

Impact of MV Distribution Grid Reconfiguration on Active Power Losses

Author

Radosław Rekowski

Keywords

distribution grids, grid reconfiguration, minimum power losses

Abstract

Dynamic development of smart grids enables the use of controllable switches to change the MV distribution grid configuration.

The paper discusses the impact of the MV distribution system reconfiguration on the active power losses with consideration of daily load variation. Based on the 33-node IEEE distribution system modified by the author, the problem of selecting the appropriate algorithm sensitivity was presented, and a methodology for selecting the MV distribution grid operation configuration in the 24-hour cycle was proposed. The objective function is the minimum active power losses. The tests were carried out in the DlgSILENT Powerfactory flow program for two variants of load curves and for different sensitivity factors. The calculation results demonstrate improvement of the MV distribution system's operating conditions and the essence of the problem of selecting the appropriate grid reconfiguration algorithm sensitivity.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017404

Received: 15.02.2017

Accepted: 08.03.2017

Available online: 23.07.2018

1. Introduction

The selection of MV distribution grid operation configuration is an important element of grid operation planning. Development of remote control and communication systems enables efficient use of the possibilities of dynamic configuration creation taking into account diurnal or even hourly load variability and distributed generation. Optimal selection of the grid structure is limited to remote control of power switches in a way that minimizes the selected criterion. For this reason, the above task is one of the non-investment ways to minimize the min. power losses [1].

The power grid reconfiguration task can be treated as single- or multi-criteria optimisation. In the first case, the objective function is usually the minimum power or energy losses. In the case of multicriteria analysis are the methods of weighted objectives or the more and more popular metaheuristic algorithms are generally applied [2]. It should also be noted that the grid reconfiguration requires that appropriate criteria be maintained, such as:

- need to supply all receivers
- maintaining radial grid structure
- no power lines' and transformers' overloading
- maintaining voltages within required range.

In connection with the above, the algorithm that is looking for the optimal configuration must take into account these restrictions, and due to the limited switching capacity of the power switches, the number of changes should be limited.

The aim of this paper is to determine the distribution grid dynamic reconfiguration impact on active power losses and to indicate the algorithm sensitivity relevance to the results.

2. Test grid

The 33-node IEEE test distribution system based on literature [3, 4], modified by the author, was used for the research. The test grid was adjusted to 15 kV rated voltage, and the line and load parameters were modified to obtain an urban cable network.

The tests were carried out for two variants of the daily load variability. These curves were determined relatively to connexion power of the loads connected to the tested MV distribution grid. The proposed load profiles represent two characteristic cases of power intake for industrial and municipal customers.

The diurnal variability of the active power output of dispersed sources was also adopted. Fig. 3 shows the implemented characteristics, corresponding to the output of a solar plant during a day.

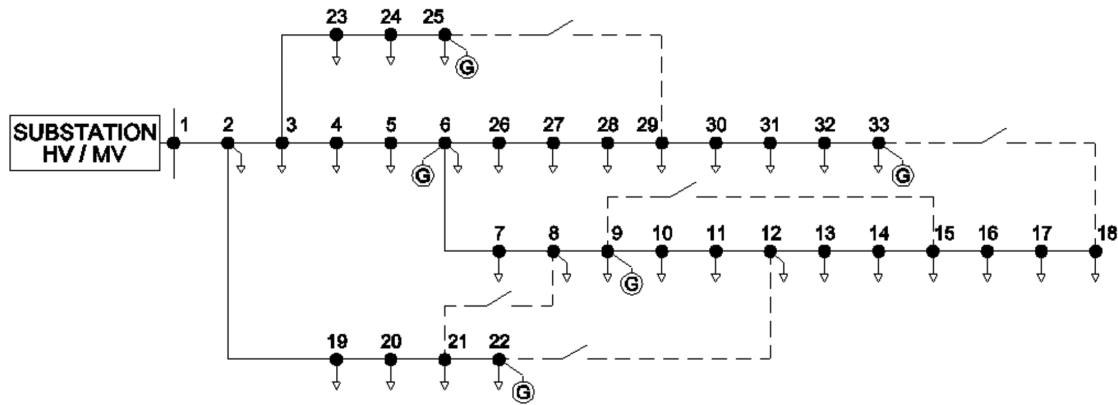


Fig. 1. Diagram of the 33-node IEEE distribution test system

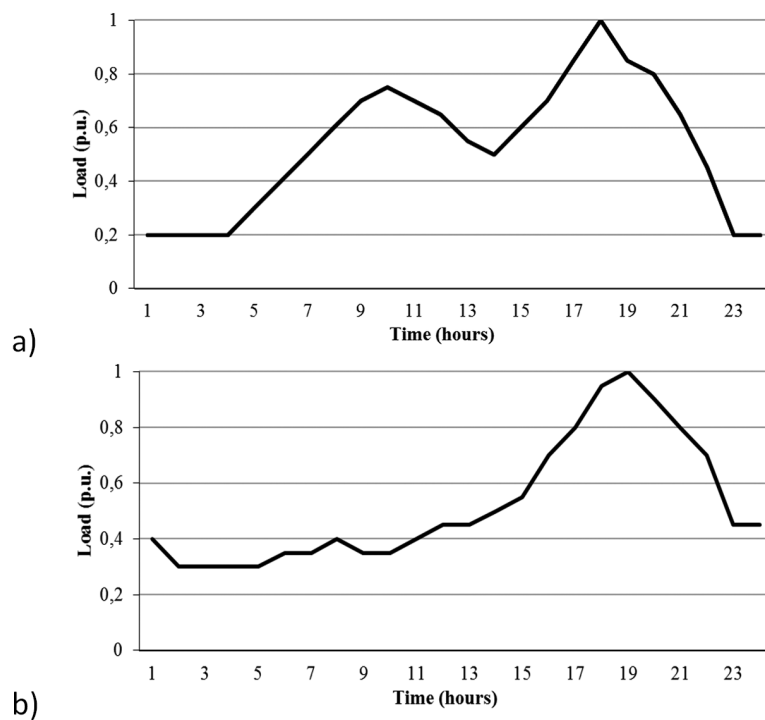


Fig. 2. Daily load variation profiles: a) profile 1 – industrial load, b) profile 2 – municipal load

Each solar plant with 250 kW installed capacity operates in accordance with the standard $\cos\varphi$ (P) characteristic for generating sources.

3. Methodology

3.1. Objective function

The tests were performed in the DlgSILENT PowerFactory flow program with the use of available tools for splitting distribution grids in accordance with a selected criterion of minimization of active power losses, constituting the objective function in these considerations:

$$\min\{F(M) = \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^G P_{h,g}(M)\} \quad (1)$$

where: M – matrix representing the status of subsequent switches in the power grid for each hour of the day, hereinafter referred to

as switch matrix, $P_{h,g}$ – power losses for subsequent hours h in subsequent branch g .

Solving the optimisation task requires maintaining appropriate conditions:

$$\begin{cases} I_b \leq I_{ad} \\ U_{min} \leq U_l \leq U_{max} \end{cases} \quad (2)$$

where: I_b – power line current, I_{ad} – continuous current-carrying capacity of power line, U_l – grid node voltage, U_{min} , U_{max} – minimum and maximum allowable voltages in the power grid.

