

Reakcja systemu elektroenergetycznego na deficyt mocy czynnej – problematyka węzła bilansującego

Streszczenie. W artykule przedstawiono wybrane zagadnienia wpływu lokalizacji węzła bilansującego na wyniki analizy pracy systemu elektroenergetycznego. Zaburzenie bilansu mocy wywołuje dodatkowe przepływy mocy w liniach elektroenergetycznych, a pokrycie tego deficytu następuje przez węzeł bilansujący. W węźle bilansującym (modelującym najczęściej dużą elektrownię) zadaje się moduł i fazę napięcia (U, δ), a poszukiwane są: moc czynna i bierna (P, Q). Wszystkie te zmienne są ze sobą powiązane i wpływają wzajemnie na siebie. Celem programów rozplływowych jest wyznaczenie dla każdego węzła wartości wszystkich zmiennych stanu (U, δ, P, Q) oraz obliczenie mocy i prądów gałęziowych, a także strat mocy czynnej i biernej we wszystkich elementach sieci. W artykule analizowano różne przypadki pokrycia deficytu mocy czynnej w systemie. Obliczenia wykonywano w programie Power Factory.

Abstract. The article presents selected questions concerning the slack bus effect on the power system operation. Disturbed power balance involves additional power flows in power lines and the power loss is compensated by a slack bus. In the slack bus (that usually models a large power plant) a module and voltage phase (U, δ) are given, while active and reactive power (P, Q) are the searched quantities. All the variables are interrelated and influence one another. Load-flow software is meant to determine all the variables (U, δ, P, Q) for each node and to perform calculations of the node power and current as well as of the active and reactive power losses in all network system elements. In the article various cases of compensating active and reactive power losses in the system are analyzed using the Power Factory software. **The slack bus effect on the power system operation**

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, obliczenia i symulacje w energetyce, narzędzia symulacyjne, rozplływ mocy.
Keywords: power system, calculations and simulations in power engineering, simulation tools, load flow.

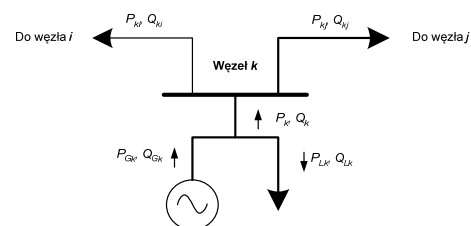
Wstęp

Obliczenia rozplwywu mocy w sieci elektroenergetycznej są obok obliczeń zwarciowych i badań stabilności jednymi z trzech podstawowych analiz prowadzonych w trakcie planowania i rozbudowy system elektroenergetycznego. Rozwiązanie zadania rozplwywowego pozwala na określenie rozplwywu mocy i prądów we wszystkich gałęziach sieci oraz wartości napięć węzłowych. Ze względu na ciągłą zmianę obciążenia, w systemie prowadzi się regulację mocy czynnej. Poziomy napięć węzłowych utrzymuje się w dopuszczalnych granicach przez regulację rozplwywu mocy biernej. Ze względu na rozmiar zadania oraz nieliniowość równań opisujących zależności na moce węzłowe, do wyznaczenia rozplwywów mocy wykorzystuje się iteracyjne metody rozwiązywania układów równań nieliniowych [1]. W artykule zostaną wyjaśnione zasady wyznaczania rozplwywów mocy za pomocą programu Power Factory firmy DigSilent. Na przykładzie sieci testowej przedstawiono, jak zmieniają się wyniki obliczeń symulacyjnych w zależności od wyboru opcji konfiguracyjnych dostępnych w programie.

Zadanie rozplwywowe w systemie elektroenergetycznym

Zastosowanie prostych przekształceń matematycznych prowadzonych w oparciu o drugie prawo Kirchhoffa pozwala na wyznaczenie napięć i rozplwywu mocy w prostych układach sieciowych. W bardziej rozbudowanej strukturze, gdzie pracuje wiele generatorów, i do której przyłączonych jest wiele odbiorów, nie można posługiwać się takimi zależnościami. Metody obliczeń rozplwywu mocy w dużych sieciach opierają się na obserwacji, że w każdej chwili moc czynna i bierna w węźle musi być zbilansowana (Rys. 1), gdyby tak nie było prędkość obrotowa wału turbiny i połączonego z nią generatora zmieniałyby się. W konsekwencji zmieniałyby się częstotliwość generowanego napięcia. Potrzeba regulacji generowanej mocy jest związana z regulacją częstotliwości [2]. Dla utrzymania tej równowagi cały czas powinny być dostępne rezerwowe moce wytwórcze aby np. pokryć odstąpienia bloków wytwórczych oraz wszelkie zakłócenia dotyczące wytwarzania, zapotrzebowania i przesyłu energii elektrycznej. Tam, gdzie pomimo dostępności rezerw mocy, zapotrzebowanie w sposób ciągły przewyższa wytwarzanie należy podjąć działania celem przywrócenia równowagi

(wykorzystując źródła rezerwowe, zmianę poziomu obciążenia zgodnie z wcześniej zawartą umową lub w ostateczności odłączanie części odbiorców).



Rys. 1. Bilans mocy w węźle k

Bilans mocy czynnej i biernej w węźle można zapisać przy pomocy następujących równań:

$$(1) \quad \begin{aligned} P_k &= P_{Gk} - P_{Lk} = \sum_{i \in N_k} P_{ki} \\ Q_k &= Q_{Gk} - Q_{Lk} = \sum_{i \in N_k} Q_{ki} \end{aligned}$$

Jeśli zastąpimy moc czynną i bierną w równaniu 1 przez wyrażenie dotyczące napięć, to otrzymamy układ równań obejmujący napięcia, moce czynne i bierne do węzła i konsumowane w węźle [3, 4]. Na podstawie terminologii z Rys. 1 otrzymujemy:

$$(2) \quad \begin{aligned} I_{ki} &= \frac{U_k - U_i}{R_{ki} + jX_{ki}} = Y_{ki}(U_k - U_i) = Y_{ki} \cdot e^{j\delta_k} (U_k \cdot e^{j\theta_k} - U_i \cdot e^{j\theta_i}) = \\ &= Y_{ki} \cdot U_k \cdot e^{j(\theta_k - \delta_k)} - Y_{ki} \cdot U_i \cdot e^{j(\theta_i + \delta_k)} \end{aligned}$$

stąd:

$$(3) \quad \underline{I}_{ki}^* = Y_{ki} \cdot U_k \cdot e^{j(-\theta_k - \delta_k)} - Y_{ki} \cdot U_i \cdot e^{j(-\theta_i - \delta_k)}$$

i dalej:

$$(4) \quad \begin{aligned} U_k \underline{I}_{ki}^* &= Y_{ki} U_k^2 \cdot e^{j(\theta_k - \theta_k - \delta_k)} - Y_{ki} U_k U_i \cdot e^{j(\theta_k - \theta_i - \delta_k)} = \\ &= Y_{ki} U_k^2 \cdot e^{j(-\delta_k)} - Y_{ki} U_k U_i \cdot e^{j(\theta_k - \theta_i - \delta_k)} \end{aligned}$$

