

Impact of Voltage Conditions on Distributed Generation Connectivity in Medium Voltage Grids

Authors

Ireneusz Grządzielski
Krzysztof Marszałkiewicz
Andrzej Trzeciak

Keywords

distributed generation in medium voltage grid, connectivity voltage criteria

Abstract

A significant increase in the distributed generating sources connected and planned for connection to medium voltage (MV) grids makes voltage criteria very important in assessing the sources' connectivity. Many requests have been submitted for connection of distributed generation sources at a considerable distance (even a dozen or so kilometres) from a main supply substation's MV buses. As a rule, these are requests for the interconnection deep in an existing MV bus, but also directly to MV switching substation bays. Then maintaining appropriate voltage levels becomes a basic technical problem. Another technical problem relates to meeting the power quality criteria. THD index, and the level of individual harmonics, significantly increases, in many cases reaching or even exceeding the boundary values. With their extensive experience, the authors present examples and results of some analyses herewith. They indicate the impact of voltage conditions on the connection possibilities of distributed generation to MV grids.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015403

1. Introduction

Pursuant to point 7 of Annex 1 to the IRIESD Distribution Grid Code [1] in effect from 1 January 2014, distribution system operator (DSO) is obliged to publish on its website the evaluation criteria for power source interconnection with a MV or LV power grid within 12 months after the IRIESD Distribution Grid Code's entry into force.

On the basis of this provision OSDs have posted by 31 December 2014 on their web sites the following documents relating to interconnection of sources with MV and LV grids:

- Technical criteria for the feasibility assessment of the interconnection of generation units with MV distribution grids of the DSO
- Interconnection criteria and technical requirements for micro-installations and small installations connected to the LV grid of the DSO.

Since 31 December 2014 an applicant requesting the interconnection of a source may refer to the criteria under which the DSO assesses the feasibility of a generation source's interconnection with a MV or a LV grid.

According to the document "Technical criteria for the feasibility assessment of the interconnection of generation units with MV distribution grids of the DSO" the feasibility of interconnection of a generation source with a MV distribution grid shall be assessed based on the fulfilment of the following criteria [2]:

1. power quality standards
2. short-circuit conditions in the MV grid
3. allowable voltage variations in the MV grid
4. power margin in the HV/MV node.

It was therefore assumed that expert opinions for III interconnection group will be based on multi-criteria assessment of the feasibility of a generation source's interconnection with a MV grid [3–9].

Recently DSOs have noted a significant increase in the applications filed for interconnection of a generation source's interconnection with a MV grid. In many cases, these requests refer to the interconnection deep in an MV trunk line. One of the basic problems to be then solved is to prevent possible excesses over the grid operating voltage limits. This applies especially to a trunk line, the connection to which of two or more generation sources is planned. Also requested have been direct connections with the applicant's own cable lines, often of considerable length, to the MV switchgear bars of a HV/MV transformer substation. In most cases, it is necessary to select the appropriate voltage ratio of LV/MV set transformers in the generation node.

The significant increase in the wind and photovoltaic power plants interconnected and planned for the interconnection with an MV grid has made the power quality criterion (mainly voltage distortion) one of the fundamental considerations in assessing the respective interconnection feasibility. The THD index, and

the level of individual harmonics, significantly increases, in many cases reaching or even exceeding limit values. Reasons are here identified for the significant increase in these factors and for the counteraction to these adverse phenomena.

2. Threats to the ability to maintain acceptable voltages in trunk lines of MV grids with connected distributed generation

Where a generation source is connected directly to a MV grid, i.e. to an overhead or cable line, or to a MV/LV switching substation, the voltage criterion is based on analysis of the voltage levels across the considered MV run to enable full power output from the generation source planned for the connection. This analysis also includes the planned interconnection's impact on receivers connected to the MV run, and on the voltage dependent performance of other generation sources thereto connected and/or planned for the connection.

The following assumptions are thereby adopted:

1. The condition for the admission of a generation source planned for the connection to a MV line is the maximum allowable upper and lower voltage limits for each node deep in the MV run, which are $\leq \pm 10\% U_n$ in MV grid.
2. Calculations are made for the line's minimum and peak loads, provided that for a PV source because of its operating nature (operation during the day, i.e. at peak load) calculations are made for the peak line load only.
3. Where in any of the above cases the line load without MV generation is greater than the sum of the powers generated in the line, voltage calculations for this load condition must be regarded as unnecessary (the generation localness criterion is met for the line, i.e. the consumption and generation powers are balanced in the line).
4. If the voltage calculation is not needed due to the power balance in the line, but an analysed source with the output over 0.5 MW is at a considerable distance (10 km or more) from a HV/MV transformer substation, and it is known that in the vicinity of the interconnection the MV line load is very low, then the voltage analysis should be performed.

Below is a sample analysis of the power output from a biogas plant (EG) planned for the interconnection with a DSO operated MV grid with two other local power plants – photovoltaic (EFV) and wind (FW) already connected. The initial state of the grid shown in Fig. 1 is as follows (names of all the objects were adopted for the purpose of the paper, the grid structure is actual):

- MV trunk line, with uniform cross-section 70 mm² (with short inserts of 120 mm² cables), supplied from two bays of a HV/MV substation divided at disconnector O-3135, with the division point optimised for minimum transmission losses after the connection of the two existing MV sources: 1 MW PV plant EFV Piekło and 1.5 MW wind farm FW Leśna.
- the applied for 2.7 MW biogas plant EG Kamionki (highlighted in yellow) is to be connected to a tap in the trunk line's half-loop outgoing from bay 17 in point K2 and connected with the applicant's own 1.5 km long 70 mm² cable, while the grid operator admits also the possibility of the plant's alternative connection to the other MV half-loop outgoing from bay 14

- voltages maintained by AVR system on MV bars of the HV/MV substation are: 16.2 kV at peak and 15,8 kV at valley
- MV/LV substation loads are not known, only the aggregated rated powers are indicated in the diagram of the transformers supplied from the designated grid nodes
- only currents in MV bays are known, as determined on the basis of measurements from the dispatcher supervision system, at peak 45 A for both bays, and at valley 16 A in bay 17 and 11A in bay 14, respectively
- computational MV/LV loads are determined by dividing the MV bay load in proportion to the aggregated rated power of the transformers supplied from each MV half-loop.

Calculations were made separately for day peak and night valley, and the following grid operation options:

- before connection of the existing power plants EFV Piekło and FW Leśna
- after connection of the existing power plants EFV Piekło and FW Leśna
- after connection of EG Kamionki with the proposed output 2.7 MW
- after connection of EG Kamionki with the output limited to that, at which the voltage requirements are met in the grid and the complete power can be output of the existing sources already connected to the grid.

Summary results are shown in Tab. 1 for the most important grid parameters as the basis for determination of EG Kamionki maximum connectable output power. Analysis of the results leads to the following conclusions:

1. EG Kamionki connection with the proposed output power 2.7 MW causes unacceptable increase of the grid voltage above 16.5 kV, not only on the plant bars, but also in a large number of the grid nodes with the operator's MV/LV transformers, and no relocation of the plant's interconnection creates the premises for the application acceptance.
2. The output of EG Kamionki plant's proposed power 2.7 MW (assuming that the utility has an adequate voltage regulatory capacity) will activate the overvoltage relays in the existing plant in the respective half-loop at an attempt to output its power, which will result in its outage.
3. EG Kamionki plant's maximum allowed connectable output power, at which all of the aforementioned conditions for successful application are satisfied, may not be greater than 0.94 MW, and this is due to the operating conditions at the grid peak load top because of the voltage (16.2 kV) maintained by the AVR regulator in the HV/MV substation.
4. There is no overload threat in the grid, in either MV half-loop.
5. The active power losses in the relevant portion of the operator's grid significantly increased beyond EG Kamionki plant's maximum allowed connectable output determined as 0.94 MW.

This last conclusion is worth commenting in the context of the often raised issue of the active power losses increase in the operator's grid upon distributed generation's connection. Fig. 2 shows the dependence of these losses on the generation output in the relevant portion of the grid.

