

# Technical Conditions of Microgenerator Connection to a Low Voltage Network Taking Into Account Valid Rules and Practices Applied in Europe and Poland

## Authors

Marian Sobierajski  
Wilhelm Rojewski

## Keywords

microgeneration, renewable energy sources, low voltage network

## Abstract

Connection of microgenerators to a low voltage network affects the electrical energy quality. In the paper, the basic relationships have been set out to compute voltage deviations and fluctuations. The basic criteria of microgeneration connection to a low voltage network have been given. The valid rules and practices applied in Europe and Poland have been described.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014410**

## 1. Introduction

So far no power limits have been widely adopted which would allow classifying small energy sources as micro-sources. In practice, in many countries included in this category are sources with power from a few watts to several hundred kilowatts. However, a common micro-generation feature is the energy source's connection to a low voltage (LV) distribution network. In Poland, the basic legal act defining the operating conditions of energy sources in the power system is the Energy Law of 10 April 1997. Recently a new Energy Law was re-established, dated 1 January 2014. Another binding document is the Ordinance of the Minister of Economy of 4 May 2007, and probably from 2016 also the Act on the renewable energy sources shall be effective, the most current draft of which (labelled Rev. 6.3) is dated 28 March 2014. The RES Act defines renewable energy source as: "a source that utilises the energy of wind, solar radiation, areothermal, geothermal, hydro – thermal, hydropower, biomass, biogas, agricultural biogas, sea waves, streams, and tides, and bioliquids". In Polish practice, the following types of sources can be mainly used for RES based microgeneration: small wind turbines, small hydro turbines, and photovoltaic cells.

Similarly to renewables, the legislation endorses connecting small cogeneration systems to LV networks. Practically they can be CHP micro-systems with micro gas turbines, fuel cells, and Stirling engines.

Electricity can be generated in micro-sources by a synchronous or asynchronous generator connected to the network directly or via a AC/DC-DC/AC converter system, and a DC power source, such as a fuel cell or photovoltaic cell, connected to network through an inverter (DC/AC).

The draft RES Act 28 March 2014 introduces the notion of installation, small installation, and micro-installations of renewable energy source, which can be characterized as follows.

**RES installation** is a generating unit used for the generation of electricity, heat or cold, or gaseous fuels from renewable sources of energy, including also a technical device that collects and processes stored electricity, heat or cold, or gaseous fuel, which is part of this installation. A small installation is an RES installation with total installed electrical capacity over 40 kW to 200 kW. This means: ( $S_{max} = P_{max}/\cos(\varphi) = 200/0.9 = 222 \text{ kVA}$ ).

Micro-installation is an RES installation with total installed electrical capacity to 40 kW ( $S_{max} = P_{max}/\cos(j) = 40/0.9 = 44 \text{ kVA}$ ).

Polish Standard PN-EN 50438: 2010: "Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks" introduces the notion of a **micro-generator**: "...electricity generator independently of the primary energy source, permanently installed with protection systems, single-phase or multi-phase connected to a low voltage network, with rated current below 16A. This means micro-generation, respectively for single and three-phase sources:

- 1-phase  $S_{nGmax} = Uf_n I_{max} = 230 \text{ V} * 16 \text{ A} = 3680 \text{ VA} \approx 3.7 \text{ kVA}$
- 3-phase  $S_{nGmax} = \sqrt{3} U_n I_{max} = 1.73 * 400 \text{ V} * 16 \text{ A} = 11085 \text{ VA} \approx 11.1 \text{ kVA}$ .

The RES Act also provides that "A generator of electricity (...) from renewable energy sources in a micro-installation, who is a natural person not conducting business, who generates electricity for their own consumption, may sell the unused surplus electricity thereby generated in the micro-installations and output to distribution network". The intended interconnection "a generator of electricity (...) from renewable energy sources in a micro-installation shall notify in writing to the operator of the

power distribution system in the area of which the micro-installations is to be connected". On the other hand: "A power company, the business of which is transmission or distribution of electricity, is required to connect RES installations to the grid, subject to precedence for the connection of a RES installation over an installation which is not RES installation, if there are technical and economic conditions for its connection to the network".

An important provision in the Energy Law, is Art. 7.8: "If an applicant for the connection of a micro-installation to a distribution grid is connected to the grid as end consumer, and the installed capacity of the micro-installation, the connection of which the applicant is seeking, doesn't exceed the limit set out in a previously issued interconnection requirements, the micro-installation shall be connected to the grid on the basis of a micro-installation interconnection notice filed with the power company, to the grid of which the micro-installation will be connected, and after installation of appropriate protections and a smart meter. Otherwise, a micro-installation shall be connected to a distribution network on the basis of a grid interconnection contract".

The micro-installation to grid interconnection notice should include: 1) the name of the applicant, and micro-installation power, 2) details necessary to ensure fulfilment by micro-installation the technical and operational requirements.

In a similar manner, "subject to notice", micro-generation unit interconnection is permitted in most European countries. However, such an easygoing procedure is not in place in countries such as: Austria, Switzerland, Czech Republic, Germany, Spain, Finland, France, Italy, Norway and Sweden. Presumably also there the regulations will be relaxed sometime in the future. For installations that require concluding a grid interconnection contract, its terms and conditions shall be set by the relevant distribution system operator. Typically, in the interconnection requirements the distribution network operator determines the PCC Point of Common Coupling, interconnection method, requirements for micro-source switching and protections, active power output management under normal conditions and control at frequency changes in the power system, as well as requirements for reactive power output.

Issue of the interconnection requirements is regarded as the promise of a contract, so earlier the distribution network operator assesses the impact of the micro-generation interconnection to the grid on its operating conditions and the electricity quality. The following electricity quality related issues are taken into account:

- voltage deviations
- rapid voltage changes and fluctuations
- light flicker
- harmonics
- voltage unbalance
- switching disturbances (collapses)
- signal transmission faults
- impact on short-circuit currents.

Assessment procedures of the micro-source interconnection impact on electricity quality should be as simple as possible. They should be based either on simple calculations, or on the

interconnected device's appropriate certification of compliance with relevant EMC standards.

The RES Act's significant provision is the introduction of the notion of a micro-installation installer. The act specifies a number of formal requirements to be met by a person called an "installer", whereas the main substantive requirements include completion of appropriate training and passed exam documented with a certificate.

## 2. Micro-source and low-voltage network interoperability criteria

In practice it is necessary to formulate as simple and clear as possible criteria for the method of a micro-source's interconnection with the network, its maximum power, and requirements for acceptable impact on electricity quality indicators. These criteria on the one hand result from analyses and practical experience of micro-sources' operation in low voltage networks, and on the other from requirements of relevant standards and regulations. Specified in Tab. 1 are selected standards that set out basic requirements for power quality, which must be absolutely taken into account in assessing the micro-source impact on the low voltage distribution network performance.

Specified in Tab. 2 are practical criteria (according to the maximum power) and electricity quality requirements applied in several countries to micro-generators connected to low voltage networks. In countries where micro-generation (mainly using photovoltaics) had already developed, some specific requirements were worked out for providing these sources with active and passive power controls. An example is Germany, where the three basic principles set out in [3] are followed. Reactive power control:

- for a system with power  $S_{max} \leq 3.68 \text{ kVA}$   $\cos\phi$  within the range from 0.95 cap. to 0.95 ind.
- for a system with power  $3.68 \text{ kVA} < S_{max} \leq 13.8 \text{ kVA}$  control according to preset characteristic  $\cos\phi(P)$ , or  $\cos\phi$  preset by DSO in the range from 0.95 cap. to 0.95 ind.

Standard No.	Standard title
PN-EN 61000-2-2	Compatibility levels of low-frequency conducted disturbances and signals transmitted in public low-voltage supply systems
PN-EN 61000-2-4	Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances,
PN-EN 61000-3-2	Limits for harmonic current emissions (equipment input current $\leq 16$ A per phase)
PN-EN 61000-3-12	Limits for harmonic current produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current $>16$ A and $\leq 75$ A per phase
PN-EN 61000-3-3	Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with rated current 16 A
PN-EN 61000-3-11	Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems - Equipment with rated current $\leq 75$ A and subject to conditional connection
PN-EN 61800-3-2008	Adjustable speed electrical power drive systems - Part 3: EMC requirements Part 3: EMC requirements and special test methods
PN-EN 50160	Supply voltage parameters of public distribution networks
PN-EN 50438	Requirements for micro-generating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks

Tab. 1. Selected EMC standards related to electricity quality in low voltage network

- for a system with power  $S_{max} > 13.8 \text{ kVA}$  control according to preset characteristic  $\cos\phi (P)$ , or  $\cos\phi$  preset by DSO in the range from 0.9 cap. to 0.9 ind.

Active power control as a function of frequency: for all cases considered automatic reduction of active power at  $f > 50.2 \text{ Hz}$  according to preset characteristic  $P(f)$ .

Remote active power control:

output power reduction for a system with power  $S_{max} > 100 \text{ kW}$  enforced by the distribution network operator.

In Poland there are no uniform and detailed requirements and criteria for micro-source connection to low voltage network. The practice is that distribution network operators include in their distribution grid codes some partial requirements formulated on the basis of foreign data, and their own, so far modest, experience. For example, in its distribution grid code Tauron Distribution SA has determined the maximum power of a micro-source connected to low voltage network in the following way:

- up to 3 kW – single-phase or multi-phase
- 3–10 kW – multi-phase only (10 kW limit is below 40 kW micro-installation capacity limit adopted in the RES Act).

In the domestic distribution grid codes the typical basic requirement for sources connected to low voltage network is that the total connected rated power of all sources (connected and planned for connection) does not exceed the rated power of the transformer installed in the MV/ LV substation ( $S_{Tmax} \leq S_{nTSM/nN}$ ). Also the connected rated power of all generators connected directly (or through a separate line) to a MV/LV transformer substation should not exceed the power of the estimated or measured transformer load. For connectability assessment the connection in the LV network is treated as PCC. However, the actual connection point is the point of the micro-source's inclusion to the network or system. It may be:

- current terminals at the output to an electrical installation loads in connection
- current terminals of a switchgear in a consumer's distribution installation
- current terminals in a new connection.