Na podstawie układu równań:

$$(5) \quad \begin{cases} P_{ki} = \operatorname{Re}(\underline{S}_{ki}) = \operatorname{Re}(\underline{U}_k \underline{I}_{ki}^*) \\ Q_{ki} = \operatorname{Im}(\underline{S}_{ki}) = \operatorname{Im}(\underline{U}_k \underline{I}_{ki}^*) \end{cases}$$

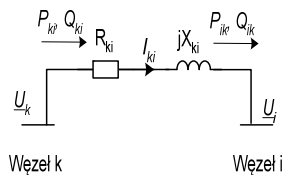
otrzymujemy:

$$(6) \quad \begin{cases} P_{ki} = Y_{ki} U_k^2 \cdot \cos(-\delta_k) - Y_{ki} U_k U_i \cdot \cos(\theta_k - \theta_i - \delta_k) \\ Q_{ki} = Y_{ki} U_k^2 \cdot \sin(-\delta_k) - Y_{ki} U_k U_i \cdot \sin(\theta_k - \theta_i - \delta_k) \end{cases}$$

Na podstawie równań 1 i 6 otrzymujemy zależności:

$$(7) \quad \begin{cases} P_{ki} = \sum_{i \in N_k} \{ Y_{ki} U_k^2 \cdot \cos(-\delta_{ki}) - Y_{ki} U_k U_i \cdot \cos(\theta_k - \theta_i - \delta_{ki}) \} \\ Q_{ki} = \sum_{i \in N_k} \{ Y_{ki} U_k^2 \cdot \sin(-\delta_{ki}) - Y_{ki} U_k U_i \cdot \sin(\theta_k - \theta_i - \delta_{ki}) \} \end{cases}$$

Równania 7 opisują związek między mocą czynną i bierną wprowadzaną do węzła oraz napięciami w węźle k i węzłach sąsiednich.



Rys. 2. Oznaczenia używane w obliczeniach rozptyłu mocy w gałęzi k_i

Układ równań (7) może być zapisany dla każdego z n węzłów sieci. Otrzymamy w ten sposób $2n$ równań. Z kolei stan każdego z węzłów opisany jest 4 zmiennymi co daje $4n$ zmiennych [4]:

- n mocy czynnych węzłowych P_k ;
- n mocy biernych węzłowych Q_k ;
- n modułów napięć U_k ;
- n kątów napięć θ_k .

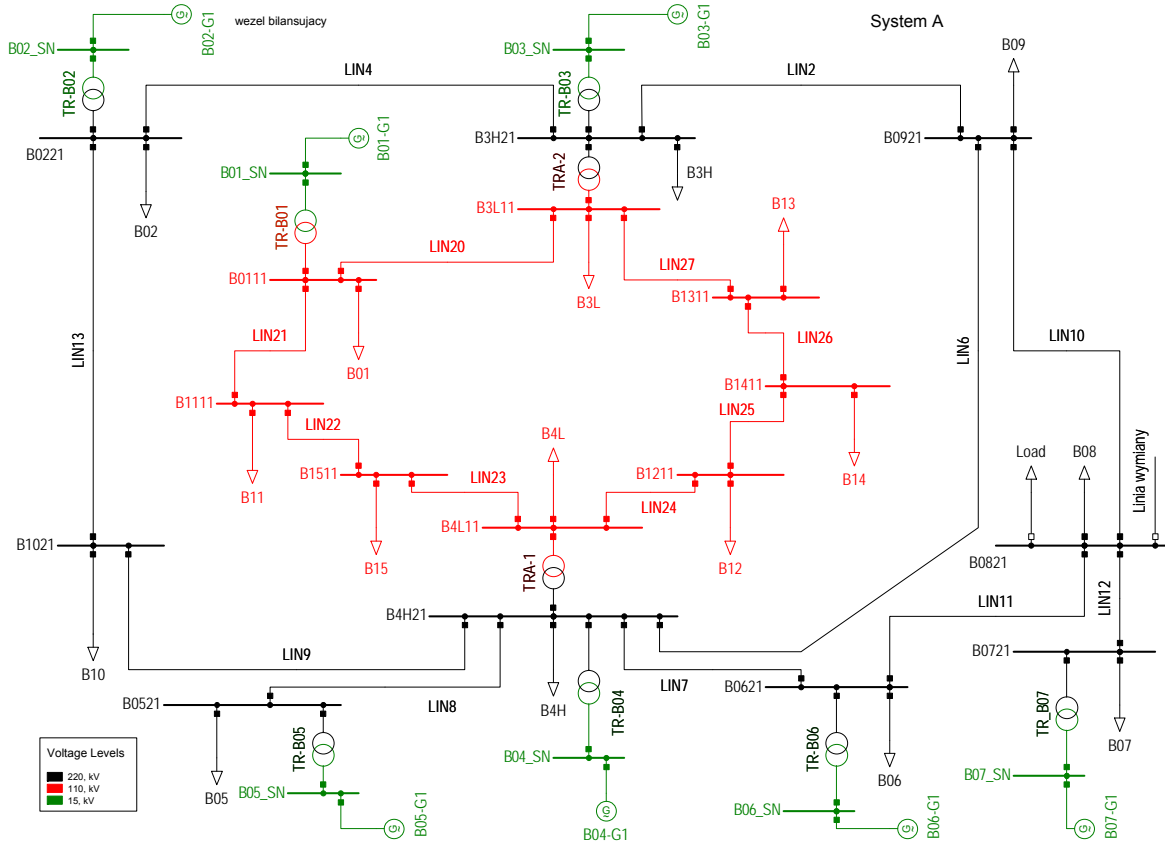
Dwie z tych zmiennych muszą być zadane dla każdego węzła żeby można było rozwiązać układ równań. W praktyce stosuje się trzy kombinacje zmiennych znanych i szukanych. Ma to związek z fizycznym charakterem węzłów w sieci:

- węzły odbiorcze PQ gdzie zadana jest wartość mocy czynnej i bierny pobieranej w węźle;
- węzły generatorowe PV, gdzie zadana jest moc czynna generowana i napięcie w węźle utrzymywane przez regulator napięcia generatora.

