

System elektroenergetyczny o dużym nasyceniu generacją rozproszoną – wyzwania stojące przed automatyką systemową

Power system with high saturation with distributed generation – challenges facing protection and control

Piotr Kacejko, Paweł Pijarski

Słowa kluczowe: generacja rozproszona, odnawialne źródła energii, sieci dystrybucyjne, wzrost napięcia, przeciążenia linii

Artykuł przedstawia wybrane problemy związane z pracą sieci dystrybucyjnych przy dużym nasyceniu instalacjami generacji rozproszonej. Identyfikując problemy napięciowe w sieciach SN oraz przeciążeniowe w sieciach 110 kV wskazano sposoby ich rozwiązania uwzględniające możliwości współczesnych systemów zbierania i przetwarzania danych pomiarowych opisujących stan sieci oraz ich wykorzystanie przez układy automatyki regulacyjnej i systemowej.

Keywords: distributed generation, renewable energy sources, distribution networks, voltage increase, line overloads

The article presents selected problems related to the operation of distribution networks with high saturation with distributed generation. By identifying voltage problems in MV networks and overload problems in 110 kV networks, ways of solving them were indicated, taking into account the capabilities of modern systems for collecting and processing measurement data describing the state of the network and their use by control and protection systems.

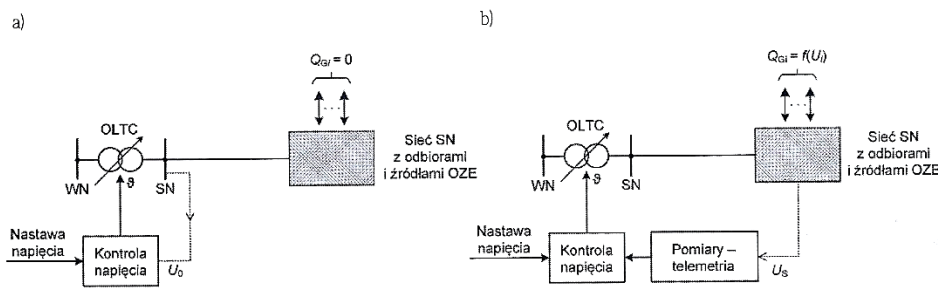
W nowelizacji dokumentu „Polityka Energetyczna Polski do roku 2040” (prace nad nim chwilowo zawieszono) pojawiły się prognozy szokujące, z sieciowego punktu widzenia – moc zainstalowaną OZE określa się w nim na poziomie: 45 GW, elektrowni wiatrowych na lądzie na 20 GW, elektrowni wiatrowych na morzu na 18 GW. Choć obecnie poziom rozwoju energetyki odnawialnej określany jest wciąż jako daleki od oczekiwanego w przyszłości, operatorzy sieci już obecnie borykają się z wieloma problemami wynikającymi z ekspansji generacji rozproszonej.

W sieciach SN są to problemy napięciowe, czyli wzrosty napięć w głębi sieci spowodowane przepływem mocy w kierunku GPZ, natomiast w sieciach 110 kV są to przeciążenia linii napowietrznych, szczególnie tych które wykonano do temperatury 40°C. W sieciach niskiego napięcia instalacje prosumentów są nagminnie wyłączane przez zabezpieczenia nadnapięciowe falowników, szczególnie w okresie najlepszych warunków słonecznych. W tle pozostają największe wyzwania, czyli bi-

lansowanie SEE w warunkach podaży mocy przewyższającej zapotrzebowanie oraz odporność generacji rozproszonej na globalne zaburzenia pracy systemu. Istotna część tych zadań musi być rozwiązana przez automatykę systemową. Polityka hamująca rozwój OZE za pomocą barier administracyjnych lub sztywnych barier technicznych jest tylko krótkotrwałym odsuwaniem problemu. Kilka aspektów rozwiązania paru zasygnalizowanych kwestii pokazano w niniejszym artykule.

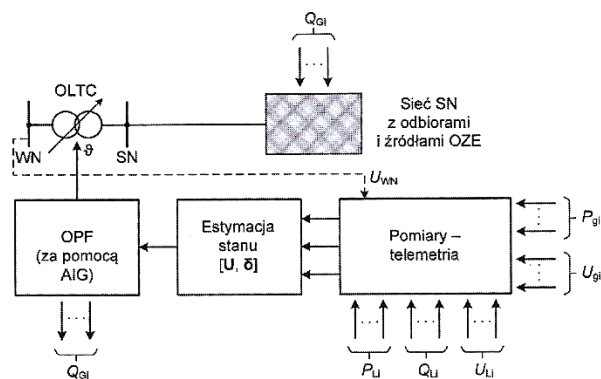
OPANOWANIE PROBLEMÓW NAPIĘCIOWYCH W SIECIACH SN

W wielu przypadkach, liczonych nawet w setkach, inwestorzy zabiegają o uzyskanie zgody na przyłączenie do sieci nawet w sytuacji odległości od GPZ wynoszących ponad 20 km, magistral SN o przekroju 50 mm² AFL i mocach instalacji na poziomie 1-2 MW. Te starania najczęściej kończą się odmową, bowiem napięcie w warunkach wysokiej generacji przekroczy wartość 16,5 kV (lub odpowiednio 22 kV). Włączenie instalacji



Rys. 1. Możliwe konfiguracje układu regulacji napięcia w sieciach SN z generacją rozproszoną: a) brak koordynacji i regulacji lokalnej, b) uaktywnione charakterystyki $Q=f(U)$ oraz koordynacja z przełącznikiem zacze- pów (źródło: badania autorów)
 Fig. 1. Possible configurations of the voltage control system in MV networks with distributed generation a) lack of coordination and local control, b) activated characteristics $Q=f(U)$ and coordination with the tap changer (source: authors' research)

rozproszonych do procesu regulacji napięcia w całym obszarze sieciowym zasilanym z danego GPZ jest koniecznością, zwłaszcza gdy ich moc dorównuje mocy transformatora 110/SN. Podstawowa kwestia to lokalne aktywowanie na falownikach charakterystyk $Q=f(U)$. Konieczna jest jednak również transmisja danych do regulatora napięcia transformatora i koordynacja jego nastawień ze stanem generacji OZE. Na rys. 1a pokazano układ bez takiej koordynacji i bez aktywowania kontroli lokalnej, na rys. 1b – układ z taką koordynacją, natomiast na rys. 2 układ o zaawansowanej architekturze, który optymalizuje stan napięciowy sieci SN na podstawie pomiarów, ich transmisji oraz estymacji stanu (OLTC – przełącznik zacze- pów transformatora pod obciążeniem).



