

Renewable Energy to Cover Losses at HV/MV Substations

Authors

Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Sławomir Noske
Joanna Ptak
Mirosław Matuszewicz

Keywords

RES, electricity losses, energy efficiency, transformer/switching substation

Abstract

According to the Energy Efficiency Act, the burden of searching for solutions to limit losses incurred during the transformation and transmission of electricity also rests with distribution system operators (DSOs). One of the intermediary facilities in the electric power supply chain to consumers is an HV/MV substation, which is characterized by relatively high energy losses. The paper analyses the rationale for the use of renewable energy micro-sources in HV/MV substations to increase the efficiency of their operation and the impact on CO₂ reduction.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2020203

Received by the editor: 29.10.2020

Received in revised form: 11.11.2020

Accepted: 16.11.2020

Available online: 21.06.2021

1. Introduction

We are currently witnessing the dynamic development of small renewable micro-energy sources (RES), including mainly photovoltaic (PV) plants. There are several reasons for the increased interest in the deployment of micro-plants. The adoption of the RES Act [1], which has introduced the concept of the prosumer, allowing their generation of electricity for their own needs, using the power system as virtual electricity storage, and laying down the rules for the energy balance settlement may be considered as a main reason. Another important reason is the measurable reduction of the PV plant installation cost in the last years, allowing for a real return on investment in a few years. Moreover, government mechanisms were launched to support the development of PV plants, which have a tangible financial benefit. For small PV installations in the range from 2 kW to 10 kW, the “Mój prąd” [My electricity] program [2] is currently in operation, whereby a PLN 5,000 (ca. EUR 1,100) non-returnable subsidy is available. The deployment of a PV installation can also benefit from a tax credit for thermal upgrading [3].

Energy-related initiatives within the European Union are focused on increasing energy efficiency, which goal is the rationalization of energy consumption. This is reflected in the Polish legislation in the form of the *Act of May 26, 2016, on energy efficiency* [4].

The implementations proposed in the Act to improve energy efficiency relate to reduction of losses in the distribution of electricity, in transmission facilities and in grids managed by distribution system operators (DSOs). The use of RES micro-sources to reduce losses incurred in HV/MV substations may be in line with the goals of increasing the energy efficiency of DSOs. This paper describes how PV installations can be used to fulfil the electricity demand of HV/MV substations. A real HV/MV station was used in these considerations.

2. HV/MV substation load and losses

An HV/MV substation is equipped with auxiliary systems which consumes electrical energy and they are fed by auxiliary transformers (MV/LV). Their energy demand can be interpreted as a part of energy losses in the substation which include energy losses in power transformers (HV/MV). Therefore, the following considerations take into account the substation auxiliaries energy demand, and energy losses in the auxiliary transformers and energy losses in the power transformers.

The analyses were based on the actual parameters and measurements of the selected 110 kV/15 kV transformer substation. There are two auxiliary transformers, 160 kVA each, in the considered substation. The transformers are older units characterized by load losses of 1.9 kW and relatively large no-load losses of 3 kW.

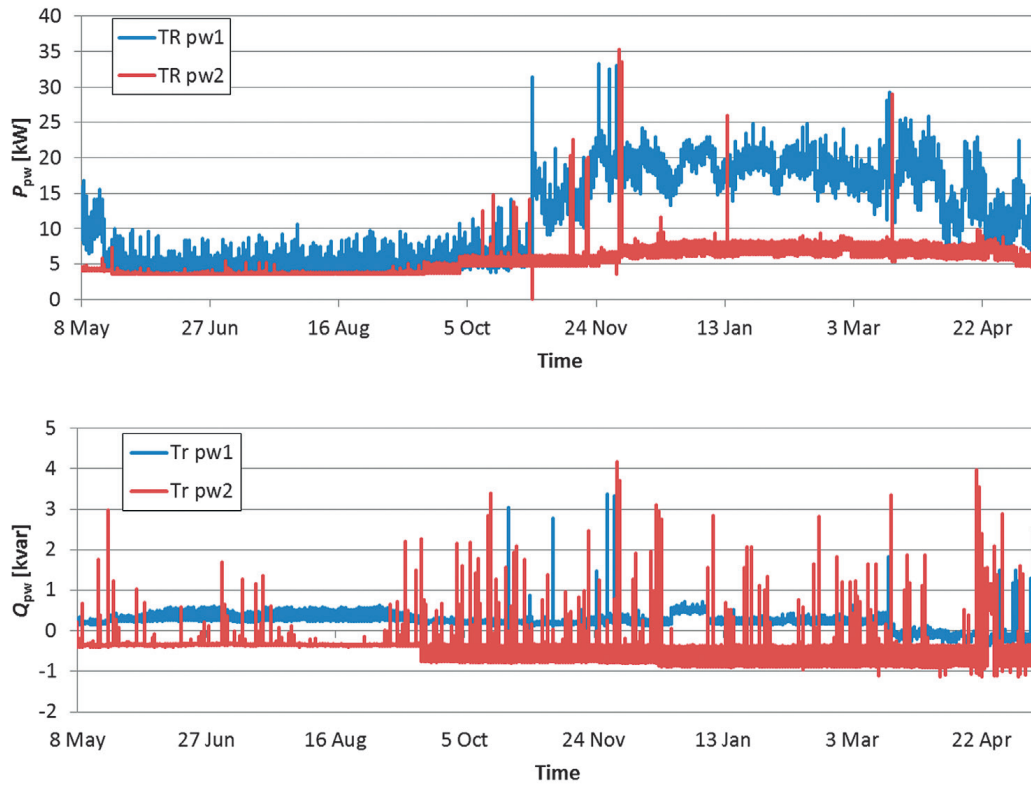


Fig. 1. Annual active and reactive power load profile of the auxiliary transformers

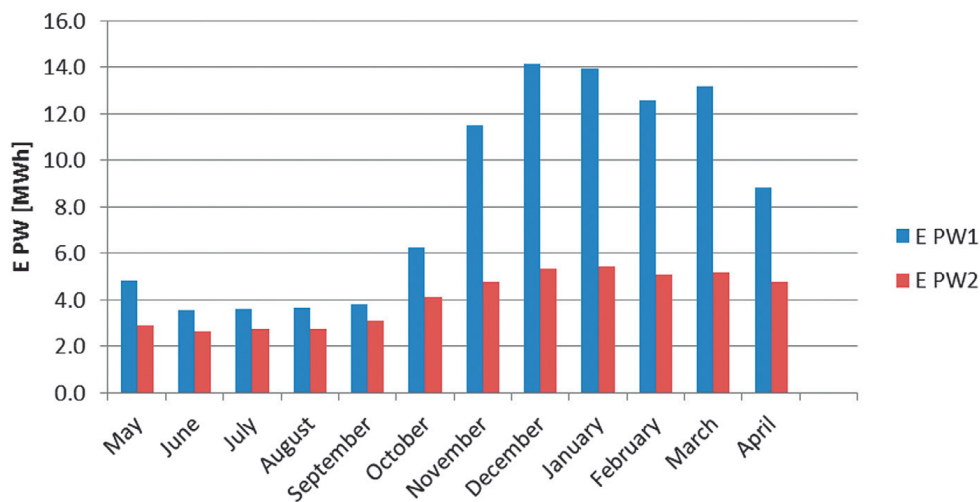


Fig. 2. Annual profile of energy losses in auxiliary transformers

They are used to supply the substation’s auxiliaries. The active and reactive power load profiles are shown in Fig. 1. The load profiles of auxiliary transformers were used to determine the annual profiles of energy losses in these transformers, which are shown in Fig. 2 and listed in Tab. 1. It should be noted that the small load of both transformers in the summer period results in total power losses close to the no-load losses. In turn, in the case of the PW 2 transformer, such a situation occurs practically all year round. Therefore, the decision to replace transformers with new generation units with better parameters, including lower rated power and reduced no-load losses, may be economically justified.

It can be noticed that the share of transformer energy losses in the auxiliaries load is relatively large and, depending on the month, ranges from 19.3% to 41.7%, with an average annual share of 29.3% (Tab. 1). This is mainly due to the previously mentioned large no-load losses of auxiliary transformers. The aggregate annual electricity demand, being the sum of the energy consumed by the station's auxiliaries and the energy losses in the auxiliary transformers, amounted to 201.3 MWh, which translates into a cost of PLN 62,666/year, assuming the electricity cost of PLN 311/MWh.

Month	Consumption PW1 [MWh]	Consumption PW2 [MWh]	Aggregate energy losses Tr PW 2 and Tr PW 2 [MWh]	Aggregate demand [MWh]	Share of losses in substation auxiliary load [%]
May	4.8	2.9	4.5	12.2	36.9
June	3.5	2.6	4.3	10.5	41.0
July	3.6	2.7	4.5	10.8	41.7
August	3.7	2.7	4.5	10.9	41.3
September	3.8	3.1	4.3	11.2	38.4
October	6.2	4.1	4.5	14.8	30.4
November	11.5	4.8	4.3	20.6	20.9
December	14.2	5.3	4.5	24.0	18.8
January	13.9	5.4	4.5	23.9	18.8
February	12.6	5.1	4.2	21.8	19.3
March	13.2	5.2	4.5	22.9	19.7
April	8.8	4.7	4.3	17.9	24.0
Total:	99.8	48.7	52.8	201.3	29.3 (mean)
Net loss costs [PLN]	31,038	15,115	16,452	62,666	–

Tab. 1. Energy consumption for auxiliaries supply and energy losses in auxiliary transformers in the HV/MV substation

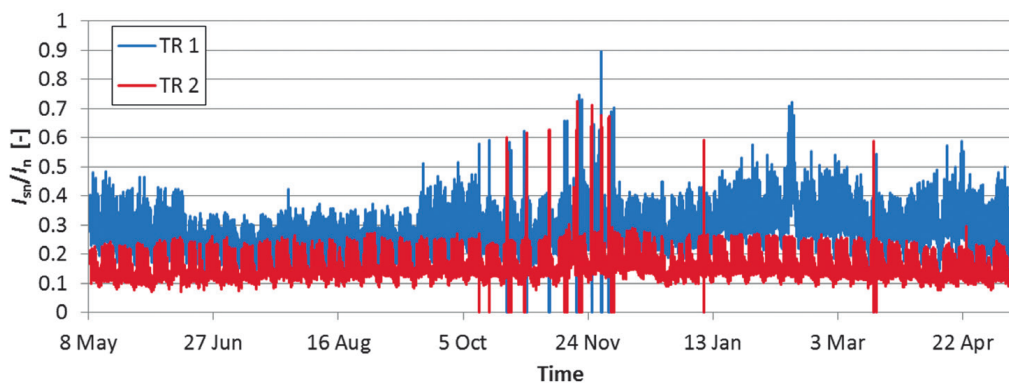


Fig. 3. Annual load profile of the 110 kV/15 kV transformers

The 110 kV/15 kV transformers in the analysed substation are 25 MVA units with rated no-load losses of 10.7 kW and rated load losses of 134 kW. The transformer load changes throughout the year (Fig. 3) and is slightly higher in winter. The average annual load of the TR1 transformer is ca. 28%, and the TR2 transformer 17%.

From the load profiles, the power losses profiles can be determined for both transformers, and then the energy losses of the transmission between the 110 kV and 15 kV grids can be calculated (Fig. 4 and Tab. 2). The energy losses are the basis for estimating the cost of energy transformation in the power transformers, which the operator incurs in connection with supplying the MV grid from the HV/MV substation. The aggregate annual energy losses in both transformers are 344.8 MWh, which translates into the cost of losses of PLN 107,232.8/year.

3. HV/MV substation potential in terms of RES installations

For the HV/MV substation, possible areas where a PV installation can be located were selected. It should be noted that the selected areas were not consulted with the station owner for the PV installation deployment feasibility. The selection of individual locations was made based on satellite images available from Google Maps. Six areas were identified on the substation site, and their approximate dimensions are shown in Fig. 5.

Three aggregate PV plant power options were considered:

- Option W1 – Area 1 and Area 2 In this option, the PV panels should not be covered by the shadows of other objects in the substation. The winter months may be an exception.
- Option W2 – Area 1, Area 2, and Area 6 This option includes the areas from the W1 option, and also Area 6, which should not be covered by the shadows of other objects in the station either.

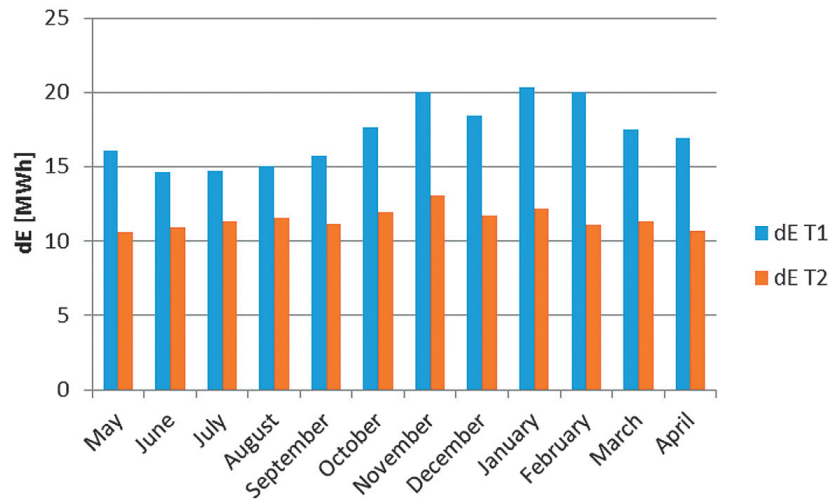


Fig. 4. Annual profiles of energy losses in the 110 kV/15 kV transformers

Month	Aggregate energy losses [MWh]
May	26.7
June	25.6
July	26.1
August	26.6
September	27.0
October	29.6
November	33.1
December	30.1
January	32.6
February	31.1
March	28.8
April	27.6
total:	344.8
Net loss costs [PLN]	107,232.8

Tab. 2. Aggregate energy losses in the 110 kV/15 kV transformers

- Option W3 – all areas. In this option, areas 3, 4, and 5 will be periodically obscured by the shadows cast by other objects in the substation, e.g. HV poles or wires, which will reduce the average annual electricity output.