W praktyce węzły generatorowe mają jeszcze narzucone limity co do mocy bierny maksymalnej i minimalnej. Znane algorytmy obliczania rozptyłu mocy zakładają, że powinien być jeszcze jeden węzeł zwany węzłem bilansującym SL (ang. *slack bus*). Jako węzeł bilansujący w sieciach przesyłowych wybierany jest z reguły węzeł, do którego przyłączona jest duża elektrownia [5].

Przegląd metod i programów symulacyjnych do wyznaczania rozptyłu mocy

Na rynku można znaleźć dużą liczbę programów wykorzystywanych do szeroko rozumianych obliczeń energetycznych, w tym rozptyłu mocy. Do najpopularniejszych należą: PSS/E, EuroStag, PSCAD, PowerFactory, PowerWorld, MATLAB i SIMULINK, PSLF, ETAP Power Station oraz PLANS. W celu rozwiązania zadania rozptyłowego programy te wykorzystują różne, znane metody iteracyjne: metoda Gaussa, Gaussa-Seidla, klasyczna metoda Newtona-Raphsona, zmodyfikowana metoda Newtona, rozłączna metoda Newtona, Stotta, Warda-Hale'a oraz metody hybrydowe. Przedstawione metody różnią się szybkością obliczeń (liczbą iteracji) oraz zbieżnością. Niektóre programy wykorzystują w obliczeniach tzw. „start płaski”, to znaczy, że dla zerowego kroku iteracji przyjmuje się napięcia węzłowe równe wartościom znamionowym (czasami także wartości argumentów napięć zerowane). Obliczenia rozptyłu mocy są definiowane jako stan, w którym wszystkie zmienne i parametry są przyjmowane jako stałe w okresie obserwacji. Możemy ten stan traktować jako tzw. „snapshot” wykonany w danej chwili czasowej. Dodatkowo większość z przedstawionych powyżej programów pozwala na wybór wielu opcji dodatkowych w tym: limity mocy czynnych generatorów, limity mocy bierny generowanej, możliwość regulacji przekładni zaczepowej transformatorów, uwzględnienie podatności napięciowej odbiorów, sposób pokrycia deficytu mocy czynnej w systemie i wiele innych.



Rys. 3. Schemat sieci testowej CIGRE, w której przeprowadzono badania symulacyjne

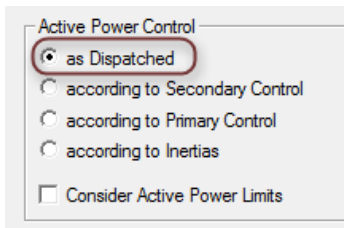
Opis programu Power Factory oraz systemu testowego

Do wykonania nakreślonego w artykule zadania został wykorzystany program Power Factory firmy DigSilent (**D**igital **S**imulator for **E**lectrical **N**etwork). Jego zaletą jest możliwość prowadzenia efektywnych analiz systemu elektroenergetycznego dla różnych obiektów energetycznych. Pozwala na przeprowadzenie praktycznie wszystkich obliczeń związanych z analizą pracy systemu elektroenergetycznego [6]. Jako system testowy wykorzystano system CIGRE składający się z 7 generatorów, 18 linii, 17 rozdzielni oraz 9 transformatorów (Rys. 3). W testowej sieci można wyróżnić napięcia 220, 110 kV oraz napięcia średnie w węzłach elektrownianych. Moc zainstalowana w systemie wynosi 2326 MW, generacja mocy czynnej to 1738,13 MW, a odbiór 1694 MW oraz odpowiednio generacja mocy biernej to 1050,81 Mvar, a odbiór 725,7 Mvar. Straty mocy czynnej przy domyślnych ustawienia programu wynoszą 44,18 MW, a mocy biernej 325,11 Mvar.

Sposób modelowania SEE w programie Power Factory dla potrzeb obliczeń rozpiływowych

Obliczenia rozpiływu mocy w programie Power Factory mogą być przeprowadzone z wykorzystaniem kilku metod (Rys. 4) [6]:

Według zadanego rozdziału (as dispatched): jeśli ta opcja jest zaznaczona, całkowity deficyt mocy zostaje pokryty przez jeden generator odniesienia czyli generator zainstalowany w węźle bilansującym (SL). Generator ten może być zdefiniowany przez użytkownika lub automatycznie ustala go program, jeśli żaden z generatorów nie ma statusu węzła bilansującego. Pozostałe generatory w systemie generują moc zgodnie z zadaną wartością.



Rys. 4. Warianty dotyczące sposobu ustalania wartości mocy czynnych w programie Power Factory

Według regulacji wtórnej (according to Secondary Control): jeśli występuje niezbilansowanie między planową wartością mocy czynnej każdej jednostki wytwórczej a obciążeniem, regulator pierwotny dostosowuje produkcję mocy czynnej każdej jednostki, co prowadzi do wzrostu lub zmniejszenia się częstotliwości (częstotliwość może być wówczas różna od znamionowej). Układ wtórnej regulacji częstotliwości sprowadza zatem częstotliwość z powrotem do jej wartości znamionowej. Jeśli opcja *regulacja wtórna* w zakładce *Active Power Control* jest zaznaczona, wybrane generatory (te z ustawionymi regulatorami częstotliwości - *Power Frequency Controllers*) ustalają bilans mocy czynnej w zależności od przypisanych współczynników uczestnictwa. Bilans mocy zostaje ustalony przez wszystkich wytwórców, których jednostki są wyposażone w regulację wtórną. Czyli udział w pokryciu deficytu mocy jest zgodny ze współczynnikiem udziału określonym w regulatorze wtórnym. Regulacja wtórna, zwana powszechnie automatyczną regulacją częstotliwości i mocy (ARCM) jest nadrzędną regulacją systemową. Regulator systemowy, wytwarza sygnał regulacyjny porównując zapotrzebowanie na moc i przesyła go za pośrednictwem łącz telemechaniki do lokalnych układów regulacji.

