

**Marcin JARNUT, Grzegorz BENYSEK**

Uniwersytet Zielonogórski, Instytut Inżynierii Elektrycznej

## **Mikroinstalacje OZE w systemie dystrybucyjnym nN**

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono warunki współpracy mikroinstalacji zawierających odnawialne źródła energii z elektroenergetycznymi sieciami dystrybucyjnymi niskich napięć. Omówiono układy sprzęgnięcia mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną, przywołano wymagania formalne i normatywne stawiane układom mikrowytwórczym przyłączanym do zawodowej sieci dystrybucyjnej w różnych konfiguracjach układu sprzęgającego.

**Abstract.** The paper introduces cooperation conditions of microinstallations consisting of renewable energy sources and low voltage distribution grid. The different solution for interconnection of microinstallation and utility grid have been described as well as formal and normative requirements for such a systems.

**Słowa kluczowe:** sieć dystrybucyjna, odnawialne źródła energii (OZE), mikroinstalacja, układy Off Grid, układy Grid Tied

Keywords: distribution grid, renewable energy sources (RES), microinstallation, Off Grid, Grid Tied solution

### **Wprowadzenie**

W 2013 roku wprowadzone zostały do Prawa Energetycznego zapisy [1] realizujące powzięte przez nasz kraj zobowiązania w zakresie zwiększenia udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE) w całkowitym miksie energetycznym (15% w roku 2020) [2]. Zapisy te ułatwiają przyłączanie do sieci dystrybucyjnej mikro systemów wytwórczych o mocach do 40 kW i opartych na źródłach OZE. W wyniku tego oczekiwać należy częściowej zmiany struktury systemu elektroenergetycznego. Dotyczy to zwłaszcza systemu dystrybucyjnego niskich napięć (nN), który w wyniku tych zmian ewaluuje z systemu jednostronnie zasilanego do systemu zasilanego wielostronnie. Wobec wprowadzonej możliwości pracy rewersyjnej instalacji prosumenckiej tzn. instalacji odbiorczej wyposażonej w źródła energii, spodziewać się można zmiany sposobu przyłączania mikroźródeł do sieci dystrybucyjnej ze stosowanej do tej pory powszechnie (ze względu na ograniczenia koncesyjne) topologii wyspowej nazywanej także Off Grid na tańszą w implementacji topologię umożliwiającą pracę równoległą z siecią dystrybucyjną nazywaną Grid Tied lub Grid Connected, która nie wymaga stosowania magazynów energii w znacznym stopniu zwiększających koszty inwestycyjne (ponad 50% wyższe koszty) mikroinstalacji OZE. Na rynku dostępne są już także układy sprzęgające o topologii hybrydowej posiadające funkcjonalność układów wyspowych i układów równoległych, wyposażone dodatkowo w funkcje swobodnego kształtowania bilansu energetycznego w przyłączy. Układy te, choć jeszcze mało popularne, wydają się idealnie dopasowane do polskich realiów ekonomicznych związanych ze współpracą mikroinstalacji OZE i sieci dystrybucyjnych. Przyjęty bowiem w Polsce system rozliczania energii wytransferowanej z mikroinstalacji OZE do sieci dystrybucyjnej zakłada wprawdzie konieczność jej zakupu przez właściwego sprzedawcę z urzędu jednak cena tej energii stanowiąca 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej (co oznacza około 0,16 PLN / kWh) raczej zachęca do jej zużywania we

własnych instalacjach prosumenta. Osiągnięty w ten sposób efekt ekonomiczny w postaci redukcji kosztów funkcjonowania instalacji (0,28 / 0,62 PLN / kWh w taryfie dwustrefowej lub 0,53 PLN / kWh w taryfie jednostrefowej) przy odpowiednio dobranej do profilu zużycia taryfie okazać się może na tyle satysfakcjonujący, że nawet inwestycja w układ sprzęgania z magazynem energii może okazać się bardziej opłacalna niż w układ bez magazynu. Układy hybrydowe dzięki możliwości modyfikacji czasowej charakterystyki mocy wyjściowej mikroinstalacji pozwalają na efektywniejsze ekonomicznie gospodarowanie energią niż w układach Grid Tied przy kosztach inwestycyjnych niższych niż w układach Off Grid. Zastosowanie magazynowania energii nadaje im także możliwość zmniejszenia oddziaływania niespokojnych źródeł OZE na sieć dystrybucyjną oraz możliwość uczestnictwa w agregowanych usługach systemowych typu Demand Side Response (DSR) poprzez programowanie mocy wyjściowej.

### Systemy prosumenckie i mikroinstalacje OZE

System prosumencki jest w istocie instalacją odbiorcy końcowego wyposażoną w źródła energii i wg [1] jest tożsamy z mikroinstalacją OZE (tylko jeśli zaimplementowano odnawialne źródła energii), która wykazywać może zarówno dodatnią jak i ujemną wartość mocy średniej  $P$  w przyłączy do sieci dystrybucyjnej. Wahania mocy czynnej  $\Delta P$  systemów prosumenckich nie w każdym przypadku zależą od wahań mocy wyjściowej źródła OZE  $\Delta P_{OZE}$  powodowanej przez zmiany energii pierwotnej, a reprezentowanych przez zmiany prędkości wiatru  $\Delta v_{WIND}$  lub zmiany mocy promieniowania słonecznego  $\Delta P_{SUN}$  wyrażonych zależnościami:

- układy wiatrowe:

$$\Delta P_G = 0,5 \cdot S \cdot C_p \cdot (\Delta v_{WIND})^3 \cdot \eta_{PEI} \quad (1)$$

gdzie:  $S$  – powierzchnia koła wiatrowego turbiny;  $C_p$  – współczynnik sprawności aerodynamicznej turbiny (0,4 dla );  $\eta_{PEI}$  – sprawność energoelektronicznego układu sprzęgającego (z uwzględnieniem algorytmów MPPT).

