

Analiza modelowa ograniczeń przesyłowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Streszczenie. Poprawna i bezpieczna praca systemu elektroenergetycznego wymaga dotrzymania szeregu ograniczeń wynikających ze względów fizycznych a także ekonomicznych. W artykule przedstawiono podejście do modelowania i analizy ograniczeń przesyłowych za pomocą optymalnego rozptywu mocy. Opisano podstawowe modelowane ograniczenia i zaprezentowano wyniki dla kilku wariantów analizy rozwojowej w obszarze sieci przesyłowej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Abstract. Efficient and safe operation of the power system requires keeping a number of constraints arising from physical as well as economic reasons. The paper presents an approach for modeling and analysis of transmission constraints using the optimal power flow. It describes basic modelling of limits and presents the results for several variants of the analysis of transmission grid development of the National Power System. (*Model Analysis of Transmission Constraints in Polish Power System*).

Słowa kluczowe: ograniczenia przesyłowe, ograniczenia elektrowniane, optymalny rozptyw mocy, planowanie długoterminowe.

Keywords: transmission constraint, power generation constraint, optimal power flow, long term planning.

Wstęp

Funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) zarówno w horyzoncie operacyjnym jak i planistycznym wiąże się z identyfikacją i likwidacją ograniczeń przesyłowych. Źródłem tych ograniczeń są fizyczne i handlowe uwarunkowania związane z wykorzystaniem urządzeń przesyłowych oraz urządzeń wytwórczych. Skutkiem występowania ograniczeń przesyłowych są dodatkowe koszty, które wpływają na konkurencyjność energii elektrycznej podrażając jej cenę. Podejmowane zatem przez operatora systemu działania zmierzają do ograniczenia bądź likwidacji kosztów ograniczeń przesyłowych.

Powyższe zadanie łączy w sobie cechy analizy wykorzystującej fizyczne relacje elementów układów elektrycznych (ma charakter „techniczny”) oraz uwzględnia zarazem zasady ekonomiki ich działania, co można określić wypadkowo jako analizę techniczno-ekonomiczną pracy systemu elektroenergetycznego. Do tego typu analiz opracowano problem sieciowy zwany optymalnym rozptywem mocy (Optimal Power Flow) [1]. Z uwagi na zakres zadania algorytm OPF oprócz wejściowych standardowych danych technicznych (takich jak w zadaniu rozptywowym) uwzględnia również dane ekonomiczne zawierające modele kosztów wytwarzania oraz jednostkowe koszty generacji, koszty energii niedostarczonej, koszty środowiskowe, koszty transportu paliwa, krzywe sprawności (zużycia paliwa), wartość opałową paliwa, koszty rozruchu oraz jednostkowe koszty przeciążeń. Taki szeroki zakres danych uprawnia do rozważenia w przeprowadzanej analizie zarówno obszaru pracy systemu elektroenergetycznego jak i jego ograniczeń brzegowych. Nakładane na obszar rozwiązań dopuszczalnych ograniczenia pozwalają na odwzorowanie rzeczywistych zakresów parametrów, tak sieciowych jak i elektrownianych. W efekcie rozwiązanie uzyskane w ramach realizacji algorytmu OPF nie tylko zapewnia, że spełnione są wszystkie zdefiniowane przez użytkownika ograniczenia techniczne (zakresy pracy jednostek wytwórczych, dopuszczalne obciążalności gałęzi) ale również, iż zostanie to uczynione po najmniejszym możliwym koszcie.