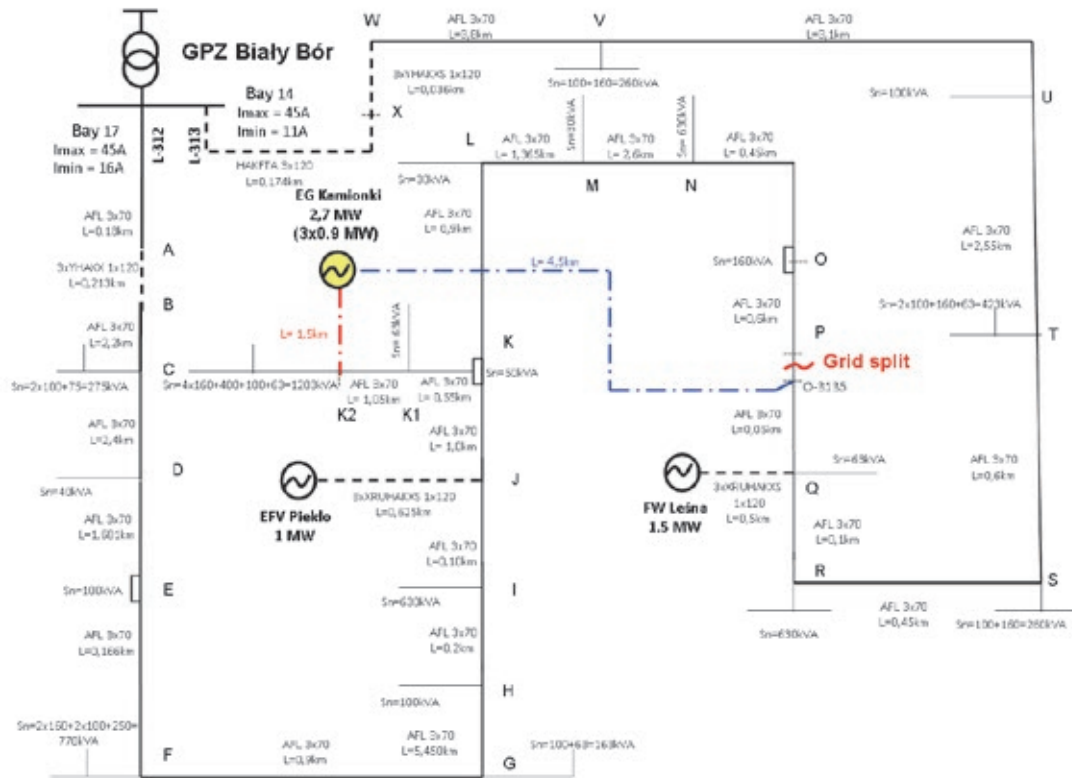


Fig. 1. Initial diagram of analysed MV grid with distributed generation

The grid load can without the sources is ca. 2.36 MW. The losses reach the minimum while FW Leśna and EFV Piekło operate with total output 2.5 MW, which means that these plants' connection was beneficial for the operator, because the power in the grid was almost perfectly balanced. Any additional output (EG Kamionki's connection) indeed increases these losses, but they are exceeding the operator's "initial" losses (in the grid without generation) only beyond EG Kamionki plant's maximum allowed connectable output (0.94 MW) determined in view of a separate grid voltage criterion, i.e. at generation surplus ca. 1.1 MW. Of course, the specific values are relevant only to a specific grid condition (including sources locations), but it should be expected that in most cases the correlation between the active power losses – resulting from the unbalanced generation – and the sources' output limit allowable due to maintenance of the grid voltage not higher than $\pm 10\%$ of the nominal voltage (16.5 and 22 kV), will be very strong, especially in the HV/MV substation with AVR set above 5–7% of the grid rated voltage.

3. Voltage conditions of the operation of generation sources connected to MV bars of HV/MV substation with long MV cable lines

Restrictions of the permission to connect wind farms to 110 kV grid resulted in a tendency to file interconnection request for 10 MW and larger plants. Almost always the original locations of such plants stay unchanged, which precludes their location near existing HV/MV substations, and requires multi-track cable lines with large cross-sections due to the voltage requirements for the power output between the interconnection point (bay in HV/MV

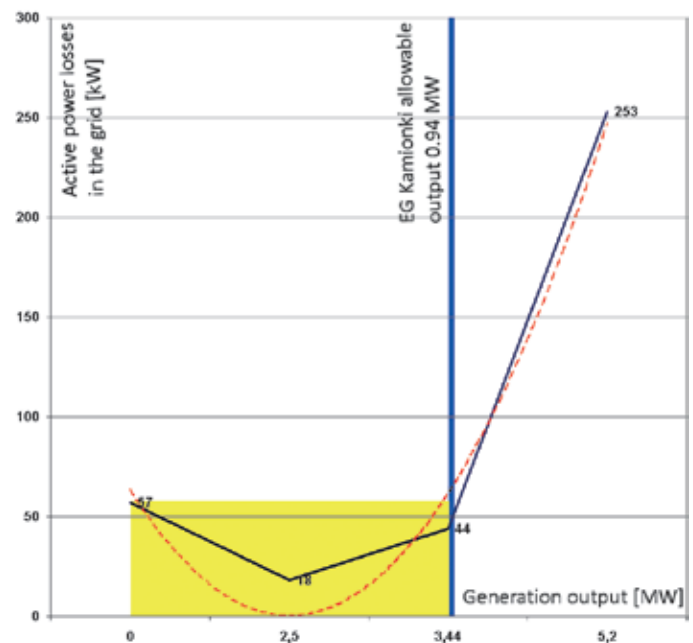


Fig. 2. Dependence of active power losses in the operator's grid on total generation output in the relevant portion of MV grid

substation) and the plant. The long-term load carrying capacity criterion is most often of mediocre importance. It should be noted that the voltages at the end of the applicant's own line are not the operator's problem, and can greatly exceed the limits of $\pm 10\% U_n$ of MV grid. There are known requests filed for plants

Period	UGPZ [kV]	EGKamionki U [kV]	EFV_Piekło U [kV]	FW_Leśna U [kV]	Nodes with U > 16.5 kV [pcs.]	Max. constant grid load [%]	Active power loss [kW]
Option 1 (initial – all power plants off)							
Peak	16.2	15.65	15.69	15.78	0	24	57
Valley	15.8	15.64	15.65	16.15	0	7	5
Option 2 (current grid condition): EFV Piekło and FW Leśna – on, EG Kamionki – off							
Peak	16.2	16.03	16.08	16.26	0	28	18
Valley	15.8	15.64	15.65	16.15	0	28	34
Option 3 (current grid condition): EFV Piekło and FW Leśna – on, EG Kamionki – on, with requested output 2.7 MW							
Peak	16.2	17.38	17.12	16.25	16	72	253
Valley	15.8	16.99	16.69	16.15	13	72	235
Option 4 (current grid condition): EFV Piekło and FW Leśna – on, EG Kamionki – on, with limited output 0.94 MW							
Peak	16.2	16.49	16.44	16.26	0	28	44
Valley	15.8	16.11	16.01	16.15	0	28	49
Option 5 (alternative grid condition): EG Kamionki connection to half-loop outgoing from bay 14, 4.5 km 240 mm² cable, EFV Piekło and FW Leśna – on, EG Kamionki – on, with requested output 2.7 MW							
Peak	16.2	17.18	16.08	17.09	8	58	241
Valley	15.8	17.08	15.65	16.98	8	73	336
Option 6 (alternative grid condition): EG Kamionki connection to half-loop outgoing from bay 14, 4.5 km 240 mm² cable, EFV Piekło and FW Leśna – on, EG Kamionki – on, with limited output 0.75 MW							
Peak	16.2	16.50	16.08	16.48	0	31	46
Valley	15.8	16.40	15.65	16.38	0	36	84

Tab. 1. Determination of EG Kamionki maximum allowed connectable output depending on the grid operation condition (excesses over the allowable voltages are bolded)

with capacities above 10 MW, located over 20 km from the nearest HV/MV substation, which require technically questionable (although feasible) solutions of 3–4-track lines with cross-sections 300 mm² and larger.

Voltages are calculated as for lines with zero load of received power (such plants' own needs are marginal, and, moreover, their connection powers are determined at the point of interconnection in a MV bay of the operator's switching substation).

While permitting the interconnection of such a plant is absolutely necessary to take into account the technical feasibility of outputting and laying such a line from the operator's existing MV switching substation.

4. Voltage ratio selection for set transformers of sources connected deep in MV trunk line

Determination of the source powers allowable due to the required grid voltage cannot guarantee the feasibility of the plant power output, if the designer has not correctly selected the parameters of the line connecting the plant with the grid, and has failed to analyse the source's regulatory capacity, mainly by improper selection of its set transformer's rated voltage ratio. There have been cases in which – despite the specification in the relevant expert opinion of the transformer voltage ratio required for the output of the required connection power due to the

expected voltage on the plant's MV bars – designers select transformers with a ratio typical for receiving transformers (especially 15.75 (21)/0.42 kV).

A plant's regulatory capacity, which influences the power output feasibility, consists of the following major elements:

- regulation range of generator voltage, usually amounting to +5% of the rated voltage, with short time adjustment capacity up +10%
- rated voltage ratio of set transformer, which should take into account the fact that the power flows from the lower voltage side
- tap adjustment range of set transformer, usually load-free, within $\pm 2 (3) \times 2.5\%$.

Assuming a 400 V generator, typical for a biogas plant as an example, then with the transformer rated ratio 15.75/0.4 kV and the extreme tap position it is theoretically possible to obtain the MV bars voltage $400 \times 1.05 \times (15.75 \times 1.05 / 0.4) = 17.36$ kV, which is well above the allowable voltage in 15 kV grid (for e.g. 2 MW power generator with 2.1 MW set transformer the MV bars voltage decreases slightly under load to ca. 17.25 kV).

With 15.75/0.42 kV transformer the theoretically obtainable maximum voltage is only 16.54 kV (16.42 kV under load), i.e. the connection of an object to the HV/MV substation bars only is almost infeasible, especially where AVR's are set to fairly high voltage (16.1–16.3 kV or 21–21.5 kV), and the object is far away

from the HV/MV substation (or the MV line cross-section is smaller than 70 mm²).

It follows from these authors' experience that the initial plant designs submitted as attachments to interconnection requests routinely provide for transformers with lower voltages 0.42 kV (especially in the case of biogas or biomass plants, or photovoltaic farms). Transformers with reduced rated voltage ratio are very rarely proposed in expert opinions on wind farms.

5. Fulfilment of power quality standards concerning voltage distortion

5.1. Assessment of voltage deformation, voltage distortion coefficient limits

In order to assess the power quality at PCC Point of Common Coupling of generation source, the following calculations shall be made:

- presence of individual harmonic voltages (orders 2–50) – iHDu rate (1)
- total harmonic distortion rate THD (2).