3.2. Stage I. Sensitivity factor analysis

Sensitivity of the grid configuration optimisation algorithm in the DlgSILENT PowerFactory program is defined as the minimum change in active power loss in power line, which

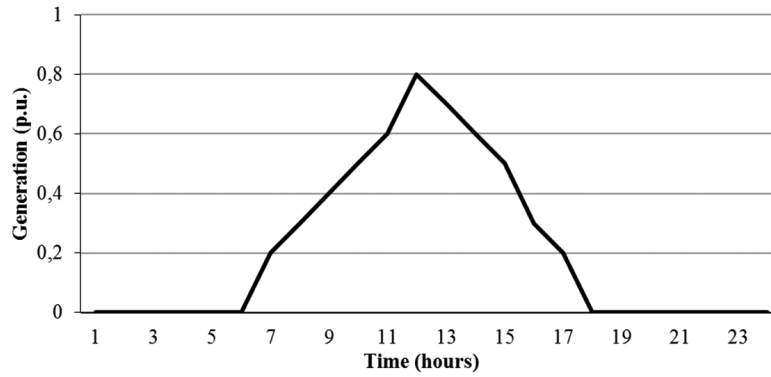


Fig. 3. Distributed sources active power output curve

Feature	Value
Rated voltage	15 kV
Permissible voltage drop	0.9 p.u.
HV / MV substation voltage	1.05 p.u.
Aggregate rated power of MV loads	9.03 MW
No of nodes	33
No of switches	74
Maximum power line load	92%
Installed capacity of distributed generation sources	1.25 MW

Tab. 1. Test system specification

initiates the optimisation procedure. A power loss change below this value will stop the algorithm. The factor's impact was determined in accordance with the following procedure:

For a given sensitivity factor s , the status of the n -th power switch was determined every hour.

The algorithm's input is state matrix M . Subsequent columns of switches matrix M represent switches vectors X_h for consecutive hours h .

$$M(s_i) = \begin{pmatrix} x_{1,1} & x_{2,1} & x_{h,1} \\ x_{1,2} & x_{2,2} & \dots & x_{h,2} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{1,2} & x_{1,2} & \dots & x_{h,n} \end{pmatrix} \Rightarrow [X_1 X_2 \dots X_h] \quad (3)$$

where: s_i – algorithm sensitivity factor, X_h – state vector for consecutive hours h of the day, $x_{h,n}$ – status of the n -th power switch in hour h .

Aggregate active power loss $\sum P_{Msi}$ was assigned to each designated switches matrix together with the number of changeovers c_{Msi} that must be completed during a day. The calculations were performed for a day with two load curve variants.

$$\begin{bmatrix} M_{s1} & M_{s1} & \dots & M_{si} \\ \sum P_{Ms1} & \sum P_{Ms2} & \dots & \sum P_{Msi} \\ c_{Ms1} & c_{Ms2} & \dots & c_{Msi} \end{bmatrix} \quad (4)$$

where: $\sum P_{Msi}$ – aggregate active power loss for matrix M_{si} during a day, c_{Msi} – number of changeovers during a day for matrix M_{si} .

	Profile 1		
	$s = 1$ kW	$s = 35$ kW	$s = 60$ kW
Losses in base configuration [MW]	5.69.		
Losses after optimisation [MW]	3.91	3.91	3.9
Loss reduction [%]	31.3%	31.3%	31.5%
No. of changeovers	6	6	6
Switches vector	X_1-X_7, X_{21}	X_7, X_{21}	X_{19}, X_{21}

Tab. 2. Calculation results for stage II – profile 1

	Profile 2		
	$s = 1$ kW	$s = 20$ kW	$s = 45$ kW
Losses in base configuration [MW]	5.38		
Losses after optimisation [MW]	3.7	3.7	3.7
Loss reduction [%]	31.2	31.2	31.2
No. of changeovers	6	6	6
Switches vector	X_1-X_7, X_{23}	X_{22}	X_{22}

Tab. 3. Calculation results for stage II – profile 2

A characteristic feature of this methodology is the ability to change the grid configuration every hour and to consider the most advantageous grid configuration variant from the point of view of each hour of the day.

3.3. Stage II Operation configuration choice for a day

Based on the considerations presented in section 3.2, the sensitivity factors were determined that ensure the minimum number of changeovers. On this basis, further research was carried out to select the grid configuration that will ensure the minimum power losses per day.

In connection with the above, the function was calculated that adjusts each switches vector X_h to whole day operation. Flows were calculated finally assigning the aggregate daily power losses P_{Xh} and the number of changeovers c_{Xh} to be performed.

$$P(X_h, h, s_i) = \begin{bmatrix} P_{X1,1} & P_{X2,1} & P_{Xh,1} \\ P_{X1,2} & P_{X2,2} \dots & P_{Xh,2} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{X1,24} & P_{X2,24} \dots & P_{Xh,24} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} X_1 & X_2 & \dots & X_h \\ \sum P_{X1} & \sum P_{X2} & \dots & \sum P_{Xh} \\ c_{X1} & c_{X2} & \dots & c_{Xh} \end{bmatrix} \quad (5)$$

where: X_h – switches vector connectors for consecutive hour h , P_{Xh} – aggregate active power losses for a day at the switches vector X_h , c_{Xh} – number of changeovers during a day for matrix M_{sj} .

4. Results

4.1. Stage I

Fig. 4 shows results of the analysis discussed in detail in section 3.2. It can be concluded from the graphs that as the sensitivity factor increases, the power losses increase up to a fixed value

depending on the load profile. This is an expected effect due to the omission of changes below the threshold value defined by the discussed factor. The number of changeovers during a day varies in a way strictly dependent on the load profiles.

The desirable solution from the power grid configuration optimisation point of view is to obtain the minimum active power losses, while determining the number of changeovers required for this purpose. Taking into account the above results, it may be concluded that the power grid reconfiguration is a multimodal optimisation problem with several local extremes that can be a solution to the problem.

4.2. Stage II

In Tab. 2 and 3 results of the analysis carried out in accordance with section 3.3 are listed. The aggregate active power losses in a day were determined, depending on the switches vector for load profiles 1 and 2.

The calculations demonstrate that the algorithm seeking a power grid configuration with the minimum active power losses criterion can reduce the losses down to even 31%. At the same