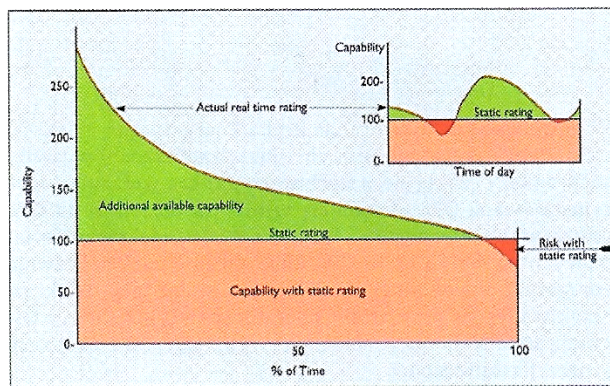
Rys. 2. Zaawansowany układ optymalnej regulacji napięcia w sieci SN z aktywnym udziałem regulatora transformatora, instalacji OZE oraz rozproszonym systemem pomiarów i transmisji
 Fig. 2. Advanced system for optimal voltage control in the MV network with active participation of the transformer controller, RES installation and a distributed measurement and transmission system

DYNAMICZNA OBCIĄŻALNOŚĆ LINII 110 KV

Dynamiczna obciążalność linii (DOL – ang. DLR) to pojęcie znane od blisko 30 lat. Rozważając linię, której temperatura pracy została powiększona do 80°C (albo nadal pozostaje na poziomie 40°C) można dalej próbować powiększać jej obciążalność prądową przez monitorowanie warunków atmosferycznych. Kluczowe znaczenie dla temperatury przewodów linii (oprócz przepływającego prądu powodującego ich nagrzewanie) mają warunki pogodowe, a szczególnie: prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza i nasłonecznienie. Uwzględnienie wpływu warunków atmosferycznych powoduje, że można dynamicznie określać obciążalność prądową oraz w pełni wykorzystać zdolność przesyłową linii napowietrznych, przy

danej temperaturze pracy. Od początku ubiegłego dziesięciolecia intensywne prace w tym zakresie prowadzono w krajach, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną jest znacznie większe niż w Polsce, i w których wiele linii musi pracować powyżej temperatury obliczeniowej. Podstawowym problemem tych badań było stworzenie kompromisowego (w sensie dokładności z jednej strony i w sensie prostoty z drugiej strony) modelu cieplnego linii napowietrznej. Zagadnieniem tym zajmowały i zajmują się nadal dwa komitety organizacji CIGRÉ i IEEE.

Wraz z postępami w budowie mikrostationi pogodowych roz- powszechniło się ich stosowanie na liniach o napięciu 110 kV. W spółce Tauron Dystrybucja zastosowano ich już blisko 300, a oszacowanie aktualnej temperatury linii odbywa się obli- czeniowo na podstawie informacji pogodowych (temperatura powietrza, prędkość i kierunek wiatru oraz promieniowanie słoneczne) oraz wartości prądu płynącego linią. Producent systemu (Instytut Energetyki w Gdańsku) uważa, że wyeliminowanie czujników pomiarowych związanych bezpośrednio z przewodami daje więcej korzyści, nawet gdy są one osiągnięte kosztem dokładności oszacowania.



Rys. 3. Istota pojęcia „dynamiczna obciążalność linii” (wg materiałów firmy The Valley Group)
 Fig. 3. The essence of the term “dynamic line rating” (according to materials from The Valley Group)

Inne metody pozwalające określać obciążalność linii w sposób dynamiczny na podstawie aktualnych warunków atmosferycz- nych były już blisko 20 lat temu przedmiotem oferty komercyj- nej, m.in. amerykańskiej firmy The Valley Group, Inc. [44] – rys. 3. Należy tu także wspomnieć o metodach:

- CAT-1 – w metodzie tej jest monitorowany naciąg przewodów za pomocą dynamometrów wpiętych pomiędzy poprzecznik słupa a łańcuch odciągowy. Na podstawie naciągu określana

jest temperatura przewodu z krzywej kalibracji. Informacja o naciągu przewodów jest przeliczana na temperaturę przewodu w danych warunkach pogodowych. W kolejnym kroku, z równania bilansu cieplnego przewodu, wyznaczana jest obciążalność prądowa.