For simplicity, in further considerations, the power generated by the PV panels is assumed as if they were not obscured by the shadows of other objects, which is correct in the W1 and W2 options. In the W3 option, it should be remembered that the actual output power will be lower than that presented.

An RSM60-6-295M-315M/5BB panel [5] was adopted for the analyses, a 310 W unit with dimensions of 0.992 m × 1.65 m, which were taken into account when calculating the number of panels that could be installed in each area. The panels'

manufacturer declares that over 25 years of operation their efficiency should be at least 80% of the initial value.

Five of the selected areas are ground locations, and one area is the roof of a substation building, which is inclined at an angle of approx. 6°. The roof dimensions are ca. 12 m × 29 m. The building's location is advantageous, as its long side faces south with a slight west orientation.

The PV panels' deployment on the roof's one, the south-facing slope was assumed. It was assumed that the panels on the roof will be installed with the longer side horizontally. The reason was the roof's low slope, and thus the likelihood of snow retention after rainfall. It is intended to use PV panels with bypass diodes, which for economic reasons are usually mounted on the shorter side of the panel, which allows the use of fewer diodes. In such a situation, if the upper part of the panel is exposed from the snow, a current begins to flow in this part causing it to heat up. This in turn should melt the snow and further expose the panel.

Other potential areas of panel installation require an on-ground mount. It was assumed that the panels would be mounted on special supporting structures, keeping a certain distance from the bottom edges of the panels to the ground (ca. 0.5 m). This allows avoiding mud splatter of the lower parts of the panels when raining. The optimal slope of the panels relative to the ground for the latitude of Poland is the range from 25° to 40°. The angle of inclination of the panels determines the spacing of individual rows of panels. It was assumed that the individual rows of panels should not shade each other at the zenith throughout the year. Thus, the greater the panel inclination angle, the greater the distance between the rows will be. To obtain the smallest distance between the rows, the inclination angle was assumed to be 25°. At the same time, it was assumed that the three rows of panels with horizontally-aligned longer sides would be installed on supporting structures (Fig. 6).

Taking the above into account, the assumed distance between the rows of panels is [6]:

$$Z = \frac{d \sin(180^\circ - \alpha - \beta)}{\sin(\alpha)} = 7,8 \text{ m}$$



Fig. 5. The HV/MV substation site

where: d – sum of the three lengths of the shorter side of the panel, β – module inclination angle (25°), $\alpha = 90^\circ$ – latitude $-23^\circ 27'$.

Generation profiles were developed for each of the above variants. For this purpose, the “Photovoltaic Geographical Information System” website [7] was used. The resulting output power profiles take into account the respective inclination of the panels and their deviation from the south direction. Using these profiles, the annual electricity output of the PV plant in each option was estimated (Fig. 7).

The PV plant will be connected to the auxiliary transformer's low voltage side. It was assumed that it would be the PW 1 transformer, which is more loaded. Thus, more energy for the auxiliaries will be delivered by the PV plant directly on the low voltage side. The power in the PW 1 transformer flows in both directions, after connecting the PV plant, mainly from spring to autumn (Fig. 8, 9, 10). In this period, the power flow direction of changes throughout the day. In the daytime, it flows towards the MV grid, and at night towards the LV grid (auxiliaries).

It should be noted that in the W3 option, the installed PV capacity is greater than the rated power of the auxiliary transformer ($P_{PV W3} = 192.82 \text{ kW}$) $>$ ($P_{TR PW1} = 160 \text{ kW}$), nevertheless, the PV plant's effective power output will be lower and below its rated capacity (Fig. 10).

Electricity generation in a photovoltaic plant increases the power flow through the auxiliary transformer. The power flow is much higher than that resulting from the substation's auxiliary consumption, however, due to the transformer's relatively high no-load losses, the aggregate energy losses in each month of the year do not differ significantly after connecting the PV plant, regardless of the option considered (Fig. 11). Winter months are characteristic here, for which these losses are very close to each other.

When a PV plant is connected, the energy balance of the substation's supply system may be positive or negative depending on the month and the considered option (Fig. 12). A positive electricity balance (energy consumption) in each month is obtained for option W1, which is characterised by the lowest installed PV plant capacity (68.2 kW). In the other two options, in the months

from May to September, a negative balance is obtained, which means that in total, monthly, energy is fed into the grid. The annual demand of the HV/MV substation for electricity needed to supply its auxiliaries, without losses in the power transformers (TR1 and TR2, amounts in the consideration period to 201.3 MWh. The PV plant's addition reduces this demand. The

best effect, close to balancing the demand on an annual basis, is obtained in the W3 option.

The demand of the substation for electricity, besides its auxiliaries' supply, should also include energy losses in the 110 kV/15 kV transformers (344.8 MWh). In this case, the aggregate annual electricity demand of the substation in the period under

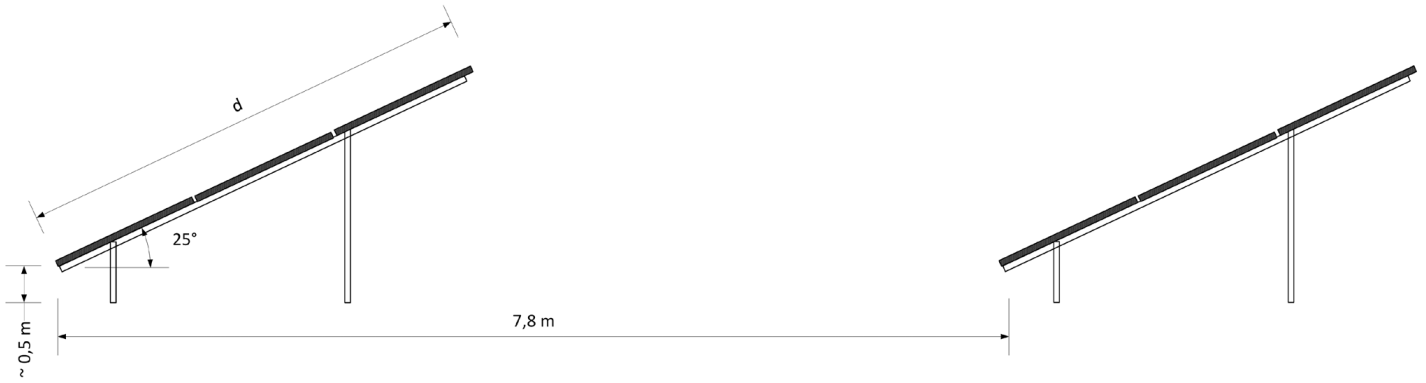


Fig. 6. Distance between rows of PV panels

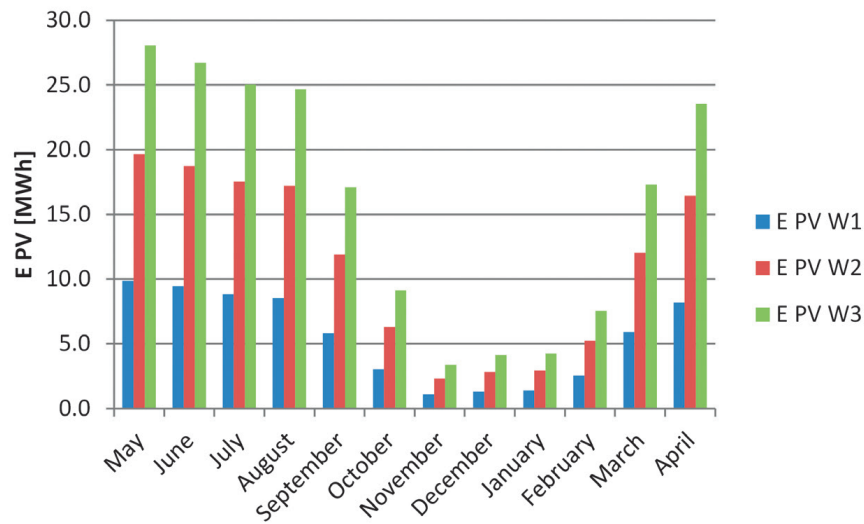


Fig. 7. The annual energy output of the PV panels in various options

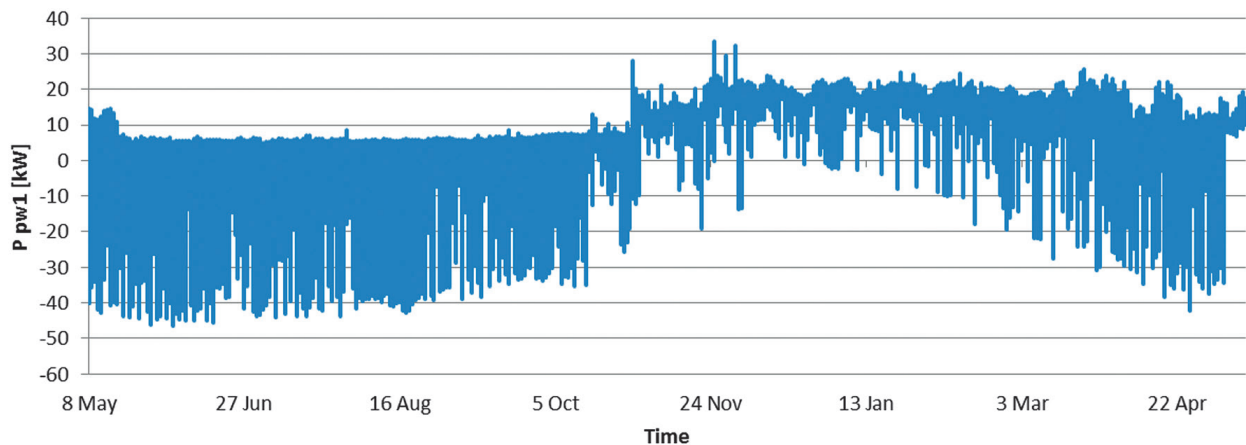


Fig. 8. Annual load profile of the transformer TR PW 1 with PV panels. Option W1 (negative values indicate the power input to the grid)

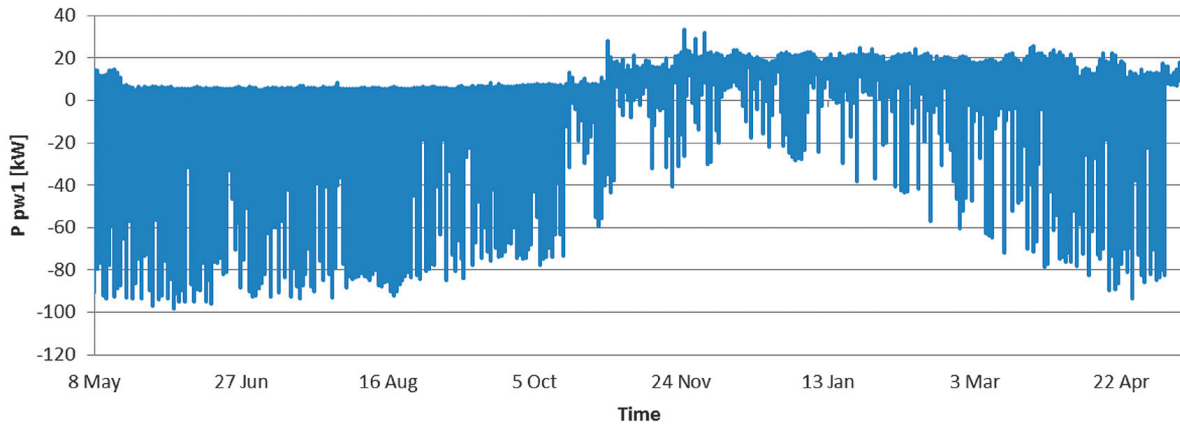


Fig. 9. Annual load profile of the transformer TR PW 1 with PV panels. Option W2 (negative values indicate the power input to the grid)

