

UPROSZONE MODELOWANIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ NA POTRZEBY ANALIZ PRZYŁĄCZENIOWYCH

Paweł BUĆKO¹, Jerzy BURIAK¹, Krzysztof DOBRZYŃSKI¹, Marcin JASKÓLSKI¹,
Piotr SKOCZKO², Piotr ZIELIŃSKI²

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk
tel.: 58 347 1781; e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl;
tel.: 58 347 2034; e-mail: jerzy.buriak@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1798; e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl
tel.: 58 347 1254; e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl
2. Energa-Operator SA, ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk
tel.: 58 347 30 13; e-mail: piotr.skoczko@energa.pl
tel.: 58 778 80 35; e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono rozważania na temat sposobu modelowania sieci średniego (SN) i niskiego (nn) napięcia na potrzeby wykonywania analiz przyłączeniowych przez operatorów sieci dystrybucyjnej. Przeprowadzono dyskusję na temat możliwych do wykonania uproszczeń w modelowaniu sieci, które są do zaakceptowania z punktu widzenia uzyskiwanego wyniku końcowego. Głównym elementem wymuszającym uproszczenia w modelowaniu jest środowisko MS Excel, które wykorzystano jako platformę obliczeniową oraz czas jaki należy poświęcić na Zamodelowanie sieci.

Słowa kluczowe: Analiza przyłączeniowa, sieć dystrybucyjna, źródło prosumenckie

1. WPROWADZENIE

Przyłączenie kolejnego odbioru (albo zwiększenie mocy już istniejącego) lub źródła wytwarzającego energię elektryczną, do systemu elektroenergetycznego wiąże się z przeprowadzeniem obliczeń, których celem jest wykazanie, jaki wpływ przyłączany obiekt będzie miał na sieć zasilającą. Uzyskany wynik determinuje decyzję o przyłączeniu do sieci. Złożoność obliczeń, jakie należy wykonać zależy od wielu czynników, w tym przede wszystkim od rodzaju sieci (oczkowa, czy promieniowa), do której przyłączany jest obiekt, jej złożoności, jak również od typu przyłączanego obiektu. Wykonanie obliczeń „ręcznie” z wykorzystaniem przysłowiowej kartki papieru możliwe jest w zasadzie tylko w prostych przypadkach, kiedy chcemy uzyskać podstawowe informacje. Uzyskanie informacji w akceptowalnym czasie na temat części sieci, nawet promieniowej, wymaga jednak skorzystania z narzędzia umożliwiającego wykonanie obliczeń z wykorzystaniem modelu tej sieci. Najbardziej oczywistymi narzędziami, jakie można wykorzystać do obliczeń na modelu matematycznym sieci, wydają się być komercyjne programy dedykowane do analiz systemów elektroenergetycznych. Rozwiązanie to posiada swoje wady i zalety. Zaletą jest niewątpliwie funkcjonalność, którą w takim programie otrzymujemy, w tym możliwość modelowania poszczególnych elementów sieci lub skorzystania z gotowych modułów obliczeniowych. Daje to zwykle możliwość kompleksowego, ale z wykorzystaniem jednego narzędzia, wykonywania różnego typu analiz na modelu całej sieci operatora dystrybucyjnego lub jej części. Z kolei wadą

jest z pewnością poziom skomplikowania tego typu programów. Można przyjąć, że im narzędzie jest bardziej funkcjonalne, posiada więcej gotowych modułów obliczeniowych, tym większej wiedzy eksperckiej wymaga jego obsługa. Wadą jest również konieczność ciągłego aktualizowania modelu sieci. Może to być szczególnie widoczne w przypadku rozległych sieci, gdzie niejednokrotnie przyłączenia mogą się odbywać w wielu miejscach w tym samym czasie. Taka sytuacja wymaga określonego wysiłku logistycznego. Kolejną wadą jest również cena takiego oprogramowania, która ze względu na ograniczoną konkurencyjność na rynku tego typu programów, jest zazwyczaj bardzo wysoka, zwłaszcza dla przedsiębiorstw energetycznych. Z tego też powodu operatorzy często decydują się na pośrednie rozwiązanie tworząc uproszczone narzędzia przeznaczone do określonych zadań.