Optymalizacja kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w danym stanie pokrywa się z funkcją celu algorytmu OPF. Algorytm obliczeniowy OPF ma za zadanie pokryć występujące w badanym stanie zapotrzebowanie na moc (energię elektryczną) według kryterium kosztowego, tj. w pierwszej kolejności produkcją

z dostępnych najtańszych źródeł. Przesunięcie produkcji ze źródeł tańszych do droższych następuje w przypadku, gdy stają się aktywne ograniczenia obszaru dopuszczalnego rozwiązania, tj. w wykorzystywanym zadaniu OPF aktywizują się ograniczenia nierównościowe w postaci dopuszczalnych przepływów gałęziowych oraz dopuszczalnych zakresów pracy jednostek wytwórczych. W porównaniu do klasycznego rozwiązania problemu rozptywowego, w którym nie uwzględnia się ekonomiki źródeł można w ten sposób osiągnąć znaczące korzyści finansowe, tj. efektywniej przygotować układy pracy. Dodatkowo w klasycznym algorytmie rozptywowym bardzo ograniczona jest funkcja kary i występowanie ograniczeń nie warunkuje rozwiązania (zwykle jest sygnalizowane w wynikach) czego unika się w przypadku analiz techniczno-ekonomicznych.

Sformułowanie zadania obliczeniowego

Prowadzenie pracy systemu elektroenergetycznego wymaga sformułowania funkcji celu analizy techniczno-ekonomicznej. W praktyce postępowanie zgodne z funkcją celu zwykle powoduje poruszanie się po granicach obszaru rozwiązań dopuszczalnych. Oznacza to, że dobierana praca źródeł (maksymalizowana generacja o niskich kosztach i minimalizowana generacja o wysokich kosztach) prowadzi do obciążania gałęzi w granicach dopuszczalnej obciążalności. Przy wzroście zapotrzebowania dochowane zostają ograniczenia gałęziowe, aż do wyczerpania zdolności przesyłowej. Wyczerpanie zdolności przesyłowej jest kompromisem rozwiązania ekonomicznie drogiego (o wysokich kosztach) i technicznie realizowalnego (w obszarze dopuszczalnych parametrów).

Ogólne sformułowanie problemu OPF przyjmowane jest w postaci zadania optymalizacji [1]:

$$(1) \quad \min \{c \cdot x\}$$

przy uwzględnieniu warunków ograniczających:

$$(2) \quad \begin{aligned} A \cdot x &\leq b \\ x &\geq 0 \end{aligned}$$

W powyższej funkcji celu, c odpowiada wektorowi kosztów a x jest wektorem zawierającym zmienne decyzyjne problemu, A jest macierzą składającą się z ograniczeń problemu optymalizującego, w której każda kolumna jest powiązana ze zmienną decyzyjną, a każdy wiersz jest

powiązany z ograniczeniem. Macierz A jest macierzą rzadką, to znaczy, że większość jej elementów stanowią zera. Charakter tego zadania związany jest z niektórymi ze zmiennych decyzyjnych, które mogą przyjmować wartości wyłącznie całkowite. W ogólności funkcja celu (koszt całkowity) związana z funkcjonowaniem i rozwojem KSE może zostać w ogólności zdekomponowana na 2 składniki, a mianowicie na inwestycje (rozwój) oraz na eksploatację (koszt generacji). Decyzje inwestycyjne są zmiennymi decyzyjnymi binarnymi (budować bądź nie budować), natomiast zmienne decyzyjne powiązane z kosztem wytwarzania mają w większości charakter ciągły.

Ograniczenia funkcjonowania KSE

Funkcja celu nakreślona dla danego problemu funkcjonowania i rozwoju KSE jest rozwiązywana przy uwzględnieniu ograniczeń równościowych i nierównościowych. Poniżej przedstawiono podstawowe grupy tych ograniczeń, które odnoszą się zarówno do wytwarzania, jak i przesyłu mocy w analizowanych stanach pracy systemu [2,3].