- układy fotowoltaiczne:

$$\Delta P_G = \Delta P_{SUN} \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{PEI} \quad (2)$$

gdzie:  $\eta_{PV}$  – sprawność konwersji fotowoltaicznej w zastosowanych panelach fotowoltaicznych;  $\eta_{PEI}$  – sprawność energoelektronicznego układu sprzęgającego (z uwzględnieniem algorytmów MPPT).

Ponieważ moc wyjściowa  $P$  mikroinstalacji jest sumą (różnicą) wypadkowej mocy czynnej obwodów odbiorczych  $P_O$  i mocy  $P_G$  obwodu zawierającego źródło OZE:

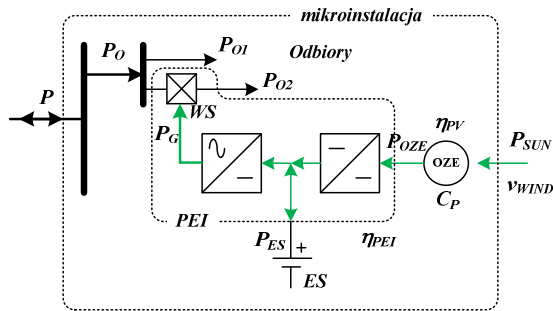
$$P = P_O - P_G \quad (3)$$

to zmiany mocy wyjściowej zależą także od zmian mocy czynnej obwodów odbiorczych  $\Delta P_O$ , przy czym pamiętać należy, że w zależności od typu układu sprzęgającego OZE wartość mocy średniej  $P$  mikroinstalacji jak i jej chwilowe zmiany  $\Delta P$  będą inne w układach Grid Tied niż w układach Off Grid i hybrydowych, w których ze względu na możliwość magazynowania energii spodziewać się można mniejszych wartości wahań mocy wyjściowej przekształtników sprzęgających (PEI). Procesy bilansowania mocy czynnych w mikroinstalacjach OZE dla różnych rodzajów układów PEI oraz różnych

**VIII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014**

trybów ich pracy zilustrowano na rysunku 1 przedstawiającym także uproszczone schematy zastępcze mikroinstalacji.

a)



**Moc wyjściowa PEI**

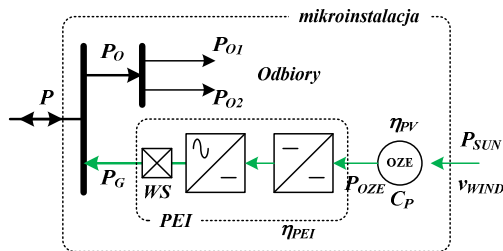
- Tryb 1 (praca PEI bez obciążenia)  
 $P_G = 0$

- Tryb 2 (praca wyspowa PEI)  
 $P_G = P_{O2}$

**Moc wyjściowa mikroinstalacji**

- Tryb 1  
 $P = P_O = P_{O1} + P_{O2}$
- Tryb 2  
 $P = P_O = P_{O1} + P_{O2} - P_G = P_{O1}$

b)



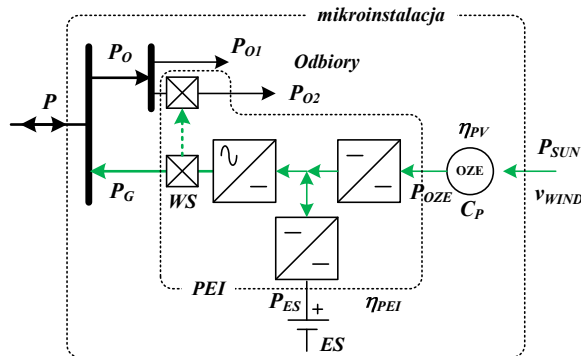
**Moc wyjściowa PEI**

$$P_G = \eta_{PEI} P_{OZE}$$

**Moc wyjściowa mikroinstalacji**

$$P = P_O - P_G = P_{O1} + P_{O2} - P_G$$

c)



**Moc wyjściowa PEI**

- Tryb 1 (praca PEI z mocą programowaną)  
 $P_G = P_{REF} = \eta_{PEI} (P_{OZE} \pm P_{ES})$

- Tryb 2 (praca wyspowa PEI)  
 $P_G = P_{O2}$

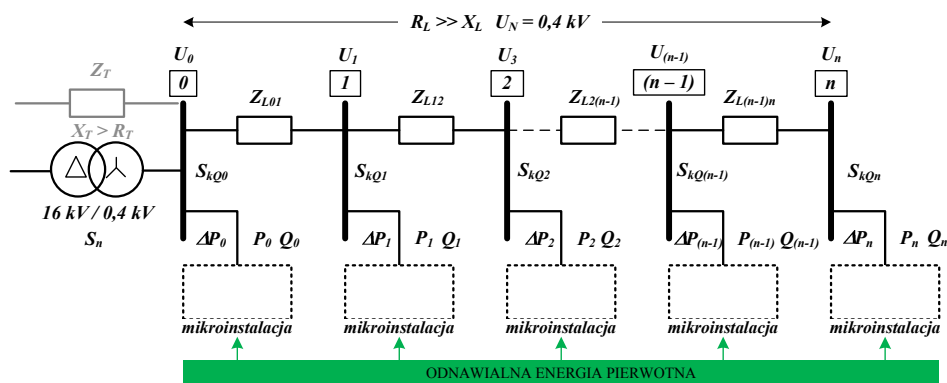
**Moc wyjściowa mikroinstalacji**

- Tryb 1  
 $P = P_O - P_G = P_{O1} + P_{O2} - P_G$
- Tryb 2  
 $P = P_O = P_{O1} + P_{O2} - P_G = P_{O1}$

Rys.1. Schemat zastępczy ilustrujący zasadę działania mikroinstalacji OZE: a) z układem sprzęgającym Off Grid; b) z układem sprzęgającym Grid Tied; c) z hybrydowym układem sprzęgającym.