### 3. Assessment methodology of micro-source connection impact on electricity quality

The decision to conclude a contract for a micro-installation's or small installation's interconnection to a low voltage network requires prior assessment of whether its operation in the network will cause an excess of acceptable electricity quality indicator

levels, and/or an overload of the network system components. Such an assessment requires collection of much data and information about the network conditions in the planned point of the micro-installation's or small installation's common coupling (i.e. short-circuit power and voltage level in various network load conditions) and the generating units' details. Presented below are the requirements set out in regulations and the assessment method of micro-source connection impact on voltage changes (voltage deviations), voltage fluctuations (dynamic voltage changes), light flicker, voltage asymmetry, and harmonic emissions.

#### 3.1. Micro-generator/ system setup

Let's analyse a 3-phase microgenerator connected to a MV/LV transformer substation with a line with impedance  $Z_L$  (Fig. 1). The line impedance can be incorporated into the impedance of a source that models the system. As a result, connection of the micro-generator is equivalent to connecting to an external system of an ideal current source through an impedance

$$\underline{Z} = \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \tag{1}$$

where:

$\underline{Z}_Q$  – impedance of the external system,  $\underline{Z}_T$  – impedance of MV/LV transformer,  $\underline{Z}_L$  – impedance of line connection between micro-generator and MV/LV transformer.

In PCC node the microgenerator inputs active and reactive power to the LV network's selected phase. The most pessimistic situation is considered here, i.e. the network load is neglected.

In Fig. 1 TnN node corresponds to LV terminals of an MV/LV transformer, and is characterized by short-circuit power  $S_{kT}$ . S node corresponds to MV terminals of an MV/LV transformer, and is characterized by short-circuit power  $S_{kQ}$  of the external network. Short-circuit power in PCC node is:

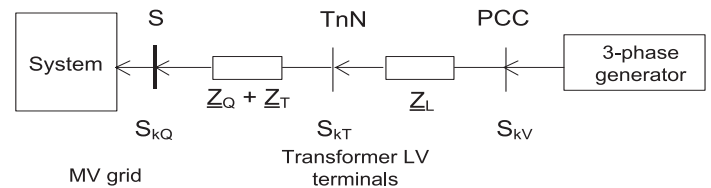


Fig. 1. Schematic diagram of micro-generator connection to power system

Country	Voltage V	Max. power kW (kVA)	Max. power kW (kVA)	Voltage deviations $\Delta u$	Fast voltage changes $\Delta u_a$	Light flicker	Asymmetry $U_2/U_1$	Harmonics
-	-	1-phase source	3-phase source	%	%	$P_{st}, P_{It}$	%	$I_n/I_1$
Germany	230/400	$\leq 4.6 \text{ kVA}$	$> 4.6 \text{ kVA}$ , additional division: ( $\leq 30 \text{ kVA}$ ) ( $> 30 \text{ kVA}$ )	$\leq 3.0$	$\leq 3.0$	$\leq 0.5$	$\leq 2.0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Italy	230/400	$\leq 6 \text{ kW}$	$> 6 \text{ kW}$ additional division: ( $\leq 20 \text{ kW}$ ) ( $> 20 \text{ kW}$ )	$\leq 3.0$	$\leq 3.0$	$\leq 0.5$	$\leq 2.0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Spain	230/400	$\leq 5 \text{ kW}$	$> 5 \text{ kW} < 100 \text{ kW} < S_{nTSM/nN}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 0.5$	$\leq 2.0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12

Tab. 2. Comparison of criteria and requirements for micro-generating plant connection to low voltage network in several European countries [2]

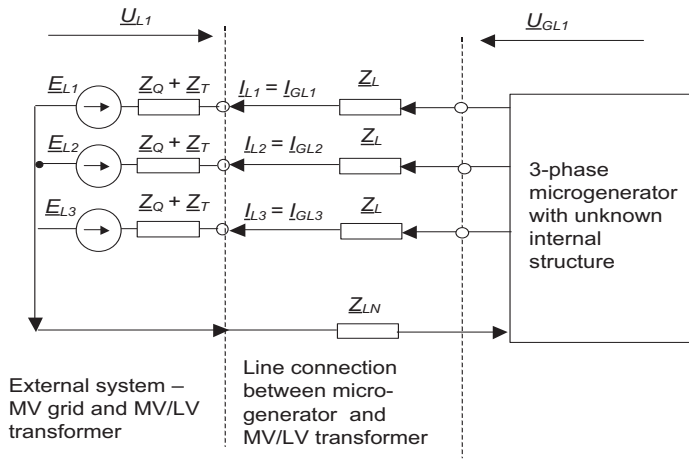


Fig. 2. Model circuit of power system with connected micro-generator of unknown internal structure

$$S_{kV} = \frac{U_{nN}^2}{|Z_Q + Z_T + Z_L|} \quad (2)$$

where:

$U_{nN}$  – LV network rated voltage.

Fig. 2 shows a 3-phase circuit that models a power system with connected 3-phase micro-generator.

The system's electromotive force (EMF)  $E$  results from the whole system's operation, and can be treated as an ideal 3-phase source of voltage independent of the microgenerator's connection/disconnection. The system operation is planned and directed by the distribution system operator (DSO) in such a way that the voltages in consumer service lines are close to the rated value. It can therefore be assumed that EMF  $E$  is equal to the rated network voltage. Provided that EMF  $E$  vector in phase  $L1$  lies in the real numbers axis:

$$\underline{E}_{L1} = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad \underline{E}_{L2} = a^2 E, \quad \underline{E}_{L3} = a E \quad (3)$$

where:

$a = e^{j2\pi/3}$  – operator of rotation by angle of 120 grades.

A micro-generator may be a synchronous or asynchronous generator, or another DC current source connected to the external system through a DC/AC converter. The reference vector for electrical values that describe the micro-generator is the external system's EMF  $\underline{E}_{L1} = E + j0$ . Microgenerator with unknown structure can be treated as an ideal source of current  $I_{Gn}$ , the flow of which through branch with impedance  $Z$  shifts the vectors node voltages in the network. Fig. 3 shows the diagram for phase  $L1$ , provided that:

$$\underline{I}_G = I_G e^{j\beta}, \quad \underline{U}_{jG} = U_{jG} e^{j\delta} \quad (4)$$

where:

$\beta$  – vector angle of micro-generator current,  $\delta$  – vector angle of voltage on micro-generator terminals.

Micro-generator complex output power:

$$\underline{S}_G = 3 \underline{U}_{jG} \underline{I}_G^* = \sqrt{3} U_G I_G e^{j(\delta-\beta)} = \sqrt{3} U_G I_G e^{j\varphi} \quad (5a)$$

$$\underline{S}_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos\varphi + j \sqrt{3} U_G I_G \sin\varphi = P_G + jQ_G \quad (5b)$$

where:

$\varphi = \delta - \beta$  micro-generator power angle.

The active and reactive powers are given by the following formulas:

$$P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos\varphi, \quad I_G \cos\varphi = \frac{P_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6a)$$

$$Q_G = \sqrt{3} U_G I_G \sin\varphi, \quad I_G \sin\varphi = \frac{Q_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6b)$$

The voltage loss between the micro-generator and the system depends on the micro-generator power angle and is:

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j\beta} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j(\delta-\varphi)} \quad (7a)$$

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} (R + jX) (I_G \cos(\delta - \varphi) + j I_G \sin(\delta - \varphi)) \quad (7b)$$

$$\underline{U}_{EG} = U_{EGa} + j U_{EGb} \quad (7c)$$

where:

$$U_{EGa} = \sqrt{3} R I_G \cos(\delta - \varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(\delta - \varphi)$$

– longitudinal phase-to-phase voltage loss at current flow from micro-generator terminals to external system,

$$U_{EGb} = \sqrt{3} R I_G \sin(\delta - \varphi) + \sqrt{3} X I_G \cos(\delta - \varphi)$$

– lateral phase-to-phase voltage loss at current flow from micro-generator terminals to external system.

The phase-to-phase voltage drop is related to power transmission from the micro-generator to the system, and is equal to the difference between the root-mean-square phase-to-phase voltage on the generator terminals and the phase-to-phase EMF of the system:

$$\Delta U = U_G - \sqrt{3} E \quad (8)$$

The external system's EMF is rigid, therefore the voltage drop is also the deviation of the voltage on the micro-generator terminals.

If the angle offset between the vectors of  $\underline{U}_G$  and  $\underline{E}$  is small, i.e.  $\delta \approx 0$ , it can be assumed that the voltage drop is approximately equal to the longitudinal voltage loss. Practical formulas for deviation of the voltage on micro-generator terminals have the following form:

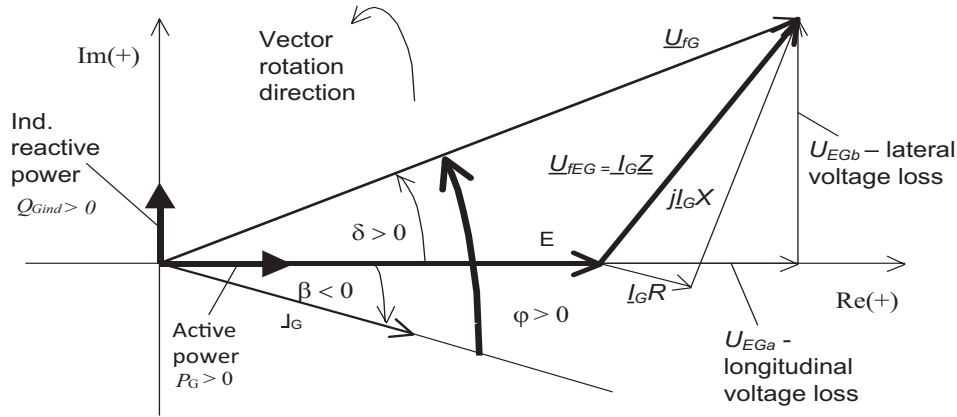


Fig. 3. The micro-generator outputs active power and inductive reactive power to low voltage network

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R I_G \cos(-\varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(-\varphi) \quad (9a)$$

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \cos \varphi + \sqrt{3} X \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \sin \varphi \quad (9b)$$

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi \quad (9c)$$

If angle  $\varphi = \varphi_{ind} > 0$ , the micro-generator generates inductive reactive power, i.e. it outputs the reactive power to the LV network. The micro-generator inductive reactive power in this case is positive  $Q_{Gind} > 0$  (Fig. 3).

