

Obciążenia i rozpyły mocy w sieci terenowej średniego napięcia – problemy wybrane

Streszczenie. W artykule zostały przedstawione wybrane zagadnienia dotyczące wyznaczania obciążeń oraz rozpyłów mocy w sieci terenowej SN. Omówione zostały dwie użyteczne metody określania obciążeń szczytowych stacji SN/nn (deterministyczna, probabilistyczna) oraz dwie metody obliczania rozpyłów mocy w sieci średniego napięcia (szacowania obciążeń, współczynnika jednoczesności). Zaprezentowano przykład obliczeniowy dla wybranego fragmentu sieci terenowej.

Abstract. The article presents selected issues concerning the determination of loads and power flow in the MV rural distribution network. It discusses two useful methods for determining peak loads of MV/LV stations (deterministic, probabilistic) and two methods for power flow calculation in medium voltage grids (load estimation and simultaneity factor). An example of a calculation for the chosen part of the rural network is shown. (*Loads and power flows in the middle voltage rural distribution network – selected issues*).

Słowa kluczowe: sieci dystrybucyjne średniego napięcia, sieć terenowa, obciążenia stacji SN/nn, rozpyły mocy.

Keywords: middle voltage distribution networks, rural network, MV/LV stations loads, power flow.

Wstęp

Sieci elektroenergetyczne średniego napięcia w Polsce to 234,7 tys. km linii napowietrznych i 69,0 tys. km linii kablowych oraz 246,6 tys. stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn, przy łącznej mocy zainstalowanych w nich transformatorów równej 44,1 GVA [1]. Linie na terenach wiejskich stanowią 75,2% wszystkich linii SN. 89,8% ogółu linii napowietrznych SN to terenowe linie napowietrzne, a 19,6% łącznej długości linii kablowych SN to linie kablowe na terenach wiejskich. Liczba stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nn na terenach wiejskich stanowi 68,5% ogólnej liczby stacji SN/nn, przy udziale mocy znamionowych zainstalowanych transformatorów SN/nn na poziomie 43,1%. Średnia moc transformatora SN/nn w sieci wiejskiej wynosi 110 kVA i jest trzykrotnie mniejsza niż w sieci miejskiej (315 kVA) [1]. Terenowe sieci elektroenergetyczne dostarczają energię elektryczną na obszarze około 66% powierzchni kraju zasilając 39% ludności Polski [2]. Oznacza to, że sieci terenowe dostarczają energię elektryczną na znacznym obszarze do odbiorców, którzy zużywają jej stosunkowo niewiele. Stwarza to bardzo niekorzystną relację pomiędzy przychodami Operatorów Systemów Dystrybucji, a wymaganymi nakładami inwestycyjnymi. Taka sytuacja musi powodować pewne niedogodności z punktu widzenia niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej do milionów ludzi zamieszkujących wsie i przedmieścia miast.

Niezbędny okazuje się wybór optymalnego układu sieci. Jako najbardziej niezawodne rozwiązanie można zaproponować zastosowanie wszędzie linii kablowych, co pozwoli również rozwiązać problemy związane z głównymi zaburzeniami wywołwanymi przez śnieg i deszcz. Jednakże w inwestycjach sieciowych konieczne jest również uwzględnienie aspektów ekonomicznych. Wymaga to porównania, w sposób obiektywny różnych strategii rozwoju sieci przy ustalaniu optymalnej topologii. W słabo zaludnionych obszarach, a takie zasilane są z sieci terenowych, potrzeba efektywnych kosztowo rozwiązań dostosowanych do konkretnego terenu. W pracy [3], przedstawiono metody umożliwiające opracowanie algorytmu planowania topologii sieci, który będzie uwzględniał takie czynniki jak charakterystyka linii, ukształtowanie terenu, poziom kosztów zmiennych.

