznika zacze­pów)

1.1. Zakres stosowania

Zgodnie z Wymogami ogólnego stosowania opracowanymi na podstawie NC DC, nie wymaga się zdolności do realizacji odłączenia odbioru przy niskim napięciu określonej w art. 19 ust. 2 lit. a). W odniesieniu do art. 19 ust. 3 lit. a) określony został wymóg ogólnego stosowania, który w przypadku gdy wymaga tego właściwy OSP, nakłada obowiązek umożliwiania automatycznej lub ręcznej blokady podobciążeniowego przełącznika transformatora (dalej: PPZ) w zamkniętej sieci dystrybucyjnej. W przypadku określenia przez OSP wymogu automatycznej blokady PPZ zostanie również określony test zgodności potwierdzający tę zdolność.

1.2. Cel i zakres testu

Program ramowy testu został opracowany zgodnie z zapisami art. 37 ust. 7 oraz art. 19 ust. 2 i ust. 3 NC DC.

Celem testu jest potwierdzenie funkcjonalnego zablokowania PPZ w ramach jednej czynności dla transformatora WN/SN określonej art. 19 ust. 3 NC DC.

1.3. Warunki wstępne

OSDp deklaruje zgodność urządzeń realizujących funkcjonalną blokadę PPZ do realizacji odłączenia odbioru przy niskim napięciu określonej w art. 19 ust. 2 oraz art. 19 ust. 3 NC DC. OSDp przekazuje kartę nastaw regulatora napięcia, o ile OSP wymaga automatycznego blokowania PPZ.

OSDp powinien potwierdzić poniższe funkcjonalności:

- a) Zadziałanie blokady nadnapięciowej, lub podnapięciowej nie powinno blokować sterowania przełączników zacze­pów w przeciwnym kierunku,
- b) ile zastosowano układ, w którym zadziałanie kryterium nadnapięciowego (ew. podnapięciowego) powoduje wyłączenie wyłącznika w polu SN transformatora 110 kV/SN lub blokadę załączenia tego wyłącznika, to należy unieczynnić tę funkcję lub zapewnić możliwość zdalnego odstawienia tego kryterium,
- c) z uwagi że Transformatory Mocy WN/SN nie są elementami służącymi do sterowania systemem przesyłowym, będzie możliwość sterowania przełącznikiem zacze­pów po podaniu napięcia od strony WN po spełnieniu powyższych warunków.

1.4. Testy

W ramach testu przewiduje się sprawdzenie poprawności działania blokady podobciążeniowego przełącznika zacze­pów transformatora w zakresie działania automatycznego od niskiego poziomu napięcia, sterowania lokalnego oraz zdalnego.

Przedmiotowy test składa się z następujących po sobie części:

- Potwierdzenie zdolności OSDp do przyjęcia polecenia OSP.
- Wykonanie sterowania (załączenie blokady) przez OSDp - weryfikacja poprawności wykonania polecenia:
 - test obwodów sterowniczych i sygnalizacyjnych,
 - telesygnalizacja stanu położenia zacze­pów,
 - sprawdzenie poprawności zadziałania układu po otrzymaniu polecenia,
 - weryfikację warunków powrotu do pracy normalnej (odblokowanie) i sygnalizacji braku blokady.
- Potwierdzenie przez OSDp wykonania polecenia OSP.

W zakresie automatycznego blokowania podobciążeniowego przełącznika zacze­pów, jeśli taka funkcjonalność jest wymagana przez OSP:

- Sprawdzenie poziomu napięć aktywacji automatycznej blokady przełącznika zacze­pów:
 - Blokada górna – sygnalizacja zadziałania blokady górnej;
 - Blokada dolna – sygnalizacja zadziałania blokady dolnej;
- Sprawdzenie poziomu napięć, automatycznego powrotu do pracy przełącznika zacze­pów, po jego automatycznej blokadzie.
 - Poziom górny – sygnalizacja przekroczenia górnego progu wartości zadanej;
 - Poziom dolny – sygnalizacja przekroczenia dolnego progu wartości zadanej;
 - Praca równoległa – sygnalizacja trybu pracy równoległej;
 - Sterowanie ręczne – sygnalizacja trybu ręcznego (blokada regulatora).