Voltage deviation at the generator operation with an inductive power factor is:

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi_{ind} + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi_{ind} \quad (10)$$

Voltage on the generator terminals at an inductive power factor is always higher than the system voltage E:

$$U_G \cong \sqrt{3} E + \Delta U \quad (11)$$

If angle  $\varphi = -\varphi_{cap} < 0$ , the micro-generator generates capacitive reactive power, i.e. it intakes the reactive power from the LV network, and then the micro-generator reactive power is negative  $Q_{Gcap} < 0$ .

Voltage deviation at micro-generator operation with capacitive power factor results from the following formula:

$$\sin \varphi_{cap}, \cos \varphi_{cap} \quad \Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi_{cap} - X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi_{cap} \quad (12)$$

Depending on the power angle sine the voltage deviation can be positive, zero or negative. As a result, the voltage on the micro-generator terminals can be even lower than the system voltage. If  $\varphi = 0$ , the micro-generator generate active power only (Fig. 5). This operation variant is the most advantageous from the viewpoint of active power transmission losses.

Voltage deviation at the micro-generator operation with power factor equal to one results from the following formula:

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \quad (13)$$

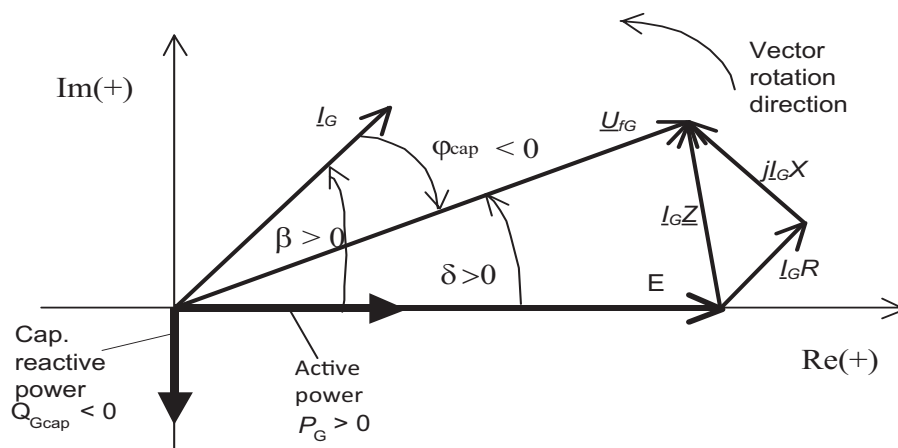


Fig. 4. Micro-generator outputs active power and capacitive reactive power to LV network low (intakes inductive reactive power from the network)

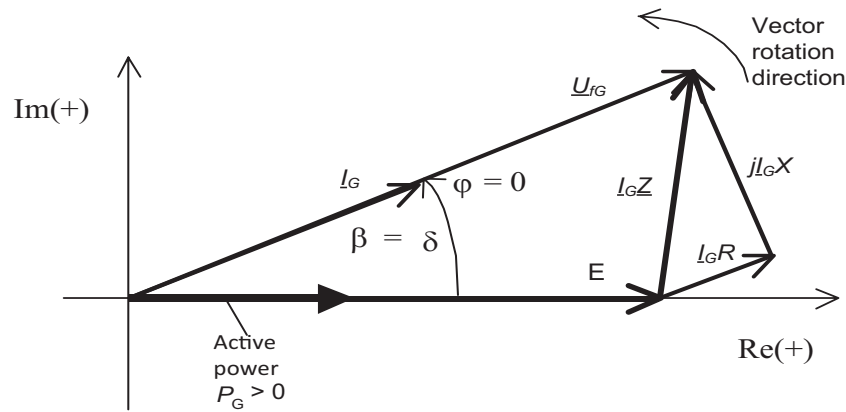


Fig. 5. Micro-generator outputs only active power to LV network

Active power transmission losses in this case are the smallest possible:

$$\Delta P_{losses} = RI_G^2 = R \frac{P_G^2 + Q_G^2}{U_G^2} = R \frac{P_G^2}{U_G^2} \quad (14)$$

### 3.2. Allowable voltage deviations

It is assumed in European practical solutions that in normal network operating conditions no voltage change due to operation of all generating units in the LV network should exceed in any point of the network 3% of the voltage without the generation [3].

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_{nN}} 100\% = \frac{\sqrt{3}(RI_G \cos\varphi + XI_G \sin\varphi)}{U_{nN}} 100\% \quad (15a)$$

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3}U_{nN}(RI_G \cos\varphi + XI_G \sin\varphi)}{U_{nN}^2} 100\% \quad (15b)$$

$$\Delta u = \frac{S_G(R \cos\varphi + X \sin\varphi)}{U_{nN}^2} 100\% \leq 3\% \quad (15c)$$

It follows from formula (15c) that the voltage deviation can also be calculated using micro-generator active and reactive power outputs:

$$\Delta u = \frac{P_G R + Q_G X}{U_{nN}^2} 100\% \leq 3\% \quad (16)$$

The impact of multiple micro-sources on the voltages in their points of common coupling is determined by superposition of the voltage deviations caused by operation of individual micro-sources, while the appropriate power factor of the individual micro-source outputs should be taken into account.

### 3.3. Allowable voltage fluctuations

Network voltage fluctuations due to micro-source switching operations are assessed on the basis of provisions of the following standards:

- PN-EN 61000-2-2/2-4 (on overall compatibility levels)
- PN-EN 50438 (for micro-sources)
- PN-EN 61000-3-3 (for devices with rated current up to 16 A)
- PN-EN 61000-3-11 (for devices with rated current > 16 A and < 75 A).

In normal network operating conditions no voltage fluctuations in PCC point, due to micro-source switching operations, should exceed 3% of the network rated voltage  $U_{nN}$  in the PCC point. The largest step change in voltage occurs during micro-generator start-up and is approximately equal to modulus of the longitudinal voltage loss from the starting current:

$$\Delta U_a = \sqrt{3}k_r I_{nG}(R \cos\varphi_r + X \sin\varphi_r) \quad (17)$$

where:

$$k_r = \frac{I_r}{I_{nG}} - \text{start current factor,}$$

$\varphi_r$  – power angle of micro-generator at start-up.

Fast voltage change is referenced to the voltage before switching the micro-source on, usually the network rated voltage. As allowable fast voltage change is denominated in percentages, therefore:

$$\Delta u_a = \frac{\Delta U_a}{U_{nN}} 100\% \quad (18a)$$

$$\Delta u_a = \frac{\sqrt{3}(Rk_r I_{nG} \cos\varphi_r + Xk_r I_{nG} \sin\varphi_r)}{U_{nN}} 100\% \quad (18b)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG}(R \cos\varphi_r + X \sin\varphi_r)}{U_{nN}^2} 100\% \quad (18c)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \left( \frac{R}{Z} \cos\varphi_r + \frac{X}{Z} \sin\varphi_r \right)}{\frac{U_{nN}^2}{Z}} 100\% \quad (18d)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} (\cos \psi \cos \varphi_r + \sin \psi \sin \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \quad (18e)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \cos(\psi - \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (18f)$$

where:

$$\psi = \arctg\left(\frac{X}{R}\right)$$

– angle of the network short-circuit impedance as seen from micro-generator terminals, inductive power angle  $\varphi_r = \varphi_{rin} > 0$ , capacitive power angle  $\varphi_r = -\varphi_{rcap} < 0$ .

The pessimistic impact of switching on a micro-generator on sudden changes in the PCC voltage can be estimated by assuming the cosine in equation (18f) as one. The result is the maximum fast voltage change determined by the ratio of rated and short-circuit powers:

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{maxG}}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (19)$$

where:

$S_{kV}$  – short-circuit power in micro-generator's PCC point,  $S_{maxG}$  – maximum available source power.

Where factor  $k_r$  is not determined on the basis of accurate micro-generator details, usually the following reference values are adopted:

- $k_r = 1$  for generating units connected through an inverter
- $k_r = 1.2$  for synchronous generators
- $k_r = 4$  for asynchronous generators switched on to network at 95–105 % of their synchronous speed
- $k = 8$  for asynchronous generators with motor start (switched on to network as motors).

If fast voltage changes  $\Delta u_a$  calculated after formula (9) do not meet the required condition, they must be recalculated after more accurate formula (18f), taking into account network short-circuit impedance angle  $\psi$ , and power angle at start-up  $\varphi_r$ .

### 3.4. Allowable light flicker

Light flicker factors (short-term  $P_{st}$  and long-term  $P_{lt}$ ) induced in a network by micro-sources are assessed on the basis of provisions of the following standards:

- PN-EN 61000-2-2/2-4 (on overall compatibility levels)
- PN-EN 50438 (for micro-sources)
- PN-EN 61000-3-3 (for devices with rated current up to 16 A)
- PN-EN 61000-3-11 (for devices with rated current > 16 A and < 75 A).

The standard provisions set out the following requirements:

$$P_{st} < 1,0, P_{lt} < 0,65 \quad (20)$$

where:

$P_{st}$  – short-term flicker,  $P_{lt}$  – long-term flicker.

A connected micro-source's compliance with these requirements should be documented by its manufacturer with the certificate of conformity, or by specification of the maximum allowable network short-circuit impedance  $Z_{kmax}$  up to which the device can be connected without fear of inducing light flicker in excess of the allowable limit. Short-circuit impedance at the micro-source's PCC point should be less than that specified by the manufacturer.

The question arises, how to estimate flicker  $P_{stTnN}$  in TnN node on the basis of flicker  $P_{stPCC}$  determined for PCC node. The following relations apply here:

$$P_{stTnN} = \frac{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T|}{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L|} P_{stPCC} \quad (21a)$$

$$P_{stTnN} = \frac{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T|}{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L|} \frac{U_{nN}^2}{U_{nN}^2} P_{stPCC} \quad (21b)$$

$$P_{stTnN} = \frac{S_{kT}}{S_{kV}} P_{stPCC} \quad (21c)$$

Line impedance  $\underline{Z}_L$  is much larger than the system and transformer impedances. As a result, flicker is quickly suppressed in an LV network.

