The Impact of Micro-Sources on Voltage Distortions in a Power Grid

Authors
Magdalena Grzymkowska
Jacek Klucznik

Keywords
electricity quality, micro-sources, THD

Abstract
The increase in the number of photovoltaic (PV) systems integrated with low voltage (LV) grids has led to a great need to analyse the impact of these systems on the quality of electricity and the reliability of its supply. This paper presents and compares the energy quality requirements imposed by various countries on photovoltaic plants. Then, based on real object tests and simulation in DIgSILENT PowerFactory, the impact has been identified of insolation on the generation output, range of harmonic emissions, changes in voltage levels, and total harmonic distortion (THD) in current and voltage. The results depended on the micro-source power and location, and the grid load.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2020204

Received by the editor: 2.11.2020
Received in revised form: 7.11.2020
Accepted: 10.11.2020
Available online: 21.06.2021

1. Introduction
Today, micro-sources have an increasing impact on the quality of electricity. As the Institute for Renewable Energy reports [1], 99% of all micro-plants operating in Poland are photovoltaic sources. At the end of 2019, over 150,000 were installed in Poland, with a total capacity of almost 1 GW. In the first quarter of 2020, 42 thousand new PV plants with a capacity of nearly 300 MW were added, and after three quarters of 2020, according to Polskie Sieci Elektroenergetyczne, the total installed capacity of PV sources increased to over 2.6 GW. Micro-sources must therefore be taken more seriously because their impact on national energy production will increase every year and the problems associated with it will become more frequent.
According to the *Act of February 20, 2015, on the renewable energy sources* [2], a micro-plant in Poland is an installation of a renewable energy source with a total installed electrical capacity of not more than 50 kW, connected to a power grid with a rated voltage lower than 110 kV, or with a combined heat output of not more than 150 kW, in which the total installed electric power is not more than 50 kW. In August 2019, as a result of an amendment to the RES Act [3], the definition of prosumer was expanded, which made it possible to input surplus electricity into the grid not only for individual, but also business, consumers.

According to a report published by the European Commission in 2017 [4], UK, Denmark, Sweden, Finland, and Hungary had adopted similar micro-plant installed capacity limits, i.e. from 40 kW to 50 kW. Slovenia and Spain distinguish between business and non-business micro-source electricity generators. On the other hand, Germany and Denmark differentiate the generators according to the source type – the greatest power can be connected as part of a photovoltaic installation (max. 50 kW). In turn, Ireland and Estonia have made the micro-plant capacity dependent on the number of phases. In the Czech Republic and Malta, an equivalent to the plant's capacity condition is it's rated current, which must not exceed 16 A in any phase. There is also a group of countries where a micro-source can have a capacity of up to 100 kW (Norway, Romania, Iceland). For comparison – Lithuania allows the maximum micro-plant installed capacity of 10 kW [4].

2. Comparison of electricity quality standards
One of the primary voltage quality indicators is voltage fluctuation. In Poland, as well as in many other countries (USA, Austria, Greece, Belgium), it is assumed that under normal grid operation conditions the voltage change caused by the operation

Harmonic order n	Odd harmonics							Even harmonics			
	3	5	7	9	11	13	$15 \le n \le 39$	2	4	6	$8 \le n \le 40$
Maximum allowable harmonic current [A]	2.3	1.14	0.77	0.4	0.33	0.21	$0.15 \cdot \frac{15}{n}$	1.08	0.43	0.3	$0.23 \cdot \frac{8}{n}$

Tab. 1. The allowable levels of harmonic current emissions for micro sources with a rated current up to 16 A in Poland (PN-EN 50438: 2014) [12]

of all generating units in the low voltage (LV) grid should not exceed 3%, with no generation at any point in the grid, including the micro-installation connection point [5].

Most standards in the world require that the voltage changes at the connection point after integration with distributed generation do not exceed 3% to 5%. Standards such as IEEE 1547, Rule21 (California), CSA/C22.3 No. 9-08 (Canada), and RD 1663 (Spain) set the voltage fluctuations within ± 5%. EREC G83 (UK) provides that voltage fluctuations must be within 4%, and VDE-AR-N4105 (Germany) sets the margin at 3% – while these fluctuations must not occur more than once every 10 minutes. The South Korean technical guidelines require that the long-term (average duration above 10 minutes) and instantaneous (2 s) voltage fluctuations in LV distribution lines be less than 3% and 4%, respectively [6].

The consequence of voltage fluctuations is the flickering of light, which is noticeable to the naked eye. According to [5] the basis for the flicker assessment is the characteristic of voltage changes over time at the terminals of the tested device, i.e. the difference ΔU of two successive RMS phase voltages. The Polish PN-EN 50160 [7] standard refers to long-term flicker factor P_{lt} and short-term flicker factor P_{st}. There is no permissible P_{st} limit set for LV grids, and P_{lt} of 1.0 is allowed for 95% of the time. For microgenerators, this coefficient is intentionally lower at 0.65 to exclude possible issues arising from interoperation with other sources and the grid operating conditions. The maximum P_{st} limit has been set at 1.0.

The IEEE 519, IEEE 929, Rule 21 (California) standards, as well as the Texas Generation Distributed Generation Interconnection Manual require compliance with IEC 61000-3-7 [8]. This standard sets the explicit maximum flicker factors only for the medium (P_{st} = 0.9 and P_{lt} = 0.7) and high voltages (P_{st} = 0.8 and P_{lt} = 0.6), which have been selected to also ensure appropriate levels in low voltage grids (1 for P_{st} and 0.8 for P_{lt}). Similarly, the Taiwanese CNS, Chinese GB, and Australian AS 4777 standards refer to the IEC 61727 standard, which requires compliance with the requirements described in the relevant parts of the IEC 61000 standards [6]. Moreover, the VDE-AR-N 4105 standard for rated currents not exceeding 16 A sets a voltage flicker limit as in DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3), and for a rated current from 16 A to 75 A, the voltage flicker must not extend the limits specified in DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11). Whereas the British EREC G83 [9] requires compliance with the flicker limits specified in BS EN 61000-3-2, i.e. the maximum values of P_{st} = 1.0 and P_{lt} = 0,65.

Another important electricity quality indicator is voltage unbalance. It is assessed based on the ratio of the negative-sequence voltage component in relation to the positive-sequence voltage component [10]. In Poland, the PN-EN 50160 [7] standard is in force, which sets the maximum unbalance limit at 2% of the rated voltage for LV grids – in accordance with PN-EN 61000-2-2 [11].

The Chinese GB/T 19939 and GB/T 9964 standards set the voltage unbalance limit at 2%, and the instantaneous limit at 4%. The Canadian standard CAN/CSA-C22.2 No. 257-06 sets the voltage unbalance limit at 2%, except for unbalanced load or 1-phase voltage regulation where 3% is allowed. Germany also sets the limit of 2% under normal conditions, and 3% in special cases. The Australian AS 4777 standard requires that the unbalance between any two phases be less than 20 A or 2% of the voltage in a 3-phase system [6].

Standard	Harmonic order	IEC 61727 GB/T 20046 GB/T 19939 CNS 15382 AS 4777.2	IEEE 929 IEEE 519 IEEE 1547 CSA C22.3 No. 9-08 Rule 21 – 2014 TPC Technical Guideline KEPCO Technical Guideline
Odd harmonics	$3 \le n \le 9$	< 4%	< 4%
	$11 \le n \le 15$	< 2%	< 2%
	$17 \le n \le 21$	< 1.5%	< 1.5%
	$23 \le n \le 33$	< 0.6%	< 0.6%
	$33 < n$	–	< 0.3%
Even harmonics	$2 \le n \le 8$	< 1.0%	25% of the harmonic odd limit
	$10 \le n \le 32$	< 0.5%	
TDD (%) or THD (%)		< 5%	< 5%

Tab. 2. Allowable current harmonic limits for generation sources – summary [6]

	Odd harmonics											Even harmonics
Harmonic order	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	$25 < n < 40$	$n < 40$
Limit [A/MVA]	3	1.5	1	0.7	0.5	0.4	0.3	0.25	0.2	0.15	$0.15 - \frac{25}{n}$	$\frac{1,5}{n}$

Tab. 3. Acceptable current harmonics limits for VDE-AR-N 4105 generation sources (for sources connected to the LV grid) [13]

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Odd harmonics, not multiples of 3		Odd harmonics, multiples of 3		Even harmonics	
order *n*	relative voltage [%]	order *n*	relative voltage [%]	order *n*	relative voltage [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.5	$6 \le n \le 24$	0.5
13	3	21	0.5		
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				
The supply voltage THD should be less than or equal to 8%					

Tab. 4. Allowable voltage harmonic content limits in MV and LV power grids according to PN-EN 50160: 2010 [16]

Harmonics are defined as components of a voltage or current waveform with a frequency that is an integral multiple of the fundamental frequency. They distort the sinusoidal voltage and current. The allowable levels of harmonic current emissions for micro sources with a rated current, up to 16 A in Poland (PN-EN 50438:2014) are listed in Tab. 1.

Most countries set an allowable limit of harmonics in current based on the IEEE 1547 standard. Tab. 2 clearly shows that there are slight differences between the standards and guidelines compared. Please note the German requirements: VDE-Ar-n 4105 (Tab. 3), which impose a current harmonic limit in relation to the apparent short-circuit power at the point of the generator's connection to the grid (without the generator's participation) [13].

Voltage harmonics with RMS values averaged over 10-minute intervals should meet the conditions [7]: 95% of the values from the weekly measurements of the individual harmonics, expressed as a percentage of the rated voltage or the declared voltage, should not exceed the values in Tab. 4. Moreover, 95% of the weekly measurements of the total voltage distortion factor (THD) should not exceed 8%. These limits are valid in Poland for both low and medium voltage grids. Whereas the IEEE 519-1992 standard [14] for grids below 69 kV and the IEEE 1547 [15] standard set the limit of 5% of the total voltage harmonics.

3. Analysis of the micro-plant output quality

Further in this paper, selected quality indicators of a real 33 kW micro-photovoltaic source are analysed. The plant is located on the roof of the LINTE^2 Laboratory of the Faculty of Electrical and Control Engineering of the Gdańsk University of Technology. It is shown in Photo 1.

The research was carried out in October 2019 and included measurement of the current harmonics, current THD, voltage, voltage harmonics, voltage THD, and active power in each phase. A Chauvin Arnoux C. A. 8352 energy quality analyser was used. Data from the weather station operating in the laboratory were also used for the analysis.

As can be seen in Fig. 1, the power output of the micro source varies greatly both in size and time of the occurrence. Frequent power spikes and dips can be seen in a relatively short time. For example, at 9:47 a.m. the output was ca. 8.4 kW and at 10:03 it was 1.9 kW. In just 16 minutes, the power dropped by more than 6.5 kW. The decrease was due to the insolation change of 95 W/m^2 because of a temporary cloud cover in the area.

To analyse the voltage and its fluctuations, a set of 1-minute average values of phase voltages in the entire period of the measurements was adopted. For 95% of the time, the voltage was in the range: L1: 228.95÷237.27 V, L2: 228.29÷236.71 V, L3: 228.01÷236.91 V, which meets the requirements of the allowable rated phase voltage range (207÷253 V). In this case, the 100% set of voltage values was also within the specified range, as shown in Fig. 2.

The allowable voltage deviations at the microgenerator connection points should not exceed 3%. The voltage deviation was calculated from the formulas presented in the literature [17]. The results for each phase are similar, as shown in Fig. 3. In the analysed case, the allowable limits were not exceeded.

Photo 1. Pictures of a) tested photovoltaic plant (left) b) measuring station (right)

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

It is worth noting that there is no apparent correlation between the active power output and the voltage variation. This is due to the small distance from the panels to the MV/LV transformer and thus the small value of the impedance connecting the inverter and the grid supplying transformer. The large deviations in the recorded waveform were caused by other switching operations in the laboratory.

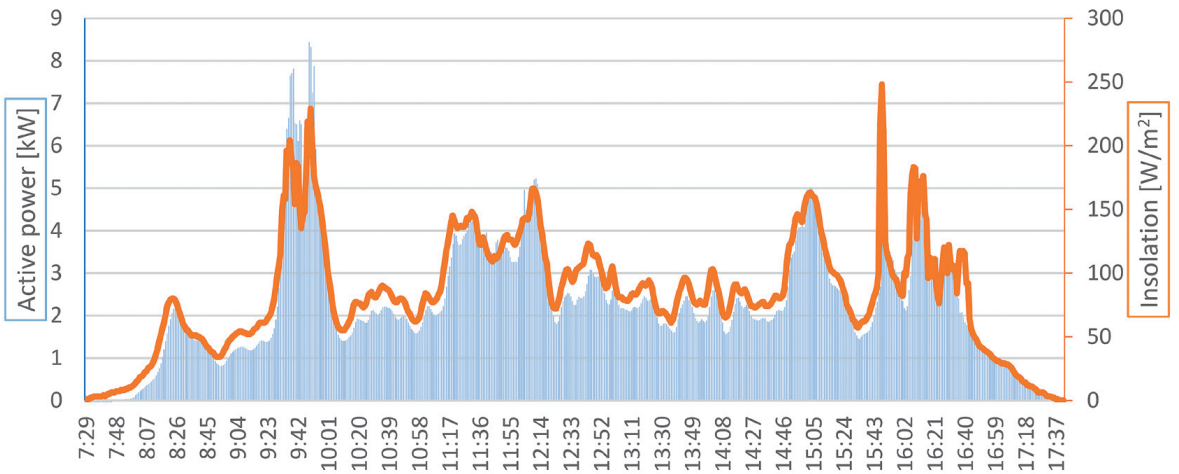


Fig. 1. Active power output and insolation as a function of time, 20 Oct. 2019

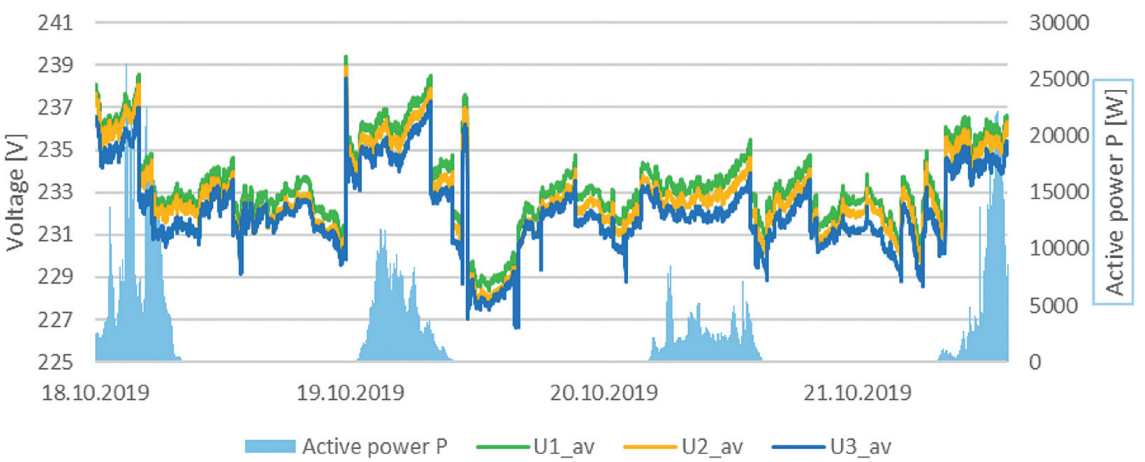


Fig. 2. Voltage and active power variation as a function of time, 18–21 Oct. 2019

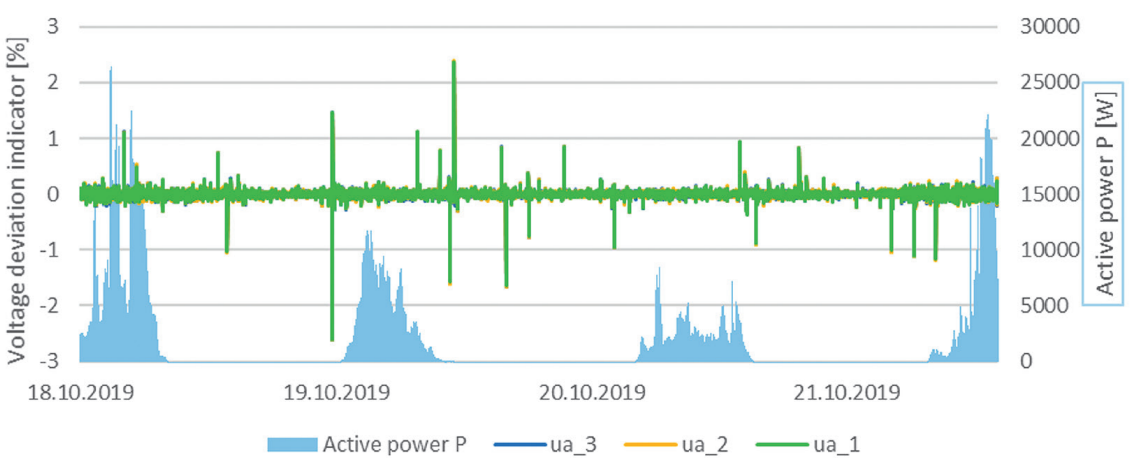


Fig. 3. Percentage voltage deviation and active power as a function of time, 18–21 Oct. 2019

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Figure 4 shows the total current harmonic content (THD) in the periods of the micro source's medium and high output. For 97% of the measurement time on 19 Oct. 2019, the current THD did not fall below the 5% limit allowed by the IEEE 519 standard. Many researchers have demonstrated in their works [18, 19] that below the PV plant rated power the THDi increases with decreasing power. The same can be deduced from the ordered graph presented in Fig. 5.

The day 18 Oct. 2019 was selected for the analysis of harmonic contents in the current. Three representative power outputs from that day were selected – 26.4 kW, 16.2 kW, and 1.3 kW. During the highest power generation, the harmonic current limits (included in the PN-EN 61000-3-2 standard) of the 13th, 17th, 19th, and 23rd orders were exceeded. At the average generation (16.2 kW), the 13th, 19th, and 23rd harmonics were exceeded. The low generation (1.3 kW) caused the exceedance of the 7th and 13th current harmonics. It should be noted that the limits were exceeded by hundredths of an ampere and most often only in one or two phases of the plant for a given current harmonic.

Distorted current flows generate distorted voltage drops only when there is a relatively high impedance in the distorted current flow path. This was not so in the examined case, therefore the voltage harmonics had values of the order of hundredths or thousandths of a percent in relation to the fundamental harmonic. No voltage harmonic exceeded the allowable limit. The measurements also show that the 5th harmonic had the greatest share in voltage THD. It was noticed that as the output decreased below the source's rated power, voltage distortion increased.

4. Simulation research

To assess the impact of microgeneration on the operation of a grid with parameters and structure similar to the real rather than laboratory grid, a low voltage radial grid was modelled following the grid model presented in [20]. The modelled grid diagram is shown in Fig. 6. Three circuits, F1, F2, F3, were connected to the MV/LV transformer substation. The outer two are circuits with overhead lines and the middle circuit (F2) is made up of a cable line. The distance between successive buses in the first circuit was 35 m, in the third circuit – 30 m, while the cable line in branch F2 was 200 m long. In the first branch (F1), the total load power was 91 kW, in the second branch – 100 kW, and in the third branch – 53.85 kW.