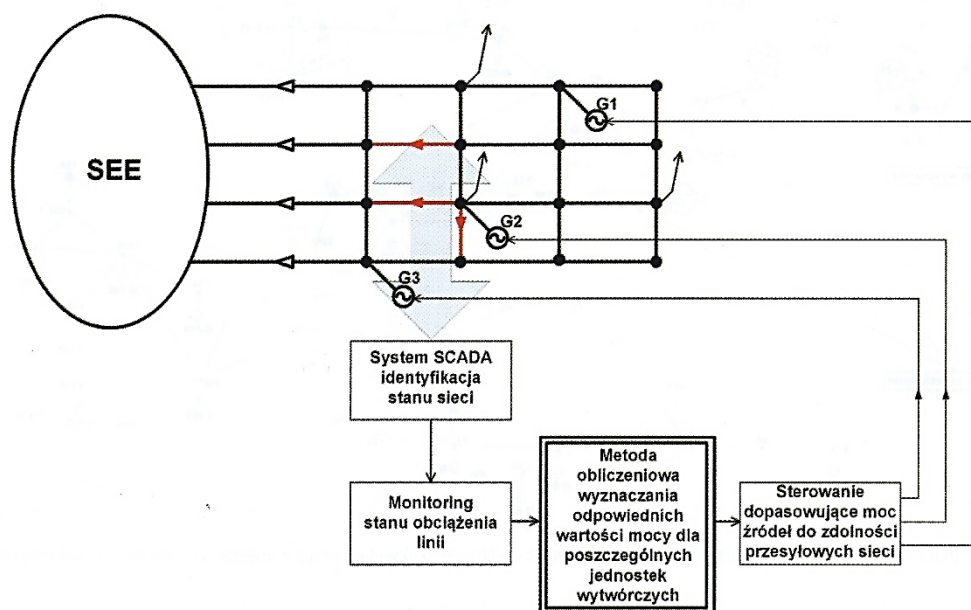
- DTS (Distributed Temperature System) [4] – metoda ta pozwala bezpośrednio monitorować temperaturę przewodów wzdłuż całej linii. Aby zapewnić pomiar temperatury wzdłuż linii należy zastosować przewody fazowe z wbudowanymi włóknami światłowodowymi. Pomiar odbywa się na podstawie zmiany parametrów optycznych włókien światłowodowych w funkcji temperatury. Metoda ta jest najdroższa ze wszystkich metod opisanych w literaturze.
- Program komputerowy DTCR (Dynamic Thermal Circuit Rating) [14], powstały w amerykańskim instytucie EPRI, łączy ze sobą metody praktyczne i teoretyczne. Jest to program, zawierający modele oparte na: temperaturze przewodu, pogodzie, napięciach oraz zwisach przewodów. Model oparty na pogodzie bazuje na równaniu bilansu cieplnego przewodu w stanie ustalonym i nieustalonym. Model ten jest bardzo trafny w przypadku, gdy stacje meteorologiczne są właściwie rozmieszczone. Jeżeli warunki pogodowe są niejednakowe wzdłuż całej linii (zazwyczaj prędkość i kierunek wiatru są różne wzdłuż całej długości linii), może być wymagane rozmieszczenie wielu stacji pomiarowych.
- System T-NET firmy FMC-Tech [80] – składa się z czujników montowanych na linii, mierzących prąd płynący przewodem oraz jego temperaturę. Dodatkowo na linii instalowane są stacje pogodowe monitorujące warunki atmosferyczne. Za pomocą tych danych określa się przepustowość linii w trybie on-line, koncepcja jest zbliżona do podejścia Instytutu Energetyki ograniczającego się do stacji pogodowych o rozproszonej lokalizacji i odpowiedniego oprogramowania wykorzystującego informacje o obciążeniu prądowym linii pochodzące z przekładników.
- System bazujący na czujnikach światłowodowych zbudowanych dzięki siatkom Bragga [31] zintegrowanych z przewodami.
- System kulistych czujników temperaturowych połączony z systemem łączności, montowany na przewodach za pomocą dronów. Czujniki pobierają moc na potrzeby własne z linii (Heimdall Power [23]).

Zwiększanie liczby czujników i systemów dynamicznej oceny obciążalności linii w polskim systemie elektroenergetycznym należy ocenić bardzo pozytywnie. Czujników tych jest najprawdopodobniej już kilkaset, a w wymaganiach przetargowych dotyczących nowych linii wprowadzono dla wykonawców obowiązek ich zainstalowania. Istnieje jednak sprzeczność pomiędzy dynamiczną oceną stanu linii (generalnie przez identyfikację rzeczywistej temperatury przewodu) a działaniami operatora sieci – zarówno na poziomie operacyjnym, jak i planistycznym. Na poziomie operacyjnym może zaistnieć sytuacja, gdy linia 110 kV wykonana przewodem AFL6 240 mm² o obciążalności dopuszczalnej 645 A (po przebudowie na 80°C) przy braku wiatru i dużym nasłonecznieniu, już przy prądzie 600 A nagrzej się do 85°C i będzie wykazywać tendencję do wzrostu temperatury. Służby dyspozytorskie OSD nie mają ani uprawnień, ani procedur, ani narzędzi informatycznych, aby podjąć decyzję o działaniach interwencyjnych. Mogą co najwyżej poprosić o te działania dyspozytora jednostki zwanej zwyczajowo Okręgową Dyspozycją Mocy (jednostki organizacyjnej operatora sieci przesyłowej PSE), który może prowadzić działania bazując w istotnej części na intuicji.

Tymczasem istnieją algorytmy (dwa z nich pokazano w dalszej części artykułu) pozwalające na wyznaczenie w trybie on-line wektora redysponowania, to jest takich zmian rozkładu generacji (obejmującego źródła konwencjonalne i OZE), który dla aktualnych warunków otoczenia pozwoli na takie zmniejszenie wartości prądu płynącego przez linię, że temperatura przewodu zostanie doprowadzona do wartości dopuszczalnej, czyli 80°C. Na dodatek efekt ten zostanie osiągnięty przy minimalizacji łącznej mocy redysponowania (czyli zmniejszenia generacji sumarycznej).