1.5. Ocena wyników testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny jeżeli:

- W zakresie ręcznego blokowania PPZ, polecenie OSP zostało przyjęte przez OSDp, zrealizowane poprzez zablokowanie PPZ transformatora i potwierdzono brak możliwości sterowań przełącznikiem zacze­pów.
- W zakresie automatycznego blokowania PPZ, jeśli taka funkcjonalność jest wymagana przez OSP zostały sprawdzone poziomy napięć aktywacji blokady i poziomy napięć przywrócenia do pracy w trybie automatycznym.



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu spowodowanym zakłóceniem sieci

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu (awaryjnym wyłączeniu) spowodowanym zakłóceniem sieci	3
1.1. Zakres stosowania	3
1.2. Cel i zakres testu	3
1.3. Warunki wstępne	3
1.4. Testy	3
1.5. Ocena testu	3
1.6. Możliwość zastąpienia testu zgodności certyfikatem sprzętu	4

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do ponownego przyłączenia po przypadkowym odłączeniu (awaryjnym wyłączeniu) spowodowanym zakłóceniem sieci

1.1. Zakres stosowania

Zgodnie z art. 19 ust. 4 lit. a) NC DC wszystkie instalacje dystrybucyjne powinny mieć zdolność do ponownego przyłączenia po odłączeniu. Art. 37 ust. 2 NC DC określający test zdolności opisanej w art. 19 ust. 4 lit. a) doprecyzował, że ponowne przyłączenie (załączenie) powinno odbywać się najlepiej za pomocą automatyzacji. Zgodnie z wymogami ogólnego stosowania automatyczne ponowne załączenie po wyłączeniu nie jest wymagane przez OSP. Ponowne ręczne załączenie, po wyłączeniu spowodowanym zakłóceniem sieci skutkującym trwałym wyłączeniem, możliwe jest wyłącznie na polecenie OSP.

Test potwierdzający zdolność instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego do ponownego załączenia po awaryjnym wyłączeniu zgodnie z art. 34 i art. 35 NC DC wykonywany jest przez OSD, u którego zainstalowane są urządzenia służące do łączenia sieci OSD z siecią OSP.

1.2. Cel i zakres testu

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami art. 37 ust. 2 NC DC.

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego w zakresie możliwości ponownego załączenia po trwałym wyłączeniu na polecenie OSP.

1.3. Warunki wstępne

Warunkiem wstępnym jest pozytywne przejście testu w zakresie wymiany informacji (z art. 38 ust. 1 NC DC) oraz testu w zakresie zdalnego odłączenia (wyłączenia) (z art. 37 ust. 4).

1.4. Testy

Przedmiotowy test składa się z następujących po sobie części:

1. Potwierdzenie zdolności OSDp do przyjęcia polecenia OSP.
2. Wykonania sterowania przez OSDp - weryfikacja poprawności wykonania polecenia – telesygnalizacja stanu położenia łączników.
3. Potwierdzenie wykonania sterowania przez OSDp w oparciu o polecenie OSP.

1.5. Ocena testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny jeżeli polecenie OSP zostało przyjęte przez OSDp, zrealizowane i potwierdzone prawidłową telesygnalizacją stanu łączników.

W przypadku negatywnego wyniku testu, należy powtórzyć cały test w terminie uzgodnionym z OSP.

1.6. Możliwość zastąpienia testu zgodności certyfikatem sprzętu

Nie przewiduje się możliwości zastąpienia testu certyfikatem sprzętu.



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do zdalnego odłączenia

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do zdalnego odłączenia (wyłączenia)	3
1.1. Zakres stosowania.....	3
1.2. Cel i zakres testu	3
1.3. Warunki wstępne.....	3
1.4. Testy.....	3
1.5. Ocena testu.....	3
1.6. Możliwość zastąpienia testu zgodności certyfikatem sprzętu.....	3

1. Program ramowy testu zgodności w zakresie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego do zdalnego odłączenia (wyłączenia)

1.1. Zakres stosowania

Zgodnie z art. 19 ust. 4 lit. c) NC DC instalacja dystrybucyjna przyłączona do systemu przesyłowego musi mieć zdolność od zdalnego odłączania.

