

Analysis of Energy and Power Generation in a Photovoltaic Micro installation Interconnected with a Low Voltage Grid

Authors

Marian Sobierajski
 Wilhelm Rojewski

Keywords

renewable energy sources, photovoltaic micro installation, low-voltage distribution grid

Abstract

The paper discusses the performance of the 15 kW photovoltaic micro installation located on the roof of building D-1 of the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology. The micro installation is connected to the low voltage grid, which supplies the new, air-conditioned building D-20. The paper discusses the energy and power generation output in yearly, monthly, and daily intervals. The micro installation's output in the summer morning peaks is compared with the daily wind generation against the background of the demand, generation, regulation reserve, and overhauls in the National Power System.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015410

Introduction

In recent years in the European Union a significant increase has been noted in the number of photovoltaic micro-plants installed on the roofs of buildings. A similar process can be expected in Poland in the coming years. This is supported by the provisions of the Act on Renewable Energy Sources [1], which introduces the concept of micro-installation with up to 40 kW output. Over the next few years in the National Power System (NPS) numerous prosumers, who generate electricity in photovoltaic micro-plants for their own needs, and input excess power to a low voltage grid will appear. A typical PV micro-plant consists of photo-cells combined in panels, which in turn make up modules interoperable with inverters. Inverters convert PV panels' DC output into 50 Hz AC input to LV grid. Inverters also have synchronization, control and protection functions. With the voltage and frequency characteristics implemented in their controllers they match the active and reactive power output to the conditions prevailing in the LV grid.

Before a photovoltaic micro-plant is interconnected with a LV distribution grid a prior assessment is needed of its impact on the grid's operating conditions. In this process the PV micro-plant is described by its maximum active power output, power factor adjustment range, standard voltage and frequency characteristics, and its inverters' certificates that warrant compliance with electromagnetic compatibility standards. Such an assessment of the impact of PV micro-plant's interconnection on the grid's operating conditions should consider the following constraints [2]:

- voltage deviations should not exceed $\pm 10\% U_n$
- slow voltage changes should not exceed $3\% U_n$
- fast voltage changes in the interconnection point should not exceed $3\% U_n$
- short-term flicker index should be less than 1, and long-term flicker less than 0.65
- harmonic current inputs to the grid should not lead to voltage harmonic content in excess over allowable standards, and total voltage harmonic distortion should be less than 8%
- voltage unbalance after PV micro-plant's interconnection should not exceed 2%
- short-circuit currents and powers after the interconnection should not exceed the short-circuit strength of line and equipment in the transformer substation
- power input to the grid should not result in an excess over the continuous current-carrying capacity of lines and the MV/LV transformer
- active power input to the grid should depend on the power system's actual frequency
- reactive power input to the grid should depend on the LV grid actual voltage.

Relevant analysis are usually done with simplified methods [2], but in the case of an LV grid with a large number of micro-plants such approximate calculations may not be sufficient and it may be necessary to use a computer program to calculate power flows and short circuits.

Analysis of energy and power generation in the PV micro-plant on the rooftop of the Wrocław University of Technology building

The PV micro-plant was built in November 2011 and financed by the Fund of Polish Science and Technology. It consists of three ca. 5 kW modules interconnected via single-phase inverters with different phases of LV grid. The panels are installed on the rooftop and the inverters and instrumentation in the attic of building D-1 of the Faculty of Electrical Engineering of Wrocław University of Technology. In the attic single-phase lines from the inverters are connected to a three-phase port (Fig. 1) and the micro-plant's interconnection point is located there.

Module 3 is made of POLY polycrystalline panels (21 pcs.) with 15.5% efficiency, 40° tilt angle (225° SW azimuth), 36.7 m² surface, and 5.04 kW total output, with an SMA Sunny Boy 5000 TL single-phase inverter.

Module 2 is made of MONO monocrystalline panels (27 pcs.) with 14.9% efficiency, 40° tilt angle (135° SE azimuth), 34.5 m² surface, and 5.13 kW total output, with an SMA Sunny Boy 5000 TL single-phase inverter.

Module 1 is made of CIGS thin-film panels (56 pcs.) with 11.8% efficiency, 40° tilt angle (135° SE azimuth), 42.6 m² surface, 5.04 kW total output, with SMA Sunny Mini Central 4600 single-phase transformer inverter.

The inverters have reactive power control as a function of active power output implemented, i.e. the standard $\cos \phi (P)$ characteristic [2, 3, 4]. At low active power the inverter generates small reactive power, max (0.1–0.2) kVar. After exceeding 20% of the maximum output (ca. 1 kW) the inverter operates with power factor of a value one, and after exceeding 50% of the maximum

output (ca. 2.5 kW) – with capacitive power factor $\cos \phi = 0.95$. The inverter can also operate according to a preset $P(f)$ characteristic. In 47.5 Hz to 50.2 Hz frequency range it outputs the maximum active power attainable for given weather conditions. In the 50.2 Hz to 51.5 Hz range with a frequency increase it reduces its active power output with 40% gradient PM/Hz, where P_M is the active power output when grid frequency 50.2 Hz is exceeded. Beyond 52 Hz or below 47.5 Hz the inverter is disconnected from the LV grid.

Measurements have shown that the PV micro-plant's individual modules have the following power rise gradients at start-up: Module 1–1.71 kW/s, module 2–0.86 kW/s; module 3–0.69 kW/s. They also differ by their inverters' synchronization times [4]. This is due to the fact that module 3 and module 2 have transformerless inverters, while module 1 is made of thin-film CIGS panels which require galvanic isolation provided by an additional transformer. This type of inverter takes longer to switch to the generation mode after reconnection.

Power generation in the 15 kW PV micro-plant is watched by a system of remote energy, power, voltage and current reading, consisting of LEW 101-P 5(40)A smart meters. In addition the micro-plant has been provided with a Sunny Sensor Box system tracking the weather conditions (sunlight, ambient temperature, wind speed). All measurements are automatically saved to a MySQL database. All measurement data collected can be visually rendered.

