

## Wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono wpływ prosumenckich instalacji fotowoltaicznych na pracę sieci rozdzielczej niskiego napięcia. Symulacje pracy sieci zostały przeprowadzone w programie OpenDSS, z wykorzystaniem modelu sieci testowej CIGRE. Na podstawie uzyskanych wyników określono wpływ warunków atmosferycznych na ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Ponadto określony został maksymalny stopień nasycenia sieci CIGRE źródłami PV, który nie powodował zaburzeń w pracy tej sieci.

**Abstract.** The article evaluates the impact of prosumer photovoltaic installations on the operation of the low voltage distribution network. Simulations have been carried out in the OpenDSS program, using the CIGRE test network model. From the results obtained, the impact of atmospheric conditions on the risk of exceeding normal network operating conditions was determined. In addition, the level of saturation of the CIGRE network with PV sources, which did not cause disturbances in the operation of this network, was determined. **(Impact of prosumer photovoltaic installations on the operation of the low voltage distribution network.)**

**Słowa kluczowe:** mikroinstalacja fotowoltaiczna, prosument, sieć niskiego napięcia, ocena ryzyka, warunki atmosferyczne  
**Keywords:** photovoltaic microinstallation, prosumer, low voltage network, risk assessment, atmospheric conditions

### Wstęp

W ostatnich latach nastąpił gwałtowny wzrost liczby prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączonych do sieci rozdzielczych nN [1]. Odpowiedniemu zwiększeniu uległa także moc zainstalowana tych instalacji. Od pierwszych miesięcy 2019 roku do końca maja 2023 roku liczba mikroinstalacji PV w Polsce wzrosła niemal 23,5 krotnie (o 2253%), natomiast moc zainstalowana tych źródeł zwiększyła się blisko 29 krotnie. Łączna liczba mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na koniec maja 2023 roku przekroczyła 1276 tysięcy, a ich łączna moc znamionowa wyniosła ponad 9,87 GW. Ponadto należy zaznaczyć, że liczba mikroinstalacji w sieci dystrybucyjnej wciąż rośnie. W 2021 roku do sieci przyłączono ponad 396 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o sumarycznej mocy przekraczającej 3 GW. W 2022 roku było to ponad 356 tysięcy nowych instalacji prosumenckich o mocy ponad 3,18 GW. W I kwartale 2023 przyłączono już 38 tysięcy nowych mikroinstalacji o mocy 0,37 GW [1].

Prosumenci na swoje bieżące potrzeby energetyczne zużywają około 30% energii elektrycznej, która została przez nich wytworzona [2]. Powoduje to występowanie w ciągu dnia okresów, w których wytwarzanie energii przewyższa zapotrzebowanie. W większości przypadków pojedyncza instalacja prosumencka nie ma możliwości magazynowania nadwyżki wygenerowanej energii, w związku z czym jest ona przekazywana do sieci. Gdy na obszarze danej sieci nN występuje stosunkowo niewielka liczba prosumentów, to nadwyżka energii wprowadzona do sieci nie powoduje zaburzeń w jej pracy. Sytuacja zmienia się, gdy do danej sieci nN przyłączonych jest wielu prosumentów. W pewnych okresach sumaryczna moc wygenerowana przez instalacje PV może być na tyle duża, aby powodować zaburzenia w pracy danej sieci nN. Nadwyżka mocy generowanej w sieci wpływa przede wszystkim na [3, 4, 5]:

- wzrost wartości napięcia, który może doprowadzić do przepięcia,
- wzrost niesymetrii napięcia,
- wzrost wartości prądu powyżej wartości dopuszczalnej długotrwale danego elementu sieci,
- wystąpienie przepływu odwrotnego mocy, tzn. przepływu mocy z sieci nN do sieci SN,
- zwiększenie strat energii.

W artykule, na przykładzie sieci testowej nN, pokazano wpływ źródeł fotowoltaicznych na parametry pracy tej sieci dla różnych warunków atmosferycznych i różnego stopnia nasycenia sieci źródłami PV.

### Sieć testowa oraz środowisko symulacyjne

Zastosowana do analiz sieć testowa nN pochodzi z broszury technicznej CIGRE [6]. Analizowana sieć jest typową europejską siecią kablową w układzie TN-C, zasilającą odbiorców komunalno-bytowych. Na rysunku 1 pokazano schemat sieci, wraz z jej parametrami technicznymi oraz mocami szczytowymi reprezentującymi grupy odbiorców zasilanych z poszczególnych węzłów.