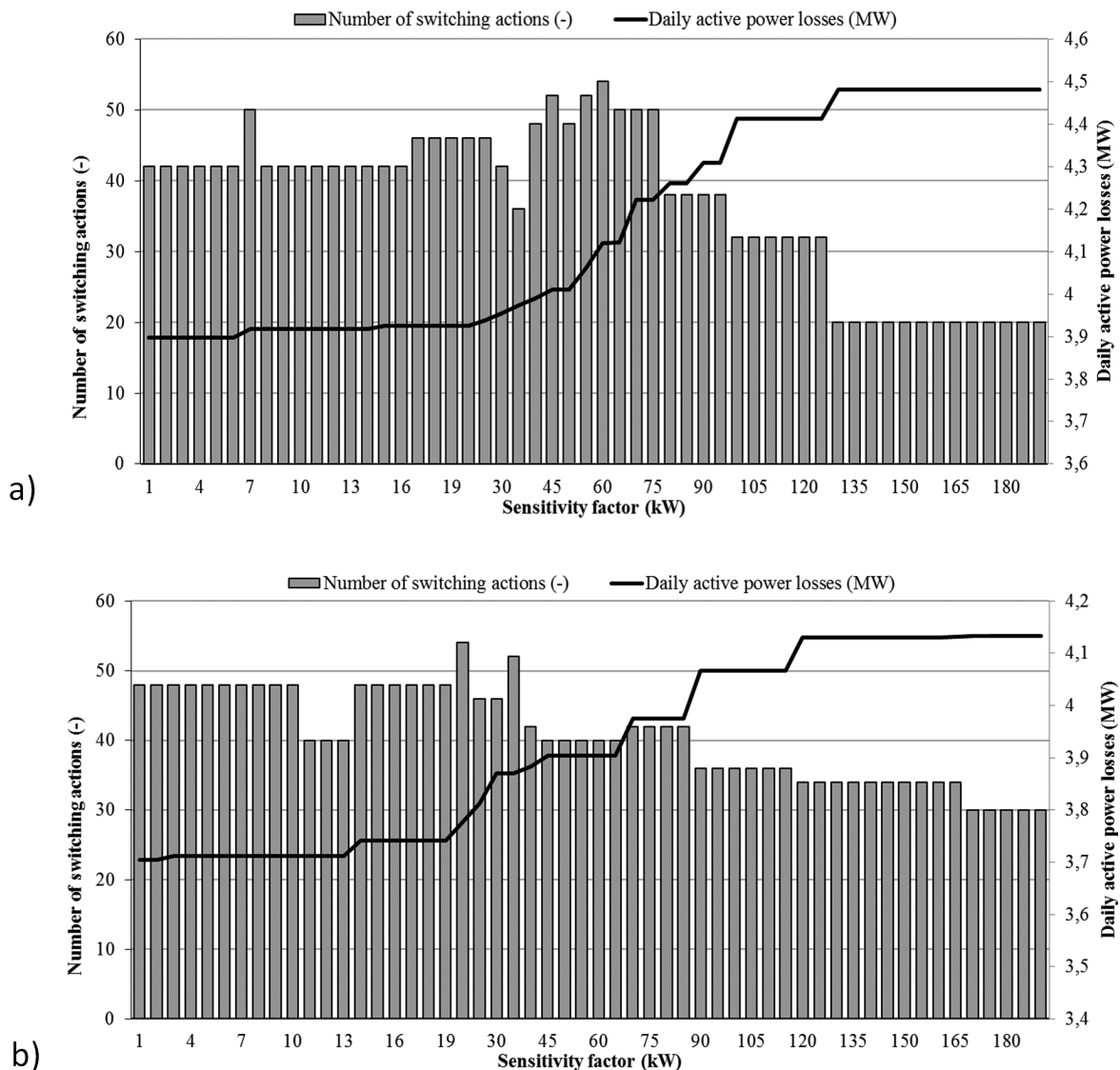


Fig. 4. Sensitivity factor impact on number of distribution grid changeovers and active power loss during a day: a) profile 1, b) profile 2

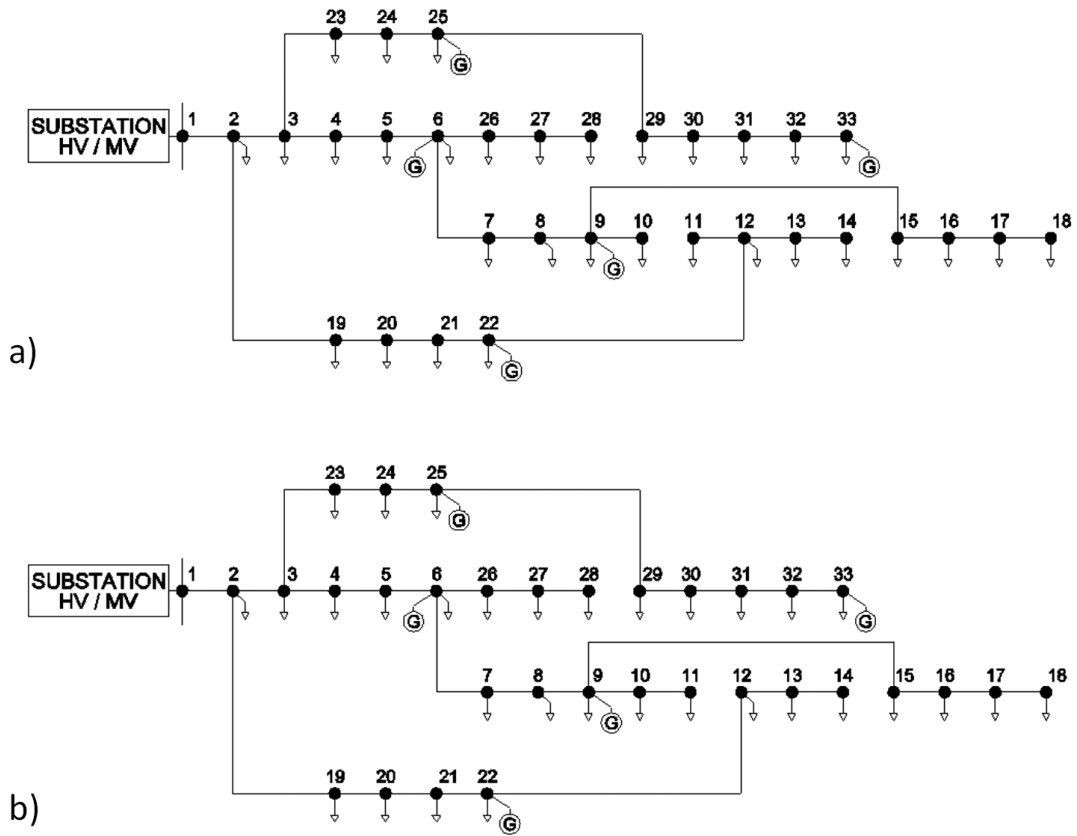


Fig. 5. Profile 1. Distribution grid configuration: a) for switches vector X_7 , b) for switches vector X_{21}

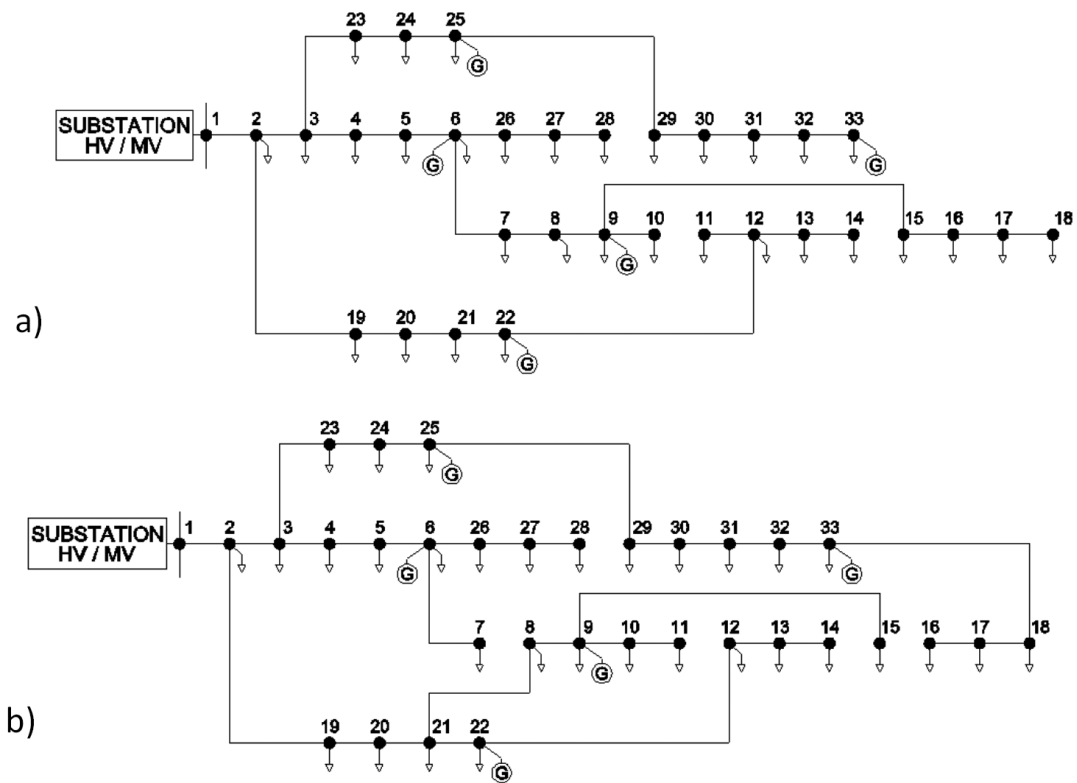


Fig. 6. Profile 2. Distribution grid configuration: a) for switches vector X_{22} , b) for switches vector X_{23}