Test potwierdzający zdolność do zdalnego wyłączenia instalacji dystrybucyjnej zgodnie z art. 34 i art. 35 NC DC jest wykonywany przez OSD przyłączonego do systemu przesyłowego, u którego zainstalowane są urządzenia służące do łączenia sieci OSD z siecią OSP.

1.2. Cel i zakres testu

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami art. 37 ust. 4 NC DC.

Celem testu jest potwierdzenie zdolności technicznej instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego w zakresie możliwości zdalnego wyłączenia.

1.3. Warunki wstępne

Warunkiem wstępnym jest uzyskanie wyniku pozytywnego z testu w zakresie wymiany informacji określonego w art. 38 ust. 1 NC DC.

1.4. Testy

Przedmiotowy test składa się z następujących po sobie części:

1. Potwierdzenie zdolności OSDp do przyjęcia polecenia OSP.
2. Wykonanie sterowania przez OSDp - weryfikacja poprawności wykonania polecenia – telesygnalizacja stanu położenia łączników.
3. Potwierdzenie przez OSDp wykonania polecenia OSP.

1.5. Ocena testu

Wynik testu uznaje się za pozytywny jeżeli polecenie OSP zostało przyjęte przez OSDp, zrealizowane i potwierdzone prawidłową telesygnalizacją stanu łączników.

W przypadku negatywnego wyniku testu, należy powtórzyć cały test w terminie uzgodnionym z OSP.

1.6. Możliwość zastąpienia testu zgodności certyfikatem sprzętu

Nie przewiduje się możliwości zastąpienia testu certyfikatem sprzętu



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Program ramowy dla zdolności generacji mocy biernej przez system dystrybucyjny przyłączony do systemu przesyłowego

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Cel i zakres	3
2. Definicje	3
3. Art. 43 ust. 1 symulacja w zakresie kompensacji mocy biernej.....	3
3.1. Cel i zakres symulacji.....	3
3.2. Warunki wstępne i zasady realizacji symulacji	4
3.3. Ocena symulacji	9

1. Cel i zakres

Celem niniejszego dokumentu jest uszczegółowienie wymagań dotyczących testów zgodności oraz sposobu ich przeprowadzania wraz z podziałem obowiązków między OSD i OSP, na podstawie zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. (zwany dalej NC DC) oraz dokumentów związanych wynikających z zapisów NC DC.

2. Definicje

Definicje pojęć występujących w przedmiotowym dokumencie:

Definicje występujące w niniejszym dokumencie są zgodne z definicjami określonymi w NC DC oraz procedurze testowania, symulacji i certyfikacji NC DC.

3. Art. 43 ust. 1 symulacja w zakresie kompensacji mocy biernej

3.1. Cel i zakres symulacji

Program ramowy został opracowany zgodnie z zapisami art. 43 ust. 1 lit. a) i b) NC DC.

Symulacja potwierdzająca zdolność do kompensacji¹ mocy biernej przez instalację dystrybucyjną w punkcie jej przyłączenia do systemu przesyłowego, zgodnie ze standardem określonym w wymogach ogólnego stosowania NC DC jest wykonywana przez OSDp.

Celem wykonania symulacji zgodności jest zapewnienie, że instalacja dystrybucyjna przyłączona do systemu przesyłowego jest zdolna do spełnienia wymagań w zakresie kompensacji mocy biernej, zgodnie z art. 15 ust. 1 b), c) i d) NC DC oraz wymogami ogólnego stosowania NC DC.

Ze względu na rozstrzygnięcie dla art. 15 ust.2 NC DC określone w wymogach ogólnego stosowania NC DC, wymagania związane z symulacją zgodności w zakresie art. 43 ust. 1 lit. c) NC DC zostaną określone w przypadku wprowadzenia wymogu określonego w art. 15 ust. 2 NC DC.

Symulację przeprowadza się z użyciem uzgodnionego z OSP modelu rozptywowego w stanie ustalonym, opracowanego w formacie zgodnym z rozstrzygnięciem określonym w wymogach ogólnego stosowania NC DC dla art. 21 ust. 3. Model rozptywowy jest modelem matematycznym sieci zamkniętej odwzorowującym prognozowany stan KSE w okresie przyłączenia instalacji odbiorczej do systemu przesyłowego. Bazowymi modelami są w tym przypadku aktualne modele dla układów normalnych w okresie zimowym i letnim.

