

Optimisation of Reactive Power Compensation, Selected Results for Medium Voltage Distribution Networks

Authors

Waldemar Szypra
 Wojciech Bąchorek
 Aleksander Kot

Keywords

power distribution networks, reactive power compensation, optimisation

Abstract

This paper concerns issues of optimal location of reactive power sources in radial MV distribution networks. At first, the optimisation problem is formulated along with constraints, and solution methods are indicated. Data necessary to perform calculations and used assumptions is discussed. Optimisation calculations have been performed for many real MV networks; their essential parameters are presented in the paper along with the characteristics of the obtained results. The paper ends with a summary which presents conclusions of the performed analyses.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015311

Introduction

In recent years, there has been a strong tendency to seek solutions to improve the efficiency and to support environmental protection in many areas and walks of life. This applies also, and perhaps in particular, to the power sector. Losses reduction and efficiency improvement in distribution networks are at the forefront of the strategy of grid companies – distribution system operators (DSOs). One method to reduce power and energy losses is reactive power compensation. The research and analyses completed by these authors have shown that the compensation systems commonly used in the domestic practice of distribution networks (central compensation in HV main feeding points (MFPs) and idle state compensation in MV/LV substations) typically feature low economic efficiency [1, 2, 3].

This leads to the formulation of an optimisation problem that would be focused on providing solutions characterized by high economic efficiency from the OSD point of view. This means that the Net Present Value NPVR ratio – i.e. the amount of PLN brought about in a period by every PLN invested in the compensation system – should be as large as possible.

With this in mind, the following was adopted for the proposed compensation system:

- capacitors deployed on LV side – it is much cheaper to compensate the same reactive power on the LV than MV side
- capacitors with relatively higher power in selected few MV/LV substations – this reduces the compensation unit cost
- fixed and switched capacitors (with timer-controlled contactors) – allows utilising the compensation potential at variable reactive power demand.

Optimisation problem

The optimisation problem comes down to choosing such capacitor locations, types and sizes at which the profit Z_A defined as the difference between the savings from the power and energy loss reduction O_A , and the compensation costs K_A , reaches its maximum:

$$\max. \quad Z_A = O_A - K_A \quad (1)$$

Annual savings from the power and energy loss reduction are determined from the relationship:

$$O_A = \delta P_{max} k_P + \delta E a_A k_E \quad (2)$$

where:

$\delta E a_A$ – annual active energy loss reduction,

δP_{max} – active power loss reduction at the maximum network load, k_E – unit cost of energy, k_P – unit cost of power.

Annual cost of capacitors includes fixed operating costs, operating costs and costs of power and energy losses in the capacitors and capacitor controlling devices.

It is assumed that in a network with connected capacitors:

- the allowable limits of neither network element ampacity, nor network node voltage, are exceeded:

$$I_i \leq I_{max i} \quad (3)$$

$$U_{min} \leq U_i \leq U_{max} \quad (4)$$

where:

I_i – current in network element i , I_{maxi} – maximum network element current due to thermal constraints, U_i – voltage in network node i , U_{min} , U_{max} – minimum and maximum network node voltages.

- The aggregate power of fixed capacitors meets the condition:

$$Q_{CF} \leq Q_{min} \quad (5)$$

where:

Q_{CF} – aggregate power of fixed capacitors,

Q_{min} – minimum reactive power supply from HV network

- The aggregate power of all capacitors (fixed and switched) meets the condition:

$$Q_C \leq Q_{min(T_w)} \quad (6)$$

where:

Q_C – aggregate power of all capacitors (fixed and switched), $Q_{min(T_w)}$ – minimum input power from HV network within given time T_w , T_w – capacitor switch-on duration (for fixed capacitors it is the number of hours in a year, and for switched capacitors it is the annual duration of their operation).

A dedicated optimisation program developed by these authors was used for the optimisation calculations. It was developed based on the method of reactive power compensation costs and effects determination presented in [1, 4]. The program implements two algorithms of the optimum capacitor power and location selection: heuristic and evolutionary. The optimised objective function can be the annual profit or the annual reduction of active energy losses [5].

Data and assumptions for the calculation

The data set needed for the calculation includes:

- data set describing the analysed MV distribution network structure and parameters:
 - MV network's diagram and each line's parameters (lengths, wires sections and types)
 - MV/LV transformers ratings (rated power, load and no-load active power losses, no-load current, short-circuit voltage, and voltage ratio)
- set of measurements of active and reactive power demand in the MV distribution network:
 - active and reactive energy supplies to the MV network through the HV/MV transformer or the capacitor bank connected to the substation MV buses – recorded throughout the year in 60-minute intervals
 - average MV voltages of the HV/MV transformer recorded in 60-minute intervals
 - active and reactive energy inflows to each line from the HV/MV transformer recorded in 60-minute intervals
- set of parameters that contains macroeconomic indicators, cost rates and price of compensation devices:
 - unit cost of energy $k_E = 0.25$ PLN/kWh, unit cost of power $k_P = 100$ PLN/kW/a

- ratio of fixed operating cost rate for fixed capacitors $k_{es} = 0.005$, for capacitors with contactors $k_{es} = 0.025$
- operating duration of switched- capacitors $T_W = 7000$ [h/a]
- interest rate $i = 0.08$ period of analysis $N_a = 10$ years
- cost of purchase and installation of fixed and switched capacitors (Tab. 1).