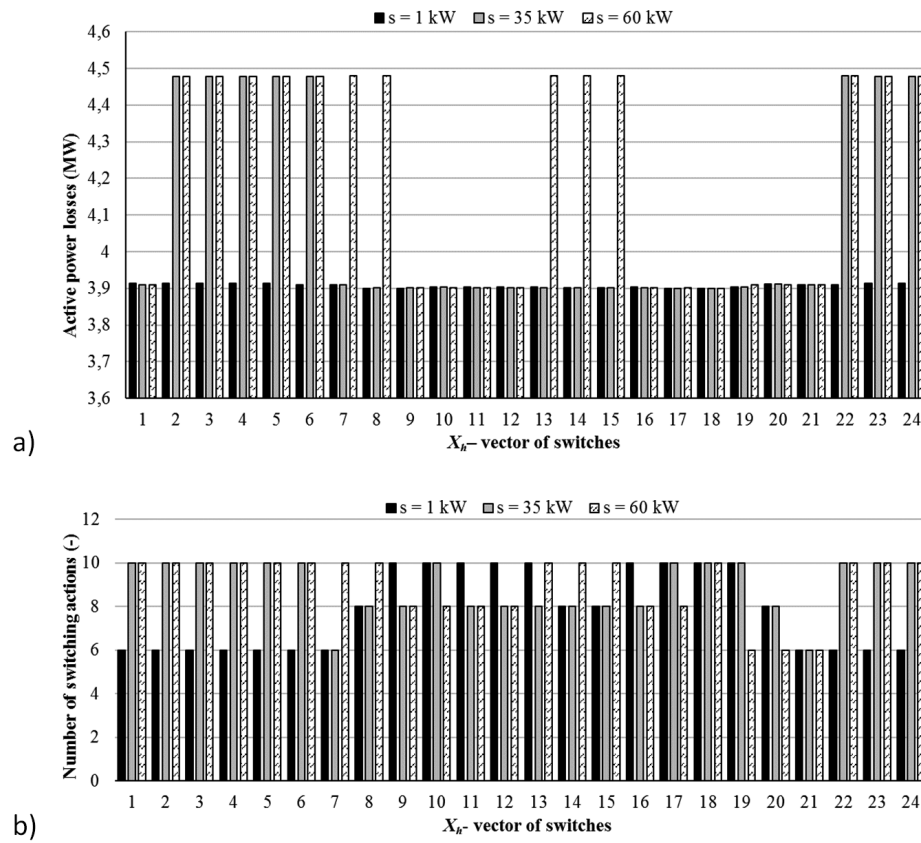


Fig. 7. Profile 1. State vector impact on: a) active power losses per day b) number of changeovers per day

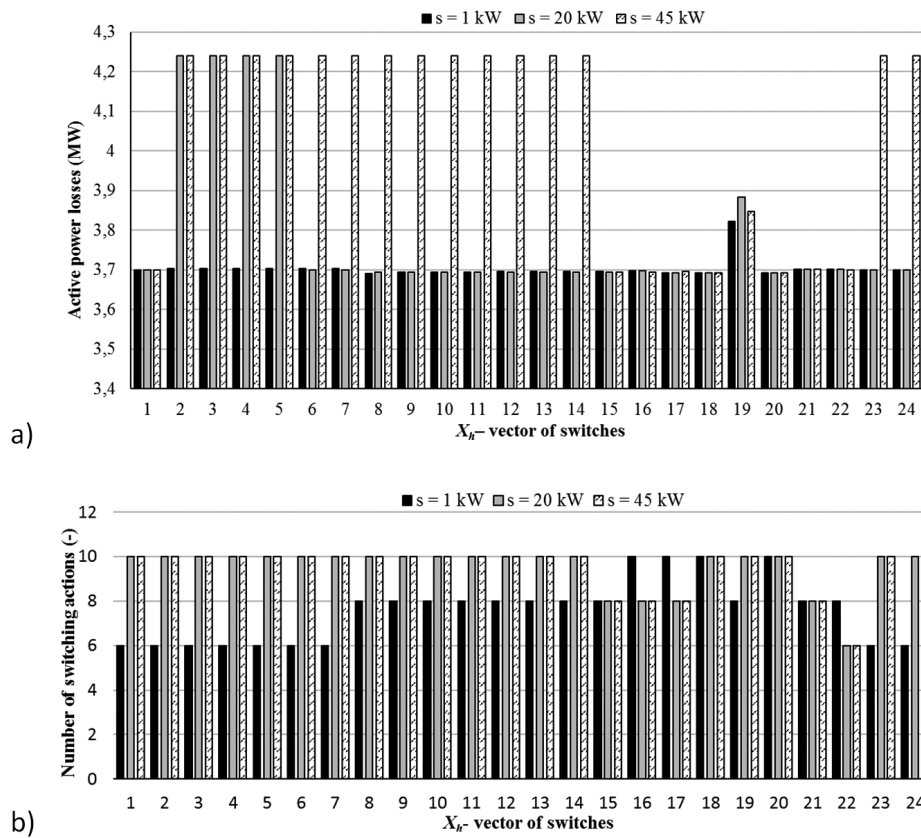


Fig. 8. Profile 2. State vector impact on: a) active power losses per day b) number of changeovers per day

time, the dependence describing the switches vector's pursuit for the optimum configuration with an increase of the sensitivity factor was demonstrated.

It should also be noted that the grid reconfiguration task solution can generate several equally beneficial solutions with the minimum active power losses criterion fulfilled. In this case, it may be advisable to apply another criterion to choose the optimum configuration.

With proper selection of the sensitivity factor it also may be concluded that the switches vector appropriate for the daily cycle is that defined for the distribution grid at a time of 65–85% of the peak power load.

Analysis of Fig. 7 and 8 allows one to conclude that with low sensitivity factors the aggregate per day losses are comparable. In such cases, however, the number of changeovers for subsequent switches vectors varies within 6 to 10 range. In turn, high optimisation algorithm sensitivity factors result in a clear difference between the objective function's minimum and maximum. In such a case there are fewer potential solutions, which is also visible in the number of required grid changeovers.

5. Final conclusions

The DiGSILENT PowerFactory flow program can be used for power grid reconfiguration, subject to proper selection of input parameters. Consequently, the active power losses may be reduced to 31% with at least 6 grid changeovers. In turn, improper sensitivity factor selection may lead to an increase in switching cycles and reduce the number of the optimisation task's potential solutions. For this reason, it is postulated to consider the distribution grid

reconfiguration problem as a multi-criteria task. Moreover, the algorithm outcome depends on the power of electric energy sources in the grid available during the day. However, foreign references increasingly propose to solve the above-mentioned problems with evolutionary algorithms that optimise the structure of a distribution grid with a large share of distributed generation and demand management mechanisms.

REFERENCES

1. Kot A., Kulczycki J., Szpyra W., "Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć" [Possibilities of Losses Reduction in Medium Voltage Distribution Networks by Optimal Network Configuration], *Acta Energetica*, No. 2/2, 2009, pp. 43–59.
2. Sultana B. et al., "Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration", *Renew Sustain Energy Rev*, No. 66, 2016, pp. 297–310.
3. Arasteh H., Sepasian M.S., Vahidinasab V., "An aggregated model for coordinated planning and reconfiguration of electric distribution networks", *Energy*, No. 94, 2016, pp. 786–98.
4. Helt P., Zduńczyk P., "Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration", *Acta Energetica*, No. 4 (21), 2014, pp. 79–85.
5. Coroamă I. et al., "Distribution system optimisation with intra-day network reconfiguration and demand reduction procurement", *Electric Power Systems Research*, No. 98, 2013, pp. 29–38.
6. Lubośny Z., Klucznik J., "A Paradigm for HV, MV, LV Distribution Grid Development Planning", *Acta Energetica*, No. 4 (13), 2012, pp. 42–74.