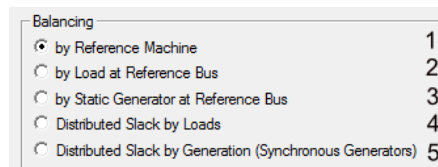
Według regulacji pierwotnej (according to Primary Control): krótko po zaburzeniu, regulatory jednostek biorących udział w regulacji pierwotnej zwiększa-

ją/zmniejszą moce turbin, tak więc częstotliwość jest zbliżona do jej wartości znamionowej. Zmiana mocy generatorów jest proporcjonalna do odchylenia częstotliwości i jest podzielona pomiędzy jednostki uczestniczące w regulacji w zależności od współczynnika K_{pf} (*Primary Frequency Bias* - [MW/Hz]) regulatorów pierwotnych. Jeśli opcja *regulacja pierwotna* w zakładce *Active Power Control* jest zaznaczona, bilans mocy jest ustalany przez wszystkie generatory posiadające regulator pierwotny z ustawionym parametrem K_{pf} . Czyli udział w pokryciu deficytu mocy czynnej jest ustalany na podstawie statyzmu poszczególnych jednostek wytwórczych. Regulacja pierwotna mocy jest to regulacja autonomiczna, realizowana przez właściwy dla każdego bloku układ regulacji, reagujący na zmiany częstotliwości w systemie.

Według bezwładności (according to Inertias): zaraz po zaburzeniu bilansu mocy nadwyżka mocy odbieranej nad wytwarzaną jest pokrywana z energii kinetycznej zgromadzonej w masach wirujących jednostek wytwórczych. Prowadzi to do hamowania wirników, a tym samym spadku częstotliwości systemu. Udział poszczególnych generatorów w pokryciu całego deficytu mocy jest proporcjonalny do ich współczynników bezwładności lub stałej czasowej (współczynnik określony w zakładce RMS-Simulation generatora synchronicznego).

Na rysunku 4 widoczna jest także opcja związana z ograniczeniami technicznymi generacji mocy czynnej (*Consider Active Power Limits*). Po wybraniu tej opcji będą uwzględniane limity mocy czynnych dla generatorów biorących udział w utrzymaniu bilansu mocy w systemie. Opcję tą włączono we wszystkich opisanych poniżej badaniach symulacyjnych. Opcja kontroli limitów mocy biernej również została włączona [7, 9].

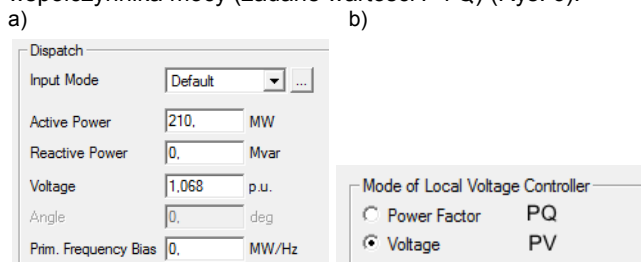
We wszystkich opisanych poniżej badaniach symulacyjnych wykorzystano opcję **według zadanego rozdziału (as dispatched)**, która może być traktowana jako „tradycyjna” metoda obliczania rozpiływów mocy stosowana w wielu wspomnianych już powyżej programach. Warto jednak zwrócić uwagę na fakt, że to tradycyjne podejście, wykorzystujące generator bilansujący do zapewnienia bilansu mocy czynnej, można w programie Power Factory wzbogacić o inne mechanizmy bilansowania, które lepiej odwzorowują rzeczywiste zachowanie się sieci przesyłowej (Rys. 5).



Rys. 5. Warianty dotyczące sposobu pokrywania deficytu mocy czynnej w programie Power Factory

Warianty obliczeniowe, których utworzenie miało na celu ocenę wpływu węzła bilansującego oraz sposobu pokrywania deficytu mocy czynnej na wyniki obliczeń rozpiływowych bazują na opcjach zaprezentowanych na Rys. 5. W praktyce wykorzystano opcję nr 1 (*by Reference Machine* - **wariant 1**) jako metodę tradycyjną, w której deficyt mocy czynnej pokrywany jest przez generator zainstalowany w węźle bilansującym. Jako alternatywę wybrano opcję nr 5 (*Distributed Slack by Generation* - **wariant 2**), która zakłada, że deficyt mocy pokrywany jest przez wszystkie generatory synchroniczne zainstalowane w systemie. Opcje obliczeniowe dostępne w programie Power Factory dotyczą nie tylko bilansu mocy czynnej, ale obejmują także zagadnienia związane z mocą bierną i kontrolą napięcia w wybranych węzłach systemu. W obliczeniach rozpiływowych, regulator napięcia ma zadaną wartość, którą można ustawić ręcznie jeżeli typ węzła

określony jest jako PV. Dla węzła PQ ustalana jest wartość współczynnika mocy (zadane wartości P i Q) (Rys. 6).



Rys. 6. Opcje dotyczące analizy rozplywu mocy dla generatora synchronicznego a) parametry regulatora b) definicja typu węzła

Gdy na wspólne szyny pracuje większa liczba generatorów, można zdefiniować grupowy układ regulacji napięcia. Ten układ regulacji łączy w sobie kilka źródeł mocy biernej do kontroli napięcia w danym węźle wytwórczym.

Wyniki symulacji - pojedynczy system

Symulację przeprowadzono dla pojedynczego systemu testowego A (Rys. 3).

a) System A (**wariant 1a**) – węzeł bilansujący B0221, bilans mocy bez zakłóceń (**a** - stan początkowy). Dla tak skonfigurowanych opcji rozwiązania zadania rozplywowego uzyskano wyniki przedstawione w tabelach 1 i 2.