W niniejszym artykule autorzy skupiają się na modelowaniu sieci na potrzeby prowadzenia analiz przyłączeniowych dla odbiorów przyłączanych do sieci średniego i niskiego napięcia oraz mikroźródeł przyłączanych do sieci niskiego napięcia.

2. MODELOWANIE SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Dokładność odwzorowania sieci elektroenergetycznej w modelu zależy od wielu aspektów. Z jednej strony od zagadnień, które mają być rozważane. Z drugiej strony od dostępności tych danych oraz od czasu, jaki należy poświęcić na wprowadzenie danych do modelu. Niezależnie od przyjętych założeń, w celu skrócenia czasu uzyskania wyników obliczeń, można przyjąć określone uproszczenia w modelowaniu, mając oczywiście świadomość, jakie te uproszczenia niosą konsekwencje, np. jakie wprowadzają błędy. Istotne jest przyjęcie takiego sposobu modelowania sieci, który pozwoli na możliwie dokładne obliczenie wartości kryterialnych warunków technicznych, które są konieczne do spełnienia. Niedokładności obliczeń powinny być na niskim akceptowalnym poziomie i „w kierunku bezpiecznym” z punktu widzenia granicznych wielkości kryterialnych.

W przypadku modelowania sieci SN i nn można ograniczyć się tylko do modelu sieci promieniowej, odwzorowując sieci wyższych napięć zastępczym źródłem zasilającym.

3. KRYTERIA UWZGLĘDNIANE PODCZAS ANALIZY PRZYŁĄCZENIOWEJ

Podczas analiz przyłączeniowych wykonywanych dla odbiorów przyłączanych do sieci SN i nn lub mikroźródeł przyłączanych do nn, rozważanych jest wiele kryteriów. Niektóre z nich sprawdzane są dla konkretnej sieci, inne zależą od typu przyłączanego obiektu. Poniżej wymieniono te warunki, które zazwyczaj są stosowane.

3.1. Poziom napięcia w węzłach rozważanej sieci

Napięcie w systemie elektroenergetycznym w normalnym stanie pracy powinno się zawierać w odpowiednim zakresie, który zależy od poziomu tego napięcia, przy czym dopuszczalny zakres zmiany dla sieci średniego i niskiego napięcia jest taki sam (tab. 1).

Tablica 1. Wartości dopuszczalne zmiany napięcia sieci rozdzielczych według normy PN-EN 50160 [3]

Niskie napięcie	Średnie napięcie
$\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu	$\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu
+10% / -15% U_n – przez 100% czasu	+10% / -15% U_n – przez 100% czasu

Jeżeli w ramach przyłączanego odbioru znajduje się silnik (lub silniki) dużej mocy, to należy uwzględnić ich wpływ na chwilową zmianę napięcia podczas rozruchu. W uproszczeniu względną zmianę napięcia d można wyrazić zależnością:

$$d = c_{\max} \cdot k_{LR} \cdot \frac{S_{rM}}{S''_k} \quad (1)$$

gdzie: c_{\max} – współczynnik zastępczego źródła napięcia,
 k_{LR} – stosunek prądu przy nieruchomym wirniku do prądu znamionowego (współczynnik prądu rozruchu),
 S_{rM} – moc znamionowa silnika,
 S''_k – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia odbioru.

Wartość d obliczona zależnością (2) nie powinna być większa od wartości dopuszczalnej:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (2)$$

gdzie: $\Delta U_{dyn}/U_n$ – maksymalna dopuszczalna dynamiczna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia.