Radosław Rekowski

Gdańsk University of Technology
 e-mail: radek.rekowski@gmail.com

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology. Doctoral student at the Department of Electrical Power Engineering. Designer of electrical systems. Participates in power network and large volume building design works. His scientific interests are related to demand management mechanisms, smart grids and automatic protections.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej SN na poziom strat mocy czynnej

Autor

Radosław Rekowski

Słowa kluczowe

sieci rozdzielcze, rekonfiguracja sieci, minimalizacja strat mocy

Streszczenie

Dynamiczny rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych umożliwia wykorzystanie sterowalnych łączników do zmiany konfiguracji sieci rozdzielczej SN. W artykule omówiono wpływ rekonfiguracji systemu dystrybucyjnego SN na wartość strat mocy czynnej z uwzględnieniem dobowej zmienności obciążenia. Bazując na zmodyfikowanym przez autora 33-węzłowym systemie dystrybucyjnym IEEE, przedstawiono problem doboru odpowiedniej czułości algorytmu oraz zaproponowano metodykę wyboru konfiguracji pracy sieci rozdzielczej SN w cyklu dobowym. Jako funkcję celu zastosowano kryterium minimalizacji strat mocy czynnej. Badania przeprowadzono w programie rozplwywym DigSILENT Powerfactory dla dwóch wariantów krzywych obciążenia i dla różnych wartości współczynnika czułości. Wyniki obliczeń dowodzą poprawy warunków pracy systemu dystrybucyjnego SN oraz istoty problemu doboru odpowiedniej czułości działania algorytmu rekonfiguracji sieci.

Data wpływu do redakcji: 15.02.2017

Data akceptacji artykułu: 08.03.2017

Data publikacji online: 23.07.2018

1. Wprowadzenie

Dobór konfiguracji pracy sieci dystrybucyjnych średnich napięć stanowi istotny element planowania ich pracy. Rozwój systemów zdalnego sterowania i komunikacji umożliwia efektywne wykorzystanie możliwości dynamicznego tworzenia konfiguracji z uwzględnieniem dobowej lub nawet godzinowej zmienności obciążenia oraz generacji rozproszonej. Optymalny dobór struktury sieci sprowadza się do zdalnego sterowania łącznikami elektroenergetycznymi w sposób zapewniający minimalizację wybranego kryterium. Z tego powodu powyższe zadanie stanowi jeden z bezinwestycyjnych sposobów na minimalizację m.in. strat mocy [1].

Zadanie rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej można traktować jako optymalizację jedno- lub wielokryterialną. W pierwszym przypadku funkcją celu jest zwykle minimalizacja strat mocy lub strat energii. W przypadku analizy wielokryterialnej

zastosowanie mają z reguły metody ważonych celów lub coraz bardziej popularne algorytmy metaheurystyczne [2]. Należy również zwrócić uwagę, że rekonfiguracja sieci wymaga zachowania odpowiednich kryteriów, takich jak:

- konieczność zasilenia wszystkich odbiorów
- utrzymanie promieniowej struktury sieci
- brak przeciążeń linii elektroenergetycznych i transformatorów
- utrzymanie wartości napięć w wymaganym zakresie.

W związku z powyższym algorytm poszukujący optymalnej konfiguracji musi uwzględniać wspomniane obostrzenia, a ze względu na ograniczoną zdolność łączeniową łączników elektroenergetycznych liczba możliwych zmian powinna być limitowana.

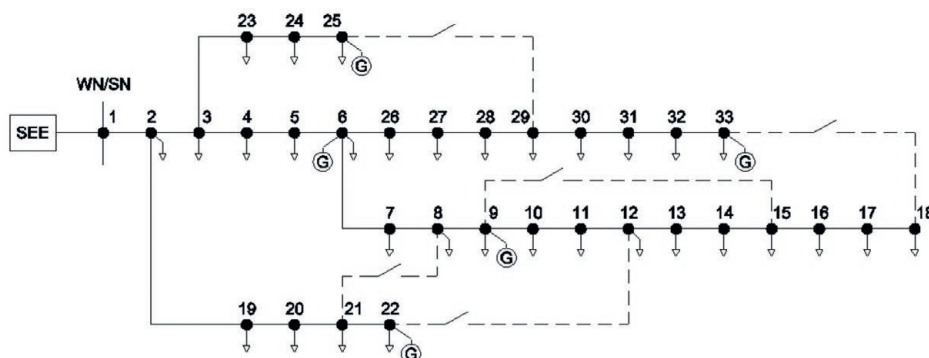
Celem niniejszego artykułu jest określenie wpływu dynamicznej rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej na poziom strat mocy czynnej oraz wskazanie roli czułości algorytmu na wynik rozważań.

2. Sieć testowa

Do badań wykorzystano zmodyfikowany przez autora 33-węzłowy testowy system dystrybucyjny IEEE, bazujący na literaturze [3, 4]. Sieć testową dostosowano do napięcia znamionowego 15 kV, a parametry linii i odbiorów zmodyfikowano w celu uzyskania sieci kablowej o charakterze miejskim.

Badania przeprowadzono dla dwóch wariantów dobowej zmienności obciążenia. Krzywe te zostały określone w sposób relatywny do mocy przyłączeniowej odbiorów przyłączonych do badanej sieci dystrybucyjnej SN. Proponowane profile obciążenia reprezentują dwa charakterystyczne przypadki poboru mocy dla odbiorcy przemysłowego i komunalnego.

Przyjęto również dobową zmienność generacji mocy czynnej źródeł rozproszonych. Na rys. 3 przedstawiono zaimplementowaną charakterystykę, odpowiadającą generacji elektrowni słonecznej w ciągu doby. Każda



Rys. 1. Schemat badanego 33-węzłowego testowego systemu dystrybucyjnego IEEE

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Cecha	Wartość
Napięcie znamionowe	15 kV
Dopuszczalny spadek napięcia	0,9 p.u.
Poziom napięcia w stacji WN/SN	1,05 p.u.
Sumaryczna moc znamionowa odbiorów SN	9,03 MW
Liczba węzłów	33
Liczba łączników	74
Maksymalne obciążenie linii elektroenergetycznych	92%
Moc zainstalowana źródeł generacji rozproszonej	1,25 MW

Tab. 1. Specyfikacja systemu testowego

z elektrowni słonecznych o mocy zainstalowanej 250 kW pracuje zgodnie ze standardową charakterystyką $\cos\phi(P)$ dla źródeł wytwórczych.