Odpowiednio zaprojektowany układ sieci pod kątem przenoszonego obciążenia stanowi podstawę do opracowania prawidłowego planu rozwoju sieci. Kluczowe w tym przypadku stają się oszacowanie obciążenia

poszczególnych stacji SN/nn i prawidłowe obliczanie rozpyłów mocy w projektowanej sieci.

Układy sieci terenowej SN

Sieci terenowe średniego napięcia w Polsce buduje się głównie jako napowietrzne o przewodach gołych. Jednak z uwagi na zwiększoną odporność na awarie oraz zmniejszone koszty związane z okresową wycinką drzew zwiększa się udział przewodów izolowanych oraz przewodów w osłonie izolacyjnej. Linie kablowe w sieciach terenowych stosuje się jedynie w przypadkach, gdzie jest to celowe ze względu na charakter lub zabudowę terenu.

Z uwagi na fakt, że sieci terenowe SN występują głównie w postaci linii napowietrznych, w artykule omówione zostaną jedynie układy stosowane przy ich budowie i eksploatacji. Linie napowietrzne średniego napięcia pracują najczęściej w układach:

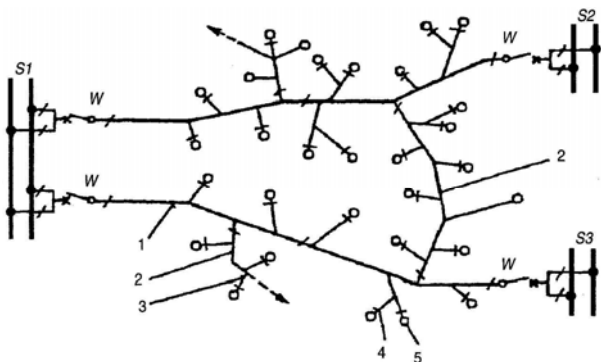
- promieniowym rozgałęzionym,
- magistralnym z odgałęzieniami,
- magistralnym z odczepami.

Układ promieniowy, rozgałęziony jest zasilany tylko z jednego punktu zasilającego, więc podczas normalnej pracy wszystkie łączniki są zamknięte. Brak wielostronnego zasilania powoduje, że w przypadku awarii w takiej sieci konieczne jest wyłączenie znacznych obszarów i pozbawienie zasilania znacznej liczby odbiorców. Z tego względu sieć o układzie promieniowym jest spotykana jedynie w przestarzałych sieciach SN i powinna być zastępowana układami zapewniającymi większy stopień pewności zasilania np. układem magistralnym z odgałęzieniami.

Układ magistralny z odgałęzieniami (rys. 1) powstaje, gdy układ promieniowy zyskuje dostęp do dodatkowej stacji transformatorowo-rozdzielczej. Zasilanie sieci SN z co najmniej dwóch punktów zasilających sprawia, że poprawie ulega jej niezawodność. Wymaga to jednak zastosowania dodatkowej aparatury łączeniowej (np. łączników sekcyjnych) co znacznie podwyższa koszty inwestycyjne. Dzięki znacznie lepszym wskaźnikom niezawodnościowym sieć o układzie magistralnym z odgałęzieniami jest obecnie stosowana w większości przypadków sieci terenowych SN w Polsce.

Układ magistralny z odczepami stosuje się w przypadku sieci, dla których nie można wykorzystać układu magistralnego z odgałęzieniami. W układzie tym od magistrali prowadzi się bezpośrednio linie zasilające pojedyncze stacje transformatorowe SN/nn. Może to mieć

miejsce w przypadku, gdy w sieci jest znaczny udział stacji nie będących własnością OSD (tzw. stacji abonenckich) lub wymaga się zastosowania stacji odbiorczych o dużych mocach znamionowych.