Z przytoczonych zależności na moc czynną w różnych punktach mikroinstalacji wnioskować można także, że układy pracujące równolegle z siecią dystrybucyjną (Grid Tied i hybrydowy w trybie 1) w sytuacji gdy moc obwodów odbiorczych jest mniejsza od mocy wyjściowej PEI tzn.  $P_O < P_G$  stają się w stosunku do sieci dystrybucyjnej źródłem

prądowym generującym prąd składowej czynnej o zwrocie przeciwnym do napięcia w miejscu przyłączenia. Oznacza to odwrócenie kierunku przepływu energii w odcinku linii pomiędzy węzłem przyłączeniowym mikroinstalacji (n) i węzłem poprzedzającym (n-1) oraz powstawanie w kolejnych odcinkach linii spadków napięć o zwrocie zależnym od kierunku przepływu energii w danym łuku (odcinek linii łączący dwa kolejne węzły na rys.2).



Rys.2. Schemat zastępczy obwodu magistralnego sieci dystrybucyjnej wielostronnie zasilanej z mikroinstalacjami OZE.

Spadek napięcia powstający w danym łuku linii o impedancji  $Z_{(n-1)n}$  pod wpływem przepływu w tym łuku mocy czynnej i biernej wyrazić można zależnością:

$$\Delta U_{(n-1)n} = \frac{P_{(n-1)n}}{U_N} \cdot R_{L(n-1)n} + \frac{Q_{(n-1)n}}{U_N} \cdot X_{L(n-1)n} \quad (4)$$

gdzie:  $P_{(n-1)n}$ ,  $Q_{(n-1)n}$  sumaryczna moc czynna i bierna w łuku o początku w węzle (n-1) i końcu w węzle n;  $R_{L(n-1)n}$ ,  $Q_{L(n-1)n}$  rezystancja i reaktancja łuku.

Zależność wartości i zwrotu spadku napięcia w danym odcinku linii od wartości i znaku mocy czynnej oznacza, że w sieciach dystrybucyjnych zasilających odbiorców wyposażonych w mikroinstalacje wraz ze wzrostem odległości od stacji transformatorowej napięcie nie musi maleć, a w skrajnych przypadkach może wręcz wzrastać co oznacza  $U_n > U_{(n-1)}$  gdy  $P_{(n-1)n} < 0$  oraz  $U_n < U_{(n-1)}$  gdy  $P_{(n-1)n} < 0$ .

### Oddziaływanie mikroinstalacji OZE na sieć dystrybucyjną

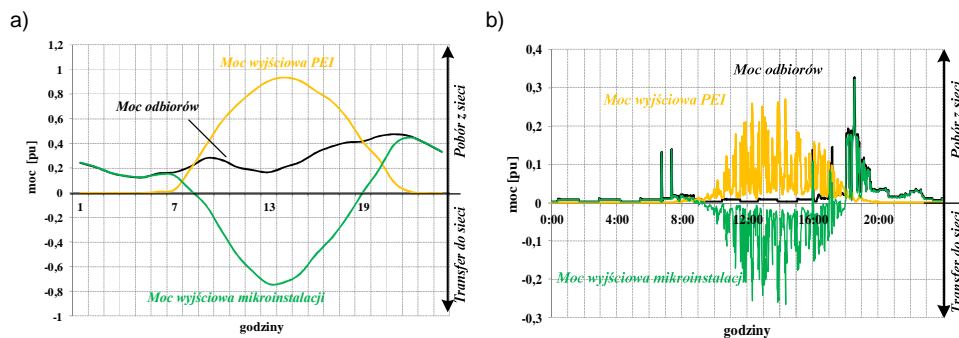
Oddziaływanie mikroźródeł na sieć dystrybucyjną rozpatrywane jest zwykle w czterech obszarach:

- bezpieczeństwa obejmującego przede wszystkim zagadnienia pracy wyspowej i możliwości wtórnego zasilenia sieci dystrybucyjnej;
- wpływu na profil napięciowy dotyczącego możliwości wywoływania długotrwałych zmian napięcia w tym wzrostu napięcia powyżej wartości dopuszczalnych;

### VIII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

- wywoływania szybkich zmian napięcia (wahań napięcia) spowodowanych niespokojnym charakterem mocy wyjściowej źródeł OZE;
- generacji niepożądanych składowych prądów (składowej stałej, składowej wyższych harmonicznych) wynikających ze specyfiki działania energoelektronicznych układów sprzęgających.