¹ W polskiej wersji językowej NC DC, a w art. 43 występuje sformułowanie zdolność do generacji mocy biernej. Z kolei w oryginalnej wersji NC DC występuje sformułowanie reactive power capability. Autorzy niniejszego dokumentu uznali za stosowne posługiwanie się pojęciem zdolność do kompensacji mocy biernej.

3.2. Warunki wstępne i zasady realizacji symulacji

- I OSD uzgadniają z OSP najbardziej prawdopodobny wariant rozwoju KSE, zaplanowany na rok oddania do ruchu instalacji dystrybucyjnej i obowiązku zapewnienia wymagań zgodnie z art. 15 ust. 1 NC DC. Uzgodnieniu powinien podlegać wykaz inwestycji sieciowych oraz uruchomień, odstawień i modernizacji modułów wytwarzania energii oraz instalacji odbiorczych, które zostaną uwzględnione w modelach przeznaczonych do symulacji zdolności do kompensacji mocy biernej przez każdą rozważaną instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego, podlegającej ocenie zgodności zgodnie z art. 43 ust. 1 NC DC.
- II OSD uzgadniają z OSP szczegółowy program symulacji zdolności do kompensacji mocy biernej przez rozważaną instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego z uwzględnieniem szczególnych cech systemów, zmiennej struktury wymiany mocy, przepływów dwukierunkowych oraz zdolności do kompensacji mocy biernej w systemie dystrybucyjnym. Przy ustalaniu zakresu symulacji, należy wziąć pod uwagę co najmniej wymienione poniżej uwarunkowania pracy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w odniesieniu do przepływu mocy biernej w punkcie przyłączenia:

1) *Zapotrzebowanie na moc czynną odbiorów*

Należy w symulacji rozważyć scenariusze pracy KSE zawierające zarówno obciążenie szczytowe oraz dolinę obciążenia w zakresie mocy czynnej. Obciążenie rozważanego systemu dystrybucyjnego oraz pozostałej części KSE powinno być ze sobą skorelowane.

2) *Generacja mocy czynnej i jej rozkład w KSE*

Należy w symulacji rozważyć scenariusze pracy KSE zawierające takie rozkłady wytwarzania energii, w których uwzględnia się zarówno minimum jak i maksimum generacji wiatrowej w KSE skorelowanej z okresem zapotrzebowania. Rozkład pozostałych modułów wytwarzania energii powinien być dobrany wg list rankingowych używanych w pracach rozwojowych OSP Praca synchronicznych modułów wytwarzania energii znajdujących się w systemach dystrybucyjnych (elektrociepłownie, elektrownie przemysłowe, elektrownie wodne) powinna być odwzorowana odpowiednio w odniesieniu do rozważanego okresu związanego z zapotrzebowaniem na moc czynną odbiorów oraz porą roku.

3) *Okres w roku kalendarzowym*

Należy w symulacji rozważyć scenariusze pracy KSE odnoszące się do sezonu zimowego i letniego.

4) *Transgraniczna wymiana mocy*

Poziom wymiany międzysystemowej powinien być uwzględniony w scenariuszach pracy KSE w ścisłej relacji z okresem zapotrzebowania na moc czynną, okresem roku oraz poziomem generacji wiatrowej.

5) *Dynamiczne zasoby regulacji mocy biernej w otoczeniu rozważanej instalacji dystrybucyjnej*

Należy w symulacji rozważyć scenariusze pracy KSE zawierające takie rozkłady wytwarzania energii, w których uwzględnia się zarówno minimum jak i maksimum generacji wiatrowej w KSE. Sterowanie przez OSD dynamicznymi zasobami regulacji mocy biernej w systemie dystrybucyjnym stanowi stopień swobody będący przedmiotem symulacji, w celu wykazania zdolności do spełnienia wymagań w zakresie kompensacji mocy biernej, zgodnie z art. 15 ust. 1 NC DC.

6) *Statyczne zasoby regulacji mocy biernej w otoczeniu rozważanej instalacji dystrybucyjnej*

Dostępność statycznych zasobów regulacji mocy biernej jest stała w symulacji, natomiast ich wystawienie po stronie OSP stanowi warunki symulacji. Sterowanie przez OSDp statycznymi zasobami regulacji mocy biernej w systemie dystrybucyjnym stanowi stopień swobody będący przedmiotem symulacji, w celu wykazania zdolności do spełnienia wymagań w zakresie kompensacji mocy biernej, zgodnie z art. 15 ust. 1 NC DC.