The 15 kW PV micro-plant's performance monitoring so far leads to the conclusion [3, 4], that it causes no exceedance of the allowable power quality indicators, and that it operates in accordance with the $\cos \phi (P)$ and $P (f)$ characteristics.

As regards current and voltage deformation, the dependence is noticeable of current harmonic content on the power output. For low power outputs the relative share of harmonic current distortion is significant. With the output power's increase over 20% of its maximum, the output current harmonic distortion decreases. Distorted current flows cause voltage drops on grid impedances, thus further increasing the harmonic distortions in the grid, but the THD still stays within the allowable limits.

Also noticed has been a voltage unbalance due to the varying sunlight and therefore different outputs of individual modules. This is particularly evident at high sunlight levels. This unbalance does not exceed the LV grid allowable limit of 2%.

Electricity generation from solar cells strongly depends on weather conditions (sunlight, wind and air temperature), hence differences in the output in individual years (2012–2014) (Tab. 1). Listed in Tab. 2 are energy outputs of the PV micro-plant's each module in subsequent months of 2014.

The micro-plant's annual usage time, i.e. the ratio of its energy output to its installed capacity, is ca. 1000 hours, which is typical for the weather conditions in Poland. The most favourable weather conditions prevailed in 2012, and the worst in 2013. Each month the polycrystalline cells' electricity output is the smallest, although their declared efficiency is the highest (15.5%). This is due to the fact that these cells have been installed on another, less sunny slope of the D-1 building roof than the monocrystalline and thin film cells.

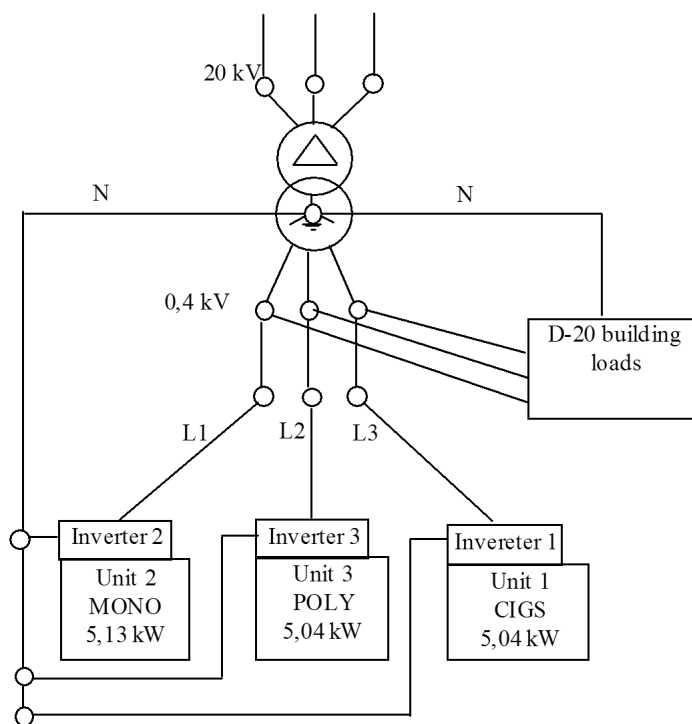


Fig. 1. Schematic diagram of PV micro-plant interconnection with LV grid

Fig. 2 illustrates the energy output in subsequent months of 2014. It shows that the months from March to October determine the annual energy output.

Fig. 3 shows the micro-plant output powers in three typical days of the year. Typical 2014 days were selected: February 26, April 4 and July 8. The most favourable was the output power curve on 8 July, the worst on February 26. It should be noted that the highest is the power output in 11.00–14.00, which is particularly beneficial in the summer months, because then the air-conditioners in the new building of the Faculty of Electrical Engineering D-20 draw the highest power from the LV grid, with which the 15 W PV micro-plant is interconnected.

The 15 W PV micro-plant operates under similar weather conditions, as other similar PV micro-plants and plants in Poland.

The highest power is generated at midday, and there is no output in the night. This is in line with the NPS power balance, and as such can be considered as a beneficial factor. The night demand in the NPS is very low, often almost equal to the technical minimum output of the units in commercial thermal power plants. Due to the long start-up time of ca. 6 hours, large thermal units cannot be shut down at night, so any additional output at night cannot always be utilized. It is not beneficial from the point of view of the safety of NPS operation. Fig. 4 shows, for contrast, the daily course of wind farm power output in the NPS on 8 July 2014.

Additional output is particularly appreciated in the morning peak on hot summer days.

Presented in Tab. 3 is the power balance in the NPS on 8 July 2014. It's based on data available from the website of Polskie Sieci Elektroenergetyczne [6]. Worth noting is the high capacity of generation units under repair, close to 10 GW. Such outages in the current period weaken the NPS generation capacity, which has an impact on the electricity supply security. The situation is similar with the repair outages of transmission lines. However, the repairs of generating units and transmission lines alike are needed, and the summer months are the best time for these repairs.