Rated power [kvar]	Fixed Capacitors		Switched Capacitors	
	ID	Price [PLN/ pcs.]	ID	Price [PLN/ pcs.]
7.5	1	193	9	593
10	2	193	10	618
12.5	3	193	11	633
15	4	240	12	710
18.3	5	275	13	765
20	6	275	14	845
25	7	490	15	1080
30	8	490	16	1120

Tab. 1. Cost of capacitors purchase and installation

The calculations are performed subject to the following assumptions:

- network supply voltage is equal to the annual average
- operating duration for fixed capacitors is equal to the number of hours per year (8760 h)

Designations MFP	No. of MV feeders [pcs.]	Total MV line length [km]	No of MV/LV substations supplied [pcs.]	Aggregate MV/LV transformer power ratings [kVA]
MFP A	26	797	595	97,556
MFP B	12	286	210	24,389
MFP C	8	412	251	19,502
MFP D	15	142	124	24,936
MFP E	15	307	331	86,428
MFP F	8	47	74	35,205
MFP G	4	13	17	8,970
MFP H	10	442	412	42,884
MFP I	14	400	426	64,835

Tab. 2. Basic data of MV networks for objects qualified for the calculations

Specification	Symbol [unit]	MFP A		MFP B		MFP C	MFP D	MFP E	MFP F	MFP G	MFP H		MFP I	
		F + S	F	F + S	F	S	S	S	S	S	F + S	F	F + S	F
Annual reactive power consumption	E_r [Mvarh/year]	38,305 33,398*		9,558 9,421*		7,166 7,166*	25,015 3,820*	29,082 29,076*	5,979 4,059*	5,207 3,995*	13,795 13,757*		23,293 23,293*	
Reactive energy consumption in time $T_w = 7000$ hrs	E_{r7000} [Mvarh]	34,197		8,676		6,490	24,603	27,477	5,763	5,107	12,583		21,199	
Power limit for fixed capacitors	$\max \Sigma Q_F$ [kvar]	820	820	109	109	0	0	0	0	8	500	500	258	258
Power limit for both types of capacitors	$\max \Sigma Q_{FS}$ [kvar]	2,890	820	654	109	483	700	1570	389	255	1090	500	1547	258
No. of fixed capacitors	n_F [pcs.]	37	37	3	3	0	0	0	0	0	24	24	6	6
Rated power of fixed capacitors	ΣQ_{nF} [kvar]	902.5	902.5	115	115	0	0	0	0	0	535	535	270	270
Capital expenditure for fixed capacitors	K_{IF} [PLN]	10,833	10,833	1,191	1,191	0	0	0	0	0	6,679	6,679	2,678	2,678
No. of switched capacitors	n_S [pcs.]	27	–	16	–	6	1	45	1	5	3	–	13	–
Rated power of switched capacitors	ΣQ_{nS} [kvar]	945	–	585	–	205	50	1680	50	250	130	–	550	–
Capital expenditure for switched capacitors	K_{IS} [PLN]	26,716	–	16,019	–	5,851	1,222	45,880	1,222	6,110	3,380	–	14,176	–
Total capital expenditure	K_I [PLN]	37,549	10,833	17,210	1,191	5,851	1,222	45,880	1,222	6,110	10,059	6,679	16,854	2,678
Annual active energy loss reduction	$\Sigma \delta E_a$ [kWh/year]	176,992	150,098	34,962	11,645	20,332	915	101,472	839	5677	67,032	64,589	42,587	21,756
Annual profit from the reactive power compensation Z_r [PLN/year]	Z_r [PLN/year]	43,104	40,368	6,698	3,050	4,640	24,63	20,880	7.21	640	16,696	16,632	9,362	5,787
Net Present Value	$NPVR$ [PLN/PLN]	7.70	25.00	2.61	17.18	5.32	0.14	3.05	0.04	0.70	11.14	16.71	3.73	14.50
Return on investment	p [%]	22.65	37.98	10.08	32.89	18.19	–	11.81	–	–	27.26	32.52	14.06	30.66
Unit cost of reduce energy loss reduction	k_{ekw} [PLN/kWh]	0.0421	0.0146	0.0976	0.0213	0.0567	0.2641	0.0892	0.2880	0.2129	0.0298	0.0206	0.0790	0.0258
Discounted payback period	DPP [years]	0.80	0.24	2.52	0.35	1.18	Never!	2.12	Never!	13.83	0.55	0.36	1.71	0.42

Descriptions: F – only fixed capacitors connected permanently, S – only switched capacitors on with contactors, F + S – solutions for both capacitor types
 * Reactive power consumed by MV lines included in the optimisation calculations

Tab. 3. Summary details of the solutions of the optimisation problem of reactive power compensation in nine objects

- operating duration for switched capacitors is equal for all capacitors (the capacitors are switched on and off simultaneously in all substations)
- load rate of transformers supplied from a given feeder in each time interval the same for all transformers
- ratio of the reactive to active energy received each MV/LV transformer supplied from a given feeder in each time interval is the same for all transformers and equal to the ratio of reactive to active energy inflowing into the feeder in the respective intervals.

The last two assumptions (d and e) are needed only if no details are available of the powers collected from each MV/LV transformer station.

Models preparation and characterisation of analysed objects

For the optimisation task of reactive power compensation in an MV distribution network an object is the actual distribution network supplied from one 110 kV/MV transformer substation (one MFP). With detailed information about the MV networks and annual energy flows for the nine 110 kV/MV transformer substations located in various parts of Poland, the development of the models necessary for the optimisation calculations was launched. The MV networks were mapped and the reactive energy demands of each MV/LV transformer substation were estimated.

Listed in Tab. 2 are basic details of the MV networks supplied by the analysed MFPs (110 kV/MV transformer substations). For analysed substations, instead of their real names, were assigned consecutive alphabet letters from A to I.