3. Metodyka badań

3.1. Funkcja celu

Badania wykonano w programie rozplwowym DlgSILENT PowerFactory z wykorzystaniem dostępnych narzędzi do wykonywania rozcięć w sieciach dystrybucyjnych z wybranym kryterium minimalizacji strat mocy czynnej, stanowiącym funkcję celu w niniejszych rozważaniach:

$$\min \left\{ F(M) = \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^G P_{h,g}(M) \right\} \quad (1)$$

gdzie: M – macierz reprezentująca stan kolejnych łączników w sieci elektroenergetycznej dla każdej godziny doby, zwana w dalszej części macierzą łączników, $P_{h,g}$ – straty mocy dla kolejnych godzin h w kolejnej gałęzi g . Realizacja zadania optymalizacyjnego wymaga zachowania odpowiednich warunków:

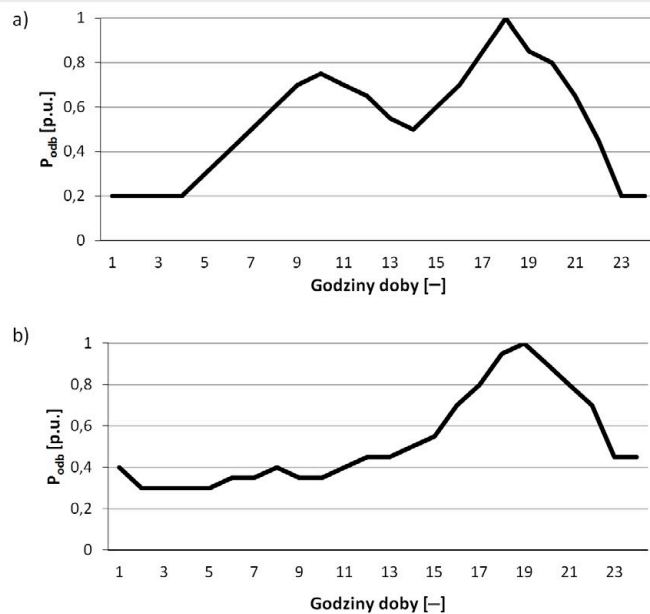
$$\begin{cases} I_b \leq I_{dd} \\ U_{\min} \leq U_l \leq U_{\max} \end{cases} \quad (2)$$

gdzie: I_b – natężenie prądu przepływającego przez linię elektroenergetyczną, I_{dd} – prąd dopuszczalny długotrwale dla linii elektroenergetycznej, U_l – wartość napięcia w danym węzle sieci, U_{\min} , U_{\max} – minimalna i maksymalna dopuszczalna wartość napięcia w sieci elektroenergetycznej.

3.2. Etap I. Analiza współczynnika czułości

Czułość algorytmu do optymalizacji konfiguracji sieci w programie DlgSILENT PowerFactory określona jest jako minimalna zmiana wartości strat mocy czynnej w linii elektroenergetycznej, powodująca rozpoczęcie procedury optymalizacyjnej. Zmiana wartości strat mocy poniżej tej wartości będzie powodowała zatrzymanie algorytmu. Wpływ współczynnika określony został zgodnie z poniższą procedurą:

Dla danej wartości współczynnika czułości s wyznaczano co godzinę h stan n -tego łącznika elektroenergetycznego. Obiektem



Rys. 2. Profile zmienności dobowej odbiorów: a) profil 1 – odbiorca przemysłowy, b) profil 2 – odbiorca komunalny



Rys. 3. Krzywa generacji mocy czynnej źródeł rozproszonych

	Profil 1		
	$s = 1$ kW	$s = 35$ kW	$s = 60$ kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MW]	5,69		
Straty po optymalizacji [MW]	3,91	3,91	3,9
Redukcja strat [%]	31,3%	31,3%	31,5%
Liczba przełączeń	6	6	6
Wektor łączników	X_1-X_7, X_{21}	X_7, X_{21}	X_{19}, X_{21}

Tab. 2. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 1

	Profil 2		
	$s = 1$ kW	$s = 20$ kW	$s = 45$ kW
Straty dla konfiguracji bazowej [MW]	5,38		
Straty po optymalizacji [MW]	3,7	3,7	3,7
Redukcja strat [%]	31,2	31,2	31,2
Liczba przełączeń	6	6	6
Wektor łączników	X_1-X_7, X_{23}	X_{22}	X_{22}

Tab. 3. Zestawienie wyników obliczeń dla etapu II – profil 2

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL

wyjściowym algorytmu jest macierz stanu M . Kolejne kolumny macierzy łączników M reprezentują wektory łączników X_h dla kolejnych godzin h .

$$M(s_i) = \begin{bmatrix} x_{1,1} & x_{2,1} & \dots & x_{h,1} \\ x_{1,2} & x_{2,2} & \dots & x_{h,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{1,2} & x_{1,2} & \dots & x_{h,n} \end{bmatrix} \Rightarrow [X_1 \ X_2 \ \dots \ X_h] \quad (3)$$

gdzie: s_i – współczynnik czułości algorytmu, X_h – wektor stanu dla kolejnych godzin doby h , $x_{h,n}$ – stan n -tego łącznika elektroenergetycznego dla godziny h .

Każdej wyznaczonej macierzy łączników przyporządkowano sumaryczne straty mocy czynnej $\sum P_{Msi}$ wraz z konieczną do wykonania liczbą przełączeń c_{Msi} w ciągu doby. Obliczenia wykonano dla doby przy dwóch wariantach krzywych obciążenia.

$$\begin{bmatrix} M_{s1} & M_{s1} & \dots & M_{si} \\ \sum P_{Msi} & \sum P_{Ms2} & \dots & \sum P_{Msi} \\ c_{Ms1} & c_{Ms2} & \dots & c_{Msi} \end{bmatrix} \quad (4)$$

gdzie: $\sum P_{Msi}$ – sumaryczne straty mocy czynnej dla macierzy M_{si} w ciągu doby, c_{Msi} – liczba przełączeń w ciągu doby dla macierzy M_{si} .

Cechą charakterystyczną tej metodyki jest możliwość zmiany konfiguracji sieci co godzinę i rozpatrywanie najkorzystniejszego wariantu konfiguracji sieci z punktu widzenia każdej godziny doby.

3.3. Etap II. Wybór konfiguracji pracy dla doby

Na podstawie rozważań przedstawionych w punkcie 3.2 określono współczynniki czułości zapewniające minimalną liczbę przełączeń. Na tej podstawie przeprowadzono kolejne badania mające na celu wybór jednej konfiguracji sieci dystrybucyjnej, która zapewni minimalną wartość strat mocy w ciągu doby.

W związku z powyższym obliczono funkcję przystosowania każdego wektora łączników X_h do pracy w ciągu całej doby. Wykonano obliczenia rozplywowe, przyporządkowując ostatecznie wektorowi łączników sumaryczne straty mocy czynnej w ciągu doby P_{Xh} oraz liczbę przełączeń c_{Xh} do wykonania.

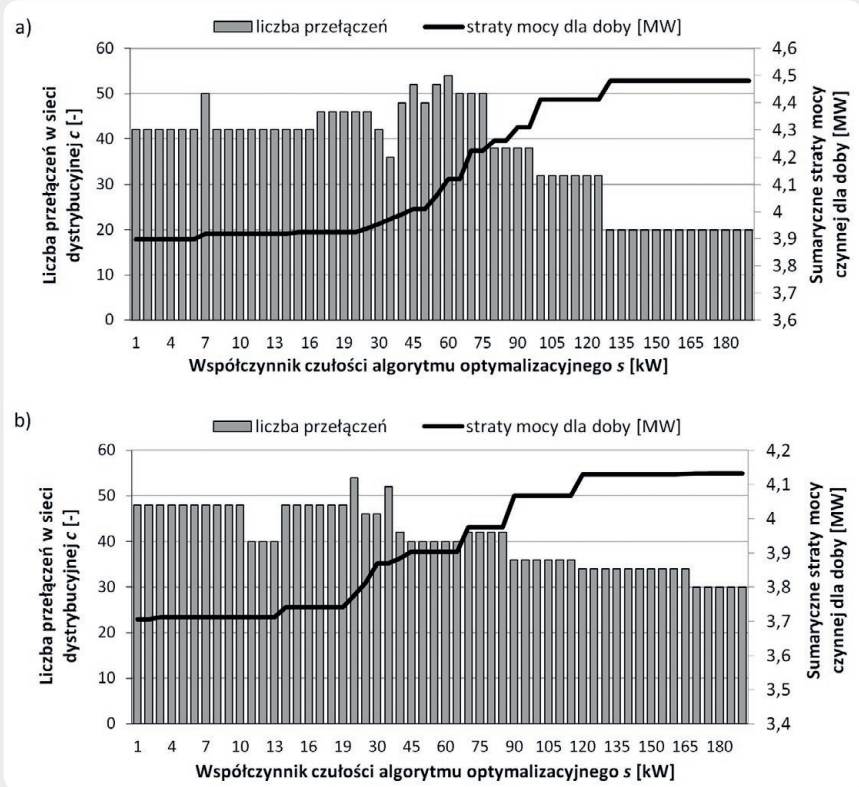
$$P(X_h, h, s_i) = \begin{bmatrix} P_{X_{1,1}} & P_{X_{2,1}} & \dots & P_{X_{h,1}} \\ P_{X_{1,2}} & P_{X_{2,2}} & \dots & P_{X_{h,2}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{X_{1,24}} & P_{X_{2,24}} & \dots & P_{X_{h,h}} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} X_1 & X_2 & \dots & X_h \\ \sum P_{X1} & \sum P_{X2} & \dots & \sum P_{Xh} \\ c_{X1} & c_{X2} & \dots & c_{Xh} \end{bmatrix} \quad (5)$$