Initially, the grid operating status was examined with no micro-source. Then, in subsequent scenarios, a photovoltaic micro-plant

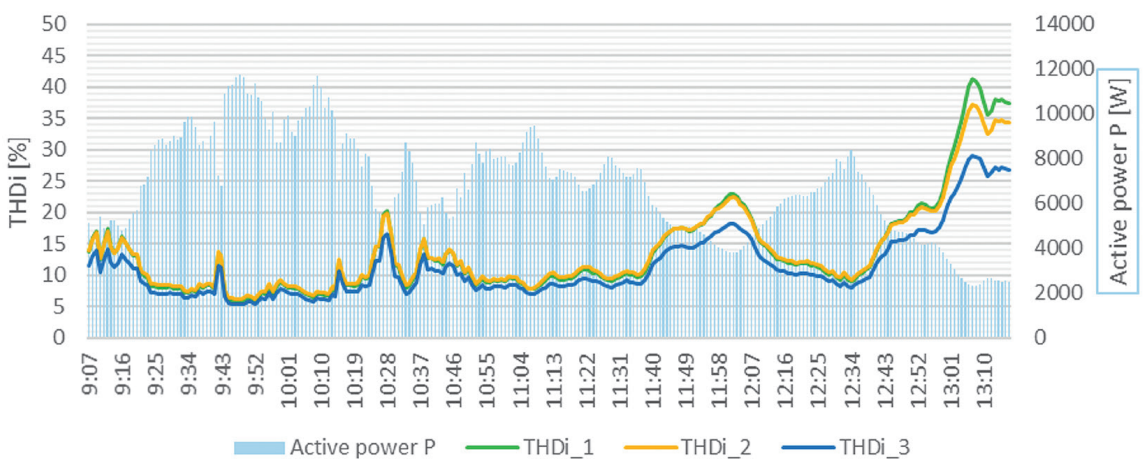


Fig. 4. Dependence of the current THD in each phase and active power as a function of time, 19 Oct. 2019

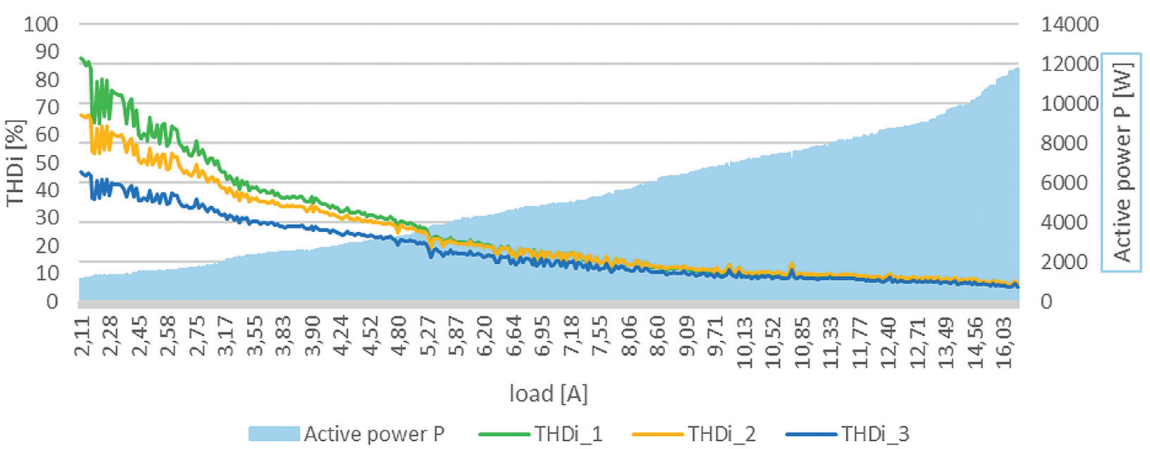


Fig. 5. Ordered graph of the current THD dependence on the average phase load above 2 A, and comparison with the output power, 19 Oct. 2019

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

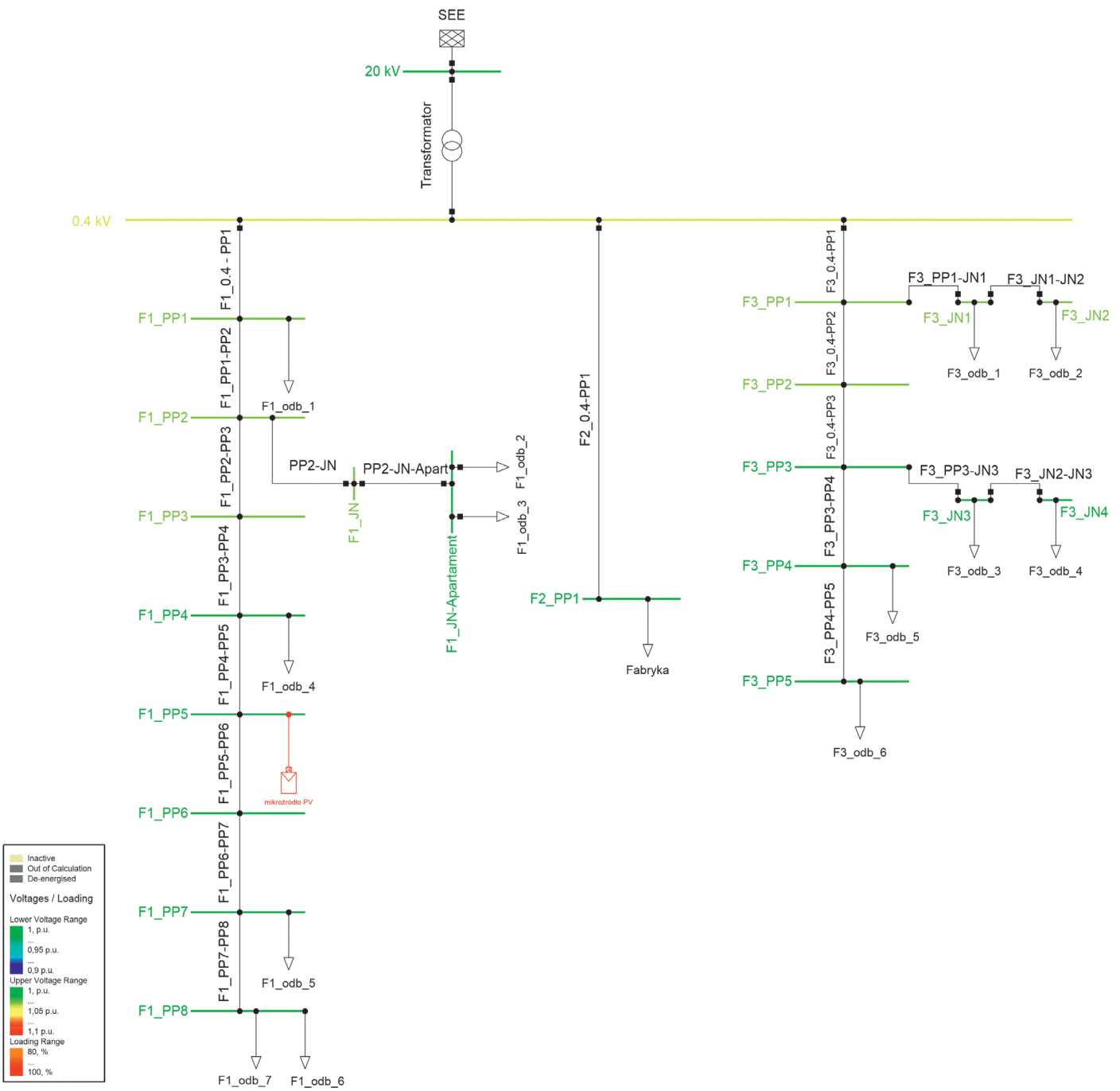


Fig. 6. Diagram of the grid with microgeneration with the types of overhead and cable lines marked

with various active power outputs and the power factor equal to 1 was added. In each scenario, the source was connected to the F1_PP5 busbar, and harmonics of this source were introduced using the plant measurements made in the LINTE^2 Laboratory. Listed in Tab. 5 are the averaged current harmonics selected for three levels of the micro plant's power output. In the simulations, the phase angle of individual harmonics was assumed to be zero.

Micro-plant output power impact on the power grid

If there is no micro-source in the grid, the voltage on the nodes decreases from 1.04 p.u. on the busbar on the secondary side of the transformer to about 1 p.u. at the ends of each branch. This voltage meets the recommended standard PN-EN 50160. Since in this case no harmonic source had been modelled, there were no distortions caused by harmonics. The voltage and current waveforms throughout the grid are perfect sine waves.

The 1.3 kW micro-source caused a slight increase in voltage in the branch, in which it was located – by 0.001 p.u. There were no changes in other branches.

This case (1.3 kW) is characterized by a high content of current harmonics; however, they are not greater than the allowable limits – the 7th harmonic with the largest share, reached 1.18% of the fundamental current component. Harmonics of orders higher than 33 also deserve attention. for which no limit has been set. They are small – maximum 0.042% of the fundamental harmonic.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

HARMONIC ORDER N	LIMIT [A]	OUTPUT POWER		
		1.3 kW [A]	16.2 kW [A]	24.6 kW [A]
3	2.3	0.063	0.060	0.063
5	1.14	0.707	0.540	0.570
7	0.77	0.787	0.567	0.610
H9	0.4	0.070	0.073	0.073
11	0.33	0.197	0.083	0.103
13	0.21	0.193	0.183	0.190
15	0.15	0.053	0.053	0.050
17	0.13	0.083	0.100	0.153
19	0.12	0.080	0.077	0.103

Tab. 5. Selected average currents for odd harmonics, for three output powers, compared with the limit specified in the PN-EN 61000-3-2 standard

The current THD is the highest in the line preceding the micro-plant connection point (1.70%) and decreases with the distance from it towards the transformer to 0.60% in the line connected to the MV/LV substation (Fig. 7). The current distortion is not so much transferred to the end of the circuit branch, where the THD is only 0.10%. The non-zero THD is reflected in the current waveform shown in Fig. 8, which has a pointed shape in the line upstream of the source (line F1_PP4-PP5) and immediately downstream of it (line F1_PP5-PP6) is practically a perfect sine wave.

At the worst point in terms of distortion, i.e. the micro-plant connection, voltage THD is less than 0.106%, which is much less than the 8% allowed by the PN-EN 50160:2010 standard.

The higher micro-source power (16.2 kW) affects the voltages at the end of each circuit. In the branch, where the photovoltaic source was installed, the voltage increased by 0.006 p.u. (2,4 V) at its end. In the other two branches, the increase was insignificant and amounted to 0.001 p.u.

The content of individual harmonics in the current remained at a similar level as in the previous scenario. The current THD increased to 2.1% in the PP4-PP5 line with the increase of the PV plant rated power (Fig. 9). There was not such a big change in the remaining lines. As in the second scenario, distorted currents were observed in all lines downstream of the micro-source connection point up to the busbars on the secondary side of the supply transformer. Whereas in the lines downstream of the source connection, at the end of the branch, the total harmonic content in the current is very small (THD <0.1%), which is shown in Fig. 10 as the almost perfectly sinusoidal current waveform.

It might seem that a current THD increase would also deteriorate the voltage waveform, but in this case the voltage THD reached the maximum of 0.090%, i.e. by 0.016 pp. less than in the previous scenario with a smaller output.

With the micro-plants, the load on the line between the plant and the supply transformer was reduced compared to the previous scenario, while the load on the line at the end of the branch remained the same (Fig. 10). Thus, PV micro-sources at the time of the highest output (summer) have a positive impact on the grid since they limit the line power losses due to the load. For the highest tested microgeneration power (26.4 kW), the

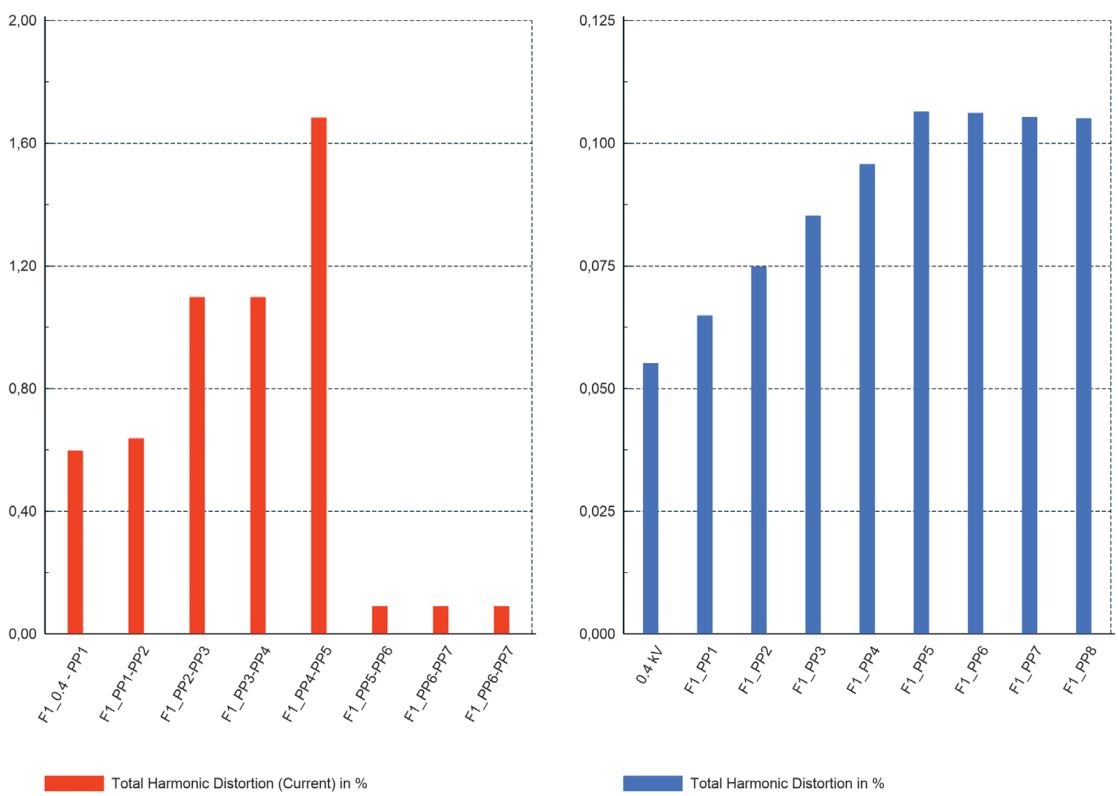


Fig. 7. Current THD in lines and voltage THD on the busbars of the circuit with microgeneration P = 1.3 kW

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

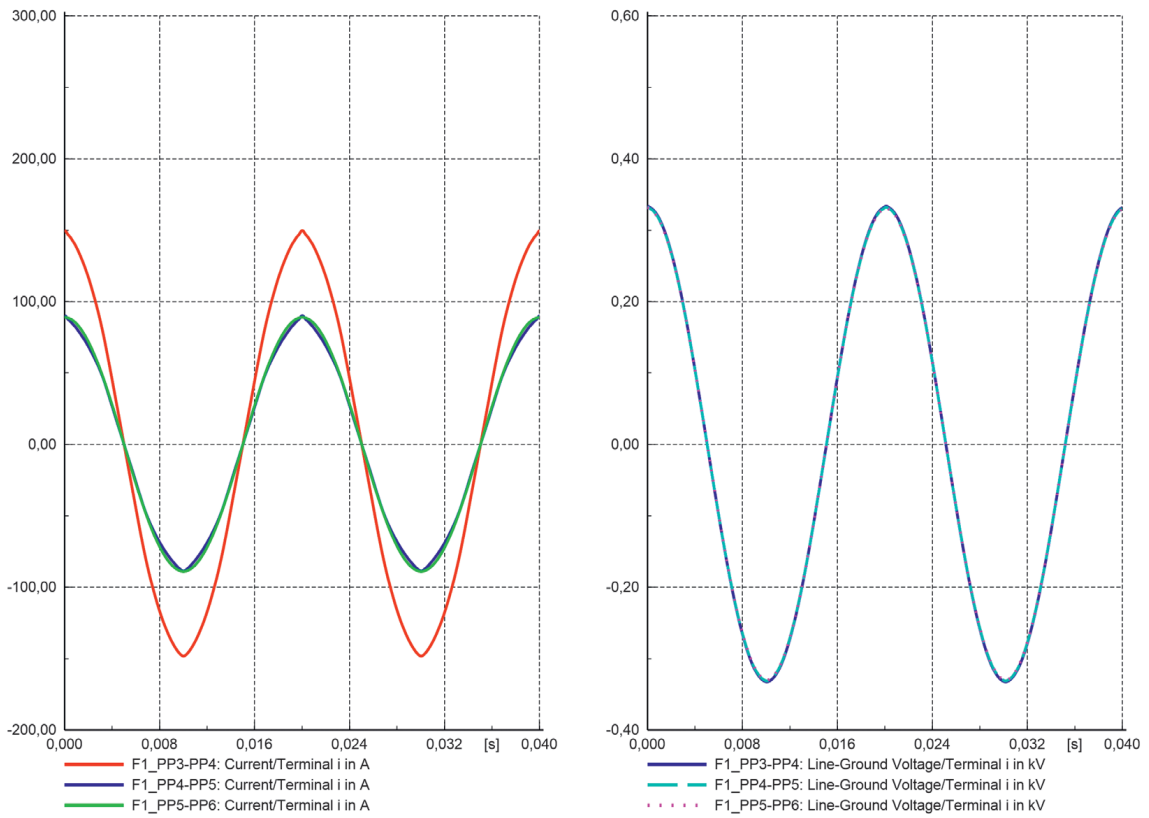


Fig. 8. Voltage and current shapes in the lines upstream and downstream of the P = 1.3 kW micro-source connection point

