

doi:10.15199/48.2021.04.14

## Charakterystyki inwerterów fotowoltaicznych w świetle zapisów kodeksu sieciowego oraz wymagań polskich operatorów systemów dystrybucyjnych

**Streszczenie.** W niniejszym artykule przedstawiono wyniki badań inwerterów fotowoltaicznych w zakresie spełnienia wymagań technicznych, określonych w europejskich i polskich dokumentach, regulujących współpracę mikroinstalacji z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną. Na przykładzie przebadanych urządzeń wykazano, że mimo precyzyjnie określonych wymagań technicznych, na rynku nadal dostępne są inwertery fotowoltaiczne niespełniające wymagań kodeksu sieciowego oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej tj. wymagań kluczowych dla utrzymania poprawnej oraz niezawodnej pracy sieci elektroenergetycznej.

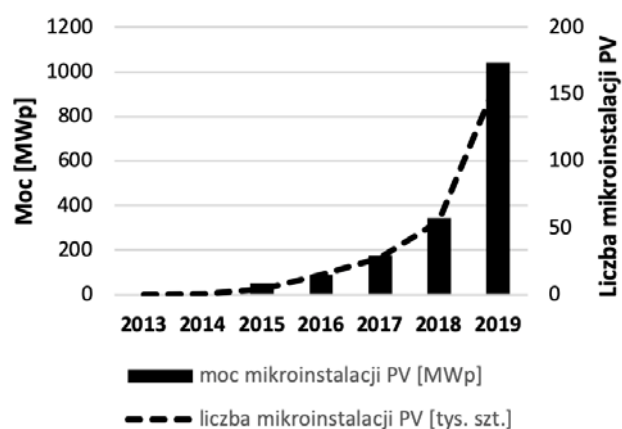
**Abstract.** This paper presents the results of photovoltaic inverters tests in terms of fulfillment of the technical requirements specified in European and Polish regulations governing the cooperation of micro-installations with the power distribution network. The examples of tested devices showed that the current formula of connection procedure of photovoltaic micro-installations allows the connection of photovoltaic inverters that do not meet the requirements of network code, standards and instructions for the operation and exploitation of distribution networks. These requirements are the key to maintain the correct and reliable operation of electrical networks. (**Photovoltaic inverters profiles in relation to the network code and the requirements of Polish distribution system operators**).

**Słowa kluczowe:** mikroinstalacje fotowoltaiczne, inwerter, kodeks sieci, prosument.

**Keywords:** photovoltaic micro-installations, inverter, network code, prosumer.

### Wstęp

Postęp technologiczny, konieczność ograniczania emisji substancji szkodliwych do atmosfery, rosnące ceny energii elektrycznej oraz obecność licznych rządowych programów wsparcia instalacji fotowoltaicznych, takich jak np. Mój Prąd [1], Prosument 2 [2], czy program Czyste Powietrze [3] powoduje, że w ostatnich latach obserwowany jest gwałtowny wzrost mikroinstalacji fotowoltaicznych przyłączanych do sieci dystrybucyjnych (rys.1). Skutkiem tego, w sieciach operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), tworzą się liczne obszary z dużą koncentracją mikroinstalacji. Dotyczy to głównie sieci wiejskich, które charakteryzują się niskim obciążeniem w godzinach okołopołudniowych, znacznymi długościami obwodów oraz małymi przekrojami przewodów. W efekcie, w połączeniu z wysokim współczynnikiem jednoczesności produkcji energii (często bliskim jedności), mikroinstalacje fotowoltaiczne znacząco podnoszą wartość skuteczną napięcia w punkcie ich przyłączenia, niekiedy do wartości powyżej 253 V tj. poziomu dopuszczalnego dla sieci niskiego napięcia określonego w Rozporządzeniu systemowym [4].



Rys. 1. Skumulowany wykres mocy zainstalowanej oraz liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce w latach 2013-2019 [5]

Zgodnie z wymaganiami pracy inwerterów fotowoltaicznych, po przekroczeniu określonej w normie [7] granicznej wartości skutecznej napięcia w punkcie przyłączenia instalacji fotowoltaicznej, musi nastąpić jej automatyczne wyłączenie. Niejednokrotnie stanowi to przyczynę zgłaszania reklamacji przez zaskoczonych prosumenta, który w letni, słoneczny dzień oczekuje pełnej produkcji energii elektrycznej ze swojej instalacji fotowoltaicznej.