Year	2012	2013	2014
Electricity output to the grid, kWh	15,540	13,672	15,146
Annual usage time, hrs	1,036	911	1,010

Tab. 1. The PV micro-plant's energy output in 2012–2014 and equivalent usage time

Month	Monocrystalline (MONO)	Polycrystalline (POLY)	Thin-film (CIGS)	Micro-plant
–	kWh	kWh	kWh	kWh
Jan	137.4	85.6	126.3	349.3
Feb	373.7	253.0	365.2	991.9
Mar	501.9	391.4	494.3	1,387.6
Apr	539.3	438.8	531.8	1,509.8
May	640.1	534.7	638.6	1,813.4
Jun	713.9	639.4	733.9	2,087.2
Jul	757.5	617.0	776.2	2,150.7
Aug	595.9	487.5	602.2	1,685.7
Sep	510.1	400.7	512.8	1,423.6
Oct	383.6	294.7	378.4	1,056.7
Nov	158.7	120.7	148.2	427.6
Dec	104.0	65.5	92.6	262.1
total:	5,416.1	4,329.0	5,400.5	15,145.6
WT4	$2.53 \cdot 10^{-10}$	$3.51 \cdot 10^{-10}$		
NONE	0.000438	0.000436		

Tab. 2. The 15 kW PV micro-plant's electricity output in 2014 by months and PV cell types

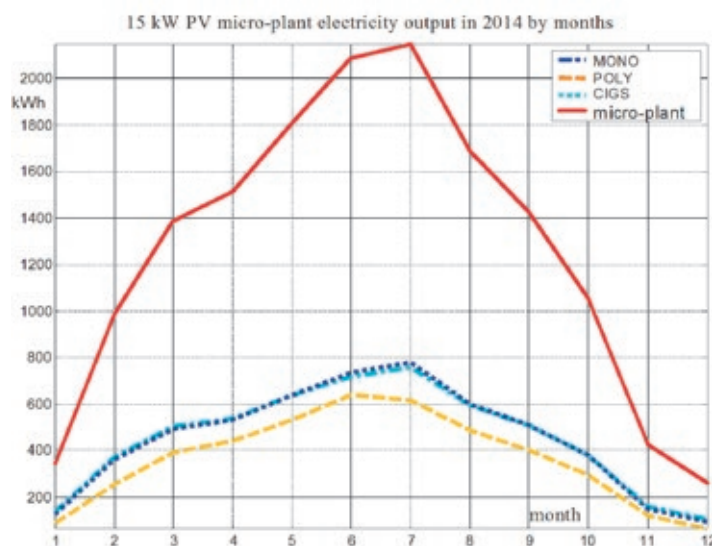


Fig. 2. The 15 kW PV micro-plant's monthly energy outputs in 2014, by modules and total

On the other hand, in recent years the peak power demand in the summer months has tended to increase. With rising living standards in Poland grows the number of air-conditioning units, which means that the highest power demand is not in the evening peak, but in the morning 12.00–13.00 peak. Just this unexpectedly large increase in the power demand on 26 June

2006 ca. 13.00 caused the loss of voltage stability in central and north-eastern Poland [7].

Any additional solar and wind generation in the summer is very helpful in balancing power in the NPS. However from this point of view on hot summer days PV generation is preferable, as its output is the highest at maximum power demand.

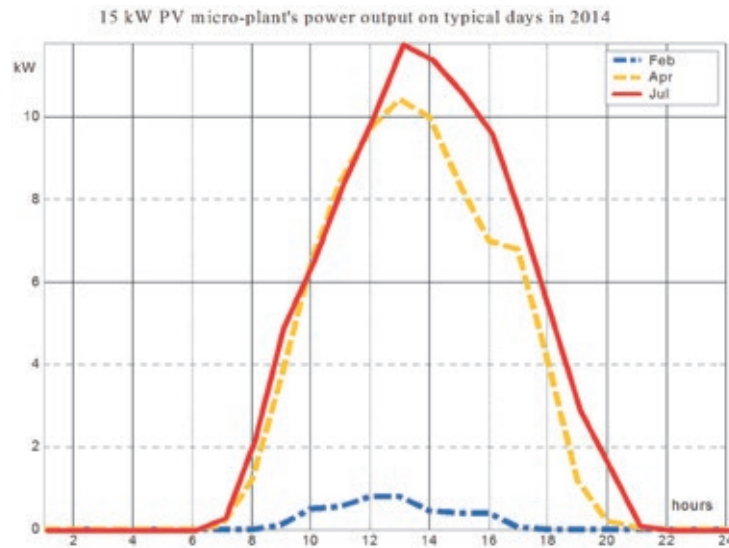


Fig. 3. Power outputs on typical days in 2014: February 26, April 18 and July 8

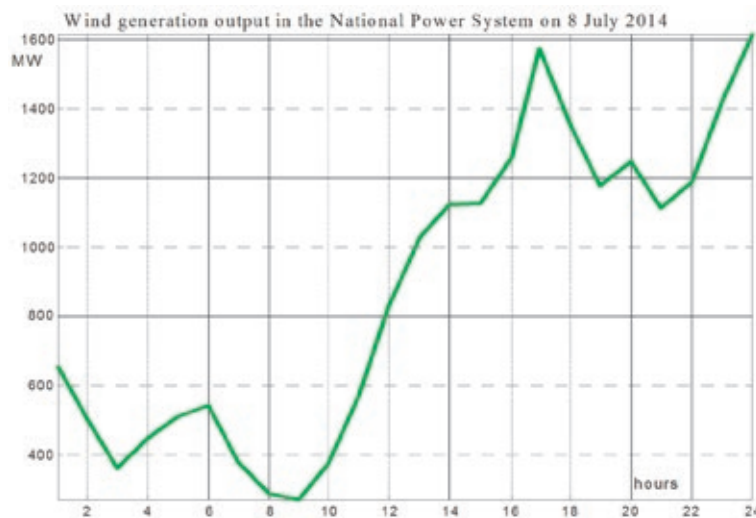


Fig. 4. Wind generation output in the NPS on 8 July 2014

Peak	NPS demand	KSE exchange balance	NPS output	Spinning reserve	Cold reserve	Hydropower reserve	Other reserve	Repairs
–	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
morning	21,732	–257	21,991	949	783	1,267	336	9,392
evening	19,786	–115	19,896	2193	1,561	1,585	342	9,313

Tab. 3. NPS power balance on 8 July 2014 year in morning and evening peaks

Summary

1. Under the weather conditions prevailing in Poland the PV micro-plant usage time is ca. 1,000 hours, which in the case of installed capacity of 10 kW corresponds to the annual electricity output of 10 MWh.
2. The PV generation advantage over wind generation is that its output is the highest on hot summer days' morning peaks, when the power demand may be governed by the use of air-conditioners.