If in a network point the connection of a micro-installation or small installation made up of several different generating units is considered, then the resultant flicker can be determined on the basis of the flickers induced by the individual units:

$$P_{lt} = \sqrt{\sum_{i=1}^N P_{lti}^2} \quad (22)$$

where:

$N$  – number of micro-sources connected to the low voltage network node.

### 3.5. Allowable harmonic levels

Micro-source current harmonics induce harmonics in the network voltage. Limits for current harmonics are provided in the following standards:

- PN-EN 61000-2-2 (on overall compatibility levels)
- PN-EN 50438 (for micro-sources)
- PN-EN 61000-3-2 (for devices with rated current up to 16 A)
- PN-EN 61000-3-12 (for devices with rated current > 16 A and < 75 A).

Allowable levels of current harmonics of micro-sources with a rated current up to 16 A, qualified as Class A devices (according to PN-EN 61000-3-2) are specified in Tab. 3.

By analogy with the compatibility standard PN-EN 61000-3-2 for micro-sources of current up to 16 A, to micro-sources with rated current from 16 to 75 A provisions of the standard for devices in the same current range, i.e. PN-EN 61000-3-12, can be applied. Specified in Tab. 4 are allowable current harmonic emissions for symmetrical three-phase devices according to standard PN-EN 61000-3-12.

Order	Maximum allowable current harmonics [A]
Odd harmonics	
3	2.30
5	1.14
7	0.77
9	0.40
11	0.33
13	0.21
15 ≤ n ≤ 39	0.15 × 15/n
Even harmonics	
2	1.08
4	0.43
6	0.30
8 ≤ n ≤ 40	0.23 × 8/n

Tab. 3. Maximum allowable current harmonics for A Class devices and micro-sources (PN-EN 50438)

Total harmonic distortion THD of the current, and partial weighted harmonic distortion PWHD of the current are given by:

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (23a)$$

$$PWHD_i = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} n \cdot \left( \frac{I_h}{I_1} \right)^2} \quad (23b)$$

Relative levels of even harmonics up to the 12th should not exceed 16/n [%]. The level harmonics of any order higher than 12 are included in THD and PWHD in the same way, as harmonics of odd orders. Short circuit ratio is defined as follows:

$$R_{sce} = \frac{S_{kV}}{S_{max}} \quad (24)$$

Minimum value $R_{sce}$	Allowable current harmonic levels $I_h/I_1$ [%]				Allowable current harmonic distortion [%]	
	15	17	111	113	THDi	PWHDi
33	10.7	7.2	3.1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
> = 350	40	25	15	10	48	46

Tab. 4. Allowable current harmonic emissions for symmetrical three-phase devices, as per PN-EN 61000-3-12

where:

$S_{kV}$  – short-circuit power at micro-source PCC,  $S_{max}$  – maximum available apparent micro-source power.

For other short-circuit ratios  $R_{sce}$  linear interpolation between successive  $R_{sce}$  is admitted. Where the level of harmonics in micro-source current is known, its compliance with the standards can be assessed on the basis of the short-circuit conditions at the PCC point, and the limit values set out given in Tab. 4. Another solution is the manufacturer's specification of the minimum required short-circuit power (or short-circuit ratio  $R_{sce}$ ) at PCC. A connected micro-source's compliance with these requirements should be documented by its manufacturer with the certificate of conformity, or results of accredited laboratory's measurements.

### 3.6. Allowable voltage asymmetry

Voltage asymmetry is considered as a long-term phenomenon, i.e. in time intervals of 10 min. or longer. The asymmetry level is assessed based on the ratio of negative to positive sequence voltages. Standard PN-EN 61000-2-2, which specifies the compatibility level for devices operated in public networks in terms of asymmetry, allows for a 2% ratio of negative to positive sequence voltages. In industrial networks, to which part 2–4 of the standard refers, the asymmetry level elevated to 3% is allowed. In addition, the standard contains the comment that in practice the asymmetry induced by connection of a single-phase load can be estimated by the ratio of the connected single phase device's power to 3-phase short-circuit power at the point of its connection.

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} 100\% = \frac{S_{max}}{S_{kV}} 100\% \quad (25)$$

In the German practice [3] some additional practical requirements are applied. If at any point several single-phase micro-sources are connected, it must be ensured that the allowable difference in individual phases does not exceed 4.6 kVA.

### 4. Micro-source impact on short-circuit currents

The effect of micro-generation impact on the short-circuit current at PCC depends on the type and power of micro-sources. The following rules are adopted for estimation of short-circuit currents of various micro-source types:

- $I''_K = 8I_{nG}$  – synchronous generators
- $I''_K = 6I_{nG}$  – asynchronous generators connected directly to network
- $I''_K = I_{nG}$  – sources connected through inverters.

### 5. Final conclusions

The paper discusses the micro-generation impact on electricity quality in low voltage networks with regard to applicable standards, the Energy Law, and the draft RES Act.

Basic criteria are specified for joining micro-sources' interconnection to low voltage networks in Poland and other European countries. Basic relations are derived, necessary to determine voltage deviations and fluctuations caused by micro-sources connected to low voltage network.



## REFERENCES

---

1. The Act on the renewable energy sources, the draft of 9 October 2012 (Rev. 20.2) available on the website of the Ministry of Economy.
  2. GIZ Stadler Ingo, Study about international standards for the connection of small distributed generators to the power grid, developed by Cologne University of Applied Science to Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, June 2011.
  3. VDE 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Technical minimum requirements for connection to the parallel operation with low-voltage distribution networks. FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE.
- 

### **Marian Sobierajski**

Wrocław University of Technology

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

Full professor of Wrocław University of Technology. He deals with scientific issues related to planning and controlling power systems. His works mainly refer to probabilistic power flow, voltage stability and electricity quality. His recent research concerns smart grids and interoperation of small power plants with the power system.

### **Wilhelm Rojewski**

Wrocław University of Technology

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

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

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 116–124. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Uwarunkowania techniczne przyłączenia mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia w świetle obowiązujących przepisów oraz praktyk krajowych i europejskich

### Autorzy

Marian Sobierajski  
Wilhelm Rojewski

### Słowa kluczowe

mikrogeneracja, odnawialne źródła, sieć niskiego napięcia

### Streszczenie

W artykule autorzy omówili wpływ mikrogeneracji na jakość energii w sieci niskiego napięcia. Wyprowadzono podstawowe zależności niezbędne do wyznaczania odchyżeń i wahań napięcia, powodowanych przez przyłączone źródła. Podano podstawowe kryteria przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia w Polsce i innych krajach europejskich.

### 1. Wprowadzenie

Nie przyjęto dotąd powszechnie granicznych wartości mocy, pozwalających zakwalifikować małe źródło energii do kategorii mikroźródeł. W praktyce w wielu krajach zalicza się do tej kategorii źródła o mocy od pojedynczych watów do kilkuset kilowatów. Wspólną cechą mikrogeneracji jest natomiast przyłączanie źródeł energii do sieci rozdzielczej niskiego napięcia (nN). W Polsce podstawowym aktem prawnym określającym warunki pracy źródeł energii w systemie elektroenergetycznym jest ustawa Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 roku. W ostatnim czasie udostępniono projekt nowej ustawy Prawo energetyczne, datowany na 1 stycznia 2014 roku. Drugim wiążącym dokumentem jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku, a prawdopodobnie od 2016 roku ma obowiązywać także Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) [1], której projekt w najnowszej wersji pochodzi z 28 marca 2014 roku. Ustawa o OZE definiuje odnawialne źródła energii jako: „źródło wykorzystujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aeotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię otrzymywaną z biomasy, energię otrzymywaną z biogazu, energię otrzymywaną z biogazu rolniczego, fal, prądów i pływów morskich oraz energię otrzymywaną z biopłynów”. W praktyce krajowej, w mikrogeneracji opartej na odnawialnych źródłach energii mogą znaleźć zastosowanie głównie następujące rodzaje źródeł: małe turbiny wiatrowe, małe turbiny wodne, ogniwa fotowoltaiczne.

Podobnie do źródeł odnawialnych wspierane jest przez ustawodawcę przyłączanie do sieci nN małych systemów pracujących w kogeneracji. Praktycznie mogą to być mikrosystemy kogeneracyjne wykorzystujące: mikro-turbiny gazowe, ogniwa paliwowe, silnik Stirlinga.

Generatorami energii elektrycznej w mikroźródłach mogą być prądnicze synchroniczne i asynchroniczne, przyłączone do sieci bezpośrednio lub poprzez układ przekształtnikowy AC/DC-DC/AC, oraz źródła prądu stałego, jak ogniwa paliwowe czy ogniwa fotowoltaiczne, przyłączane do sieci poprzez inwerter (DC/AC).

Projekt Ustawy o OZE z 28 marca 2014 roku wprowadza pojęcie instalacji, małej instalacji i mikroinstalacji odnawialnego źródła energii, które można scharakteryzować następująco.

**Instalacja odnawialnego źródła energii** jest to jednostka wytwórcza służąca do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, lub paliw gazowych z odnawialnych źródeł energii, w tym także urządzenia techniczne, które pobierają i przetwarzają zmagazynowaną energię elektryczną, ciepło lub chłód, lub paliwo gazowe, stanowiące część tej instalacji. Mała instalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej. Oznacza to:

$$(S_{max} = P_{max}/\cos(\varphi) = 200/0,9 = 222 \text{ kVA}).$$

**Mikroinstalacja** to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW ( $S_{max} = P_{max}/\cos(\varphi) = 40/0,9 = 44 \text{ kVA}$ ).

Norma PN-EN 50438: 2010: Wymagania dotyczące równoległego przyłączenia mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia, wprowadzają pojęcie **mikrogeneratora**: „...generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16A”. Oznacza to mikrogenerację odpowiednio dla źródeł jedno- i trójfazowych:

- 1-fazowe:  $S_{nGmax} = U_{fn}I_{nmax} = 230 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 3680 \text{ VA} \approx 3,7 \text{ kVA}$
- 3-fazowe:  $S_{nGmax} = \sqrt{3}U_n I_{nmax} = 1,73 \cdot 400 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} = 11085 \text{ VA} \approx 11,1 \text{ kVA}$ .