Jako pierwsze z ograniczeń uwzględnione zostaje równanie bilansu mocy w danym stanie pracy systemu:

$$(3) \quad \sum_g P_g = \Delta P + P_O$$

Równanie (3) uwzględnia sumę mocy generowanych w systemie w poszczególnych jednostkach wytwórczych (P_g) równoważącą zapotrzebowanie (P_O) oraz straty (ΔP). Z kolei na każdą jednostkę wytwórczą nakładane są ograniczenia nierównościowe określające obszar dopuszczalnej generacji mocy zawarty pomiędzy P_g^{\min} a P_g^{\max} . Obszar ten reprezentuje kolejne równanie:

$$(4) \quad P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max}$$

Kolejnym elementem jest wymagana w systemie minimalna rezerwa mocy (P_R). W związku z tym w sformułowaniu zadania obliczeniowego pojawia się dodatkowe ograniczenie na wystarczalność mocy w systemie.

$$(5) \quad \sum_g P_g^{\max} \geq P_O + P_R$$

Dodatkowym skomplikowaniem zadania obliczeniowego jest uwzględnienie wyłączeń awaryjnych oraz wyłączeń remontowych. Wyłączenia te mogą zostać odwzorowane poprzez wprowadzenie współczynnika wyłączeń awaryjnych generatora (Forced Outage Rate - FOR) oraz współczynnika eksploatacyjnego (Maintenance Rate - MOR). Współczynniki FOR i MOR powodują obniżenie generacji z danego generatora, w związku z tym pojawia się ograniczenie dla danej jednostki wytwórczej wyrażone w postaci:

$$(6) \quad P_g \leq (1 - MOR_g - FOR_g) \cdot P_g^{\max}$$

Można zauważyć, iż przy szacowaniu wystarczalności mocy, czyli określaniu poziomu mocy dostępnej w celu spełnienia wymagania związanego z marginesem (zapasem) mocy ograniczenia związane z wyłączeniami awaryjnymi oraz remontowymi są ignorowane, ponieważ wejściowy margines mocy powinien już uwzględniać obniżenia dostępnej mocy związane z przedmiotowymi wyłączeniami.

Poza przykładowymi ograniczeniami związanymi z warunkami technicznymi pracy źródeł w zadaniu OPF występują ograniczenia wynikające z funkcjonowania systemu przesyłowego. Są to ograniczenia sieciowe,

z których podstawowym jest ograniczenie związane ze zdolnością przesyłową gałęzi. Ograniczenie to wynika z maksymalnej mocy czynnej przesyłanej danym odcinkiem sieci (linia bądź transformator) lub w ogólnym przypadku mocy pozornej. Zakres ograniczeń sieciowych jest związany z zastosowanym modelem rozptywowym systemu, od silnie uproszczonych modeli stałoprądowych po modele zmiennoprądowe, w których można jeszcze uwzględniać przykładowo ograniczenia napięciowe, nastawy transformatorów regulacyjnych, czy inne [3].

Poza wyżej wymienionymi ograniczeniami modelowanymi w zadaniu obliczeniowym OPF warto jeszcze wspomnieć o ograniczeniach charakterystycznych dla danego typu (i celu) prowadzonych analiz. W poniższym przykładzie posłużono się wynikami uzyskanymi w modelowaniu rozwoju KSE, stąd w gronie ograniczeń pojawiają się jeszcze: liczba jednostek wytwórczych możliwa do wybudowania w danym okresie, liczba gałęzi możliwa do wybudowania w danym okresie, zakres wycofań jednostek wytwórczych, poziom generacji CO₂ i inne [4].

Przykład obliczeniowy

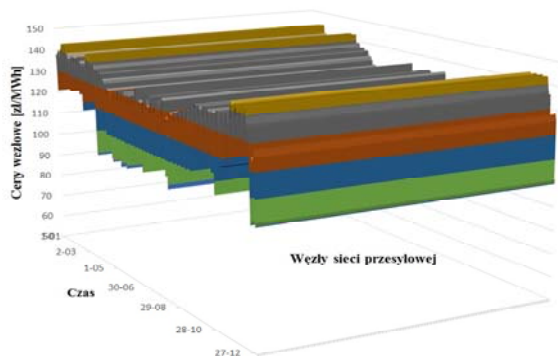
W analizie przeprowadzonej na potrzeby niniejszego artykułu wykorzystano zadanie OPF powiązane ze stałoprądowym modelem rozptywowym w sieci elektroenergetycznej. Jednym z możliwych parametrów analizy jest uwzględnianie aktywnych ograniczeń na elementach sieciowych na poszczególnych poziomach napięć. Ten element analizy pozwalający na poszukiwanie i analizę aktywnych ograniczeń sieciowych został wyeksponowany poniżej. W celu zbadania wpływu tego parametru na uzyskiwane wyniki przanalizowano badany system elektroenergetyczny będący modelem KSE dla jednego wybranego roku w trzech konfiguracjach:

- układ bez uwzględniania ograniczeń przesyłowych,
- układ z uwzględnieniem ograniczeń przesyłowych wyłącznie w sieci 400 kV;
- układ z uwzględnieniem ograniczeń przesyłowych w sieci 220 kV i 400 kV.

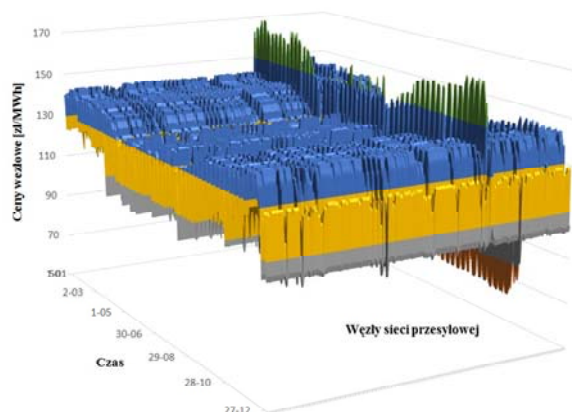
W zakresie generacji wprowadzono kategoryzację źródeł, dzieląc je na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) oraz na pozostałe jednostki wytwórcze. Dla źródeł JWCD określono parametry techniczne wskazując możliwy zakres generacji. Generacja w tych źródłach była dobierana przez algorytm OPF mający na celu minimalizację kosztów funkcjonowania systemu. Dla pozostałych źródeł ich produkcja została ustalona na stałym poziomie wynikającym z zadanego obciążenia w układzie referencyjnym.

W zakresie sieci odwzorowano ją z dokładnością do węzłów sieci wysokich napięć (110 kV, 220 kV i 400 kV) zgodnie ze strukturą bazową obowiązującą dla warunków szczytu zimowego 2015 r. Ze względu na fakt, iż prowadzone w niniejszym przykładzie obliczenia rozptylowe wykorzystują model stałoprądowy dopuszczalne obciążenie gałęzi zostało określone w MW z uwzględnieniem zapasu na przepływ mocy biernej.

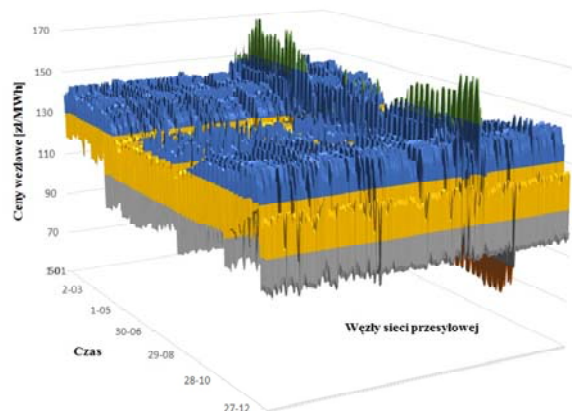
Prognoza zapotrzebowania została opracowana na okres analizy w ujęciu godzinowym, co pozwala na uwzględnienie zmienności występującej w ciągu roku. Na podstawie przeprowadzonej analizy można uzyskać szereg wyników charakteryzujących pracę KSE, przy czym w niniejszym artykule skupiono się na prezentacji wartości wyznaczonych cen energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej, tzw. cen krańcowych [3]. Na poniższych rysunkach od 1 do 3 przedstawiono zmienność cen w badanym roku w funkcji czasu i lokalizacji węzłów sieci przesyłowej, natomiast w tablicach 1 i 2 odpowiednie statystyki.