REFERENCES

1. The RES Act July 2014 draft [online], <http://www.mg.gov.pl/>.
2. M. Sobierajski, W. Rojewski, "Technical conditions of microgenerator connection to a low voltage network taking into account valid rules and practices applied in Europe and Poland," *Acta Energetica*, No. 4/21, pp. 116–124, 2014.
3. M. Sobierajski, W. Rojewski, M. Kobusiński, T. Sikorski, „Przyłączenie mikroinstalacji i małych instalacji do sieci rozdzielczej nN. Przewodnik” [Interconnection of micro and small plants with LV distribution grid. A Guide, Raporty Instytutu Ergoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2012.
4. T. Sikorski, „Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej” [Monitoring and power quality assessment in power grids with distributed generation], *Prace Naukowe Instytutu Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej* 49, Seria: Monografie 18, Wrocław, 2013.
5. P. Janik, "Photovoltaic power generation assessment based on advanced signal processing and optimisation techniques," Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław, 2014.
6. Webpage of Operator Systemu Przesyłowego [online], www.pse.pl.
7. M. Sobierajski, W. Rojewski, „Po czerwcowej awarii 2006 roku, czyli warunki bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej” [After the June 2006 failure. The conditions for the secure power transmission], *Automatyka Elektroenergetyczna*, No. 3, pp. 36–41, 2007.

Marian Sobierajski

Wrocław University of Technology

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Professor at the Wrocław University of Technology, in the Department of Power Engineering. He deals with scientific issues related to planning and controlling power systems. His works refer mainly to probabilistic power flows, voltage stability and electricity quality, and to interoperation of distributed sources with transmission grids. His recent studies are related to smart power grids, interoperation of micro installations and photovoltaic installations with medium and low voltage distribution grids, and frequency control at insular operation.

Wilhelm Rojewski

Wrocław University of Technology

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Wrocław University of Technology (1973). He received his PhD in engineering at the Institute of Power Engineering of his alma mater (1977), where he is an assistant professor in the Department of Power Engineering. He deals with power system automatic protections, control and regulation in the power system and interoperation conditions of distributed energy sources and the power system.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 111–115. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza wytwarzania energii i mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej współpracującej z siecią niskiego napięcia

Autorzy

Marian Sobierajski
Wilhelm Rojewski

Słowa kluczowe

odnawialne źródła energii, mikroinstalacja fotowoltaiczna, sieć dystrybucyjna niskiego napięcia

Streszczenie

W artykule analizowana jest praca mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 15 kW, umieszczonej na dachu budynku D-1 Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Mikroinstalacja jest przyłączona do sieci niskiego napięcia, z której zasilany jest nowy klimatyzowany budynek D-20. Omówiono wytwarzanie energii i mocy w przedziale rocznym, miesięcznym i dobowym. Generacja w mikroinstalacji w szczycie rannym w miesiącach letnich porównana jest z dobową generacją wiatrową na tle zapotrzebowania, generacji, rezerwy regulacyjnej i remontów w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

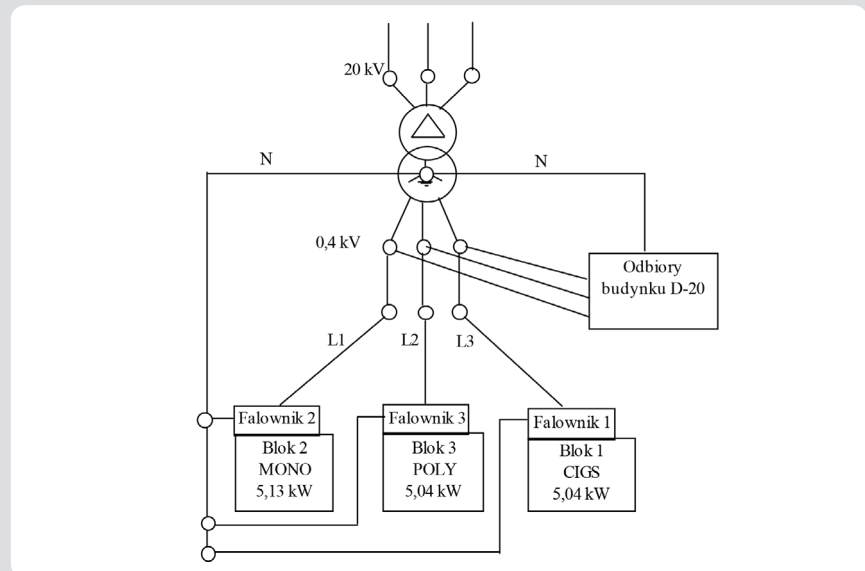
Wprowadzenie

W ostatnich latach obserwuje się w krajach Unii Europejskiej znaczny wzrost liczby mikroelektrowni fotowoltaicznych instalowanych na dachach budynków. Można oczekiwać, że podobny proces wystąpi wkrótce również w Polsce. Sprzyjają temu zapisy Ustawy o odnawialnych źródłach energii [1], która m.in. wprowadza pojęcie mikroinstalacji o mocy do 40 kW. Na przestrzeni najbliższych lat w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) pojawią się liczni prosumenci wytwarzający w mikroinstalacjach fotowoltaicznych energię elektryczną na własne potrzeby i wprowadzający nadwyżkę mocy do sieci niskiego napięcia.

Typowa mikroinstalacja fotowoltaiczna składa się z fotoogniw łączonych w panele, a te łączy się następnie w moduły współpracujące z falownikami. Falowniki zamieniają prąd stały fotoogniw na prąd przemienny 50 Hz wprowadzany do sieci niskiego napięcia. Falowniki pełnią również funkcje synchronizujące, regulacyjne i zabezpieczające. Dzięki zaimplementowanym w sterownikach charakterystykom napięciowym i częstotliwościowym dopasowują wytwarzanie mocy czynnej i bierniej do aktualnych warunków panujących w sieci niskiego napięcia.