7) *Zakłócenia w otoczeniu instalacji dystrybucyjnej*

Należy w symulacji rozważyć stany N-1 w bliskim otoczeniu przedmiotowej instalacji dystrybucyjnej w sieci OSDp odnoszące się do wyłączenia m.in. linii (w tym dwutorowych), transformatora, sprzęgła, generatora, systemu HVDC, dławika, baterii kondensatorów, układu SVC, kompensatora synchronicznego.

Na podstawie pkt. od II.1 do II.7, zakres symulacji zdolności do kompensacji mocy biernej przez instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego powinien uwzględniać następujące scenariusze pracy KSE:

Okres roku	Zapotrzebowanie odbiorców na moc czynną	Poziom generacji wiatrowej
lato	szczyt	Zerowa generacja 0% P_{max}
		niska generacja (np. 15% P_{max})*
	dolina	wysoka generacja (np. 50% P_{max})*
		Zerowa generacja 0% P_{max}
zima	szczyt	niska generacja (np. 15% P_{max})*
		wysoka generacja (np. 40% P_{max})*
	dolina	Zerowa generacja 0% P_{max}
		niska generacja (np. 25% P_{max})*
	wysoka generacja (np. 90% P_{max})*	
		niska generacja (np. 25% P_{max})*
		wysoka generacja (np. 55% P_{max})*

*) Przedstawione w tabeli poziomy generacji wiatrowej są orientacyjne i powinny być przedmiotem szczegółowego uzgodnienia OSD z OSP

Dla poszczególnych scenariuszy przedstawionych w powyższej tabeli, OSP przekazuje oczekiwany poziom wymiany międzysystemowej oraz przepływów na poszczególnych liniach wymiany międzynarodowej, wysterowanie dynamicznych i statycznych zasobów regulacyjnych w zakresie mocy biernej w systemie przesyłowym oraz listę wyłączeń w stanach N-1 w sieci OSD.

OSP może uzgodnić z OSD dodatkowe scenariusze symulacyjne związane z:

- specjalnymi układami pracy sieci NN i 110 kV,
- specjalnym wysterowaniem zasobów w zakresie mocy biernej po stronie systemu przesyłowego w ramach układów ARNE/ARST oraz pracy dławików/baterii kondensatorów,
- innymi niż N-1 stanami uwzględniającymi wyłączenia elementów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

III OSP przygotowuje bazowe modele rozptylowe symetryczne (dla składowej zgodnej) w standardzie zgodnym z rozstrzygnięciem wymogów ogólnego stosowania dla art. 21 ust. 2 i ust. 3 NC DC, uwzględniającymi uzgodnione scenariusze pracy KSE zgodnie z pkt. II. Docelowym standardem dla modeli symulacyjnych jest standard CGMES. Do czasu wdrożenia tego standardu w OSP i OSD, modele rozptylowe są przygotowywane w formacie programów PLANS lub PSLF. OSP zapewnia następującą funkcjonalność przygotowywanych bazowych modeli rozptylowych z punktu widzenia zarządzania mocą bierną w KSE:

- 1) Model KSE odwzorowuje pełną krajową sieć 750, 400, 220 i 110 kV oraz sieć przesyłową 400 i 220 kV Niemiec, Republiki Czeskiej, Słowacji, Węgier oraz Austrii. Elementy sieci dystrybucyjnej SN powinny być uwzględniane, jeśli:
 - i. elementem modelu są autotransformatory trójzwojeniowe NN/110 kV/SN;
 - ii. dopuszcza się równoległą pracę transformatorów 110 kV/SN;
 - iii. istnieje pętla poprzez sieć SN.
- 2) Model transformatora powinien uwzględniać możliwość:
 - i. regulacji wzdłużnej przekładni pozwalającej na zmianę modułu przekładni, skojarzonej z modelem przełącznika zaczepów pod obciążeniem LTC;
 - ii. regulacji poprzecznej przekładni pozwalającej na zmianę kąta przekładni w sposób symetryczny i asymetryczny, skojarzonej z modelem przełącznika zaczepów pod obciążeniem LTC;
 - iii. regulacji złożonej (jednocześnie wzdłużnej i poprzecznej) przekładni pozwalającej na zmianę modułu i kąta przekładni, skojarzonej z modelem przełącznika zaczepów pod obciążeniem LTC;
 - iv. modelowania zmiennej impedancji skojarzonej z modelem przełącznika zaczepów pod obciążeniem LTC.