If the connection is considered of a generation source deep in a MV grid (to an overhead line, cable line, or MV grid switching substation) the above mentioned calculations are made for the source's point of common coupling, as well as for MV bars of the relevant HV/MV substation.

The calculations take into account:

- powers of the generation sources connected and planned for the connection to the MV grid, the so-called "external sources" in the analysed HV/MV substation, i.e. wind and photovoltaic farms
- powers of the generation sources connected and planned for the connection on the MV side of the HV/MV substation in question
- configuration of MV distribution grid in the immediate vicinity of the analysed HV/MV substation and the MV grid supplied from the considered MV node
- emission of harmonic and inter-harmonic currents the generation sources connected and planned for the connection

Presence of harmonic voltages (harmonic distortion rate of the individual voltage harmonic of order h) at the point of common coupling, of orders from 2 through 50, are determined in relation to the fundamental harmonic (iHDu rate)

$$iHDu = u_h \quad u_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100\% \quad (1)$$

where:

u_h – relative ratio of the rms of harmonic U_h to the fundamental harmonic voltage U_1

U_h – rms of the h -th harmonic voltage

U_1 – rms of the 1-st (fundamental) harmonic voltage.

While the total voltage distortion rate is determined by the equation:

$$THDu = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} u_h^2} \quad (2)$$

Notes:

1. Necessary for the calculations are data contained in the current and supplied by the applicant "Reports from power source quality tests" (certificates of power quality tests) complying with the requirements of the following standards: PN-EN 61400-21, EN 61000-3-12, EN 61000-6-2
2. In the absence of these reports, it is assumed that the maximum values will be determined based on data contained in available scientific publications
3. For point of common coupling the minimum short-circuit power (without the participation of the connected source) is determined.
4. Mixed (hybrid) generation sets are considered as the superposition of the effects of the sets' individual components with respect to their power shares.

It is assumed that the criterion is satisfied where the following values designated in the normal conditions and "n-1" failure condition of transformers in the HV/MV transformer substation satisfy at the point of common coupling and on MV bars of the HV/MV substation (if the source is connected deep in the mV grid) the following inequalities:

- a. total voltage distortion rate: $THDu \leq 4\%$
- b. individual harmonics voltage distortion rate: $iHDu \leq 1.5\%$.

Where any of these inequalities is not satisfied, the issue of interconnection requirements is refused on the grounds of technical infeasibility. Notes:

1. Since various types of sources, for example wind, PV, biomass, can be concurrently connected to MV bars of the HV/MV substation, it was assumed that the values of THD and iHDu specified for wind farms (in accordance with Annex 1 to IRIESD Distribution Grid Code of ENEA Operator sp. z o.o effective from 1 January 2014) shall apply to all generation sources.
2. The individual harmonic voltage distortion limit rate may be exceeded, but not over $iHDu = 2.5\%$ when $THD \leq 4\%$.

5.2. Assessment of interaction between generation sources connected on 110 kV and MV sides of analysed HV/MV substation

Specific risk in distribution grids arises from possible resonance phenomena due to the grid's susceptibility to harmonics of orders $h = 7-17$ (up to 23).

Where wind and PV sources are connected on 110 kV and MV sides, it is necessary to perform simulation calculation of their mutual effect on the distribution grid. The analysis should relate to the voltage distortion rates at points of common coupling, and the occurrence of possible resonance threats in the grids.

The occurrence of harmonic voltages and currents at points of common coupling in 15 kV or 20 kV grids will be affected by the wind and PV farms connected or planned for the connection, and the configurations of 110 kV distribution grid and MV distribution grid. Necessary for the analyses are details of the reactive capacitive powers of shunt capacitor banks BKR installed in the HV/MV substation, and the cable lines capacitance.

For the condition without wind and PV farms' impact on 110 kV side the calculated THD rates usually do not exceed the limits

No	WF output on 15 kV side	HV/LV – A WF output on MV side 6, 8, 10 MW Sk" (110 kV) = 700 MVA WF output 40 and 90 MW on 110 kV side included											
		THDu [%] (Distr. Grid Code ≤4,0%)			Indiv. harm. voltages iHDu [%] (Distr. Grid Code ≤1,5%)								
		WF share on 110 kV side			FW share on 110 kV side								
		0 MW	40 MW	90 MW	0 MW			40 MW			90 MW		
–	[MW]				7	11	13	7	11	13	7	11	13
1	6	2.36	3.86	5.65	0.38	2.23	0.54	1.24	3.31	1.23	2.17	4.52	1.98
2	8	2.97	4.47	6.25	0.49	2.81	0.69	1.36	3.90	1.38	2.29	5.12	2.14
3	10	3.61	5.09	6.86	0.60	3.41	0.84	1.47	4.51	1.54	2.41	5.73	2.31

Tab. 2. Simulation results of 6, 8, 10 MW WF MV impact on 15 kV voltage distortion at point of common coupling – voltage distortion rates THDu_15 kV and for selected voltage harmonics at PCC [Sk" (110 kV) = 700 MVA]. Output to shared bars and 110/MV transformer, with consideration of the impact of external 40 and 90 MW WFs (110 kV)

for MV grids (THDu_dop <4%) for the anticipated wind and PV farms' output to MV grids, but frequently the harmonic voltages of order $h = 5$ to 17 are amplified, and the allowable limits required for individual harmonics by the Distribution Grid Code (iHDu_dop <1.5%) are exceeded.

With consideration of the impact of 30–100 MW WF and PV farms connected to 110 kV grid, THD% in PCC is often exceeded at specific source outputs on MV side. Also iHDu may be exceeded for harmonics of orders $h = 11–17$. The situation worsens at lower short-circuit powers S_k'' and lower powers of transformers in HV/MV substations.

Tab. 1 shows exemplary simulation results of the problem.

5.3. Impact of PCC location, grid capacitance, and capacitor banks BKR on voltage distortion rates

The results of simulation calculations involving the determination of the rates of total harmonic distortion THD and individual harmonic voltages iHDu in the conditions of normal operation of an exemplary HV/MV substation show that these rates depend on, inter alia, the type of connected sources, location of the point of common coupling with the distribution grid [short-circuit power S_k'' (110 kV)], MV grid capacitance and reactive power of the connected shunt capacitor banks BKR. Resonance phenomena in the grid may be amplified (Tab. 3). The excesses over allowable limits refer to THD, as well as, in particular, individual voltage harmonics iHDu of orders $h = 5–11$. Larger excesses are very common in the substation conditions far away from normal (conditions "n-1").

They exceed the limits set out in Annex 1 to IRiESD Distribution Grid Code of ENEA Operator sp. z o.o. and in "Technical criteria for the feasibility assessment of the interconnection of generation units with MV distribution grids of the DSO". In addition, the provisions of the later document are not satisfied with regard to the allowable limits of individual harmonic voltage distortion

rates in the range of $iHDu \leq 2.5\%$ when THD is less than or equal to 4%.

Despite the calculations, it is recommended to carry out at the source acceptance long-term measurements in the PCC, and in the event of THDu excesses over the limit to apply restrictive measures, such as installation of specialized filters by the investor.

6. Conclusions

Generation source's location in MV grid has a major impact on the ability to output its requested connection power, while satisfying the technical requirements of maintaining appropriate voltages in the DSO grid as provided for in the IRiESD Distribution Grid Code. As regards sources to be connected to a MV trunk line in addition to other sources already thereto connected or planned for connection, subject to analysis is the impact of the planned interconnection on these other sources' performance.

The choice of source regulatory capacity is a responsibility of the plant designer, and, if properly made, allows one to fully output the agreed upon connection power from the plant. A plant's design must take into account its location in relation to HV/MV transformer substation through the appropriate choice of parameters of the applicant's line, and the properly sized set transformer.

It should be remembered that the feasibility of plant interconnection with MV grids is often limited by the objective requirements that the DSO must meet to maintain an adequately high voltage on MV bars in the HV/MV transformer substation to be able to supply end-consumers with power of proper quality.

Analysing the compliance with power quality standards as consequence of the connection of wind and photovoltaic plants to MV bars of HV/MV substation requires consideration of the grid configuration, HV/MV substation configuration and loads, and the share of external sources that generate harmonics, i.e. wind farms and photovoltaic power plants connected or planned to be connected to 110 kV and MV grids.

No.	MV substation operation option Tr1 and Tr2 – on, sections s.1 and s.2 – disconnected	HV/MV – B Tr1 Sn = 16 MVA; Tr2 Sn = 16 MVA			
		Connected and planned for connection external sources i.e. WF, PVF (on 110 kV and MV) with capacities: (110 kV): 30 MW; (MV): s.1 = 10 MW; s.2 = 8 MW			
		THDu (in accordance with Annex 1 to IRIESD Distribution Grid Code of ENEA Operator sp. z o.o. the THDu limit for MV grids should be ≤ 4,0%)			
		S _k '' (110 kV) = 450 MVA		S _k '' (110 kV) = 900 MVA	
	BKR1 = BKR2 [MVA]	section 1	section 2	section 1	section 2
1	2.4	3.31	3.23	2.20	1.98
		h = 5 iHDu = 2.80%		h = 7 iHDu = 1.31%	
2	1.2	3.63	3.46	1.61	1.57
		h = 7 iHDu = 3.11%		h = 7 iHDu = 0.96%	
3	0.6	2.48	2.27	2.97	2.60
		h = 11 iHDu = 1.59%		h = 11 iHDu = 2.53%	
4	0.0	4.38	3.99	3.22	2.97
		h = 11 iHDu = 3.86%		h = 11 iHDu = 2.30%	

Tab. 3. Rates of voltage distortion THDu_{15 kV} and individual harmonic voltages with the maximum value at PCC with consideration of WF on 110 kV side as a function of BKR capacitor powers and short circuit power S_k' (110 kV)

Currently many HV/MV substations are saturated with the output powers of sources thereto connected or planned to be connected, which can lead to non-compliance with the power quality standards set out in IRIESD Distribution Grid Code. After commissioning a wind or photovoltaic plant and before its operation's start-up its impact on the MV distribution grid should be measured for at least 7 days (continuously) at its point of common coupling for compliance with the power quality standards set out in IRIESD Distribution Grid Code. The source impact of the distribution grid may need to be reduced by way of technical countermeasures (e.g. filters) taken by the investor.