MFP A Bay No.	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/year]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nr} [kva]	n_{stacj} [pcs.]	n_F [pcs.]	n_S [pcs.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
A1	1,780	700	2,629	2,309	5	6,200	2	0	0	0	0
A2	1,180	280	1,521	1,353	116.4	4,409	72	1	0	20	0
A3	610	130	768	670	66.1	2,947	45	0	0	0	0
A4	900	240	894	816	3.9	1,665	6	0	0	0	0
A5	340	130	652	559	3.1	4,110	2	0	0	0	0
A6	1,230	450	1,813	1,610	5.8	3,550	13	0	2	0	80
A7	140	50	266	236	6.3	2,080	3	0	0	0	0
A8	390	150	245	211	10.7	3,990	3	0	1	0	50
A9	1,830	650	2,719	2,461	95.8	5,169	64	11	0	230	0
A10	1,020	370	1,497	1,312	69.0	4,596	47	3	1	60	40
A11	1,630	500	2,244	1,968	9.4	6,050	19	0	6	0	220
A12	560	150	567	506	6.6	3,141	12	0	0	0	0
A13	1,100	280	1,504	1,349	11.6	1,640	5	0	3	0	130
A14	1,120	250	1,356	1,233	82.1	3,637	52	3	1	37.5	25
A15	1,330	460	1,716	1,523	1.0	2,000	1	0	0	0	0
A16	1,570	580	2,444	2,166	122.9	9,413	96	7	0	175	0
A17	1,500	350	2,033	1,787	18.7	4,990	29	2	5	80	150
A18	940	230	1,400	1,229	7.9	3,830	12	0	1	0	50
A19	1,800	730	2,944	2,681	42.9	5,961	33	9	2	260	50
A20	960	240	1,216	1,088	4.1	4,553	9	0	0	0	0
A21	904	216	1,135	987	9.6	3,155	13	0	5	0	150
A22	90	21	123	102	1.5	630	1	0	0	0	0
A23	600	190	760	684	70.6	3,511	42	1	0	40	0
A24	704	230	952	846	4.1	3,130	9	0	0	0	0
	24,228	7,577	33,398	29,687	775	94,357	590	37	27	903	945

Tab. 4. Details of MV lines and compensation solutions in MFP G

MFP G Bay No.	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/year]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nr} [kva]	n_{stacj} [pcs.]	n_F [pcs.]	n_S [pcs.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
G1	1,429	210	838	817	6	4,850	10	0	0	0	0
G2	668	203	816	683	1	630	1	0	0	0	0
G3	1,986	992	2,342	2,263	4	2,690	5	0	5	0	250
	4,083	1,405	3,995	3,763	11	8,170	16	0	5	0	250

Tab. 5. Details of MV lines and compensation solutions in MFP G

Then, the optimisation calculations of reactive power compensation were performed using the two algorithms: heuristic and evolutionary.

Optimisation results

Due to the volume constraints of this paper, to present the complete results, including detailed capacitor locations in each MV network, would neither be possible, nor appropriate. It was decided to present the aggregate information for each object,

including technical characteristics and economic indicators of the obtained solutions.

Tab. 3 lists details of the solutions obtained for all nine objects. The presented solution variants refer to the applied capacitor types, respectively: F – fixed capacitors, S – switched capacitors, F + S – solutions for both capacitor types.

All results presented in Tab. 3 have been obtained using the heuristic algorithm. For the analysed objects also the evolutionary algorithm-based calculations were carried out, repeating

the experiments many times due to the statistical nature of the selection rules, which govern such a process. The best solutions obtained by means of the evolutionary algorithm featured a similar or by a few percent higher NPVR quality rate than the solutions obtained using the heuristic algorithm. For example, for object A, for which the NPVR ratios set forth in Tab. 3 amount in variants F + S and F to 7.7 PLN/PLN and to 25 PLN/PLN, respectively, the evolutionary algorithm produced solutions with respective quality ratios 6.72 PLN/PLN and 27.87 PLN/PLN. In each case the evolutionary algorithm produced a solution with a higher objective function value (profit from compensation Z_A). The computation time for the heuristic algorithm ranged from several to several dozen minutes depending on the object size. For those same objects one run of the evolutionary algorithm took from several to several dozen hours. These times represent the computational complexity of the problem of optimal reactive power compensation in an actual radial network.

For two of the analysed objects, A and G, more detailed information of the obtained compensation solutions are presented (Tab. 4 and Tab. 5, respectively). This includes details of each feeder (peak power, reactive energy, feeder length, number and total power of supplied MV/LV substations) and basic details of the solutions in the form of the number and total capacity of the installed capacitors of both types.

Set forth in Tables 4 and 5 are only the MV lines included in the optimisation calculations (omitted are, inter alia, feeders that supply individual industrial consumers).

To illustrate the correlation occurring between the MV feeder parameters and the obtained compensation solutions the selected columns are shaded with bars proportional to the value. It may be noted that capacitors are mostly located in large circuits with significant reactive power consumption.

Object A supplies a very complex and wide-area MV distribution network with high demand for reactive power. The compensation solution for object A is highly cost-effective. Object G, in contrast, supplies a small MV network with low reactive power demand, and the resulting solution is not cost-effective.

Conclusions

Both proprietary algorithms can solve the optimal reactive power compensation problem for the actual conditions. Calculations with the use of the evolutionary algorithm are much more time consuming, but produce – in some cases – solutions a few percent better than solutions generated heuristically.

Based on analysis of the solutions for the real objects listed in Tab. 3 the following conclusions can be drawn:

- Reactive power compensation using appropriately sized and located LV capacitors can be an effective way to reduce energy losses in MV networks

- The effectiveness of such compensation depends primarily on:
 - network expanse, type and sizes of conductors in the network supplied from a given MFP substation
 - reactive energy received by the network per year
 - presence of a the constant component in the annual demand for reactive power
- The most cost-effective is the compensation by fixed capacitors only
- The solutions with the maximum profit from energy loss reduction are not the most cost-effective. The increase in capital expenditures to install switched capacitors far exceeds the profit increase resulting from their installation
- Analysis of economic performance indicators for the obtained solutions allows you to divide the analysed objects into those in which:
 - compensation is not cost-efficient (objects D, F and G)
 - compensation is very cost-efficient (objects A, H and I)
 - compensation is cost-efficient – the other objects.

Correlations between feeders parameters of the compensation solutions set forth in Tab. 4 and 5 confirm the above findings regarding the compensation's cost-effectiveness.