Ustawa o OZE mówi również, że „Wytwórca energii elektrycznej (...) z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący osobą fizyczną nieprowadzącą działalności gospodarczej, który wytwarza energię elektryczną w celu zuzycia na własne potrzeby, może sprzedać nadwyżkę niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez niego w mikroinstalacji i wprowadzonej

do sieci dystrybucyjnej”. O zamiarze przyłączenia „Wytwórca energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji pisemnie informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania ma zostać przyłączona mikroinstalacja”. A z drugiej strony: „Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej jest obowiązane do przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci, z zachowaniem pierwszeństwa w przyłączeniu instalacji odnawialnego źródła energii przed instalacją niestanowiącą instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci”.

Ważnym nowym zapisem, niewystępującym we wcześniejszych wersjach projektu Ustawy o OZE, jest art. 38.1: „W przypadku, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona we wcześniej wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja i po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i licznika inteligentnego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci”. Zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji powinno zawierać w szczególności: 1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie oraz rodzaj i moc mikroinstalacji, 2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych.

W podobny sposób dopuszcza się przyłączenie mikrogeneracji wg procedury „za powiadomieniem” w większości krajów europejskich. Jednakże nie stosuje się takiej łagodnej procedury w takich krajach, jak: Austria, Szwajcaria, Czechy, Niemcy, Hiszpania, Finlandia, Francja, Włochy, Norwegia i Szwecja. Można przypuszczać,

że i tam w przyszłości dojdzie do złączenia przepisów.

W przypadku instalacji wymagającej (zgodnie z art. 38.1. ustawy o OZE) podpisania umowy o przyłączenie do sieci warunki takiej umowy określa odpowiedni operator systemu dystrybucyjnego.

Zwykle operator sieci dystrybucyjnej w warunkach przyłączenia określa punkt przyłączenia do sieci PCC (ang. *Point of Common Coupling*), sposób przyłączenia, wymagania dotyczące układów łączeniowych i zabezpieczeń mikroźródeł, zarządzania mocą czynną generowaną w warunkach normalnych i sterowania generacją mocy czynnej podczas zmian częstotliwości w systemie elektroenergetycznym, a także dotyczące regulacji mocy biernej generowanej.

Wydanie warunków przyłączenia traktowane jest jako obietnica zawarcia umowy, dlatego operator sieci dystrybucyjnej wcześniej dokonuje oceny wpływu przyłączenia mikrogeneracji do sieci na warunki pracy tej sieci i jakość energii. Uwzględnia się następujące zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej:

- odchylenia poziomu napięcia
- szybkie zmiany i wahania napięcia
- migotanie światła
- harmoniczne
- asymetria napięcia
- zaburzenia (załamanie) komutacyjne
- zakłócenia transmisji sygnałów
- wpływ na prądy zwarciove.

Procedury oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na jakość energii powinny być możliwie najprostsze. Powinny opierać się bądź na nieskomplikowanych obliczeniach, bądź na stwierdzeniu posiadania przez przyłączane urządzenia stosownych certyfikatów zgodności z normami kompatybilności elektromagnetycznej.

Istotnym postanowieniem ustawy o OZE (rozdział 8: „Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom mikroinstalacji i małych instalacji oraz akredytowania organizatorów szkoleń”) jest wprowadzenie pojęcia instalatora mikroinstalacji. Ustawa precyzuje wiele warunków formalnych, jakie musi spełniać osoba zwana „instalatorem”, natomiast główne warunki merytoryczne to odbycie stosownego szkolenia i złożenie z wynikiem pozytywnym egzaminu poświadczonego świadectwem.

Numer normy	Tytuł normy
PN-EN 61000-2-2	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia
PN-EN 61000-2-4	Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych
PN-EN 61000-3-2	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika $\leq 16A$ )
PN-EN 61000-3-12	Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym $> 16 A$ i $\leq 75 A$ przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia
PN-EN 61000-3-3	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16 A$ przyłączone bezwarunkowo
PN-EN 61000-3-11	Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia. Urządzenia o prądzie znamionowym $\leq 75 A$ podlegające podłączeniu warunkowemu
PN-EN 61800-3:2008	Elektryczne układy napędowe mocy o regulowanej prędkości. Część 3: Wymagania dotyczące EMC i specjalne metody badań
PN-EN 50160	Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych
PN-EN 50438	Wymagania dotyczące przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych

Tab. 1. Wybrane normy EMC związane z jakością energii w sieci niskiego napięcia

## 2. Kryteria współpracy mikroźródeł z siecią niskiego napięcia

W praktyce potrzebne jest sformułowanie możliwe prostych i jednoznacznych kryteriów określających sposób przyłączenia mikroźródła do sieci, jego maksymalną moc oraz wymagania dotyczące dopuszczalnego wpływu na wskaźniki jakości energii elektrycznej. Kryteria te z jednej strony wynikają z analiz i praktycznych doświadczeń z pracy mikroźródeł w sieci niskiego napięcia, a z drugiej z wymagań odpowiednich norm i przepisów.

W tab. 1 zamieszczono wybrane normy określające podstawowe wymagania związane z jakością energii, które należy bezwzględnie brać pod uwagę w ocenie wpływu mikroźródeł na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

W tab. 2 zestawiono praktyczne kryteria (wg maksymalnej mocy) i wymagania jakości energii stosowane w kilku krajach w odniesieniu do mikrogeneracji przyłączonej do sieci niskiego napięcia.

W tych krajach, w których wcześniej rozwinęła się mikrogeneracja (głównie z wykorzystaniem fotowoltaiki), dopracowano się konkretnych wymagań dotyczących wyposażania tych źródeł w układy sterowania mocą czynną i bierną. Przykładem są tu Niemcy, gdzie stosuje się trzy podstawowe zasady określone w [3].

Regulacja mocy biernej:

- dla systemów o mocy  $S_{max} \leq 3,68 \text{ kVA}$   $\cos\phi$  w przedziale od 0,95 poj. do 0,95 ind.
- dla systemów o mocy  $3,68 \text{ kVA} < S_{max} \leq 13,8 \text{ kVA}$  regulacja według zadanej charakterystyki  $\cos\phi(P)$  lub zadany

Kraj	Napięcie V	Max. moc kW (kVA)	Max. moc kW (kVA)	Odchylenia napięcia $\Delta u$	Szybkie zmiany napięcia $\Delta u_a$	Migotanie światła	Asymetria $U_2/U_1$	Harmoniczne
-	-	źródło 1-fazowe	źródło 3-fazowe	%	%	$P_{str}$ $P_{lt}$	%	$I_N/I_1$
Niemcy	230/400	$\leq 4,6 \text{ kVA}$	$> 4,6 \text{ kVA}$ , dodatkowy podział: ( $\leq 30 \text{ kVA}$ ) ( $> 30 \text{ kVA}$ )	$\leq 3,0$	$\leq 3,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Włochy	230/400	$\leq 6 \text{ kW}$	$> 6 \text{ kW}$ dodatkowy podział: ( $\leq 20 \text{ kW}$ ) ( $> 20 \text{ kW}$ )	$\leq 3,0$	$\leq 3,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12
Hiszpania	230/400	$\leq 5 \text{ kW}$	$> 5 \text{ kW} < 100 \text{ kW}$ $< S_{NTSM/nN}$	$\leq 3,0$	$\leq 5,0$	$\leq 0,5$	$\leq 2,0$	EN61000-3-2 EN 61000-3-12

Tab. 2. Porównanie stosowanych w kilku krajach europejskich kryteriów i wymagań dotyczących przyłączania mikrogeneracji do sieci niskiego napięcia [2]

przez OSD  $\cos\varphi$  w przedziale od 0,95 poj. do 0,95 ind.

- dla systemów o mocy  $S_{max} > 13,8$  kVA regulacja według zadanej charakterystyki  $\cos\varphi(P)$  lub zadany przez OSD  $\cos\varphi$  w przedziale od 0,9 poj. do 0,9 ind.

Regulacja mocy czynnej w funkcji częstotliwości:

dla wszystkich rozpatrywanych przypadków automatyczna redukcja mocy czynnej przy  $f > 50,2$  Hz wg zadanej charakterystyki  $P(f)$ . Zdalne sterowanie mocą czynną:

ograniczenie generacji dla systemów o mocy  $S_{max} > 100$  kW wymuszane przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W Polsce brakuje jednolitych i szczegółowych wymagań oraz kryteriów przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia. Praktyka jest taka, że operatorzy sieci dystrybucyjnej w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRIESD) zawierają cząstkowe wymagania sformułowane na podstawie danych zagranicznych i skromnych, jak dotychczas, własnych doświadczeń. Przykładowo IRIESD Tauron Dystrybucja SA określa maksymalną moc mikroźródła przyłączanego do sieci nN w następujący sposób:

- do 3 kW – jednofazowo lub wielofazowo
- 3–10 kW – tylko wielofazowo (graniczna wartość 10 kW jest mniejsza od przyjętej w ustawie o OZE mocy mikroinstalacji 40 kW).

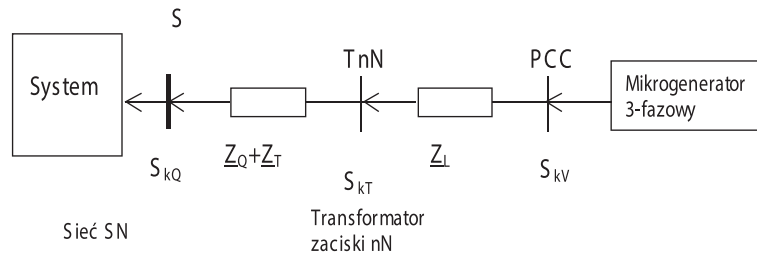
Zwykle w krajowych IRIESD podstawowym wymaganiem dla źródeł przyłączanych do sieci nN jest spełnienie warunku, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN ( $S_{\Sigma max} \leq S_{nTSN/nN}$ ). Również moc przyłączeniowa wszystkich generatorów przyłączonych bezpośrednio (lub przez wydzieloną linię) do stacji transformatorowej SN/nN nie powinna przekraczać mocy szacowanego lub zmierzonego obciążenia transformatora.