REFERENCES

- IRIESD Distribution Grid Code, ENEA Operator sp. z o.o., in particular in Annex 1 "Detailed technical requirements for the generating units connected within a distribution network" in the content in force since January 1, 2014.
- A. Trzeciak, I. Grządzielski, K. Marszałkiewicz, "Przyłączanie jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia" [Connecting generation units to medium voltage grids], *ENERGIA Elektryczna*, No. 7, pp. 17–22, 2011.
- K. Marszałkiewicz, I. Grządzielski, A. Trzeciak, "Wielokryterialna analiza możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci SN" [Multi-criteria analysis of the feasibility of RES sources interconnection with MV grids]. Conference proceedings, I. PTPIREE Conference „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” [RES interconnection and interoperation with power system], Warszawa, 23–24 March 2011.
- K. Marszałkiewicz, I. Grządzielski, A. Trzeciak, "Ocena wielokryterialna możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia" [Multi-criteria analysis of the feasibility of generation sources interconnection with MV grids], *Wiadomości Elektrotechniczne*, No. 1, pp. 3–8, 2012.
- I. Grządzielski, K. Marszałkiewicz, A. Trzeciak, "Zastosowanie analizy wielokryterialnej przy ocenie możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia" [Applicability of multi-criteria analysis in feasibility assessment of generation units interconnection with MV grids], International Conference and Fair PSEW 2012, Warszawa – Ożarów Mazowiecki, 22–23 May 2012.
- K. Marszałkiewicz et al., "Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia" [Grid tests and trials to verify expert opinions and assessments of the feasibility of RES interconnection with MV grids]. Conference proceedings, II. PTPIREE Conference „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” [RES interconnection and interoperation with power system], Warszawa, March 2012.
- A. Trzeciak et al., "Kryteria techniczne przyłączenia źródeł rozproszonych do sieci średniego napięcia – dotychczasowe doświadczenia" [Technical criteria of distributed generation sources interconnection with MV grids – the experience so far]. Conference proceedings, III. PTPIREE Conference „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” [RES interconnection and interoperation with a power system], Warszawa, March 2013.
- Grządzielski I., Trzeciak A., Marszałkiewicz K., "Kryteria techniczne przyłączenia OZE do sieci średniego napięcia – standaryzacja podejścia" [Technical criteria of RES interconnectivity with MV grids – standardisation of approach]. Conference proceedings, IV. PTPIREE Conference „Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” [RES interconnection and interoperation with a power system], Warszawa, June 2014.

Ireneusz Grządzielski

Poznań University of Technology

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1973). An assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. The scope of his research interests includes issues related to the power system operation in transient conditions, issues of power system defence and recovery in catastrophic failure conditions, and interconnectivity of distributed generation with a power system.

Krzysztof Marszałkiewicz

Poznań University of Technology

e-mail: krzysztof.marszalkiewicz@put.poznan.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1973). An assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. A specialist in power quality measurements, issues of power system defence and recovery in catastrophic failure conditions, and RES interconnectivity with a power system.

Andrzej Trzeciak

Poznań University of Technology

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1973). An assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. The scope of his research interests includes issues related to engineering and optimisation of distribution grids, issues of the development of databases and decision and calculation support systems, interconnectivity of distributed generation and high power loads with distribution grids.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 27–34. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ warunków napięciowych na możliwości przyłączenia generacji rozproszonej w sieci średniego napięcia

Autorzy

Ireneusz Grzędziński
Krzysztof Marszałkiewicz
Andrzej Trzeciak

Słowa kluczowe

generacja rozproszona w sieci średniego napięcia, kryteria napięciowe przyłączania

Streszczenie

Znaczny wzrost przyłączanych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych generacji rozproszonej do sieci średniego napięcia (SN) powoduje, że kryteria napięciowe stają się bardzo ważne przy ocenie możliwości przyłączenia przedmiotowych źródeł. Odnotowuje się dużo składanych wniosków o przyłączenie źródeł wytwórczych generacji rozproszonej w znacznej odległości (nawet kilkunastu km) od szyn średniego napięcia GPZ. Z reguły są to wnioski o przyłączenie w głębi istniejących magistrali średniego napięcia, a także bezpośrednio do pól rozdzielni SN. Jednym z podstawowych problemów technicznych staje się wtedy dotrzymanie odpowiednich poziomów napięć. Inny problem techniczny dotyczy spełnienia kryterium jakości energii. Współczynnik THD, a także poziom indywidualnych harmonicznych, znacznie wzrasta, osiągając lub nawet przekraczając już w wielu przypadkach wartości graniczne. Autorzy, dysponując bogatym doświadczeniem, przedstawiają w artykule przykłady i wyniki przeprowadzanych niektórych analiz. Wskazują, jaki wpływ mają warunki napięciowe na możliwości przyłączenia generacji rozproszonej do sieci SN.

1. Wprowadzenie

Zgodnie z zapisem punktu 7 załącznika nr 1 do „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD) [1], obowiązującej od 1 stycznia 2014 roku, operator systemu dystrybucyjnego (OSD) został zobowiązany do opublikowania na swoich stronach internetowych kryteriów oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej SN i nn w terminie do 12 miesięcy po wejściu w życie IRiESD. Na podstawie tego zapisu OSD 31 grudnia 2014 roku zamieścili na swoich stronach internetowych następujące dokumenty dotyczące przyłączeń źródeł do sieci średnich i niskich napięć:

- Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego
- Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Od 31 grudnia 2014 roku wnioskodawcy występujący o przyłączenie źródeł mogą zapoznać się z kryteriami, na podstawie których OSD dokonuje oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci SN oraz nn.

Zgodnie z dokumentem „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego”⁵ dokonuje się oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia w oparciu o spełnienie następujących kryteriów [2]:

1. standardów jakości energii elektrycznej
2. warunków zwarciowych w sieci SN
3. dopuszczalnych zmian napięcia w sieci SN
4. zapasu mocy w węźle WN/SN.

Przyjęto zatem, że ekspertyzy dla III grupy przyłączeniowej będą oparte na ocenie wielokryterialnej możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci SN [3–9].

OSD odnotowują w ostatnim okresie znaczący wzrost składanych wniosków o przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci SN. W wielu przypadkach wnioski te dotyczą przyłączenia w głębi magistrali średniego napięcia. Jednym z podstawowych rozwiązywanych problemów jest wtedy niedopuszczenie do ewentualnego przekroczenia granicznych wartości poziomów napięć pracy sieci. Dotyczy to szczególnie magistrali, w których planuje się przyłączenie dwóch lub więcej źródeł wytwórczych. Są także wnioski o bezpośrednie przyłączenie liniami kablowymi inwestora, o znacznej nieraz długości, do szyn rozdzielni SN stacji transformatorowych WN/SN. W większości przypadków konieczny jest dobór odpowiednich przekładni transformatorów blokowych nn/SN w źródle wytwórczym.

Znaczący wzrost przyłączanych i planowanych do przyłączenia elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do SN powoduje, że kryterium jakości energii (głównie odkształcenia napięć) staje się jednym z podstawowych przy ocenie możliwości przyłączenia przedmiotowych źródeł. Współczynnik THD, a także poziom indywidualnych harmonicznych znacznie wzrasta, osiągając lub nawet przekraczając już w wielu przypadkach wartości graniczne. Wskazano na przyczyny znacznego wzrostu tych współczynników oraz przeciwdziałania tym negatywnym zjawiskom.