3.2. Dopuszczalne obciążenie elementów sieci

Kolejnym kryterium brany pod uwagę podczas wydawania warunków przyłączenia jest wpływ przyłączanego obiektu na obciążenie elementów sieci. W tym przypadku wpływ ten występuje w zasadzie tylko dla głównego ciągu zasilającego, czyli dla ciągu tworzonego bezpośrednio od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Po przyłączeniu rozważanego obiektu obciążenie dowolnego elementu analizowanej sieci nie powinno przekroczyć wartości dopuszczalnej długotrwale: I_{dd} dla linii oraz S_{nT} dla transformatora zasilającego.

3.3. Ochrona przeciwporażeniowa

Kryterium ochrony przeciwporażeniowej, ze względu na możliwości analitycznego wyznaczenia, sprawdzane jest tylko dla sieci nn. W tym przypadku można posłużyć się poniższym warunkiem [1]:

$$I_{a(5s)} \leq I''_{kmin} \quad (3)$$

gdzie: $I_{a(5s)}$ – prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia wyłączającego w czasie umownym nie dłuższym niż 5 s (dla obwodów rozdzielczych),

I''_{kmin} – prąd zwarcioowy początkowy minimalny obliczony w miejscu przyłączenia.

3.4. Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła

Oprócz powyżej przedstawionych warunków, dodatkowo dla przyłączanych mikroźródeł sprawdzany jest stosunek mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia do mocy znamionowej źródła, gdzie stosunek ten porównywany jest zwykle do wartości 20:

$$\frac{S''_k}{S_{nM\dot{Z}}} \geq 20 \quad (4)$$

W przypadku mikroźródeł należy również pamiętać, że takie źródło wnosi określony udział w prądach zwarciowych podczas wystąpienia zwarcia w takiej sieci. Zatem należy uwzględnić prądy zwarciowe płynące od tych źródeł przy sprawdzaniu ochrony przeciwporażeniowej. Z kolei poziom tych prądów zależy od typu źródła. Nie znając konkretnych danych źródła można w uproszczeniu dla elektrowni fotowoltaicznych przyjmować (w kierunku bezpiecznym) wartość prądów zwarciowych na poziomie $1,1 I_n$, a dla elektrowni wiatrowych z silnikiem asynchronicznym: $3 \cdot I_n$.

Powyżej przytoczone kryteria są pewną informacją, która pozwala ocenić, jakie uproszczenia można zastosować podczas tworzenia modelu na potrzeby analiz przyłączeniowych wykonywanych dla sieci SN i nn. Poniżej autorzy przedstawiają propozycję uproszczeń modelowanej sieci do postaci umożliwiającej jej wprowadzenie do narzędzia obliczeniowego zaimplementowanego w środowisku MS Excel.

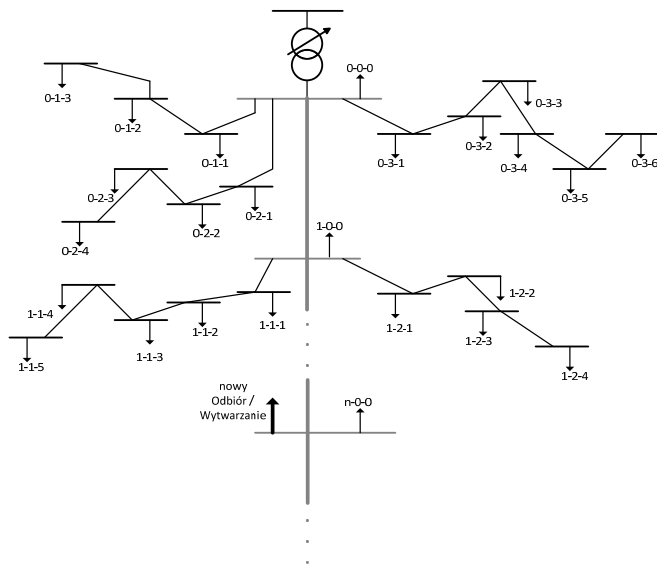
4. MODELOWANIE CIĄGU ZASILAJĄCEGO W SIECI PROMIENIOWEJ

Jak wspomniano wcześniej, sieci SN i nn są sieciami promieniowymi. Oznacza to, że zasilanie w tego typu sieci jest zawsze z jednej strony (pomijając wpływ lokalnych źródeł energii). Uproszczoną strukturę takiej sieci przedstawiono na rysunku 1.