REDYSPONOWANIE I OGRANICZENIA GENERACJI – NIEUNIKNIONA KONIECZNOŚĆ

Moc zainstalowana OZE na poziomie 50 GW (uwzględniając morskie farmy wiatrowe) z pewnością będzie doprowadzać do sytuacji konieczności redysponowania (czyli mówiąc wprost – ograniczania) generacji w instalacjach OZE w warunkach zbyt



Rys. 4. Koncepcja redysponowania mocy generowanej w instalacjach rozproszonych przyłączonych do sieci 110 kV w celu likwidacji przeciążeń linii (źródło: prace autorów)

Fig. 4. The concept of redispaching of power generated in distributed installations connected to the 110 kV grid in order to eliminate line overloads (source: authors' work)

dużej podaży mocy i zmniejszonego zapotrzebowania. Próbki takich działań można było zaobserwować na przełomie roku 2022 i 2023, kiedy intensywnie ograniczono generację wiatrową oraz pod koniec kwietnia 2023 r., kiedy ograniczono generację farm fotowoltaicznych. Takich sytuacji może być w przyszłości bardzo wiele, a odnoszące się do kwestii ekonomicznych rozporządzenie UE 2019/943 [58] pozostawia sposób technicznej realizacji redysponowania poszczególnym krajom. Na tym tle warto zauważyć, że redysponowanie (rozumiane jako zmiana rozkładu generacji) może mieć istotne znaczenie w likwidacji przeciążeń linii, powstających lokalnie w stanach N-1. Koncepcję takiego układu zilustrowano na rys. 4.

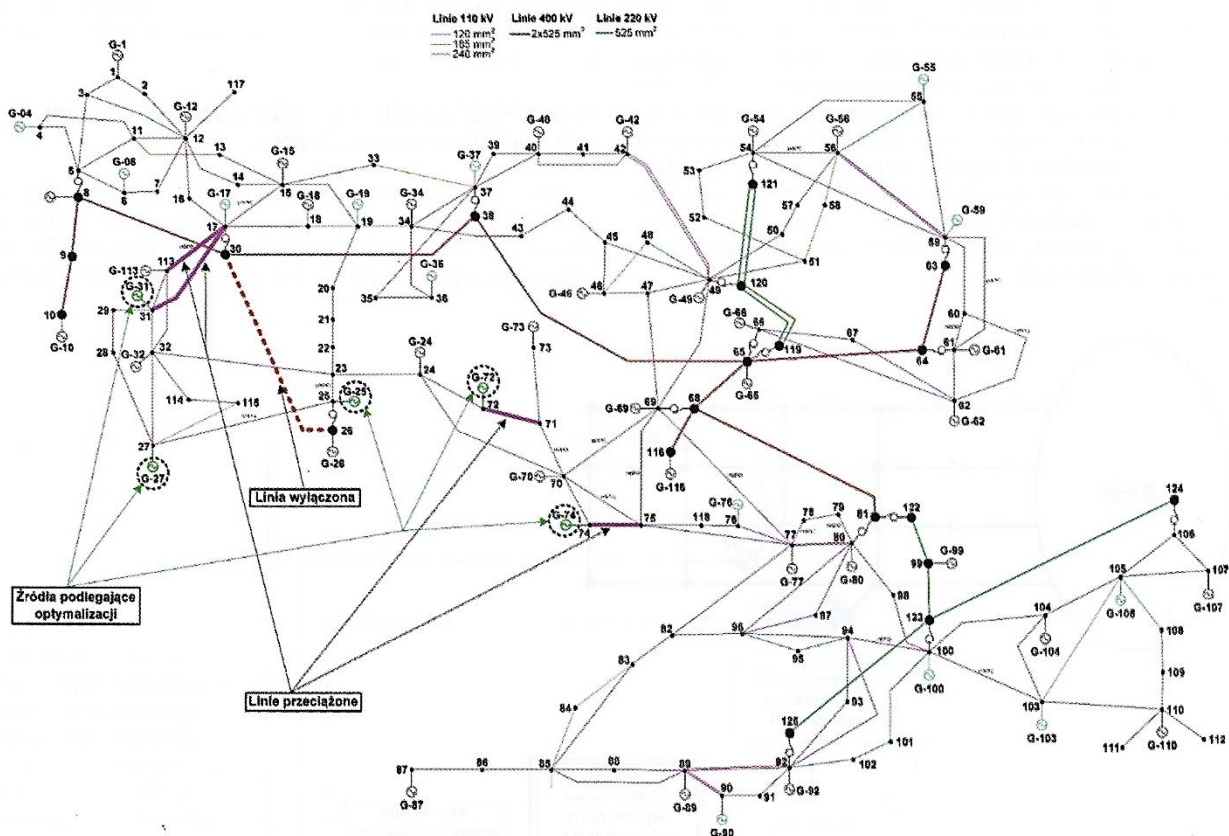
Ocena skuteczności redysponowania powinna być przedstawiana na schematach rzeczywistych sieci 110 kV. Nie jest to jednak możliwe z uwagi na ich wielkość i poufny charakter. Dlatego też autorzy posługują się klasyczną siecią modelową IEEE 118, której parametry dopasowano do realiów krajowych. Na rys. 5 pokazano studium przypadku – wyłączenie linii 26-30 powodujące przeciążenie czterech linii odpowiednio oznaczonych. Specjalny algorytm typuje w pierwszym kroku najważniejszych „winowajców” tego przeciążenia – pięć generatorów: G-31, G-27, G-25, G-72, G-74, które przed zdarzeniem sieciowym generują jednakową moc – 100 MW. Drugi krok algorytmu wyznacza konieczne zmniejszenia generacji w tych jednostkach i redysponowanie jej do innych. Wynik jego działania pokazano w tabeli. Zmniejszenie sumarycznej generacji o 70 MW jest wartością optymalną – czyli możliwie najmniejszą.