Rys. 1 Układ magistralny terenowej sieci SN z odgałęzieniami 1-linia magistralna, 2-linia odgałęźna, 3-linia odczepowa, 4-odłącznik, 5-stacja SN/nn

Metody wyznaczania obciążeń stacji SN/nn

Sieci elektroenergetyczne charakteryzują się znaczną zmiennością obciążeń w czasie. Zmiany te mogą być regularne (związane np. z porą dnia i roku) lub przypadkowe (związane np. z aktualnymi warunkami atmosferycznymi).

W terenowych sieciach elektroenergetycznych niezbędne jest wykorzystanie metody wyznaczania obciążeń stacji, która nie wymaga posiadania znacznej ilości danych oraz stosowania zaawansowanych metod matematycznych. W tych sieciach stosuje się metody, które charakteryzują się minimalną ilością danych wejściowych i prostotą obliczeń nawet kosztem pewnego obniżenia dokładności prognoz.

Jedną z najprostszych metod stosowaną do wyznaczania obciążenia szczytowego stacji SN/nn w sieciach terenowych jest metoda wykorzystująca znajomość jedynie dwóch parametrów: rocznego zużycia energii elektrycznej A_r oraz czasu użytkowania mocy szczytowej T_s . Obciążenie szczytowe takiej stacji P_s wyznacza się wtedy z zależności:

$$(1) \quad P_s = \frac{A_r}{T_s}$$

Pewne problemy stwarza jednak oszacowanie wartości T_s , które wzrastają w kolejnych latach. Badanie przeprowadzone w [2] wykazały, że średni czas użytkowania mocy szczytowej na obszarach wiejskich jest obecnie równy ok. 3400 h, przy współczynniku zmienności na poziomie 0,19. Dla prognozy wyznaczonej z zależności (1) przy $T_s=3500$ h uzyskano średni błąd prognozy wygastłej na poziomie 10%.

W sieciach terenowych najczęściej nie są dostępne dane pomiarowe na temat obciążeń stacji SN/nn. Z tego względu do wyznaczania obciążeń szczytowych wykorzystuje się również metodę probabilistyczną. Metoda probabilistyczna polega na estymacji obciążeń w oparciu o teorię wnioskowania metodami bayesowskimi, technikę sztucznych sieci neuronowych lub technice algorytmów ewolucyjnych [4].

W teorii estymacji bayesowskiej opieramy się na statystycznych właściwościach dobowych obciążeń szczytowych w okresie szczytu jesienno-zimowego. Wykorzystuje się wszystkie dostępne dane, lecz podstawę stanowią:

- Dane o odbiorcach, a w szczególności dane o zużyciu energii pozyskiwane najczęściej z systemu bilingowego,
- Wyniki pomiarów obciążeń stacji SN/nn.

Estymacja wykorzystująca sztuczne sieci neuronowe opiera się o prawidłowe przeprowadzenie procesu uczenia sieci neuronowej. Polega to na doborze odpowiednich wartości wag połączeń pomiędzy neuronami. Wagi dobieramy wykorzystując zbiór dostępnych danych wejściowych i wzorzec zachowań sieci neuronowej, który powinien odzwierciedlać zachowanie sieci elektroenergetycznej w rzeczywistości (w przypadku estymacji obciążeń powinna to być moc szczytowa stacji SN/nn).

Estymacja obciążeń przy pomocy algorytmów ewolucyjnych polega na znalezieniu zależności regresyjnych wiążących poszukiwaną moc szczytową stacji SN/nn ze zbiorem dostępnych zmiennych opisujących (np. zużycie energii, parametry sieci itp.). Efektem procesu estymacji jest postać funkcyjna, wraz z wartościami występujących współczynników, zależności regresyjnej.