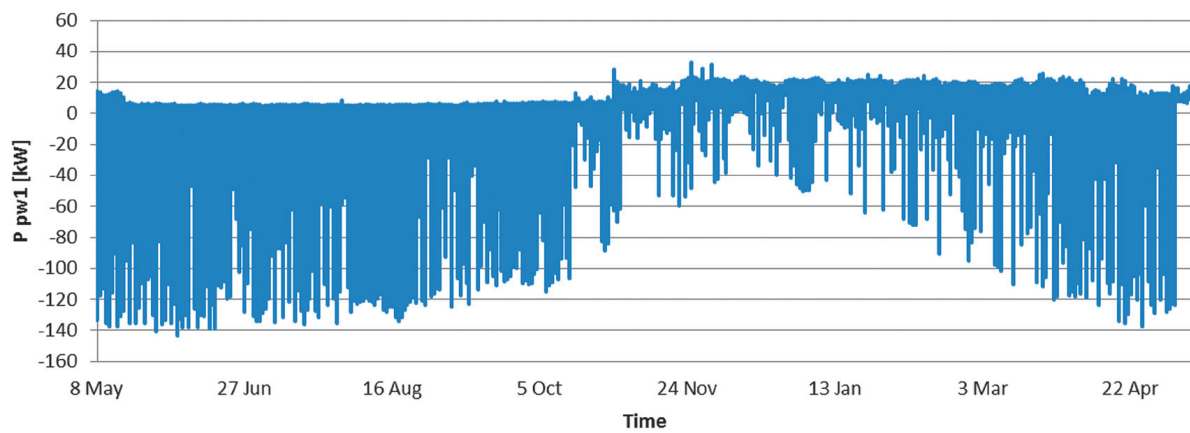


Fig. 10. Annual load profile of the transformer TR PW 1 with PV panels. Option W3 (negative values indicate the power input to the grid)

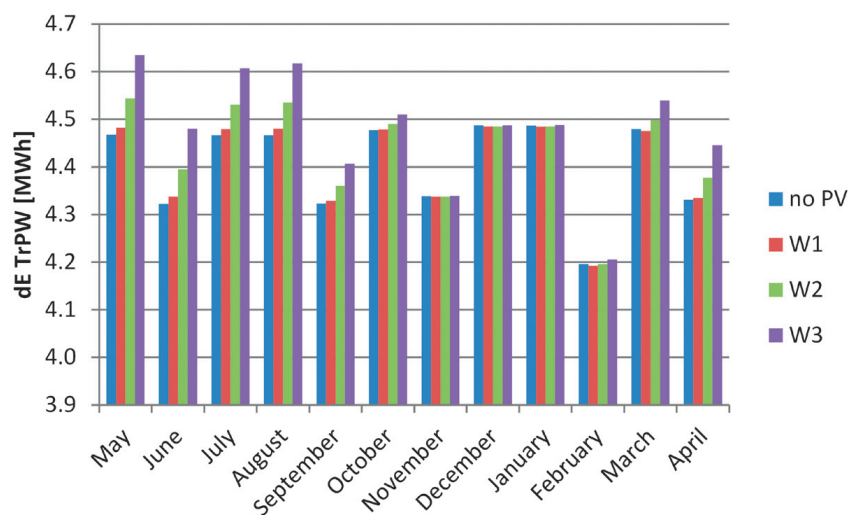


Fig. 11. Annual energy losses in the auxiliary transformers in various options

consideration is 546 MWh. Therefore, taking into account the maximum PV plant power in the W3 option (192.82 kW), there remains over 66.7% of electricity consumed at the substation in the annual balance (Fig. 13). This proves that the addition of a ca. 200 kW PV plant does not cover even 50% of the substation's electricity demand.

Moreover, Fig. 14 includes the information on how much the CO₂ emission will reduce in each option, as a result of electricity generation by the PV power plant in the first year of its operation. In the following years, this reduction will gradually decrease along with decreasing the PV panels' efficiency. These values have been determined with the consideration of the CO₂ emission factor for end-users of electricity of 765 kg/MWh [9].

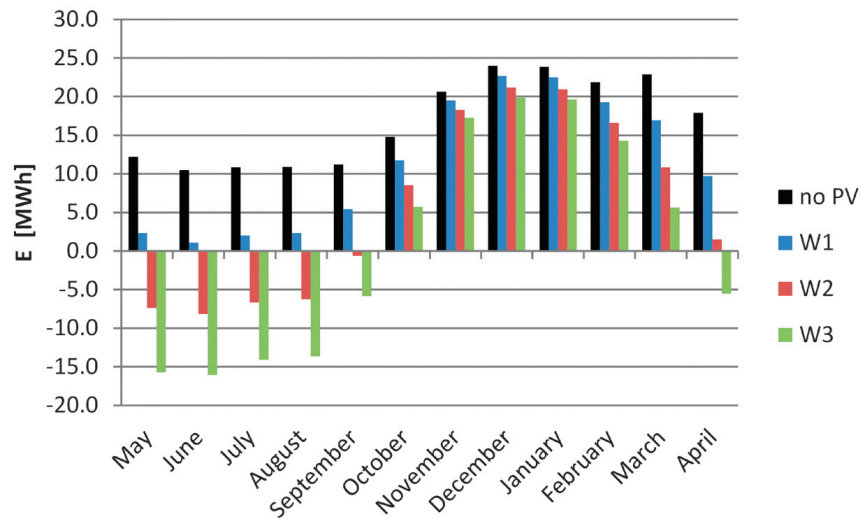


Fig. 12. Energy balance of the auxiliary power supply system, including energy losses in the auxiliary transformers, in various options (negative values mean energy fed into the grid)

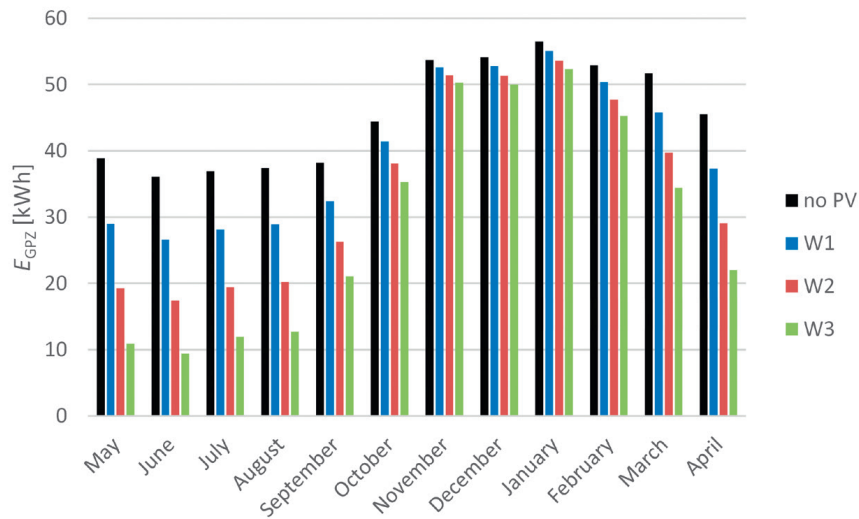


Fig. 13. Energy balance for the entire HV/MV substation in various options

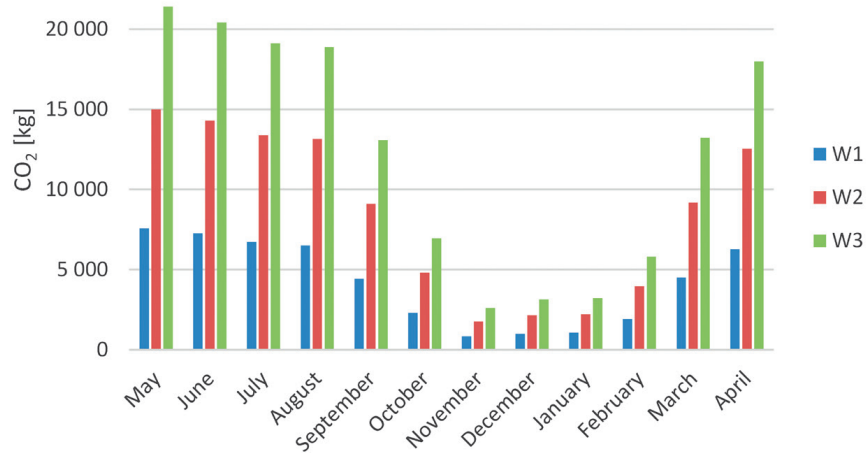


Fig. 14. CO₂ emission reduction as a result of electricity generation in a PV plant

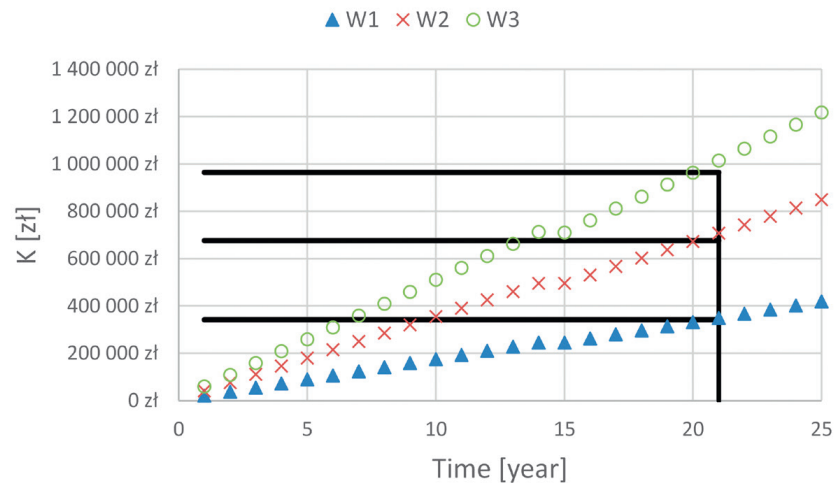


Fig. 15. The cumulative cost of electricity produced in the plant

4. Cost-effectiveness analysis of the RES source deployment in the HV/MV substation

The analyses presented above have shown that the proposed PV plant sites do not ensure the annual balancing of the HV/MV substation's electricity demand. Option W3, which includes all these sites, is close to it. It should be remembered that the considerations do not include the temporary obscuring of some panels by the shadows of other objects at the substation, which will reduce the annual electricity output of the PV plant in this option.

The three PV plant capacity options proposed above were analysed for cost-effectiveness. The following assumptions were adopted in the considerations:

- electricity price increases every year by 1% from PLN 311/MWh to PLN 394.89/MWh in the 25th year of the project
- total PV plant deployment cost is PLN 5,000/kW¹, hence the PV plant deployment costs in various options are following: W1 – PLN 341,000, W2 – PLN 675,800, W3 – PLN 964,100
- annual servicing costs are 50 PLN/kW², therefore annual servicing costs in individual variants, starting from the second year of the investment, are as follows: W1 – 3,410 PLN, W2 – 6,758 PLN, W3 – 9,641 PLN
- SolarEdge SE27.6K inverters with a rated power of 27.6 kW [8] were used
- the W1 variant uses 2 inverters, the W2 variant uses 4 inverters, and the W3 variant uses 6 inverters, which results from the PV plant output power profiles
- after 15 years of operation, all inverters shall be replaced at PLN 8,800 for each inverter.

The energy produced in PV plants balances the electricity used at a given moment in the HV/MV substation only during a specific period of the day – when the solar conditions are suitable for the plant's operation. The approach presented in the paper is based on balancing the annual electricity demand of the HV/MV substation and the annual electricity output of the PV plant.

Under the above assumptions, with a simple investment return period, in each of the considered options, the capital expenditure will be recovered after 21 years of the PV plant operation (Fig. 15).

The simple payback period application does not answer as to whether investing money in another project will be more profitable. To check the effectiveness of the investment, the commonly used NPV (Net Present Value) ratio was used:

$$NPV = \sum_{i=1}^{25} \frac{CF_i}{(1+k)^i} - N_0$$

where: CF_i – net cash flow expected in the year i , N_0 – initial capital expenditure, k – discount rate.

The investment effectiveness was checked for various discount rates: 1.5%, 2%, 3%, 5%, and 8%, with consideration of the replacement of inverters in the 15th year of the project. The results of the analysis are shown in Fig. 16. A negative value of the NPV ratio means that the investment is unprofitable. A positive value of this ratio is obtained for a discount rate of not more than 1.5%. Thus, the profitability of the considered investment will depend on the discount rate used by the operator for this type of project.

The return on investments can be more precisely verified using the Net Present Value Ratio (NPVR), defined as the reference of the NPV ratio to investment outlays. With this, it can be checked in which option the investment effectiveness is best (Fig. 17). Over the 25 years considered, the best profitability is obtained for options W2 and W3, at discount rates of 1% and 1.5%.

The above considerations also show that despite the continuous decrease in the cost of this type of capex projects, it is still difficult to achieve the investment effectiveness without external support. Nevertheless, reducing the PV installation price per 1 kW leads to a reduction in the time necessary to recover the investment outlay (Tab. 3).

¹ Currently, the cost of a PV plant deployment varies between 4000-5500 PLN per 1 kW.

² Service cost declared by a PV plant installation and aftermarket service company.