Wartości zredukowanych mocy generowanych w wytypowanych źródłach

Źródło	P_G [MW]	P_{opt} [MW]	ΔP [MW]	U_i [kV]	Kod węzła
G-31	100	98	2	110	25
G-27	100	85	15	110	27
G-25	100	100	0	110	31
G-72	100	70	30	110	72
G-74	100	77	23	110	74
Razem	500	430	70	-	

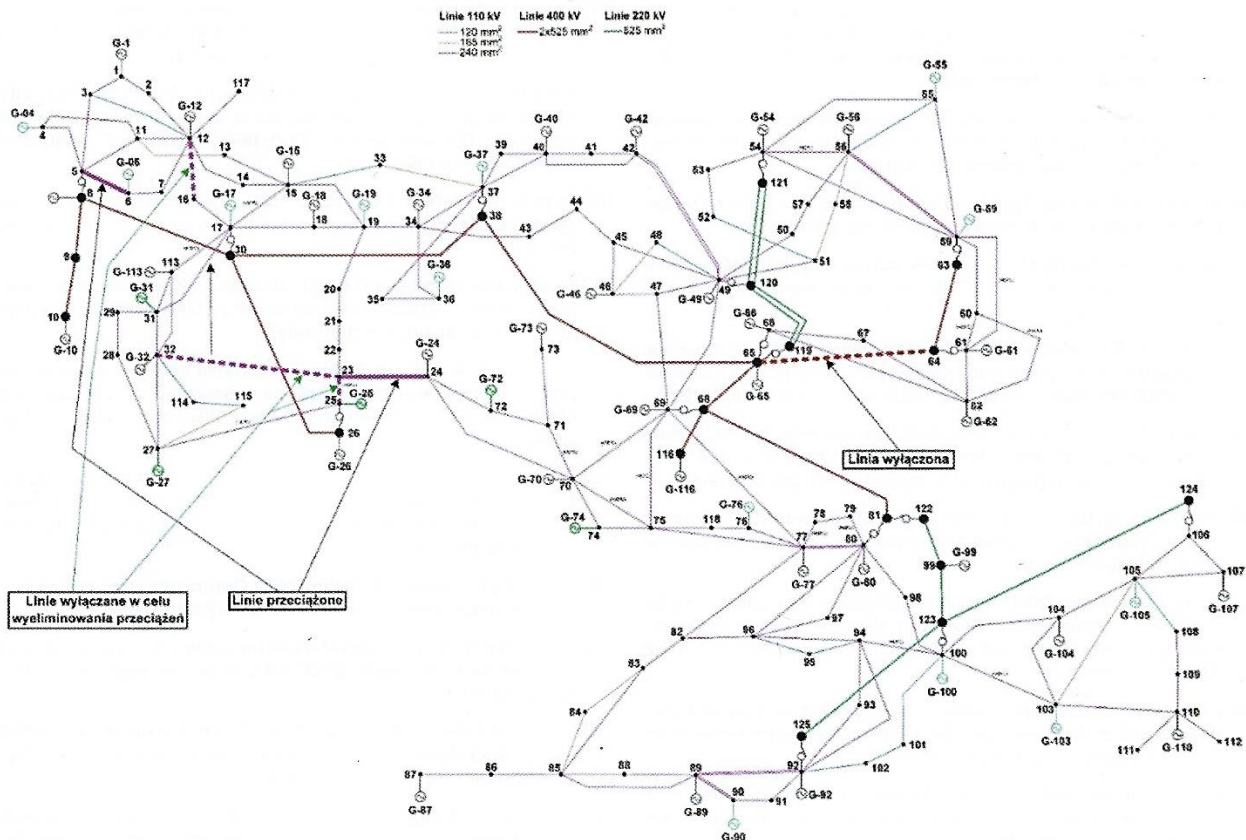
OPERACYJNE PODZIAŁY SIECI – NATURALNY ELEMENT WDRAŻANIA ELASTYCZNOŚCI

O ile redysponowanie rozpatrywane jest jako sposób ręcznego sterowania siecią w warunkach awaryjnych, o tyle wprowadzenie automatycznych podziałów sieci budzi wątpliwości. Można domniemywać, że wybór mocy do zredukowania daje się oszacować na podstawie eksperckiego doświadczenia i wycucia, a wprowadzenie podziałów nie jest tak intuicyjne. Obydwa te stwierdzenia nie są prawdziwe – elementy wektora mocy do redukcji gwarantująco obiektywny i niedyskryminujący odbiegają od rezultatów intuicyjnej oceny inżynierskiej, natomiast planowe podziały sieci są obecnie szeroko stosowane, choć bez wątplenia nie sprzyjają poprawie poziomu niezawodności.



Rys. 5. Sieć modelowa IEEE 118 wraz z analizą przypadku przeciążenia czterech linii w warunkach N-1 i jego likwidacji przez zmniejszenie generacji w wybranych źródłach

Fig. 5. IEEE 118 model network with an analysis of the case of overloading four lines in N-1 conditions and its elimination by reducing generation in selected sources



Rys. 6. Sieć modelowa IEEE 118 wraz z analizą przypadku przeciążenia dwóch linii w warunkach N-1 i jego likwidacji przez operacyjne wyłączenie trzech innych linii wytypowanych automatycznie

Fig. 6. IEEE 118 model network with an analysis of the case of overloading two lines in N-1 conditions and its elimination by operational shutdown of three other automatically selected lines

wodności sieci. Dlatego też warto przyrzeć się zaproponowanej niżej metodzie działania automatyki sieciowej likwidującej w trybie operacyjnym przeciążenia linii w warunkach N-1.

Jej najważniejszym elementem jest odpowiedni algorytm optymalizacyjny działający na modelu sieci pochodzącej z estymacji jej stanu. Przypadek rozpatrywany na rys. 6 ilustruje likwidację przeciążenia linii 23-24 oraz 5-6 (po wyłączeniu awaryjnym linii 64-65) przez operacyjny podział sieci i wyłączenie linii 12-16, 23-32 oraz 23-25. Redukcja mocy generowanej nie jest konieczna.

PODSUMOWANIE

Nasycenie sieci dystrybucyjnych generacją rozproszoną stawia nowe zadania przed układami regulacyjnymi i automatyką systemową tych sieci. Nowe wymagania są związane z takim podejściem do instalacji OZE, które sprawi, że będą one zarówno przedmiotem, jak i podmiotem działań regulacyjnych. Istotnym elementem takiego podejścia jest estymacja stanu sieci oraz rozwój systemów pomiarowych wraz z transmisją danych. Opisane w artykule działania czasem budzą wątpliwości pracowników spółek operatorskich, a autorom zarzuca się przedstawianie wizji czysto akademickich. Aby przeciwstawić się takim zarzutom przedstawiono obszerny wykaz literatury wskazującej, że poglądy przedstawione w artykule są całkowicie zbliżone z tendencjami światowymi.