Due to the assumptions concerning reactive energy flow in the analysed networks (assumptions (d) and (e) in the section on data and assumptions), the results should be treated as approximate. Any decisions on compensation system setup should be preceded by verification of the reactive energy flow in the network.

REFERENCES

1. Kot A. et al., Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przeegląd Elektrotechniczny* 2013, Vol. 89, No. 6, pp. 190–195.
2. Szpyra W. et al., Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych [Efficiency of reactive power compensation in distribution networks], APE '11 conference proceedings, Gdańsk 2011.
3. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn [Efficiency of idling MV/LV transformers reactive power compensation], *Przeegląd Elektrotechniczny* 2011, Vol. 87, No. 2, pp. 144–146.
4. Szpyra W. et al., Wyniki optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych [Results of reactive power compensation optimisation in power networks], III Scientific-Technical Conference – Issues of reactive power in distribution and transmission networks], Wisła 2014.
5. Szpyra W. et al., Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych [Efficiency of reactive power compensation in distribution networks], APE '13 conference proceedings, Gdańsk 2013.

Waldemar Szpyra

AGH University of Science and Technology in Krakow

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Mining and Metallurgy Electrical Engineering of AGH University of Science and Technology. He was awarded the doctoral degree at the Faculty of Electrical Engineering, Automation, Computer Science and Electronics of his alma mater (1998). Now an assistant professor in the Department of Electrical and Power Engineering of his alma mater. His interests include modelling, operating condition estimation, and optimisation of distribution networks, application of artificial intelligence in power engineering and power management.

Wojciech Bąchorek

AGH University of Science and Technology in Krakow

e-mail: wojbach@agh.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Automation, Computer Science and Electronics of AGH University of Science and Technology in Kraków (2001). PhD obtained at the same faculty (2007). Now an assistant professor in the Department of Electrical and Power Engineering of AGH University of Science and Technology in Kraków. His scientific interests pertain to modelling and analysis of operating states in power distribution networks, as well as application of artificial intelligence in the operating optimisation.

Aleksander Kot

AGH University of Science and Technology in Krakow

e-mail: akot@agh.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Automation, Computer Science and Electronics AGH University of Science and Technology in Krakow (1997). PhD obtained at the same faculty (2005). Now an assistant professor in the Department of Electrical and Power Engineering of AGH University of Science and Technology in Kraków. His professional interests include analysis and estimation of distribution networks operating conditions, optimisation for engineering and operation, artificial intelligence methods, forecasting and planning of network development, information systems in the power sector and energy market.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 119–124. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Optimalizacja kompensacji mocy biernej, wybrane wyniki dla sieci rozdzielczych średniego napięcia

Autorzy

Waldemar Szpyra
Wojciech Bąchorek
Aleksander Kot

Słowa kluczowe

elektroenergetycznie sieci rozdzielcze, kompensacja mocy biernej, optymalizacja

Streszczenie

Artykuł poświęcony jest problematyce optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w otwartych sieciach rozdzielczych SN. Na początku sformułowano zadanie optymalizacji wraz z warunkami ograniczającymi oraz wskazano metody jego rozwiązania. Omówiono dane niezbędne do wykonania obliczeń oraz przyjmowane założenia. Dokonano obliczeń optymalizacyjnych dla wielu rzeczywistych sieci SN, których podstawowe dane wraz z charakterystykami uzyskanych rozwiązań zaprezentowano w pracy. Artykuł kończy podsumowanie zawierające wnioski z wykonanych analiz.

Wprowadzenie

W ostatnich latach wyraźnie zarysowują się tendencje do poszukiwania rozwiązań służących poprawie efektywności oraz wspierających ochronę środowiska w wielu obszarach i dziedzinach życia. Dotyczy to także, a może w szczególności, sektora elektroenergetyki. Redukcja strat oraz poprawa sprawności sieci rozdzielczych znajdują się na czele strategii przedsiębiorstw sieciowych – operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD).

Jednym ze sposobów redukcji strat mocy i energii jest stosowanie kompensacji mocy biernej. Z badań i analiz przeprowadzonych przez autorów wynika, że powszechnie stosowane w praktyce krajowej systemy kompensacji w sieciach rozdzielczych (kompensacja centralna w GPZ i kompensacja biegu jałowego w stacjach SN/nn) przeważnie charakteryzują się niską efektywnością ekonomiczną [1, 2, 3].

Skłania to do sformułowania zadania optymalizacji, które byłoby zorientowane na dostarczanie rozwiązań charakteryzujących się wysoką efektywnością ekonomiczną z punktu widzenia OSD. Oznacza to, że wskaźnik wartości zaktualizowanej netto NPVR – określający ile złotych w analizowanym okresie przynosi każda złotówka zainwestowana w system kompensacji – powinien być jak największy.

Mając powyższe na uwadze, przyjęto dla proponowanego systemu kompensacji:

- stosowanie kondensatorów po stronie niskiego napięcia – kompensowanie tej samej mocy biernej jest znacznie tańsze po stronie niskiego niż średniego napięcia
- instalację kondensatorów o relatywnie większych mocach w wybranych, nielicznych stacjach SN/nn – obniża to jednostkowy koszt kompensacji
- zastosowanie kondensatorów załączonych na stałe oraz okresowo (przy wykorzystaniu styczników sterowanych zegarami) – co pozwala na wykorzystanie potencjału kompensacji przy zmiennych przebiegach zapotrzebowania mocy biernej.

Sformułowanie zadania

Zadanie optymalizacji sprowadza się do wyboru takich lokalizacji (stacji

SN/nn) kondensatorów oraz określenia ich mocy, przy których zysk – określony jako różnica pomiędzy oszczędnościami wynikającymi z ograniczenia strat mocy i energii O_A a kosztami kompensacji K_A – osiąga wartość maksymalną:

$$\max: Z_A = O_A - K_A \quad (1)$$

Roczne oszczędności z ograniczenia strat mocy i energii wyznacza się z zależności:

$$O_A = \delta P_{\max} k_p + \delta E a_A k_E \quad (2)$$

gdzie:

$\delta E a_A$ – ograniczenie strat energii czynnej w ciągu roku, δP_{\max} – ograniczenie strat mocy czynnej przy maksymalnym obciążeniu sieci, k_E – jednostkowy koszt energii, k_p – jednostkowy koszt mocy.