Przy ocenie możliwości przyłączenia złącze w sieci nN jest traktowane jako punkt PCC. Jednakże rzeczywistym punktem podłączenia jest punkt włączenia mikroźródła do sieci lub instalacji. Mogą to być:

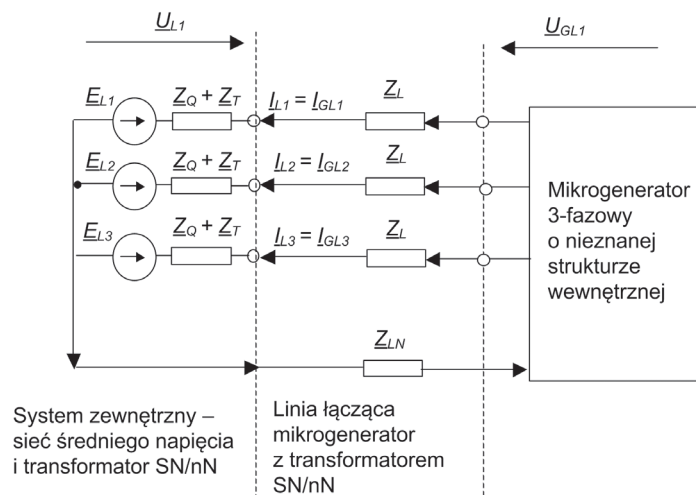
- zaciski prądowe na wyjściu w kierunku instalacji elektrycznej odbiorcy w złączu
- zaciski prądowe rozdzielnic w instalacji elektrycznej rozdzielczej odbiorcy
- zaciski prądowe w nowym złączu.

### 3. Metodyka oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na jakość energii

Decyzja o zawarciu umowy o przyłączeniu mikroinstalacji bądź małej instalacji do sieci elektroenergetycznej nN wymaga wcześniejszej oceny, czy ich praca w sieci nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego poziomu wskaźników jakości energii oraz przeciążenia elementów układu sieciowego. Przeprowadzenie takiej oceny wymaga zebrania wielu danych i informacji o warunkach sieciowych w planowanym punkcie przyłączenia mikroinstalacji lub małej instalacji (tzn. mocy zwarciowej i poziomu napięcia w różnych stanach obciążenia sieci) oraz danych jednostek generacji. Poniżej przedstawiono wymagania sformułowane w przepisach i sposób oceny wpływu przyłączenia mikroźródeł na zmiany napięcia (odchylenia napięcia), wahania napięcia (dynamiczne



Rys. 1. Schemat ideowy przyłączenia mikrogeneratora do systemu elektroenergetycznego



Rys. 2. Obwód modelujący układ elektroenergetyczny z przyłączonym mikrogeneratorem o nieznannej strukturze wewnętrznej

zmiany napięcia), migotanie światła (flikier), asymetrię napięć i emisję harmoniczną.

#### 3.1. Układ mikrogenerator – system

Rozpatrzmy mikrogenerator 3-fazowy przyłączony do stacji transformatorowej SN/nN za pomocą linii o impedancji  $Z_L$  (rys. 1). Impedancja linii może być włączona do impedancji źródła modelującego system. W rezultacie przyłączenie mikrogeneratorskiego systemu idealnego źródła prądowego przez impedancję.

$$\underline{Z} = \underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L \quad (1)$$

gdzie:

$\underline{Z}_Q$  – impedancja zewnętrznego systemu,  $\underline{Z}_T$  – impedancja transformatora SN/nN,  $\underline{Z}_L$  – impedancja linii łączącej mikrogenerator z transformatorem SN/nN.

W węzle PCC mikrogenerator wprowadza do wybranej fazy sieci nN moc czynną i bierną. Rozpatrywana jest najbardziej pesymistyczna sytuacja, tzn. pomijane jest obciążenie sieci.

Na rys. 1 węzeł TnN odpowiada zaciskom nN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciowa  $S_{KT}$ . Węzeł S odpowiada zaciskom SN transformatora SN/nN i charakteryzuje go moc zwarciowa  $S_{KQ}$  sieci zewnętrznej. Moc zwarciowa w węzle PCC wynosi:

$$S_{KV} = \frac{U_{nN}^2}{|\underline{Z}_Q + \underline{Z}_T + \underline{Z}_L|} \quad (2)$$

gdzie:  $U_{nN}$  – znamionowe napięcie sieci niskiego napięcia.

Na rys. 2 pokazano obwód 3-fazowy modelujący system elektroenergetyczny z przyłączonym 3-fazowym mikrogeneratorem.

Siła elektromotoryczna (sem)  $E$  systemu wynika z warunków pracy całego systemu i może być traktowana jako idealne źródło napięcia 3-fazowego o wartości niezależnej od załączenia/wyłączenia badanego mikrogeneratorskiego. Praca systemu jest planowana i prowadzona przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) w taki sposób, że napięcia u odbiorcy są bliskie wartości znamionowych. Można zatem przyjąć, że sem  $E$  jest równa napięciu znamionowemu sieci. Przyjmując, że wektor sem  $E$  w fazie  $L1$  leży w osi liczb rzeczywistych, otrzymujemy:

$$\underline{E}_{L1} = E = U_{fn} = \frac{U_{nN}}{\sqrt{3}}, \quad \underline{E}_{L2} = a^2 E, \quad \underline{E}_{L3} = a E \quad (3)$$

gdzie:

$a = e^{j2\pi/3}$  – operator obrotu o kąt 120 st.

Mikrogeneratorem może być generator synchroniczny, asynchroniczny lub inne dowolne źródło prądu stałego dostarczające do systemu zewnętrznego prąd poprzez przekształtnik DC/AC. Wektorem odniesienia dla wielkości elektrycznych charakteryzujących mikrogenerator jest sem systemu zewnętrznego

$\underline{E}_{LI} = E + j0$ . Mikrogenerator o nieznannej strukturze może być traktowany jako idealne źródło prądu wprowadzające do sieci prąd  $I_G$ , który płynąc gałęzią o impedancji  $Z$  powoduje przesunięcie wektorów napięć węzłowych w sieci. Na rys. 3 przedstawiono wykres dla fazy  $LI$ , przyjmując:

$$\underline{I}_G = I_G e^{j\beta}, \underline{U}_{jG} = U_{jG} e^{j\delta} \quad (4)$$

gdzie:  $\beta$  – kąt wektora prądu mikrogenera- tora,  $\delta$  – kąt wektora napięcia na zaciskach mikrogenera- tora.

Moc zespolona mikrogenera- tora wynosi:

$$\underline{S}_G = 3 \underline{U}_{jG} \underline{I}_G^* = \sqrt{3} U_G I_G e^{j(\delta-\beta)} = \sqrt{3} U_G I_G e^{j\varphi} \quad (5a)$$

$$\underline{S}_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi + j \sqrt{3} U_G I_G \sin \varphi = P_G + j Q_G \quad (5b)$$

gdzie:

$\varphi = \delta - \beta$  – kąt mocy mikrogenera- tora.

Dla mocy czynnej i biernej mamy następu- jące zależności:

$$P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi, I_G \cos \varphi = \frac{P_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6a)$$

$$Q_G = \sqrt{3} U_G I_G \sin \varphi, I_G \sin \varphi = \frac{Q_G}{\sqrt{3} U_G} \quad (6b)$$

Strata napięcia między mikrogenera- tora i systemem zależy od kąta mocy mikrogenera- tora i wynosi:

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j\beta} = \sqrt{3} \underline{Z} I_G e^{j(\delta-\varphi)} \quad (7a)$$

$$\underline{U}_{EG} = \sqrt{3} (R + jX) (I_G \cos(\delta - \varphi) + j I_G \sin(\delta - \varphi)) \quad (7b)$$

$$\underline{U}_{EG} = U_{EGa} + j U_{EGb} \quad (7c)$$

gdzie:

$$U_{EGa} = \sqrt{3} R I_G \cos(\delta - \varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(\delta - \varphi)$$

– międzyfazowa podłużna strata napięcia przy przepływie prądu od zacisków mikro- genera- tora do systemu zewnętrznego,

$$U_{EGb} = \sqrt{3} R I_G \sin(\delta - \varphi) + \sqrt{3} X I_G \cos(\delta - \varphi)$$

– międzyfazowa poprzeczna strata napięcia przy przepływie prądu od zacisków mikro- genera- tora do systemu zewnętrznego.

Spadek międzyfazowego napięcia związany z przesyłaniem mocy z mikrogenera- tora do systemu jest równy różnicy wartości skutecznej międzyfazowego napięcia na zaciskach genera- tora i międzyfazowej sem systemu:

$$\Delta U = U_G - \sqrt{3} E \quad (8)$$

Sem systemu zewnętrznego jest sztywna, wobec tego spadek napięcia jest jednocze- śnie odchyleniem napięcia na zaciskach mikrogenera- tora.

Jeżeli rozchył kątowy między wektorami napięć  $\underline{U}_G$  oraz  $\underline{E}$  jest niewielki, czyli  $\delta \approx 0$ , to można przyjąć, że spadek napięcia jest w przybliżeniu równy podłużnej stracie

napięcia. Praktyczne wzory na obliczanie odchylenia napięcia na zaciskach makroge- nera- tora mają postać:

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R I_G \cos(-\varphi) - \sqrt{3} X I_G \sin(-\varphi) \quad (9a)$$

$$\Delta U \cong \sqrt{3} R \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \cos \varphi + \sqrt{3} X \frac{S_G}{\sqrt{3} U_G} \sin \varphi \quad (9b)$$

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi \quad (9c)$$

Jeżeli kąt  $\varphi = \varphi_{ind} > 0$ , to mikrogenerator wytwarza moc bierną indukcyjną, czyli wysyła moc bierną do sieci nN. Moc bierna indukcyjna mikrogenera- tora w tym przy- padku jest dodatnia  $Q_{Gind} > 0$  (rys. 3).