Przyłączenie mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia wymaga wcześniejszej oceny jej wpływu na warunki pracy tej sieci. W tym procesie przyłączana mikroinstalacja fotowoltaiczna jest opisana przez maksymalną moc czynną, zakres regulacji współczynnika mocy, standardowe charakterystyki napięciowe i częstotliwościowe oraz posiadane przez falowniki certyfikaty gwarantujące spełnienie norm kompatybilności elektromagnetycznej. Taka ocena wpływu przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej na warunki pracy sieci powinna uwzględniać następujące ograniczenia [2]:

- odchylenia poziomu napięcia nie powinny przekraczać +/-10% U_n
- powolne zmiany napięcia nie powinny przekraczać 3% U_n



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci niskiego napięcia

- szybkie zmiany napięcia w punkcie przyłączenia nie powinny przekraczać 3% U_n
- krótkotrwały współczynnik migotania powinien być mniejszy od 1, a długotrwały od 0,65
- wprowadzane do sieci harmoniczne prądów nie powinny powodować przekroczenia dopuszczalnych przez normę limitów zawartości harmonicznych w napięciu, a całkowity współczynnik odkształceń harmonicznych napięcia powinien być mniejszy od 8%
- asymetria napięcia po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinna przekraczać 2%
- prądy i moce zwarciowe po przyłączeniu mikroinstalacji nie powinny przekroczyć wytrzymałości zwarciowej przewodów linii i aparatury w stacji transformatorowej
- wprowadzanie mocy do sieci nie powinno powodować przekroczenia dopuszczalnego długotrwałe obciążenia przewodów linii i transformatora SN/nN

- wprowadzana do sieci moc czynna powinna być uzależniona od aktualnej wartości częstotliwości w systemie elektroenergetycznym
- wprowadzana do sieci moc bierna powinna być uzależniona od aktualnej wartości napięcia w sieci nN.

Odpowiednie analizy zwykle są dokonywane metodami uproszczonymi [2], ale w przypadku sieci niskiego napięcia z dużą liczbą mikroinstalacji przybliżone obliczenia mogą okazać się niewystarczające i konieczne jest korzystanie z komputerowego programu do obliczeń rozprężki mocy i zwarć.

Analiza wytwarzania energii i mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej na dachu budynku Politechniki Wrocławskiej

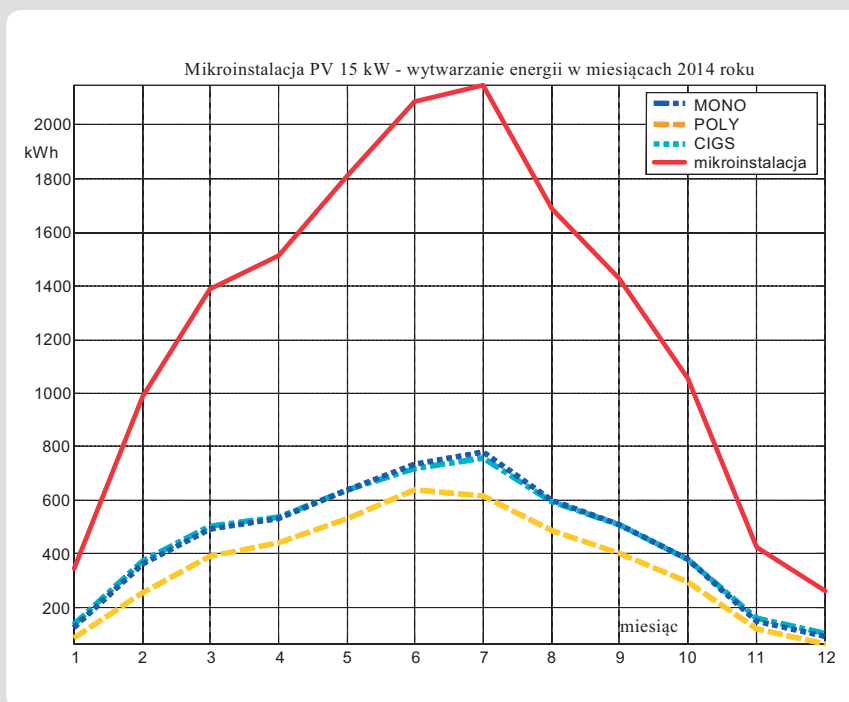
Mikroinstalacja fotowoltaiczna została zbudowana w listopadzie 2011 roku ze środków Funduszu Nauki i Technologii

Rok	2012	2013	2014
Energia wprowadzona do sieci, kWh	15 540	13 672	15 146
Roczny czas wykorzystania mikroinstalacji, w godz.	1 036	911	1 010

Tab. 1. Energia wyprodukowana przez mikroinstalację fotowoltaiczną w latach 2012–2014 oraz zastępczy czas wykorzystania źródeł energii

Miesiąc	Monokrystaliczne (MONO)	Polikrystaliczne (POLY)	Cienkowarstwowe (CIGS)	Mikroinstalacja
–	kWh	kWh	kWh	kWh
styczeń	137,4	85,6	126,3	349,3
luty	373,7	253,0	365,2	991,9
marzec	501,9	391,4	494,3	1 387,6
kwiecień	539,3	438,8	531,8	1 509,8
maj	640,1	534,7	638,6	1 813,4
czerwiec	713,9	639,4	733,9	2 087,2
lipiec	757,5	617,0	776,2	2 150,7
sierpień	595,9	487,5	602,2	1 685,7
wrzesień	510,1	400,7	512,8	1 423,6
październik	383,6	294,7	378,4	1 056,7
listopad	158,7	120,7	148,2	427,6
grudzień	104,0	65,5	92,6	262,1
suma	5 416,1	4 329,0	5 400,5	15 145,6

Tab. 2. Energia elektryczna wytworzona przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 roku z podziałem na miesiące i rodzaje fotoogniw



Rys. 2. Miesięczne wytwarzanie energii przez poszczególne moduły oraz sumarycznie przez mikroinstalację fotowoltaiczną 15 kW w 2014 roku

Polskiej. Składa się z trzech modułów po ok. 5 kW każdy, które zostały przyłączone poprzez jednofazowe falowniki do różnych faz sieci niskiego napięcia. Panele umieszczone na dachu, a falowniki i oprzyrządowanie na poddaszu budynku D-1 Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. W pomieszczeniu na poddaszu 1-fazowe linie z poszczególnych falowników połączone są z 3-fazowym przyłączem (rys. 1) i tam zlokalizowany jest punkt przyłączenia mikroinstalacji.