Rys.1. Zmienność cen w węzłach sieci przesyłowej w układzie bez uwzględniania ograniczeń przesyłowych



Rys.2. Zmienność cen w węzłach sieci przesyłowej w układzie uwzględniającym ograniczenia w sieci 400 kV



Rys.3. Zmienność cen w węzłach sieci przesyłowej w układzie uwzględniającym ograniczenia w sieci 220 kV i 400 kV

Tabela 1. Miary statystyczne cen węzłowych (w zł/MWh) dla sieci 400 kV w zależności od stopnia uwzględniania ograniczeń przesyłowych

Estymator	Ograniczenia w sieci		
	-	400 kV	400 i 220 kV
Minimum	98,13	75,69	75,78
Maksimum	144,18	169,89	169,64
Odchylenie stand.	10,98	13,21	14,27
Średnia arytmety.	129,44	130,13	127,51
Rozstęp (max-min)	46,05	94,20	93,86

Tabela 2. Miary statystyczne cen węzłowych (w zł/MWh) dla sieci 220 kV w zależności od stopnia uwzględniania ograniczeń przesyłowych

Estymator	Ograniczenia w sieci		
	-	400 kV	400 i 220 kV
Minimum	98,13	95,37	89,86
Maksimum	144,18	144,60	158,24
Odchylenie stand.	10,98	11,00	12,48
Średnia arytmety.	129,44	129,18	127,13
Rozstęp (max-min)	46,05	49,23	68,38

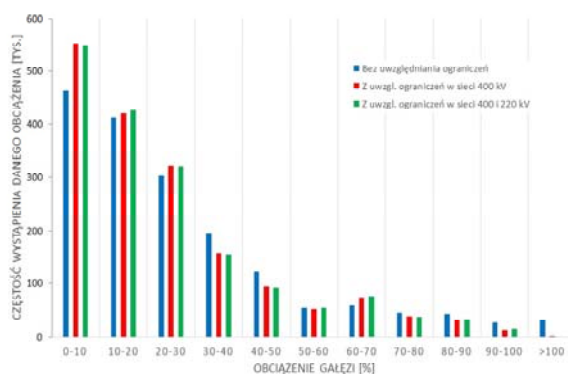
W układzie bez uwzględniania ograniczeń przesyłowych i przy braku ograniczeń w wytwarzaniu w danym odcinku czasu w poszczególnych węzłach wszystkie ceny węzłowe są identyczne (rys. 1). Wraz z wprowadzaniem kolejnych ograniczeń (najpierw tylko w sieci 400 kV, a następnie dodatkowo w sieci 220 kV) następuje zróżnicowanie cen i wzrost ich zmienności (rys. 2 i 3). Zmienność tą dodatkowo przybliżono poprzez obliczenie średniej z odchylenia standardowego cen węzłowych w poszczególnych dobach (w dziedzinie czasu) dla kolejno analizowanych przypadków różniących się stopniem uwzględniania ograniczeń przesyłowych. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabelicy 3.

Tabela 3. Średnie odchylenie standardowe cen węzłowych w dziedzinie czasu dla różnych wariantów uwzględniania ograniczeń sieciowych

Analizowany przypadek	Średnia odchylenia standardowego cen węzłowych
Brak uwzględniania ograniczeń	0,00
Uwzględnienie ograniczeń w sieci 400 kV	6,19
Uwzględnienie ograniczeń w sieci 400 kV i 220 kV	6,43

Obliczone i przedstawione w tabelicy 3 wartości potwierdzają zależności zaobserwowane na rysunkach oraz w powyższych zestawieniach. W przypadku nie uwzględniania ograniczeń (bądź ich braku) zmienność cen nie występuje. Przy okazji badania cen węzłowych należy zaznaczyć, że w żadnym z analizowanych przypadków nie wystąpiła energia niedostarczona, co rzutowałoby na wysokość ceny.

Poza cenami węzłowymi przeanalizowano również obciążenia linii przesyłowych w badanym okresie w zależności od zakresu uwzględniania ograniczeń przesyłowych. Przyjęto, że najlepszym sposobem oceny zmiany obciążenia gałęzi będzie opracowanie histogramów prezentujących liczbę „gałęziogodzin” w określonym przedziale obciążenia. Otrzymane wyniki zaprezentowano na rysunku 4.