Artykuł recenzowany, wpłynęło 2.07.2023 r.

LITERATURA

- [1] Abbas A.Y.M., S.E.G.M. Hassan, Y.H. Abdelrahim. 2016. Transmission Lines Overload Alleviation by Generation Rescheduling and Load Shedding. *J. Infrastruct. Syst.* 22(4), [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000313](https://doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000313).
- [2] Abrantes H.D., C.A. Castro. 2002. A New Efficient Nonlinear Programming-Based Method for Branch Overload Elimination. *Electric Power Components and Systems*, 30(6):525-37, <https://doi.org/10.1080/15325000290084948>.
- [3] Abrantes H.D., C.A. Castro. 2000. New branch overload elimination method using nonlinear programming. In: 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134). *IEEE*: 231-236.
- [4] Argasińska H. 2002. Monitoring obciążalności prądowej oraz parametrów linii napowietrznej. *Biuletyn Techniczny Energoprojekt Kraków*, 2: 44-48.
- [5] Arini M.E. 1997. Fast method to alleviate line overloads by corrective generation rescheduling and load shedding. *Electric Machines & Power Systems*, 25(4):355-70, <https://doi.org/10.1080/07313569708955745>.
- [6] ARYA L.D., A. Koshti. 2014. Anticipatory load shedding for line overload alleviation using Teaching learning based optimization (TLBO). *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63:862-77, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.066>.
- [7] Arya L.D., S.C. Choube, D.P. Kothari. 2000. Line switching for alleviating overloads under line outage condition taking bus voltage limits into account. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 22(3):213-21, [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(99\)00044-7](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(99)00044-7).