Tabela 1. Generacja wszystkich bloków dla systemu A - wariant 1a

Name	Grid	Bus T.	Active Power MW	Reactive Power Mvar	Apparent Power MVA	App.Pow. MVA	u. Magnitude p.u.
B01-G1	System A	PV	110,00	80,01	136,0231	150,	1,045
B02-G1	System A	SL	288,18	176,21	337,7832	426,	1,091
B03-G1	System A	PV	210,00	188,48	282,1767	242,	1,068
B04-G1	System A	PV	450,00	272,10	525,8691	588,	1,040
B05-G1	System A	PV	210,00	85,91	226,8944	252,	1,105
B06-G1	System A	PV	320,00	171,09	362,8658	426,	1,100
B07-G1	System A	PV	150,00	77,01	168,6137	242,	1,100

Tabela 2. Sumaryczne wyniki symulacji dla systemu A - wariant 1a

Generation	=	1738,18	MW	1050,81	Mvar
External Infeed	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Load P(U)	=	1694,00	MW	725,70	Mvar
Load P(Un)	=	1694,00	MW	725,70	Mvar
Load P(Un-U)	=	-0,00	MW	0,00	Mvar
Motor Load	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Grid Losses	=	44,18	MW	325,11	Mvar

b) System A (**wariant 1b**) – węzeł bilansujący B0221, bilans mocy zakłócony, w węźle B0821 zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar (**b** – zaburzony bilans mocy). Dla tak skonfigurowanych opcji rozwiązania zadania rozplywowego uzyskano wyniki przedstawione w tabelach 3 i 4.

Tabela 3. Generacja wszystkich bloków dla systemu A - wariant 1b

Name	Grid	Bus T.	Active Power MW	Reactive Power Mvar	Apparent Power MVA	App.Pow. MVA	u. Magnitude p.u.
B01-G1	System A	PV	110,00	86,67	140,0426	150,	1,045
B02-G1	System A	SL	396,47	225,05	455,8854	426,	1,091
B03-G1	System A	PV	210,00	221,73	305,3897	242,	1,068
B04-G1	System A	PV	450,00	292,50	536,7068	588,	1,040
B05-G1	System A	PV	210,00	88,65	227,9453	252,	1,105
B06-G1	System A	PV	320,00	212,96	384,3831	426,	1,100
B07-G1	System A	PV	150,00	99,03	179,7414	242,	1,100

Tabela 4. Sumaryczne wyniki symulacji dla systemu A - wariant 1b

Generation	=	1846,47	MW	1226,58	Mvar
External Infeed	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Load P(U)	=	1794,00	MW	765,70	Mvar
Load P(Un)	=	1794,00	MW	765,70	Mvar
Load P(Un-U)	=	-0,00	MW	0,00	Mvar
Motor Load	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Grid Losses	=	52,47	MW	460,88	Mvar

Węzeł bilansujący generuje teraz 396,5 MW i 225,1 Mvar, pozostałe źródła bez zmian. W tym przypadku zadany wzrost obciążenia został pokryty w całości przez węzeł bilansujący. Wzrosły straty mocy czynnej o prawie 19% i straty mocy biernej o ponad 41 % (wzrosło także obciążenie, ale tylko o ok. 6% dla mocy czynnej i 5,5% dla mocy biernej) [8]. Generator bilansujący zwiększył

produkcję o 108,3 MW (37,6%) co pokrywa wzrost obciążenia o 100 MW oraz wzrost strat o 8,3 MW. W węźle bilansującym wzrosła również generacja mocy biernej o ponad 27 % (48,8 Mvar). Produkcja mocy biernej zmieniła się również w pozostałych generatorach. Ponadto zmienia się rozpyły prądów, szczególnie w gałęziach w pobliżu węzła bilansującego (w linii LIN4 obciążenie wzrosło nawet o 55 % oraz w linii LIN13 o 21%) – tabela 5. Wzrost obciążenia linii LIN11 jest spowodowany wzrostem mocy odbioru przyłączonego do węzła B08221. Zmiany napięć w obu wariantach nie były duże – maksymalna, zaobserwowana zmiana napięcia w węzłach B0821 i B0921 wyniosła poniżej 4 %. Oczywiście napięcia w węzłach elektrownianych nie uległy zmianie.

Tabela 5. Zmiana stopnia obciążenia wybranych linii w wyniku zaburzenia bilansu mocy w systemie (porównanie wariantu 1b w stosunku do wariantu 1a)

Name	Grid	Terminal i Busbar	Terminal j Busbar	Active Power Terminal i in %	Reactive Power Terminal i in %	Loading %
LIN4	System A	B0221	B3H21	69,360769	56,809848	54,51855
LIN11	System A	B0621	B0821	24,305785	35,422580	27,07432
LIN13	System A	B0221	B1021	25,899628	13,593854	21,02142
LIN2	System A	B0921	B3H21	20,368904	-17,352383	19,99630
LIN26	System A	B1311	B1411	37,186239	-12,351009	11,61395
LIN6	System A	B4H21	B0921	8,343564	22,828725	11,11812
LIN22	System A	B1511	B1111	41,933549	-4,175324	9,21739
LIN27	System A	B3L11	B1311	14,733655	-7,369861	8,88472
LIN12	System A	B0721	B0821	-0,016550	36,945051	8,24538
LIN21	System A	B1111	B0111	10,016524	-1,979851	6,75247

Zastanawiający jest fakt, że zaburzenie bilansu mocy, które miało miejsce w węźle B0821 spowodowało wzrost generacji w odległym generatorze w stacji B0221. Czy takie zachowanie zaobserwowano by w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym?

Inną możliwością rozwiązania zadania rozplywowego jest pokrycie zapotrzebowania na moc czynną (również zmian w stosunku do stanu normalnego) przez wszystkie generatory pracujące w systemie (opcja *Distributed Slack by Generation* w programie Power Factory - **wariant 2**).

c) System A (**wariant 2a**) – bilans mocy bez zakłóceń (**a** - stan początkowy).

Przy badaniu stanu początkowego (bez zaburzenia bilansu mocy) warianty 1a i 2a niczym się nie różnią.

d) System A (**wariant 2b**) – bilans mocy zakłócony, w węźle B0821, zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar (**b** – zaburzony bilans mocy). Dla tak skonfigurowanych opcji rozwiązania zadania rozplywowego uzyskano wyniki przedstawione w tabelach 5 i 6.