Rys.4. Histogram obciążenia gałęzi w zależności od zakresu uwzględnianych ograniczeń

Poprzez „gałęziogodzin” rozumie się liczbę godzin z danym stopniem obciążenia rozpatrywany dla każdej gałęzi w analizowanym okresie roku (8760 godzin). Na rysunku 4 zaprezentowano zatem liczbę przypadków „gałęziogodzin”, przez którą określone obciążenie linii mieściło się w danym przedziale (wynikowo jest to zbiór linii i obciążenia wraz z liczbą godzin).

Najciekawszym elementem prezentowanych wyników jest częstość występowania obciążeń powyżej 100%. W analizie, w której nie uwzględniono ograniczeń związanych z dopuszczalnymi obciążalnościami linii, w wyniku działania algorytmu OPF wystąpiło ponad 30 tys. przypadków „gałęziogodzin” ze stopniem obciążenia powyżej 100%. Stanowi to blisko 2% populacji badanych wyników. Wraz z uaktywnieniem w algorytmie OPF ograniczenia w postaci konieczności uwzględniania dopuszczalnych obciążalności linii w sieci 400 kV liczba godzin, w których wystąpiło obciążenie linii większe od 100% znacząco się zmniejsza. Realizowany algorytm ma wówczas za zadanie nie dopuścić do przekraczania zadanych maksymalnych obciążalności dla linii 400 kV. W tym przypadku zidentyfikowane „gałęziogodzin” w liczbie 1 778 (0,1% całej populacji wyników) dotyczą wyłącznie sieci 220 kV. W wyniku nałożenia na algorytm OPF kolejnego ograniczenia w postaci dotrzymania limitów dopuszczalnych obciążeń linii w całej sieci przesyłowej (400 kV i 220 kV) wyeliminowano całkowicie przeciążenia linii w sieci przesyłowej.

Wnioski w zakresie wykorzystania zadania OPF

Prowadzenie pracy systemu elektroenergetycznego wymaga analizy jego parametrów funkcjonalnych jak i aktywnego kształtowania jego infrastruktury [4]. Cele te można powiązać z optymalizacją kosztów bieżących bądź przyszytych funkcjonowania systemu. Dla danego stanu systemu zadanie to pokrywa się z funkcją celu algorytmu OPF. Algorytm obliczeniowy OPF ma za zadanie pokryć występujące w badanym stanie zapotrzebowanie na moc (energię elektryczną) według kryterium kosztowego, tj. w pierwszej kolejności produkcją z dostępnych najtańszych źródeł. Zmiana produkcji w jednostkach wytwórczych (zmiana obciążenia i zmiana zestawu) następuje w przypadku, gdy stają się aktywne ograniczenia obszaru dopuszczalnego rozwiązania, tj. w wykorzystywanym zadaniu OPF aktywizują się ograniczenia nierównościowe w postaci dopuszczalnych przepływów gałęziowych oraz dopuszczalnych zakresów pracy jednostek wytwórczych.

Postępowanie zgodne z funkcją celu zwykle powoduje poruszanie się po granicach obszaru rozwiązań dopuszczalnych. Oznacza to, że dobierana praca źródeł (maksymalizowana generacja o niskich kosztach i minimalizowana generacja o wysokich kosztach) prowadzi do obciążania gałęzi w granicach dopuszczalnych zdolności przesyłowych. Przy wzroście zapotrzebowania dochowane zostają ograniczenia gałęziowe, aż do wyczerpania zdolności przesyłowej. Wyczerpanie zdolności przesyłowej jest kompromisem rozwiązania ekonomicznie drogiego (o wysokich kosztach) i technicznie realizowalnego (w obszarze dopuszczalnych parametrów).