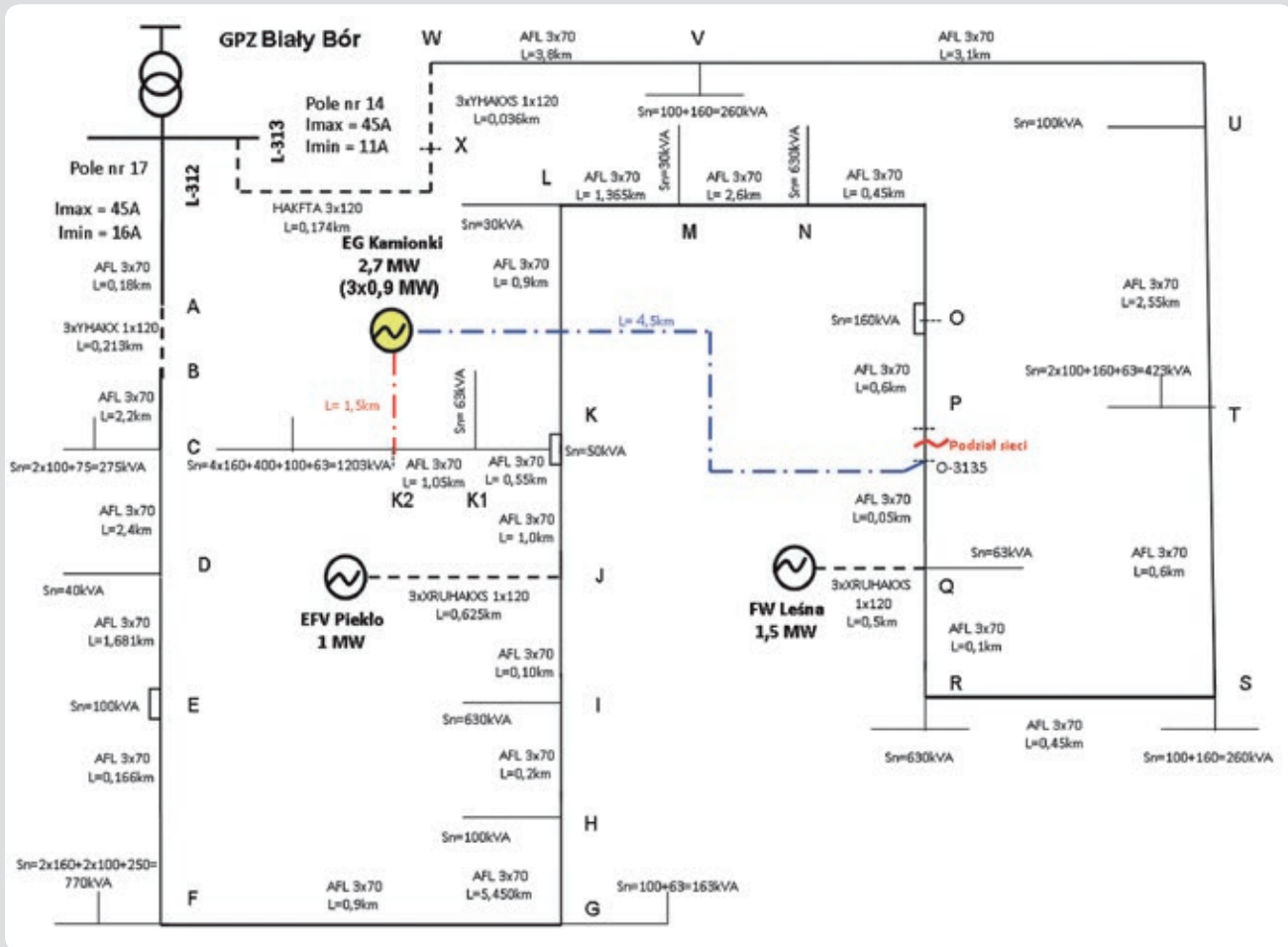
2. Zagrożenia w zakresie dotrzymania dopuszczalnych poziomów napięć w magistralach sieci SN

z przyłączoną generacją rozproszoną
W przypadku przyłączenia źródła wytwórczego bezpośrednio do sieci SN, tj. do linii

napowietrznych lub kablowych oraz rozdzielni sieciowych SN/nn, kryterium napięciowe opiera się na analizie poziomu napięcia w rozpatrywanym ciągu SN w celu umożliwienia wyprowadzenia pełnej mocy z planowanego do przyłączenia źródła wytwórczego. Analiza obejmuje również wpływ przyłączenia rozpatrywanego źródła wytwórczego na odbiorców przyłączonych do przedmiotowego ciągu liniowego SN oraz na pracę przyłączonych i/lub planowanych do przyłączenia innych źródeł wytwórczych ze względu na poziomy napięć.

Przyjmuje się przy tym następujące założenia:

1. Warunkiem dopuszczenia planowanego do przyłączenia źródła wytwórczego w linii SN należącej do OSD jest maksymalna, dopuszczalna wartość górnego i dolnego poziomu napięcia dla każdego węzła w głębi ciągu, wynosząca $\leq \pm 10\% U_n$ sieci SN
2. Obliczenia przeprowadza się dla obciążenia minimalnego i szczytowego w linii z tym zastrzeżeniem, że dla źródła fotowoltaicznego ze względu na jego charakter pracy (praca w ciągu dnia, tj. w okresie, kiedy występuje szczytowe obciążenie) obliczenia przeprowadza się wyłącznie dla obciążenia szczytowego linii
3. W sytuacji, gdy w dowolnym z powyższych przypadków obciążenie linii bez pracującej generacji SN jest większe od sumy mocy generowanej w linii, obliczenia napięciowe dla takiego stanu obciążenia należy uznać za zbędne (spełnione jest kryterium lokalności generacji dla linii, czyli występuje tzw. zbilansowanie mocy odbiorczej z mocą generacyjną w linii)
4. Jeśli nie zachodzi potrzeba wykonywania obliczeń napięciowych ze względu na zbilansowanie mocy w linii, ale analizowane źródło o mocy powyżej 0,5 MW jest w znacznym oddaleniu od stacji transformatorowych WN/SN (10 km



Rys. 1. Schemat wyjściowy analizowanej sieci SN z generacją rozproszoną

i więcej) i wiadomo, że w pobliżu miejsca jego przyłączenia obciążenie w linii SN jest bardzo małe, wówczas należy wykonać analizę napięciową.

Poniżej przedstawiono przykładową analizę wyprowadzenia mocy z planowanej do przyłączenia elektrowni biogazowej (EG) w sieci średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego, w której pracują już dwie inne elektrownie lokalne – elektrownia fotowoltaiczna (EFV) i farma wiatrowa (FW). Stan wyjściowy sieci pokazanej na rys. 1 jest następujący (nazwy własne wszystkich obiektów zostały przyjęte na potrzeby artykułu, struktura sieci jest rzeczywista):

- magistrala SN, jednorodna o przekroju 70 mm² (z krótkimi odcinkami kabli o przekroju 120 mm²), zasilana jest z dwóch pól w GPZ z podziałem na odłączniku O-3135, przy czym miejsce podziału zostało zoptymalizowane ze względu na minimalizację strat przesyłowych po przyłączeniu dwóch pracujących źródeł SN: elektrowni fotowoltaicznej EFV Piekło o mocy 1 MW oraz farmy wiatrowej FW Leśna o mocy 1,5 MW
- wnioskowana elektrownia biogazowa EG Kamionki o mocy 2,7 MW (zaznaczona kolorem żółtym) ma być przyłączona do odczepu w półpetli magistrali wyprowadzonej z pola nr 17 w punkcie K2 i połączona kablem inwestora o długości 1,5 km i przekroju 70 mm², przy czym

operator sieciowy dopuszcza również możliwość alternatywnego przyłączenia obiektu do drugiej półpetli SN wyprowadzonej z pola nr 14

- napięcia utrzymywane przez układ ARN na szynach SN w GPZ wynoszą: 16,2 kV w szczycie oraz 15,8 kV w dolinie obciążenia
 - obciążenia stacji SN/nn nie są znane, na schemacie podano tylko sumy mocy znamionowych transformatorów zasilanych z oznaczonych węzłów w sieci
 - znane są jedynie prądy w polach SN określone na podstawie pomiarów z systemu nadzoru dyspozytorskiego, odpowiednio w szczycie po 45 A dla obu pól oraz w dolinie 16 A dla pola nr 17 oraz 11 A dla pola nr 14
 - obciążenia obliczeniowe stacji SN/nn są wyznaczane metodą podziału obciążenia w polu SN, proporcjonalnie do sumy mocy znamionowej transformatorów zasilanych z każdej półpetli SN.
- Obliczenia przeprowadza się odrębnie dla szczytu dziennego oraz doliny nocnej dla następujących wariantów pracy sieci:
- przed przyłączeniem aktualnie pracujących EFV Piekło oraz FW Leśna
 - po przyłączeniu aktualnie pracujących EFV Piekło oraz FW Leśna
 - po przyłączeniu EG Kamionki z wnioskowaną mocą przyłączeniową 2,7 MW
 - po przyłączeniu EG Kamionki z mocą przyłączeniową ograniczoną do wartości,

przy której spełnione są wymagania napięciowe w sieci oraz możliwa jest do wyprowadzenia pełna moc przyłączeniowa ze źródeł przyłączonych wcześniej do sieci.

Syntetyczne wyniki zestawiono w tab. 1 dla najważniejszych parametrów sieci będących podstawą do określenia dopuszczalnej mocy przyłączeniowej dla wnioskowanej EG Kamionki.

Analiza otrzymanych wyników prowadzi do następujących wniosków:

1. Przyłączenie EG Kamionki z wnioskowaną mocą przyłączeniową 2,7 MW powoduje niedopuszczalny wzrost napięcia w sieci powyżej 16,5 kV nie tylko na szynach obiektu, ale również w znacznej liczbie węzłów sieci z transformatorami SN/nn należącymi do operatora, przy czym zmiana miejsca przyłączenia obiektu nie powoduje powstania warunków dla pozytywnego rozpatrzenia wniosku
2. Wyprowadzenie wnioskowanej mocy 2,7 MW z EG Kamionki (przy założeniu, że obiekt ma odpowiednią zdolność regulacyjną napięcia) spowoduje działanie zabezpieczeń nadnapięciowych w dotychczas pracującym obiekcie w danej półpetli przy próbie wyprowadzenia jego mocy przyłączeniowej, w wyniku czego nastąpi jego odstawienie
3. Maksymalna dopuszczalna moc przyłączeniowa EG Kamionki, przy której

spełnione są wszystkie wymienione wcześniej warunki dla pozytywnego rozpatrzenia wniosku, nie może być większa niż 0,94 MW, przy czym wartość mocy wynika z warunków pracy w szczycie obciążenia sieci ze względu na wysoki poziom napięcia utrzymywany przez układ ARN w GPZ (16,2 kV)

4. W sieci nie występuje zagrożenie przeciążeniowe w obu półpętlach SN

5. Poziom strat mocy czynnej w rozpatrywanym fragmencie sieci operatora znacznie wzrasta po przekroczeniu dopuszczalnej mocy przyłączeniowej określonej dla EG Kamionki na 0,94 MW. Ostatni wniosek warto skomentować w kontekście często podnoszonej problematyki wzrostu strat mocy czynnej w sieci operatora po przyłączeniu generacji dystrybucyjnej. Na rys. 2 pokazano zależność tych strat od mocy generacji w rozpatrywanym fragmencie sieci.