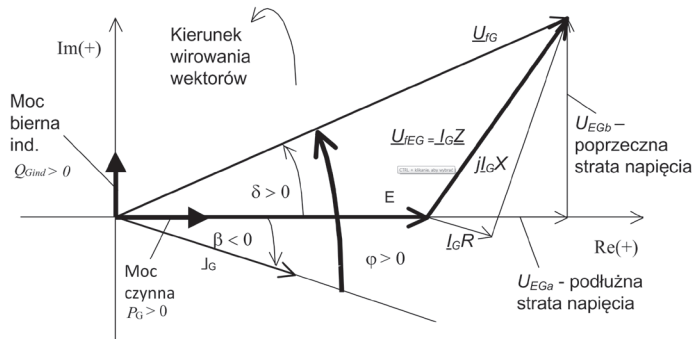
Odchylenie napięcia przy pracy genera- tora z indukcyjnym współczynnikiem mocy wyniesie:

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi_{ind} + X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi_{ind} \quad (10)$$

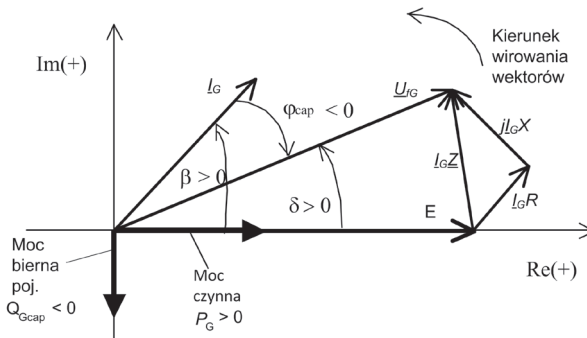
Napięcie na zaciskach genera- tora przy indukcyjnym współczynniku mocy będzie zawsze wyższe od napięcia systemu  $E$ :

$$U_G \cong \sqrt{3} E + \Delta U \quad (11)$$

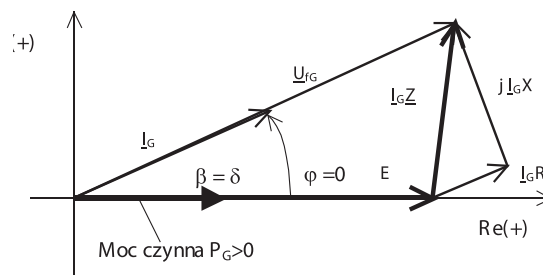
Jeżeli kąt  $\varphi = -\varphi_{poj} < 0$ , to mikrogenerator wytwarza moc bierną pojemnościową, czyli pobiera moc bierną z sieci nN i wtedy moc bierna mikrogenera- tora jest ujemna  $Q_{Gpoj} < 0$  (rys. 4).



Rys. 3. Mikrogenerator wysyła do sieci nN moc czynną i moc bierną indukcyjną



Rys. 4. Mikrogenerator wysyła do sieci nN moc czynną i moc bierną pojemnościową (pobiera z sieci moc bierną indukcyjną)



Rys. 5. Mikrogenerator wysyła do sieci nN tylko moc czynną

Odchylenie napięcia przy pracy mikrogenera-  
toratora z pojemnościowym współczynnikiem  
mocy wynika ze wzoru:

$$\sin \varphi_{poj} \cdot \cos \varphi_{poj} \Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \cos \varphi_{poj} - X \frac{S_G}{U_G} \sin \varphi_{poj} \quad (12)$$

Zależnie od wartości sinusa kąta mocy  
odchylenie napięcia może być dodatnie,  
zerowe lub ujemne. W rezultacie napięcie  
na zaciskach napięcia może być nawet  
mniejsze od napięcia systemu.

Jeżeli kąt  $\varphi = 0$ , to mikrogenerator wytwarza  
tylko moc czynną (rys. 5). Jest to najkorzyst-  
niejszy wariant pracy z punktu widzenia  
strat przesyłowych mocy czynnej.

Odchylenie napięcia przy pracy genera-  
toratora z jedynkowym współczynnikiem mocy  
wynika ze wzoru:

$$\Delta U \cong R \frac{S_G}{U_G} \quad (13)$$

Straty przesyłowe mocy czynnej są w tym  
przypadku najmniejsze z możliwych:

$$\Delta P_{straty} = RI_G^2 = R \frac{P_G^2 + Q_G^2}{U_G^2} = R \frac{P_G^2}{U_G^2} \quad (14)$$

### 3.2. Dopuszczalne odchylenia napięcia

W praktycznych europejskich rozwiąza-  
niach przyjmuje się, że w normalnym ukła-  
dzie pracy sieci zmiana poziomu napięcia  
spowodowana pracą wszystkich jednostek  
wytwórczych w sieci nN nie powinna prze-  
kroczyć w żadnym z punktów tej sieci 3%  
poziomu napięcia, jakie występuje bez gene-  
racji [3].

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_{nN}} 100\% = \frac{\sqrt{3}(RI_G \cos \varphi + XI_G \sin \varphi)}{U_{nN}} 100\% \quad (15a)$$

$$\Delta u = \frac{\sqrt{3}U_{nN}(RI_G \cos \varphi + XI_G \sin \varphi)}{U_{nN}^2} 100\% \quad (15b)$$

$$\Delta u = \frac{S_G(R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{U_{nN}^2} 100\% \leq 3\% \quad (15c)$$

Ze wzoru (15c) wynika, że odchylenie  
napięcia może być również obliczone  
z wykorzystaniem mocy czynnej i bierniej  
wytwarzanej przez mikrogenerator:

$$\Delta u = \frac{P_G R + Q_G X}{U_{nN}^2} 100\% \leq 3\% \quad (16)$$

Wpływ wielu mikroźródeł na poziom  
napięcia w punktach ich przyłączenia określa  
się poprzez superpozycje odchylen napięcia  
powodowanych pracą poszczególnych  
mikroźródeł, przy czym należy uwzględnić  
właściwy współczynnik mocy generowanej  
przez poszczególne mikroźródła.

### 3.3. Dopuszczalne wahania napięcia

Oceny poziomu wahań napięcia w sieci  
powodowanych przez operacje łączeniowe  
mikroźródła dokonuje się na podstawie  
zapisów norm:

- PN-EN 61000-2-2/2-4 (o ogólnych pozio-  
mach kompatybilności)
- PN-EN 50438 (dla mikroźródeł)
- PN-EN 61000-3-3 (dla urządzeń o prądzie  
znamionowym do 16 A)
- PN-EN 61000-3-11 (dla urządzeń  
o prądzie znamionowym >16 A i <75 A).

Wahania napięcia w punkcie przyłączenia,  
spowodowane operacjami łączeniowymi  
mikroźródła w normalnych warunkach  
pracy sieci, nie powinny przekroczyć 3%  
napięcia znamionowego sieci  $U_{nN}$  w punkcie  
przyłączenia.

Największa skokowa zmiana napięcia  
wystąpi w czasie rozruchu mikrogenera-  
toratora i jest równa w przybliżeniu modu-  
łowi podłużnej straty napięcia od prądu  
rozruchu:

$$\Delta U_a = \sqrt{3}k_r I_{nG}(R \cos \varphi_r + X \sin \varphi_r) \quad (17)$$

gdzie:

$$k_r = \frac{I_r}{I_{nG}} - \text{współczynnik rozruchu,}$$

$\varphi_r$  – kąt mocy mikrogenera-  
toratora w czasie rozruchu.

Szybka zmiana napięcia jest odnoszona  
do napięcia przed załączeniem mikro-  
źródła, zwykle znamionowego napięcia  
sieci. Dopuszczalna szybka zmiana napięcia  
podawana jest w proc., zatem otrzymuje się:

$$\Delta u_a = \frac{\Delta U_a}{U_{nN}} 100\% \quad (18a)$$

$$\Delta u_a = \frac{\sqrt{3}(Rk_r I_{nG} \cos \varphi_r + Xk_r I_{nG} \sin \varphi_r)}{U_{nN}} 100\% \quad (18b)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG}(R \cos \varphi_r + X \sin \varphi_r)}{U_{nN}^2} 100\% \quad (18c)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \left( \frac{R}{Z} \cos \varphi_r + \frac{X}{Z} \sin \varphi_r \right)}{\frac{U_{nN}^2}{Z}} 100\% \quad (18d)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG}(\cos \psi \cos \varphi_r + \sin \psi \sin \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \quad (18e)$$

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{nG} \cos(\psi - \varphi_r)}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (18f)$$

gdzie:

$$\psi = \arctg \left( \frac{X}{R} \right)$$

to kąt impedancji zwracowej sieci widzianej  
z zacisków mikrogenera-  
toratora, indukcyjny

kąt mocy  $\varphi_r = \varphi_{rin} > 0$ , pojemnościowy kąt  
mocy  $\varphi_r = -\varphi_{rpoj} < 0$ .

Pesymistyczny wpływ załączenia mikro-  
genera-  
toratora na nagłe zmiany napięcia  
w punkcie przyłączenia można oszacować,  
przyjmując jedynkową wartość cosinusa  
w zależności (18f). W rezultacie mamy  
maksymalną szybkość zmian napięcia, okre-  
śloną przez stosunek mocy znamionowej  
i zwracowej:

$$\Delta u_a = \frac{k_r S_{maxG}}{S_{kV}} 100\% \leq 3\% \quad (19)$$

gdzie:

$S_{kV}$  – moc zwracowa w punkcie przyłą-  
czenia mikrogenera-  
toratora,

$S_{maxG}$  – maksymalna osiągalna moc źródła.

Jeśli współczynnik  $k_r$  nie jest wyznacza-  
ny na podstawie dokładnych danych mikroge-  
nera-  
toratora, to zwykle przyjmuje się wartości  
referencyjne:

- $k_r = 1$  dla jednostek generacji przyłącza-  
nych przez inwerter
- $k_r = 1,2$  dla generatorów synchronicznych
- $k_r = 4$  dla generatorów asynchronicznych  
włączanych do sieci po doprowadzeniu  
do 95–105% prędkości synchronicznej
- $k_r = 8$  dla generatorów asynchronicznych  
z rozruchem silnikowym (włączanych  
do sieci jako silnik).

Jeśli szybkie zmiany napięcia  $\Delta u_a$  obliczone  
według wzoru (19) nie spełniają wymaga-  
nego warunku, to należy ponownie wyzna-  
czyć je z dokładniejszego wzoru (18f),  
uwzględniając kąt impedancji zwracowej  
sieci  $\psi$  oraz kąt mocy w czasie rozruchu  $\varphi_r$ .