We wszystkich tych obszarach niepożądane skutki wynikające z pracy mikroinstalacji OZE wynikają z istnienia niezerowej impedancji sieci  $Z_s$ , dlatego w miejscu instalacji dąży się do minimalizacji stosunku mocy czynnej źródła w stosunku do mocy zwarciowej systemu poprzez określenie szczegółowych warunków mocowych i impedancyjnych lub warunków sterowania układów sprzęgających. W chwili obecnej w Polsce brak jest ujednoliconych wymagań technicznych dotyczących współpracy mikroinstalacji z siecią dystrybucyjną. Uprozczone procedury ich przyłączania polegające między innymi na braku konieczności określania wpływu na sieć w przypadku pojedynczych mikroźródeł, powodują, że spodziewać się należy problemów technicznych związanych z prowadzeniem ruchu w sieciach dystrybucyjnych nasyconych mikroinstalacjami OZE. Doświadczenia innych państw (np. Niemcy), w których już doprecyzowano wymagania dla mikroinstalacji OZE jak również badania prowadzone w zakresie wpływu źródeł odnawialnych o niespokojnej charakterystyce mocy wyjściowej na sieć dystrybucyjną pokazują, że tradycyjny sposób prowadzenia ruchu w sieciach promieniowych niskich napięć w wielu przypadkach nie jest w stanie zapewnić zachowania profilu napięciowego w obszarze określonym standardami [3]. Podstawowymi przyczynami tego stanu rzeczy jest np. specyficzny sposób pracy mikroźródeł odnawialnych w trybie pracy równoległej z siecią (układy Grid Tied i hybrydowe) polegający na „powielaniu” wahań mocy wyjściowej źródeł OZE (rys. 3b) oraz w wielu przypadkach brak korelacji pomiędzy charakterystyką mocy generowanej i mocy obciążenia mikroinstalacji (patrz rys.3a).



Rys.3. Dobowa zmienność mocy w systemach prosumenckich z systemami fotowoltaicznymi: a) charakterystyki idealizowane – odbiory profilowe, moc wyjściowa PEI w dzień bezchmurny; b) charakterystyki rzeczywiste – pomiarowe z rozdzielczością 1 minutową. Wartości względne: moc PEI odniesiona do mocy bazowej 1,5 kW, moc obciążenia odniesiona do mocy szczytowej 12,5 kW.

#### **Spadki i wzrosty napięcia w sieci**

Źródła OZE z powszechnie stosowanymi (ze względu na koszt systemu) układami sprzęgającymi Grid Tied pracują w trybie prądowym ze zmiennością wartości skutecznej prądu wyjściowego mocno zależną od zmian energii pierwotnej wiatru (z sześcienną

zależnością) lub promieniowania słonecznego (z zależnością prawie liniową). Z tego tytułu nie mają one możliwości intencjonalnej regulacji napięcia w miejscu przyłączenia. W skrajnych przypadkach np. w sieciach osiedlowych zwłaszcza w perspektywie roku 2020 i wymagań odnośnie implementacji źródeł miejscowych w budynkach, prowadzi to może do trwałego wzrostu napięcia wywołanego odwróceniem kierunku przepływu energii. Zagrożenie to zostało zauważone i obecnie trwają prace nad sformułowaniem wymagań technicznych dla tego typu układów w zakresie obligatoryjnego wyposażenia ich w mechanizmy regulacji napięcia (voltage droop -  $\Delta Q/\Delta U$ ) w miejscu przyłączenia za pomocą generacji dodatkowej mocy biernej  $Q_G$  bez konieczności redukcji mocy czynnej  $P_G$ .

Względne zmiany napięcia sieci dystrybucyjnej wywołane przepływem (lub zmianami) mocy czynnej  $P_n$  i biernej  $Q_n$  w miejscu przyłączenia mikroinstalacji wyrazić można zależnością:

$$\delta U_n = \frac{\Delta U_n}{U_N} \approx \frac{P_n}{S_{kQn}} \cdot \cos \psi_n + \frac{Q_n}{S_{kQn}} \cdot \sin \psi_n \quad (5)$$

gdzie:  $S_{kQn}$  – moc zwarciova w miejscu przyłączenia mikroinstalacji;  $\psi_n$  – kąt fazowy impedancji sieci

Redukcja mocy czynnej wykorzystywana jest w układach sprzęgających OZE jako element służący poprawie stabilności systemu (frequency droop -  $\Delta P/\Delta f$ ) ale jej implementacja jest ograniczona w zasadzie do układów dużej mocy (powyżej 30 kW) i wiąże się zawsze z pewną utratą uzysku energetycznego ze źródeł OZE. W źródłach mniejszej mocy wykorzystujących układy sprzęgające Grid Tied działające zgodnie z wymaganiami norm [4] wzrost lub spadek napięcia w miejscu przyłączenia powyżej wartości dopuszczalnych  $U_N \pm 10\%$  [3] prowadzi do permanentnego ich wyłączenia.

Skuteczność regulacji napięcia za pomocą regulacji mocy biernej w sieciach niskonapięciowych, ze względu na stosunkowo niską reaktancję sieci (patrz Tabela 1) jest o wiele mniejsza niż regulacja za pomocą mocy czynnej. Dodatkowa moc bierna  $Q_G$  generowana przez przekształtnik sieciowy układu sprzęgającego wywołuje ponadto dodatkowe straty mocy czynnej w rezystancji sieci  $R_{Sn}$ .

$$\Delta P_S(Q_{Gn}) = \frac{Q_{Gn}^2}{U_N^2} \cdot R_{Sn} \quad (6)$$

Straty te będą rosły wraz ze wzrostem odległości od stacji transformatorowej, a skuteczność regulacji ze względu na zmniejszający się z odległością kąt fazowy impedancji zespolonej sieci, będzie malała. Wynika to z faktu, że impedancję sieci  $Z_{Sn}$  w miejscu przyłączenia mikroinstalacji ( $n$  – ty węzeł) oszacować można na podstawie zależności zespolonej uwzględniającej podłużne parametry impedancyjne zarówno transformatora (rezystancję  $R_T$  oraz reaktancję  $X_T$ ) jak i linii (rezystancję  $R_L$  oraz reaktancję  $X_L$ ):

$$\underline{Z}_{Sn} = R_{Sn} + jX_{Sn} = (R_T + R_{Ln}) + j(X_T + X_{Ln}) = Z_{Sn} \angle \psi_n \quad (7)$$

gdzie: moduł impedancji sieci  $Z_{Sn} = \sqrt{R_{Sn}^2 + X_{Sn}^2}$  a kąt fazowy impedancji  $\psi_n = \arctg(X_{Sn} / R_{Sn})$

### VIII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

Parametry impedancyjne sieci często szacuje się na podstawie parametrów jednostkowych linii (Tabela 1) oraz parametrów znamionowych transformatorów stacyjnych (Tabela 2).