Sieć zasilająca SN:

$U_n = 20 \text{ kV}$   
 $S_{i3} = 100 \text{ MVA}$   
 $X_1 / R_1 = 1$

Transformator:

$S_n = 500 \text{ kVA}$   
 $g_n = 20/0,4 \text{ kV/kV}$   
 $u_x = 4\%$   
 $\Delta P_{Cu} = 1\%$

Linie kablowe:

K1: Al, 240 mm<sup>2</sup>  
K2: Al, 50 mm<sup>2</sup>

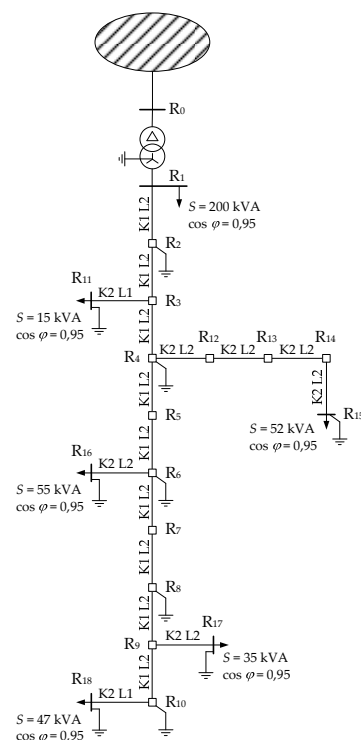
Długości linii:

L1: 30 m  
L2: 35 m  
□ - mufa kablowa

Układ TN-C

Rezystancje uziemień:

Transformator:  
 $R = 3 \Omega$   
Sieć (przewód PEN):  
 $R = 40 \Omega$



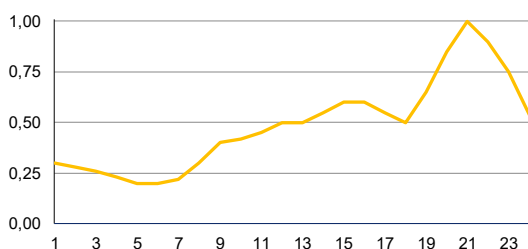
Rys. 1. Schemat sieci testowej CIGRE, wraz z parametrami jej elementów składowych [6]

Podane wartości dotyczą obciążeń trójfazowych. Podczas symulacji dzielone są w odpowiedni sposób między trzy fazy. Układ połączeń odbiorców kompleksowych to gwiazda z przewodem neutralnym.

Symulacje pracy sieci zostały wykonane z wykorzystaniem oprogramowania OpenDSS (Distribution System Simulator), opracowanego przez firmę EPRI (Electric Power Research Institute) [7]. Program ten umożliwia wykonywanie złożonych analiz z wykorzystaniem zaimplementowanych i konfigurowalnych modeli elementów sieci rozdzielczej. Jedną z najważniejszych cech programu jest możliwość obliczeń rozptyłów mocy w wielofazowej sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem niesymetrii obciążenia. Ponadto program posiada możliwość symulacji pracy źródła PV. Model takiego źródła oraz jego implementację w systemie OpenDSS przedstawiono w [7].

### Zmienność obciążenia

Wykorzystane w symulacjach roczne zapotrzebowanie odbiorców oparte jest na dobowym profilu obciążenia zaproponowanym w broszurze CIGRE [6], który przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Dobowa zmienność obciążenia, w p.u.

Na tej podstawie przygotowano dwa rodzaje rocznych profili obciążenia: symetryczny oraz asymetryczny. Symetryczne zapotrzebowanie przyjęte zostało jako jednakowe w każdym dniu w ciągu roku dla każdego odbiorcy oraz każdej fazy. Asymetryczne zapotrzebowanie, to wylosowane dla poszczególnych odbiorców i faz wartości obciążenia dla każdej godziny wokół symetrycznego profilu obciążenia, który był traktowany jako wartość średnia.

### Dane pogodowe

Wykorzystane dane pogodowe odpowiadały typowym latom meteorologicznym na terenie Polski. Sporządzone zostały one dla 61 stacji pogodowych [8]. Dane te podawane są w rozdzielczości godzinowej. Na potrzeby symulacji pracy sieci wybrano 18 stacji meteorologicznych, które następnie zostały podzielone na cztery strefy nasłonecznienia. Odpowiednio od strefy o najmniejszym (Strefa 1) do strefy o największym nasłonecznieniu (Strefa 4). Na rysunku 3 zaznaczono wyżej wymienione stacje pogodowe (czerwona kropka, niebieska nazwa miejscowości). Mapa przedstawia roczną produkcję energii elektrycznej z jednego kW mocy zainstalowanej źródła PV. Wybrane stacje znajdują się w czterech strefach nasłonecznienia. Są to odpowiednio:

- Strefa 1: Piła, Olsztyn, Łębork, Szczecin, Chojnice,
- Strefa 2: Elbląg, Białystok, Płock, Ustka, Zielona Góra,
- Strefa 3: Katowice, Lesko, Terespol, Kalisz, Legnica,
- Strefa 4: Sandomierz, Rzeszów, Lublin.

W przeprowadzonych symulacjach dla każdej stacji pogodowej została określona roczna generacja energii, wynikająca z mocy zainstalowanej źródeł PV. Analiza wyników symulacji potwierdziła dane przedstawione na mapie, tzn. największa generacja ma miejsce na obszarze południowo-wschodnim Polski, a najmniejsza na północnym zachodzie. Różnica wartości średnich w tych strefach wynosi około 19%.