Moduł nr 3 zawiera panele polikrystaliczne POLY (21 szt.) o sprawności 15,5%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-zachodni 225°), powierzchni 36,7 m², mocy całkowitej 5,04 kW, współpracujące z falownikiem 1-fazowym SMA Sunny Boy 5000 TL.

Moduł nr 2 zawiera panele monokrystaliczne MONO (27 szt.) o sprawności 14,9%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-wschodni 135°), powierzchni 34,5 m², mocy całkowitej 5,13 kW, współpracujące z falownikiem 1-fazowym SMA Sunny Boy 5000 TL.

Moduł nr 1 zawiera panele cienkowarstwowe CIGS (56 szt.) o sprawności 11,8%, kącie nachylenia 40° (azymut południowo-wschodni 135°), powierzchni 42,6 m², mocy całkowitej 5,04 kW, współpracujące z transformatorowym falownikiem 1-fazowym SMA Sunny Mini Central 4600. Falowniki mają zaimplementowaną regulację mocy biernej w funkcji wytwarzanej mocy czynnej, czyli realizują standardową charakterystykę $\cos \varphi(P)$ [2, 3, 4]. Przy małej mocy czynnej falownik wytwarza niewielką moc bierną, maks. (0,1–0,2) kVAr. Po przekroczeniu 20% mocy maksymalnej (ok. 1 kW) falownik pracuje z jedyńkowym współczynnikiem mocy, a po przekroczeniu 50% mocy maksymalnej (ok. 2,5 kW) – z pojemnościowym współczynnikiem mocy $\cos \varphi_{\text{poj}} = 0,95$.

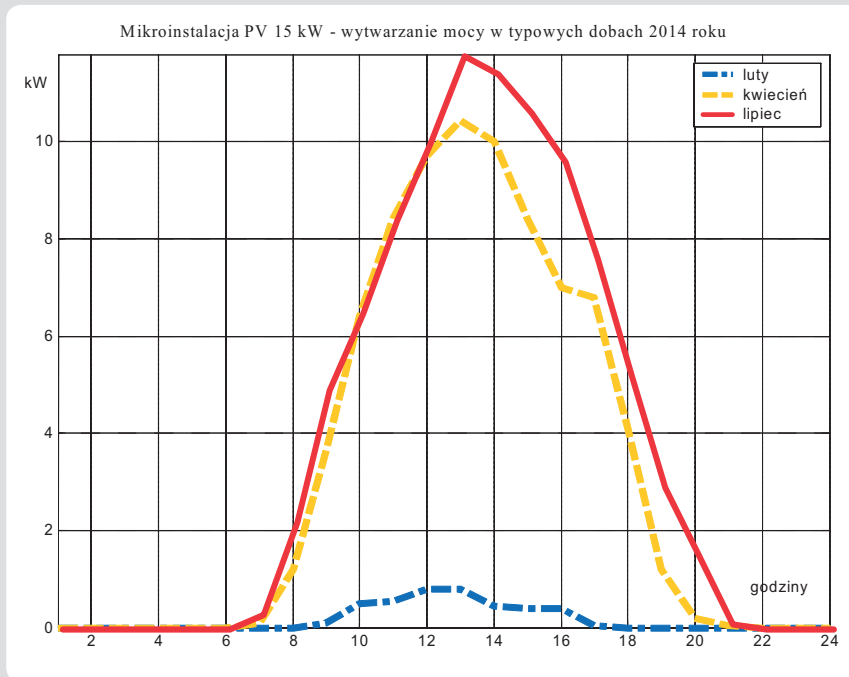
Falownik może pracować również według zadanej charakterystyki $P(f)$. W zakresie częstotliwości od 47,5 Hz do 50,2 Hz pracuje z maksymalną mocą czynną osiągalną dla danych warunków pogodowych. W przedziale częstotliwości od 50,2 Hz do 51,5 Hz przy wzroście częstotliwości redukuje moc czynną z gradientem 40% P_M/Hz , gdzie P_M oznacza moc czynną wytwarzaną w momencie przekroczenia częstotliwości sieciowej 50,2 Hz. Po przekroczeniu częstotliwości 52 Hz lub obniżeniu poniżej 47,5 Hz następuje odłączenie falownika od sieci niskiego napięcia.

Pomiary wykazały, że poszczególne moduły mikroinstalacji fotowoltaicznej charakteryzują się następującym gradientem przyrostu mocy podczas startu: Moduł 1 – 1,71 kW/s, moduł 2 – 0,86 kW/s; moduł 3 – 0,69 kW/s. Występują też różnice w czasach synchronizacji zastosowanych falowników [4]. Wynika to z faktu, że moduł 3 i moduł 2 posiadają falowniki beztransformatorowe, natomiast moduł 1 zbudowany jest na panelach cienkowarstwowych typu CIGS, które wymagają izolacji galwanicznej uzyskanej przez zastosowanie dodatkowego transformatora. Tego typu falownik potrzebuje dłuższego czasu do przełączenia w tryb wytwarzania po ponownym załączeniu.