gdzie: X_h – wektor łączników dla kolejnej godziny h , P_{Xh} – sumaryczne straty mocy czynnej dla doby przy określonym wektorze łączników X_h , c_{Xh} – liczba przełączeń w ciągu doby dla macierzy M_{si} .

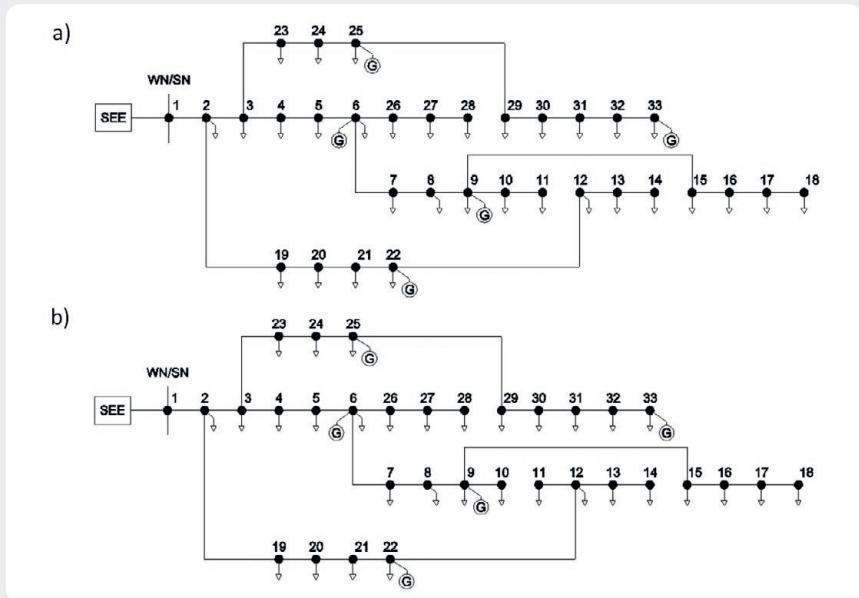
4. Wyniki badań

4.1. Etap I

Na rys. 4 przedstawiono wyniki analizy szczegółowo omówionej w punkcie 3.2. Analizując wykresy, można stwierdzić,



Rys. 4. Wpływ współczynnika czułości na liczbę przełączeń w sieci dystrybucyjnej i straty mocy czynnej w ciągu doby: a) profil 1, b) profil 2



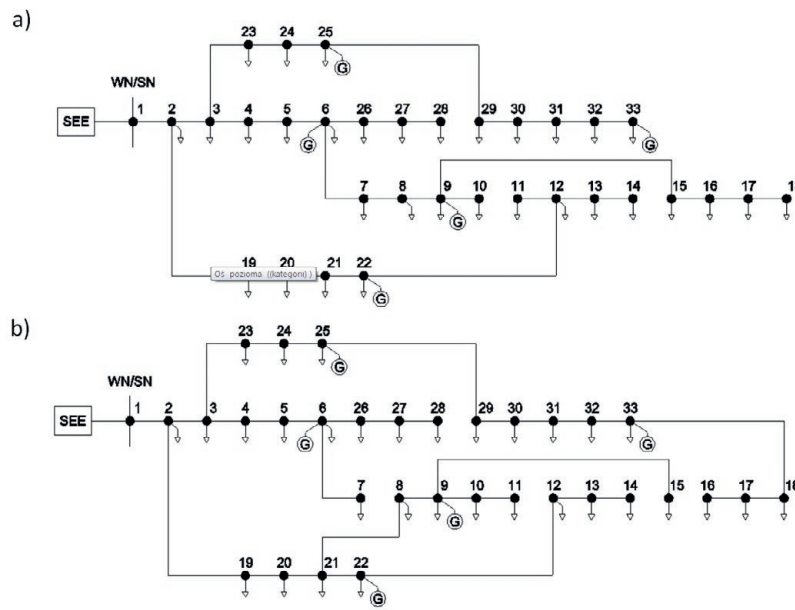
Rys. 5. Profil 1. Konfiguracja sieci dystrybucyjnej: a) dla wektora łączników X_7 , b) dla wektora łączników X_{21}

że wraz ze wzrostem współczynnika czułości straty mocy rosną aż do ustalonej wartości zależnej od profilu obciążenia. Jest to efekt oczekiwany z powodu pomijania zmian poniżej wartości progowej, określonej omawianym współczynnikiem. Liczba przełączeń w ciągu doby zmienia się natomiast w sposób ściśle zależny od profilu obciążeń.

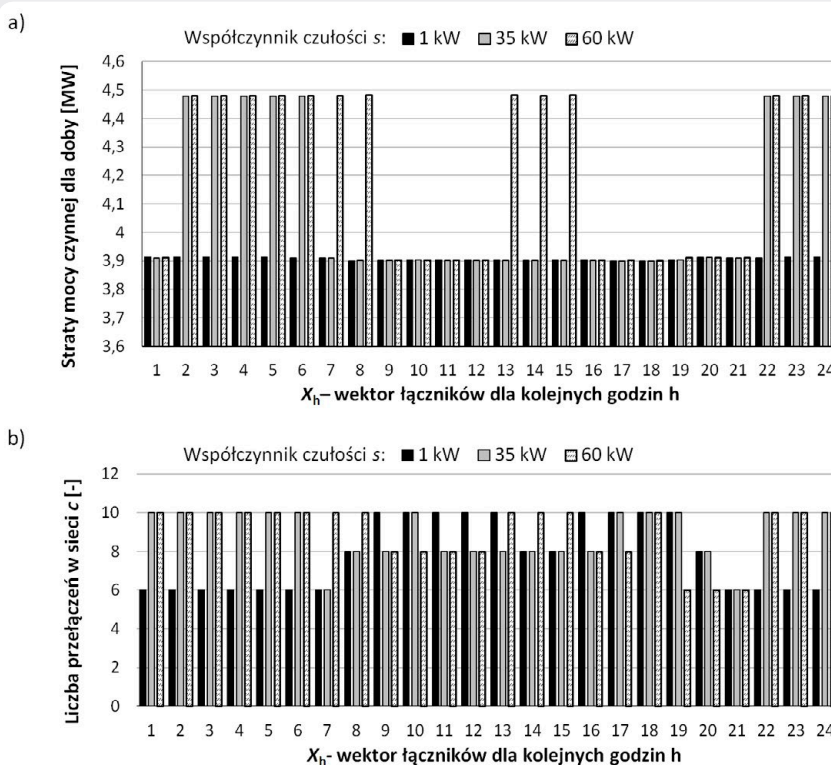
Rozwiązaniem pożądanym z punktu widzenia optymalizacji konfiguracji sieci elektroenergetycznej jest uzyskanie minimalnych strat mocy czynnej, przy jednoczesnym określeniu liczby wymaganych do tego celu przełączeń. Uwzględniając powyższe rezultaty, można dojść do wniosku, że rekonfiguracja sieci elektroenergetycznej jest problemem

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Profil 2. Konfiguracja sieci dystrybucyjnej: a) dla wektora łączników X_{22} , b) dla wektora łączników X_{23}



Rys. 7. Profil 1. Wpływ wektora stanu na: a) straty mocy czynnej w ciągu doby, b) liczbę przełączeń w ciągu doby

optymalizacji wielomodalnej, posiadającym kilka ekstremów lokalnych, mogących stanowić rozwiązanie problemu.