- 3) Model przełącznika zaczeów pod obciążeniem LTC powinien uwzględniać możliwość:
 - i. określenia strony transformatora, na której wykonany jest LTC;
 - ii. określenia stałej wartości przyrostu modułu napięcia na zaczeów, w całym zakresie położeń przełącznika zaczeów;
 - iii. określenia zmiennej wartości przyrostu modułu napięcia na zaczeów, w całym zakresie położeń przełącznika zaczeów;
 - iv. wyboru i aktywacji jednego z trybów automatycznej regulacji: napięcie, moc czynna, moc bierna, oraz wyboru obiektu regulacji (węzeł, gałąź).
- 4) Model statycznego urządzenia do kompensacji mocy biernej powinien być reprezentowany przez równoległe elementy bierne (pojemność lub indukcyjność) w rozróżnieniu na:
 - i. mechanicznie przełączalne dławiki i baterie kondensatorów z uwzględnieniem liczby stopni regulacji oraz znamionowej mocy biernej lub reaktancji/susceptancji przypadającej na jeden stopień; modele dławików lub baterii kondensatorów powinny uwzględniać możliwość skojarzenia z modelem lokalnego regulatora mocy biernej;
 - ii. tyrystorowo regulowane urządzenia kompensacyjne SVC z uwzględnieniem części indukcyjnej (TCR), pojemnościowej (TSC) i mechanicznie przełączalnych pojemności (MSC), w tym określenia dla nich znamionowej mocy biernej lub reaktancji/susceptancji; modele SVC powinny uwzględniać możliwość skojarzenia z modelem lokalnego lub stacyjnego regulatora mocy biernej;
 - iii. znamionowej mocy biernej.
- 5) Model lokalnego regulatora mocy biernej statycznych urządzeń kompensacyjnych powinien uwzględniać możliwość wyboru i aktywacji jednego z trybów automatycznej regulacji: napięcie, moc bierna, współczynnik mocy lub tangens φ . Powinien umożliwiać wybór trybu pracy z przełącznikiem stopni regulacji (urządzenia kompensacyjne mechanicznie przełączalne) lub sterowania układem tyrystorów (TCR i TSC w SVC).
- 6) Model generatora synchronicznego (jednostki cieplne i wodne) lub niesynchronicznego (farmy wiatrowe, systemy HVDC) z określonym obszarem pracy w zakresie mocy czynnej i biernej skojarzonym z wykresem kołowym PQ.
- 7) Wykres kołowy PQ jednoznacznie określający dopuszczalny obszar pracy generatora w zakresie mocy czynnej i biernej. Wykres powinien mieć opcję dodania trzeciego wymiaru – napięcia (w szczególności do modelowania farm wiatrowych i systemów HVDC).

- 8) Model stacyjnego regulatora napięcia i mocy biernej powinien umożliwiać wybór trybu regulacji: napięcie, moc bierna, współczynnik mocy lub tangens φ . Zasobami dla tego regulatora powinny być generatory synchroniczne lub niesynchroniczne, transformatory blokowe z regulowaną przekładnią pod obciążeniem, statyczne urządzenia do kompensacji mocy biernej. Model regulatora powinien umożliwiać wybór rozdziału wymaganej mocy biernej na poszczególne zasoby, które biorą udział w regulacji.
 - 9) Model odbioru powinien zapewniać uwzględnienie wielomianowej charakterystyki mocy czynnej i biernej w funkcji napięcia.
- IV OSD i OSP mogą uzgodnić inną, ostateczną funkcjonalność bazowego modelu rozptywowego KSE.
- V OSD uzgadniają z OSP sposób odwzorowania w symulacji działania automatyk regulacyjnych, w szczególności układów ARNE/ARST. Należy rozważyć wykorzystanie dostępnych w bazowym modelu KSE: stacyjnych regulatorów napięcia i mocy biernej oraz przełączników zaczeów LTC w transformatorkach, lokalnych regulatorów mocy biernej statycznych urządzeń kompensacyjnych, jak również wykorzystanie wysokopoziomowego języka skryptowego umożliwiającego odtworzenie zaawansowanych i rozbudowanych algorytmów ARNE/ARST.
- VI OSD przeprowadzają symulację zdolności do kompensacji mocy biernej przez instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego, zgodnie z ustaleniami z pkt. I, II, IV i V oraz modelem bazowym KSE, zgodnym z pkt. III. Dopuszcza się zlecenie symulacji stronie trzeciej, posiadającej odpowiednie kompetencje oraz narzędzia do przeprowadzenia tego typu symulacji.