Roczny koszt kondensatorów obejmuje koszty eksploatacyjne stałe, koszty operacyjne oraz koszty strat mocy i energii w kondensatorach oraz urządzeniach służących do sterowania pracą kondensatorów.

Zakłada się, że w sieci z przyłączonymi kondensatorami:

- nie są przekroczone wartości dopuszczalne w zakresie obciążalności prądowej elementów sieci oraz wartości poziomów napięć w jej węzłach:

$$I_i \leq I_{\max i} \quad (3)$$

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (4)$$

gdzie:

I_i – prąd w i -tym elemencie sieci, $I_{\max i}$ – maksymalny prąd elementu sieci wynikający z ograniczeń termicznych, U_i – napięcie w i -tym węzle sieciowym, U_{\min} , U_{\max} – minimalna i maksymalna wartość napięcia w węzłach sieci.

- łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe spełnia zależność:

$$Q_{CF} \leq Q_{\min} \quad (5)$$

gdzie:

Q_{CF} – łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe, Q_{\min} – minimalna moc bierna dostarczana z sieci WN.

- łączna moc wszystkich kondensatorów (przyłączonych na stałe i załączanych okresowo) spełnia zależność:

$$Q_C \leq Q_{\min(T_w)} \quad (6)$$

gdzie:

Q_C – łączna moc kondensatorów przyłączonych na stałe i załączanych okresowo, $Q_{\min(T_w)}$ – minimalna moc pobierana z sieci WN w założonym czasie T_w , T_w – czas załączenia kondensatorów (dla kondensatorów przyłączonych na stałe jest to liczba godzin w roku, a dla kondensatorów załączanych okresowo jest to przyjmowany roczny czas ich pracy).

Do obliczeń optymalizacyjnych zastosowano dedykowany program stworzony przez autorów. Został on opracowany na bazie metody wyznaczania kosztów i efektów kompensacji mocy biernej przedstawionej w [1, 4]. Program realizuje dwa algorytmy wyboru optymalnej mocy i lokalizacji kondensatorów w sieci: heurystyczny oraz ewolucyjny. Optymalizowaną funkcją celu może być osiągany w ciągu roku zysk lub roczne ograniczenie strat energii czynnej [5].

Dane oraz założenia do obliczeń

Zestaw danych niezbędnych do wykonania obliczeń obejmuje:

- zbiór danych opisujących strukturę i parametry analizowanej sieci rozdzielczej SN:
 - schemat sieci średniego napięcia i parametry poszczególnych linii (długości odcinków, przekroje i typy przewodów)
 - parametry znamionowe transformatorów w stacjach SN/nn (moc znamionowa, obciążeniowe i jałowe straty mocy czynnej, prąd stanu jałowego, napięcie zwarcia oraz przekładnia)
- zbiór danych pomiarowych o przebiegach zapotrzebowania na moc czynną i bierną analizowanej sieci rozdzielczej SN:

- ilości energii czynnej i biernej dostarczane do sieci SN za pośrednictwem transformatora WN/SN, ewentualnie baterii kondensatorów przyłączonych do szyn SN stacji – zarejestrowane w ciągu roku w 60-minutowych interwałach
- wartości średnie napięcia po stronie dolnego napięcia transformatora WN/SN zarejestrowane w 60-minutowych interwałach
- ilości energii czynnej i biernej wpływające do poszczególnych linii z transformatora WN/SN zarejestrowane w 60-minutowych interwałach
- zbiór parametrów zawierających wskaźniki makroekonomiczne, wskaźnik kosztowe oraz ceny urządzeń do kompensacji:
 - jednostkowy koszt energii $k_E = 0,25$ zł/kWh, jednostkowy koszt mocy $k_P = 100$ zł/kW/a
 - współczynnik kosztów eksploatacyjnych stałych dla kondensatorów przyłączonych na stałe $k_{es} = 0,005$, dla kondensatorów ze stycznikami $k_{es} = 0,025$
 - czas pracy kondensatorów załączanych okresowo, $T_W = 7000$ [h/a]
 - stopa oprocentowania $i = 0,08$ okres analizy $N_a = 10$ lat
 - koszty zakupu i instalacji kondensatorów przyłączanych na stałe oraz kondensatorów wyposażonych w styczniki do ich załączania (tab. 1).

Obliczenia wykonuje się przy następujących założeniach:

- a. napięcie zasilające sieć jest równe średniej z rocznych wartości napięcia
- b. czas pracy kondensatorów przyłączonych na stałe jest równy liczbie godzin w roku (8760 h)
- c. czas pracy kondensatorów ze stycznikami jest dla wszystkich kondensatorów jednakowy (kondensatory są załączane i wyłączane jednocześnie we wszystkich stacjach)
- d. stopień obciążenia transformatorów zasilanych z danego obwodu jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów
- e. stosunek energii biernej do energii czynnej, odbieranej z poszczególnych transformatorów SN/nn zasilanych z danego obwodu, jest w poszczególnych interwałach czasu taki sam dla wszystkich transformatorów i jest równy stosunkowi energii biernej do energii czynnej wpływającej do tego obwodu w odpowiednich interwałach.

Dwa ostatnie założenia (d i e) są potrzebne tylko wtedy, gdy nie dysponujemy danymi o mocach pobieranych z poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn.

Przygotowanie modeli oraz charakterystyka analizowanych obiektów
Dla zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieci rozdzielczej SN obiektem jest rzeczywista sieć dystrybucyjna zasilana z jednej stacji transformatorowej 110 kV/SN (z jednego GPZ).