Obciążenie sieci w stanie bez pracujących źródeł wynosi ok. 2,36 MW. Straty osiągają minimum przy pracujących FW Leśna i EFV Piekło o łącznej mocy generacji 2,5 MW, co oznacza, że przyłączenie tych obiektów było korzystne dla operatora, bo prawie idealnie osiągnięto zbilansowanie mocy w sieci. Dalszy wzrost generacji (przyłączenie EG Kamionki) prowadzi wprawdzie do wzrostu tych strat, ale zaczyna one przekraczać straty „wyjściowe” operatora (w sieci bez generacji) dopiero

po przekroczeniu dopuszczalnej wartości mocy przyłączeniowej w EG Kamionki (0,94 MW), wyznaczonej ze względu na odrębne kryterium napięciowe dla sieci, czyli przy nadwyżce generacji wynoszącej ok. 1,1 MW. Oczywiście szczególne wartości mają znaczenie tylko dla konkretnej sytuacji sieciowej (w tym lokalizacji źródeł), jednak należy przypuszczać, że związek strat mocy czynnej – wynikającej z niezbilansowania generacji – będzie w większości przypadków bardzo silny z graniczną mocą źródeł, dopuszczalną ze względu na utrzymanie napięcia w sieci nie większego niż $\pm 10\%$ napięcia znamionowego (16,5 i 22 kV), szczególnie w GPZ z napięciem ARN ustawionym powyżej $5 \div 7\%$ napięcia znamionowego sieci.

3. Warunki napięciowe pracy źródeł wytwórczych przyłączanych do szyn SN GPZ/RPZ długimi liniami kablowymi SN

Ograniczenia zgody na przyłączenie farm wiatrowych do sieci 110 kV spowodowały tendencję do składania wniosków przyłączyńowych dla obiektów o mocach 10 MW i większych. Prawie zawsze pierwotna lokalizacja takich obiektów pozostaje bez zmian, co wyklucza ich położenie w pobliżu istniejących GPZ i wymaga zastosowania wielotorowych linii kablowych o znacznych przekrojach ze względu na wymagania napięciowe dla wyprowadzenia mocy

między miejscem przyłączenia (polem w GPZ) a obiektem. Kryterium obciążalności długotrwałej ma najczęściej mierne znaczenie. Należy zaznaczyć, że wartości napięć na końcu linii należącej do wnioskodawcy nie są problemem operatora i mogą znacznie przekraczać dopuszczalne wartości $\pm 10\%$ U_n sieci SN. Znane są wnioski dla obiektów o mocach powyżej 10 MW zlokalizowanych ponad 20 km od najbliższego GPZ, co wymaga wątpliwych technicznie (aczkolwiek możliwych) rozwiązań linii 3–4-torowych o przekrojach 300 mm² i więcej.

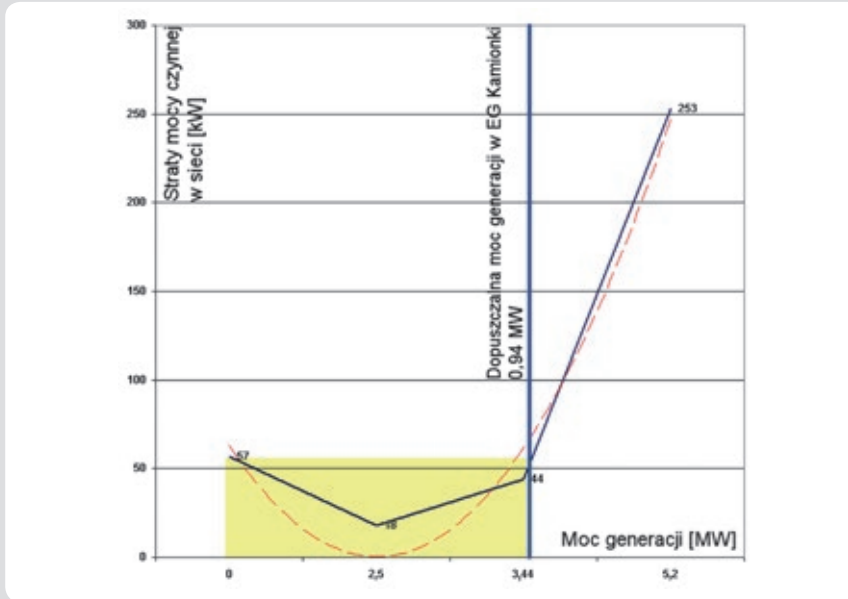
Obliczenia napięciowe przeprowadza się jak dla linii z zerowym obciążeniem mocą odbieraną (potrzeby własne takich obiektów są niewielkie, a ponadto moc przyłączeniowa określana jest dla miejsca przyłączenia w polu SN rozdzielni operatora). Przy ewentualnym wyrażaniu zgody na przyłączenie takich obiektów należy bezwzględnie brać pod uwagę techniczną możliwość wyprowadzenia i ułożenia takich linii z istniejącej rozdzielni SN należącej do operatora.

4. Dobór przekładni transformatorów blokowych źródeł przyłączanych w głębi magistrali SN

Określenie dopuszczalnej mocy źródeł ze względu na wymagany poziom napięcia w sieci nie gwarantuje możliwości wyprowadzenia mocy z obiektu, jeśli projektant

Okres	U_{GPZ} [kV]	EGKamionki U [kV]	EFV_Piekło U [kV]	FW_Leśna U [kV]	Węzły z $U > 16,5$ kV [szt.]	Maks. st. obc. w sieci [%]	Straty mocy czynnej [kW]
Wariant nr 1 (wyjściowy – wszystkie elektrownie odstawione)							
Szczyt	16,2	15,65	15,69	15,78	0	24	57
Dolina	15,8	15,64	15,65	16,15	0	7	5
Wariant nr 2 (aktualny stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki odstawiona							
Szczyt	16,2	16,03	16,08	16,26	0	28	18
Dolina	15,8	15,64	15,65	16,15	0	28	34
Wariant nr 3 (badany stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą wnioskowaną 2,7 MW							
Szczyt	16,2	17,38	17,12	16,25	16	72	253
Dolina	15,8	16,99	16,69	16,15	13	72	235
Wariant nr 4 (badany stan pracy sieci): EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą ograniczoną do 0,94 MW							
Szczyt	16,2	16,49	16,44	16,26	0	28	44
Dolina	15,8	16,11	16,01	16,15	0	28	49
Wariant nr 5 (alternatywny stan pracy sieci): Przyłączenie EG Kamionki do półpętli wyprowadzonej z pola nr 14, kabel 4,5 km o przekroju 240 mm², EFV Piekło oraz FW Leśna – pracują, EG Kamionki pracuje z mocą wnioskowaną 2,7 MW							
Szczyt	16,2	17,18	16,08	17,09	8	58	241
Dolina	15,8	17,08	15,65	16,98	8	73	336
Wariant nr 6 (alternatywny stan pracy sieci): Przyłączenie EG do półpętli wyprowadzonej z pola nr 14, kabel 4.5 km o przekroju 240 mm², EFV oraz FW – pracują, EG pracuje z mocą ograniczoną do 0,75 MW							
Szczyt	16,2	16,50	16,08	16,48	0	31	46
Dolina	15,8	16,40	15,65	16,38	0	36	84

Tab. 1. Określenie dopuszczalnej mocy przyłączeniowej dla wnioskowanej EG Kamionki w zależności od stanu pracy sieci (czcionką bold zaznaczono przekroczenia wartości dopuszczalnych poziomów napięcia)



Rys. 2. Zależność strat mocy czynnej w sieci operatora od całkowitej mocy generacji w rozpatrywanym fragmencie sieci SN

nie dokona prawidłowego doboru parametrów linii łączącej obiekt z siecią oraz zaniedba analizę zdolności regulacyjnej źródła, głównie poprzez niewłaściwy dobór przekładni znamionowej transformatora blokowego. Znane są przypadki, w których – pomimo wskazania w ekspertyzie wymaganej przekładni transformatora, koniecznej dla wyprowadzenia wnioskowanej mocy przyłączeniowej ze względu na spodziewany poziom napięcia na szynach SN obiektu – projektanci dobierają transformatory o przekładni typowej dla transformatorów odbiorczych [szczególnie z przekładnią 15,75 (21)/0,42 kV]. Na zdolność regulacyjną obiektu, wpływającą na możliwość wyprowadzenia mocy, składają się następujące, główne elementy:

- zakres regulacji napięcia generatora, najczęściej wynoszący +5% napięcia znamionowego, z możliwością regulacji napięcia do wartości +10% przez krótki okres
- przekładnia znamionowa transformatora blokowego, która powinna uwzględniać fakt, że przepływ mocy następuje od strony napięcia niższego
- zakres regulacji zaczepowej transformatora blokowego, najczęściej bezobciążeniowej, w granicach $\pm 2(3) \times 2,5\%$.