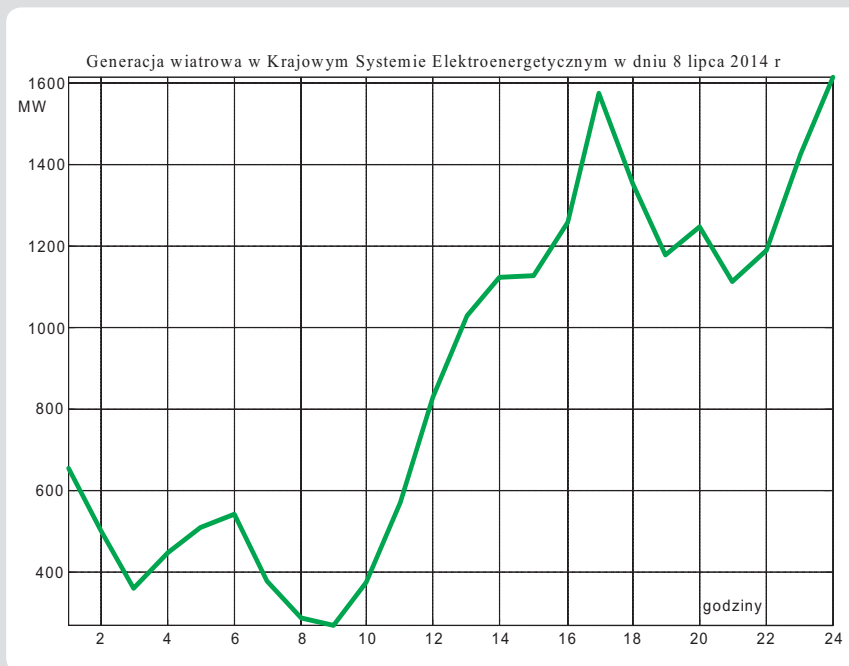
Wytwarzanie mocy w mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW obserwowane jest przez

Szczyt	Zapotrzebowanie KSE	Saldo wymiany KSE	Generacja KSE	Rezerwa wirująca	Rezerwa zimna	Rezerwa w wodnych elektrowniach	Pozostała rezerwa mocy	Remonty
–	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ranny	21 732	–257	21 991	949	783	1 267	336	9 392
wieczorny	19 786	–115	19 896	2193	1 561	1 585	342	9 313

Tab. 3. Bilans mocy w KSE 8 lipca 2014 roku w szczytce rannym i wieczornym



Rys. 3. Zmiany wytwarzanej mocy w typowych dobach 2014 roku: 26 lutego, 18 kwietnia i 8 lipca



Rys. 4. Przebieg dobowy mocy wytwarzanej w KSE przez elektrownie wiatrowe 8 lipca 2014 roku

system zdalnego odczytu energii, mocy, napięcie i prądów, składający się z inteligentnych liczników LEW 101-P 5(40)A. Ponadto mikroinstalacja została wyposażona w system Sunny Sensor Box śledzący warunki pogodowe (nasłonecznienie, temperaturę otoczenia, prędkość wiatru). Wszystkie pomiary są automatycznie zapisywane do bazy danych typu MySQL. Możliwa jest wizualizacja online wszystkich zebranych danych pomiarowych.

Dotychczasowa obserwacja pracy mikroinstalacji fotowoltaicznej 15 kW pozwala stwierdzić [3, 4], że nie powoduje ona przekroczenia dopuszczalnych wartości wskaźników jakości energii oraz że pracuje zgodnie z charakterystykami $\cos \varphi(P)$ i $P(f)$.

Jeżeli chodzi o odkształcenia prądów i napięć, to zauważalna jest zależność poziomu harmonicznych w prądzie od wartości wytwarzanej mocy. Dla małych wartości mocy względny udział harmonicznych w prądzie jest znaczący. Wraz ze wzrostem mocy generowanej powyżej 20% mocy maksymalnej obserwuje się zmniejszenie odkształceń generowanego prądu. Przepływy odkształconego prądu wywołują na impedancjach sieci spadki napięć, zwiększając istniejące w sieci odkształcenia harmoniczne, ale nie powoduje to przekroczenia dopuszczalnej wartości THD.

Zaobserwowano również występowanie asymetrii napięcia powodowane różnym bieżącym nasłonecznieniem i w związku z tym różną generacją poszczególnych modułów. Szczególnie widoczne jest to przy wysokich poziomach nasłonecznienia. Pojawiająca się asymetria nie przekracza jednak dopuszczalnej w sieci niskiego napięcia wartości 2%.

Produkcja energii elektrycznej z fotoogniwi silnie zależy od warunków atmosferycznych (nasłonecznienia, wiatru i temperatury powietrza), stąd różnice wartości energii elektrycznej wytworzonej w poszczególnych latach (2012–2014) (tab. 1). W tab. 2 podano wartości energii wyprodukowanej przez poszczególne moduły mikroinstalacji fotowoltaicznej w kolejnych miesiącach 2014 roku.

Roczny czas wykorzystania mikroinstalacji otrzymany z podzielenia wytworzonej energii przez moc zainstalowaną mikroinstalacji jest w przybliżeniu równy 1000 godzin, co jest wartością charakterystyczną dla warunków pogodowych w Polsce. Najkorzystniejsze warunki pogodowe wystąpiły w 2012 roku, a najgorsze – w 2013 roku. W każdym miesiącu produkcja energii elektrycznej przez ogniwa polikrystaliczne jest najmniejsza, chociaż ich deklarowana sprawność jest najwyższa (15,5%). Spowodowane jest to tym, że ogniwa te

zostały zainstalowane na innej, słabiej nasłonecznionej pości dachu budynku D-1 niż ogniwa monokrystaliczne i cienkowarstwowe.

Na rys. 2 zobrazowano kształtowanie się wytwarzania energii w kolejnych miesiącach 2014 roku. Widać, że miesiące od marca do października decydują o rocznej produkcji energii.