Tabela 1. Charakterystyczne jednostkowe parametry sieci nN [5].

Typ linii	Reaktancja jednostkowa linii [mΩ / m]		
	Wartość średnia obliczeniowa	Minimalna	Maksymalna
napowietrzna	0,33	0,27	0,37
kablowa jednożyłowa	0,18	0,15	0,22
kablowa wielożyłowa	0,08	0,065	0,1
Materiał przewodnika	konduktywność linii [m / Ω mm <sup>2</sup> ]		
	Wartość średnia obliczeniowa	Minimalna	Maksymalna
miedź	55	53	57
aluminium	34	34	35
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dla odcinka linii napowietrznej AFL-6 o długości 50 m o przekroju 50 mm<sup>2</sup> – (R<sub>L</sub> = 29,4 mΩ ; X<sub>L</sub> = 18,5 mΩ)</li> <li>▪ Dla odcinka linii kablowej wielożyłowej (YAKY 4x50SE) o przekroju 50 mm<sup>2</sup> – (R<sub>L</sub> = 29,4 mΩ ; X<sub>L</sub> = 4 mΩ)</li> </ul>			

W chwili obecnej większość linii niskonapięciowych budowana jest jako linie kablowe lub napowietrzne linie izolowane. Jak można zauważyć z danych zestawionych w tabeli 1 oznacza to często  $R_L > 10 X_L$ , dlatego przy wyznaczaniu spadków napięć wewnątrz linii często pomija się reaktancję sieci i wpływ mocy biernej na spadki napięć w poszczególnych łukach linii. Największy wpływ na wypadkową reaktancję  $X_S$  sieci niskonapięciowych ma reaktancja transformatora  $X_T$  wielokrotnie większa od jego rezystancji  $R_T$  (Tabela 2).

Tabela 2. Charakterystyczne parametry transformatorów 16 kV / 0,4 kV [5].

S <sub>nTR</sub> [kVA]	63	100	160	200	250	300	400	500	630
R <sub>T</sub> [mΩ]	42,1	24,8	13,7	10,9	8,6	7,1	5,4	4,4	3,5
X <sub>T</sub> [mΩ]	104	69	45	37	30	26	20	16	13
Z <sub>T</sub> [mΩ]	112	73,3	47	36,6	31,2	27	20,7	16,6	13,5
Ψ <sub>T</sub> [°]	68	70,2	73,1	73,6	74	74,7	74,9	74,6	74,9
S <sub>kQ</sub> [MVA]	1,43	2,18	3,4	4,15	5,13	5,94	7,72	9,64	11,9

Oznaczałoby to, że sens regulacji napięcia za pomocą mocy biernej w sieci dystrybucyjnej z mikroinstalacjami OZE występuje jedynie na zaciskach transformatora lub w węzłach położonych w jego bliskiej odległości. Cel ten osiągnąć można wtedy również w sposób tradycyjny wykorzystując regulację zaczepową mniej stratną, jednak wymagałoby to wyposażenia stacji transformatorowych SN/nN w układy automatycznej regulacji napięcia (ARN) co nie wydaje się ekonomicznie uzasadnione. Najskuteczniejszą metodą redukcji wpływu zmian mocy mikroinstalacji na zmiany napięcia w sieci dystrybucyjnej wydają się zatem szeroko rozumiana redukcja mocy wyjściowej mikroinstalacji poprzez ograniczenie mocy znamionowej (przyłączeniowej) źródeł wg warunku często funkcjonującego w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych (IRiESD) [6]:

$$S_{Gn} \leq \frac{S_{kQn}}{20} \quad \text{lub} \quad P_{Gn} \leq \frac{S_{kQn}}{20} \quad (8)$$

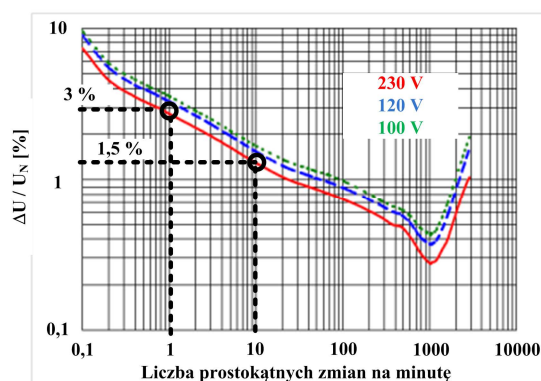
lub poprzez koordynowaną lub samoczynną (interaktywną) redukcję mocy wyjściowej układu sprzęgającego. Aby ograniczyć straty uzysku energetycznego z OZE powinna się ona odbywać raczej w układach z magazynowaniem energii.