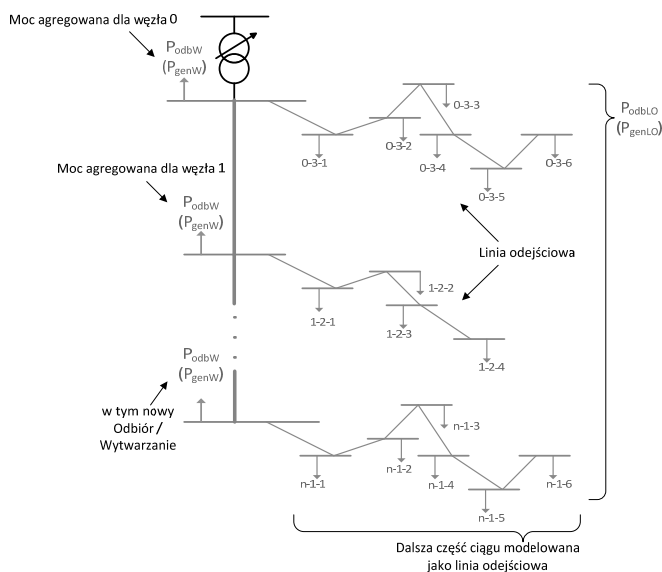
Przyłączając do takiej sieci odbiór lub mikroźródło można dla takiego obiektu wyróżnić główny ciąg zasilający, który wytyczony jest najkrótszą drogą od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Można wyróżnić również odgałęzienia od tego ciągu. Na rysunku 1 przyjęto uproszczenie, że nie ma dodatkowych odejść od odgałęzień. Jeżeli taka sytuacja występuje, to należy moc odbieraną/wytwarzaną zagregować i odwzorować jako pojedynczą moc przyłączoną do miejsca, gdzie to odgałęzienie się rozpoczyna.

Odwzorowanie struktury przedstawionej na rys. 1 w MS Excel jest zadaniem trudnym, zarówno pod kątem ilości danych do wprowadzenia, jak również odwzorowania graficznego sieci. Należy przy tym pamiętać, że z założenia dany model części sieci tworzony jest na potrzeby konkretnego przypadku przyłączenia do sieci. Zatem liczba wpro-

wadzanych przez użytkownika danych powinna być możliwie ograniczona. W tym celu autorzy proponują wprowadzenie kolejnego uproszczenia, jakim jest agregacja mocy z poszczególnych odgałęzień, z pozostawieniem możliwości dokładnego zamodelowania jednego wybranego odgałęzienia. Moc jest tu niezależnie agregowana dla odbiorów i mikrogeneracji i jest ona wyrażana za pomocą mocy czynnych odpowiednio P_{odbW} i P_{genW} oraz współczynników mocy $\text{tg}\varphi_{\text{odbW}}$ i $\text{tg}\varphi_{\text{genW}}$ (rys. 2).



Rys. 1. Uproszczona struktura sieci promieniowej



Rys. 2. Agregacja odgałęzień do pojedynczej mocy

Uproszczenie to w dalszym ciągu umożliwia sprawdzenie wpływu przyłączanego obiektu na poszczególne kryteria przyłączeniowe, wymienione w rozdziale 3. I tak dla kryterium:

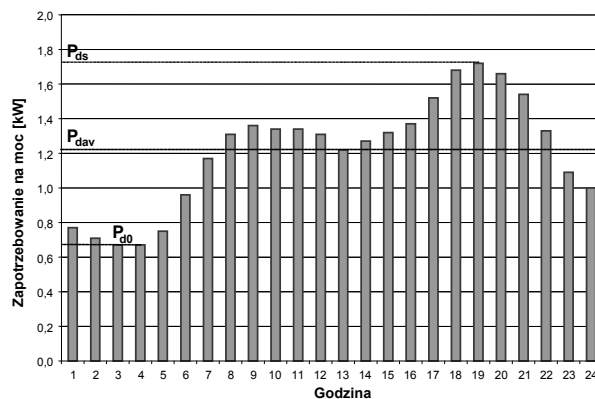
- napięciowego – w celu sprawdzenia sytuacji napięciowej należy zamodelować te odgałęzienia, w których sytuacja napięciowa jest najgorsza (napięcie najbardziej odbiega od wartości znamionowej);
- dopuszczalnego obciążenia elementów sieci – agregacja nie ma wpływu, ponieważ moc przyłączanego obiektu przekłada się tylko na obciążenie głównego ciągu zasilającego;
- ochrony przeciwporażeniowej – agregacja nie ma wpływu. Samo przyłączenie odbioru (jego moc) nie wpływa

na prąd zwarcioowy I''_{kmin} wykorzystywany przy sprawdzeniu warunku ochrony przeciwporażeniowej (3). Wpływ na ten prąd mają parametry sieci, zatem wystąpi on jeżeli przyłączenie odbioru / wytwarzania pociągnie za sobą konieczność wymiany odpowiednich odcinków liniowych sieci (np. ze względu na spadki napięć), w tym również odcinków liniowych w odgałęzieniach. Tym niemniej w takim przypadku następuje wymiana na większy przekrój, co z kolei powoduje zwiększenie prądu zwarcioowego, a zatem polepszenie warunku (3). Tak samo wpływa przyłączenie mikroźródła, które podczas zwarcia będzie stanowiło udział w prądzie zwarcioowym, zwiększając wartość prądu I''_{kmin} wyznaczonego w odgałęzieniu;

- stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła – agregacja nie ma wpływu.

Podstawowym problemem w tego typu modelowaniu pozostaje określenie obciążeń poszczególnych odbiorów / wytwarzania, które należałoby wprowadzić do modelu. Jest to szczególnie widoczne dla sieci nn, gdzie aktualnie brakuje pomiarów, które mogłyby stanowić informację o rzeczywistym dobowym obciążeniu poszczególnych odbiorców lub źródeł. Na tej podstawie użytkownik mógłby ocenić moc szczytową, którą wprowadziłby do modelu. W sieci nn pomiary dostępne są w zasadzie tylko dla transformatora SN/nn i to tylko jako sumaryczna moc przepływająca przez transformator, bez rozbięcia na poszczególne odejścia od transformatora.

Możliwym do zastosowania podejściem jest posłużenie się profilami zużycia energii elektrycznej, opracowywanymi przez PTPiREE [4], we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD), dla różnych grup odbiorów, najczęściej grup taryfowych lub podgrup odbiorów korzystających z danej taryfy. Profile przedstawiają krzywe zużycia energii elektrycznej w wartościach bezwzględnych dla każdej godziny w roku kalendarzowym, co pozwala na obliczenie średniego poboru mocy przez odbiorcę dla każdej godziny i wyznaczenie wartości średniej, maksymalnej i minimalnej zapotrzebowania na moc zarówno dla każdego dnia, jak i całego roku. Jednak posługiwanie się całymi macierzami, zawierającymi profile obciążenia, może być czasochłonne, a zarazem nieefektywne, gdyż obarczone wysoką niepewnością wprowadzanych danych. Bezpieczniej jest posługiwać się wskaźnikami charakterystycznymi dobowego wykresu chronologicznego obciążenia elektrycznego [5], którego przykład, z zaznaczonymi wielkościami charakterystycznymi, przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Dobowy wykres chronologiczny obciążenia elektrycznego dla wybranego dnia i przykładowego typu odbioru na podstawie danych PTPiREE [4], P_{ds} – największe (szczytowe) obciążenie dobowe [kW], P_{d0} – najmniejsze (podstawowe) obciążenie dobowe [kW], P_{dav} – średnie obciążenie dobowe [kW]

Dane w postaci profilu obciążenia (zużycia energii elektrycznej) u odbiorcy pozwalają na wyznaczenie najwyższego średniogodzinowego zapotrzebowania na moc, najniższego średniogodzinowego zapotrzebowania na moc oraz średniego zapotrzebowania na moc (dla poszczególnych doby lub całego roku). Na tej podstawie możliwe jest obliczenie średniego i podstawowego stopnia obciążenia.