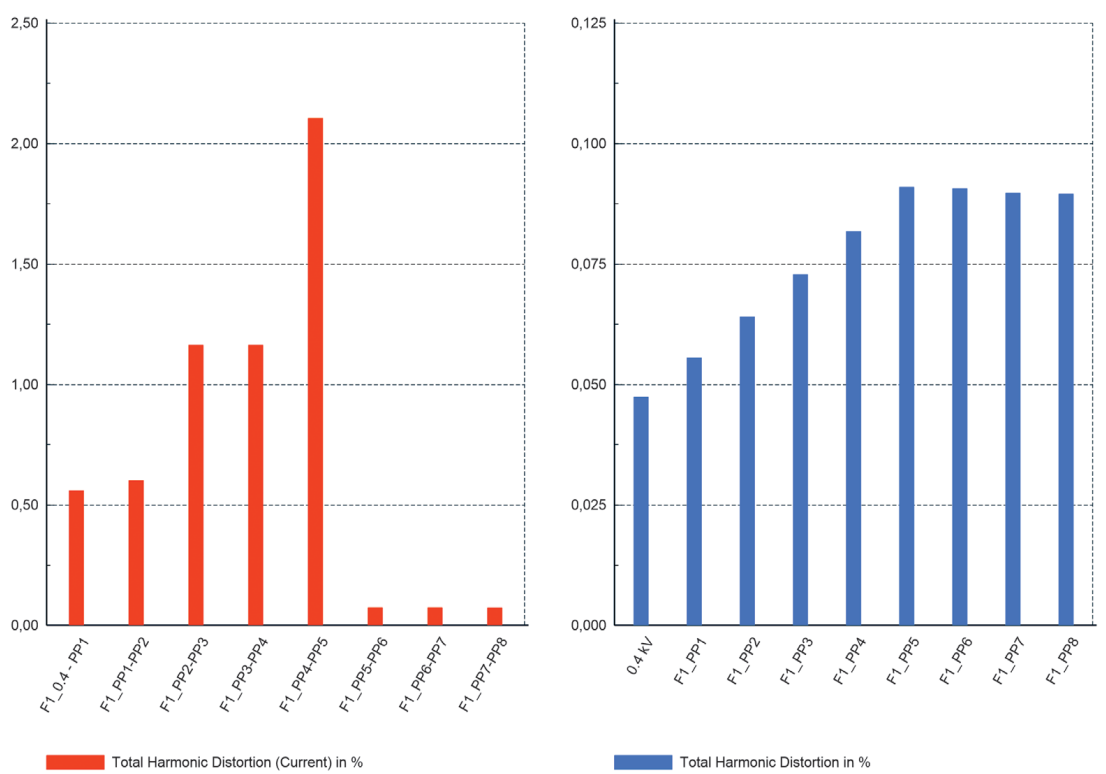


Fig. 9. Current THD in lines and voltage THD on the busbars of the circuit with microgeneration P = 16,2 kW

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

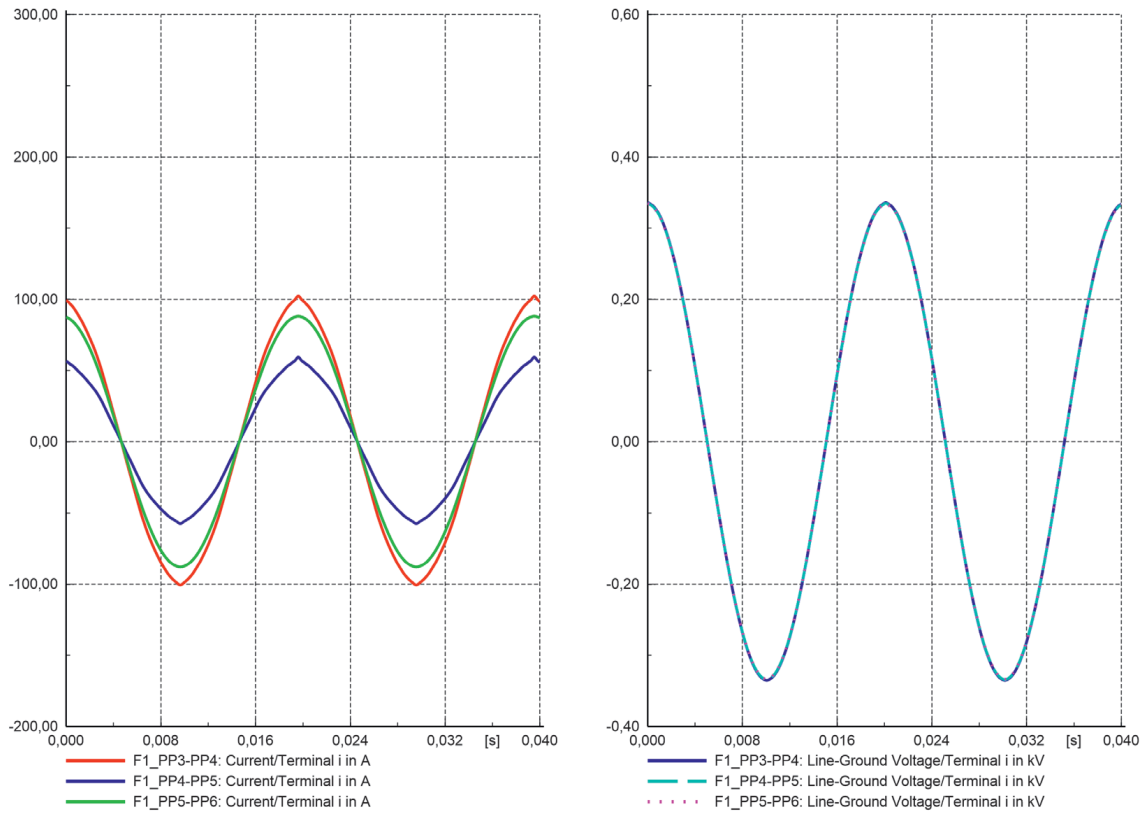


Fig. 10. Voltage and current shapes in the lines upstream and downstream of the P = 16,2 kW micro-source connection point

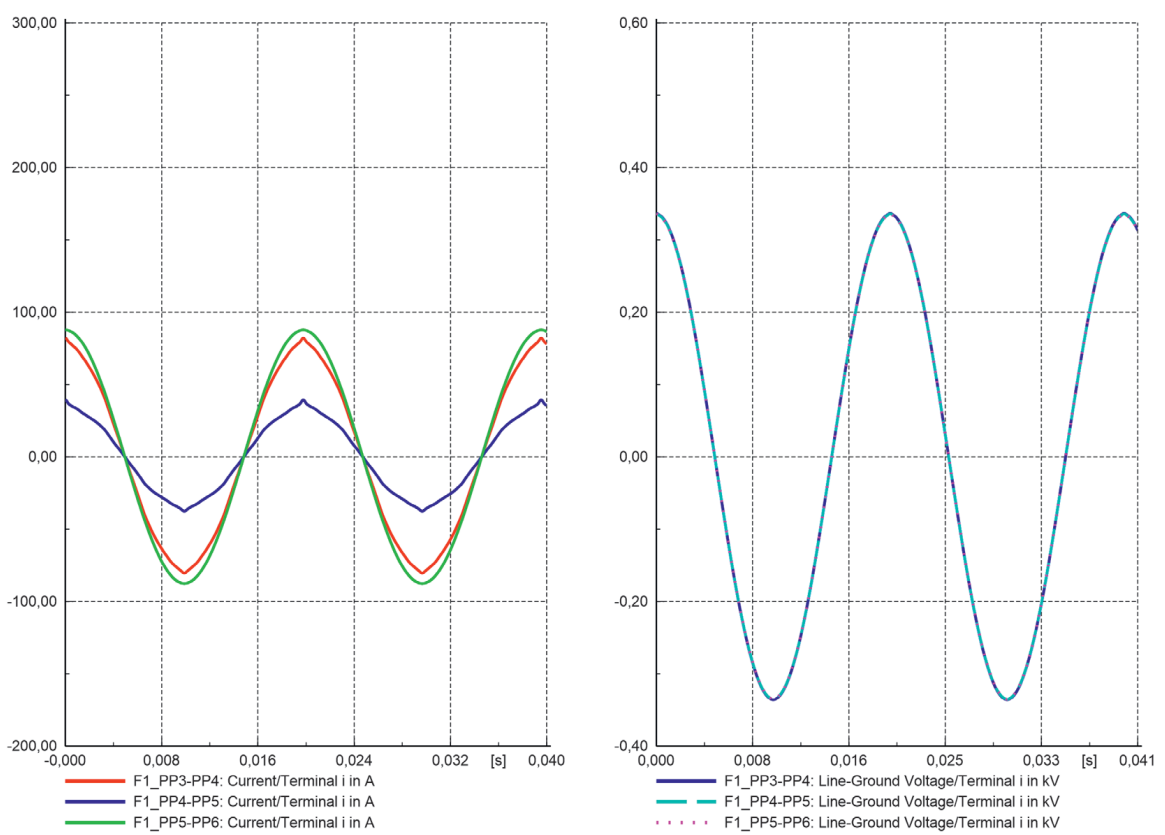


Fig. 11. Voltage and current shapes in the lines upstream and downstream of the P = 26,4 kW micro-source connection point

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

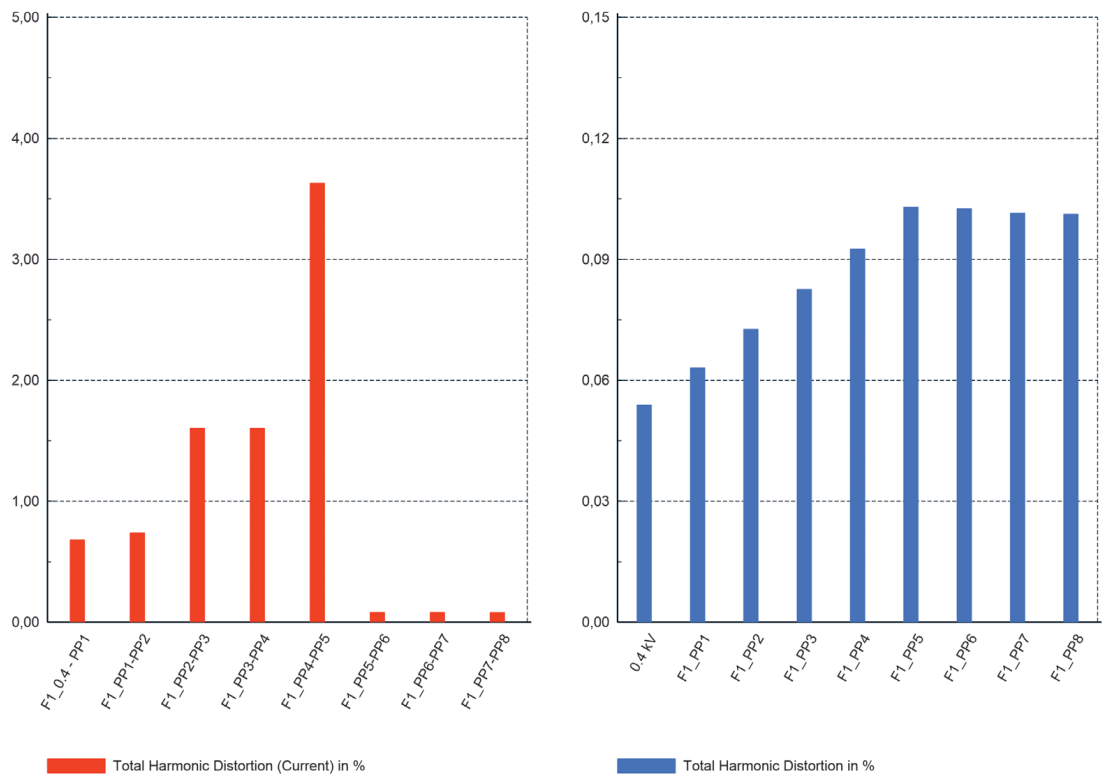


Fig. 12. Current THD in lines and voltage THD on the busbars of the circuit with microgeneration P = 26,4 kW

conclusions are practically the same as for the 16.2 kW generation, but the effect is intensified. The voltage is even more boosted – by as much as 0.011 p.u. (4,4 V) at the end of the first branch.

The proportion of all harmonics in the current increased, including harmonics above the 33rd order – the 35th harmonic amounted to 0.146% of the fundamental component. The subsequent harmonics also increased their shares.

The results shown in Fig. 11 and 12 confirm that the micro-plant power output over 26 kW, still did not significantly affect the voltage distortion in the examined network. Despite the large, over 3.5%, current THD in one line, the voltage THD is lower than with 1.3 kW generation, i.e. amounted to ca. 0.100% compared to 0.106% with the low generation. It was caused by the current reduction in the line section from the supply substation to the micro source connection point at high generation.

Micro-plant location impact on the power grid

To determine the micro-plant location impact on the power grid, the 26,4 kW micro-plant was moved onto the PP1 busbar in the same circuit. The results of this operation are shown in graphs (Fig. 13–14) and compared with the pre-displacement results.

As a result of the source displacement, the voltage changed only in branch 1 – at its end, the voltage decreased by 0.007 p.u. compared to the pre-displacement variant. Thus, the closer the source was to the transformer, the lower the voltage boost effect at the end of the branch with microgeneration. In the other circuits (F2 and F3), the displacement did not change the voltage.

As a result of changing the source connection point, a greater load was noted on the line downstream of the micro-source, i.e. F1_PP1-PP2 and F1_PP4-PP5 (Fig. 13). However, in favour of the displacement, the current THD, which was improved greatly (Fig. 14). A significant current distortion occurs only in the line upstream of the micro source, i.e. F1_0.4-PP1, in which the content of individual harmonics is also the highest.

The non-zero current THD in the lines can affect the distortion in the voltage. However, due to the relatively low micro-plant power and not very high grid impedance, the voltage harmonic content is exceptionally low. Based on Fig. 14, the extent may be evaluated of the voltage distortion, which ends at the transformer busbars and does not transfer to the medium voltage side. The THD value determining the voltage distortion does not change significantly on the transformer busbars or in the other circuits, except for the entire branch downstream of the PP1 bus, where the distortion is favourably reduced.

Changes in voltages and current and voltage THDs depending on the capacity installed in the connected micro-sources and the load power

In the grid shown in Fig. 6, the evolution of bus voltages and current and voltage THDs was depending on the source locations examined for several load and generation variants. The results are presented in Tab. 6. In the maximum power output variant, two 26.4 kW micro-sources were modelled, while in the minimum output variant – two 1.3 kW sources. These micro-sources have been deployed in the grid in two variants: away from the transformer – in nodes PP6 and PP8, and close to the transformer – in nodes PP1 and PP3. Moreover, two load power levels in the first branch of the grid, 91 kW and 40 kW, were considered.

The simulation tests showed how the voltage profiles were shaped in different grid operation variants. The highest voltages in the

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

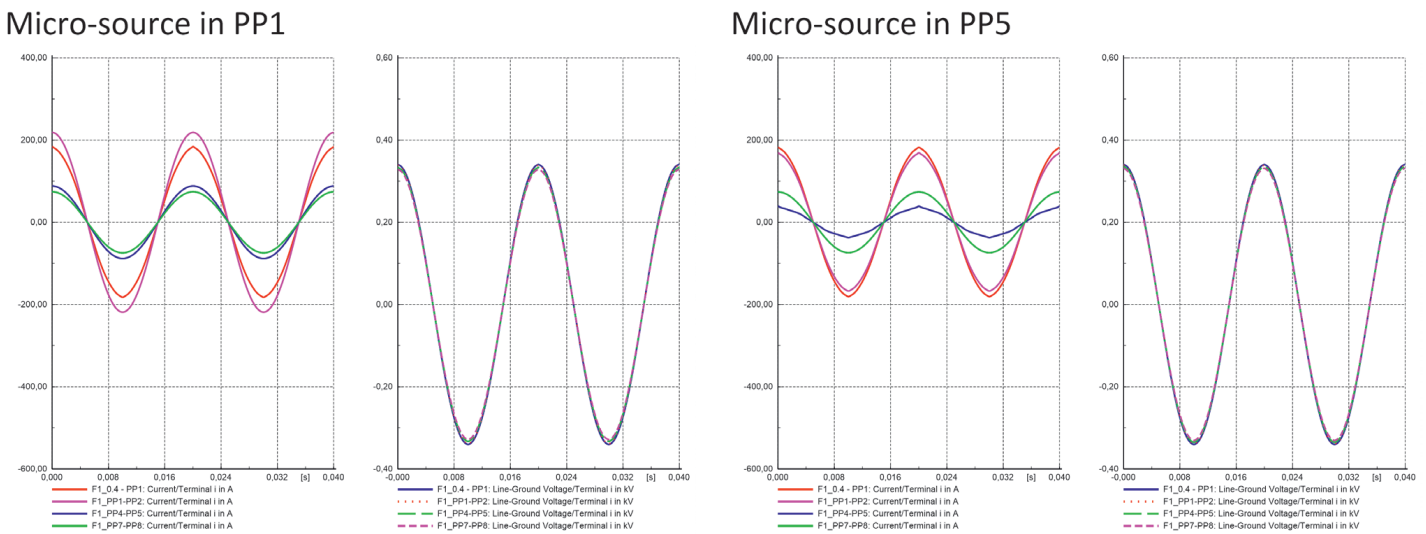


Fig. 13. Impact of the micro-plant location in the network on the electricity quality
Left side – after the change, right side – before the change; voltage and current shapes

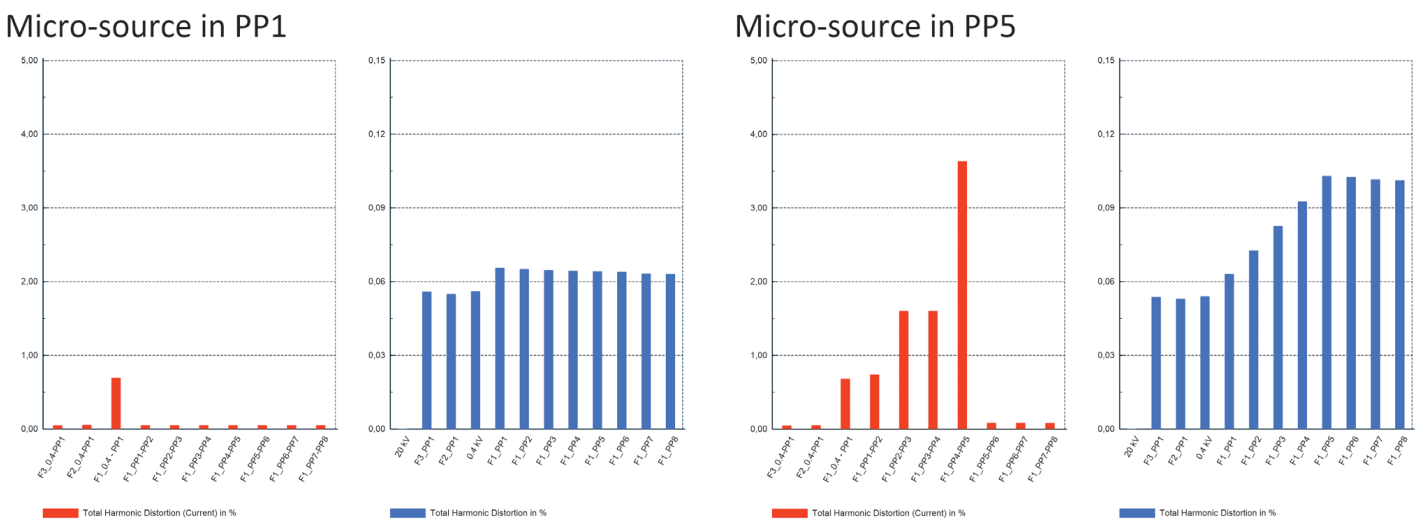


Fig. 14. Impact of the micro-plant location in the network on the electricity quality
Left side – after the change, right side – before the change; voltage and current THDs

entire branch of the grid with the micro-source occurred when the sources were connected at the end of the circuit and the power generated from the micro-sources was higher than the load power in the same branch. It was the only time when the voltage at the end of a branch was higher than at the transformer busbar. In the remaining tested situations, the voltage decreased along with the distance from the transformer down the branch. The lowest voltages were recorded in the scenario with higher power loads than micro-sources' output. The sources' location close to the transformer – in each tested scenario – reduced the voltage at the end of the branch and did not cause any changes in the voltages on the transformer bus and PP1 bus. The voltage in each tested case met the requirements specified in the applicable standards.

