



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

1 Spis treści

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| Program ramowy dla zdolności generacji mocy biernej przez system dystrybucyjny przyłączony do systemu przesyłowego | 1 |
| 1 Spis treści..... | 2 |
| 2 Cel i zakres stosowania..... | 3 |
| 3 Definicje | 3 |
| 4 art. 43 ust. 1 symulacja w zakresie kompensacji mocy biernej; | 3 |
| 4.1 Cel i zakres symulacji | 3 |
| 4.2 Warunki wstępne i zasady realizacji symulacji | 3 |
| 4.3 Ocena symulacji | 9 |

2 Cel i zakres stosowania

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.

3 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.

4 art. 43 ust. 1 symulacja w zakresie kompensacji mocy biernej;

4.1 Cel i zakres symulacji

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

Symulacja potwierdzająca zdolność¹ 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.

4.2 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

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*.

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 wysterowanie 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})* |
| | | wysoka generacja (np. 50% P _{max})* |
| | dolina | Zerowa generacja 0% P _{max} niska generacja (np. 15% P _{max})* |
| | | wysoka generacja (np. 40% P _{max})* |
| zima | szczyt | Zerowa generacja 0% P _{max} niska generacja (np. 25% P _{max})* |
| | | wysoka generacja (np. 90% P _{max})* |
| | dolina | 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 rozptywowe 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 rozptywowe są przygotowywane w formie programów PLANS lub PSLF. OSP zapewnia następującą funkcjonalność przygotowywanych bazowych modeli rozptywowych 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 zaczepów pod obciążeniem LTC powinien uwzględniać możliwość:
- i. określenia strony transformatora, na której wykonany jest LTC
 - ii. określenia stałej wartości przyrostu modułu napięcia na zaczepek, w całym zakresie położenia przełącznika zaczepów,
 - iii. określenia zmiennej wartości przyrostu modułu napięcia na zaczepek, w całym zakresie położenia przełącznika zaczepów.
 - 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 przetłączników 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 przesyłowego², podlegającej ocenie zgodności zgodnie z art. 43 ust. 1 NC DC.

² Modele elementów przyłączanej instalacji dystrybucyjnej powinny być opracowane na podstawie dokumentacji powykonawczej, zawierającej m.in. raporty z badań i prób fabrycznych potwierdzających parametry modelowanych elementów.

- 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

4.3 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.