Rys. 3. Mapa przedstawiająca roczną generację energii na 1 kW mocy źródła PV wraz z rozmieszczeniem analizowanych stacji pogodowych [zacczerpnięto z: [globalsolaratlas.info/download/poland/](http://globalsolaratlas.info/download/poland/)]

### Moc zainstalowana źródeł PV

Źródła fotowoltaiczne zostały przyłączone w każdym węźle odbiorczym analizowanej sieci (równoległe z obciążeniem). Sumaryczna produkcja energii w sieci dystrybucyjnej uzależniona jest od stopnia nasycenia tej sieci źródłami fotowoltaicznymi. Stopień ten jest zdefiniowany jako stosunek całkowitej rocznej energii wytworzonej przez instalacje fotowoltaiczne  $E_{PV}$  do całkowitej energii rocznej  $E$  pobieranej przez wszystkich odbiorców przyłączonych do badanej sieci [9]:

$$(1) \quad \alpha = \frac{E_{PV}}{E} \cdot 100\%$$

Założono, że moc źródeł PV zostanie dobrana w taki sposób, aby wygenerowana w ciągu roku energia pokryła odpowiednio 25% lub 50% rocznego zapotrzebowania danego odbiorcy na energię elektryczną ( $\alpha = 25\%$  i  $50\%$ ).

Moc znamionowa źródeł fotowoltaicznych wynika z ilości energii, która ma zostać wygenerowana przez nie w ciągu roku  $E_{PV}$ , jak również z wartości współczynnika  $\gamma$ , który określa ilość energii generowanej w źródłach PV, która została utracona na skutek wymiany z siecią. Wynika ona z przyjętego, stosowanego do 31 marca 2022 r. w Polsce, systemu rozliczeń za energię wprowadzoną oraz odebraną z sieci. Według tego systemu prosument, którego instalacja nie przekracza 10 kW, za każdą 1 kWh oddanej do sieci energii może pobrać 0,8 kWh, bez dodatkowych opłat. Czyni to sieć elektroenergetyczną wirtualnym magazynem energii o sprawności 80%. Wzór na wyznaczenie wymaganej mocy instalacji fotowoltaicznej jest następujący [9]:

$$(2) \quad P_{nPV} = \beta \frac{E_{PV}}{T_z} + (1 - \beta) \frac{E_{PV}}{T_z} \frac{(1-\gamma)}{T_z}$$

gdzie:  $\beta$  – współczynnik autokonsumpcji (ilość energii zużytej przez odbiorcę w chwili jej wytworzenia przez źródło PV);,  $T_z$  – roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych.

Wielkości stosowane we wzorze (2) są równe:  $T_z = 1000$  h,  $\beta = 0,25$ ,  $\gamma = 0,2$ . Po podstawieniu do wzorów (1) oraz (2) wyznaczono wartości mocy źródeł PV wykorzystanych do symulacji dla dwóch wartości współczynnika  $\alpha$ , które przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Roczna generacja energii dla dwóch stopni nasycenia sieci źródłami PV oraz moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych

| Węzeł odbiorczy | $\alpha = 25\%$ |                 | $\alpha = 50\%$ |                 |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                 | $E_{PV}$<br>MWh | $P_{nPV}$<br>kW | $E_{PV}$<br>MWh | $P_{nPV}$<br>kW |
| R1              | 203,6           | 241,7           | 407,1           | 483,4           |
| R11             | 15,3            | 18,1            | 30,6            | 36,3            |
| R15             | 52,9            | 62,8            | 105,8           | 125,7           |
| R16             | 56,0            | 66,5            | 111,9           | 132,9           |
| R17             | 35,6            | 42,3            | 71,2            | 84,6            |
| R18             | 47,8            | 56,8            | 95,7            | 113,6           |
| Suma            | 411,2           | 488,2           | 822,4           | 966,5           |

### Ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN

Wpływ źródeł fotowoltaicznych analizowany jest pod kątem oceny ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci nN, na które instalacje prosumenckie mają największy wpływ. Warunki te zdefiniowano następująco [4]:

- napięcie w każdym węźle sieci mieści się w przedziale  $0,9 - 1,1 U_n (U_{min}, U_{max})$ ,
- składowa przeciwna napięcia ( $U_2$ ) w każdym z węzłów nie przekracza 2% składowej zgodnej napięcia ( $U_1$ ),
- prąd przepływający w każdej gałęzi nie przekracza prądu znamionowego ( $I_n$ ) linii energetycznej lub transformatora,
- nie pojawia się przepływ odwrotny ( $R$ ) przez transformator – przepływ mocy ma kierunek od sieci SN do sieci nN,
- straty energii ( $\Delta E$ ) nie przekraczają strat powstających w sieci bez przyłączonych instalacji fotowoltaicznych.

Natomiast ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci, wyrażone w procentach, określa się jako stosunek liczby godzin w ciągu roku, w których wystąpiło przekroczenie wyżej zdefiniowanych warunków pracy do całkowitej liczby godzin roku, co określa ogólny wzór [4]:

$$(3) \quad R_{Si} = \frac{N_{Si>0}}{N} \cdot 100\%$$

gdzie:  $i$  – wielkość, dla której wystąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy ( $i = U_{max}, U_{min}, U_2/U_1, I_n, R, \Delta E$ );  $N_{Si>0}$  – liczba godzin w ciągu roku, dla których nastąpiło przekroczenie normalnych warunków pracy,  $N$  – liczba godzin w ciągu roku, równa 8760.