In each tested situation, the micro-sources at the beginning of the branch increased the distortions and the current THD in the line connected to the transformer substation by 1÷3% compared to the value before the source displacement. At the same time, there was a significant reduction in the THDi in the other lines, most at the end of the branch, by over 95% in each case. The highest current THDs were recorded in the scenario, whereby the power generation in the branch was greater than the total power consumption. The highest current THDs, in excess of the 5% limit specified in the IEEE 519 standard, is marked in red in Tab. 6.

The voltage waveform was affected by the current distortion. It turned out that most often the increase in current THD in the line F1_0.4-PP1, due to the displacement of the micro sources near the transformer, also caused an increase in the voltage THD on the MV/LV substation busbar, as well as on the PP1 busbar. In none of the cases tested in the simulations the voltage THD exceed 0.225%. Therefore, the applicable limits were not exceeded. The smallest voltage distortion occurred in scenario 1, where the grid was balanced in terms of supplied and received power.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Scenario	Electricity quality indicator	Line/busbar name	Micro-sources in PP6 and PP8	Micro-sources in PP1 and PP3
			Indicator value	Indicator value
Scenario 1: Micro-sources: 2 x 26,425 kW Load in branch 1: 91 kW Load in branch 2: 100 kW Load in branch 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	1.568	1.584
		F1_PP2-PP3	7.987	1.628
		F1_PP5-PP6	10.508	0.093
		F1_PP7-PP8	6.262	0.092
	THD U [%]	F1_0.4	0.082	0.085
		F1_PP1	0.095	0.099
		F1_PP3	0.124	0.114
		F1_PP6	0.170	0.113
		F1_PP8	0.201	0.112
	Busbar voltage [p.u.]	F1_0.4	1.041	1.041
		F1_PP1	1.037	1.037
		F1_PP3	1.033	1.030
		F1_PP6	1.033	1.020
		F1_PP8	1.029	1.010
Scenario 2: Micro-sources: 2 x 1.316 kW Load in branch 1: 91 kW Load in branch 2: 100 kW Load in branch 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	0.972	1.001
		F1_PP2-PP3	1.802	1.119
		F1_PP5-PP6	2.793	0.103
		F1_PP7-PP8	2.009	0.103
	THD U [%]	F1_0.4	0.085	0.088
		F1_PP1	0.100	0.104
		F1_PP3	0.132	0.120
		F1_PP6	0.181	0.119
		F1_PP8	0.215	0.118
	Busbar voltage [p.u.]	F1_0.4	1.039	1.039
		F1_PP1	1.032	1.032
		F1_PP3	1.022	1.022
		F1_PP6	1.013	1.012
		F1_PP8	1.003	1.002
Scenario 3: Micro-sources: 2 x 26,425 kW Load in branch 1: 40 kW Load in branch 2: 100 kW Load in branch 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	7.506	7.563
		F1_PP2-PP3	5.182	8.759
		F1_PP5-PP6	3.283	0.075
		F1_PP7-PP8	6.806	0.075
	THD U [%]	F1_0.4	0.088	0.090
		F1_PP1	0.103	0.105
		F1_PP3	0.133	0.120
		F1_PP6	0.180	0.120
		F1_PP8	0.212	0.120
	Busbar voltage [p.u.]	F1_0.4	1.043	1.043
		F1_PP1	1.042	1.042
		F1_PP3	1.043	1.040
		F1_PP6	1.048	1.035
		F1_PP8	1.049	1.030
Scenario 4: Micro-sources: 2 x 1,316 kW Load in branch 1: 40 kW Load in branch 2: 100 kW Load in branch 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	1.884	1.909
		F1_PP2-PP3	3.927	2.344
		F1_PP5-PP6	6.807	0.086
		F1_PP7-PP8	4.701	0.085
	THD U [%]	F1_0.4	0.091	0.093
		F1_PP1	0.107	0.109
		F1_PP3	0.139	0.125
		F1_PP6	0.190	0.125
		F1_PP8	0.225	0.125
	Busbar voltage [p.u.]	F1_0.4	1.041	1.041
		F1_PP1	1.037	1.037
		F1_PP3	1.032	1.032
		F1_PP6	1.028	1.027
		F1_PP8	1.023	1.022

Tab. 6. Test results of the voltage changes and the current and voltage THDs depending on the micro-source locations in the grid, rated power of the connected plants, and load powers

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

5. Summary

This paper reviews the electricity quality standards and local guidelines that various countries impose on PV plants. The analysis shows that the general requirements in Poland and around the world are similar. It is clear that the requirements adopted in Poland are based on IEEE and/or IEC standards.

Measurements taken on a real micro-source confirm the correlation between the generation of harmonic currents by the inverter and the insolation. The tested micro-plant, operating below its rated power, did not meet the required total current harmonic content limits.

The simulations confirmed that the location of micro-sources is important for ensuring the appropriate electricity quality. The sources' location close to the transformer reduced the voltage at the end of the branch and did not cause any changes in the voltages on the supply transformer busbar. This location also reduced the voltage THD at the end of the grid branch by ca. 40% compared to the voltage THD in the source away from the transformer substation.

However, distribution system operators have no influence on PV micro-source locations. Therefore, for the current rate of changes in the number of micro-sources connected to the grid, it can be expected that in a part of the grid, where the distance between the micro-source location and the supply substation will be significant, the electricity quality may deteriorate. This will require distribution grid operators, on the one hand, to undertake costly grid upgrades to reduce the impedance between the sources and the transformer powering the grid, and, on the other hand, to strictly enforce the connected sources' compliance with the emissions limits set by the standards.

REFERENCES

1. Instytut Energetyki Odnawialnej, Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2020 [Institute for Renewable Energy (IEO), The Photovoltaics Market in Poland 2020], Warsaw 2020.
2. The Act of 20 February 2015 on the renewable energy sources, Journal of Laws of 2015, Item 478.
3. The Act of July 19, 2019 amending the Act on the renewable energy sources and certain other acts, Journal of Laws of 2015, Item 1524.
4. GfK Belgium Consortium, Study on Residential Prosumers in the European Energy Union, May 2017.
5. PN-EN 61000-3-3:2011, Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits: Limitation of voltage variations, voltage fluctuations and light flicker in public low-voltage power supply grids caused by loads with rated phase current <or = 16 A connected unconditionally.
6. Wu Y.-K., Lin J.-H., Lin H.-J., Standards and Guidelines for Grid Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 53, 4th ed., July-August 2017.
7. PN-EN 50160:2010, Supply voltage parameters in public power grids.
8. IEEE Guide–Adoption of IEC/TR 61000-3-7:2008, Electromagnetic compatibility (EMC): Limits: Assessment of Emission Limits for the Connection of Fluctuating Installations to MV, HV and EHV Power Systems, IEEE Power & Energy Society, New York, July 6, 2012.
9. Engineering Recommendation G83/2 – Recommendations for the Connection of Type Tested Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Low-Voltage Distribution Systems, Energy Networks Association, London, December 1, 2012.
10. Energa-Operator S.A., Kryteria oceny możliwości przyłączania mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego [Criteria for assessing the possibility of connecting micro-installations and small installations connected to the low voltage distribution network of the Distribution System Operator], Gdańsk 2017.
11. PN-EN 61000-2-2:2003, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signals transmitted in public low-voltage power grids, 2003.
12. PN-EN 50438:2014-02, Requirements for microgeneration installations intended to be connected in parallel to public low voltage distribution grids.
13. Schwartfeger L., Santos-Martin D., Review of Distributed Generation Interconnection Standards, Electricity Engineers' Association Conference, Auckland, June 18–19, 2014.
14. IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
15. IEEE 1547: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces [online], Available: https://site.ieee.org/gms-pes/files/2017/02/IEEE-1547-Vermont-Chapter.pdf [access: 30.10.2020].
16. PN-EN 50160:2010, Supply voltage parameters in public power grids.
17. Sikorski T., Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej [Monitoring and Assessment of Electricity Quality in Power Grids with Dstributed Generation], Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
18. Chidurala A., Saha, T., Mithulananthan N., Harmonic characterization of grid connected PV systems & validation with field measurements, IEEE Power and Energy Society General Meeting, Denver, July 26–30, 2015.
19. Baghzouz Y., Hicks Ch., Marcia P., Distortion of PV System-Transformer Excitation Current under Low Power Production, 6th International Conference on Clean Electrical Power, Liguria, June 27–29, 2017.
20. Papathanassiou S., Hatziargyriou N., Strunz K., A benchmark low voltage microgrid network, CIGRE Symposium „Power systems with dispersed generation: technologies, impacts on development, operation and performances", Athens, April 13–16, 2005.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

Magdalena Grzymkowska
Gdańsk University of Technology
e-mail: mgrzymkowska0024@gmail.com
A graduate of the 1st degree studies in Power Engineering at the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2020). Currently a student of the 2nd degree studies in Electrical Engineering at the same faculty. Her research interests include current challenges and trends in the Polish power system.

Jacek Klucznik
Gdańsk University of Technology
e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl
He graduated with an MSc. degree from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (1999). Obtained doctoral degree (2004) and then postdoctoral degree in Electrical Engineering (2018). Works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific interests and research work focus on contemporary problems in power systems in the areas of control, automation, and stability. Specialises in electric power protection automatics and the subject of power lines.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ mikroźródeł na odkształcenia napięcia w sieci elektroenergetycznej

Autorzy
Magdalena Grzymkowska
Jacek Klucznik

Słowa kluczowe
jakość energii elektrycznej, mikroźródła, THD

Streszczenie
Wzrost liczby systemów fotowoltaicznych (PV) zintegrowanych z sieciami niskiego napięcia (nn) spowodował ogromną potrzebę analizy wpływu tych systemów na jakość energii elektrycznej i niezawodność jej dostaw. W artykule przedstawiono i porównano wymogi jakości energii, jakie różne kraje nakładają na instalacje fotowoltaiczne. Następnie na podstawie przeprowadzonych badań na rzeczywistym obiekcie i symulacji w programie DIgSILENT PowerFactory określono m.in. wpływ nasłonecznienia na generację, zasięg emisji harmonicznych, zmiany poziomów napięcia, współczynnik całkowitej zawartości harmonicznych (THD) w prądzie i napięciu. Wyniki uzależniono od mocy mikroźródła, jego umiejscowienia oraz od obciążenia sieci.

Data wpływu do redakcji: 2.11.2020
Data wpływu do redakcji po recenzjach: 7.11.2020
Data akceptacji artykułu: 10.11.2020
Data publikacji online: 21.06.2021

1. Wprowadzenie

Obecnie coraz większy wpływ na jakość energii elektrycznej mają mikroźródła. Jak wynika z raportu Instytutu Energetyki Odnawialnej [1] 99% wszystkich funkcjonujących w Polsce mikroinstalacji stanowią źródła fotowoltaiczne. Na koniec 2019 roku zainstalowanych w Polsce było ich ponad 150 tys. o łącznej mocy prawie 1 GW. W ciągu pierwszego kwartału 2020 roku przybyło 42 tys. nowych mikroinstalacji PV o mocy blisko 300 MW, a po trzech kwartałach roku 2020, według Polskich Sieci Elektroenergetycznych, łączna moc zainstalowana w źródłach PV wzrosła do ponad 2,6 GW. Trzeba zatem traktować mikroźródła coraz poważniej, ponieważ ich wpływ na krajową produkcję energii będzie z każdym rokiem coraz większy, a problemy z tym związane coraz częstsze.

Według *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* [2] mikroinstalacją nazywa się w Polsce instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączoną do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW. W sierpniu 2019 roku, w wyniku nowelizacji ustawy o OZE [3] rozszerzono definicję prosumenta, co umożliwiło wprowadzenie nadwyżek energii elektrycznej do sieci nie tylko odbiorcom indywidualnym, ale również biznesowym.

Jak wynika z raportu opublikowanego przez Komisję Europejską w 2017 roku [4], Wielka Brytania, Dania, Szwecja, Finlandia i Węgry ustaliły podobne limity dla mocy instalacji. Mikroinstalacje mogą mieć tam maksymalnie od 40 kW do 50 kW mocy zainstalowanej. Słowenia i Hiszpania dzielą wytwórców energii elektrycznej z mikroźródeł ze względu na brak działalności gospodarczej i jej prowadzenie. Natomiast Niemcy i Dania dzielą wytwórców ze względu na rodzaj źródła – największą moc można przyłączyć w ramach instalacji fotowoltaicznych (max. 50 kW). Z kolei Irlandia i Estonia uzależniają moc mikroinstalacji od liczby faz. A w Czechach i na Malcie równorzędnym do mocy warunkiem jest prąd znamionowy instalacji, który nie może przekroczyć 16 A w żadnej z faz. Jest również grupa państw, w których mikroźródło może mieć moc nawet 100 kW (Norwegia, Rumunia, Islandia). Dla porównania – Litwa dopuszcza maksymalnie 10 kW mocy zainstalowanej w mikroinstalacji [4].

2. Porównanie norm jakości energii elektrycznej

Jednym z podstawowych wskaźników jakości napięcia są wahania napięcia. W Polsce, jak i wielu innych krajach (USA, Austria, Grecja, Belgia), przyjmuje się, że dla normalnych warunków pracy sieci zmiana poziomu napięcia wywołana pracą wszystkich jednostek wytwórczych w sieci niskiego napięcia (nn) nie powinna przekraczać 3% poziomu napięcia, bez generacji w żadnym z punktów sieci, w tym w rozpatrywanym punkcie przyłączenia mikroinstalacji [5].

Większość norm światowych wymaga, aby zmiany napięcia w punkcie przyłączenia po integracji z generacją rozproszoną nie przekraczały wartości od 3% do 5%. Normy takie jak IEEE 1547, Rule21 (Kalifornia), CSA/C22.3 No.9-08 (Kanada) i RD 1663 (Hiszpania) określają poziom wahań napięcia w granicach ±5%. EREC G83 (Wielka Brytania) określa, że wahania napięcia muszą mieścić się w granicach 4%, natomiast VDE-AR-N4105 (Niemcy) ustala 3% – przy czym wahania te nie mogą

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

występować częściej niż raz na 10 minut. Wytyczne techniczne Korei Południowej wymagają, aby długookresowe (średnia wartość powyżej 10 minut) i chwilowe (2 s) wahania napięcia w liniach dystrybucyjnych nn były mniejsze niż odpowiednio 3% i 4% [6].

Następstwem wahań napięcia jest migotanie światła, co jest efektem zauważalnym gołym okiem. Zgodnie z [5] podstawą oceny migotania światła jest charakterystyka zmian napięcia w czasie na zaciskach badanego urządzenia, tzn. różnica ΔU dwóch kolejnych skutecznych wartości napięcia fazowego. W normie PN-EN 50160 [7] określono współczynnik długookresowego migotania P_{lt} oraz współczynnik krótkookresowego migotania światła P_{st}. Dla sieci niskiego napięcia nie określono dopuszczalnej wartości P_{st}, natomiast dopuszcza się P_{lt} równe 1,0 przez 95% czasu. Dla mikrogeneratorów ten współczynnik celowo jest mniejszy i wynosi 0,65, aby wykluczyć ewentualne problemy wynikające ze współpracy z innymi źródłami oraz warunkami pracy sieci. Wartość maksymalną P_{st} dla mikroźródeł ustalono jako 1,0.

Standardy IEEE 519, IEEE 929, Rule 21 (Kalifornia), jak również Texas Generation Distributed Generation Interconnection Manual wymagają zgodności z normą IEC 61000-3-7 [8]. Ta bezpośrednio podaje maksymalne wartości wskaźników migotania tylko dla średnich (P_{st} = 0,9 i P_{lt} = 0,7) i wysokich napięć (P_{st} = 0,8 i P_{lt} = 0,6), które zostały wybrane w taki sposób, aby zapewnić również odpowiednie poziomy w sieciach niskiego napięcia (1 dla P_{st} i 0,8 dla P_{lt}). Podobnie tajwańskie CNS, chińskie GB oraz australijski standard AS 4777 odwołują się do normy IEC 61727, która nakazuje spełniać wymagania opisane w odpowiednich częściach standardów IEC 61000 [6]. Ponadto norma VDE-AR-N 4105 dla prądu znamionowego nieprzekraczającego 16 A ustanawia limit migotania napięcia taki jak w DIN EN 61000-3-3 (VDE 0838-3), a jeśli prąd znamionowy znajduje się w przedziale od 16 A do 75 A, migotanie napięcia nie może naruszać limitów przedstawionych w DIN EN 61000-3-11 (VDE 0838-11). Natomiast brytyjskie EREC G83 [9] nakazuje spełniać limity migotania światła przedstawione w BS EN 61000-3-2, co oznacza maksymalną wartość P_{st} = 1,0 i P_{lt} = 0,65.

Kolejnym ważnym wskaźnikiem jakości energii elektrycznej jest asymetria napięć. Podstawę jej oceny stanowi udział składowej przeciwnej napięcia w odniesieniu do składowej zgodnej [10]. W Polsce obowiązuje norma PN-EN 50160 [7], która podaje maksymalny poziom asymetrii równy 2% napięcia znamionowego dla sieci nn – zgodny z normą PN-EN 61000-2-2 [11].

Chińskie normy GB/T 19939 i GB/T 19964 mają ustaloną granicę asymetrii napięcia na 2% oraz chwilową granicę wynoszącą 4%. Z kolei norma kanadyjska CAN/CSA-C22.2 nr 257-06 ustala granicę asymetrii napięcia na poziomie 2%, z wyjątkiem niezrównoważonego obciążenia lub 1-fazowej regulacji napięcia, kiedy to dozwolone jest 3%. Również Niemcy ustalają limit 2% w normalnych warunkach i 3% w przypadkach szczególnych. Australijski AS 4777 wymaga, aby asymetria między dowolnymi dwiema fazami była mniejsza niż 20 A lub 2% napięcia w układzie 3-fazowym [6].

Harmoniczne określa się jako składowe przebiegu napięcia lub prądu o częstotliwości będącej całkowitą krotnością częstotliwości podstawowej. Są one przyczyną zniekształcenia przebiegu sinusoidalnego napięcia i prądu. Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla mikroźródeł o prądzie znamionowym do 16 A w Polsce (PN-EN 50438:2014) zostały przedstawione w tab. 1.

Większość państw ustala dopuszczalny limit harmonicznych w prądzie na podstawie standardu IEEE 1547. W tab. 2 wyraźnie widać, jak niewielkie różnice występują między porównywanymi standardami i wytycznymi.