- [8] Arya L.D., S.C. Choube, K.S. Mehta, K.N. Pawar, D.P. Kothari. 1995. Post contingency line switching for overload alleviation or rotation. *Electric Machines & Power Systems*, 23(3):345–52, <https://doi.org/10.1080/07313569508955628>.
- [9] Bialek J. 1996. Identification of source-sink connections in transmission networks. In: Fourth International Conference on Power System Control and Management. *IEE*: 200–204.
- [10] Bialek J. 1996. Tracing the flow of electricity. *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, 143(4):313, <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19960461>.
- [11] Bialek J. 1996. Tracing the generators' output. [In:] International Conference on Opportunities and Advances in International Power Generation. *IEE*: 133–136.
- [12] Burke D.J., M.J. O'Malley. 2010. Maximizing Firm Wind Connection to Security Constrained Transmission Networks. *IEEE Trans. Power Syst.*, 25(2):749–59, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2033931>.
- [13] Ding L., P. Hu, Z.-W. Liu, G. Wen. 2021. Transmission Lines Overload Alleviation: Distributed Online Optimization Approach. *IEEE Trans. Ind. Inf.*, 17(5):3197–208, <https://doi.org/10.1109/TII.2020.3009749>.
- [14] Douglass D.A., D.C. Lawry, E. Abdel-Aty, E.C. Bascon. 2000. Dynamic thermal rating realize circuit load limits. *IEEE Computer Applications in Power*. January: 38–44.
- [15] Dutta S., S.P. Singh. 2008. Optimal Rescheduling of Generators for Congestion Management Based on Particle Swarm Optimization. *IEEE Trans. Power Syst.*, 23(4):1560–9, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922647>.
- [16] European Parliament. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity: Regulation (EU) 2019/943.
- [17] Fan M., L. Huang. 2019. Generator Redispatch Control Strategy with Big Data for Power Systems with Renewable Energy. [In:] *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. *IEEE*: 1–5.
- [18] Granelli G., M. Montagna, F. Zanellini, P. Bresesti, R. Vailati, M. Inorta. 2006. Optimal network reconfiguration for congestion management by deterministic and genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 76(6–7):549–56, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.09.014>.
- [19] Gupta A.K., D. Kiran, A.R. Abhyankar. 2016. Flexibility in transmission switching for congestion management. [In:] National Power Systems Conference (NPSC). *IEEE*: 1–5.
- [20] Gupta M., V. Kumar, G.K. Banerjee, N.K. Sharma. 2017. Mitigating Congestion in a Power System and Role of FACTS Devices. *Advances in Electrical Engineering*: 1–7, <https://doi.org/10.1155/2017/4862428>.
- [21] Hedman K.W., R.P. O'Neill, E.B. Fisher, S.S. Oren. 2009. Optimal Transmission Switching With Contingency Analysis. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24(3):1577–86, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2020530>.
- [22] Hong Y.-Y. 1996. An enhanced expert system with fuzzy reasoning for line flow control in power systems. *Electric Power Systems Research*, 39(1):1–8, [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(96\)01088-7](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(96)01088-7).
- [23] <https://heimdallpower.com/>.
- [24] Jiandong D., C. Wenji, X. Bing. Line Overload Shedding Strategy Based on Improved Power Flow Tracking Algorithm. 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). *IEEE*: 2315–2320.
- [25] Jin X., Y. Mu, H. Jia, Q. Wu, T. Jiang, M. Wang, et al. 2019. Alleviation of overloads in transmission network: A multi-level framework using the capability from active distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 112:232–51, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.007>.
- [26] Jinlong Z., Z. Huilin, B. Yanhong, D. Fangwei, Y. Yingxuan, Z. Haotian. On-Line Assessment Method of Available Transfer Capability Considering Uncertainty of Renewable Energy Power Generation. [In:] 2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). *IEEE*: 43–48.
- [27] Kacejko P., P. Pijarski. 2013. Generation Level Matching to the Transmission Capability of Overhead Lines. *Acta Energetica*, 1(14):43–9, <https://doi.org/10.12736/issn.2300-3022.2013104>.
- [28] Kattuman P.A., R.J. Green, J.W. Bialek. 2004. Allocating electricity transmission costs through tracing: a game-theoretic rationale. *Operations Research Letters*, 32(2):114–20, [https://doi.org/10.1016/S0167-6377\(03\)00095-6](https://doi.org/10.1016/S0167-6377(03)00095-6).
- [29] Khan B., O.P. Mahela, S. Padmanaban, H.H. Alhelou (eds.). 2022. Deregulated electricity structures and smart grids. Boca Raton, FL: CRC Press.
- [30] KIOS Research Center. 2023. IEEE 118-bus modified test system. Available from: <https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/ieee-118-bus-modified-test-system/>.
- [31] Kisała A., P. Kacejko, P. Kisała. 2018. Układ opto-mechaniczny do pomiaru temperatury i wydłużenia przewodu napowietrznej linii elektroenergetycznej, patent nr 227671. *Wiadomości Urzędu Patentowego*, 1: 25.
- [32] Kou X., F. Li. 2020. Interval Optimization for Available Transfer Capability Evaluation Considering Wind Power Uncertainty. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 11(1):250–9, <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2890125>.
- [33] Kumar K., D. Zindani, J.P. Davim. 2020. Optimizing engineering problems through heuristic techniques. Boca Raton: CRC Press.
- [34] Kuruseelan S. 2014. A Novel Method for Generation Rescheduling to Alleviate Line Overloads. *IJOEE 2014*, <https://doi.org/10.12720/IJOEE.2.2.167-171>.
- [35] Labeled I., D. Labeled. 2019. Extreme learning machine-based alleviation for overloaded power system. *IET gener. transm. distrib.* 13(22):5058–70, <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0531>.
- [36] Lenoir L., I. Kamwa, L-A. Dessaint. 2009. Overload Alleviation With Preventive-Corrective Static Security Using Fuzzy Logic. *IEEE Trans. Power Syst.*, 24(1):134–45, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.2008678>.
- [37] Li C.-Y., C.-W. Liu. 2002. A new algorithm for available transfer capability computation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 24(2):159–66, [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(01\)00023-0](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(01)00023-0).
- [38] Li S., L. Wang, X. Gu, H. Zhao, Y. Sun. 2022. Optimization of loop-network reconfiguration strategies to eliminate transmission line overloads in power system restoration process with wind power integration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134:107351, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107351>.
- [39] Linnemann C., D. Echternacht, C. Breuer, A. Moser. 2011. Modeling optimal redispatch for the European Transmission grid. [In:] *IEEE Trondheim PowerTech*. *IEEE*: 1–8.
- [40] Liu Z., F. Wang, J. Qiu, F. Chen, Z. Lu, M. Chen, et al. 2021. Emergency Control Strategy for Line Overload Considering Power Source and Load Fluctuation. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, 687(1):12124, <https://doi.org/10.1088/1755-1315/687/1/012124>.
- [41] Maharana M.K., K.S. Swarup. 2009. Transmission line overload alleviation due to contingency based on DAG assisted PSO method. *IJPEC*, 1(4):363, <https://doi.org/10.1504/IJPEC.2009.029054>.
- [42] Makram E.B., K.P. Thornton, H.E. Brown. 1989. Selection of lines to be switched to eliminate overloaded lines using a Z-matrix method. *IEEE Trans. Power Syst.*, 4(2):653–61, <https://doi.org/10.1109/59.193839>.
- [43] Manohar P., P. Rajesh, H. F. Shajin. 2022. A Comprehensive Review of Congestion Management in Power System. *IJIE* 14(6). <https://doi.org/10.30880/ijie.2022.14.06.030>.
- [44] Materiały firmy The Valley Group, INC USA (www.cat-1.com).
- [45] Mohammed O.O., M.W. Mustafa, D.S.S. Mohammed, A.O. Otuoze. 2019. Available transfer capability calculation methods: A comprehensive review. *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, 29(6), <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2846>.