Realizacja symulacji powinna przebiegać w następujący sposób:

- 1) Przygotowanie finalnych modeli rozptywowych KSE będących zmodyfikowanymi bazowymi modelami KSE w zakresie instalacji dystrybucyjnej, będącej przedmiotem symulacji zgodności.
- 2) Przeprowadzenie obliczeń symulacyjnych.
- 3) Opracowanie raportu z symulacji zawierającego:
 - i. podstawę formalną i cel przeprowadzenia symulacji;
 - ii. uzgodnione założenia i metodykę symulacji;
 - iii. szczegółowe wyniki symulacji;
 - iv. ocenę zgodności spełnienia wymogów NC DC (w przypadku ich niespełnienia – propozycji rozwiązań w obszarze zasobów regulacyjnych lub ich układów regulacji po stronie OSD lub OSP).

VII OSD przekazuje OSP:

- 1) raport z przeprowadzonej symulacji;
- 2) finalne modele rozptywowe KSE;
- 3) dane potwierdzające modyfikację bazowego modelu rozptywowego KSE w zakresie rozważanej instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, podlegającej ocenie zgodności zgodnie z art. 43 ust. 1 NC DC.

VIII OSP potwierdza otrzymane wyniki lub przekazuje zalecenia w celu ponownego przeprowadzenia symulacji i dokonania nowej oceny zgodności przez OSDp.

IX OSDp przekazuje stanowisko w sprawie powyższych zaleceń z pkt. VIII i spełnienia wymogów zgodnych z art. 15 ust. 1 b), c) i d) NC DC oraz wymogów ogólnego stosowania NC DC.

3.3. Ocena symulacji

Spełnienie określonych w art. 15 ust. 1 b), c) i d) NC DC wymogów ma miejsce gdy wyniki symulacji mieszczą się w granicach określonych w wymogach ogólnego stosowania NC DC lub w zawartej umowie pomiędzy OSDp i OSP na podstawie wspólnej analizy, o której mowa w art. 15 ust. 1 lit b) NC DC.



Wdrożenie wymogów wynikających z zapisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący przyłączania odbioru

Procedura rejestracji certyfikatów sprzętu dla systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego w ramach NC DC

Dokument obowiązuje od 18 sierpnia 2019 r.

Spis treści

1. Definicje i skróty	3
2. Cel procedury.....	3
3. Podstawa sporządzenia procedury.....	3
4. Zakres podmiotowy	3
5. Zakres przedmiotowy	3
6. Tryb rejestracji certyfikatów sprzętu przez OSP.....	4
7. Załącznik:	4

1. Definicje i skróty

- **OS** – Operator Systemu Elektroenergetycznego,
- **OSD** – Operator systemu dystrybucyjnego przyłączony do systemu przesyłowego,
- **OSP** – Operator Systemu Przesyłowego,
- **PTPIREE** – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- **KSE** – Krajowy System Elektroenergetyczny,
- **NC DC** – Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru,
- **Centralny rejestr certyfikatów sprzętu** – Rejestr certyfikatów sprzętu wspólny dla wszystkich OS,
- **Procedura testowania, symulacji i certyfikacji NC DC** – dokument opracowany m.in. na podstawie art. 35 ust.3 i ust. 4 NC DC pt. „Procedura testowania instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego wraz z podziałem obowiązków między OSDp a OSP na potrzeby testów oraz warunki i procedury dotyczące wykorzystania odpowiednich certyfikatów sprzętu”.

2. Cel procedury

Celem dokumentu jest opracowanie procedury rejestracji certyfikatów sprzętu wynikającej z art. 35 ust. 3 lit. f) NC DC.