### 3.4. Dopuszczalne migotanie światła

Oceny poziomu wskaźników uciążli-  
wości migotania światła (krótkotrwałego  
 $P_{st}$  i długotrwałego  $P_{lt}$ ) wprowadzanego  
do sieci przez mikroźródła dokonuje się  
na podstawie zapisów norm:

- PN-EN 61000-2-2/2-4 (o ogólnych pozio-  
mach kompatybilności)
  - PN-EN 50438 (dla mikroźródeł)
  - PN-EN 61000-3-3 (dla urządzeń o prądzie  
znamionowym do 16 A)
  - PN-EN 61000-3-11 (dla urządzeń  
o prądzie znamionowym > 16 A i < 75 A).
- Zapisy norm określają następujące  
wymagania:

$$P_{st} < 1,0, P_{lt} < 0,65 \quad (20)$$

gdzie:  $P_{st}$  – krótkoterminowy wskaźnik  
migotania światła,  $P_{lt}$  – długoterminowy  
wskaźnik migotania światła.

Spełnienie tych wymagań przez przyłącza-  
ne mikroźródło powinno być potwierdzone  
przez producenta stosownym certyfikatem  
zgodności lub przez podanie maksymalnej  
dopuszczalnej wartości impedancji zwrac-  
cowej sieci  $Z_{kmax}$  do której można przy-  
łączyć urządzenie bez obawy o wprowa-  
dzenie efektu migotania światła na poziomie  
przewyższającym wartości dopuszczalne.  
Impedancja zwracowa w rozważanym  
punkcie przyłączenia mikroźródła powinna  
być mniejsza od wartości podanej przez  
producenta.

Powstaje pytanie, jak można oszacować  
wskaźnik migotania światła  $P_{stThN}$  w węzle  
ThN na podstawie wyznaczonego wskaźnika

migotania  $P_{stPCC}$  w węzle PCC. Otóż mają tu zastosowanie następujące zależności:

$$P_{stTnN} = \frac{|Z_Q + Z_T|}{|Z_Q + Z_T + Z_L|} P_{stPCC} \quad (21a)$$

$$P_{stTnN} = \frac{|Z_Q + Z_T|}{|Z_Q + Z_T + Z_L|} \frac{U_{nN}^2}{U_{nN}^2} P_{stPCC} \quad (21b)$$

$$P_{stTnN} = \frac{S_{kT}}{S_{kV}} P_{stPCC} \quad (21c)$$

Impedancja linii  $Z_L$  jest znacznie większa od impedancji systemu i transformatora. W rezultacie w sieci nN następuje szybkie tłumienie migotania światła.

Jeśli w danym punkcie sieci rozważane jest przyłączenie mikroinstalacji lub małej instalacji zbudowanej z wielu różnych jednostek generacji, to wyznaczenie wypadkowego wskaźnika migotania światła jest możliwe na podstawie wskaźników migotania światła wnoszonych przez poszczególne jednostki generacji:

$$P_{lt} = \sqrt{\sum_{i=1}^N P_{lti}^2} \quad (22)$$

gdzie:  $N$  – liczba mikroźródeł przyłączonych do danego węzła sieci niskiego napięcia.

### 3.5. Dopuszczalne harmoniczne

Harmoniczne prądu mikroźródła wywołują wzrost harmonicznych w napięciu sieci. Dopuszczalne poziomy harmonicznych w prądzie podają normy:

- PN-EN 61000-2-2 (o ogólnych poziomach kompatybilności)
- PN-EN 50438 (dla mikroźródeł)
- PN-EN 61000-3-2 (dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A)
- PN-EN 61000-3-12 (dla urządzeń o prądzie znamionowym >16 A i <75 A).

Dopuszczalny poziom harmonicznych prądu mikroźródeł o prądzie znamionowym do 16 A, zakwalifikowanych do urządzeń klasy A (wg normy PN-EN 61000-3-2), zamieszczono w tab. 3.

Przez analogię do zastosowania normy kompatybilnościowej PN-EN 61000-3-2 dla mikroźródeł o prądzie do 16 A, dla mikroźródeł o prądzie znamionowym od 16 do 75 A można wykorzystać zapisy normy dla odbiorników o tym zakresie prądów, tj. normy PN-EN 61000-3-12. W tab. 4 zamieszczono poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla symetrycznych odbiorników trójfazowych zgodnie z normą PN-EN 61000-3-12.

Współczynnik zawartości harmonicznych w prądzie THD (ang. *total harmonic*

*distortion*) oraz częściowo ważony współczynnik odkształcenia harmonicznego w prądzie PWHd (ang. *partial weighted harmonic distortion*) dane są wzorami:

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (23a)$$

$$PWHd_i = \sqrt{\sum_{h=14}^{40} n \cdot \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad (23b)$$

Wartości względne parzystych harmonicznych do 12 nie powinny przekraczać  $16/n$  [%]. Parzyste harmoniczne o rzędach większych niż 12 są uwzględniane w THD i PWHd w taki sam sposób, jak harmoniczne o rzędach nieparzystych. Współczynnik zwarcia jest definiowany następująco:

$$R_{sce} = \frac{S_{kV}}{S_{max}} \quad (24)$$

gdzie:  $S_{kV}$  – moc zwarcia w miejscu przyłączenia mikroźródła,  $S_{max}$  – maksymalnie osiągalna moc pozorna mikroźródła.

Dla innych wartości współczynnika zwarcia  $R_{sce}$  dopuszcza się liniową interpolację pomiędzy kolejnymi wartościami  $R_{sce}$ . Jeśli znany jest poziom harmonicznych w prądzie mikroźródła, to jego zgodność z normami można ocenić na podstawie warunków zwarcia w punkcie przyłączenia i wartości granicznych podanych w tab. 4. Innym rozwiązaniem jest podanie przez producenta minimalnej wymaganej mocy zwarcia (lub współczynnika zwarcia  $R_{sce}$ ) w punkcie przyłączenia. Spełnienie tych wymagań przez przyłączane mikroźródło powinno być potwierdzone przez producenta stosownym certyfikatem zgodności lub wynikami pomiarów wykonanych przez akredytowane laboratorium.

### 3.6. Dopuszczalna asymetria napięć

Asymetria napięć rozpatrywana jest jako zjawisko długoterminowe, tj. w przedziałach czasu 10-min. i dłuższych. Podstawę oceny poziomu asymetrii napięć stanowi stosunek wartości składowej przeciwnej napięcia do składowej zgodnej. Norma PN-EN 61000-2-2 określająca poziom kompatybilności dla pracy urządzeń w sieciach publicznych pod względem asymetrii dopuszcza 2% składowej przeciwnej napięcia w odniesieniu do składowej zgodnej. W sieciach przemysłowych, o których traktuje zeszyt 2-4 normy, dopuszcza się podwyższony poziom asymetrii do 3%. Dodatkowo norma zawiera komentarz, że asymetrię wywołaną przez przyłączanie jednofazowych odbiorników można w praktyce oszacować przez stosunek mocy przyłączonego urządzenia jednofazowego do 3-fazowej mocy zwarcia w miejscu przyłączenia:

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} 100\% = \frac{S_{max}}{S_{kV}} 100\% \quad (25)$$

W praktyce niemieckiej [3] stosuje się dodatkowe wymagania praktyczne. Jeśli

Rząd	Maksymalna dopuszczalna wartość harmonicznej prądu [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 15/n$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8/n$

Tab. 3. Dopuszczalne poziomy harmonicznych prądu dla urządzeń klasy A oraz mikroźródeł (PN-EN 50438)

Minimalna wartość $R_{sce}$	Dopuszczalne wartości harmonicznych prądu $I_h/I_1$ [%]				Dopuszczalne współczynniki harmonicznego odkształcenia prądu [%]	
	15	17	111	113	THDi	PWHDi
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
250	31	20	12	7	37	38
> = 350	40	25	15	10	48	46

Tab. 4. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu dla symetrycznych odbiorników 3-fazowych wg PN-EN 61000-3-12

w danym punkcie przyłącza się kilka mikroźródeł jednofazowych, to należy zadbać, by dopuszczalna różnica w poszczególnych fazach nie przekraczała 4,6 kVA.

#### 4. Wpływ mikroźródeł na prądy zwarciowe

Wpływ mikrogeneracji na wartość prądu zwarciovego w punkcie przyłączenia zależy od rodzaju mikroźródeł i ich mocy. Przyjmuje się następujące zasady oszacowania wartości prądu zwarciovego różnych rodzajów mikroźródeł:

- $I_K = 8I_{nG}$  – generatory synchroniczne
- $I_K = 6I_{nG}$  – generatory asynchroniczne przyłączone bezpośrednio do sieci
- $I_K = I_{nG}$  – źródła przyłączane przez przekształtnik.

#### 5. Wnioski końcowe

W artykule omówiono wpływ mikrogeneracji na jakość energii w sieci niskiego napięcia z uwzględnieniem obowiązujących norm, prawa energetycznego i projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii. Podano podstawowe kryteria przyłączania mikroźródeł do sieci niskiego napięcia w Polsce i innych krajach europejskich. Wyprowadzono podstawowe zależności niezbędne do wyznaczania odchyłeń i wahań napięcia powodowanych przez przyłączone mikroźródła do sieci niskiego napięcia.

#### Bibliografia

1. Ustawa o odnawialnych źródłach energii, projekt z 9 października 2012 roku (Wersja 2.0.2), dostępny na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki.
2. GIZ Stadler Ingo, Study about international standards for the connection of small distributed generators to the power grid, Developed by Cologne University of Applied Science to Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, June 2011.
3. VDE 4105:2011-08 Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Technical minimum requirements for the connection to the parallel operation with low-voltage distribution networks.FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE.

#### Marian Sobierajski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Wroclawska

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

Profesor zwyczajny Politechniki Wroclawskiej. Zajmuje się problemami naukowymi związanymi z planowaniem i sterowaniem systemów elektroenergetycznych. Jego prace dotyczą głównie probabilistycznych rozplywów mocy, stabilności napięciowej i jakości energii elektrycznej. Ostatnie badania związane są z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi oraz współpracą małych elektrowni z systemem elektroenergetycznym.

#### Wilhelm Rojewski

dr inż.

Politechnika Wroclawska

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

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