Na rys. 3 pokazano, jak kształtuje się wytwarzana moc mikroinstalacji w trzech typowych dobach roku. Wybrano typowe doby 2014 roku: 26 lutego, 4 kwietnia i 8 lipca. Najkorzystniej kształtowała się krzywa wytwarzanej mocy w dniu 8 lipca, najgorzej 26 lutego. Należy zauważyć, że największa moc jest wytwarzana w godz. 11.00–14.00, co jest szczególnie korzystne w miesiącach letnich, gdyż wówczas z sieci niskiego napięcia, do której jest przyłączona mikroinstalacja 15 kW, pobierana jest największa moc przez urządzenia klimatyzacyjne nowego budynku Wydziału Elektrycznego D-20.

Wytwarzanie mocy przez mikroelektrownię 15 kW ma podobne uwarunkowania pogodowe, jakie będą miały wszystkie inne podobne mikroinstalacje i elektrownie fotowoltaiczne w kraju. Największa moc będzie generowana w godzinach południowych, a w nocy będzie to moc zerowa. Fakt ten można uznać za okoliczność korzystną z punktu widzenia bilansu mocy w KSE. W nocy w KSE jest bardzo małe zapotrzebowanie, często prawie równe minimum technicznemu pracujących bloków ciepłych elektrowni zawodowych. Ze względu na duży czas rozruchu, wynoszący ok. 6 godzin, duże bloki ciepłe nie mogą być wyłączane na noc, dlatego wszelka dodatkowa generacja w nocy nie zawsze daje się wykorzystać. Nie jest bowiem korzystna z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE. Na rys. 4 przedstawiono dla kontrastu przebieg dobowy mocy wytworzonej przez wiatrak w KSE w dniu 8 lipca 2014 roku.

Dodatkowa generacja jest szczególnie korzystna w szczycie rannym dni letnich, charakteryzujących się upałami. W tab. 3 przedstawiono bilans mocy w KSE w dniu 8 lipca 2014 roku. Wykorzystano dane dostępne na stronie internetowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych [6]. Należy zwrócić uwagę na dużą wartość mocy remontowanych jednostek wytwórczych, bliską 10 GW. Takie wyłączenia w bieżącym okresie osłabiają zdolności wytwórcze KSE, co ma wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Podobnie wygląda sytuacja z remontowymi wyłączeniami linii przesyłowych. Jednakże zarówno remonty jednostek wytwórczych, jak i linii przesyłowych są konieczne, a miesiące letnie są najlepszym czasem do prowadzenia tych remontów.

Z drugiej strony w ostatnich latach szczyt zapotrzebowania na moc w miesiącach letnich wykazuje tendencję wzrostową. Wraz ze wzrostem poziomu życia w kraju przybywa urządzeń klimatyzacyjnych, co powoduje, że największe zapotrzebowanie mocy nie występuje w szczycie wieczornym, ale w szczycie rannym, w przedziale godzinowym 12.00–13.00. Właśnie nieoczekiwane duże wzrost zapotrzebowania mocy 26 czerwca 2006 roku ok. godz. 13 spowodował utratę stabilności napięciowej w centralnej i północno-wschodniej Polsce [7].

Wszelka dodatkowa generacja słoneczna i wiatrowa jest w lecie bardzo pomocna w bilansowaniu mocy w KSE. Z tego punktu widzenia w upalne dni lata korzystniejsza jest jednak generacja fotowoltaiczna, gdyż osiąga ona największe wartości przy największym zapotrzebowaniu mocy.

Podsumowanie

- W krajowych warunkach pogodowych czas wykorzystania mikroinstalacji fotowoltaicznych wynosi ok. 1000 godzin, co w przypadku mocy zainstalowanej 10 kW odpowiada wytworzeniu 10 MWh energii elektrycznej rocznie.

- Zaletą generacji fotowoltaicznej w porównaniu z generacją wiatrową jest fakt, że osiąga ona największe wartości w upalne dni lata, w szczycie rannym, kiedy o zapotrzebowaniu mocy może decydować pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne.

Bibliografia

1. Ustawa o OZE. Projekt z lipca 2014 roku [online], <http://www.mg.gov.pl/>.
2. Sobierajski M., Rojewski W., Technical conditions of microgenerator connection to a low voltage network taking into account valid rules and practices applied in Europe and Poland, *Acta Energetica* 2014, nr 4/21, s. 116–124.
3. Sobierajski M., Rojewski W., Kobusiński M., Sikorski T., Przyłączanie mikroinstalacji i małych instalacji do sieci rozdzielczej nN. Przewodnik, Raporty Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2012.
4. Sikorski T., Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej, *Prace Naukowe Instytutu Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej* 49, Seria: Monografie 18, Wrocław 2013.
5. Janik P., Photovoltaic power generation assessment based on advanced signal processing and optimisation techniques, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2014.
6. Strona internetowa Operatora Systemu Przesyłowego [online], www.pse.pl.
7. Sobierajski M., Rojewski W., Po czerwcowej awarii 2006 roku, czyli warunki bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2007, nr 3, s. 36–41.

Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: marian.sobierajski@pwr.edu.pl

Profesor zwyczajny Politechniki Wrocławskiej (1947), pracuje w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej oraz współpracy rozproszonych źródeł z sieciami przesyłowymi. Ostatnie badania są związane z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi, współpracą mikroinstalacji i małych instalacji fotowoltaicznych z sieciami dystrybucyjnymi średniego i niskiego napięcia oraz regulacją częstotliwości w czasie pracy wyspowej.

Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

e-mail: wilhelm.rojewski@pwr.edu.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej (1973). Uzyskał tytuł doktora nauk technicznych w Instytucie Energoelektryki swojej macierzystej uczelni (1977), gdzie pracuje na stanowisku adiunkta w Katedrze Energoelektryki. Zajmuje się elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową, sterowaniem i regulacją w systemie elektroenergetycznym oraz warunkami współpracy rozproszonych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.