Metody obliczania rozptyłu mocy w sieci

Obliczanie rozptyłów mocy w sieci ma na celu nie tylko prawidłowy dobór elementów tej sieci, ale również ma swoje uzasadnienie natury ekonomicznej. Skutkiem nieprawidłowego obliczenia rozptyłu mocy w sieci jest obniżenie ekonomicznej efektywności całego przedsięwzięcia, co w przypadku sieci terenowych, od początku charakteryzujących się niską efektywnością ekonomiczną, jest szczególnie niekorzystne. Przewymiarowanie sieci powoduje, że pracuje ona przy bardzo niskim wykorzystaniu swoich możliwości. W efekcie prowadzi to do nadmiernego, w stosunku do rzeczywistych potrzeb, zużycia środków pieniężnych inwestora, narażając go na stratę. Równie niekorzystne jest niedoszacowanie faktycznych obciążeń w sieci. Układ zaprojektowany na zbyt małą wartość mocy szczytowych będzie pracował bardzo blisko swojego punktu krytycznego. W ten sposób w sieci będą generowane bardzo duże straty obciążeniowe, a sam układ charakteryzował się będzie niską elastycznością i wysoką awaryjnością [5]. Taki stan powoduje duże straty ekonomiczne związane bezpośrednio z istniejącymi stratami mocy i energii w elementach sieci, częstymi postojami awaryjnymi oraz niską jakością energii dostarczanej do odbiorników.

W praktyce rozptyły mocy oblicza się dla mocy szczytowych przy pomocy metod deterministycznych lub probabilistycznych. Do metod deterministycznych zaliczamy najbardziej rozpowszechnioną w sieciach terenowych metodę współczynnika jednoczesności [4]. W sieciach terenowych można również wykorzystać znacznie bardziej dokładną metodę probabilistyczną wykorzystującą algorytm ewolucyjny.

Metoda współczynnika jednoczesności polega na założeniu, że momenty występowania mocy szczytowych w sieci nie pokrywają się. Trudności wynikające z faktu, że w każdym elemencie szukamy zwykle wartości mocy szczytowej, a przepływy w poszczególnych elementach muszą być obliczane w tej samej chwili usunięto poprzez wprowadzenie współczynnika udziału w szczycie obciążenia:

$$(2) \quad \alpha = \frac{P_u}{P_s}$$

gdzie: α – współczynnik udziału w szczycie obciążenia, P_u – obciążenie w węźle lub przepływ w łuku, P_s – moc szczytowa w elemencie zasilanym.

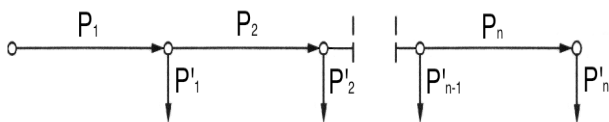
W przypadku zasilania kilku elementów z jednego, to moc szczytową takiego zbioru liczymy z zależności:

$$(3) \quad P_s = \sum_{i=1}^n P_{u,i} = \sum_{i=1}^n P_{s,i} \cdot \alpha_i$$

gdzie: n – liczba elementów w analizowanym zbiorze, $P_{u,i}$ – obciążenie i -tego elementu, $P_{s,i}$ – moc szczytowa i -tego elementu, α_i – współczynnik udziału w szczycie obciążenia i -tego elementu.

Elementy sieci o zbliżonych charakterystykach przepływow w łukach lub obciążeniach w węzłach tworzą podzbiory elementów i -tego stopnia. Dla takich podzbiorów wprowadza się pojęcie współczynnika jednoczesności $j_{r,t}$, który można nazwać jako średnioważony współczynnik udziału obciążeni podzbioru t w szczycie elementu lub podzbioru r .

Na rysunku 2 przedstawiono linię magistralną zasilającą wielu odbiorców.