Fig. 16. NPV ratio for the considered PV plant options with various discount rates

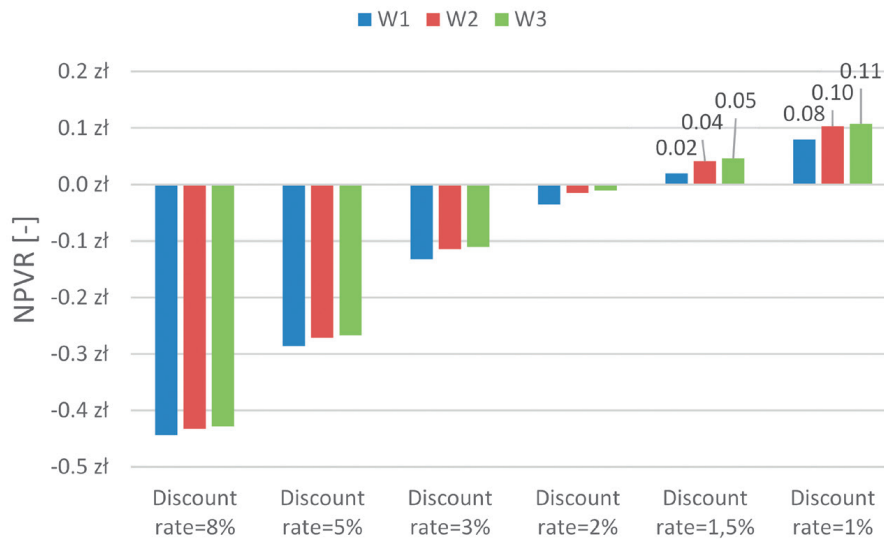


Fig. 17. NPVR ratio for the considered PV plant options with various discount rates

Summing up, it should be remembered that the profitability of an investment in a PV power plant installed in an HV/MV substation strongly depends on several of the following variables:

- average price per 1 kW of installed power plant capacity
- increase in the price of electricity over the assumed project duration
- discount rate
- annual maintenance costs
- investment replacement costs.

5. Summary

HV/MV substations are the power system components, where electricity is consumed in connection with their operation. The electricity demand was considered here as the sum of electricity consumed by the loads (auxiliaries) installed in the substation, energy losses in auxiliary transformers, and energy losses in power (HV/MV) transformers. The total annual electricity demand of the considered substation is 546 MWh, which, assuming

the electricity price of PLN 311/MWh, gives the annual energy purchase cost PLN 170,000. The annual demand consists of the demand for auxiliaries (201.3 MWh) and the coverage of energy losses incurred in power transformers (344.8 MWh). It should be

Cost of RES power plant per 1 kW [PLN]	Electricity price increase [%]						
	1	2	3	4	5	8	10
3,000	12	12	11	10	10	9	9
3,500	14	13	12	12	11	10	9
3,800	16	14	13	13	12	11	10
4,000	17	16	14	13	13	11	10
4,500	19	17	16	14	14	12	11
5,000	21	19	17	16	15	13	12

Tab. 3. The simple return period of the 68 kW PV plant (W1) [years]

noted that the energy losses incurred in the power transformers in the substation are definitely greater than the total energy required to supply the station's auxiliaries. Hence the conclusion that, if possible, they should be included in the substation's electricity demand. Moreover, attention should be paid to the high no-load losses of the auxiliary transformers in the substation. Currently, manufactured transformers of this type have a no-load loss of 1 kW. Replacing one transformer would save 35 MWh annually, which translates into savings of PLN 10,885/year. With the price of a new transformer of the same power with the lowest no-load losses (130 W) and load losses (1,620 W) of PLN 25,000, replacement of the transformer would be repaid within 2.5 years.

For a PV plant, the location is important, which should be free from the shadows cast by other objects in the substation. Considering the towers of the HV lines incoming to the substation and situated in it, not all potential PV plant locations will be free from temporary shading on some PV panels, which will reduce the plant's annual average electricity output.

The economic analysis has shown that, in the case of the HV/MV substation, the location considerations prevent covering its annual average energy needs. Nevertheless, regardless of the considered PV plant capacity option, the profitability always depends on the adopted discount rate. The plant capacity is not decisive here, and therefore the profitability is in a sense independent of the HV/MV substation (if a site that is not temporarily shaded is available). Considering the 25-year lifetime of a PV plant, at an electricity price of PLN 5,000/kWh, the investment is profitable for a discount rate of 1.5% or lower. Considering the simple payback period for each of the three options considered, the investment pays off after 21 years. The time of return on investment is significantly shorter at lower prices per 1 kWh, e.g. at the price of 3,500 PLN/kWh and its 3% annual increase the simple payback period is reduced to 12 years.

When considering the business aspect of profitability of the deployment of a PV plant in an HV/MV substation, it should be noted that these considerations are universal and independent of the specific substation. Therefore, they can be applied to any HV/MV substation. The considerations show that the annual electricity demand of an HV/MV substation is relatively large in relation to the possibility of satisfying it from a RES source, where the main obstacle will be the availability of the source's appropriate location at the substation.

The idea of using RES sources to cover the electricity needs of HV/MV substations is, by all means, correct and is very clearly in line with the European Union's pro-climate initiatives aiming at climate-neutral Europe by 2050. Depending on the adopted option (from W1 to W3), with a PV installation in one HV/MV substation, the annual CO₂ emission can be reduced from 50 tons to 146 tons. The RES source deployment in HV/MV substations serves to increase the energy efficiency of DSOs by striving for an annual average balance of electricity necessary for the HV/MV station operations. Therefore, it seems reasonable to lobby for the introduction of mechanisms to support the use of RES sources to increase the energy efficiency of HV/MV substations.

REFERENCES

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.
2. Mój prąd. Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych [online], <https://mojprad.gov.pl/> [access: 12.09.2020].
3. Rozporządzenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 21 grudnia 2018 r. w sprawie określenia wykazu rodzajów materiałów budowlanych, urządzeń i usług związanych z realizacją przedsięwzięć termomodernizacyjnych, Dz.U. z 2018 r. poz. 2489.
4. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. z 2016 r. poz. 831.
5. Risen Solar Technology [online], https://www.asunim.co/wp-content/uploads/2019/01/Risen_Mono_Perc.pdf [access: 12.09.2020].
6. Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, wyd. II, GLOBEnergia, Kraków 2013.
7. Fotowoltaiczny system informacji geograficznej [online], https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP [access: 12.09.2020].
8. Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2018 rok, KOBiZE, grudzień 2019 r.
9. Prosument-dofinansowanie mikroinstalacji OZE [online], <https://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/> [access: 12.09.2020].

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology in 1999. In C01C he obtained his doctorate at the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology. A lecturer at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modeling, power system control, and intelligent systems in buildings.

Jacek Klucznik

Gdańsk University of Technology

e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Jacek Klucznik graduated in 1999 from the Faculty of Electrical and Control Engineering at the Gdańsk University of Technology. Five years later he obtained a doctoral degree, and in 2018 he obtained the postdoctoral degree in the discipline of electrical engineering. He works at the Department of Electrical Power Engineering at the Gdansk University of Technology. His scientific interests and research work concentrate on contemporary problems in power systems regarding areas of control, automation and stability. He specializes in the field of the power system protection and the transmission lines.

Sławomir Noske

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Graduated of Poznań University of Technology, Faculty of Electrical Engineering. He completed postgraduate studies in the legal and management field at the Gdańsk University of Technology and MBA management studies. In 2013, he earned Ph.D. in electrical engineering from the Poznan University of Technology. 30 years of experience in the electrical engineering and power distribution system.

Joanna Ptak

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: Joanna.ptak@energa.pl

M. Sc. in Chemical Technology of Silesian University of Technology in 2011. PhD Student in the field of Sustainable Energy and Environmental Technologies of Silesian Regional Doctor's Studies of Central Mining Institute in Katowice. She works as R&D lead engineer in Innovation Department ENERGRA-OPERATOR SA. She deals with identification of needs and implementation of innovative technologies in the area of electricity distribution and management of network asset.

Mirosław Matusewicz

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: miroslaw.matusewicz@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology in 1987. Completed postgraduate studies in the project management field at the Kozminski University in Warsaw. He has been employed in the DSO company since 1987. He is currently employed as a Senior Innovation Engineer in the Department of Innovation. He has wide experience in the field of distribution network development. The work in the department focuses on the implementation of the Smart Grid solutions.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Energetyka odnawialna na potrzeby pokrywania strat w stacji elektroenergetycznej GPZ

Autorzy

Krzysztof Dobrzyński
Jacek Klucznik
Sławomir Noske
Joanna Ptak
Mirosław Matuszewicz

Słowa kluczowe

OZE, straty energii elektrycznej, efektywność energetyczna, stacja elektroenergetyczna GPZ

Streszczenie

Zgodnie z ustawą o efektywności energetycznej ciężar poszukiwania rozwiązań służących do ograniczania strat ponoszonych podczas transformacji i przesyłu energii elektrycznej spoczywa również na operatorach systemów dystrybucyjnych (OSD). Jednym z obiektów pośredniczących w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom są stacje elektroenergetyczne WN/SN (główne punkty zasilania, GPZ), które charakteryzują się relatywnie wysokimi stratami energii elektrycznej. W artykule przeanalizowano zasadność zastosowania mikroźródła OZE w stacjach GPZ pod kątem podnoszenia efektywności ich pracy i wpływu na redukcję CO₂.

Data wpływu do redakcji: 29.10.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 11.11.2020

Data akceptacji artykułu: 16.11.2020

Data publikacji online: 21.06.2021

1. Wstęp

Aktualnie obserwujemy dynamiczny rozwój małych odnawialnych mikroźródeł energii (OZE), w tym głównie instalacji fotowoltaicznych (PV). Istnieje kilka powodów wzrostu zainteresowania budową mikroinstalacji, za główną przyczynę można uważać uchwalenie ustawy o OZE [1], która wprowadziła pojęcie prosumenta, dając mu możliwość wytwarzania energii elektrycznej na własne potrzeby, wykorzystując przy tym system elektroenergetyczny jako wirtualny magazyn energii elektrycznej i ustalając jednocześnie zasady rozliczania bilansu energii. Kolejną istotną przyczyną jest wymierne zmniejszenie kosztu wykonania instalacji PV, pozwalające na realny zwrot inwestycji w perspektywie kilku lat. Ponadto uruchomiono mechanizmy rządowe wspierające rozwój instalacji PV, które charakteryzują się wymierną korzyścią finansową. Dla małych instalacji PV z zakresu od 2 kW do 10 kW funkcjonuje obecnie program „Mój prąd” [2], w którym można pozyskać 5 tys. zł bezzwrotnej dotacji. Przy budowie instalacji PV można również skorzystać z ulgi podatkowej na termomodernizację [3].

Podejmowane w ramach Unii Europejskiej działania dotyczące energii są ukierunkowane m.in. na zwiększanie efektywności energetycznej, która ma prowadzić do racjonalizacji jej zużycia. Ma to swoje odniesienie w polskim prawodawstwie w postaci *Ustawy z dnia 26 maja 2016 r. o efektywności energetycznej* [4]. Wdrożenia zaproponowane w ustawie, mające na celu poprawę efektywności energetycznej, dotyczą m.in. ograniczenia strat związanych z dystrybucją energii elektrycznej w obiektach i sieciach przesyłowych, które zarządzane są przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Wykorzystanie mikroźródeł OZE w celu ograniczania strat ponoszonych w stacjach elektroenergetycznych GPZ może wpisywać się w cele zwiększania efektywności energetycznej OSD. W niniejszym artykule opisano możliwości wykorzystania instalacji PV w celu pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną stacji GPZ. W rozważaniach wykorzystano rzeczywistą stację GPZ.

2. Obciążenie i straty stacji GPZ

Obciążenie stacji elektroenergetycznych GPZ stanowią potrzeby własne,

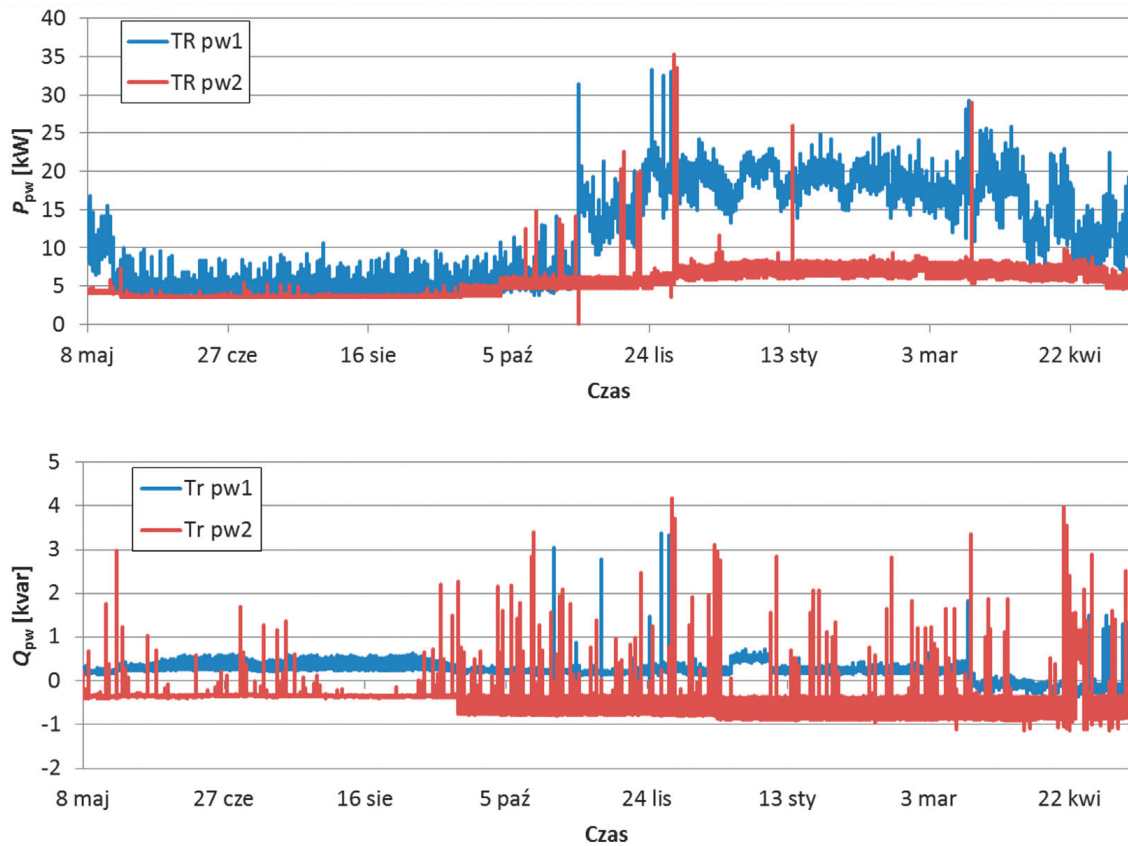
które można interpretować jako straty energii stacji. Do tych strat można zaliczyć również straty energii w transformatorach głównych (WN/SN). Zatem w poniższych rozważaniach uwzględniono potrzeby własne stacji GPZ oraz straty energii w transformatorach potrzeb własnych (SN/nn) i w transformatorach WN/SN.