### Symulacja pracy sieci CIGRE – rozpatrywane warianty

Wpływ instalacji PV był analizowany dla różnych wariantów pracy sieci testowej. Każdy z wariantów został określony przez profil obciążenia (symetryczny bądź asymetryczny) oraz sposób rozdziału mocy generowanej przez panele PV (symetryczny bądź asymetryczny), a także stopień nasycenia sieci źródłami PV (współczynnik  $\alpha$ ). Warianty V1 oraz V6 są wariantami odniesienia, bez udziału źródeł PV w sieci (różnią się profilami obciążenia). Przyjęte do symulacji warianty wyszczególniono poniżej:

- V1 – obciążenie symetryczne, brak PV,
- V2 – obciążenie symetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy,  $\alpha = 25\%$ ,
- V3 – obciążenie symetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy,  $\alpha = 50\%$ ,
- V4 – obciążenie symetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 25\%$ ,
- V5 – obciążenie symetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 50\%$ ,
- V6 – obciążenie asymetryczne, brak PV,
- V7 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 25\%$ ,
- V8 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 50\%$ ,
- V9 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 25\%$ ,
- V10 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV,  $\alpha = 50\%$ .

W obliczeniach założono znamionową wartość napięcia po stronie SN transformatora zasilającego badaną sieć.

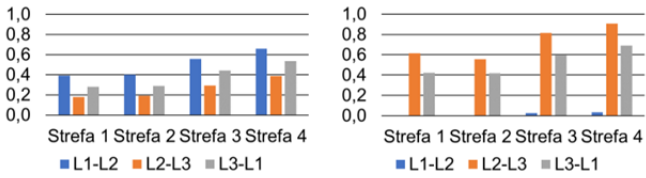
Symulacje pracy sieci zostały podzielone na dwie części. W pierwszej części badano wpływ lokalizacji sieci testowej, a zarazem instalacji PV, na jej pracę. Celem tej części było sprawdzenie jak warunki atmosferyczne rejestrowane w Polsce wpływają na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy. W drugiej części sprawdzano wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na występowanie ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci. Celem tej części było sprawdzenie jak na pracę sieci wpływa liczba prosumentów, miejsce ich przyłączenia w sieci oraz, wynikająca z mocy zainstalowanej źródeł PV, ilość energii, która miałaby zostać wygenerowana.

### Wpływ lokalizacji sieci CIGRE na ryzyko przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy

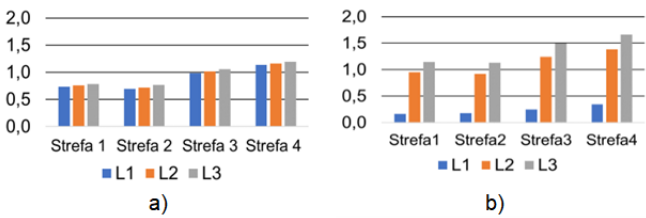
Dla każdej lokalizacji pokazanej na rys. 3 określono wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy analizowanej sieci. Uśredniono wyniki dla stacji znajdujących się w obrębie danej strefy nasłonecznienia. Średnie wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy dla czterech stref nasłonecznienia przedstawiono na rysunkach 4–8. Wyniki zestawiono odpowiednio od strefy o najmniejszym (Strefa 1) do strefy o największym (Strefa 4) poziomie nasłonecznienia (rocznej generacji energii). Ryzyko przekroczenia górnej granicy napięcia pokazano dla węzła R15 (rys. 1), w którym zarejestrowano najgorsze warunki napięciowe. Ryzyko przekroczenia dopuszczalnej obciążalności prądowej pokazano dla odcinka R1 – R2, który jest najbardziej obciążony. Wykonane analizy wskazały, że w sieci testowej CIGRE nie wystąpiło ryzyko przekroczenia dopuszczalnej niesymetrii i minimalnej wartości napięcia.

Analizując uzyskane wyniki na tle mapy (rys. 3) można zauważyć, że dla stref o większym nasłonecznieniu ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy sieci jest większe, niż dla stref, gdzie odnotowana była niższa średnia wartość nasłonecznienia. Uzyskane wyniki różniły się znacznie między wariantami z symetrycznym i asymetrycznym rozdziałem energii generowanej przez źródła fotowoltaiczne, którego konsekwencją było zwiększenie ryzyka przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia fazy z najwyższą generacją w danym węźle. Dla pozostałych dwóch faz ryzyko przekroczenia normalnych warunków pracy było niższe. Wyniki dla wariantów różniących się rodzajem obciążenia, tj. symetrycznym, bądź asymetrycznym, nie różniły się znacznie między sobą.