Rys. 2 Pojedyncza magistrala zasilająca grupę odbiorców sieci terenowej

W takim przypadku rozptył mocy oblicza się z następujących zależności:

(4)

$$P_1 = P'_1 \cdot j_{1,1} + P'_2 \cdot j_{2,2} \cdot j_{1,2} + \dots + P'_n \cdot j_{n,n} \cdot \dots \cdot j_{1,2}$$

$$P_2 = P'_2 \cdot j_{2,2} + P'_3 \cdot j_{3,3} \cdot j_{2,3} + \dots + P'_n \cdot j_{n,n} \cdot \dots \cdot j_{2,3}$$

⋮

$$P_n = P'_n$$

W celu poprawy dokładności do obliczeń można wprowadzić współczynnik strat p , który ma na celu uwzględnienie w obliczeniach strat mocy występujących w elementach sieci. Rozpływy mocy obliczone według zależności (4) należy wówczas pomnożyć przez odpowiednie wartości współczynnika p .

Wybrane wartości współczynnika jednoczesności oraz współczynnika strat przyjmowanych do obliczeń w sieciach SN i nn przedstawia tabela nr 1.

Tabela 1. Przykładowe wartości współczynników jednoczesności i strat w sieciach SN i nn [4]

Wartości współczynnika jednoczesności	
Pomiędzy odcinkami linii SN, a węzłami przyłączenia linii SN	0,8
Pomiędzy odcinkami linii SN, a transformatorami SN/nn	0,94
Pomiędzy odcinkami linii SN, a odcinkami linii magistralnych nn	0,95
Pomiędzy odcinkami linii magistralnych nn, a odbiorami komunalno-bytowymi nn	0,95
Wartości współczynnika strat	
W odcinkach sieci średniego napięcia	1,014
W transformatorach SN/nn	1,015
W odcinkach sieci niskiego napięcia	1,025

Stacje transformatorowe SN/nn w sieciach terenowych bardzo często nie są opomiarowane. Do obliczenia rozptyłu mocy lub prądu w sieci należy wtedy oszacować obciążenia występujące w poszczególnych stacjach. W tym celu musimy znać jedynie napięcie na szynach SN oraz prąd wpływający do badanego obwodu w stacji 110kV/SN. Z uwagi na fakt, że stacje te wyposażone są zawsze w pomiar napięcia i prądu w polach odpiływowych, metoda szacowania obciążeń może być stosowana dla każdej analizowanej sieci. Ze względu na minimalną ilość danych

wejściowych, w metodzie tej obciążenia stacji SN/nn oblicza się przyjmując szereg założeń upraszczających, spośród których najczęściej stosowane są [6,7]:

- jednakowa we wszystkich stacjach zasilanych z danego obwodu wartość współczynnika mocy $\cos\varphi$,
- obciążenia wszystkich transformatorów SN/nn są proporcjonalne do ich mocy znamionowej.

Uwzględniając wyżej wymienione założenia, moc pozorną S_i odbieraną z i -go transformatora można obliczyć według wzoru [6,7]:

$$(5) \quad S_i = \sqrt{3} \cdot U_z \cdot I_0 \cdot \frac{S_{ni}}{\sum_{i \in N_{T_0}} S_{ni}}$$

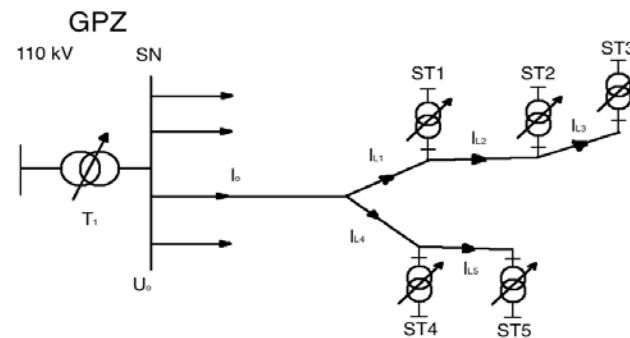
gdzie: U_z – napięcie zasilające na szynach SN w GPZ [kV], I_0 – prąd wpływający do analizowanego obwodu z GPZ [A], S_{ni} – znamionowa moc i -go transformatora zasilanego z analizowanego obwodu, N_{T_0} – zbiór transformatorów zasilanych z danego obwodu.