Tabela 5. Generacja wszystkich bloków dla systemu A - wariant 2b

Name	Grid	Bus T.	Active Power MW	Reactive Power Mvar	Apparent Power MVA	App.Pow. MVA	u. Magnitude p.u.
B01-G1	System A	PV	116,66	84,30	143,9365	150,	1,045
B02-G1	System A	SL	305,64	187,04	358,3307	426,	1,091
B03-G1	System A	PV	222,72	207,12	304,1485	242,	1,068
B04-G1	System A	PV	477,26	292,47	569,7497	588,	1,040
B05-G1	System A	PV	222,72	91,69	240,86	252,	1,105
B06-G1	System A	PV	339,39	215,89	402,2337	426,	1,100
B07-G1	System A	PV	159,09	101,18	188,5352	242,	1,100

Tabela 6. Sumaryczne wyniki symulacji dla systemu A - wariant 2b

Generation	=	1843,49	MW	1179,70	Mvar
External Infeed	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Load P(U)	=	1794,00	MW	765,70	Mvar
Load P(Un)	=	1794,00	MW	765,70	Mvar
Load P(Un-U)	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Motor Load	=	0,00	MW	0,00	Mvar
Grid Losses	=	49,49	MW	414,00	Mvar

Jak widać z powyższych wyników symulacji, obecnie wszystkie generatory pokryły wzrost mocy w systemie proporcjonalnie do mocy generowanych przed zakłóceniem bilansu (Tabela 7). W wyniku wzrostu obciążenia wzrosły również straty, jednak wzrost ten jest znacznie mniejszy niż w wariantcie 1b (straty mocy czynnej wzrosły o 12 % a straty mocy biernej o 27 %).

Tabela 7. Porównanie badanych wariantów pod kątem pokrycia zaburzenia mocy w systemie A (zmiany generacji mocy czynnej)

generator	wariant 1a	wariant 1b	wariant 5a	wariant 5b	5b - 5a	5b - 5a
	MW	MW	MW	MW	MW	%
B01-G1	110	110	110	116,66	6,66	6,05%
B02-G1	288,18	396,47	288,18	305,64	17,46	6,06%
B03-G1	210	210	210	222,72	12,72	6,06%
B04-G1	450	450	450	477,26	27,26	6,06%
B05-G1	210	210	210	222,72	12,72	6,06%
B06-G1	320	320	320	339,39	19,39	6,06%
B07-G1	150	150	150	159,09	9,09	6,06%

Proporcjonalny sposób pokrycia wzrostu obciążenia w systemie wpłynął na zupełnie inny rozptył mocy w poszczególnych liniach. Obecnie (wariant 2b) największy wzrost mocy nastąpił w sposób naturalny w linii LIN11, która jest zlokalizowana najbliżej węzła, w którym wzrosło obciążenie.

Tabela 8. Zmiana stopnia obciążenia wybranych linii w wyniku zaburzenia bilansu mocy w systemie (porównanie wariantu 2b w stosunku do wariantu 2a)

Name	Grid	Terminal i Busbar	Terminal j Busbar	Active Power Terminal i in %	Reactive Power Terminal i in %	Loading %	Capacitive Loading %
LIN11	System A	B0621	B0821	26,358410	36,603416	28,910497	-4,626723
LIN20	System A	B0111	B3L11	13,252667	30,356165	15,163395	-0,908047
LIN12	System A	B0721	B0821	6,709757	38,330278	13,082617	-4,491446
LIN2	System A	B0921	B3H21	11,958867	-4,809969	12,906849	-3,349842
LIN6	System A	B4H21	B0921	10,784246	19,268269	11,575306	-3,202056
LIN4	System A	B0221	B3H21	11,679207	26,152119	10,236556	-1,061792
LIN8	System A	B0521	B4H21	6,482959	5,563426	6,147290	-0,554445
LIN22	System A	B1511	B1111	20,451810	-0,441007	5,335672	-0,755467
LIN21	System A	B1111	B0111	4,889251	0,034059	3,642602	-0,651233
LIN13	System A	B0221	B1021	3,959045	2,601245	3,396449	-0,751992

Z przedstawionych wyników symulacji wynika duża zmienność generacji mocy bloków oraz obciążenia linii. Wybór metody obliczeniowej ma istotny wpływ na ocenę wyników symulacji.

Wyniki symulacji dla dwóch systemów A i B

Kolejne testy przeprowadzono dla dwóch podsystemów. Sieć została zbudowana z dwóch identycznych systemów testowych CIGRE. Oba systemy połączono linią wymiany o długości 100 km o typowych parametrach (linia łączy węzły B0821 obu systemów). W programie Power Factory istnieje możliwość zdefiniowania tylko jednego węzła bilansującego dla całego systemu (dotyczy opcji 1 na Rys. 5).

e) System A i B (**wariant 1a**) – węzeł bilansujący B0221 znajduje się w systemie A, bilans mocy bez zakłóceń (**a** - stan początkowy). Generatory w obu systemach pokrywały własne zapotrzebowanie na moc czynną i bierną. Linią wymiany płynęła tylko niewielka moc bierna wynikająca z mocy ładowania linii i strat jałowych – 9,5 Mvar.

f) System A i B (**wariant 1b**) – węzeł bilansujący B0221 zlokalizowano w systemie A, bilans mocy zakłócony w węźle B0821 systemu A zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar (**b** – zaburzony bilans mocy w systemie A). Wzrost obciążenia nastąpił w systemie, w którym zdefiniowano węzeł bilansujący. Doprowadził on do zaburzenia bilansu mocy, pokrycie tego deficytu realizowane jest przez węzeł bilansujący (wzrost mocy generowanej przez G2 systemu A do wartości 396 MW). Linią wymiany płynie niewielka moc czynna równa 0,72 MW oraz moc bierna na poziomie 27,2 Mvar. Rozptył mocy w systemie B praktycznie się nie zmienił.

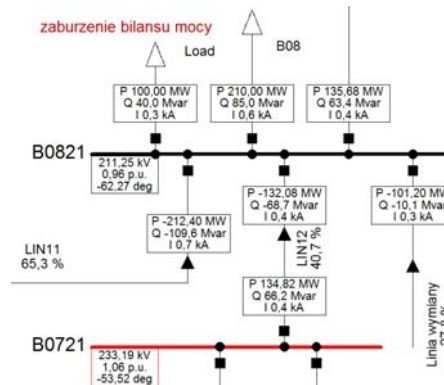
g) System A i B (**wariant 1c**) – węzeł bilansujący B0221 znajduje się w systemie A, bilans mocy zakłócony, w węźle B0821 systemu B, zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar (**c** – zaburzony bilans mocy w systemie B). Wzrost obciążenia nastąpił w systemie B, czyli w systemie w którym nie zdefiniowano węzła bilansującego. Wzrost obciążenia w systemie B doprowadził do zaburzenia bilansu mocy, jednak pokrycie tego deficytu realizowane jest nadal przez węzeł bilansujący (wzrost mocy generowanej przez

G2 systemu A do wartości 396 MW). Linią wymiany dopływa do systemu B moc czynna równa 101,58 MW, moc bierna na poziomie 9,9 Mvar. Zaburzenie bilansu mocy, które miało miejsce w węźle B0821 systemu B, spowodowało wzrost generacji w odległym generatorze w stacji B0221 systemu A. Powoduje to znaczny wzrost obciążenia linii wyprowadzających moc z tej elektrowni (LIN4 i LIN13) – Tabela 9.