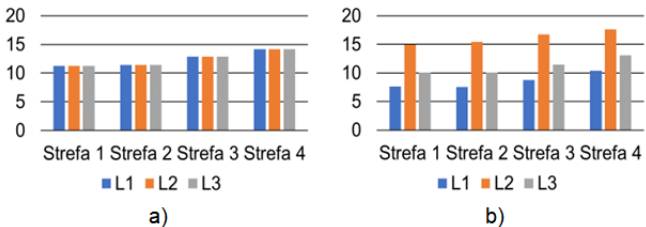
Stopień nasycenia sieci źródłami PV równy 25% nie wpływał na pojawienie się ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia oraz prądu znamionowego linii. Ryzyko to wystąpiło tylko przy  $\alpha = 50\%$  (rys. 4 i 5). Z kolei ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego na transformatorze występowało zarówno przy  $\alpha = 25\%$  i  $\alpha = 50\%$ , przy czym dla  $\alpha = 50\%$  było ono o kilka punktów procentowych wyższe, w stosunku do  $\alpha = 25\%$  (rys. 6 i 7). Największe różnice pomiędzy wartościami współczynnika  $\alpha$  dotyczą ryzyka wzrostu całkowitych strat energii w sieci. Dwukrotny wzrost współczynnika  $\alpha$  spowodował ponad trzykrotny wzrost ryzyka (rys. 8). Przyczyną tego są okresy w ciągu doby, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną jest dużo niższe niż jej generacja. W związku z tym jej nadmiar jest wprowadzany do sieci dystrybucyjnej, a nie zużywany na potrzeby własne danego odbiorcy. Straty mocy zwiększają się proporcjonalnie do kwadratu płynącego prądu, a zatem, ponieważ przy większym stopniu nasycenia sieci źródłami PV płynie prąd o wyższych wartościach, straty są w tym przypadku znacząco wyższe.



Rys. 4. Ryziko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w węźle R15 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10

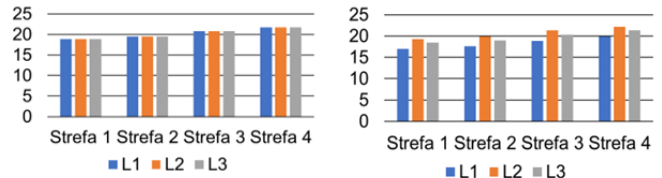


Rys. 5. Ryziko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęzi R1 – R2 sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10

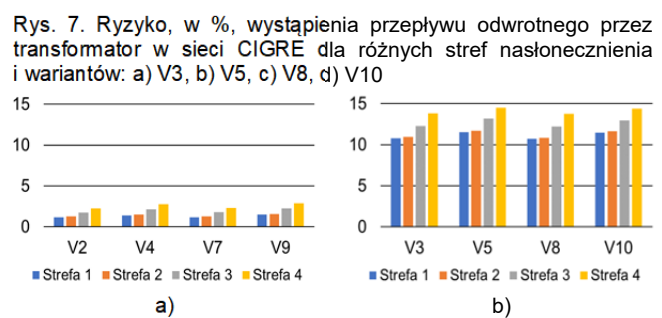


Rys. 6. Ryziko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w sieci CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V2, b) V4, c) V7, d) V9

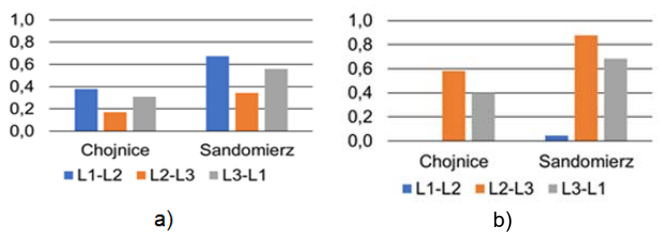
Dotychczas przedstawiono wyniki uśrednione w czterech strefach nasłonecznienia w Polsce. Szczegółowej analizie podano również wartości ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, prądu znamionowego najbardziej obciążonego odcinka linii oraz wzrostu strat dla stacji o najniższym i najwyższym nasłonecznieniu (odpowiednio Chojnice i Sandomierz). Wyniki przedstawiono na rysunkach 9–11. Uzyskane wyniki są zbliżone do uśrednionych wyników dla poszczególnych stref. Dla stacji Sandomierz ryzyko przekroczenia badanych parametrów sieci jest zauważalnie wyższe od ryzyka obliczonego dla stacji Chojnice.



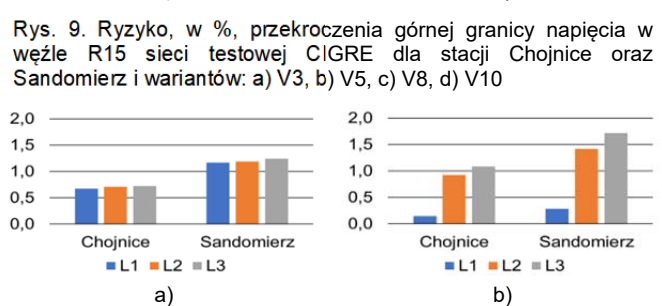
Rys. 7. Ryziko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator w sieci CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