Dysponując szczegółowymi danymi o sieciach SN oraz rocznych przepływach energii dla dziewięciu stacji transformatorowych 110 kV/SN, zlokalizowanych w różnych częściach Polski, przystąpiono do budowy modeli niezbędnych dla realizacji obliczeń optymalizacyjnych. Dokonano

Moc znamionowa [kvar]	Kondensatory przyłączane na stałe		Kondensatory ze stycznikami	
	Identyfikator	Cena [zł/szt.]	Identyfikator	Cena [zł/szt.]
7,5	1	193	9	593
10	2	193	10	618
12,5	3	193	11	633
15	4	240	12	710
18,3	5	275	13	765
20	6	275	14	845
25	7	490	15	1080
30	8	490	16	1120

Tab. 1. Koszt zakupu i instalacji kondensatorów

Oznaczenie GPZ	Liczba linii SN [szt.]	Całkowita długość sieci SN [km]	Liczba zasilanych stacji SN/nn [szt.]	Suma mocy znamionowych transformatorów SN/nn [kVA]
GPZ A	26	797	595	97 556
GPZ B	12	286	210	24 389
GPZ C	8	412	251	19 502
GPZ D	15	142	124	24 936
GPZ E	15	307	331	86 428
GPZ F	8	47	74	35 205
GPZ G	4	13	17	8 970
GPZ H	10	442	412	42 884
GPZ I	14	400	426	64 835

Tab. 2. Podstawowe dane sieci SN obiektów zakwalifikowanych do obliczeń

odworowania sieci SN oraz estymacji energii biernej zapotrzebowanej przez każdą stację transformatorową SN/nn.

W tab. 2 zebrano podstawowe informacje charakteryzujące sieci SN zasilane z analizowanych GPZ. Badanym stacjom, zamiast ich rzeczywistych nazw, przyporządkowano kolejne litery alfabetu od A do I. Następnie przeprowadzono obliczenia optymalizacji kompensacji mocy biernej z zastosowaniem obu algorytmów: heurystycznego oraz ewolucyjnego.

Wyniki optymalizacji

Z uwagi na objętość niniejszego artykułu zaprezentowanie pełnych wyników, obejmujących szczegółowe lokalizacje kondensatorów w poszczególnych sieciach SN, nie jest możliwe i nie byłoby celowe. Zdecydowano się na przedstawienie zbiorczych informacji dla każdego obiektu, obejmujących charakterystyki techniczne

oraz wskaźniki ekonomiczne uzyskanych rozwiązań.

Tabela 3 zawiera informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania dla wszystkich dziewięciu obiektów. Prezentowane warianty rozwiązań dotyczą zastosowanych typów kondensatorów, odpowiednio: F – tylko kondensatory załączone na stałe, S – tylko kondensatory załączane stycznikami, F+S – rozwiązania z użyciem obu typów kondensatorów.

Wszystkie przedstawione w tab. 3 wyniki zostały uzyskane przy użyciu algorytmu heurystycznego. Dla badanych obiektów prowadzono także obliczenia z użyciem algorytmu ewolucyjnego, powtarzając eksperymenty wielokrotnie z uwagi na statystyczny charakter reguł wyboru, jakimi rządzi się taki proces. Najlepsze rozwiązania uzyskiwane za pomocą algorytmu ewolucyjnego charakteryzowały się zbliżonym

Wyszczególnienie	Symbol [jednostka]	GPZ A		GPZ B		GPZ C	GPZ D	GPZ E	GPZ F	GPZ G	GPZ H		GPZ I	
		F+S	F	F+S	F	S	S	S	S	S	F+S	F	F+S	F
Ilość energii biernej pobieranej w ciągu roku	E_r [Mvarh/rok]	38 305 33 398*		9 558 9 421*		7 166 7 166*	25 015 3 820*	29 082 29 076*	5 979 4 059*	5 207 3 995*	13 795 13 757*		23 293 23 293*	
Ilość energii biernej pobieranej w czasie $T_w = 7000$ godz.	E_{r7000} [Mvarh]	34 197		8 676		6 490	24 603	27 477	5 763	5 107	12 583		21 199	
Ograniczenie mocy kondensatorów przyłączonych na stałe	$\max \Sigma Q_F$ [kvar]	820	820	109	109	0	0	0	0	8	500	500	258	258
Ograniczenie mocy wszystkich kondensatorów	$\max \Sigma Q_{F5}$ [kvar]	2 890	820	654	109	483	700	1570	389	255	1090	500	1547	258
Liczba kondensatorów przyłączonych na stałe	n_F [szt.]	37	37	3	3	0	0	0	0	0	24	24	6	6
Moc znamionowa kondensatorów przyłączonych na stałe	ΣQ_{nF} [kvar]	902,5	902,5	115	115	0	0	0	0	0	535	535	270	270
Nakłady inwestycyjne na kondensatory przyłączone na stałe	K_{IF} [zł]	10 833	10 833	1 191	1 191	0	0	0	0	0	6 679	6 679	2 678	2 678
Liczba kondensatorów załączanych okresowo	n_S [szt.]	27	-	16	-	6	1	45	1	5	3	-	13	-
Moc znamionowa kondensatorów załączanych okresowo	ΣQ_{nS} [kvar]	945	-	585	-	205	50	1680	50	250	130	-	550	-
Nakłady inwestycyjne na kondensatory załączane okresowo	K_{IS} [zł]	26 716	-	16 019	-	5 851	1 222	45 880	1 222	6 110	3 380	-	14 176	-
Całkowite nakłady inwestycyjne	K_I [zł]	37 549	10 833	17 210	1 191	5 851	1 222	45 880	1 222	6 110	10 059	6 679	16 854	2 678
Roczne ograniczenie strat energii czynnej	$\Sigma \delta E_a$ [kWh/rok]	176 992	150 098	34 962	11 645	20 332	915	101 472	839	5677	67 032	64 589	42 587	21 756
Roczny zysk wynikający z kompensacji mocy biernej	Z_r [zł/rok]	43 104	40 368	6 698	3 050	4 640	24,63	20 880	7,21	640	16 696	16 632	9 362	5 787
Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto	NPVR [zł/zł]	7,70	25,00	2,61	17,18	5,32	0,14	3,05	0,04	0,70	11,14	16,71	3,73	14,50
Stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych	p [%]	22,65	37,98	10,08	32,89	18,19	-	11,81	-	-	27,26	32,52	14,06	30,66
Jednostkowy koszt ograniczenia strat energii	k_{ekw} [zł/kWh]	0,0421	0,0146	0,0976	0,0213	0,0567	0,2641	0,0892	0,2880	0,2129	0,0298	0,0206	0,0790	0,0258
Dyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	DPP [lat]	0,80	0,24	2,52	0,35	1,18	Nigdy!	2,12	Nigdy!	13,83	0,55	0,36	1,71	0,42