Jeśli przyjąć jako przykład typowe rozwiązanie w elektrowni np. biogazowej generator na napięcie 400 V, to na szynach SN, przy przekładni znamionowej transformatora 15,75/0,4 kV i skrajnym położeniu przełącznika zaczepów, da się uzyskać teoretyczną wartość napięcia $400 \cdot 1,05 \cdot (15,75 \cdot 1,05 / 0,4) = 17,36$ kV, a więc znacznie powyżej dopuszczalnej wartości napięcia w sieci 15 kV (dla generatora o mocy np. 2 MW z transformatorem blokowym 2,1 MVA pod obciążeniem wartość napięcia na szynach SN nieco spadnie do ok. 17,25 kV).

Zastosowanie transformatora z przekładnią 15,75/0,42 kV pozwala już tylko osiągnąć maksymalne teoretyczne napięcie 16,54 kV

(16,42 kV pod obciążeniem), a więc prawie ogranicza możliwość przyłączenia obiektu tylko do szyn w GPZ, szczególnie tam, gdzie układy ARN nastawione są na dość wysokie poziomy napięcia (16,1–16,3 kV lub 21–21,5 kV), a obiekt jest znacznie oddalony od GPZ (lub linia SN ma przekrój poniżej 70 mm²).

Z doświadczeń autorów wynika, że wstępne projekty obiektów, załączane do składanych wniosków przyłączeniowych, nagminnie przewidują transformatory z napięciami dolnymi 0,42 kV (szczególnie w przypadku elektrowni biogazowych i biomasowych oraz farm fotowoltaicznych). W ekspertyzach farm wiatrowych proponowane transformatory ze zmniejszoną przekładnią znamionową należą do rzadkości.

5. Spełnienie standardów jakości energii elektrycznej w zakresie odkształcenia napięcia

5.1. Ocena odkształceń napięcia, wartości graniczne współczynników odkształcenia napięcia

W celu oceny jakości energii elektrycznej w miejscu przyłączenia PCC (ang. *Point of Common Coupling*) źródła wytwórczego, obliczenia przeprowadza się w zakresie:

- obecności indywidualnych harmonicznych napięcia (o rzędach 2–50) – współczynnik iHDu (1)
- całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia THDu (2).

W przypadku rozpatrywania przyłączenia źródła wytwórczego w głębi sieci SN (do linii napowietrznej, linii kablowej lub do rozdzielni sieciowej SN) ww. obliczenia wykonuje się dla punktu przyłączenia źródła, a także dla szyn rozdzielni SN badanego GPZ.

W obliczeniach uwzględnia się:

- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych w sieci WN tzw. „źródeł zewnętrznych”

analizowanego GPZ, tj.: farm wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych

- moce przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wytwórczych po stronie SN rozpatrywanego GPZ
- konfigurację sieci dystrybucyjnej WN w bezpośrednim sąsiedztwie analizowanego GPZ oraz sieci SN zasilanej z rozpatrywanego węzła SN
- emisję harmonicznych i interharmonicznych prądu przez przyłączone i planowane do przyłączenia źródła wytwórcze.

Obecność harmonicznych napięcia (współczynnik odkształcenia indywidualnej harmonicznej napięcia rzędu h) w miejscu przyłączenia o rzędach od 2 do 50 wyznacza się w stosunku do harmonicznej podstawowej (współczynnik iHDu):

$$iHDu = u_h \quad u_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100\% \quad (1)$$

gdzie:

- u_h – względna wartość stosunku wartości skutecznych danej harmonicznej U_h do składowej podstawowej napięcia U_1
- U_h – wartość skuteczna danej harmonicznej napięcia
- U_1 – wartość skuteczna harmonicznej podstawowej napięcia.

Natomiast całkowity współczynnik odkształcenia napięcia określa zależność:

$$THDu = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} u_h^2} \quad (2)$$

Uwagi:

1. Do wykonania obliczeń konieczne są dane zawarte w aktualnych, dostarczanych przez wnioskodawcę „Raportach z badań jakości źródeł energii” (certyfikatach z badań jakości energii) zgodnych z wymaganiami norm: PN-EN 61400-21, EN 61000-3-12, EN 61000-6-2
2. W przypadku braku powyższych raportów przyjmuje się, że zostaną określone maksymalne wartości na podstawie danych zawartych w dostępnych publikacjach naukowych
3. Dla miejsca przyłączenia wyznacza się moc zwarciovą minimalną (bez udziału przyłączonego źródła)
4. Zespoły wytwórcze mieszane (hybrydowe) rozpatruje się jako superpozycję oddziaływań poszczególnych części składowych zespołu z uwzględnieniem ich udziałów mocowych.

Przyjmuje się, że kryterium jest spełnione, gdy wyznaczone w stanach normalnym i w stanie awaryjnym „n-1” pracy transformatorów w stacji transformatorowej WN/SN wartości następujących wielkości spełniają w miejscu przyłączenia oraz na szynach rozdzielni SN GPZ (jeżeli źródło przyłączone jest w głębi sieci SN) poniższe nierówności:

- a. całkowitego współczynnika odkształcenia napięcia: $THDu \leq 4\%$
- b. współczynnika odkształcenia indywidualnych harmonicznych napięcia: $iHDu \leq 1,5\%$.

W przypadku braku spełnienia jednej z powyższych nierówności wniosek

Lp.	Moc FW po stronie 15 kV	GPZ-A FW po stronie SN o mocy 6, 8, 10 MW $S_{k''}$ (110 kV) = 700 MVA Uwzględniono FW o mocy 40 i 90 MW po stronie 110 kV											
		THDu [%] (IRIESD $\leq 4,0\%$)			Indywidualne harm. nap. iHDu [%] (IRIESD $\leq 1,5\%$)								
		Udział FW stronie 110 kV			Udział FW stronie 110 kV								
		0 MW	40 MW	90 MW	0 MW			40 MW			90 MW		
–	[MW]				7	11	13	7	11	13	7	11	13
1	6	2,36	3,86	5,65	0,38	2,23	0,54	1,24	3,31	1,23	2,17	4,52	1,98
2	8	2,97	4,47	6,25	0,49	2,81	0,69	1,36	3,90	1,38	2,29	5,12	2,14
3	10	3,61	5,09	6,86	0,60	3,41	0,84	1,47	4,51	1,54	2,41	5,73	2,31

Tab. 2. Wyniki symulacji oddziaływania farmy wiatrowej FW SN o mocy 6, 8, 10 MW na poziom odkształcenia napięcia 15 kV w punkcie wspólnego przyłączenia – wartości współczynników odkształcenia napięcia THDu_{15 kV} oraz wybranych harmonicznym napięciem w PCC [$S_{k''}$ (110 kV) = 700 MVA]. Praca na wspólne szyny i transformator 110/SN z uwzględnieniem oddziaływania zewnętrznych FW mocy 40 i 90 MW (110 kV)

kwalfikowany jest do odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków technicznych.

Uwagi:

- Ponieważ do szyn rozdzielni SN GPZ mogą być przyłączone jednocześnie różne rodzaje źródeł, np. FW, EFV, EB, przyjęto, że wartości THDu, iHDu podane dla FW (zgodnie z załącznikiem nr 1 „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ENEA Operator sp. z o.o.”, obowiązującej od 1 stycznia 2014 roku, IRIESD) obowiązują dla wszystkich źródeł wytwórczych.
- Możliwe jest przekroczenie dopuszczalnej wartości współczynnika odkształcenia indywidualnych harmonicznym napięciem, ale nieprzekraczającej wartości iHDu = 2,5% w sytuacji, gdy THDu $\leq 4\%$.

5.2. Ocena wzajemnego oddziaływania źródeł wytwórczych przyłączanych po stronie 110 kV i SN badanego GPZ
Szczególne zagrożenie w sieciach dystrybucyjnych wynika z możliwych zjawisk rezonansowych, spowodowanych podatnością sieci w zakresie harmonicznym rzędu $h = 7-17$ (nawet do 23).

W przypadku przyłączenia FW i EFV po stronie 110 kV i średniego napięcia konieczne jest wykonanie obliczeń symulacyjnych wzajemnego oddziaływania tych źródeł na sieć dystrybucyjną. Analizy powinny dotyczyć poziomów odkształcenia napięcia w punktach wspólnego przyłączenia i występowania możliwych zagrożeń rezonansowych w sieciach.

Na poziom występujących harmonicznym napięć i prądów w punktach wspólnego przyłączenia w sieciach 15 kV lub 20 kV wpływ będą miały pracujące lub planowane do przyłączenia FW i EFV oraz konfiguracja sieci dystrybucyjnej 110 kV i sieci dystrybucyjnej SN. Do analiz niezbędne są informacje o mocach biernych pojemnościowych zainstalowanych BKR w GPZ oraz pojemnościach linii kablowych.