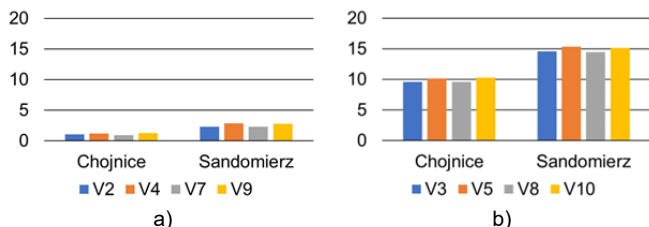
Rys. 8. Ryziko, w %, wzrostu strat energii w sieci testowej CIGRE dla różnych stref nasłonecznienia i wariantów z a) 25% i b) 50% stopniem nasycenia sieci źródłami PV



Rys. 9. Ryziko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w węźle R15 sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



Rys. 10. Ryziko, w %, przekroczenia prądu znamionowego w gałęzi R1 – R2 sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów: a) V3, b) V5, c) V8, d) V10



Rys. 11. Rzyko, w %, wzrostu strat energii w sieci testowej CIGRE dla stacji Chojnice oraz Sandomierz i wariantów z a) 25% i b) 50% stopniem nasycenia sieci źródłami PV

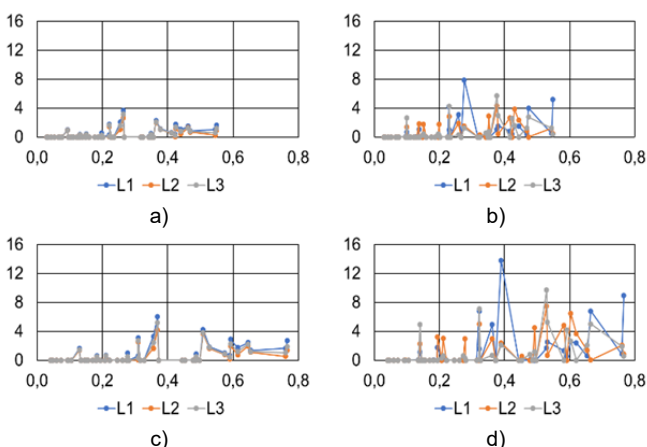
### Wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na pracę sieci nN

W wykonanych analizach zbadano również wpływ różnego stopnia nasycenia sieci źródłami PV (różna wartość współczynnika  $\alpha$ ) na warunki pracy sieci nN. Wartość współczynnika  $\alpha$  dla każdej symulacji zależała od liczby wylosowanych prosumentów oraz wartości energii, którą dany prosument wygenerowałby w ciągu roku. Losowano również miejsca przyłączenia prosumentów. Symulacje dla kolejnych losowań wykonano dla stacji Chojnice (najniższa wartość nasłonecznienia w Polsce - rys. 3) oraz Sandomierz (najwyższa wartość nasłonecznienia). Jako, że sieć nN z reguły nie pracuje przy obciążeniu symetrycznym, to analizy w tej części zostały wykonane wyłącznie dla dwóch wariantów pracy sieci z niesymetrycznym obciążeniem, które przedstawiono poniżej:

- W1 – obciążenie asymetryczne, symetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy,
- W2 – obciążenie asymetryczne, asymetryczny rozdział mocy ze źródeł PV pomiędzy trzy fazy.

Wariant W1 odpowiada wcześniej rozpatrywanym wariantom V7 i V8, a wariant W2 odpowiada wariantom V9 i V10. Różnica polega na tym, że w wariantach V7 – V10 stopień nasycenia sieci źródłami PV (współczynnik  $\alpha$ ) miał stałą wartość, a w wariantach W1 i W2 współczynnik ten jest inny w każdej symulacji.

Wpływ stopnia nasycenia sieci źródłami PV na sieć nN przeanalizowano pod kątem wystąpienia ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, wystąpienia przepływu odwrotnego oraz wzrostu strat energii. Uzyskane wyniki przedstawiono odpowiednio na rysunkach 12 – 14.

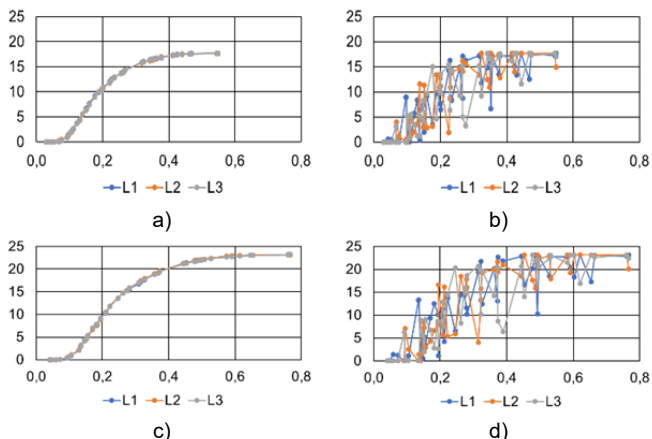


Rys. 12. Rzyko, w %, przekroczenia górnej granicy napięcia w sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika  $\alpha$ , dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2