Tabela 9. Zwiększone przepływy mocy liniami zlokalizowanymi w pobliżu węzła bilansującego systemu A

Name	Grid	Terminal i Busbar	Terminal j Busbar	Active Power Terminal i in %	Reactive Power Terminal i in %	Loading %
LIN4	System A	B0221	B3H21	70,373764	48,902894	54,65556
LIN11	System A	B0621	B0821	25,032774	15,193464	22,75412
LIN13	System A	B0221	B1021	26,173854	13,113476	20,98917
LIN2	System A	B0921	B3H21	20,701054	-22,053330	18,10747
LIN26	System A	B1311	B1411	38,082864	-11,476114	12,18756
LIN27	System A	B3L11	B1311	15,092724	-6,794015	9,05928
LIN22	System A	B1511	B1111	43,012034	-5,075176	8,82616
LIN6	System A	B4H21	B0921	7,791904	15,165355	8,62494

Deficyt mocy powstały w systemie B powoduje zwiększony przepływ mocy w systemie A – rośnie moc wymiany. W systemie B rozptył mocy zmienił się nieznacznie – wzrost zapotrzebowania (Load) pokrywany jest bezpośrednio linią wymiany – Rys. 7.



Rys. 7. Zmiana rozptyłu mocy w pobliżu węzła B0821 systemu B

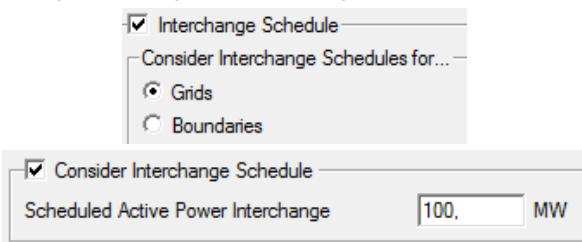
Tabela 10. Zmiany generacji w obu systemach (porównanie wariantu 2c w stosunku do wariantu 1c)

Name	Grid	Bus T.	Active Power %	Reactive Power %	Apparent Power %
B01-G1	System B	PV	2,98	0,81	2,242662
B01-G1	System A	PV	2,98	-4,30	0,329963
B02-G1	System B	PV	2,98	1,65	2,617547
B02-G1	System A	SL	-25,19	-18,95	-23,653581
B03-G1	System B	PV	2,98	1,60	2,354757
B03-G1	System A	PV	2,98	-9,41	-3,130668
B04-G1	System B	PV	2,98	0,57	2,311956
B04-G1	System A	PV	2,98	-1,95	1,613948
B05-G1	System B	PV	2,98	1,93	2,830133
B05-G1	System A	PV	2,98	0,83	2,669751
B06-G1	System B	PV	2,98	0,04	2,214242
B06-G1	System A	PV	2,98	-2,10	1,748017
B07-G1	System B	PV	2,98	-0,50	2,091400
B07-G1	System A	PV	2,98	-0,81	2,121707

h) System A i B (**wariant 2c**) – bilans mocy zakłócony, w węźle B0821 systemu B zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar (**c** – zaburzony bilans mocy w systemie B). Wszystkie generatory systemu A i B pokryły wzrost mocy w węźle B0821 systemu B proporcjonalnie do mocy generowanych przed zakłóceniem bilansu. W wyniku równomiernego wzrostu generacji, nie zaobserwowano nienaturalnego wzrostu obciążenia w liniach obu systemów. Linią wymiany dopływa do systemu B około 50 MW (w wariantcie 1c było to ponad 100 MW). Zmniejszyły się również straty mocy czynnej i biernej. Zmiany poziomów napięć w węzłach są nieznaczne.

Kolejną metodą rozwiązania zadania rozptyłowego jest możliwość analizy dwóch podsystemów z kontrolą mocy

wymiany pomiędzy nimi (*Interchange Schedule*). Jej zadaniem jest „zmuszenie” programu do utrzymania mocy wymiany na zadanym poziomie (Rys. 8).



Rys. 8. Opcje dotyczące utrzymania mocy wymiany

h) System A i B (variant 2d) – bilans mocy zakłócony, w węzle B0821 systemu A zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar, (*d* - zaburzony bilans mocy w systemie A, moc wymiany ustalona jest na poziomie 100 MW – eksport mocy do systemu B). Zadana wymiana wynosi 100 MW, stąd linią wymiany płynnie nadal 100 MW pokrywane przez system A. Rozdział obciążenia następuje tylko w systemie A z uwagi na dotrzymanie zadanego salda wymiany.

i) System A i B (variant 2e) – bilans mocy zakłócony, w węzle B0821 systemu A zwiększyło się obciążenie o 100 MW i 40 Mvar, (*e* - zaburzony bilans mocy w systemie A, moc wymiany ustalona jest na poziomie 100 MW – eksport mocy do systemu A).

Tabela 11. Zmiany obciążeń liniami powodowane zmianą mocy wymiany (porównanie wariantu 2d w stosunku do wariantu 2e)