4.2. Etap II

W tab. 2 i 3 zestawiono wyniki analizy przeprowadzonej zgodnie z punktem 3.2. Określono całkowite straty mocy czynnej dla doby, w zależności od wektora łączników dla profili obciążenia 1 oraz 2.

Przeprowadzone obliczenia dowodzą, że zastosowanie algorytmu poszukującego konfiguracji sieci elektroenergetycznej z kryterium minimalizacji strat mocy czynnej pozwala ograniczyć straty nawet do 31%. Jednocześnie uwidoczniła się zależność opisująca dążenie wektora łączników do optymalnej konfiguracji wraz ze wzrostem współczynnika czułości.

Należy również stwierdzić, że rozwiązanie zadania rekonfiguracji sieci może generować kilka równie korzystnych rozwiązań z zachowanym kryterium minimalizacji strat mocy czynnej. W takim przypadku celowe może okazać się zastosowanie kolejnego kryterium do wyboru optymalnej konfiguracji.

Odpowiedni dobór współczynnika czułości umożliwia również stwierdzenie, że właściwy wektor łączników dla cyklu dobowego jest wektorem określonym dla sieci dystrybucyjnej w chwili 65–85-proc. obciążenia mocą szczytową.

Analiza rys. 7 i 8 pozwala stwierdzić, że dla małych wartości współczynnika czułości otrzymujemy porównywalne sumaryczne straty mocy czynnej w ciągu doby. Niemniej w takich przypadkach liczba przełączeń dla kolejnych wektorów łączników jest zróżnicowana i zawiera się w przedziale 6–10 przełączeń. Z kolei duże wartości współczynnika czułości algorytmu optymalizacyjnego skutkują wyraźną różnicą między minimum a maksimum funkcji celu. W takim przypadku liczba potencjalnych rozwiązań jest mniejsza, co widoczne jest również w liczbie wymaganych przełączeń w sieci.

5. Wnioski końcowe

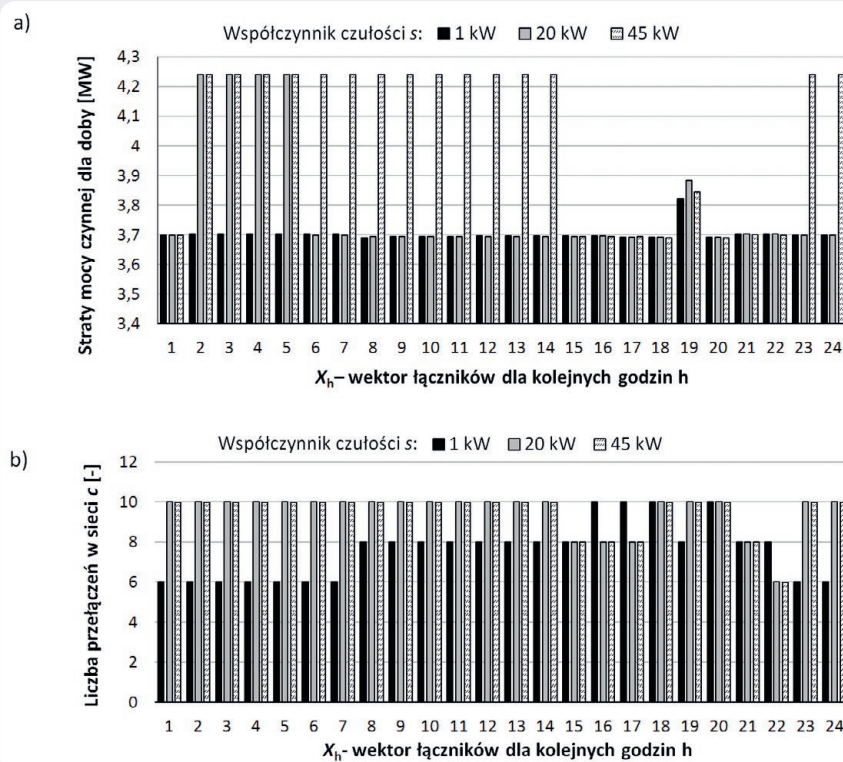
Wykorzystanie programu rozplwowego DlgSILENT PowerFactory do wykonania rekonfiguracji sieci elektroenergetycznej jest możliwe po odpowiednim dobraniu parametrów wejściowych. W rezultacie możliwe jest osiągnięcie redukcji strat mocy czynnej na poziomie 31% przy minimum 6 przełączeniach w sieci. Z kolei niewłaściwy dobór współczynnika czułości może doprowadzić do wzrostu cyklu łączniowych i zmniejszyć liczbę potencjalnych rozwiązań zadania optymalizacyjnego. Z tego powodu postuluje się rozpatrywanie problemu rekonfiguracji sieci dystrybucyjnej jako zadania wielokryterialnego. Dodatkowo istotna dla wyniku algorytmu jest moc osiągalna źródeł energii elektrycznej w ciągu doby w rozpatrywanej sieci dystrybucyjnej. Natomiast w literaturze zagranicznej do rozwiązania powyższych problemów proponuje się coraz częściej wykorzystanie algorytmów ewolucyjnych, optymalizujących strukturę sieci dystrybucyjnej, przy dużym udziale generacji rozproszonej i mechanizmów zarządzania popytem.

Bibliografia

1. Kot A., Kulczycki J., Szpyra W., Możliwości redukcji strat w sieciach dystrybucyjnych średniego napięcia poprzez optymalną lokalizację rozcięć, *Acta Energetica* 2009, nr 2/2, s. 43–59.
2. Sultana B. i in., Review on reliability improvement and power loss reduction in distribution system via network reconfiguration, *Renew Sustain Energy Rev* 2016, No. 66, s. 297–310.
3. Arasteh H., Sepasian M.S., Vahidinasab V., An aggregated model for coordinated planning and reconfiguration of electric distribution networks, *Energy* 2016, No. 94, s. 786–98.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 40–46. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Profil 2. Wpływ wektora stanu na: a) straty mocy czynnej w ciągu doby, b) liczbę przełączeń w ciągu doby

4. Helt P, Zduńczyk P, Distribution MV and LV Network Optimal Reconfiguration, *Acta Energetica* 2014, No. 4/21, s. 79–85.
5. Coroamă I. i in., Distribution system optimisation with intra-day network reconfiguration and demand reduction procurement, *Electric Power Systems Research* 2013, No. 98, s. 29–38.
6. Lubośny Z., Klucznik J., A Paradigm for HV, MV, LV Distribution Grid Development Planning, *Acta Energetica* 2012, No. 4/13, s. 42–74.

Radosław Rekowski

mgr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: radek.rekowski@gmail.com

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Doktorant w Katedrze Elektroenergetyki. Projektant instalacji elektrycznych. Uczestniczy w pracach projektowych dotyczących sieci elektroenergetycznych i obiektów kubaturowych. Jego zainteresowania naukowe dotyczą obszarów związanych z mechanizmami zarządzania popytem, sieciami inteligentnymi oraz automatyką zabezpieczeniową.