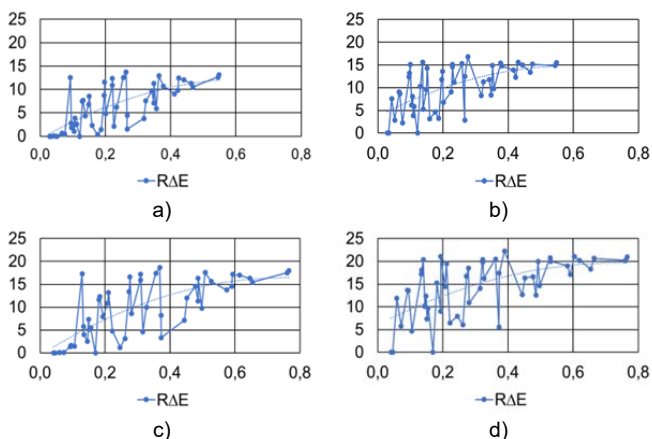
Rzyko przekroczenia górnej granicy napięcia (rys. 12) nie występowało dla  $\alpha < 0,1$ . Powyżej tej wartości wynosiło od kilku do kilkunastu procent. Wyniki potwierdzają również wpływ lokalizacji sieci na wartość ryzyka. Dla stacji

Sandomierz jest ono zdecydowanie większe co wynika z większego poziomu nasłonecznienia w tej lokalizacji.

Wraz ze zwiększaniem stopnia nasycenia badanej sieci nN źródłami PV wzrastało również ryzyko wystąpienia przepływu odwrotnego przez transformator SN/nN (rys. 13), przy czym, podobnie jak w przypadku ryzyka przekroczenia górnej granicy napięcia, ryzyko to pojawiało się dopiero dla współczynnika  $\alpha$  wynoszącego około 0,1. Uzyskane wyniki dla obu stacji różniły się wartościami ryzyka, które były wyższe dla stacji Sandomierz – stacji o większej rocznej generacji energii elektrycznej ze źródeł PV. Wartości ryzyka wystąpienia przepływu odwrotnego wzrastały wraz ze wzrostem wartości współczynnika  $\alpha$ , jednak dla większych wartości  $\alpha$  charakterystyka zaczynała się zakrzywiać, czyli wzrost stopnia nasycenia sieci źródłami PV nie wpływał już tak silnie na zwiększenie się przepływu odwrotnego.



Rys. 13. Rzyko, w %, wystąpienia przepływu odwrotnego w sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika  $\alpha$ , dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2



Rys. 14. Rzyko, w %, wzrostu strat energii w całej sieci CIGRE w zależności od wartości współczynnika  $\alpha$ , dla: a) Chojnice W1, b) Chojnice W2, c) Sandomierz W1, d) Sandomierz W2

Zwiększanie wartości współczynnika  $\alpha$  powoduje także wzrost ryzyka zwiększenia strat energii w stosunku do sieci bez źródeł PV, przy czym wzrost ten nie jest regularny (rys. 14). Może to świadczyć o tym, że na wartość ryzyka zwiększenia strat energii duży wpływ ma wylosowane rozmieszczenie prosumentów oraz moc ich źródeł PV w sieci CIGRE (źródła o dużej mocy umieszczone na końcu obwodu przyczyniają się do zwiększenia przepływów prądu w elementach sieci, co powoduje silniejszy wzrost strat, niż w przypadku gdyby te źródła były umieszczone blisko transformatora). Podobnie jak dla wcześniej omówionych ryzyk, także i w tym przypadku wartości ryzyka były wyższe dla lokalizacji o większym nasłonecznieniu i pojawiały się dla współczynnika  $\alpha$  wynoszącego około 0,1.

## Podsumowanie

Ilość energii generowana przez mikroinstalacje fotowoltaiczne przyłączone do analizowanej sieci testowej CIGRE uzależniona jest od lokalizacji tej sieci na obszarze Polski. Dla stopnia nasycenia sieci źródłami PV wynoszącego 25% najmniej energii w ciągu roku zostało wygenerowane dla stacji Chojnice (313 MWh), najwięcej zaś dla stacji Sandomierz (437 MWh). Na tym przykładzie widać, że różnica w generacji energii elektrycznej w różnych miejscach Polski może sięgać nawet 40% w ciągu roku.

Tak duża różnica w ilości energii generowanej w ciągu roku nie przekłada się na proporcjonalny wzrost ryzyka przekroczenia dopuszczalnych warunków pracy sieci. Dla stacji Sandomierz ryzyko było wyższe niż dla stacji Chojnice, jednak różnice wynosiły co najwyżej kilka punktów procentowych. Oznacza to, że występowanie zakłóceń w pracy sieci nie zależy od samej ilości wygenerowanej przez źródła PV energii, ale przede wszystkim od czasowej zmienności generacji i zużycia energii. Z analizy wyników wynika, iż na wzrost wartości ryzyka przekroczenia normalnych warunków pracy sieci największy wpływ mają:

- moc zainstalowana źródeł PV (stopień nasycenia sieci źródłami PV) oraz niesymetria generacji (występowanie źródeł jednofazowych),
- lokalizacja prosumentów (różna lokalizacja tych samych prosumentów w różnych punktach sieci może mieć różny wpływ na jej pracę),
- geograficzna lokalizacja sieci i skorelowany z tym poziom i profil czasowy nasłonecznienia,
- profil obciążenia odbiorców.