Analizy oparto na rzeczywistych parametrach i pomiarach wybranej stacji transformatorowej 110/15 kV/kV. W rozważanej stacji GPZ pracują dwa transformatory potrzeb własnych o mocy 160 kVA każdy. Transformatory te są starymi konstrukcjami charakteryzującymi się stratami obciążeniowymi na poziomie 1,9 kW i relatywnie dużymi stratami jałowymi wynoszącymi 3 kW. Wykorzystywane są one do zasilania potrzeb własnych stacji. Profile obciążenia mocą czynną i bierną przedstawiono na rys. 1.

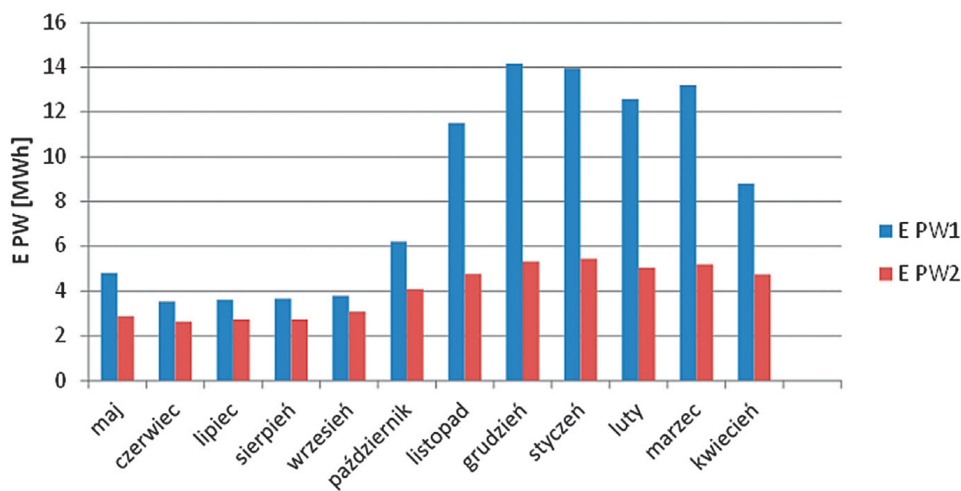
Profile obciążeń transformatorów potrzeb własnych posłużyły do wyznaczenia rocznych profili strat energii występujących w tych transformatorach, które przedstawiono na rys. 2 oraz w tab. 1. Należy zauważyć, że niewielkie obciążenie obu transformatorów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Roczny profil obciążenia mocą czynną i bierną transformatorów potrzeb własnych



Rys. 2. Roczny profil strat energii transformatorów potrzeb własnych

w okresie letnim skutkuje łącznymi stratami mocy zbliżonymi do strat jałowych. Z kolei w przypadku transformatora PW 2 taka sytuacja występuje praktycznie przez cały rok. Wynika z tego, że decydują o wymianie

transformatorów na modele nowej generacji, o lepszych parametrach, w tym o mniejszej mocy znamionowej i zredukowanych stratach jałowych może być ekonomicznie zasadna.

Można zauważyć, że udział strat energii transformatorów występujących w potrzebach własnych jest relatywnie duży i w zależności od miesiąca kształtuje się w przedziale od 19,3% do 41,7%, przy udziale średniorocznym

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

na poziomie 29,3% (tab. 1). Wynika to głównie ze wspomnianych wcześniej dużych strat jałowych występujących w transformatorach potrzeb własnych.

Łączne roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, będące sumą energii zużywanej przez odbiory stacji i strat występujących w transformatorach potrzeb własnych, jest na poziomie 201,3 MWh, co przekłada się na koszt 62 666 zł/rok, przy założeniu kosztu jednostkowego energii elektrycznej równej 311 zł/MWh.

Transformatory 110/15 kV/kV pracujące w rozważanej stacji GPZ mają moc 25 MVA każdy i charakteryzują

się znamionowymi stratami jałowymi na poziomie 10,7 kW oraz znamionowymi stratami obciążeniowymi na poziomie 134 kW. Obciążenie transformatorów zmienia się w przeciągu roku (rys. 3) i jest nieznacznie większe w okresie zimowym. Średniorocznie obciążenie transformatora TR1 kształtuje się na poziomie ok. 28%, a transformatora TR2 na poziomie 17%.

Na podstawie profili obciążeń można wyznaczyć profile strat mocy dla obu transformatorów, a następnie obliczyć straty energii (rys. 4 i tab. 2) związane z przesyłem mocy pomiędzy siecią 110 kV a siecią 15 kV. Straty energii są

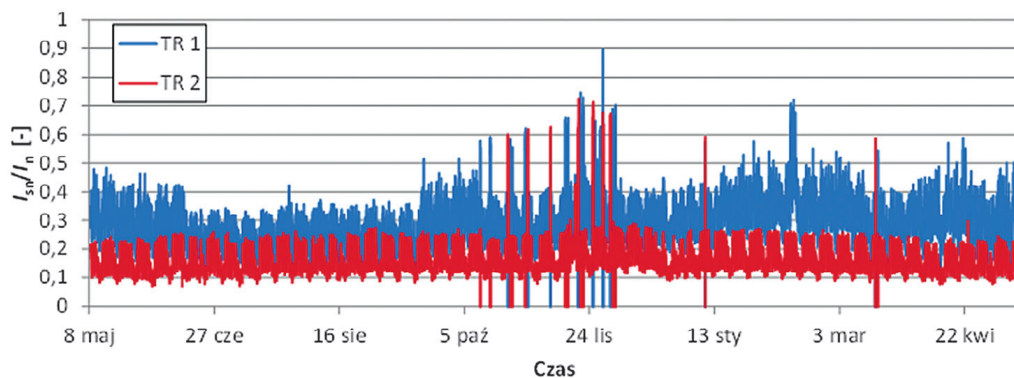
podstawą do oszacowania kosztu transformacji energii w transformatorach 110/15 kV/kV, jaki operator ponosi w związku z zasilaniem sieci SN ze stacji GPZ. Łączne roczne straty energii występujące w obu tych transformatorach są na poziomie 344,8 MWh, co przekłada się na koszt strat 107 232,8 zł/rok.

3. Potencjał stacji elektroenergetycznej GPZ pod kątem instalacji OZE

Dla rozważanej stacji elektroenergetycznej GPZ wytypowano możliwe obszary, na których można zlokalizować instalację PV. Należy zauważyć,

Miesiąc	Zużycie PW1 [MWh]	Zużycie PW2 [MWh]	Sumaryczne straty energii Tr PW 2 i Tr PW 2 [MWh]	Sumaryczne zapotrzebowanie [MWh]	Udział strat w potrzebach własnych stacji [%]
maj	4,8	2,9	4,5	12,2	36,9
czerwiec	3,5	2,6	4,3	10,5	41,0
lipiec	3,6	2,7	4,5	10,8	41,7
sierpień	3,7	2,7	4,5	10,9	41,3
wrzesień	3,8	3,1	4,3	11,2	38,4
październik	6,2	4,1	4,5	14,8	30,4
listopad	11,5	4,8	4,3	20,6	20,9
grudzień	14,2	5,3	4,5	24,0	18,8
styczeń	13,9	5,4	4,5	23,9	18,8
luty	12,6	5,1	4,2	21,8	19,3
marzec	13,2	5,2	4,5	22,9	19,7
kwiecień	8,8	4,7	4,3	17,9	24,0
suma	99,8	48,7	52,8	201,3	29,3 (średnia)
Koszty strat netto [zł]	31 038	15 115	16 452	62 666	–

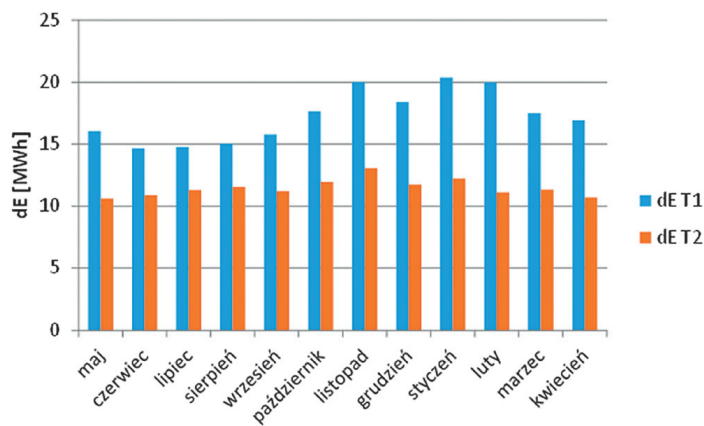
Tab. 1. Zużycie energii na zasilanie potrzeb własnych oraz straty energii w transformatorach potrzeb własnych w stacji GPZ



Rys. 3. Roczny profil obciążenia transformatorów 110/15 kV/kV

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Roczne profile strat energii występujące w transformatorach 110/15 kV/kV



Rys. 5. Teren stacji elektroenergetycznej GPZ

że wytypowane obszary nie były konsultowane z dysponentem stacji pod kątem możliwości budowy instalacji PV.

Wybór poszczególnych lokalizacji został podjęty na podstawie zdjęć satelitarnych dostępnych w Google Map. Na terenie

Miesiąc	Łączne straty energii [MWh]
maj	26,7
czerwiec	25,6
lipiec	26,1
sierpień	26,6
wrzesień	27,0
październik	29,6
listopad	33,1
grudzień	30,1
styczeń	32,6
luty	31,1
marzec	28,8
kwiecień	27,6
suma	344,8
Koszt strat netto [zł]	107 232,8

Tab. 2. Łączne straty energii występujące w transformatorach 110/15 kV/kV

stacji wytypowano sześć obszarów, a orientacyjne wymiary zaprezentowano na rys. 5.

W rozważaniach uwzględniono trzy warianty sumarycznej mocy elektrowni PV:

- Wariant W1 – Obszar 1 i Obszar 2. W tym wariantcie panele PV nie powinny być przesłaniające przez cienie innych obiektów znajdujących się w stacji. Wyjątkiem mogą być miesiące zimowe.
- Wariant W2 – Obszar 1, Obszar 2 i Obszar 6. Ten wariant zawiera obszary występujące w wariantcie W1 oraz dodatkowo Obszar 6, który również nie powinien być przesłaniany przez cienie innych obiektów znajdujących się w stacji.
- Wariant W3 – wszystkie obszary. W tym wariantcie na obszarach 3, 4 i 5 okresowo będą występować cienie rzucające przez inne obiekty znajdujące się w stacji, np. słupy czy przewody WN, co będzie zmniejszało średnioroczną produkcję energii elektrycznej.

W dalszych rozważaniach dla uproszczenia przyjęto moc generowaną przez panele PV tak, jakby nie były przesłaniające przez cienie innych obiektów, co jest słuszne w wariantach W1 i W2.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

W wariantcie W3 należy pamiętać, że rzeczywista generowana moc będzie niższa niż prezentowana.

Do analiz przyjęto panel RSM60-6-295M-315M/5BB [5] o mocy 310 W i wymiarach $0,992 \times 1,65$ m, które zostały uwzględnione przy obliczaniu liczby paneli możliwych do zainstalowania w poszczególnych obszarach. Producent rozważanych paneli deklaruje, że w ciągu 25 lat pracy ich efektywność powinna być na poziomie co najmniej 80% wartości wyjściowej.

Pięć z wytypowanych obszarów to lokalizacje naziemne, a jeden obszar to dach jednego z budynków stacji, który nachylony jest pod kątem ok. 6° . Wymiary dachu to ok. 12×29 m. Usytuowanie budynku jest korzystne, ponieważ dłuższy bok budynku skierowany jest na południe z nieznacznym ukierunkowaniem na zachód.

Założono posadowienie paneli PV na jednym spadzie dachu, skierowanym na południe. Przyjęto, że panele na dachu zostaną zainstalowane dłuższym bokiem poziomo. Przemawia za tym małe nachylenie dachu, a co za tym idzie prawdopodobieństwo zalegania śniegu po opadach. Zakłada się wykorzystanie paneli PV z diodami bocznikującymi, które ze względów ekonomicznych zwykle montowane są na krótszym boku panelu, co umożliwi zastosowanie mniejszej liczby diod. W takiej sytuacji, jeżeli górna część panelu zostanie odsłonięta ze śniegu, to w tej części zaczyna płynąć prąd powodujący jego nagrzewanie. To z kolei powinno powodować topienie się śniegu i dalsze odsłanianie panelu.