### Wahania napięcia

Istotnym problemem z punktu widzenia utrzymania właściwej jakości napięcia w sieci dystrybucyjnej jest także możliwość powstawania wahań napięcia i towarzyszącego mu efektu migotania światła w wyniku szybkozmiennych wahań mocy wyjściowej mikroinstalacji OZE (rys.3b) na skutek zmiennego zachmurzenia czy porywów wiatru. Skupione w jednym obszarze mikroinstalacje tego samego typu (np. ze źródłami fotowoltaicznymi) podlegają bardzo podobnym wahaniom mocy w tym samym czasie co dodatkowo potęguje efekt zmienności przepływów energii w sieci, do której są one przyłączone. W chwili obecnej zapobiega się temu stosując dodatkowe obostrzenia przy przyłączaniu źródeł niespokojnych do sieci dystrybucyjnej poprzez wprowadzenie dodatkowego warunku na moc przyłączeniową źródła co po uwzględnieniu poczynionego wcześniej uproszczenia  $S_{Gn} = P_{Gn}$  oznacza:

$$P_{Gn} \leq 0,03 \cdot \frac{U_N^2}{R_{Sn}} \quad (9)$$

i wynika z warunku dopuszczalnych względnych zmian napięcia tzn.  $\delta U \leq 3\% U_N$  dla pojedynczej zmiany w interwale 10 min ( $P_{st} = 1$ ), wywołanych skokową zmianą mocy czynnej w sieciach niskonapięciowych [7]. Biorąc pod uwagę, że względne zmiany mocy czynnej źródeł OZE osiągać mogą wartości do 90% ich mocy znamionowej oraz zmian tych w obliczeniowym interwale 10 minutowym może być kilka a nawet kilkanaście, to aby uniknąć efektu flickera zgodnie z krzywą  $P_{ST} = 1$  (rys.4) należałoby warunek ten jeszcze zaostrzyć (ok. 1,5% dla 10 zmian prostokątnych) lub wprowadzić rozwiązania ograniczające względne zmiany mocy wyjściowej mikroinstalacji.



Rys.4. Krzywa dopuszczalnych względnych zmian napięcia [7].

Przyjęta w rozważaniach wartość 10 zmian oznacza jedną względną zmianę napięcia na minutę i jest adekwatna ze stałą czasową regulacji większości regulatorów MPPT, co oznacza, że raczej nie należy się spodziewać częstszych skokowych zmian mocy wyjściowej układów PEI lub, że zmiany te nie będą miały dużych stromości. W układach z magazynami energii (Off Grid oraz hybrydowych) szybkie wahania mocy wyjściowej

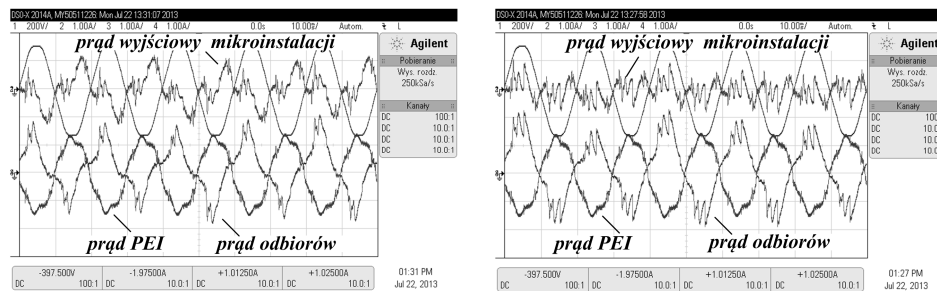


## VIII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014

nie występują dzięki zastosowanemu trybowi pracy wyspowej (Off Grid) lub bezpośredniemu sterowaniu mocą wyjściową (hybrydowe) z 10 minutowym interwałem zmian nastaw.

### Prądy wyższych harmonicznych

Warunki ekonomiczne związane z rozliczaniem energii wytransferowanej z mikroinstalacji OZE do sieci dystrybucyjnej jak również zmniejszone oddziaływanie na sieć dystrybucyjną i związane z tym mniejsze ograniczenia mocy przyłączeniowej wskazują na topologię hybrydową jako tą, która ma największe szanse implementacji w polskich mikroinstalacjach. Jednocześnie założyć można że większość inwestorów będzie dążyła do takiego wystrojenia tych układów, aby nie wykazywać dodatniego bilansu energetycznego w przyłączy (zbilansowanie mocy czynnych). Niestety w warunkach zbilansowania instalacji prosumenckiej kiedy składowa czynna prądu odbiorników jest równa składowej czynnej prądu źródła, prąd po stronie sieci dystrybucyjnej zawierał będzie wyłącznie składową nieaktywną. Jest ona generowana przez odbiorniki nieliniowe pracujące w instalacjach prosumenckich. Są nimi zwłaszcza odbiorniki wyposażone w układy energoelektroniczne takie jak zasilacze sprzętu RTV, oświetlenie energooszczędne i wyładowcze oraz energoelektroniczne układy napędowe systemów technologicznych i sprzętu AGD (patrz rys.5).



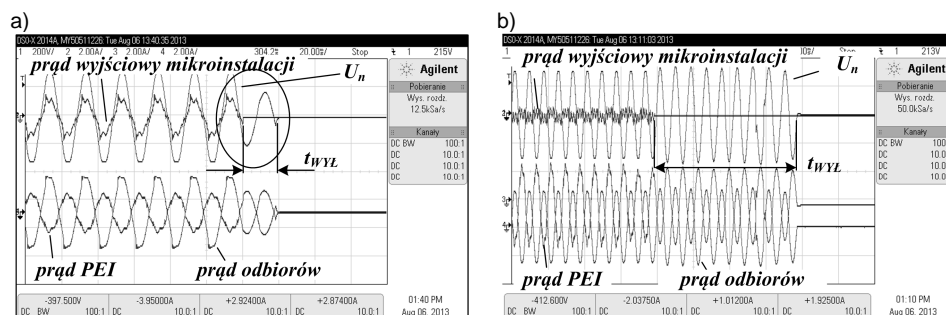
Rys.5. Odształcenia prądów w mikroinstalacjach z odbiornikami nieliniowymi