Znając moce pozorne każdej ze stacji SN/nn możemy w prosty sposób wyliczyć prądy dopływające do każdej ze stacji. Uwzględniając założenie, że współczynnik mocy $\cos\varphi$ jest stały w całym analizowanym obwodzie, możemy również obliczyć moc czynną i bierną pobieraną przez każdą ze stacji SN/nn.

Prądy i moce w poszczególnych odcinkach sieci o zasilaniu jednostronnym, obliczamy sumując odpowiednie wielkości wszystkich stacji transformatorowych znajdujących się za analizowanym odcinkiem, patrząc od strony zasilania.

Przykład obliczeniowy

Dla porównania ze sobą dwóch opisanych w artykule metod obliczania rozptyłu mocy, przeprowadzono obliczenia dla prostej sieci testowej, przedstawionej na rysunku 3, przy pomocy obydwu metod [8].



Rys. 3 Schemat sieci testowej

Moce znamionowe stacji transformatorowych zainstalowanych w analizowanym obwodzie są następujące:

- Stacja ST1: $S_{n1} = 100$ kVA,
- Stacja ST2: $S_{n2} = 63$ kVA,
- Stacja ST3: $S_{n3} = 160$ kVA,
- Stacja ST4: $S_{n4} = 250$ kVA,
- Stacja ST5: $S_{n5} = 40$ kVA.

Współczynnik mocy w obwodzie wynosi $\cos\varphi = 0,93$.

Dla metody współczynników jednoczesności do wykonania obliczeń musimy znać obciążenia szczytowe poszczególnych stacji transformatorowych. Dla analizowanego przykładu obliczeniowego zakładamy moc szczytową sieci równą $\Sigma P = 290$ kW przy następujących obciążeniach szczytowych poszczególnych stacji:

- Stacja ST1: $P_1 = 40$ kW,
- Stacja ST2: $P_2 = 35$ kW,

- Stacja ST3: P3 = 100 kW,
- Stacja ST4: P4 = 90 kW,
- Stacja ST5: P5 = 25 kW.

W obliczeniach przyjęto następujące wartości współczynników jednoczesności:

- $j_{0,0} = 0,8$;
- $j_{1,1} = j_{2,2} = j_{3,3} = j_{4,4} = j_{5,5} = 0,9$;
- $j_{1,2} = j_{2,3} = j_{4,5} = 0,94$.

W obliczeniach pominięte zostały współczynniki strat p.

Dla metody szacowanie obciążeń jedynymi danymi niezbędnymi do przeprowadzenia obliczeń są napięcie i prąd na szynach SN w GPZ. Zakładamy napięcie równe napięciu znamionowemu $U_z = 15$ kV. Prąd wpływający do analizowanego obwodu jest taki sam jak w metodzie współczynników jednoczesności $I_0 = 8,20$ A. Korzystając ze wzoru (5) i założenia, że $\cos\phi = 0,93$ otrzymujemy następujące obciążenia poszczególnych stacji:

- Stacja ST1: P1 = 32,32 kW,
- Stacja ST2: P2 = 20,36 kW,
- Stacja ST3: P3 = 51,71 kW,
- Stacja ST4: P4 = 80,80 kW,
- Stacja ST5: P5 = 12,91 kW.

Łączne obciążenie sieci mocą czynną wynosi $\Sigma P = 198,10$ kW.

Korzystając z przedstawionych wzorów i założeń przeprowadzamy obliczenia rozplywów mocy i prądów każdą z metod. Wyniki obliczeń dla metody szacowania obciążeń przedstawia tabela 2, a dla metody współczynników jednoczesności tabela 3.