Kolejne potencjalne obszary zainstalowania paneli wymagają zastosowania rozwiązania naziemnego. Założono, że panele zostaną

zainstalowane z wykorzystaniem specjalnych konstrukcji wsporczych, z zachowaniem określonej odległości dolnej krawędzi paneli od ziemi (ok. 0,5 m). Taki zabieg pozwala uniknąć zachlapywania podczas deszczu dolnych partii paneli przez błoto. Jako optymalne nachylenie paneli względem ziemi dla szerokości geograficznej Polski przyjmuje się zakres od 25° do 40° . Kąt nachylenia paneli decyduje o rozsunięciu poszczególnych rzędów paneli. Przyjęto założenie, że poszczególne rzędy paneli nie powinny się wzajemnie zacieniać w zenicie podczas całego roku. Zatem im większy kąt nachylenia paneli, tym większa będzie odległość pomiędzy rzędami. W celu otrzymania najmniejszej odległości pomiędzy rzędami przyjęto nachylenie paneli równe 25° . Jednocześnie zakłada się zainstalowanie na konstrukcjach wsporczych trzech rzędów paneli układanych dłuższym bokiem poziomo (rys. 6).

Uwzględniając powyższe, przyjęta odległość pomiędzy rzędami paneli wynosi [6]:

$$Z = \frac{d \sin(180^\circ - \alpha - \beta)}{\sin(\alpha)} = 7,8 \text{ m}$$

gdzie: d – suma trzech długości krótszego boku panelu, β – kąt pochylenia modułów (25°), $\alpha = 90^\circ$ – szerokość geograficzna – $23^\circ 27'$.

Dla każdego z powyższych wariantów opracowano profile wytwarzania. W tym celu wykorzystano stronę projektu „Photovoltaic Geographical Information System” [7]. Uzyskane profile mocy wytwarzanej uwzględniają odpowiednie nachylenie paneli i ich odchylenie od kierunku południowego. Wykorzystując te profile, opracowano roczną produkcję energii elektrycznej

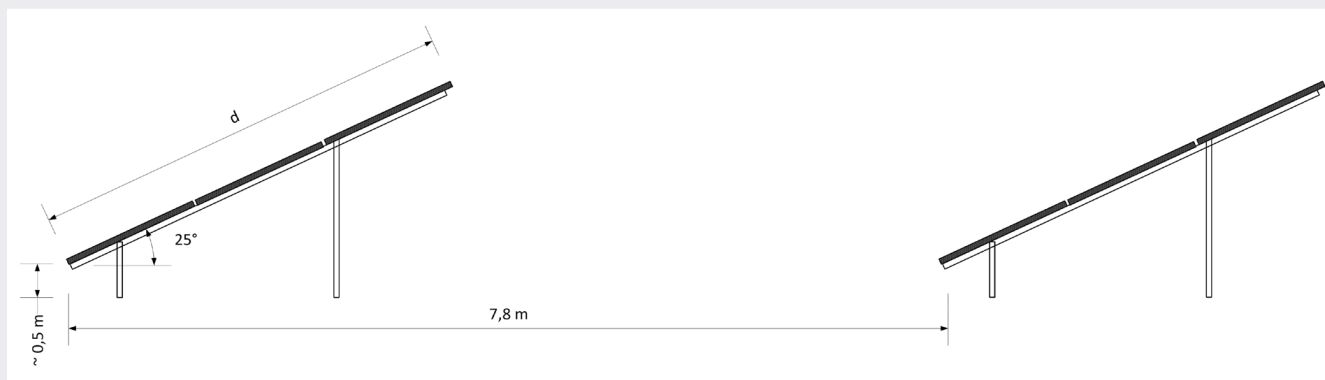
uzyskiwanej w elektrowni PV w poszczególnych wariantach (rys. 7).

Elektrownia fotowoltaiczna zostanie podłączona do transformatora potrzeb własnych po stronie niskiego napięcia. Założono, że będzie to transformator PW 1, który jest silniej obciążony. Dzięki temu większa ilość energii potrzeb własnych zostanie zbilansowana przez elektrownię PV bezpośrednio po stronie niskiego napięcia. Po podłączeniu elektrowni PV na transformatorze PW 1 występuje przepływ mocy w obie strony, głównie od wiosny do jesieni (rys. 8, 9, 10). W tym okresie kierunek przepływu mocy zmienia się w ciągu doby. W ciągu dnia przepływ jest w kierunku sieci SN, a w nocy w kierunku sieci nn.

Należy zauważyć, że w przypadku wariantu W3 moc zainstalowana w elektrowni PV jest większa od mocy znamionowej transformatora potrzeb własnych ($P_{PV W3} = 192,82 \text{ kW}$) $>$ $>$ ($P_{TR PW1} = 160 \text{ kW}$), niemniej jednak efektywna produkcja mocy z elektrowni PV będzie mniejsza i nie osiągnie swojej mocy znamionowej (rys. 10).

Wytwarzanie energii w elektrowni fotowoltaicznej powoduje zwiększenie przepływu mocy przez transformator potrzeb własnych. Przepływająca moc jest znacznie większa niż wartość wynikająca z samych potrzeb własnych stacji, jednak ze względu na relatywnie duże wartości strat jałowych tego transformatora sumaryczne straty energii w poszczególnych miesiącach roku nie różnią się znacząco po podłączeniu elektrowni PV, i to bez względu na rozważany wariant (rys. 11). Charakterystyczne są tu miesiące zimowe, w których straty te są bardzo do siebie zbliżone.

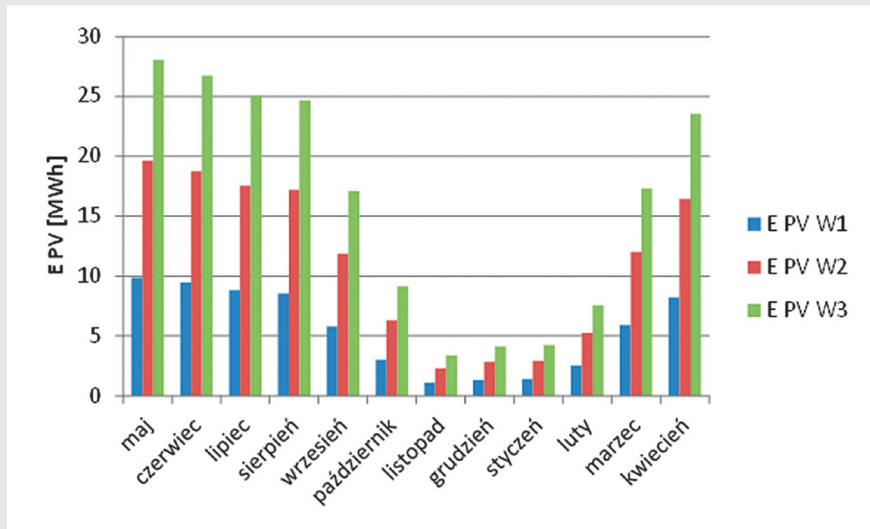
Przyłączenie elektrowni PV powoduje, że bilans energii układu zasilania stacji w zależności od miesiąca



Rys. 6. Odległość poszczególnych rzędów paneli

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

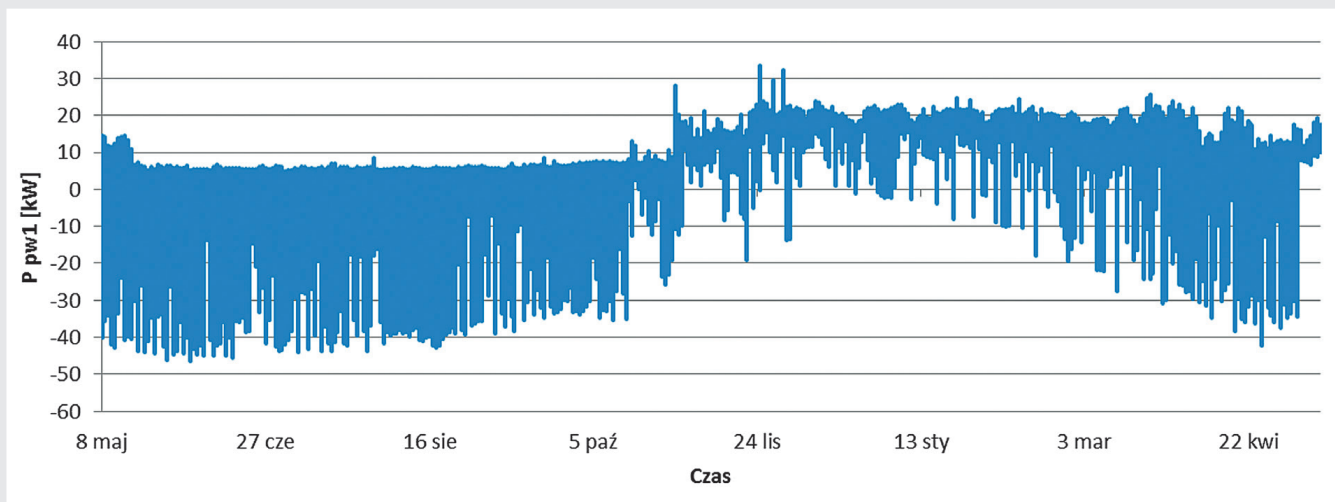
PL



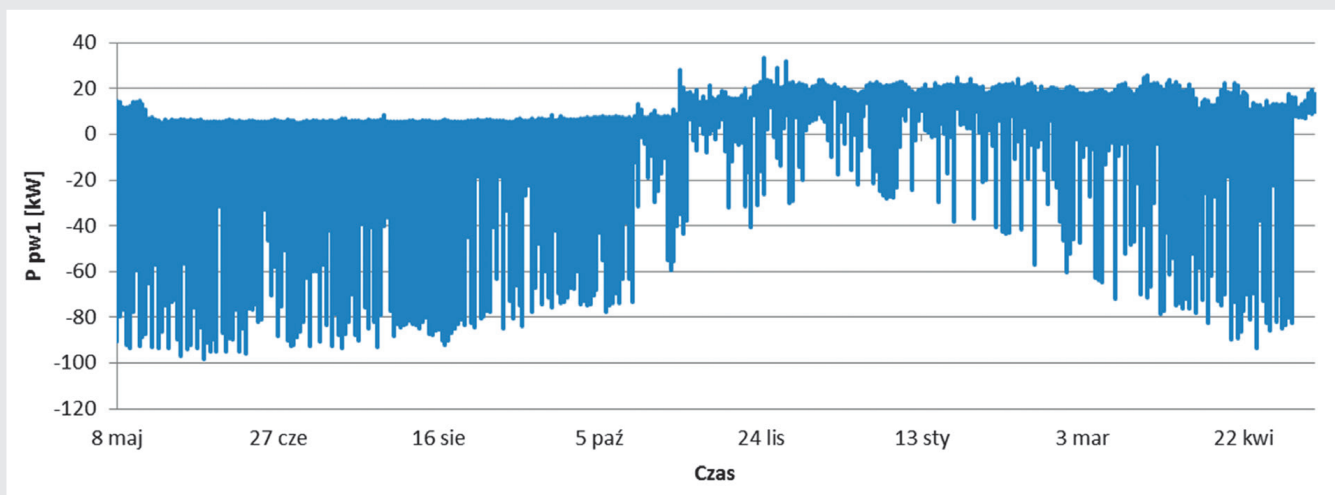
Rys. 7. Roczna generacja energii przez panele PV w zależności od wariantu

i od rozważanego wariantu może być dodatni lub ujemny (rys. 12). Dodatni bilans energii elektrycznej (pobór energii) w każdym miesiącu otrzymuje się dla wariantu W1, który to wariant charakteryzuje się najmniejszą mocą zainstalowaną elektrowni PV (68,2 kW). W pozostałych dwóch wariantach, w miesiącach od maja do września otrzymuje się bilans ujemny, co oznacza, że sumarycznie, w skali miesiąca, energia jest oddawana do sieci.

Roczne zapotrzebowanie stacji GPZ na energię elektryczną potrzebną do zasilania potrzeb własnych, bez strat występujących w transformatorach mocy (TR1 i TR2), za rozważany okres jest na poziomie 201,3 MWh. Zastosowanie elektrowni fotowoltaicznej zmniejsza to zapotrzebowanie.