Powoduje to sytuację, w której sieć dystrybucyjna stać się może kolektorem prądów odształconych o wartościach przekraczających dopuszczalne poziomy [8]. Oznacza to w skrajnym przypadku brak przepływów mocy czynnej w sieci i obciążanie transformatorów jedynie prądami wyższych częstotliwości i w rezultacie po pierwsze odształcanie napięć w sieci na skutek powstawania nieliniowych spadków napięć w łukach linii lub odształcenia w wyniku niedostatecznego obciążenia transformatorów, a po drugie generowanie dodatkowych strat wiropędowych w rdzeniach tych transformatorów. Biorąc pod uwagę liniową zależność reaktancji linii i transformatora od częstotliwości (rzędu harmonicznej) spodziewać się można, że wpływ prądów harmonicznych na napięcie sieci będzie malał wraz z odległością od źródła ich emisji oraz z rzędem harmonicznej, przy czym dotyczy to bardziej linii napowietrznych niez izolowanych niż linii izolowanych wielożyłowych zarówno napowietrznych jak i kablowych.

### Zabezpieczenie przed pracą wyspową

Stan bliski zbilansowaniu mocy czynnej w instalacjach prosumenckich jest stanem niekorzystnym także z punktu widzenia pewności działania niektórych pasywnych zabezpieczeń antywyspowych przekształtników sprzęgających źródła OZE, gdyż pracują

one wtedy wewnątrz strefy niezczułości (Non Detection Zone – NDZ) [9], co w sytuacji zaniku napięcia sieci prowadzi zwykle do wydłużenia czasu ich zadziałania jak to pokazano na rysunku 6.

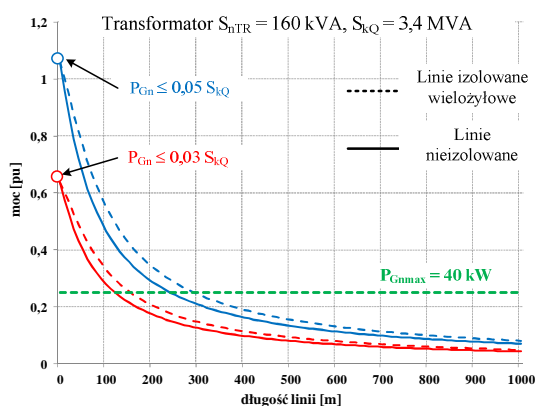


Rys.6. Wpływ bilansu mocy w przyłączy na czas zadziałania zabezpieczeń antywyspowych w mikroinstalacji z układem Grid Tied: a) w sytuacji gdy  $P_o > P_g$ ; b) w sytuacji gdy  $P_o = P_g$  (zbilansowanie);

Zapobiega się temu stosując podwójne układy detekcji pracy wyspowej i w większości przekształtników typu Grid Tied działanie ich zadziałanie w wymaganym normą [4] czasie jest niezagrażone. Dotyczy to oczywiście wyłącznie przekształtników certyfikowanych na co należy zwracać uwagę przy wyborze rozwiązania oraz dopuszczeniu do eksploatacji.

### Podsumowanie

Biorąc pod uwagę właściwości mikroinstalacji pracujących w określonej topologii układu sprzęgającego, a właściwie ich wpływ na sieć dystrybucyjną, można sformułować uogólnione zasady przyłączania źródeł OZE w sieciach magistralnych nN w zależności od sposobu ich wykonania (rodzaj i układ przewodów oraz ich materiał i przekrój) oraz typu układu sprzęgającego.



Rys.7. Dopuszczalne wartości mocy OZE w zależności od odległości od stacji transformatorowej i przyjętego kryterium dopuszczalnych zmian napięcia w linii napowietrznej (AL 50 mm<sup>2</sup>) zasilanej ze stacji transformatorowej o mocy transformatora 160 kVA.

### **VIII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2014**

Jak można zauważyć z wykresów na rysunku 7 ilustrujących wpływ odległości od stacji transformatorowej o mocy znamionowej (160 kVA) typowej dla środowiska wiejskiego i podmiejskiego na maksymalną moc przyłączeniową źródła OZE do sieci napowietrznej wykonanej przewodami aluminiowymi o typowym przekroju 50 mm<sup>2</sup>, w zależności od przyjętego kryterium, dopuszczalna wartość mocy znamionowej źródła OZE  $P_{Gn}$  maleje wraz z długością linii. Oznacza to, że przyłączenie mikroinstalacji o mocy znamionowej 40 kW określonej w [1] w dowolnym miejscu tej linii i z wykorzystaniem stosowanego powszechnie w IRIESD warunku  $P_{Gn} \leq 1/20 S_{kQn}$  ( $0,05 S_{kQn}$ ) nie jest możliwe i jest ograniczone w zasadzie do bliskiego sąsiedztwa stacji transformatorowej (240 m w sieci niez izolowanej oraz 300 m w sieci izolowanej). Warunek ten jest warunkiem wystarczającym dla mikroinstalacji z magazynami energii (wyspowe, hybrydowe) gdyż mają one zdolność do ograniczania szybkozmiennych wahań mocy. Niestety nieco inaczej jest z układami bez magazynowania energii (równoległe) gdyż występujące w nich wahania mocy wymagają zaostrzenia kryterium dotyczącego generacji wahań napięcia za pomocą wprowadzenia ograniczenia mocy znamionowej OZE do wartości  $P_{Gn} \leq 0,03 S_{kQn}$ . Jak można zauważyć powoduje znaczne zawężenie obszaru linii dopuszczalnego dla instalacji o mocy 40 kW do odległości 130 m (linia niez izolowana) i 160 m (linia izolowana) od stacji transformatorowej. Przyjęcie, któregoś z kryteriów poprzez wybór topologii układu sprzęgającego lub odwrotnie jest także widoczne przy przyłączaniu źródeł bezpośrednio do stacji transformatorowej o mocy zwarciowej  $S_{kQ}$  (patrz tabela 2). Jak można zauważyć na rysunku 7 maksymalna moc źródeł, które można przyłączyć w stacji wynosi  $P_{Gn} \leq 0,05 S_{kQ}$  oraz  $P_{Gn} \leq 0,03 S_{kQ}$ , odpowiednio dla układów z magazynowaniem i bez magazynowania.