3. Podstawa sporządzenia procedury

Podstawą sporządzenia niniejszej procedury jest art. 35 ust. 3 lit. f) NC DC.

4. Zakres podmiotowy

Do stosowania niniejszej procedury zobowiązany jest Operator Systemu Przesyłowego.

5. Zakres przedmiotowy

Procedura dotyczy nowych systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego oraz istniejących systemów dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego podlegających istotnej modernizacji, w rozumieniu art. 4 ust. 1 lit. a) NC DC.

6. Tryb rejestracji certyfikatów sprzętu przez OSP

Proces rejestracji certyfikatów sprzętu w centralnym rejestrze certyfikatów sprzętu odbywa się w następujący sposób:

- a) Etap I – przekazanie przez OSD, certyfikatów sprzętu wymaganych zapisami Procedury testowania, symulacji i certyfikacji NC DC,
- b) Etap II – OSP dokonuje weryfikacji otrzymanych certyfikatów, a następnie ich rejestracji:
 - w przypadku certyfikatów sprzętu zgodnych z wymaganiami Procedury testowania, symulacji i certyfikacji NC DC, OSP dokonuje ich rejestracji w centralnym rejestrze certyfikatów sprzętu ze statusem „PRZYJĘTY”,
 - w przypadku certyfikatów niezgodnych z wymaganiami Procedury testowania, symulacji i certyfikacji NC DC, OSP dokonuje ich rejestracji w centralnym rejestrze certyfikatów sprzętu ze statusem „ODRZUCONY” oraz określa przyczyny jego odrzucenia.

Po weryfikacji, OSP nadaje status „PRZYJĘTY/ODRZUCONY” w terminie do 30 dni odpowiednio od dnia otrzymania certyfikatu.

Po nadaniu statusu „PRZYJĘTY/ODRZUCONY”, OSP przesyła wszystkie wymagane informacje dotyczące przedmiotowego certyfikatu sprzętu, wyszczególnione w Załączniku nr 1 do niniejszej procedury (w formacie .xls), na dedykowany adres e-mailowy PTPiREE, w terminie do 14 dni od nadania statusu, w celu wprowadzenia ich do centralnego rejestru certyfikatów sprzętu (wzór centralnego rejestru certyfikatów sprzętu stanowi Załącznik nr 1 do niniejszej procedury).

- c) Etap III – PTPiREE raz w miesiącu (ostatniego roboczego dnia miesiąca) rejestruje i aktualizuje centralny rejestr certyfikatów sprzętu i przekazuje go do wszystkich OS zrzeszonych w PTPiREE (w formacie .xls) pocztą elektroniczną (na dedykowane adresy mailowe).

7. Załącznik:

Załącznik nr 1 Centralny rejestr certyfikatów sprzętu dla systemów dystrybucyjnych przyłączonego do systemu przesyłowego.

Centralny rejestr certyfikatów sprzętu dla instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego

L.P.	Numer certyfikatu	Jednostka certyfikująca	Jednostka akredytująca	Program certyfikacji	Certyfikat zgodny w szczególności z wymaganiami <i>Procedurą testowania, symulacji i certyfikacji NC DC (PRZYJĘTY/ODRZUCONY)</i>	Jeśli certyfikat został odrzucony podać powód jego odrzucenia	Urządzenie, którego certyfikat dotyczy (komponent lub KPT)	Producent/typ urządzenia	Określony wymóg, który przedłożony certyfikat potwierdza (wg. NC DC i legendy: 1, 2, 3.....0)	Data wydania certyfikatu	Data ważności certyfikatu	Pierwsza data złożenia certyfikatu do OSP	Informacje dodatkowe
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	18
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													

Legenda dla kolumny nr 9	
1	Wymiana informacji
2	Odlączenie odbioru przy niskiej częstotliwości
3	Zdolność do synchronizacji - wymagania dla synchronizatorów
4	Okres pracy urządzeń w określonych przedziałach częstotliwości
5	Okres czasu pracy wszystkich urządzeń WN i NN w całej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego w określonych przedziałach napięcia
6	Zdolność do wytrzymania znamionowego prądu zwarcioowego
7	Prowadzenie zapisów – rejestratory instalowane w polach/stacjach WN i NN
0	wszystkie ww.