Dla stanu bez uwzględniania oddziaływania FW i EFV od strony 110 kV obliczone

Lp.	Wariant pracy rozdzielni SN Pracują Tr1 i Tr2 rozłączone sekcje s.1 i s.2	GPZ – B Tr1 Sn = 16 MVA; Tr2 Sn = 16 MVA			
		Przyłączone i planowane do przyłączenia zewnętrznych źródeł energii tj.: FW, EFV (po stronie 110 kV i SN) o mocach: (110 kV): 30 MW; (SN): s.1 = 10 MW; s.2 = 8 MW			
		THDu (zgodnie z załącznikiem nr 1 IRIESD ENEA Operator sp. z o.o. wartość graniczna THDu dla sieci średnich napięć powinna wynosić $\leq 4,0\%$)			
		$S_{k''}$ (110 kV) = 450 MVA		$S_{k''}$ (110 kV) = 900 MVA	
	BKR1 = BKR2 [Mvar]	sekcja 1	sekcja 2	sekcja 1	sekcja 2
1	2,4	3,31	3,23	2,20	1,98
		h = 5 iHDu = 2,80%		h = 7 iHDu = 1,31%	
2	1,2	3,63	3,46	1,61	1,57
		h = 7 iHDu = 3,11%		h = 7 iHDu = 0,96%	
3	0,6	2,48	2,27	2,97	2,60
		h = 11 iHDu = 1,59%		h = 11 iHDu = 2,53%	
4	0,0	4,38	3,99	3,22	2,97
		h = 11 iHDu = 3,86%		h = 11 iHDu = 2,30%	

Tab. 3. Wartości współczynników odkształcenia napięcia THDu_{15 kV} oraz indywidualnych harmonicznym napięciem o maksymalnej wartości w PCC z uwzględnieniem FW po stronie 110 kV w funkcji wartości mocy BKR oraz mocy zwarciowej $S_{k''}$ (110 kV)

wartości całkowitego współczynnika odkształcenia THD z reguły nie przekraczają wartości dopuszczalnych dla sieci SN (THDu_{dop} < 4%) dla przewidywanych mocy FW i EFV w sieci średnich napięć, natomiast często występują wzmocnienia harmonicznym napięciem rzędu $h = 5-17$ i przekroczenia dopuszczalnych wartości dla indywidualnych harmonicznym (iHDu_{dop} < 1,5%) wymaganych przez IRIESD.

Przy uwzględnieniu oddziaływania FW i EFV przyłączonych do sieci 110 kV o mocach rzędu 30–100 MW często występuje przekroczenie wartości THDu% w PCC przy określonej mocy źródeł po stronie średnich napięć. Pojawiają się również przekroczenia wartości iHDu dla harmonicznym rzędu $h = 11-17$. Sytuacja pogarsza się przy mniejszych wartościach mocy zwarciowej $S_{k''}$ i mniejszych mocach transformatorów

w stacjach transformatorowych WN/SN. W tab. 1 pokazano wyniki przykładowych obliczeń symulacyjnych omawianego problemu.

5.3. Wpływ miejsca przyłączenia, pojemności sieci oraz baterii BKR na współczynniki odkształcenia napięcia
 Wyniki obliczeń symulacyjnych obejmujących wyznaczenie wartości całkowitego współczynnika odkształcenia THDu oraz indywidualnych harmonicznym napięcia iHDu w stanach pracy normalnej przykładowego GPZ pokazują, że wartości tych wielkości są między innymi funkcją rodzaju przyłączonych źródeł, miejsca przyłączenia do sieci dystrybucyjnej [mocy zwarciowej S_k] (110 kV) oraz pojemności sieci SN i mocy przyłączonych baterii kondensatorów (BKR). Może występować wzmacnianie zjawisk rezonansowych w sieci (tab. 3). Przekroczenia dopuszczalnych wartości dotyczą zarówno wartości THDu oraz w szczególności indywidualnych harmonicznym napięcia iHDu rzędu $h = 5-11$. Większe odstępstwa występują bardzo często w stanach pracy stacji odbiegających od normalnych (stany „n-1”). Przekraczają one dopuszczalne wartości określone w Załączniku nr 1 IRIESD ENEA Operator sp. z o.o. oraz w opracowaniu pt. „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnych średniego napięcia operatora systemu dystrybucyjnego”. Ponadto nie są spełnione zapisy ww. opracowania, w których dopuszczalna jest wartość współczynnika odkształcenia indywidualnych harmonicznym napięcia w zakresie iHDu $\leq 2,5\%$ w sytuacji, gdy wartość THDu jest mniejsza lub równa 4%. Pomimo przeprowadzanych obliczeń zalecane jest przy odbiorze źródła przeprowadzenie długotrwałych pomiarów w PCC i w przypadku wystąpienia przekroczeń dopuszczalnej wartości THDu zastosowanie środków ograniczających, np. zabudowa przez inwestora źródła specjalistycznych filtrów.

6. Wnioski

Lokalizacja źródła wytwórczego w sieci SN ma podstawowy wpływ na możliwość wyprowadzenia wnioskowanej mocy przyłączeniowej, przy zachowaniu technicznych wymogów utrzymania, zgodnie z zapisami IRIESD poziomu napięcia w sieci OSD. W przypadku źródeł dołączanych jako kolejne w linii magistralnej SN, w której pracują lub planowane są do przyłączenia inne generacje, analizie poddawane jest oddziaływanie planowanego przyłączenia na pracę tych źródeł.

Dobór zdolności regulacyjnej źródła spoczywa na projektancie obiektu i prawidłowo dokonany pozwala na pełne wprowadzenie uzgodnionej mocy przyłączeniowej z obiektu. Projekt obiektu musi uwzględniać jego lokalizację w stosunku do stacji transformatorowej WN/SN poprzez odpowiedni dobór parametrów dobrego transformatora blokowy.

Należy pamiętać, że częstym ograniczeniem możliwości przyłączenia obiektów do sieci SN są obiektywne wymagania, jakie OSD musi spełnić w zakresie utrzymywania odpowiednio wysokiego poziomu napięcia na szynach SN w stacji transformatorowej WN/ SN ze względu na konieczność dostarczenia dla jego odbiorców końcowych energii o odpowiednich parametrach jakości.

Przeprowadzanie analiz w zakresie dotrzymania standardów jakości energii, związanych z przyłączeniem elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych do sieci SN GPZ, wymaga uwzględnienia konfiguracji sieci, konfiguracji badanego GPZ, obciążeń GPZ, udziału zewnętrznych źródeł generujących harmoniczne, tj.: farm wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych przyłączonych lub planowanych do przyłączenia do sieci 110 kV i średnich napięć.

Obecnie w wielu GPZ następuje nasycenie mocą generacyjną przyłączanych lub planowanych do przyłączenia źródeł, co może prowadzić do niespełnienia wymagań standardów jakości energii elektrycznej zawartych w IRIESD.

Po uruchomieniu elektrowni wiatrowych lub elektrowni fotowoltaicznych i przed przyjęciem do eksploatacji należy przeprowadzić w punkcie wspólnego przyłączenia trwające co najmniej 7 dni (pomiar ciągły) pomiary oddziaływania omawianej jednostki wytwórczej na sieć dystrybucyjną SN w zakresie zgodności ze standardami jakości energii elektrycznej zawartymi w IRIESD. Może zachodzić konieczność ograniczenia oddziaływań źródła na sieć dystrybucyjną przez zastosowanie przez inwestora technicznych środków zaradczych (np. w postaci filtrów).

Bibliografia

1. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRIESD), ENEA Operator sp. z o.o., w szczególności załącznik nr 1 „Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej”, w treści obowiązującej od 1 stycznia 2014.

2. Trzeciak A., Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Przyłączenie jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *Energia Elektryczna* 2011, nr 7, s. 17–22.
3. Marszałkiewicz K., Grządzielski I., Trzeciak A., Wielokryterialna analiza możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci SN. Materiały konferencyjne, I Konferencja PTPiREE „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, 23–24 marca 2011.
4. Marszałkiewicz K., Grządzielski I., Trzeciak A., Ocena wielokryterialna możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2012, nr 1, s. 3–8.
5. Grządzielski I., Marszałkiewicz K., Trzeciak A., Zastosowanie analizy wielokryterialnej przy ocenie możliwości przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia, międzynarodowa konferencja i Targi PSEW 2012, Warszawa – Ożarów Mazowiecki, 22–23 maja 2012.
6. Marszałkiewicz K. i in., Testy i próby sieciowe dla potwierdzenia wyników ekspertyz oraz ocen możliwości przyłączenia źródeł OZE do sieci średniego napięcia. Materiały konferencyjne, II Konferencja PTPiREE „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym” Warszawa, marzec 2012.
7. Trzeciak A. i in., Kryteria techniczne przyłączania źródeł rozproszonych do sieci średniego napięcia – dotychczasowe doświadczenia. Materiały III Konferencji PTPiREE „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, marzec 2013 r.
8. Grządzielski I., Trzeciak A., Marszałkiewicz K., Kryteria techniczne przyłączania OZE do sieci średniego napięcia – standaryzacja podejścia. Materiały konferencyjne, IV Konferencja PTPiREE „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, Warszawa, czerwiec 2014.

Ireneusz Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączeniem źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Marszałkiewicz

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.marszalkiewicz@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jest specjalistą w dziedzinie pomiarów związanych z jakością energii elektrycznej, problemów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci dystrybucyjnych.

Andrzej Trzeciak

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: andrzej.trzeciak@put.poznan.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z projektowaniem i optymalizacją sieci rozdzielczych, problematyką budowy baz danych oraz systemów wspomagania decyzji i obliczeń, przyłączeniem generacji dystrybucyjnej oraz odbiorów dużej mocy do sieci rozdzielczych.