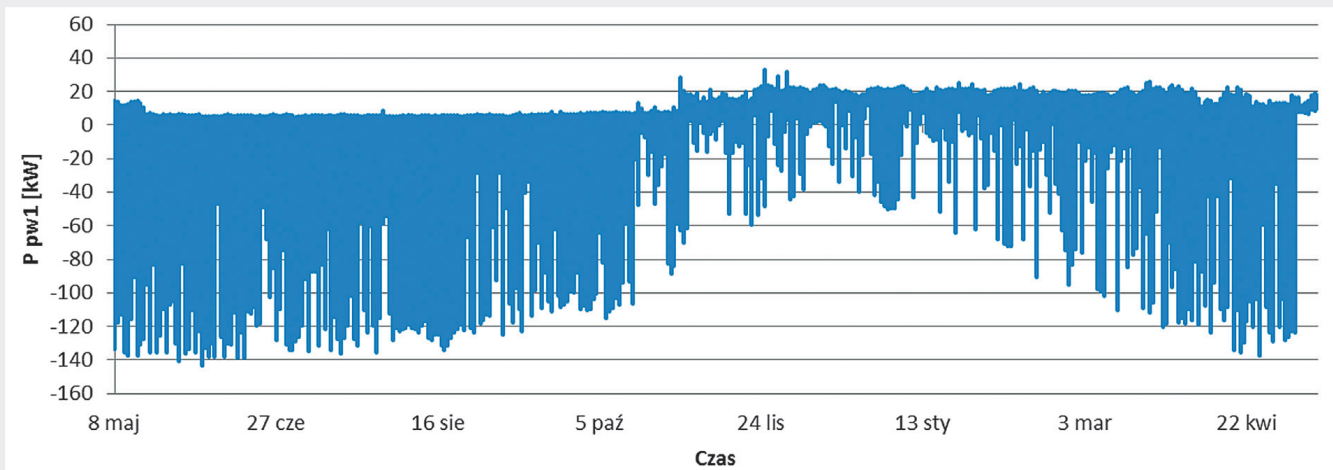
Rys. 8. Roczny profil obciążenia transformatora TR PW 1 z uwzględnieniem paneli PV. Wariant W1 (wartości ujemne oznaczają moc oddawaną do sieci)



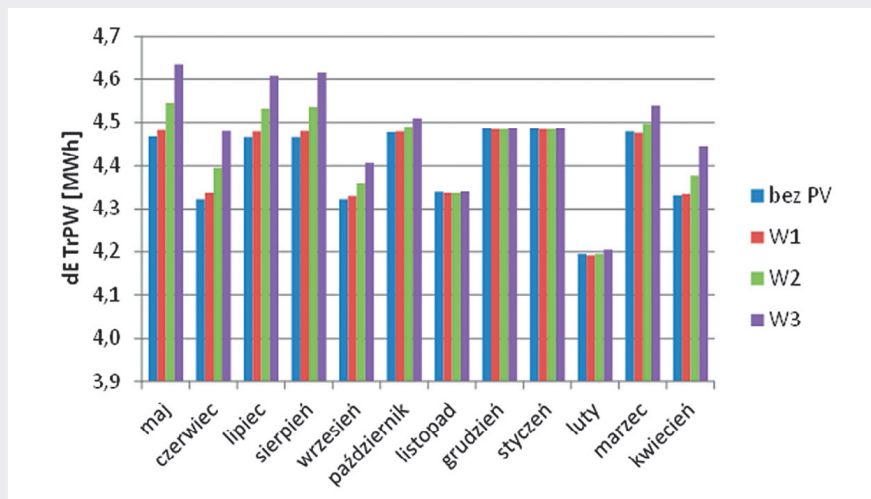
Rys. 9. Roczny profil obciążenia transformatora TR PW 1 z uwzględnieniem paneli PV. Wariant W2 (wartości ujemne oznaczają moc oddawaną do sieci)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

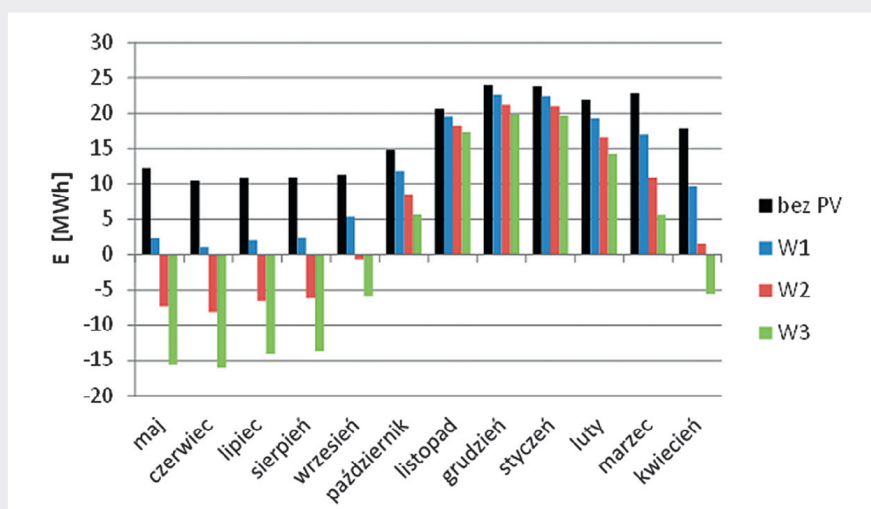
PL



Rys. 10. Roczny profil obciążenia transformatora TR PW 1 z uwzględnieniem paneli PV. Wariant W3 (wartości ujemne oznaczają moc oddawaną do sieci)



Rys. 11. Roczne straty energii w transformatorach potrzeb własnych w zależności od wariantu



Rys. 12. Bilans energii układu zasilania potrzeb własnych, z uwzględnieniem strat energii w transformatorach potrzeb własnych w zależności od wariantu (wartości ujemne oznaczają energię oddawaną do sieci)

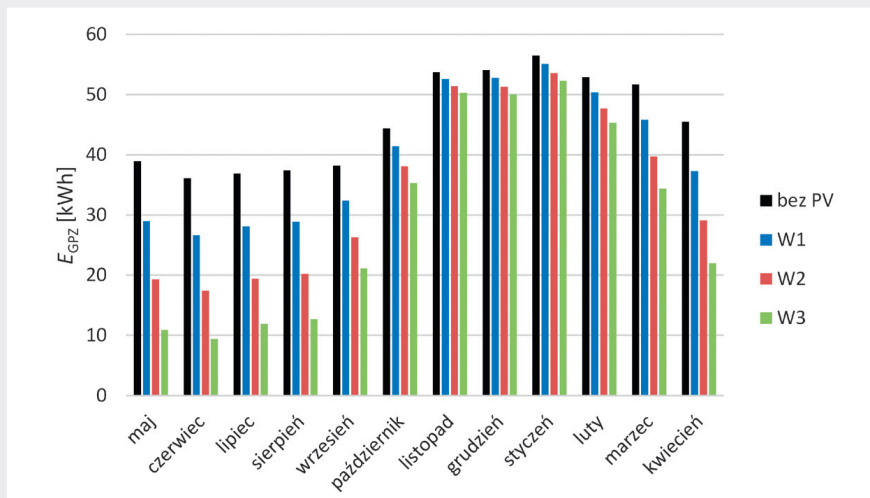
Najlepszy efekt, bliski zbilansowania zapotrzebowania w ujęciu rocznym, uzyskuje się dla wariantu W3.

Do zapotrzebowania stacji GPZ na energię elektryczną oprócz potrzeb własnych należy dodać również straty energii występujące w transformatorach 110/15 kV/kV (344,8 MWh). W takim przypadku całkowite roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną stacji GPZ w rozważanym okresie kształtuje się na poziomie 546 MWh. Zatem, uwzględniając maksymalną moc elektrowni PV w wariantcie W3 (192,82 kW), w dalszym ciągu pozostaje ponad 66,7% energii elektrycznej zużywanej w stacji GPZ w rocznym zbilansowaniu (rys. 13). To świadczy o tym, że zastosowanie elektrowni PV rzędu 200 kW nie zaspokaja nawet w 50% zapotrzebowania stacji GPZ na energię elektryczną. Ponadto na rys. 14 zamieszczono informację, o jaką wartość zmniejszy się emisja CO₂ w poszczególnych wariantach, jako efekt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni PV, w pierwszym roku jej pracy. W kolejnych latach wartość ta będzie sukcesywnie maleć, wraz ze zmniejszaniem się efektywności pracy paneli PV. W wyznaczeniu tych wartości uwzględniono wskaźnik emisji dla odbiorców końcowych energii elektrycznej o wartości 765 kg/MWh [9].

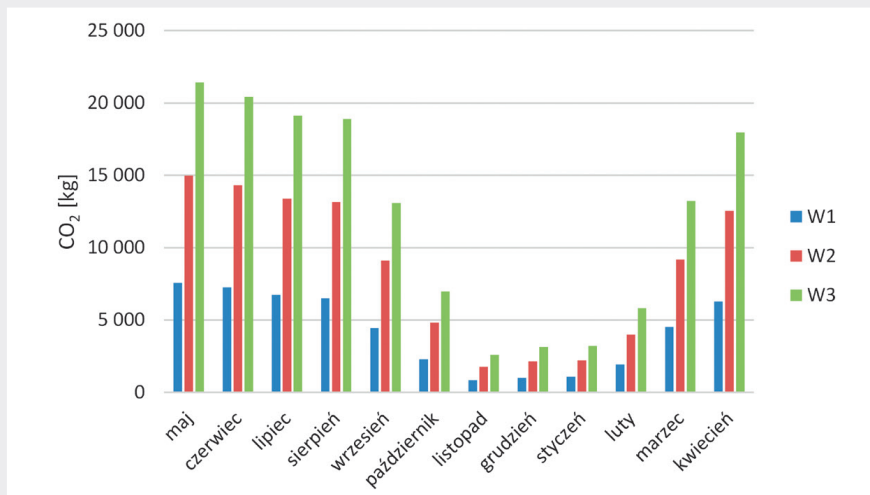
4. Analiza opłacalności zainstalowania źródła OZE w stacji GPZ

Przedstawione powyżej analizy wykazały, że zaproponowane obszary pod instalację elektrowni PV nie zapewniają rocznego zbilansowania zapotrzebowania rozważanej stacji GPZ na energię

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.



Rys. 13. Bilans energii dla całej stacji GPZ w zależności od wariantu



Rys. 14. Zmniejszenie emisji CO₂ jako efekt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni PV

elektryczną. Bliski tej wartości jest wariant W3, w którym wykorzystuje się wszystkie wskazane obszary. Należy przy tym pamiętać, że w rozważaniach nie ujęto czasowego przesłaniania niektórych paneli przez cienie innych obiektów zainstalowanych na stacji, co w efekcie obniży wyprodukowaną roczną energię elektryczną przez elektrownię PV w tym wariantcie.

Analizie opłacalności poddano trzy zaproponowane powyżej warianty mocy elektrowni PV. W rozważaniach przyjęto następujące założenia:

- cena energii elektrycznej wzrasta co rok o 1% z 311 zł/MWh do 394,89 zł/MWh w 25 roku inwestycji

- koszt całkowity wykonania elektrowni PV jest równy 5000 zł/kW¹, stąd koszty wykonania elektrowni PV w poszczególnych wariantach są następujące: W1 – 341 000 zł, W2 – 675 800 zł, W3 – 964 100 zł
- roczne koszty serwisowania są na poziomie 50 zł/kW², stąd coroczne koszty serwisowania w poszczególnych wariantach, licząc od drugiego roku trwania inwestycji, są następujące: W1 – 3410 zł, W2 – 6758 zł, W3 – 9641 zł
- wykorzystano inwertery SolarEdge SE27.6K o mocy znamionowej 27,6 kW [8]
- w wariantcie W1 zastosowano 2 inwertery, w wariantcie W2 zastosowano

4 inwertery, a w wariantcie W3 zastosowano 6 inwerterów, co wynika z profili mocy wytwarzanej w elektrowni PV

- po 15 latach eksploatacji następuje wymiana wszystkich inwerterów w cenie 8800 zł za każdy inwerter.

Energia wyprodukowana w elektrowniach PV bilansuje energię elektryczną wykorzystywaną w danej chwili w stacji GPZ tylko w określonym okresie doby – wtedy, kiedy są odpowiednie warunki słoneczne do pracy elektrowni. Prezentowane w artykule podejście opiera się na bilansowaniu rocznego zapotrzebowania stacji GPZ na energię elektryczną i rocznej produkcji energii elektrycznej w elektrowni PV.

Biorąc pod uwagę powyższe założenia, to przy prostym okresie zwrotu inwestycji, w każdym z rozważanych wariantów, zwraca się ona po 21 latach pracy elektrowni PV (rys. 15).

Zastosowanie prostego okresu zwrotu inwestycji nie daje odpowiedzi, czy ulokowanie środków pieniężnych w innej inwestycji nie będzie bardziej opłacalne. W celu sprawdzenia efektywności inwestycji zastosowano powszechnie używany wskaźnik NPV (Net Present Value) bieżącej wartości netto:

$$NPV = \sum_{i=1}^{25} \frac{CF_i}{(1+k)^i} - N_0$$

gdzie: CF_i – strumień pieniężny netto spodziewany w roku i , N_0 – początkowe nakłady inwestycyjne, k – stopa dyskontowa.

Efektywność inwestycji sprawdzono dla różnych wartości stopy dyskontowej: 1,5%, 2%, 3%, 5% i 8%, uwzględniając jednocześnie wymianę inwerterów w 15 roku inwestycji. Wyniki analizy przedstawiono na rys. 16. Ujemna wartość wskaźnika NPV oznacza, że inwestycja jest nieopłacalna. Dodatnią wartość tego wskaźnika otrzymuje się dla stopy dyskontowej nie większej niż 1,5%. Zatem opłacalność rozważanej inwestycji będzie zależała od stopy dyskontowej stosowanej przez operatora przy tego typu inwestycjach.