Oznaczenia: F – tylko kondensatory przyłączone na stałe, S – tylko kondensatory ze stycznikami, F+S – rozwiązanie z użyciem obu typów kondensatorów;
* ilość energii biernej pobieranej przez linie SN objęte obliczeniami optymalizacyjnymi

Tab. 3. Zbiorcze informacje charakteryzujące uzyskane rozwiązania zadania optymalizacji kompensacji mocy biernej dla dziewięciu obiektów

lub o kilka procent wyższym wskaźnikiem jakości NPVR niż rozwiązania uzyskiwane przy użyciu algorytmu heurystycznego. Przykładowo dla obiektu A, dla którego wskaźniki NPVR podane w tab. 3 wynoszą w wariantach F+S oraz F odpowiednio 7,7 zł/zł oraz 25 zł/zł, algorytm ewolucyjny znalazł rozwiązania o wskaźnikach jakości odpowiednio 6,72 zł/zł oraz 27,87 zł/zł. W każdym przypadku algorytm ewolucyjny pozwalał na znalezienie rozwiązania charakteryzującego się wyższą wartością funkcji celu (zysk z zastosowania kompensacji Z_A).

Czas obliczeń dla algorytmu heurystycznego zawierał się w przedziale od kilku do kilkudziesięciu minut w zależności od wielkości obiektu. Dla tych samych obiektów jeden

przebieg algorytmu ewolucyjnego zajmował od kilku do kilkudziesięciu godzin. Czasy te stanowią wykładnię złożoności obliczeniowej problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej w rzeczywistych sieciach otwartych.

Dla dwóch spośród analizowanych obiektów A oraz G przedstawiono bardziej szczegółowe informacje, dotyczące uzyskanych rozwiązań kompensacji (odpowiednio: tab. 4 i tab. 5). Obejmują one charakterystyki poszczególnych odcinków liniowych (moc szczytową, energię bierną, długość sieci, liczbę oraz moc całkowitą zasilanych stacji SN/nn) oraz podstawowe charakterystyki rozwiązań w postaci liczby i łącznej mocy zastosowanych kondensatorów obu typów.

W tab. 4 i 5 uwzględniono tylko linie SN objęte obliczeniami optymalizacyjnymi (m.in. pominięto obwody zasilające pojedynczych odbiorców przemysłowych).

Dla zobrazowania korelacji zachodzących pomiędzy parametrami linii SN a uzyskanymi rozwiązaniami kompensacji wybrane kolumny zacieniowano z użyciem słupków proporcjonalnych do wartości. Można zauważyć, że kondensatory lokowane są najczęściej w rozległych obwodach charakteryzujących się znacznym poborem energii biernej.

Obiekt A to stacja zasilająca bardzo złożoną i rozległą sieć rozdzielczą SN o dużym zapotrzebowaniu mocy biernej, dla której uzyskane rozwiązania kompensacji charakteryzują się wysoką efektywnością

GPZ A nr pola	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/rok]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nT} [kVA]	n_{stacji} [szt.]	n_F [szt.]	n_S [szt.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
A1	1780	700	2 629	2 309	5	6 200	2	0	0	0	0
A2	1180	280	1 521	1 353	116,4	4 409	72	1	0	20	0
A3	610	130	768	670	66,1	2 947	45	0	0	0	0
A4	900	240	894	816	3,9	1 665	6	0	0	0	0
A5	340	130	652	559	3,1	4 110	2	0	0	0	0
A6	1 230	450	1 813	1 610	5,8	3 550	13	0	2	0	80
A7	140	50	266	236	6,3	2 080	3	0	0	0	0
A8	390	150	245	211	10,7	3 990	3	0	1	0	50
A9	1 830	650	2 719	2 461	95,8	5 169	64	11	0	230	0
A10	1 020	370	1 497	1 312	69,0	4 596	47	3	1	60	40
A11	1 630	500	2 244	1 968	9,4	6 050	19	0	6	0	220
A12	560	150	567	506	6,6	3 141	12	0	0	0	0
A13	1 100	280	1 504	1 349	11,6	1 640	5	0	3	0	130
A14	1 120	250	1 356	1 233	82,1	3 637	52	3	1	37,5	25
A15	1 330	460	1 716	1 523	1,0	2 000	1	0	0	0	0
A16	1 570	580	2 444	2 166	122,9	9 413	96	7	0	175	0
A17	1 500	350	2 033	1 787	18,7	4 990	29	2	5	80	150
A18	940	230	1 400	1 229	7,9	3 830	12	0	1	0	50
A19	1 800	730	2 944	2 681	42,9	5 961	33	9	2	260	50
A20	960	240	1 216	1 088	4,1	4 553	9	0	0	0	0
A21	904	216	1 135	987	9,6	3 155	13	0	5	0	150
A22	90	21	123	102	1,5	630	1	0	0	0	0
A23	600	190	760	684	70,6	3 511	42	1	0	40	0
A24	704	230	952	846	4,1	3 130	9	0	0	0	0
	24 228	7 577	33 398	29 687	775	94 357	590	37	27	903	945