- [46] Müller N., V.H. Quintana. 1989. Line and shunt switching to alleviate overloads and voltage violations in power networks. *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib. UK*, 136(4):246, <https://doi.org/10.1049/ip-c.1989.0032>.
- [47] Ou Y., C. Singh. 2002. Assessment of Available Transfer Capability and Margins. *IEEE Power Eng. Rev.*, 22(5):69, <https://doi.org/10.1109/MPER.2002.4312218>.
- [48] Ou Y., C. Singh. 2003. Calculation of risk and statistical indices associated with available transfer capability. *IEE Proc., Gener. Transm. Distrib.*, 150(2):239, <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030024>.
- [49] Pesaran, M. Hajiabbas, B. Mohammadi-Ivatloo. 2020. Optimization of power system problems: Methods, algorithms and MATLAB Codes. Switzerland: Springer Nature.
- [50] Pijarski P., P. Kacejko. 2014. Change in the generation distribution under the emergency overload conditions in a transmission power system. [In:] Lorenc J., A. Demeńko (editors). Blackout and the national power system: 2014 edition. Poznań: Scientific Publishers OWN: 225-235.
- [51] Pijarski P. 2011. Dynamic Fitting of Generation Level to Transmission Capacity of Overhead Lines (doctoral thesis). Lublin, Poland: Lublin University of Technology.
- [52] Pijarski P.D. 2019. Optymalizacja heurystyczna w ocenie warunków pracy i planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Lublin: Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej.
- [53] Pillay A., S. Prabhakar Karthikeyan, D.P. Kothari. Congestion management in power systems – A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 70:83-90, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.022>.
- [54] Radosavljević J. 2018. Metaheuristic optimization in power engineering. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology.
- [55] Rao R.V., V.J. Savsani, D.P. Vakharia. 2012. Teaching-Learning-Based Optimization: An optimization method for continuous non-linear large scale problems. *Information Sciences* 183(1):1-15, <https://doi.org/10.1016/j.ins.2011.08.006>.
- [56] Ren J., M. Yan. 2013. Emergency control strategy for line overload based on power flow tracing algorithm. *Power grid technology*, 37(2):392-7.
- [57] Ronellenfitsch H., M. Timme, D.A. Witthaut. 2016. Dual Method for Computing Power Transfer Distribution Factors. *IEEE Trans. Power Syst.*:1, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2589464>.
- [58] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- [59] Saharuddin N., I.A. Zainal, H. Mokhlis, A. Abdullah, K. Naidu. 2018. A Power System Network Splitting Strategy Based on Contingency Analysis. *Energies*, 11(2):434, <https://doi.org/10.3390/en11020434>.
- [60] Sankaramurthy P., B. Chokkalingam, S. Padmanaban, Z. Leonowicz, Y. Adedayo. 2019. Rescheduling of Generators with Pumped Hydro Storage Units to Relieve Congestion Incorporating Flower Pollination Optimization. *Energies*, 12(8):1477, <https://doi.org/10.3390/en12081477>.
- [61] Saranya R., K. Balamurugan, M. Karuppasamy. 2015. Artificial Bee Colony Algorithm Based Congestion Management in Restructured Power System. *Indian Journal of Science and Technology*, 8(S7):171, <https://doi.org/10.17485/ijst/2015/v8iS7/69049>.
- [62] Shaaban M., W. Li, Z. Yan, Y. Ni, F.F. Wu. 2003. Calculation of total transfer capability incorporating the effect of reactive power. *Electric Power Systems Research*, 64(3):181-8, [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00189-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00189-X).
- [63] Shandilya A., H. Gupta, J. Sharma. 1993. Method for generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads using local optimisation. *IEE Proc. C Gener. Transm. Distrib. UK* 140(5):337, <https://doi.org/10.1049/ip-c.1993.0050>.
- [64] Shao W., V. Vittal. 2005. Corrective Switching Algorithm for Relieving Overloads and Voltage Violations. *IEEE Trans. Power Syst.*, 20(4):1877-85, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857931>.
- [65] Tuglie E. de, M. Dicorato, M. La Scala, P. Scarpellini. 2000. A static optimization approach to assess dynamic available transfer capability. *IEEE Trans. Power Syst.*, 15(3):1069-76, <https://doi.org/10.1109/59.871735>.
- [66] Udupa A.N., G.K. Purushothama, K. Parthasarathy, D. Thukaram. 2001. A fuzzy control for network overload alleviation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 23(2):119-28, [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(00\)00049-1](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(00)00049-1).
- [67] Ullah K., A. Basit, Z. Ullah, R. Asghar, S. Aslam, A. Yafoz. 2022. Line Overload Alleviations in Wind Energy Integrated Power Systems Using Automatic Generation Control. *Sustainability*, 14(19):11810, <https://doi.org/10.3390/su141911810>.
- [68] van den Bergh K., D. Couckuyt, E. Delarue, W. D'haeseleer. 2015. Redispatching in an interconnected electricity system with high renewables penetration. *Electric Power Systems Research*, 127:64-72, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.022>.
- [69] Venkatesh P., R. Gnanadass, D.N.P. Padhy. 2004. Available Transfer Capability Determination Using Power Transfer Distribution Factors. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 1(2), <https://doi.org/10.2202/1553-779X.1009>.
- [70] Verma S., S. Saha, V. Mukherjee. 2018. Optimal rescheduling of real power generation for congestion management using teaching-learning-based optimization algorithm. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 5(3):889-907, <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2016.12.008>.
- [71] Wang B., X. Fang, X. Zhao, H. Chen. 2015. Bi-Level Optimization for Available Transfer Capability Evaluation in Deregulated Electricity Market. *Energies*, 8(12):13344-60, <https://doi.org/10.3390/en8121370>.
- [72] Wang K., L. Kang, S. Yang. 2022. A Coordination Optimization Method for Load Shedding Considering Distribution Network Reconfiguration. *Energies*, 15(21):8178, <https://doi.org/10.3390/en15218178>.
- [73] Wang S., S. Gao. 2019. Available transfer capability analysis method of AC-DC power system based on security region. *J. eng.* (16):2386-90, <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8529>.
- [74] Xu Y., J. Bi, S. Fan. 2017. Line overload emergency control based on power sensitivity and minimized economic compensation. *Power Automation Equipment*, 37(01):118-23.
- [75] Yuan C., C. Hu, T. Li. Review of Congestion Management Methods for Power Systems. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 2019;233:32025, <https://doi.org/10.1088/1755-1315/233/3/032025>.
- [76] Yuan Y., J. Kubokawa, T. Nagata, H. Sasaki. 2003. A solution of dynamic available transfer capability by means of stability constrained optimal power flow. [In:] *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. IEEE*: 191-198.
- [77] Yue X., T. Wang, X. Gu, et al. 2017. Control strategy for line overload based on sensitivity and power flow entropy. *Power System Protection and Control*, 45:58-66.
- [78] Yusoff N.I., A.A.M. Zin, A. Bin Khairuddin. Congestion management in power system: A review. In: 2017 3rd International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET). *IEEE*: 22-27.
- [79] Ziemianek S. 2003. Modele matematyczne alokacji strat przesyłu mocy metodami śledzenia przepływów mocy czynnej i biernej. Warszawa: *Elektryka* z. 127, OWPW.
- [80] Żurowski J. 2010. Dynamiczna obciążalność linii jako narzędzie do prowadzenia ruchu sieci przy zwiększonej obciążalności prądowej. *Wiadomości Elektrotechniczne*, 7:27-31.

Publikacja artykułu została współfinansowana przez Zarząd Główny Stowarzyszenia Elektryków Polskich.