Rząd harmonicznej *n*	Harmoniczne nieparzyste							Harmoniczne parzyste			
	3	5	7	9	11	13	$15 \le n \le 39$	2	4	6	$8 \le n \le 40$
Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]	2,3	1,14	0,77	0,4	0,33	0,21	$0{,}15 \cdot \frac{15}{n}$	1,08	0,43	0,3	$0{,}23 \cdot \frac{8}{n}$

Tab. 1. Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla mikroźródeł o prądzie znamionowym do 16 A w Polsce (PN-EN 50438:2014) [12]

Numer standardu	Rząd harmonicznej	IEC 61727 GB/T 20046 GB/T 19939 CNS 15382 AS 4777.2	IEEE 929 IEEE 519 IEEE 1547 CSA C22.3 No. 9-08 Rule 21 – 2014 TPC Technical Guideline KEPCO Technical Guideline
Nieparzyste harmoniczne	$3 \le n \le 9$	< 4%	< 4%
	$11 \le n \le 15$	< 2%	< 2%
	$17 \le n \le 21$	< 1,5%	< 1,5%
	$23 \le n \le 33$	< 0,6%	< 0,6%
	$33 < n$	–	< 0,3%
Parzyste harmoniczne	$2 \le n \le 8$	< 1,0%	25% limitu dla harmonicznych nieparzystych
	$10 \le n \le 32$	< 0,5%	
TDD(%) lub THD (%)		< 5%	< 5%

Tab. 2. Dopuszczalne limity harmonicznych w prądzie dla źródeł generacji – zestawienie [6]

Harmoniczne nieparzyste												Harmoniczne parzyste
Rząd harmonicznej *n*	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	$25 < n < 40$	$n < 40$
Limit [A/MVA]	3	1,5	1	0,7	0,5	0,4	0,3	0,25	0,2	0,15	$0{,}15 - \frac{25}{n}$	$\frac{1{,}5}{n}$

Tab. 3. Dopuszczalne limity harmonicznych w prądzie dla źródeł generacji VDE-AR-N 4105 (dla źródeł podłączonych do sieci nn) [13]

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Należy zwrócić uwagę na wymagania niemieckie: VDE-AR-N 4105 (tab. 3), które nakładają limit harmonicznych prądu w odniesieniu do pozornej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia generatora do sieci (bez udziału tego generatora) [13].

Harmoniczne w przebiegu napięcia, których wartości skuteczne są uśredniane w przedziałach 10-minutowych, powinny spełniać warunki [7]: 95% wartości z tygodniowych pomiarów poszczególnych harmonicznych, wyrażonych w procentach napięcia znamionowego lub napięcia deklarowanego, nie powinno przekraczać wartości podanych w tab. 4. Ponadto 95% wartości z tygodniowych pomiarów całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia (THD) nie powinno przekraczać 8%. Podane graniczne wartości obowiązują w Polsce zarówno dla sieci niskiego, jak i średniego napięcia. Natomiast standard IEEE 519-1992 [14] dla sieci poniżej 69 kV oraz standard IEEE 1547 [15] ustanawiają limit 5% całkowitej zawartości harmonicznych w napięciu.

Nieparzyste harmoniczne niebędące krotnością 3		Nieparzyste harmoniczne będące krotnością 3		Parzyste harmoniczne	
rząd *n*	wartość względna napięcia [%]	rząd *n*	wartość względna napięcia [%]	rząd *n*	wartość względna napięcia [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	$6 \le n \le 24$	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
THD w napięciu zasilającym powinno być mniejsze bądź równe 8%					

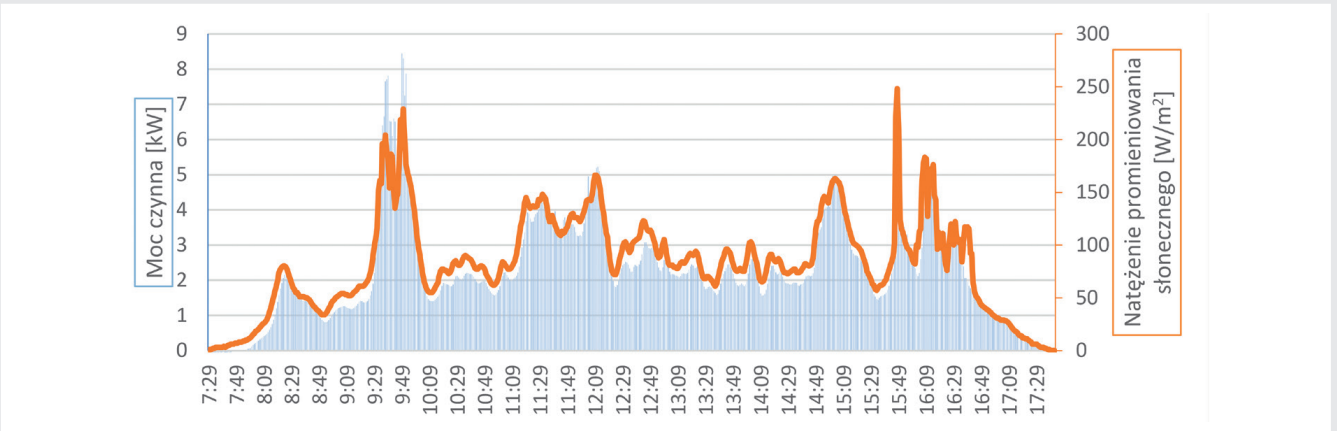
Tab. 4. Dopuszczalne limity zawartości harmonicznych w napięciu w sieciach elektroenergetycznych SN i nn wg PN-EN 50160:2010 [16]

3. Analiza jakości energii elektrycznej wytwarzanej w mikroinstalacji

W dalszej części artykułu wykonano analizę wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej wytwarzanej przez rzeczywiste mikroźródło fotowoltaiczne o mocy 33 kW. Instalacja jest umieszczona na dachu Laboratorium LINTE^2 należącego do Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Zdjęcia badanej mikroinstalacji i stanowiska pomiarowego zostały przedstawione na fot. 1.

Fot. 1. Zdjęcia a) badanej instalacji fotowoltaicznej (z lewej) b) stanowiska pomiarowego (z prawej)

Badania zostały wykonane w październiku 2019 roku i obejmowały m.in. pomiar: harmonicznych prądów, współczynnika THD prądu, napięcia, harmonicznych napięć, współczynnika THD napięcia i mocy czynnej dla każdej z faz. Wykorzystano analizator jakości energii C.A. 8352 producenta Chauvin Arnoux. Do analizy zostały użyte również dane ze stacji pogodowej pracującej w laboratorium.

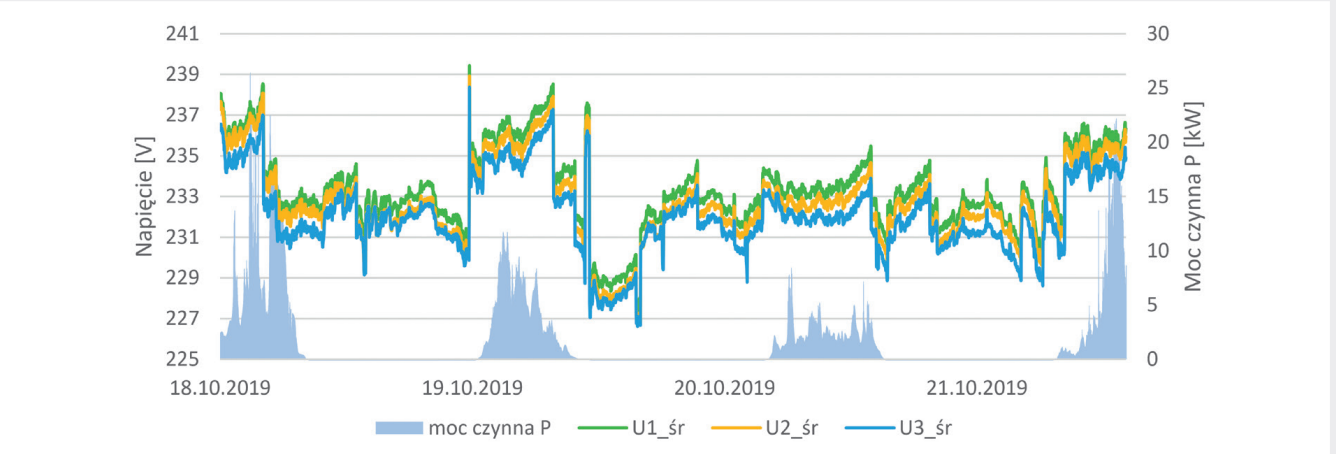


Rys. 1. Generowana moc czynna oraz natężenie promieniowania słonecznego w funkcji czasu, 20.10.2019

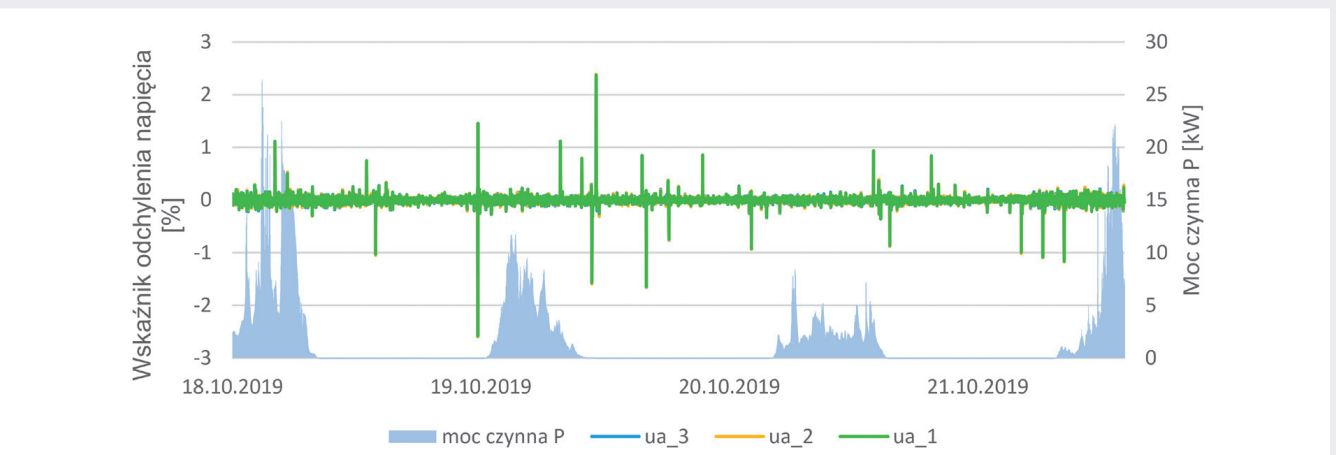
MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Zmienność napięcia i mocy czynnej w funkcji czasu



Rys. 3. Procentowy wskaźnik odchylenia napięcia oraz moc czynna w funkcji czasu

Na rys. 1 można zauważyć, że generacja mocy przez mikroźródło jest bardzo zróżnicowana zarówno pod względem wielkości, jak i czasu występowania. Można zaobserwować częste wzrosty i spadki mocy w stosunkowo krótkim czasie. Przykładowo o godzinie 9:47 generacja wynosiła około 8,4 kW, a o 10:03 wynosiła 1,9 kW. W ciągu zaledwie 16 minut moc zmalała o ponad 6,5 kW. Spadek był spowodowany zmianą nasłonecznienia o 95 W/m^2 na skutek chwilowego zachmurzenia w okolicy.

Do analizy poziomu napięcia i jego wahań przyjęto zbiór 1-minutowych średnich wartości napięć fazowych w całym okresie przeprowadzonych pomiarów. Przez 95% czasu napięcie mieściło się w przedziale: L1: 228,95÷237,27 V, L2: 228,29÷236,71 V, L3: 228,01÷236,91 V, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego napięcia znamionowego fazowego (207÷253 V). W tym przypadku również 100-procentowy zbiór wartości napięć mieścił się w zadanym przedziale, co przedstawiono na rys. 2.

Dopuszczalne odchylenia napięcia w punkcie przyłączenia mikrogeneratorów nie powinny przekraczać 3%. Korzystając ze wzorów przedstawionych w literaturze [17], obliczono odchylenie napięcia. Wyniki są zbliżone dla każdej z faz, co przedstawiono na rys. 3. W analizowanym przypadku dopuszczalne limity nie zostały przekroczone.

Warto zauważyć, że brak jest widocznej korelacji pomiędzy generowaną mocą czynną a odchyleniami napięcia. Spowodowane jest to niewielką odległością miejsca zainstalowania paneli do transformatora SN/nn i tym samym małą wartością impedancji łączącej falownik z transformatorem zasilającym sieć. Widoczne na zarejestrowanym przebiegu duże wartości odchyleń spowodowane były innymi operacjami łączeniowymi w laboratorium.

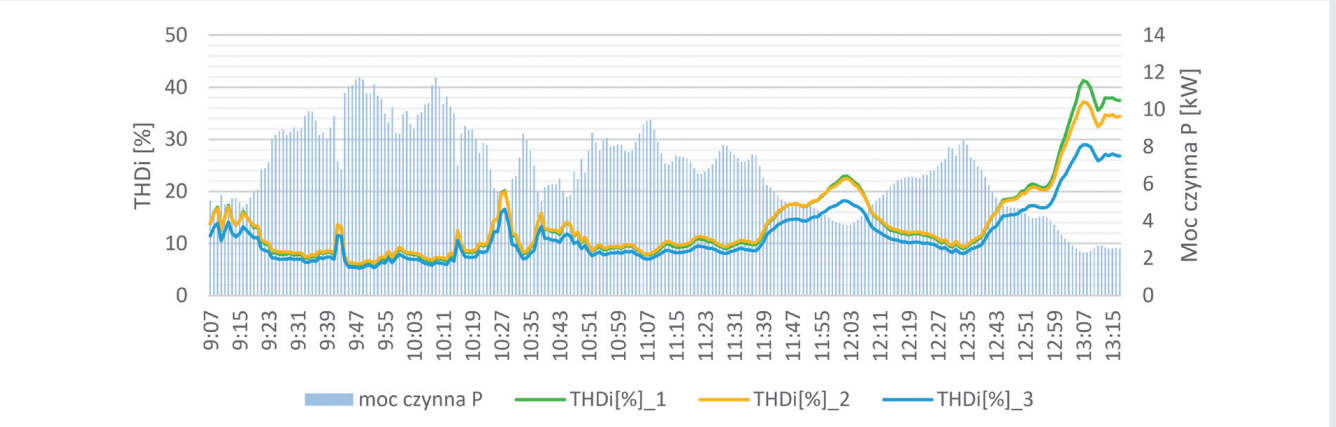
Na rys. 4 przedstawiono wartość całkowitej zawartości harmonicznych (THD) prądu w okresach średniej i dużej generacji mikroźródła. Przez 97% czasu pomiarów w dniu 19.10.2019 roku wartość THD prądu nie spadła poniżej dopuszczalnego przez normę IEEE 519 limitu 5%. Wielu badaczy w swoich pracach [18] [19] udowodniło, że poniżej mocy znamionowej instalacji PV THDi rośnie wraz ze spadkiem mocy. To samo można wywnioskować z uporządkowanego wykresu przedstawionego na rys. 5.

Do przeprowadzenia analizy zawartości harmonicznych w przebiegu

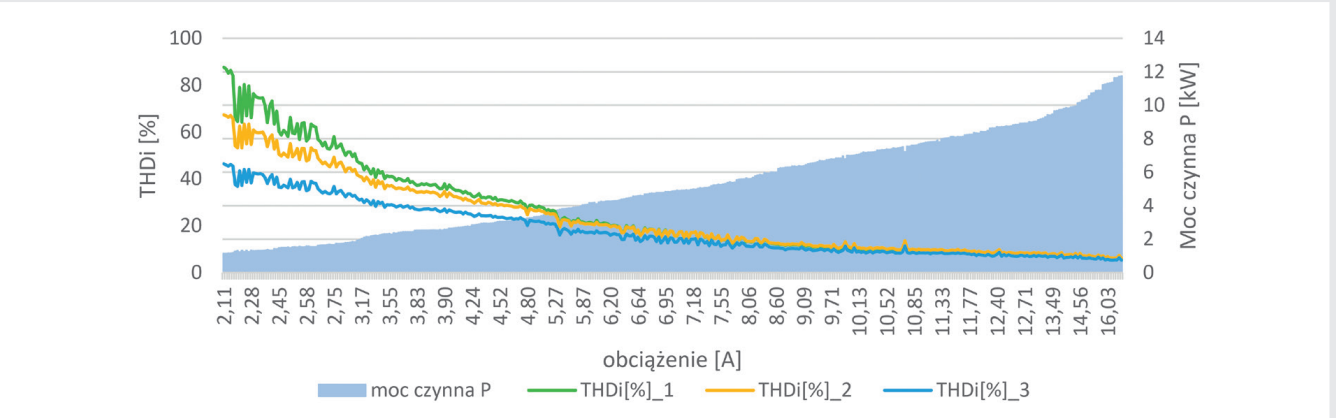
MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Zależność współczynnika THD prądu każdej fazy oraz mocy czynnej w funkcji czasu, 19.10.2019



Rys. 5. Uporządkowany wykres zależności współczynnika THD prądu od średniego obciążenia faz powyżej 2 A oraz porównanie z mocą generowaną, 19.10.2019

prądu wytypowano dzień 18.10.2019 roku. Wybrano trzy reprezentatywne poziomy mocy z tego dnia – 26,4 kW, 16,2 kW oraz 1,3 kW. Podczas generacji największej mocy zostały przekroczone limity harmoniczych w prądzie (zawarte w normie PN-EN 61000-3-2) rzędów: 13, 17, 19 i 23. Przy średniej generacji (16,2 kW) nastąpiło przekroczenie 13., 19. oraz 23. harmonicznej. Mała generacja (1,3 kW) spowodowała przekroczenie 7. i 13. harmonicznej prądu. Należy zaznaczyć, że limity zostały przekroczone o setne części ampera i najczęściej przekroczenie to wystąpiło tylko w jednej lub w dwóch fazach instalacji dla danej harmonicznej prądu. Przepływy odkształconego prądu powodują spadki napięć o odkształconych przebiegach tylko wtedy, gdy istnieje relatywnie duża impedancja na drodze przepływu odkształconego prądu. W badanym przypadku tak nie było, dlatego harmoniczne napięcia miały wartości rzędu części setnych lub tysięcznych procent w odniesieniu do harmonicznej podstawowej. Żadna harmoniczna napięcia nie przekroczyła dopuszczalnego limitu. Z przeprowadzonych pomiarów wynika ponadto, że największy udział w THD napięcia miała 5. harmoniczna. Zauważono, że wraz ze spadkiem generacji poniżej mocy znamionowej źródła wzrastało odkształcenie napięcia.