Tab. 4. Charakterystyka linii SN oraz rozwiązań kompensacji w sieci zasilanej z GPZ A

GPZ G nr pola	P_s [kW]	Q_s [kvar]	E_r [Mvarh/rok]	E_{r7000} [Mvarh]	I_{SN} [km]	ΣS_{nT} [kVA]	n_{stacji} [szt.]	n_F [szt.]	n_S [szt.]	ΣQ_{nF} [kvar]	ΣQ_{nS} [kvar]
G1	1 429	210	838	817	6	4 850	10	0	0	0	0
G2	668	203	816	683	1	630	1	0	0	0	0
G3	1 986	992	2 342	2 263	4	2 690	5	0	5	0	250
	4 083	1 405	3 995	3 763	11	8 170	16	0	5	0	250

Tab. 5. Charakterystyka linii SN oraz rozwiązań kompensacji w GPZ G

ekonomiczną. Z kolej obiekt G zasila niewielką sieć SN o niskim zapotrzebowaniu mocy biernej, a uzyskane rozwiązanie nie jest efektywne z ekonomicznego punktu widzenia.

Wnioski

Oba opracowane algorytmy umożliwiają rozwiązanie problemu optymalnego rozmieszczenia źródeł mocy biernej dla rzeczywiste występujących wymiarów zadania. Obliczenia z użyciem algorytmu ewolucyjnego są znacznie bardziej czasochłonne lecz pozwalają na uzyskanie

– w niektórych przypadkach – rozwiązań o kilka procent lepszych od rozwiązań uzyskanych metodą heurystyczną.

Na podstawie analizy wyników dla obiektów rzeczywistych zestawionych w tab. 3 można sformułować następujące wnioski:

- Kompensacja mocy biernej przy wykorzystaniu odpowiednio zwymiarowanych i rozlokowanych kondensatorów nn może być efektywnym sposobem ograniczenia strat energii w sieci SN
- Efektywność takiej kompensacji zależy przede wszystkim od:

– rozległości, rodzaju budowy i przekrojów przewodów sieci zasilanej z danego GPZ

– ilości energii biernej w ciągu roku pobieranej przez tę sieć

– obecności składowej stałej w rocznym przebiegu zapotrzebowania na moc bierną

- Najbardziej efektywna z ekonomicznego punktu widzenia jest kompensacja przy użyciu wyłącznie kondensatorów załączonych na stałe
- Rozwiązania charakteryzujące się maksymalnym zyskiem z ograniczenia strat

energii nie są najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia. Przyrost nakładów inwestycyjnych na zainstalowanie kondensatorów pracujących okresowo jest znacznie większy niż przyrost zysku wynikającego z ich zainstalowania

- Analiza wskaźników efektywności ekonomicznej dla uzyskanych rozwiązań pozwala podzielić badane obiekty na takie, w których:
 - kompensacja jest nieopłacalna (obiekty D, F oraz G)
 - kompensacja jest bardzo efektywna (obiekty A, H oraz I)
 - kompensacja opłaca się – pozostałe obiekty.

Korelacje między parametrami obwodów a rozwiązaniami kompensacji

zaprezentowane w tab. 4 i 5 potwierdzają spostrzeżenia odnośnie efektywności kompensacji zawarte powyżej.

Ze względu na przyjęte założenia dotyczące rozplywu energii biernej w analizowanych sieciach (założenia d. i e. podane w podrozdziale dotyczącym danych i założeń), uzyskane wyniki należy traktować jako orientacyjne. Decyzje o zabudowie systemu kompensacji powinny być poprzedzone weryfikacją rozplywu energii biernej w sieci.

Bibliografia

1. Kot A. i in., Efficiency improvement of reactive power compensation in power distribution networks, *Przegląd Elektrotechniczny* 2013, r. 89, nr 6, s. 190–195.

2. Szpyra W. i in., Efektywność kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE '11, Gdańsk 2011.
3. Szpyra W., Efektywność kompensacji mocy biernej stanu jałowego transformatorów SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny* 2011, r. 87, nr 2, s. 144–146.
4. Szpyra W. i in., Wyniki optymalizacji kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych, III Konferencja Naukowo-Techniczna – Problematyka mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych, Wisła 2014.
5. Szpyra W. i in., Kryteria optymalnej kompensacji mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych, materiały konferencyjne APE '13, Gdańsk 2013.

Waldemar Szpyra

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Dyplom inżyniera elektryka obronił na Wydziale Elektrotechniki Górniczej i Hutniczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (1975). Stopień doktora zdobył na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki Informatyki i Elektroniki swojej macierzystej uczelni (1998). Obecnie jest adiunktem Katedry Elektrotechniki i Elektroenergetyki swojej macierzystej uczelni. Zajmuje się modelowaniem, estymacją stanu pracy i optymalizacją sieci rozdzielczych, zastosowaniem metod sztucznej inteligencji w elektroenergetyce oraz gospodarką elektroenergetyczną.

Wojciech Bąchorek

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: wojbach@agh.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (2001). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2007). Obecnie jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zainteresowania zawodowe dotyczą modelowania i analiz stanu pracy elektroenergetycznych sieci rozdzielczych oraz zastosowania metod sztucznej inteligencji w optymalizacji ich pracy.

Aleksander Kot

dr inż.

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: akot@agh.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki AGH (1997). Stopień naukowy doktora uzyskał na tym samym wydziale (2005). Obecnie jest zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektrotechniki i Elektroenergetyki AGH. Jego zawodowe zainteresowania lokują się w obszarach: analizy i estymacji stanu pracy sieci rozdzielczych, zagadnień optymalizacji dla potrzeb projektowania i eksploatacji, metod sztucznej inteligencji, prognozowania i planowania rozwoju sieci, systemów informatycznych w elektroenergetyce oraz rynku energii.