Średni stopień obciążenia jest definiowany jako iloraz mocy średniej i mocy szczytowej w rozpatrywanym okresie kalendarzowym. W innych źródłach literaturowych może on przyjmować inne nazewnictwo np. stopień/współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia.

Przedstawione na wykresie z rys. 3 wartości mocy odnoszą się do okresu jednej doby. Do wyznaczenia mocy maksymalnej w całym roku kalendarzowym należy posłużyć się rocznym średnim stopniem obciążenia:

$$m_{(q)} = \frac{P_{\text{rav}(q)}}{P_{\text{rs}(q)}} \quad (5)$$

gdzie: $P_{\text{rav}(q)}$ – średnie obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW],

$P_{\text{rs}(q)}$ – szczytowe obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW].

Przy czym moc średnia roczna obliczana jest na podstawie sumy obciążeń średniogodzinowych (po przemnożeniu przez $t = 1$ h, stanowiących godzinowe zużycie energii elektrycznej) za cały rok kalendarzowy, odniesionej do czasu trwania roku, równego 8760 h:

$$P_{\text{rav}(q)} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{dt}(q)} \cdot t = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{dt}(q)} \cdot 1 \quad (6)$$

gdzie: $P_{\text{dt}(q)}$ – średnie zapotrzebowanie na moc w godzinie t dla typu odbioru q [kW];

t – czas trwania podokresu, dla którego wyznaczane są wartości zużycia energii elektrycznej ($t = 1$ h);

T – czas trwania okresu kalendarzowego, $T = 8760$ h.

Natomiast szczytowe zapotrzebowanie na moc w roku należy wyznaczyć poprzez poszukiwanie wartości maksymalnej w macierzy profilu obciążeń elektrycznych:

$$P_{\text{rs}(q)} = \max P_{\text{dt}(q)} \quad (7)$$

Alternatywnym rozwiązaniem jest przyjęcie, że moc szczytowa jest równa mocy przyłączeniowej.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Zaproponowany w artykule sposób modelowania sieci został zaimplementowany w środowisku MS Excel. Zastosowano go do obliczeń w metodzie analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej [2]. Sposób modelowania sieci spełnił założenia sformułowane na początku artykułu, a wyniki testowania i wdrożenia dowodzą jego efektywności.

Dalsze prace przebiegać będą w kierunku integracji modelu z programami dedykowanymi do analiz sieciowych, a efektywność użytkowania może znacząco podnieść integracja z bazami danych elementów infrastruktury sieciowej, co pozwoli ograniczyć nakłady pracy na wprowadzanie informacji o konfiguracji sieci do programu.

6. BIBLIOGRAFIA

1. PN-HD 60364-4-41:2009, Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym
2. Bućko P., Buriak J., Dobrzyński K., Jaskólski M., Skoczko P., Zieliński P., Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia, XVII Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'15, materiały konferencyjne, Jastrzębia Góra 2015
3. PN-EN 50160: 2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
4. Tomczykowski J., Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Raport 2013 opracowany na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w okresie 01.01.2012 – 31.12.2012, Poznań, lipiec 2013
5. Poradnik Inżyniera Elektryka t. 3, praca zbiorowa, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005

SIMPLIFIED MODELLING OF DISTRIBUTION NETWORK FOR CONNECTION ANALYSES

The article presents considerations on the approach for modeling the medium (MV) and low (LV) voltage power system for the purposes of carrying out connection analyses by distribution network operators. Network modeling simplifications that are possible to perform and acceptable from the point of view of the final result obtained were discussed.

Keywords: grid connection, power distribution system, prosumer energy