4. Badania symulacyjne

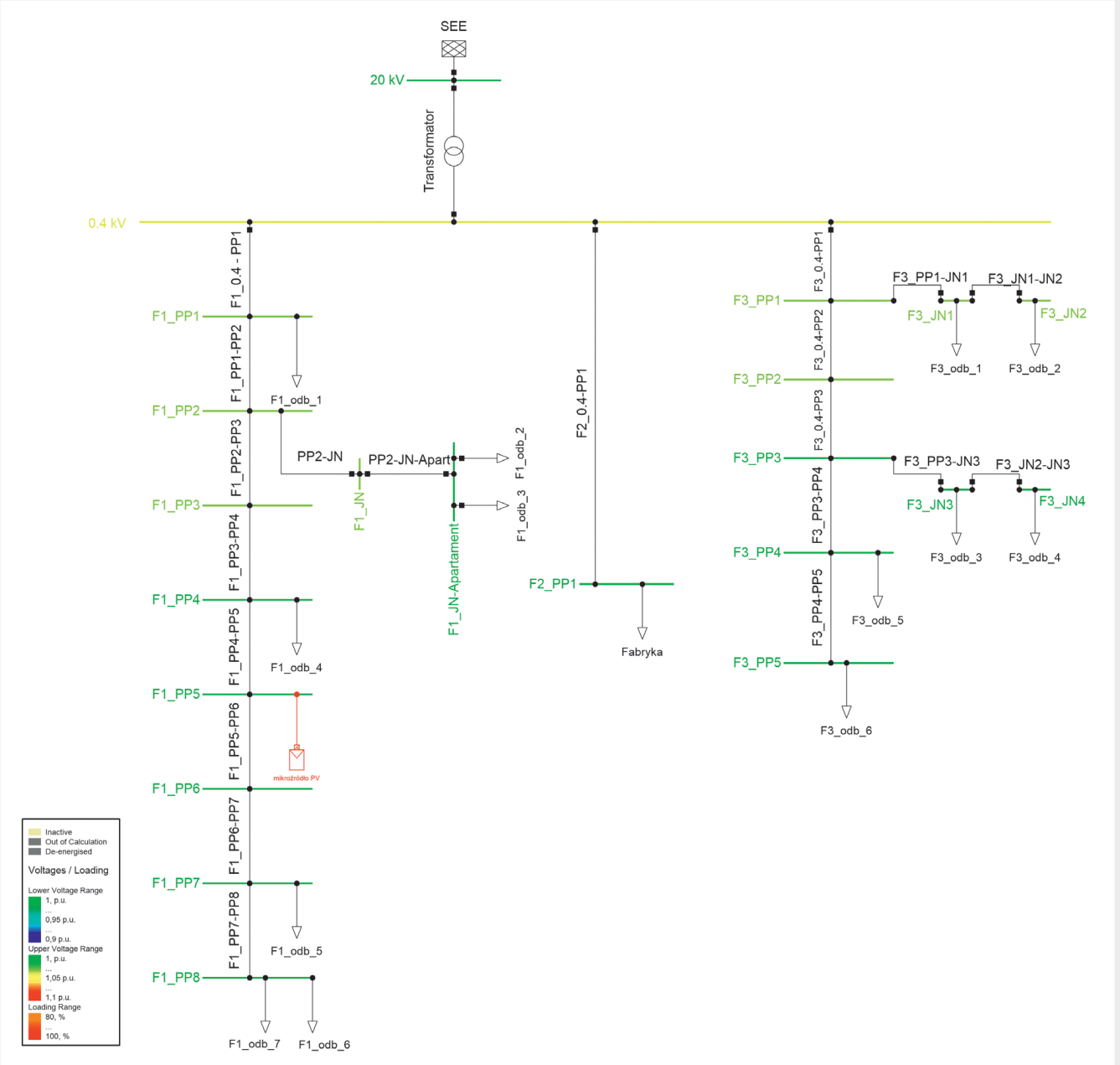
Aby ocenić wpływ mikrogeneracji na pracę sieci o parametrach i strukturze zbliżonej bardziej do sieci rzeczywistej niż laboratoryjnej, zamodelowano sieć promieniową niskiego napięcia, wzorując się na sieci przedstawionej w publikacji [20]. Schemat modelowanej sieci przedstawiono na rys. 6. Do stacji transformatorowej SN/nn przyłączono trzy obwody: F1, F2, F3. Dwa zewnętrzne to obwody z liniami napowietrznymi, a środkowy obwód (F2) zbudowany jest z linii kablowej. Odległość między kolejnymi szynami w obwodzie pierwszym wynosi 35 m, w obwodzie trzecim 30 m, natomiast linia kablowa w gałęzi F2 ma długość 200 m. W gałęzi pierwszej (F1) łączna moc odbiorów wynosiła 91 kW, w gałęzi drugiej 100 kW, a w gałęzi trzeciej 53,85 kW.

Początkowo zbadano stan pracy sieci bez żadnego mikroźródła. Następnie w kolejnych scenariuszach dodawano mikroinstalację fotowoltaiczną o różnej mocy czynnej generowanej i o współczynniku mocy równym 1. W każdym scenariuszu źródło przyłączano do szyny F1_PP5 i wprowadzono harmoniczne tego źródła, korzystając z pomiarów instalacji wykonanych w Laboratorium LINTE^2. W tab. 5 przedstawiono wybrane uśrednione wartości harmonicznych w prądzie dla trzech poziomów mocy generowanej

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 6. Schemat sieci z mikrogeneracją z zaznaczonymi typami linii napowietrznych i kablowych

przez mikroinstalację. W symulacjach przyjęto kąt fazowy poszczególnych harmonicznych równy zero.

Wpływ mocy mikroinstalacji na sieć elektroenergetyczną

Jeśli w sieci nie ma żadnego mikroźródła, napięcie na szynach maleje z wartości 1,04 p.u. na szynie po stronie wtórnej transformatora do około 1 p.u. na końcach każdej gałęzi sieci. Napięcie to spełnia zalecaną normę PN-EN 50160. Ponieważ w tym przypadku nie zamodelowano żadnego źródła harmonicznych, nie ma żadnych odkształceń przez nie spowodowanych. Przebiegi napięcia i prądu w całej sieci są idealną sinusoidą.

Mikroźródło o mocy 1,3 kW powoduje nieznaczne podwyższenie napięcia w gałęzi, w której się znajduje – o 0,001 p.u. W pozostałych gałęziach nie odnotowano zmian.

Ten przypadek (moc 1,3 kW) cechuje się dużą zawartością harmonicznych w prądzie, jednakże nie są one większe niż dopuszczalne limity – 7. harmoniczna, której udział jest największy, osiąga wartość 1,18% składowej podstawowej prądu. Na uwagę zasługują również harmoniczne rzędów wyższych niż 33., dla których nie ustalono limitu. Są one niewielkie – maksymalnie 0,042% wartości harmonicznej podstawowej.

THD w przebiegu prądu jest największe w linii poprzedzającej miejsce przyłączenia mikrogeneracji (1,70%) i maleje wraz z oddaleniem się od niej w stronę transformatora do wartości 0,60% w linii przyłączonej do stacji SN/nn (rys. 7). Odkształcenia w prądzie nie

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

RZĄD HARMONICZNEJ N	LIMIT [A]	GENEROWANA MOC		
		1,3 kW [A]	16,2 kW [A]	24,6 kW [A]
3	2,3	0,063	0,060	0,063
5	1,14	0,707	0,540	0,570
7	0,77	0,787	0,567	0,610
9	0,4	0,070	0,073	0,073
11	0,33	0,197	0,083	0,103
13	0,21	0,193	0,183	0,190
15	0,15	0,053	0,053	0,050
17	0,13	0,083	0,100	0,153
19	0,12	0,080	0,077	0,103

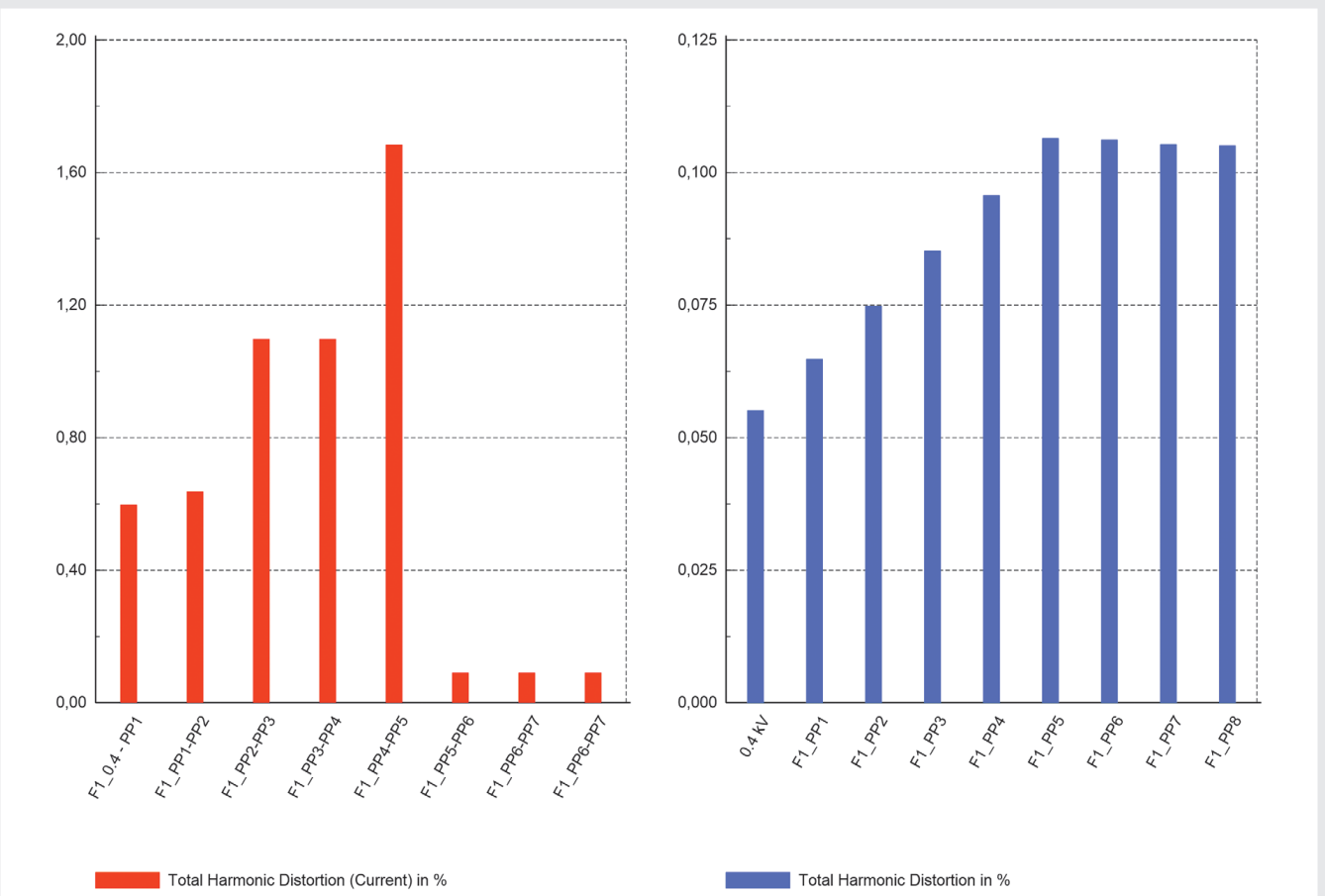
Tab. 5. Wybrane średnie wartości prądów dla nieparzystych harmonicznych, dla trzech poziomów generowanej mocy, porównane z limitem określonym w normie PN-EN 61000-3-2

przenoszą się za to w tak dużym stopniu na koniec gałęzi obwodu, gdzie THD wynosi zaledwie 0,10%. Niezerowe THD ma odzwierciedlenie w przebiegu prądu pokazanym na rys. 8 , który ma spiczasty kształt w linii przed źródłem (linia F1_PP4-PP5), a tuż za nim (linia F1_PP5-PP6) jest praktycznie idealną sinusoidą.

W najgorszym punkcie pod względem odkształceń, tj. miejscu przyłączenia mikroinstalacji, THD w napięciu wynosi niecałe 0,106%, czyli dużo mniej niż dopuszczalna przez normę PN-EN 50160:2010 wartość 8%.

Większa moc mikroźródła (16,2 kW) wpływa na wartości napięcia na końcu każdego obwodu. W gałęzi, w której zainstalowano źródło fotowoltaiczne, następuje wzrost napięcia o 0,006 p.u. (2,4 V) na jej końcu. W pozostałych dwóch gałęziach wzrost jest nieznaczny i wynosi 0,001 p.u.

Zawartość poszczególnych harmonicznych w prądzie pozostaje na podobnym poziomie jak w poprzednim scenariuszu. Współczynnik THD w przebiegu prądu wraz ze zwiększeniem mocy znamionowej instalacji PV wzrasta do 2,1% w linii PP4-PP5 (rys. 9). W pozostałych liniach nie odnotowano tak dużej zmiany. Podobnie jak w scenariuszu drugim, zaobserwowano odkształcone prądy we wszystkich liniach od miejsca przyłączenia mikroźródła aż do szyn po stronie wtórnej transformatora zasilającego. Natomiast w liniach za miejscem przyłączenia źródła, na końcu gałęzi, całkowita zawartość harmonicznych

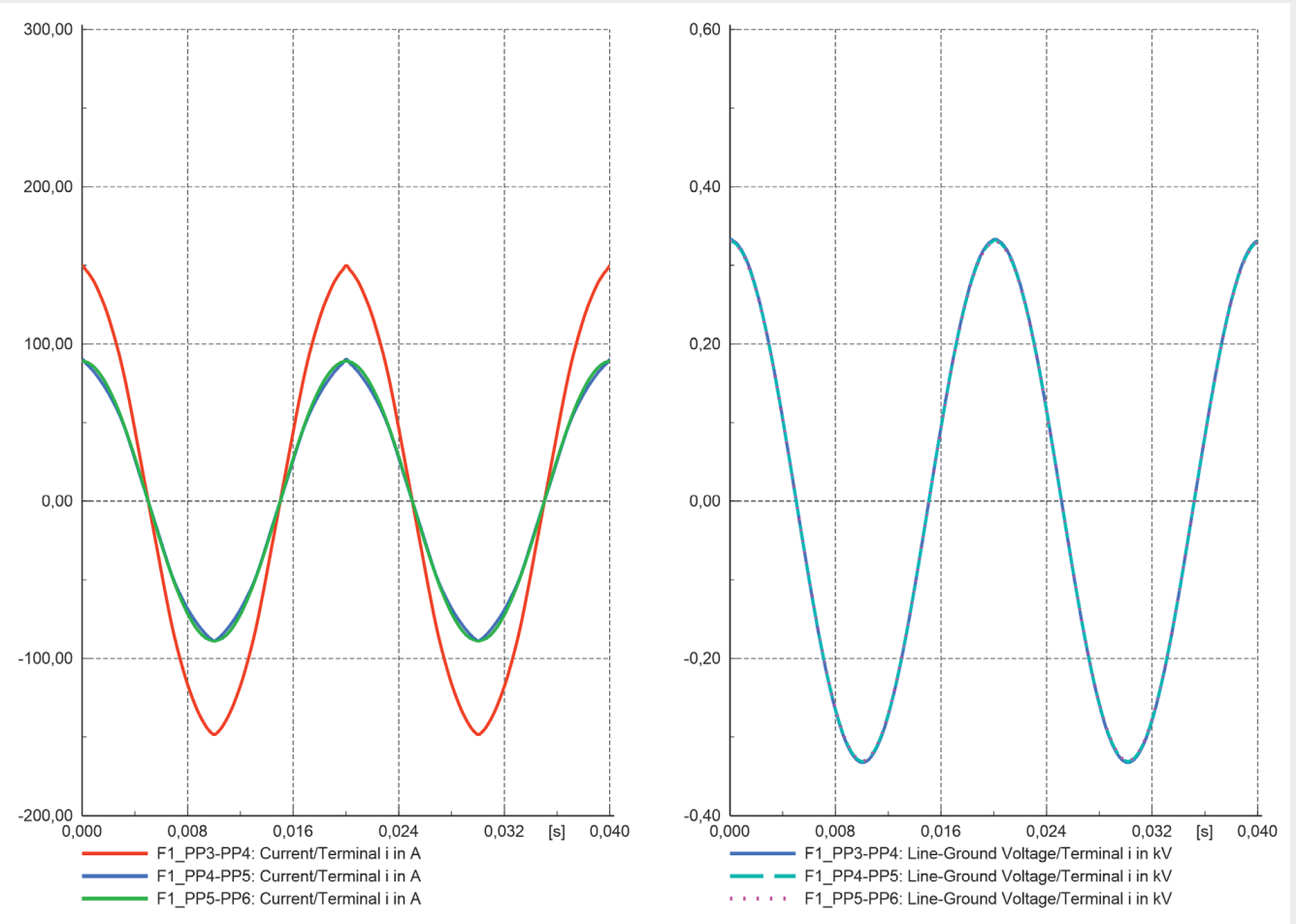


Rys. 7. Współczynnik THD prądu w liniach i THD napięcia na szynach obwodu z mikrogeneracją o P = 1,3 kW

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Kształt napięcia i prądu w liniach przed i za punktem przyłączenia mikroźródła o P = 1,3 kW

w prądzie jest bardzo mała (THD < 0,1%), co widoczne jest na rys. 10 w postaci przebiegu prądu o niemal idealnie sinusoidalnym kształcie.

Wydawać by się mogło, że wzrost THD w prądzie spowoduje również pogorszenie przebiegu napięcia, jednak w tym przypadku THD w napięciu osiąga maksymalnie 0,090%, czyli o 0,016 p.p. mniej niż w poprzednim scenariuszu z mniejszą generacją.

Dzięki mikroinstalacji, w porównaniu z poprzednim scenariuszem, zmniejszyło się obciążenie linii między instalacją a transformatorem zasilającym, podczas gdy obciążenie linii w końcu gałęzi pozostało takie samo (rys. 10). Zatem mikroźródła fotowoltaiczne w okresie największej generacji (latem) mają pozytywny wpływ na sieć, ponieważ ograniczają straty obciążeniowe linii.

Dla największej badanej mocy mikrogeneracji (26,4 kW) wnioski są praktycznie takie same jak dla generacji 16,2 kW, jednak efekt jest spotęgowany. Napięcie jest jeszcze bardziej podbite – aż o 0,011 p.u. (4,4 V) na końcu pierwszej gałęzi.

Zwiększył się udział wszystkich harmonicznych w prądzie, w tym harmonicznych powyżej 33. rzędu – 35. harmoniczna wynosi 0,146% składowej podstawowej. Kolejne po niej też zwiększyły swój udział.

Wyniki prezentowane na rys. 11 i 12 potwierdzają, że moc generowana przez mikroinstalację, wynosząca ponad 26 kW, nadal nie wpływa znacząco na odkształcenie napięcia w badanej sieci. Pomimo dużego, sięgającego ponad 3,5% odkształcenia THD prądu w jednej z linii THD napięcia jest mniejsze niż w generacji 1,3 kW, tj. wynosi ok. 0,100% w porównaniu z wartością 0,106% w małej generacji. Spowodowane to zostało zmniejszeniem wartości prądu na odcinku od stacji zasilającej do miejsca zainstalowania mikroźródła przy dużej generacji.