Stosowane rozwiązania wykorzystujące algorytm OPF mają również swoje wady. W tym zakresie jedną z nich jest zależność uzyskiwanego rozwiązania od zadawanych kosztów jednostkowych wytwarzania. Stąd ważnym elementem procesu przygotowywania danych jest właściwa estymacja i predykcja parametrów kosztowych. Zadawane zatem dla generatorów koszty wytwarzania będą wówczas spełniać rolę wskaźnika preferencji w rozdziale obciążeń. Świadome wykorzystanie tego faktu pozwala na lepsze odwzorowanie przyszłych stanów pracy za pomocą

algorytmu OPF niż za pomocą wyłącznie algorytmu rozpyłowego. Z oceną preferencji pracy jednostek wytwórczych (kosztów wytwarzania) wiąże się również przyjęty zakres odwzorowywanych kosztów. W literaturze podejście oparte na współczynnikach czułościowych, a więc podejście krańcowe (przyrostowe) wykorzystuje koszty zmienne (tj. koszty związane z poziomem produkcji) [1]. Podejście to jest uzasadnione metodycznie i odpowiada rozwiązaniom rynkowym. Niemniej jednak, z uwagi na elastyczność kształtowania danych, możliwym byłoby uwzględnienie szerszego zakresu kosztów. Algorytm rozpyłowy nie korzysta z parametrów kosztowych w ogóle, stąd nie ma żadnych możliwości aktywnego (wynikającego z metodyki) wykorzystania preferencji pracy źródeł. Zadana zdeteterminowana generacja w programie rozpyłowym pozbawionym ograniczeń ekonomicznych uniemożliwia uzyskanie rozwiązań efektywnych. Jest zatem daleka od rzeczywistości pracy systemu elektroenergetycznego.

Przedstawione wyniki oparte na wykorzystaniu zadania OPF ilustrują wpływ aktywizowanych ograniczeń przesyłowych na kształtowanie się wskaźników w postaci cen węzłowych oraz stopnia obciążenia gałęzi w badanym układzie. Zestawienie progresji ograniczeń przesyłowych pokazuje wzrost cen węzłowych przy jednoczesnym wzroście wykorzystania infrastruktury sieciowej i likwidacji bieżących przekroczeń dopuszczalnej obciążalności gałęzi. Badanie gradientu tych zmian pozwala na identyfikację odcinków sieci, które będą wymagały modernizacji i wzmocnienia w pierwszej kolejności prowadzonych działań tak operacyjnych jak i inwestycyjnych przez operatora systemu.

Podsumowanie

Stosowanie w analizach pracy systemu elektroenergetycznego zadań optymalizacyjnych, w tym zadania OPF wymaga modelowania ograniczeń funkcjonalnych. Zakres tych modeli jest związany z celem prowadzonych analiz. W artykule przedstawiono wyniki związane z modelowaniem dla potrzeb planowania rozwoju. Wykorzystując w tym zakresie zadanie OPF można wyznaczyć zakres niezbędnych inwestycji w pierwszej kolejności maksymalizując wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Dokonując odpowiednich zestawień badanych wariantów można badać wpływ i wielkość kosztów wynikających z występujących ograniczeń, a w efekcie stosować rozwiązania najlepiej dopasowane do występujących uwarunkowań.

Autorzy: dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki, PSE Innowacje Sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin Jeziorna; Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl;

mgr inż. Rafał Gwóźdź, PSE Innowacje Sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin Jeziorna, E-mail: rafal.gwozdz@pse.pl

LITERATURA

- [1] Wood A., Wollenberg B. F., Power Generation, Operation and Control. *John Wiley&Sons, Inc*, (1996)
- [2] Dudek G., Nowe metody optymalizacji rozdziału obciążeń w elektroenergetyce. *Wydawnictwa Politechniki Częstochowskiej*, (2011)
- [3] Korab R., Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym. *Wydawnictwo Politechniki Śląskiej*, Gliwice (2011)
- [4] Przygodzki M., Gwóźdź R., Efektywność wykorzystania algorytmów optymalizacji rozpyłowy mocy w planowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej. *Rynek Energii – Zeszyt tematyczny*, (2013), nr 1 (VIII), 201-206