Name	Grid	Terminal i Busbar	Terminal j Busbar	Active Power Terminal i in %	Reactive Power Terminal i in %	Loading %
LIN7	System B	B0621	B4H21	249,166654	-2,321074	93,02207
LIN10	System B	B0821	B0921	68,037279	17,317814	42,79347
LIN11	System A	B0621	B0821	54,484703	8,094792	41,73556
LIN23	System B	B4L11	B1511	32,857391	10,787079	28,05408
LIN20	System A	B0111	B3L11	23,585008	30,064093	24,39942
LIN2	System A	B0921	B3H21	22,958974	-21,551217	19,90601
LIN25	System B	B1411	B1211	21,392230	15,844707	19,07028
LIN4	System A	B0221	B3H21	22,411353	29,693582	18,03159
LIN6	System A	B4H21	B0921	19,085647	18,325722	16,32380
LIN8	System A	B0521	B4H21	12,885277	7,381918	11,77203
LIN12	System A	B0721	B0821	13,365628	8,159105	10,94788
LIN22	System A	B1111	B1111	45,273308	-2,996605	10,60160
Linia wymiany	System A	B0821	B0821	-201,736587	303,095775	9,81123
LIN24	System B	B1211	B4L11	8,278848	101,508610	8,36205
LIN7	System A	B0621	B4H21	-111,120363	80,407244	-34,07818
LIN11	System B	B0621	B0821	-42,393058	5,286231	-30,33900
LIN10	System A	B0821	B0921	-50,825604	-3,120010	-28,82415
LIN23	System A	B4L11	B1511	-28,679543	-5,470010	-22,36704
LIN20	System B	B0111	B3L11	-20,217450	-6,600793	-18,54390
LIN25	System A	B1411	B1211	-19,467953	-16,877986	-17,67356
LIN4	System B	B0221	B3H21	-19,648292	-10,729077	-14,39686
LIN2	System B	B0921	B3H21	-20,409786	29,414847	-13,82914
LIN6	System B	B4H21	B0921	-16,474102	-4,547013	-10,92908
LIN8	System B	B0521	B4H21	-11,710354	-2,535086	-10,11133
LIN24	System A	B1211	B4L11	-8,014888	-58,289951	-7,76359

Wyniki prezentowane w tabeli 11 pokazują istotną zmianę obciążeń linii w obu systemach w zależności od zadeklarowanej mocy wymiany.

Podsumowanie

W przypadku wykorzystania zaawansowanych programów obliczeniowych z dużą liczbą opcji symulacyjnych należy zastanowić się, jak każda opcja programu wpływa na wyniki symulacji. Jak wynika z rysunków 4, 5, 6 i 8 program Power Factory ma bardzo dużą liczbę opcji obliczeniowych (nie wszystkie opcje zostały wykorzystane w symulacjach przedstawionych w artykule). W prowadzonych analizach (np. ekspertyzy przyłączeniowe), w których istotnym elementem oceny są przeciążenia prądowe gałęzi oraz przekroczenia napięciowe w węzłach, wybór niewłaściwej opcji obliczeniowej może pociągać za sobą zafalszowanie rzeczywistych wyników. Ocena pracy linii pod kątem przeciążeń może prowadzić do zupełnie innych wniosków w przypadku wyboru niewłaściwej, oderwanej od rzeczywistości metody obliczeniowej. W niektórych

przypadkach rozbieżności w obciążeniu linii wynosiły kilkadziesiąt procent. Zmiany obciążenia linii są oczywiste z uwagi na inny sposób pokrycia zapotrzebowania na moc czynną. Wybór opcji obliczeniowych związanych z rozpięciem mocy ma mniejszy wpływ na parametry napięciowe. Zmiany napięć spowodowane wyborem różnych opcji symulacyjnych nie przekroczyły 2,5%. Jest to spowodowane tym, iż w opisywanych wariantach nie zmieniał się sposób pokrycia zapotrzebowania na moc bierną, również nie zmieniły się poziomy napięć ustalone na regulatorach, ani typy węzłów. W przeprowadzonej analizie nie uwzględniano także regulacji przekładni zaczepowej transformatorów oraz podatności napięciowej odbiorów. Pokrycie deficytu mocy czynnej przez jeden generator w systemie (węzeł bilansujący) nie jest najlepszym rozwiązaniem. Wzrost obciążenia w jednej części systemu może powodować wzrost generacji w nie rzadko odległym generatorze wytypowanym jako węzeł bilansujący. Dla sieci krajowej przy ustawionym węzle bilansującym w elektrowni Bełchatów i wzroście obciążenia w zachodniej części KSE o 500 MW, następuje znaczny wzrost mocy generowanej przez węzeł bilansujący. Rośnie obciążenie linii wyprowadzania mocy ze stacji Rogowiec, w niektórych liniach nawet o ponad 20% (w stosunku do opcji pokrycia deficytu przez wszystkie generatory). Przepływy w liniach przesyłowych zlokalizowanych we wschodniej części KSE nie zmieniają się. Wynika stąd wniosek, że wykorzystanie pojedynczego węzła bilansującego nie wprowadza istotnych różnic, jeżeli węzeł bilansujący jest w znacznej odległości od analizowanego obszaru zainteresowania. Zwiększone przepływy w odległych gałęziach nie wpływają na wyniki symulacji i wnioski dotyczące przekroczeń prądowych i napięciowych. W przypadku lokalizacji węzła bilansującego poza granicą kraju (praktyka często stosowana) nadal pojawia się problem utrzymania salda wymiany międzynarodowej. Wtedy najlepszym rozwiązaniem jest ustawienie opcji pokrycia deficytu mocy przez wszystkie generatory oraz ustawienie zadeklarowanej mocy wymiany.

LITERATURA

- [1] Brożek J., Jedynak P.: Komputerowe metody analizy rozpięć mocy w układach elektroenergetycznych. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 25. Gdańsk 2008.
- [2] Kremens Z., Sobierajski M.: Analiza systemów elektroenergetycznych, Warszawa 1996.
- [3] Machowski J., Bumby R., Bialek J.: Power System Dynamics: Stability and Control. John Wiley & Sons, Chichester, New York, 2008, 2009.
- [4] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [5] Expósito A., Ramos J.: Slack Bus Selection to Minimize the System Power Imbalance in Load-Flow Studies. IEEE Transactions on power systems. p. 987-994, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [6] Dokumentacja techniczna programu Power Factory, v.15.02.
- [7] Wanczer M., Miller P.: Metody badania stabilności SEE w planowaniu długoterminowym rozwoju KSE. Rynek Energii Elektrycznej. Nr 3 (106), czerwiec 2013. s.39-44.
- [8] Wanczer M., Kacejko P.: Minimization of active power losses in a power transmission system – selected aspects of the computation problem scope. Computer Applications in Electrical Engineering. Poznań 2012. Vol-10, s. 254 – 263.
- [9] Machowski J., Kacejko P., Robak S., Miller P., Wanczer M.: Analizy systemu elektroenergetycznego w średniookresowym planowaniu rozwoju. Przegląd Elektrotechniczny. Nr 6/2013.

Autorzy:

Marek Wanczer, Piotr Miller Politechnika Lubelska,
ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail:
m.wanczer@pollub.pl, p.miller@pollub.pl