Wpływ umiejscowienia mikroinstalacji na sieć elektroenergetyczną

Aby ustalić wpływ umiejscowienia mikroinstalacji na sieć elektroenergetyczną, dokonano przemieszczenia mikroinstalacji o mocy 26,4 kW na szynę PP1 w tym samym obwodzie. Wyniki tej operacji przedstawiono na wykresach (rys. 13–14) i porównano z wynikami sprzed przemieszczenia.

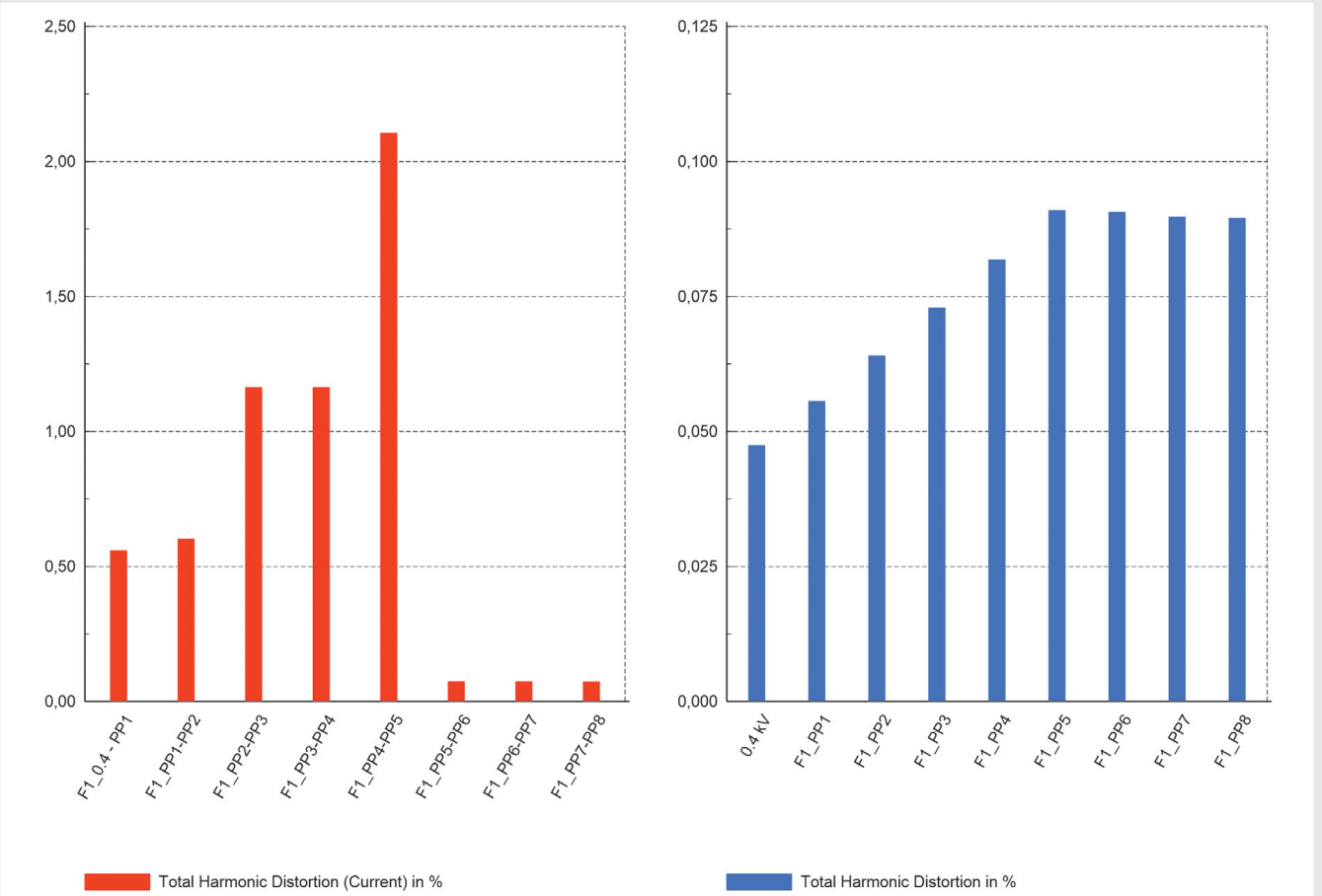
W wyniku zmiany lokalizacji źródła poziom napięć zmienia się jedynie w gałęzi 1 – na jej końcu napięcie zmniejszyło się o 0,007 p.u. w porównaniu z wariantem sprzed przemieszczenia. Zatem im bliżej transformatora umieszczone jest źródło, tym efekt podbicia napięcia na końcu gałęzi z mikrogeneracją jest mniejszy. W pozostałych obwodach (F2 i F3) przemieszczenie nie wpłynęło na zmianę poziomu napięcia.

W wyniku zmiany miejsca przyłączenia źródła generacji odnotowano większe obciążenie linii za mikroźródłem, tj. F1_PP1-PP2 i F1_PP4-PP5 (rys. 13).

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 9. Współczynnik THD prądu w liniach i THD napięcia na szynach obwodu z mikrogeneracją o P = 16,2 kW

Na korzyść przemieszczenia działa jednakże współczynnik THD w prądzie, który ulega diametralnej poprawie (rys. 14). Znaczące odkształcenie prądu pojawia się jedynie w linii przed mikroźródłem, tj. F1_0.4-PP1, w której zawartość poszczególnych harmonicznych też jest największa.

Niezerowa wartość THD w prądzie płynącym w liniach może wpłynąć na odkształcenia w napięciu. Jednak z powodu stosunkowo małej mocy mikroinstalacji i niezbyt dużej impedancji sieci zawartość harmonicznych w napięciu jest bardzo mała. Na podstawie rys. 14 można określić zasięg występowania odkształceń w napięciu, który kończy się na szynach transformatora i nie przenosi się na stronę średniego napięcia. Wartość THD określająca odkształcenie napięcia nie zmienia się znacząco na szynach transformatora ani w pozostałych obwodach, poza całą gałęzią za szyną PP1, gdzie następuje korzystne zmniejszenie odkształceń.

Zmiany poziomów napięć oraz THD w przebiegu prądu i napięcia w zależności od mocy zainstalowanej w przyłączonych mikroźródłach i mocy odbiorów

W zaprezentowanej na rys. 6 sieci sprawdzono kształtowanie się poziomów napięć oraz współczynnika THD w przebiegu prądu i napięcia w zależności od umiejscowienia źródeł, dla kilku wariantów obciążenia i generacji. Wyniki przedstawiono w tab. 6. W wariancie maksymalnej generacji mocy zamodelowano dwa mikroźródła o mocy 26,4 kW każde, natomiast w wariancie minimalnej generacji – dwa źródła o mocy 1,3 kW każde. Mikroźródła te zostały rozmieszczone w sieci w dwóch wariantach: w oddaleniu od transformatora – w węzłach PP6 i PP8 oraz blisko transformatora – w węzłach PP1 i PP3. Ponadto rozpatrzono dwa poziomy mocy odbiorów w pierwszej gałęzi sieci: 91 kW oraz 40 kW.

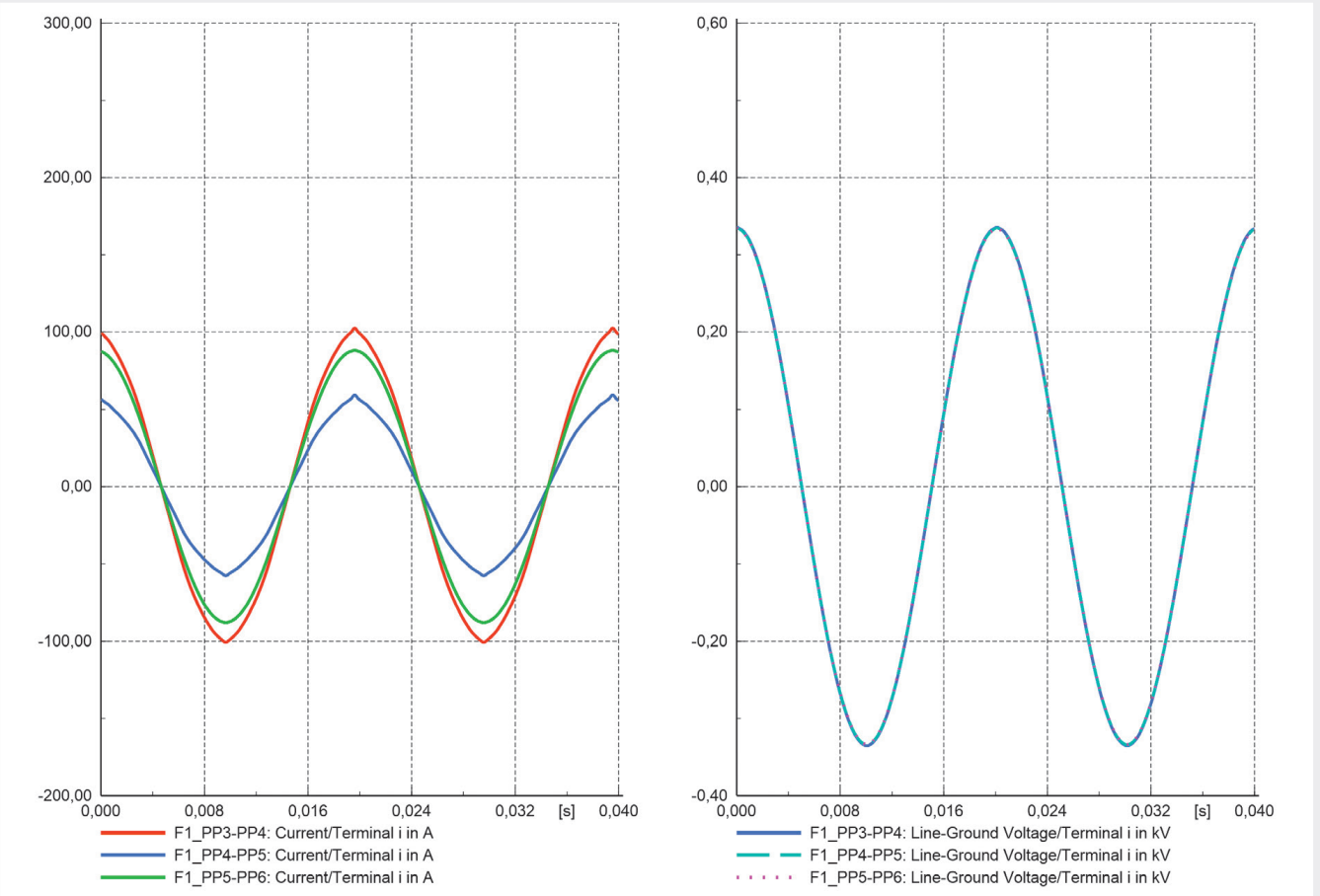
Badania symulacyjne wykazały, jak kształtują się profile napięcia w różnych wariantach pracy sieci. Najwyższe poziomy napięć w całej gałęzi sieci z mikroźródłem wystąpiły, gdy źródła były umieszczone na końcu obwodu, a moc generowana z mikroźródeł była wyższa niż moc odbiorów w tej samej gałęzi. Była to jedyna sytuacja, gdy napięcie na końcu gałęzi było wyższe niż na szynie transformatora. W pozostałych badanych sytuacjach napięcie malało wraz z oddaleniem od transformatora w dół gałęzi. Najmniejsze poziomy napięć zostały odnotowane w scenariuszu o większej mocy odbiorów niż mikroźródeł. Umiejscowienie źródeł blisko transformatora – w każdym badanym scenariuszu – wpłynęło na obniżenie napięcia na końcu gałęzi i nie spowodowało żadnych zmian poziomu napięcia na szynie transformatora i szynie PP1. Poziom napięcia w każdym badanym przypadku spełniał wymagania określone wymaganymi normami.

W każdej badanej sytuacji mikroźródła znajdujące się na początku gałęzi powodowały zwiększenie odkształceń i wartości THD w prądzie w linii

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 10. Kształt napięcia i prądu w liniach przed i za punktem przyłączenia mikroźródła o P = 16,2 kW

przyłączonej do stacji transformatorowej o 1÷3% w porównaniu z wartością sprzed przemieszczenia źródła. Jednocześnie następowało znaczne ograniczenie wartości THDi w pozostałych liniach, najbardziej na końcu gałęzi, o ponad 95% w każdym przypadku. Największe wartości THD prądu odnotowano w scenariuszu, gdzie generacja mocy w gałęzi była większa od łącznego poboru mocy. Największe, przekraczające określony normą IEEE 519 limit 5% wartości THD w prądzie zaznaczono kolorem czerwonym w tab. 6.

Odkształcenia prądu nie pozostały bez wpływu na napięcie. Okazało się, że najczęściej wzrost THD w prądzie w linii F1_0.4-PP1, w związku z przemieszczeniem mikroźródeł blisko transformatora, powodował również wzrost THD w napięciu na szynie stacji SN/nn, a także na szynie PP1. W żadnym badanym w części symulacyjnej przypadku całkowita zawartość harmonicznych THD w napięciu nie przekroczyła 0,225%. Zatem nie przekroczono obowiązujących limitów. Najmniejsze odkształcenia napięcia wystąpiły w scenariuszu 1, w którym sieć była zrównoważona pod względem mocy dostarczanej i odbieranej.

5. Podsumowanie

W niniejszym artykule dokonano przeglądu norm i lokalnych wytycznych jakości energii elektrycznej, jakie różne kraje nakładają na instalacje fotowoltaiczne. Z przeprowadzonej analizy wynika, że ogólne wymagania w Polsce i na świecie są zbliżone. Widać wyraźnie, że wymagania przyjęte w Polsce bazują na standardach IEEE lub IEC.

Pomiary przeprowadzone na rzeczywistym mikroźródle potwierdzają korelację między generacją harmonicznych prądów przez falownik a natężeniem promieniowania słonecznego. Badana mikroinstalacja, pracując poniżej swojej mocy znamionowej, nie spełniła wymagań limitów całkowitej zawartości harmonicznych w prądzie.

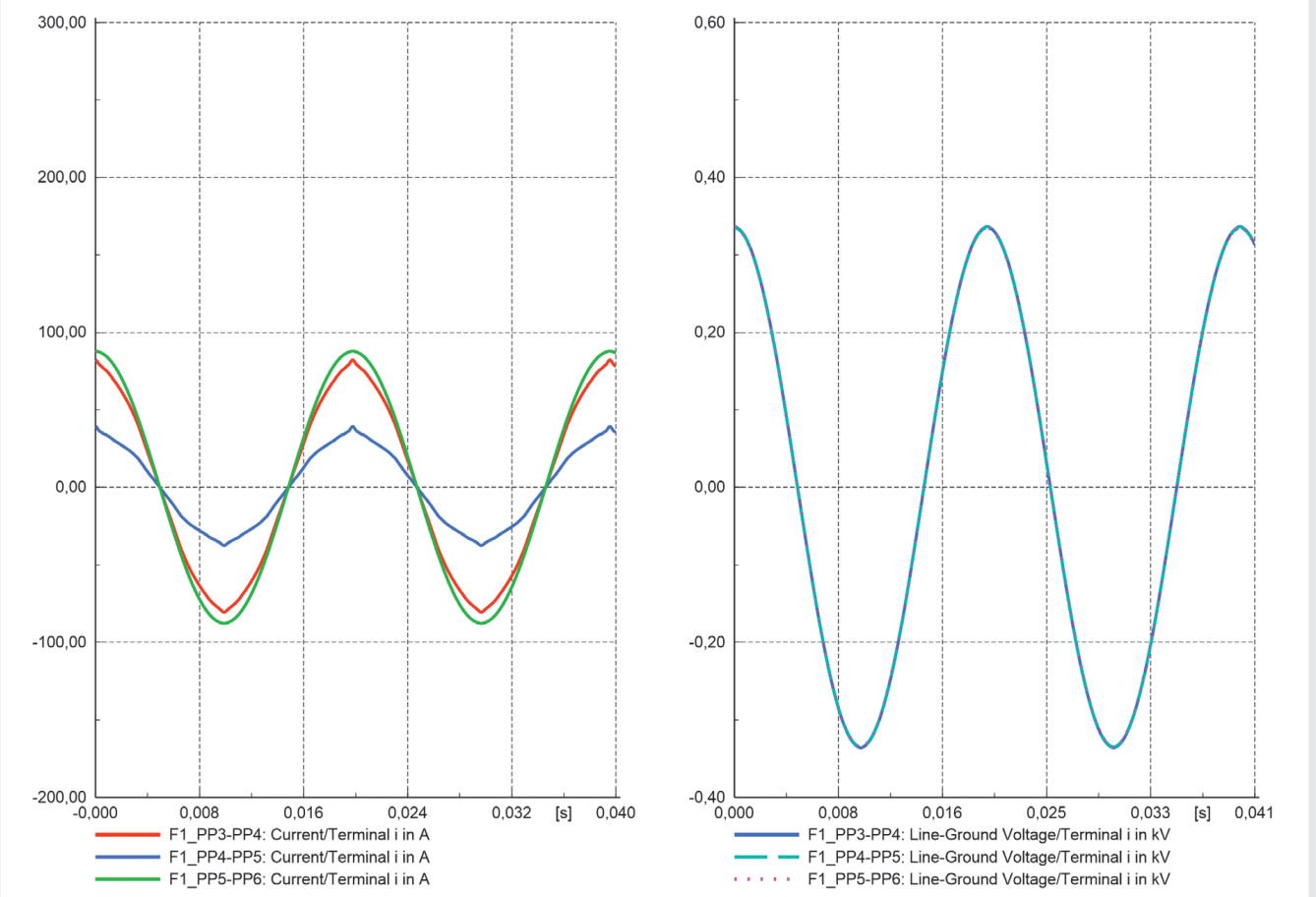
Dzięki przeprowadzonym symulacjom potwierdzono, że lokalizacja mikroźródeł ma znaczenie dla zapewnienia odpowiedniej jakości energii elektrycznej. Umiejscowienie źródeł blisko transformatora wpłynęło na obniżenie napięcia na końcu gałęzi sieci i nie spowodowało żadnych zmian poziomu napięcia na szynie transformatora zasilającego. Takie umiejscowienie spowodowało również zmniejszenie THD w napięciu na końcu gałęzi sieci o około 40% w porównaniu z wartością THD w źródle umieszczonym w dalszej odległości od stacji transformatorowej.

Jednak operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mają wpływu na miejsce instalacji mikroźródeł fotowoltaicznych. Dlatego przy obecnie obserwowanej dynamice zmian w liczbie mikroźródeł przyłączonych do sieci można się spodziewać, że w części sieci, gdzie odległość pomiędzy miejscem zainstalowania mikroźródła a stacją zasilającą będzie znaczna, może nastąpić pogorszenie jakości energii elektrycznej. Wymagać to będzie od operatorów sieci dystrybucyjnej z jednej strony kosztownych modernizacji sieci w celu zmniejszania impedancji łączącej źródła

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 11. Kształt napięcia i prądu w liniach przed i za punktem przyłączenia mikroźródła o P = 26,4 kW

z transformatorem zasilającym sieć, a z drugiej strony surowego egzekwowania ograniczeń emisji harmonicznych przez przyłączane źródła do poziomu określonego normami.