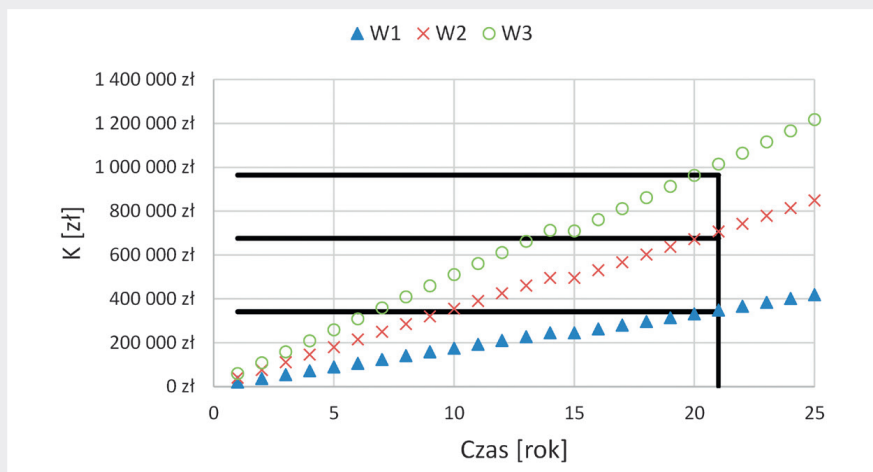
Rentowność inwestycji precyzyjnie można zweryfikować, wykorzystując wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR – Net Present Value Ratio), definiowany jako odniesienie wskaźnika NPV do nakładów inwestycyjnych. Dzięki temu możliwe jest sprawdzenie,

¹ Aktualnie koszt zainstalowania elektrowni PV waha się w przedziale 4000–5500 zł za 1 kW.

² Koszt serwisowania uzyskany od firmy zajmującej się instalacją i obsługą posprzedażną elektrowni PV.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

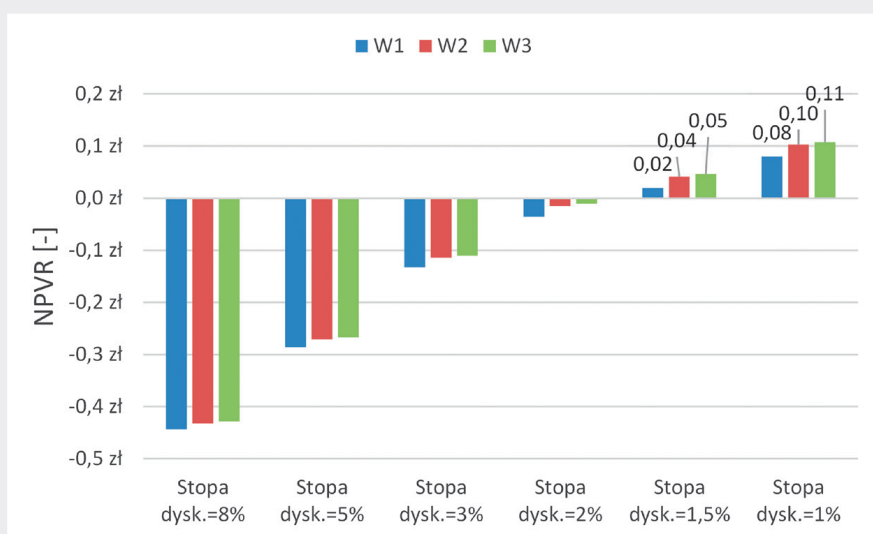
PL



Rys. 15. Skumulowany koszt energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni



Rys. 16. Wskaźnik NPV dla rozważanych wariantów elektrowni PV przy różnej stopie dyskontowej



Rys. 17. Wskaźnik NPVR dla rozważanych wariantów elektrowni PV przy różnej stopie dyskontowej

który wariant daje najlepszy efekt inwestycyjny (rys. 17). W rozważanym okresie 25 lat najlepszą rentowność otrzymuje się dla wariantów W2 i W3, przy stopach dyskontowych 1% i 1,5%. Z powyższych rozważań wynika również, że pomimo ciągłego spadku kosztu tego typu inwestycji w dalszym ciągu trudno jest osiągnąć jej efektywność bez wsparcia zewnętrznego. Niemniej zmniejszenie ceny instalacji PV za 1 kW prowadzi do skrócenia czasu koniecznego do zwrotu inwestycji (tab. 3).

Podsumowując, należy pamiętać, że opłacalność inwestycji w elektrownię PV instalowaną w stacji GPZ silnie zależy od kilku następujących zmiennych:

- średniej ceny za 1 kW zainstalowanej mocy elektrowni
- wzrostu ceny energii elektrycznej w zakładanym okresie trwania inwestycji
- wartości stopy dyskontowej
- corocznych kosztów serwisowania
- kosztów odtworzeniowych inwestycji.

5. Podsumowanie

Stacje elektroenergetyczne GPZ stanowią jeden z elementów systemów elektroenergetycznych, gdzie w związku z pracą stacji zużywana jest energia elektryczna. Zapotrzebowanie na energię elektryczną rozpatrywano tutaj jako sumę: energii elektrycznej pobieranej przez odbiory zainstalowane w stacji, straty energii ponoszone w transformatorach potrzeb własnych i straty energii ponoszone w transformatorach mocy (WN/SN). Łączne roczne zapotrzebowanie rozważanej stacji GPZ na energię elektryczną jest na poziomie 546 MWh, co przy założeniu 311 zł/MWh daje roczny koszt zakupu energii równy 170 tys. zł. Na roczne zapotrzebowanie składają się: zapotrzebowanie na pokrycie potrzeb własnych (201,3 MWh) i na pokrycie strat energii ponoszonych w transformatorach mocy (344,8 MWh). Należy zauważyć, że straty energii ponoszone w transformatorach mocy pracujących w stacji GPZ są zdecydowanie większe od łącznej energii zapotrzebowanej na pokrycie potrzeb własnych stacji. Stąd wniosek, że jeżeli to możliwe, to należy je uwzględnić w zapotrzebowaniu stacji na energię elektryczną. Dodatkowo należy zwrócić uwagę na wysokie straty jałowe transformatorów potrzeb własnych, pracujących w rozważanej stacji GPZ. Obecnie produkowane

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Koszt elektrowni OZE za 1 kW [zł]	Wzrost ceny energii [%]						
	1	2	3	4	5	8	10
3000	12	12	11	10	10	9	9
3500	14	13	12	12	11	10	9
3800	16	14	13	13	12	11	10
4000	17	16	14	13	13	11	10
4500	19	17	16	14	14	12	11
5000	21	19	17	16	15	13	12

Tab. 3. Prosty okres zwrotu elektrowni PV o mocy 68 kW (W1) [lat]

transformatory tego typu mają straty jałowe na poziomie 1 kW. Wymiana jednego transformatora pozwoliłaby rocznie zaoszczędzić 35 MWh, co przełoży się na oszczędności rzędu 10 885 zł/rok. Przyjmując cenę nowego transformatora tej samej mocy o najmniejszych stratach jałowych (130 W) i obciążeniowych (1620 W) na poziomie 25 tys. zł, wymiana transformatora zwróciłaby się w ciągu 2,5 roku.

Dla elektrowni PV istotna jest lokalizacja, która powinna być wolna od cieni rzucanych przez inne obiekty w stacji. Zważywszy na znajdujące się na terenie stacji GPZ słupy wysokiego napięcia linii elektroenergetycznych dochodzących do stacji, nie wszystkie potencjalne obszary posadowienia elektrowni PV będą wolne od czasowego występowania zacienienia na niektórych panelach PV, co będzie w efekcie obniżało średnioroczną energię elektryczną produkowaną w elektrowni PV.

Analiza ekonomiczna wykazała, że w przypadku stacji GPZ to względy lokalizacyjne nie pozwalają zaspokoić średniorocznych potrzeb energetycznych stacji. Niemniej, niezależnie od rozważanego wariantu mocy elektrowni PV, każdorazowo opłacalność zależy od przyjętej stopy dyskontowej. Nie jest tu decydująca moc elektrowni, a zatem opłacalność jest w pewnym sensie niezależna do stacji GPZ (jeśli zapewniono teren, który nie jest czasowo zacieniany). Rozpatrując 25-letni okres pracy elektrowni PV, przy cenie 5 tys. zł za 1 kW, inwestycja jest opłacalna dla stopy dyskontowej 1,5%

lub niższej. Rozpatrując prosty okres zwrotu inwestycji dla każdego z trzech rozpatrywanych wariantów, inwestycja zwraca się po 21 latach. Czas zwrotu inwestycji skraca się zdecydowanie przy niższych cenach za 1 kW, gdy np. przy cenie 3,5 tys. zł/1 kW i przy 3-proc. rocznym wzroście ceny energii elektrycznej prosty okres zwrotu inwestycji zmniejsza się do 12 lat.

Rozpatrując biznesowy aspekt opłacalności zainstalowania elektrowni PV w stacji GPZ, należy zauważyć, że rozważania dotyczące opłacalności zainstalowania elektrowni PV w stacji GPZ są uniwersalne i niezależne od rozważanej stacji. Można je zatem stosować do każdej stacji GPZ. Z rozważań wynika, że roczne zapotrzebowanie stacji GPZ na energię elektryczną jest relatywnie duże w stosunku do możliwości zaspokojenia tego zapotrzebowania ze źródeł OZE, gdzie przeszkodą będzie głównie możliwość wygospodarowania miejsca na zainstalowanie źródeł OZE w stacji. Idea wykorzystania źródeł OZE w celu pokrywania zapotrzebowania stacji GPZ na energię elektryczną jest ze wszech miar słuszną i bardzo wyraźnie wpisuje się w działania na rzecz ochrony klimatu prowadzone przez Unię Europejską, która dąży do tego, aby Europa do roku 2050 stała się neutralna dla klimatu. W zależności od przyjętego wariantu (od W1 do W3), dzięki instalacji PV w jednej stacji GPZ można rocznie ograniczyć produkcję CO₂ od 50 ton do 146 ton. Instalowanie źródeł OZE w stacjach GPZ służy zwiększeniu efektywności energetycznej OSD poprzez

dążenie do średniorocznego zbilansowania energii elektrycznej niezbędnej do pracy stacji GPZ. W związku z tym zasadne wydaje się lobbowanie na temat wprowadzenia mechanizmów wspomagających stosowanie źródeł OZE w celu zwiększenia efektywności energetycznej stacji GPZ.

Bibliografia

1. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.
2. Mój prąd. Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych [online], <https://mojprad.gov.pl/> [dostęp: 12.09.2020].
3. Rozporządzenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 21 grudnia 2018 r. w sprawie określenia wykazu rodzajów materiałów budowlanych, urządzeń i usług związanych z realizacją przedsięwzięć termomodernizacyjnych, Dz.U. z 2018 r. poz. 2489.
4. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, Dz.U. z 2016 r. poz. 831.
5. Risen Solar Technology [online], https://www.asunim.co/wp-content/uploads/2019/01/Risen_Mono_Perc.pdf [dostęp: 12.09.2020].
6. Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, wyd. II, GLOBEnergia, Kraków 2013.
7. Fotowoltaiczny system informacji geograficznej [online], https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP [dostęp: 12.09.2020].
8. Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2018 rok, KOBiZE, grudzień 2019 r.
9. Prosument-dofinansowanie mikroinstalacji OZE [online], <https://www.nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/> [dostęp: 12.09.2020].

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 37–48. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1999). Stopień doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2010). Adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar jego zainteresowań obejmuje współpracę źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, a także instalacje inteligentne w budynkach.

Jacek Klucznik

dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl

Studia ukończył na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Pięć lat później uzyskał stopień doktora, a w 2018 roku stopień doktora habilitowanego w dyscyplinie elektrotechnika. Profesor w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego zainteresowania naukowe i prace badawcze koncentrują się na współczesnych problemach w systemach energetycznych w odniesieniu do sterowania, automatyki i stabilności. Specjalizuje się w zabezpieczeniach systemów elektroenergetycznych oraz linii przesyłowych.

Sławomir Noske

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego na Politechnice Poznańskiej. Ukończył studia podyplomowe z zakresu prawa i zarządzania na Politechnice Gdańskiej oraz studia menedżerskie MBA. W 2013 roku uzyskał stopień doktora w dyscyplinie elektrotechnika na Politechnice Poznańskiej. Ma 30 lat doświadczeń w elektrotechnice i systemie dystrybucji energii elektrycznej.

Joanna Ptak

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: Joanna.ptak@energa.pl

Absolwentka studiów magisterskich na kierunku technologia chemiczna na Politechnice Śląskiej (2011). Doktorantka w dziedzinie zrównoważonych technologii energetycznych i środowiskowych na Śląskich Okręgowych Studiach Doktoranckich Głównego Instytutu Górnictwa w Katowicach. Główny inżynier R&D w Dziale Innowacji ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się identyfikacją potrzeb i wdrażaniem innowacyjnych technologii w dziedzinie dystrybucji energii elektrycznej i zarządzania majątkiem sieciowym.

Mirosław Matuszewicz

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: miroslaw.matuszewicz@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej (1987). Ukończył studia podyplomowe z zakresu zarządzania projektami w Akademii Leona Koźmińskiego w Warszawie. Od 1987 roku zatrudniony w firmie DSO. Obecnie starszy inżynier ds. innowacji w Dziale Innowacji. Posiada bogate doświadczenie w zakresie rozwoju sieci dystrybucyjnych. Praca w tym dziale koncentruje się na wdrażaniu rozwiązań smart grid.