Ciągły wzrost liczby i mocy mikroinstalacji fotowoltaicznych w sieciach dystrybucyjnych bez wątpienia będzie wpływał na parametry charakteryzujące pracę tych sieci, niejednokrotnie powodując pojawianie się zakłóceń, o których mowa w niniejszym artykule. Dla sieci, w których już pojawiają się zakłócenia, ich częstość oraz skala mogą ulec zwiększeniu. W celu mitygacji ryzyka Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego powinni rozważyć rozpoczęcie działań inwestycyjnych oraz organizacyjnych mających na celu wyeliminowanie lub minimalizację niekorzystnego wpływu związanego z przyłączeniem do sieci rozdzielczej nN dużej liczby mikroinstalacji. Przykładem takich działań technicznych mogą być [1, 10, 11, 12, 13]:

- zastosowanie transformatorów SN/nN o zwiększonej mocy w stosunku do zapotrzebowania odbiorców lub transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia,
- wymiana przewodów sieci napowietrznej na przewody o większych przekrojach,
- skracanie istniejących obwodów sieci nN,
- zmiana punktów podziału sieci nN,
- umożliwienie sterowania pracą instalacji PV (uaktywnienie charakterystyk  $Q = f(U)$  i  $P = f(U)$ ),
- montaż urządzeń kompensujących,
- budowa magazynów energii, w tym instalowanych bezpośrednio u prosumentów.

Opcją szczególnie wartą uwagi, która umożliwi normalną współpracę większej liczby instalacji

fotowoltaicznych z siecią nN bez konieczności znacznego jej rozwoju, jest zwiększenie zużycia energii w miejscu jej wytwarzania, w tym czasie w którym to wytwarzanie następuje. Do tego celu powinny zostać zastosowane magazyny energii elektrycznej należące do prosumentów. Należy też wykorzystać inne środki służące zwiększeniu autokonsumpcji, np. sterowanie wybranymi odbiornikami (programowanie ich i załączanie podczas największej generacji ze źródła PV).

**Autorzy:** dr hab. inż. Roman Korab, prof. PŚ, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: roman.korab@polsl.pl; dr inż. Marcin Połomski, Politechnika Śląska, Wydział Automatyki, Elektroniki i Informatyki, Katedra Algorytmiki i Oprogramowania, ul. Akademicka 16, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.polomski@polsl.pl; mgr inż. Marcin Smółka, Politechnika Śląska, Wspólna Szkoła Doktorów, ul. Akademicka 2a, 44-100 Gliwice, E-mail: marcin.smolka@polsl.pl; mgr inż. Dawid Cieślak, Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, absolwent 2022

## LITERATURA

- [1] [www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce](http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce)
- [2] Wójcicki R.: Autokonsumpcja energii elektrycznej w prosumenckiej ochronie kontrolnej, *Rynek Energii*, Nr 1 (146), 2020
- [3] Topolski Ł., Schab W., Flirt A., Piątek K.: Analiza wpływu generacji rozproszonej na wybranej parametry jakości energii elektrycznej w sieci niskiego napięcia na terenie klastra Wirtualna Zielona Elektrownia Ochotnica. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 3 (96), 2020
- [4] Korab R., Połomski M., Smółka M.: Evaluating the Risk of Exceeding the Normal Operating Conditions of a Low-Voltage Distribution Network due to Photovoltaic Generation. *Energies*, 15, 2022
- [5] Adamek S.: Metody ograniczenia niekorzystnych skutków pracy prosumenckich mikroinstalacji wytwórczych w sieciach dystrybucyjnych niskiego napięcia. *Rynek Energii*, Nr 6 (163), 2022
- [6] CIGRE Technical Brochure: Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. Task Force C6.06, 2014
- [7] EPRI: OpenDSS. [www.epri.com/pages/sa/opensdss](http://www.epri.com/pages/sa/opensdss)
- [8] Serwis Rzeczypospolitej Polskiej: Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków. [dane.gov.pl](http://dane.gov.pl)
- [9] Korab R., Połomski M., Smółka M.: Wpływ źródeł fotowoltaicznych na pracę sieci niskiego napięcia. *Śląskie Wiadomości Elektrotechniczne*, Rok XXIII, Nr 5 (137), 2021
- [10] Krzemiński Z.: Regulacja napięcia w sieci nN z rozproszonymi źródłami energii. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 5 (96), 2020
- [11] Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.: Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 9 (95), 2019
- [12] Ozorowski M., Jaloza R.: Poprawa parametrów jakościowych sieci zasilającej nn z dużym nasyceniem mikroinstalacji PV i stacji ładowania EVC. *Wiadomości Elektrotechniczne*, Nr 5, 2020
- [13] Mnich T.: Podobciążeniowy układ regulacji w transformatorach rozdzielczych. *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 11 (96), 2020