Tabela 2. Wyniki obliczeń dla metody szacowania obciążeń

Łuki sieci	Moc czynna [kW]	Moc bierna [kvar]	Moc pozorna [kVA]	Prąd [A]
Linia L0	198,10	78,95	213,01	8,20
Linia L1	104,39	41,26	112,25	4,32
Linia L2	72,07	28,47	77,49	2,98
Linia L3	51,71	20,43	55,60	2,14
Linia L4	93,71	37,03	100,76	3,88
Linia L5	12,91	5,36	13,88	0,53

Tabela 3. Wyniki obliczeń dla metody współczynników jednoczesności

Łuki sieci	Moc czynna [kW]	Moc bierna [kvar]	Moc pozorna [kVA]	Prąd [A]
Linia L0	197,84	79,14	213,08	8,20
Linia L1	145,10	58,04	156,28	6,02
Linia L2	116,10	46,44	125,04	4,81
Linia L3	90,00	36,00	96,93	3,73
Linia L4	102,20	40,88	110,07	4,24
Linia L5	22,50	9,00	24,23	0,93

Zaletą metody szacowania obciążeń jest z pewnością fakt, że można ją zastosować dla każdej sieci, ponieważ prąd i napięcie na szynach SN w stacji 110 kV/SN zawsze

jest dostępne. Niestety obliczenia te mają charakter mocno przybliżony. Jeżeli zatem dysponujemy informacjami na temat mocy szczytowych obciążających poszczególne stacje transformatorowe, to powinniśmy korzystać z metody współczynnika jednoczesności. Z przedstawionego przykładu obliczeniowego widać, że dla sieci obciążonych na poziomie 198 kW rozplyw mocy i prądów w poszczególnych gałęziach dość znacznie się różni. Dla Linii L1 różnica ta sięga 39%. Różnice te mogą mieć istotny wpływ na proces planowania pracy i rozwoju sieci w przypadku sieci istniejącej, jak i na założenia projektowe dla sieci nowo budowanych.

Wnioski

W artykule przedstawiono wybrane problemy elektroenergetycznych sieci terenowych. Omówione zostały podstawowe układy sieci, metody szacowania obciążeń oraz obliczania rozplywów mocy. Metody te charakteryzują się prostotą obliczeń oraz niewielkim zapotrzebowaniem na dane wejściowe. Sprawia to, że przedstawione w artykule rozwiązania są tanie w implementacji zapewniając jednocześnie akceptowalną dokładność obliczeń i mogą być stosowane w analizach technicznych w sieciach terenowych.

LITERATURA

- [1] Niewiedzial E., Niewiedzial R., Sieć elektroenergetyczna na terenach wiejskich. Potrzeby rozwojowe i modernizacyjne, „Energia elektryczna”, (2012), nr 4
- [2] Marzecki J., Saganek D., Modelowanie obciążeń szczytowych w wiejskich sieciach elektroenergetycznych, Kościelisko: „Modelowanie i Symulacja” MiS-6, (2010)
- [3] Saarijärvi E., Geographical Perspectives on the Development of Power Distribution Systems in Sparsely Populated Areas, Aalto University publication series doctoral dissertations, 215/2013, (2013)
- [4] Kujszczyk S., Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Tom I (2004)
- [5] Szkutnik J. i inni, Wybrane aspekty techniczne eksploatacji sieci rozdzielczych, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, (2012)
- [6] Szpyra W., Tylek W., Kot A., Wyznaczanie strat mocy i energii w rozległej sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej Nr 91, Seria Konferencje Nr 34, s. 403-409 Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, (2000)
- [7] Szpyra W., Zasady oceny elektroenergetycznych sieci rozdzielczych, Akademia Górniczo Hutnicza w Krakowie, Katedra Elektroenergetyki, (2009)
- [8] Drab M., Koncepcja rozwoju sieci terenowej średniego napięcia, Praca dyplomowa magisterska, (2012)

Autorzy: Dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: jerzy.marzecki@fen.pw.edu.pl; mgr inż. Mariusz Drab, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: drabm@ee.pw.edu.pl