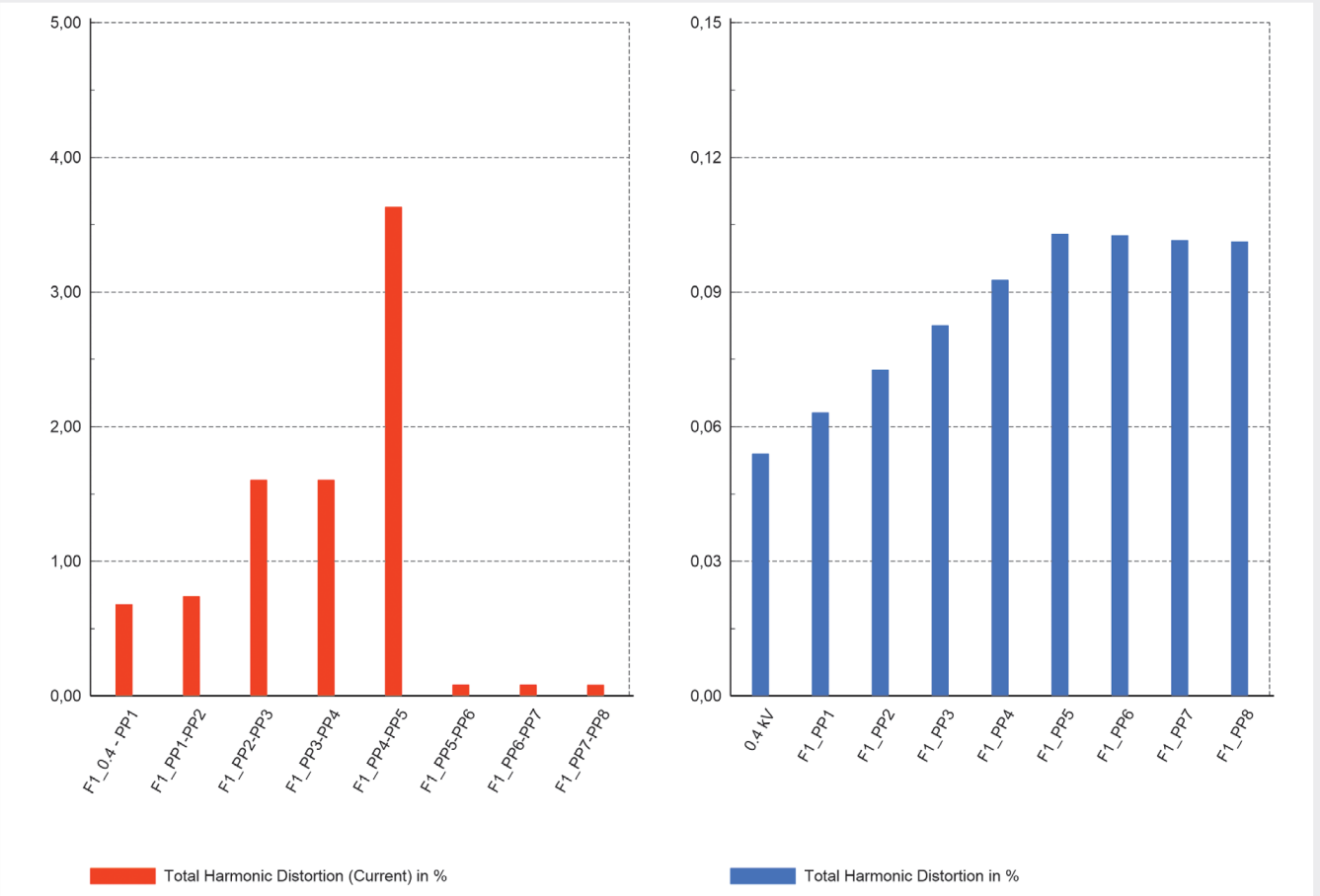
Bibliografia

1. Instytut Energetyki Odnawialnej, Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2020, Warszawa 2020.
2. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.
3. Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2019 r. poz. 1524.
4. GfK Belgium consortium, Study on Residential Prosumers in the European Energy Union, May 2017.
5. PN-EN 61000-3-3:2011, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 3-3: Poziomy dopuszczalne: Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym < lub = 16 A przyłączone bezwarunkowo.
6. Wu Y.-K., Lin J.-H., Lin H.-J., Standards and Guidelines for Grid Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 53, 4th ed., July – August 2017.
7. PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
8. IEEE Guide–Adoption of IEC/TR 61000-3-7:2008, Electromagnetic Compatibility (EMC): Limits: Assessment of Emission Limits for the Connection of Fluctuating Installations to MV, HV and EHV Power Systems, IEEE Power & Energy Society, New York, July 6, 2012.
9. Engineering Recommendation G83/2 – Recommendations for the Connection of Type Tested Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Low-Voltage Distribution Systems, Energy Networks Association, London, December 1, 2012.
10. Energa-Operator S.A., Kryteria oceny możliwości przyłączania mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego, Gdańsk 2017.
11. PN-EN 61000-2-2:2003, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 2-2: Środowisko – Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, 2003.
12. PN-EN 50438:2014-02, Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia.
13. Schwartfeger L., Santos-Martin D., Review of Distributed Generation Interconnection Standards, Electricity

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



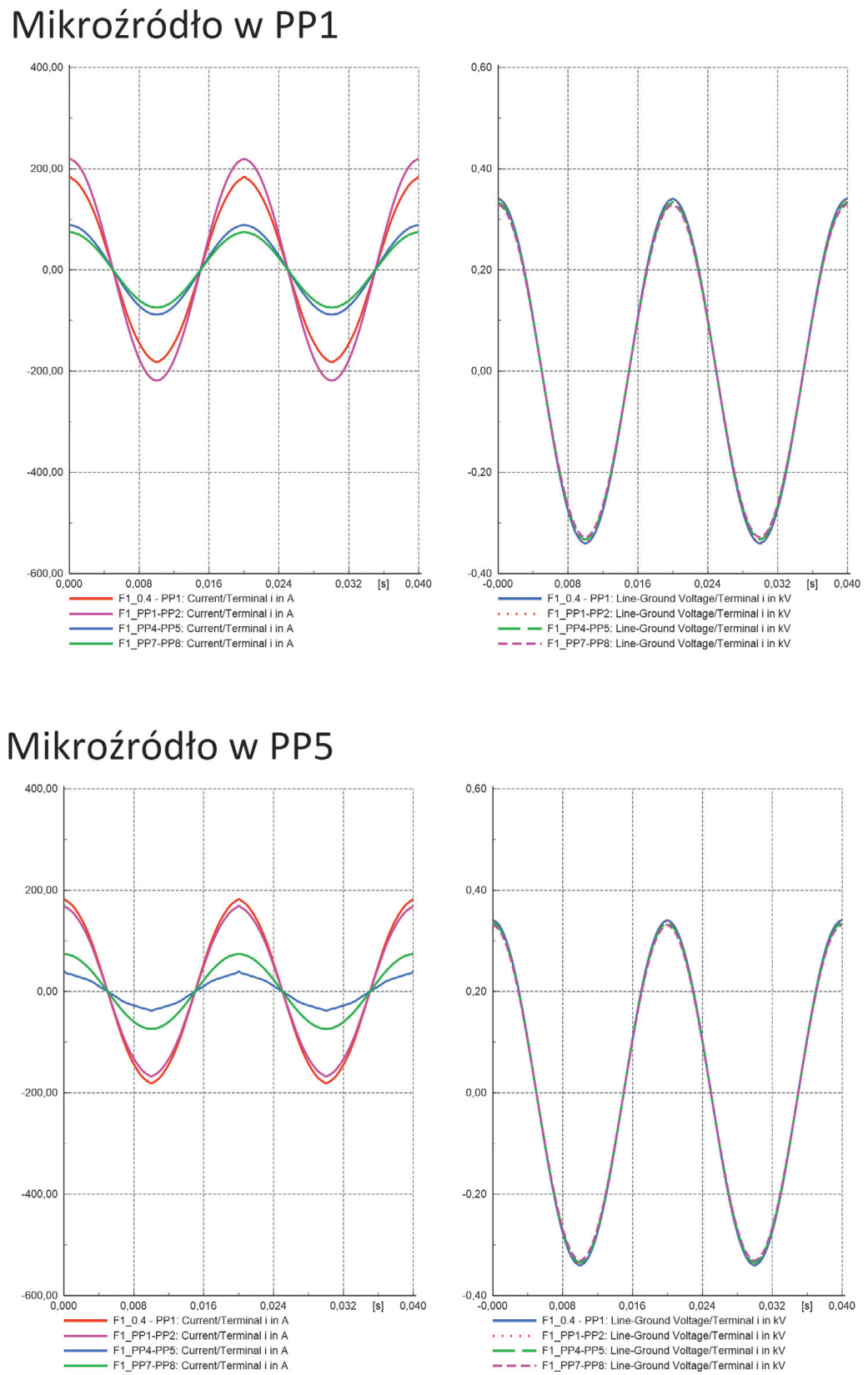
Rys. 12. Współczynnik THD prądu w liniach i THD napięcia na szynach obwodu z mikrogeneracją o P = 26,4 kW

Engineers' Association Conference, Auckland, June 18–19, 2014.
14. IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
15. IEEE 1547: Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces [online], Available: https://site.ieee.org/gms-pes/files/2017/02/IEEE-1547-Vermont-Chapter.pdf [dostęp: 30.10.2020].
16. PN-EN 50160:2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
17. Sikorski T., Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013.
18. Chidurala A., Saha, T., Mithulananthan N., Harmonic characterization of grid connected PV systems & validation with field measurements, IEEE Power and Energy Society General Meeting, Denver, July 26–30, 2015.
19. Baghzouz Y., Hicks Ch., Marcia P., Distortion of PV System-Transformer Excitation Current under Low Power Production, 6th International Conference on Clean Electrical Power, Liguria, June 27–29, 2017.
20. Papathanassiou S., Hatziargyriou N., Strunz K., A benchmark low voltage microgrid network, CIGRE Symposium „Power systems with dispersed generation: technologies, impacts on development, operation and performances", Athens, April 13–16, 2005.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

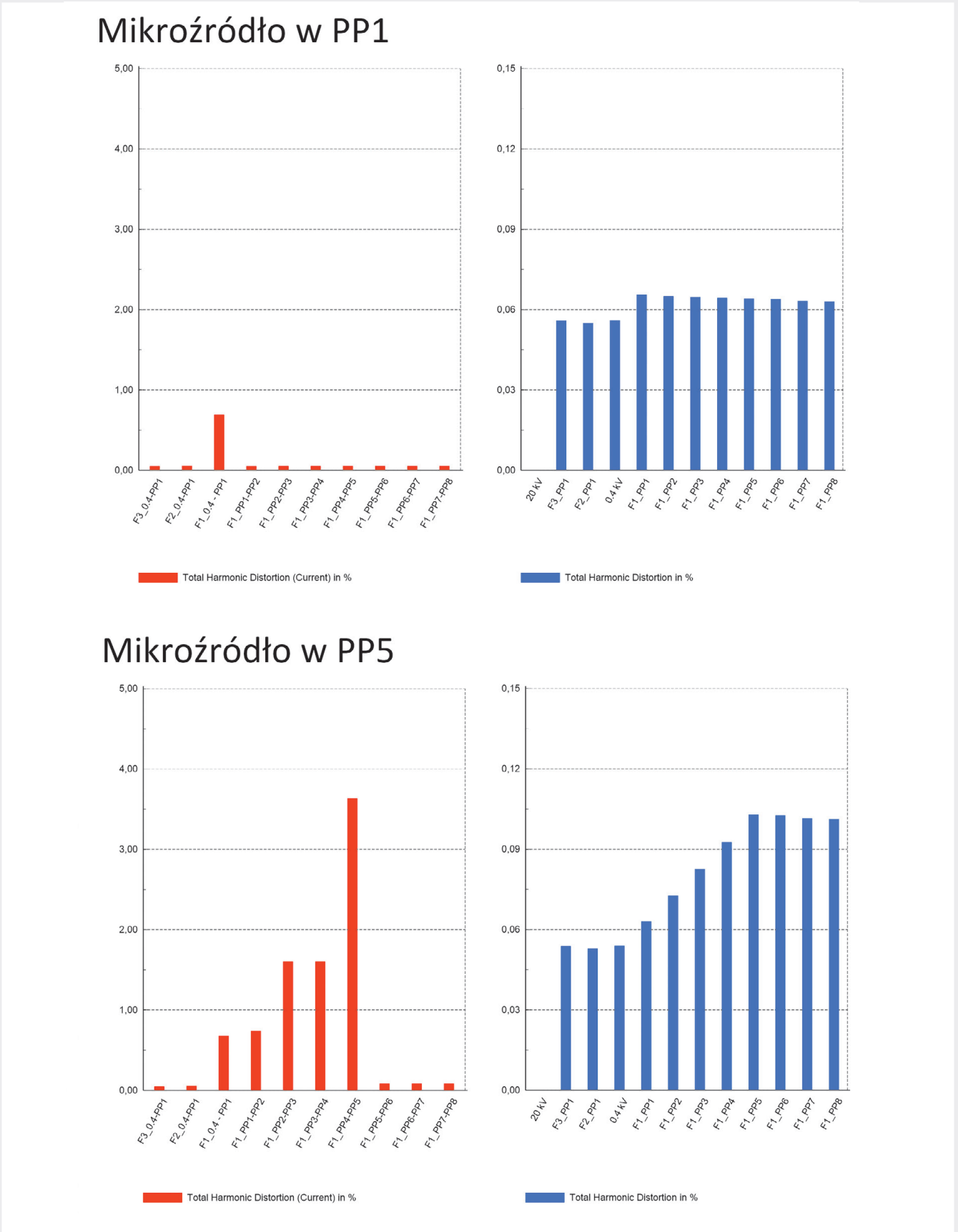


Rys. 13. Wpływ umiejscowienia mikroinstalacji w sieci na jakość energii. U góry – po zmianie, u dołu – przed zmianą; kształt napięcia i prądu

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 14. Wpływ umiejscowienia mikroinstalacji w sieci na jakość energii. U góry – po zmianie, na dole – przed zmianą; THD prądu i napięcia

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Scenariusz	Wskaźnik jakości energii	Nazwa linii/szyn	Mikroźródła w PP6 i PP8 Wartość wskaźnika	Mikroźródła w PP1 i PP3 Wartość wskaźnika
Scenariusz 1: Mikroźródła: 2 x 26,425 kW Moc odbiorów w gałęzi 1: 91 kW Moc odbiorów w gałęzi 2: 100 kW Moc odbiorów w gałęzi 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	1,568	1,584
		F1_PP2-PP3	7,987	1,628
		F1_PP5-PP6	10,508	0,093
		F1_PP7-PP8	6,262	0,092
	THD U [%]	F1_0.4	0,082	0,085
		F1_PP1	0,095	0,099
		F1_PP3	0,124	0,114
		F1_PP6	0,170	0,113
		F1_PP8	0,201	0,112
	Napięcie na szynach [p.u.]	F1_0.4	1,041	1,041
		F1_PP1	1,037	1,037
		F1_PP3	1,033	1,030
		F1_PP6	1,033	1,020
		F1_PP8	1,029	1,010
Scenariusz 2: Mikroźródła: 2 x 1,316 kW Moc odbiorów w gałęzi 1: 91 kW Moc odbiorów w gałęzi 2: 100 kW Moc odbiorów w gałęzi 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	0,972	1,001
		F1_PP2-PP3	1,802	1,119
		F1_PP5-PP6	2,793	0,103
		F1_PP7-PP8	2,009	0,103
	THD U [%]	F1_0.4	0,085	0,088
		F1_PP1	0,100	0,104
		F1_PP3	0,132	0,120
		F1_PP6	0,181	0,119
		F1_PP8	0,215	0,118
	Napięcie na szynach [p.u.]	F1_0.4	1,039	1,039
		F1_PP1	1,032	1,032
		F1_PP3	1,022	1,022
		F1_PP6	1,013	1,012
		F1_PP8	1,003	1,002
Scenariusz 3: Mikroźródła: 2 x 26,425 kW Moc odbiorów w gałęzi 1: 40 kW Moc odbiorów w gałęzi 2: 100 kW Moc odbiorów w gałęzi 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	7,506	7,563
		F1_PP2-PP3	5,182	8,759
		F1_PP5-PP6	3,283	0,075
		F1_PP7-PP8	6,806	0,075
	THD U [%]	F1_0.4	0,088	0,090
		F1_PP1	0,103	0,105
		F1_PP3	0,133	0,120
		F1_PP6	0,180	0,120
		F1_PP8	0,212	0,120
	Napięcie na szynach [p.u.]	F1_0.4	1,043	1,043
		F1_PP1	1,042	1,042
		F1_PP3	1,043	1,040
		F1_PP6	1,048	1,035
		F1_PP8	1,049	1,030
Scenariusz 4: Mikroźródła: 2 x 1,316 kW Moc odbiorów w gałęzi 1: 40 kW Moc odbiorów w gałęzi 2: 100 kW Moc odbiorów w gałęzi 3: 54 kW	THD I [%]	F1_0.4-PP1	1,884	1,909
		F1_PP2-PP3	3,927	2,344
		F1_PP5-PP6	6,807	0,086
		F1_PP7-PP8	4,701	0,085
	THD U [%]	F1_0.4	0,091	0,093
		F1_PP1	0,107	0,109
		F1_PP3	0,139	0,125
		F1_PP6	0,190	0,125
		F1_PP8	0,225	0,125
	Napięcie na szynach [p.u.]	F1_0.4	1,041	1,041
		F1_PP1	1,037	1,037
		F1_PP3	1,032	1,032
		F1_PP6	1,028	1,027
		F1_PP8	1,023	1,022

Tab. 6. Wyniki badania zmian poziomów napięć oraz THD w przebiegu prądu i napięcia w zależności od umiejscowienia mikroźródeł w sieci, mocy znamionowej przyłączonych instalacji i mocy odbiorów

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 60–73. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Magdalena Grzymkowska
Politechnika Gdańska
inż.
e-mail: mgrzymkowska0024@gmail.com
Absolwentka studiów I stopnia na kierunku energetyka, na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2020). Obecnie jest studentką II stopnia elektrotechniki na tym samym wydziale. Jej zainteresowania naukowe obejmują bieżące wyzwania i trendy w polskim systemie elektroenergetycznym.

Jacek Klucznik
Politechnika Gdańska
dr hab. inż.
e-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl
Jacek Klucznik ukończył studia magisterskie na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (1999). Uzyskał stopień doktora (2004), a następnie doktora habilitowanego w dyscyplinie elektrotechnika (2018). Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki na Politechnice Gdańskiej. Jego zainteresowania naukowe i prace badawcze koncentrują się na współczesnych problemach występujących w systemach elektroenergetycznych, dotyczących obszarów sterowania, automatyki i stabilności. Specjalizuje się w dziedzinie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i tematyce dotyczącej linii elektroenergetycznych.

MOST WIEDZY Downloaded from mostwiedzy.pl