Potencjalne, wyżej wymienione zagrożenia we współpracy instalacji prosumenckich z systemem dystrybucyjnym nN wymagają weryfikacji wymagań stawianych tego typu układom oraz wyboru właściwych rozwiązań w zakresie układów sprzęgających mikroinstalacje OZE z siecią elektroenergetyczną. Tworzenie barier ekonomicznych w postaci mało zachęcających systemów taryfowych dla systemów OZE nie prowadzi do rozwoju w tej dziedzinie i jest poważnym zagrożeniem wypełnienia celów powziętych w ramach zobowiązań pakietu 3x20. Uświadomienie zarówno potencjalnych inwestorów jak i operatorów systemów dystrybucyjnych w zakresie sposobów działania oraz wzajemnego oddziaływania mikroinstalacji i systemów dystrybucyjnych pozwoli na zniesienie przede wszystkim barier mentalnych. Towarzyszyć temu muszą także bardziej zaawansowane działania w sferze technicznej pozwalającej na określenie jednoznacznych zasad doboru topologii i mocy mikroinstalacji do specyficznych warunków pracy sieci w miejscu instalacji. W Tabeli 3 zestawiono najważniejsze właściwości mikroinstalacji pracujących w trzech podstawowych topologiach dostępnych obecnie na rynku.

Tabela 3. Zestawienie właściwości mikroinstalacji o różnych konfiguracjach układu sprzęgającego

Właściwość	Typ układu sprzęgającego		
	Off Grid	Grid Tied	Hybrydowy
Tryb pracy	wyspowy napięciowy	równoległy z siecią prądowy	równoległy lub wyspowy prądowy lub napięciowy
Charakterystyka mocy wyjściowej	moc wyjściowa mikroinstalacji zawsze dodatnia	moc wyjściowa mikroinstalacji zarówno dodatnia jak i ujemna	dowolnie programowana
Magazynowanie energii	wymagane	brak	możliwe
Funkcjonalność łącznika	przełączanie źródeł	oddzielenie od sieci	przełączanie źródeł

sieciowego (WS)	zasilania, oddzielenie od sieci		zasilania, oddzielenie od sieci
Zasilanie awaryjne	realizowane w sposób naturalny	niemożliwe (zabronione)	realizowane przez zmianę trybu pracy na wyspowy
Oddziaływanie na sieć	znikome, separacja sieci od odbiorników prądu odbiorników i wahań mocy odbiorników oraz źródeł OZE	duże (bezpośrednie), generacja wahań mocy wyjściowej mikroinstalacji	zmniejszone dzięki programowanej mocy wyjściowej i funkcji magazynowania energii
Reakcja na zakłócenia z sieci	separacja odbiorników od zakłóceń z sieci	po przekroczeniach dopuszczalnych wartości odłączenie od sieci	po przekroczeniach dopuszczalnych wartości odłączenie od sieci ale także przejście do pracy wyspowej i separacja odbiorników od zakłóceń z sieci
Ograniczenie mocy znamionowej od strony sieci dystrybucyjnej	brak	3% (docelowo 1,5%) mocy zwarciowej	1/20 mocy zwarciowej
Możliwość uczestnictwa w programach DSR	tak	nie	zdecydowanie tak

Znajomość ograniczeń występujących w sieci jak również możliwości ich przewyżczenia poprzez dobór odpowiedniego układu sprzęgającego pozwolić może na efektywniejsze wykorzystanie energii generowanej w mikroinstalacjach oraz swobodniejsze gospodarowanie tą energią w zależności od sytuacji technicznej w sieci ale i rynkowej w zakresie jej sprzedaży.

### Literatura

- [1] Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
- [2] European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Brussels, 26.5.2010.
- [3] PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
- [4] PN-EN 50438:2010, Wymagania dotyczące równoległego przyłączenia mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia.
- [5] H. Habberlin, Photovoltaics System Design and Practice, Wiley, 2012
- [6] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej część szczegółowa: Bilansowanie Systemu Dystrybucyjnego i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, 1 kwietnia 2008 r. wraz z kartami aktualizacji, Enea Operator Spółka z.o.o.
- [7] PN-EN 61000-3-3:2011, Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 3-3: Poziomy dopuszczalne - Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym  $< \text{lub} = 16 \text{ A}$  przyłączone bezwarunkowo.
- [8] PN-EN 61000-3-2:2007 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC), Część 3-2: Poziomy dopuszczalne, Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznego prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika  $\leq 16 \text{ A}$ ).
- [9] W. Y. Teoh, Ch. W. Tan, An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems, World Academy of Science, Engineering and Technology, 58, 2011.

**Autorzy:** dr hab. inż. Grzegorz Benysek, prof. UZ; dr inż. Marcin Jarnut; Instytut Inżynierii Elektrycznej; Uniwersytet Zielonogórski, ul. Licealna 9, 65-417 Zielona Góra, e-mail: [g.benysek@iee.uz.zgora.pl](mailto:g.benysek@iee.uz.zgora.pl), [m.jarnut@iee.uz.zgora.pl](mailto:m.jarnut@iee.uz.zgora.pl)