Aby zagwarantować poprawną pracę systemu elektroenergetycznego (SEE), w tym także ograniczyć zjawisko zwiększania wartości skutecznej napięcia w sieci niskiego napięcia spowodowane produkcją energii z generacji rozproszonej, sformułowano szereg wymagań dla mikroinstalacji, określonych w kodeksie sieci NC RfG [6], normie PN-EN 50549-1:2019-02 [7], dokumentach wewnętrznych spółek energetycznych (np. [8-10]), a także literaturze naukowej (np. [11-13]). Kodeks sieci [6] dla modułów wytwarzania energii typu A skupia się między innymi na wymogach dotyczących odpowiedzi mikroinstalacji na zmiany częstotliwości w sieci zasilającej, natomiast norma [7] oraz dokumenty wewnętrzne spółek energetycznych [9-10] precyzują wymagania mikroinstalacji w zakresie regulacji mocy biernej.

Ważnym zapisem kodeksu sieci [6], dotyczącym procesu przyłączenia modułów wytwarzania typu A, jest wymaganie mówiące o konieczności przedkładania operatorom sieciowym certyfikatów sprzętu, wydawanych przez upoważniony podmiot certyfikujący, potwierdzających spełnienie przez dany moduł wytwarzania energii wymagań kodeksu sieci [6]. Zapis ten będzie jednak obowiązywał dopiero od 27 kwietnia 2021 r., z uwagi na obecny brak wypracowanych zasad i procedur takiej certyfikacji. W okresie przejściowym obowiązują deklaracje zgodności wydawane wyłącznie przez producentów sprzętu.

### Wybrane wymagania stawiane mikroinstalacjom

Bazując na zapisach kodeksu sieciowego [6], normy [7] oraz dokumentach [8-10], w tabeli 1 przedstawiono wymagania dotyczące pracy mikroinstalacji w różnych zakresach częstotliwości sieci, do której są przyłączone. Dla częstotliwości z przedziału (49,0 – 51,0) Hz wymagana

jest nieprzerwana praca mikroinstalacji. W przypadku, gdy częstotliwość wykracza poza ten przedział, zdefiniowano minimalne czasy pracy mikroinstalacji.

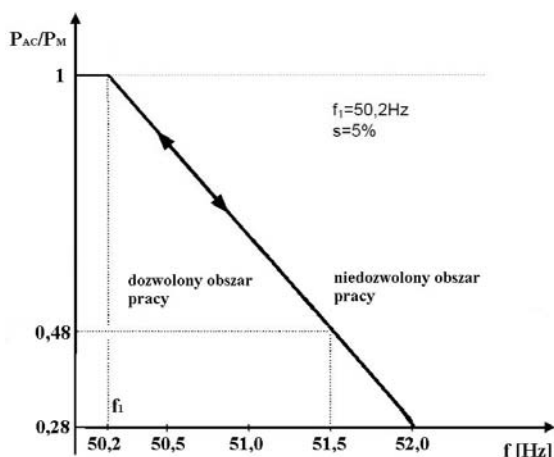
Tabela 1. Minimalne czasy pracy modułów wytwarzania energii typu A w zależności od częstotliwości sieci [6-10]

Zakres częstotliwości	Czas pracy, wymagania minimalne [6-10]	Czas pracy, wymagania rygorystyczne [7]
47,0 Hz – 47,5 Hz	brak	20 sekund
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minut	90 minut
48,5 Hz – 49,0 Hz	30 minut	90 minut
49,0 Hz – 51,0 Hz	nieograniczony	nieograniczony
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minut	90 minut
51,5 Hz – 52,0 Hz	brak	15 minut

Warto również zwrócić uwagę na różnice dotyczące minimalnych czasów pracy mikroinstalacji określonych w dokumentach [6,8,9,10] oraz normie [7] dla częstotliwości sieci poza przedziałem 49,0 Hz– 51,0 Hz (tabela 1). Norma [7], poza wymaganiami minimalnymi, określa również wymagania rygorystyczne, których spełnienie może być wymagane przez niektórych europejskich operatorów systemów dystrybucyjnych lub przesyłowych, podczas przyłączania mikroinstalacji na pewnych obszarach synchronicznych lub przyłączanych do małych wyspowych sieci dystrybucyjnych. Norma [7] wymaga, aby mikroinstalacje spełniały, co najmniej wymagania minimalne czasu pracy dla przedziałów częstotliwości określonych w tabeli 1.

Poza wymaganiami w zakresie dopuszczalnych zmian częstotliwości, dokumenty [7-10] wymagają, aby moduł wytwarzania energii typu A pracował w tzw. trybie LFSM-O tj. trybie pracy, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości w sieci powyżej określonej wartości, zgodnie z charakterystyką podaną na rysunku 2, przy następujących możliwościach ustawienia progu częstotliwości i statyzmu (ograniczenia pochodnej zmian) mocy czynnej:

- zdolność do ustawienia progu częstotliwości  $f_1$  trybu LFSM-O w zakresie 50,2 Hz – 50,5 Hz (wartość domyślna 50,2 Hz),
- zdolność do ustawienia statyzmu  $s$  trybu LFSM-O w zakresie 2-12% (wartość domyślna 5%).



Rys. 2. Wymagana zdolność modułu wytwarzania energii typu A do odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej w trybie LFSM-O [7]

Wymaganą wartość generowanej mocy czynnej  $P_{AC}$  na wyjściu modułu wytwarzania energii przy częstotliwości sieci  $f$  można wyznaczyć z zależności [7].

$$(1) \quad P_{AC} = P_M + \Delta P = P_M + \frac{1}{s} \frac{(f_1 - f)}{f_n} P_M = P_M \left( 1 + \frac{1}{s} \frac{(f_1 - f)}{f_n} \right)$$

gdzie:  $P_{AC}$  – wymagana moc czynna na wyjściu modułu wytwarzania [W],  $P_M$  – moc czynna generowana przy częstotliwości sieci  $f_1$  [W],  $f_1$  – częstotliwość progu aktywacji trybu LFSM-O [Hz],  $f$  – aktualna częstotliwość sieci [Hz],  $f_n$  – nominalna częstotliwość sieci zasilającej [Hz],  $s$  – statyzm trybu LFSM-O [%].

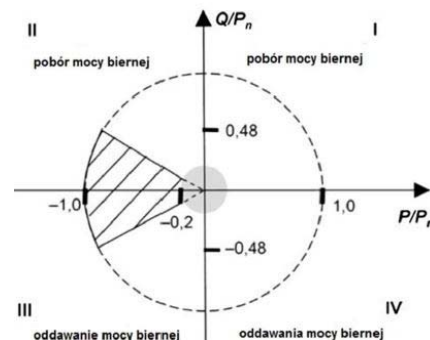
Według normy [7] wymagane jest zmniejszenie generacji mocy czynnej  $P_{AC}/P_M$ , w odpowiedzi na wzrost częstotliwości w sieci  $f$ , poniżej charakterystyki przedstawionej na rysunku 2 (tj. praca modułu wytwarzania energii w dozwolonym obszarze).

Z kolei dokumenty [9-10] wprowadzają szereg dodatkowych wymagań w zakresie regulacji mocy biernej modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji. Zgodnie z ich zapisami mikroinstalacje muszą być zdolne do pracy w następujących trybach sterowania:

- mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia na zaciskach generatora  $Q = f(U)$  – jako tryb podstawowy (rys. 4),
- współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej  $\cos \varphi = f(P)$  – jako tryb alternatywny (rys.5),
- $\cos \varphi = \text{const.}$  nastawianym w granicach od  $\cos \varphi = 0,9 \text{ ind.}$  do  $\cos \varphi = 0,9 \text{ poj.}$  – jako tryb dodatkowy.

Konfiguracja trybów sterowania oraz ich aktywacja i dezaktywacja musi być możliwa z poziomu inwertera fotowoltaicznego. Wymagana jest również jego ochrona przed nieuprawnioną ingerencją w tryby sterowania tak, aby ich zmiana nie mogła być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji [9-10].

Na rysunku 3 przedstawiono w czterokwadrantowym układzie współrzędnych dopuszczalny zakres regulacji mocy biernej podczas generacji mocy czynnej przez mikroinstalację. Ogólny wymóg wynikający z dokumentu [10] stanowi, że regulacja mocy biernej musi zawierać się w obrębie współczynników mocy od  $\cos \varphi = 0,9 \text{ ind.}$  do  $\cos \varphi = 0,9 \text{ poj.}$  przy generacji mocy czynnej od poziomu 20% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji.

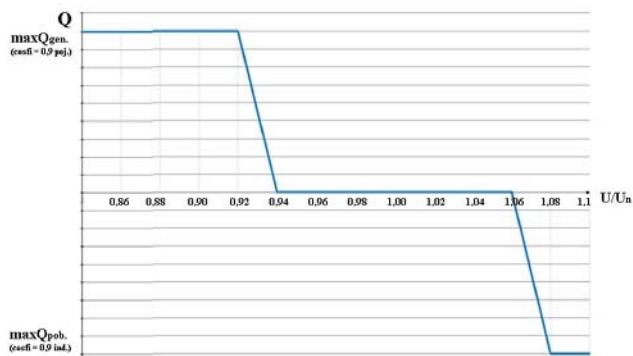


Rys. 3. Wymagana zdolność mikroinstalacji do regulacji mocy biernej przedstawiona w czterokwadrantowym układzie współrzędnych [9-10]

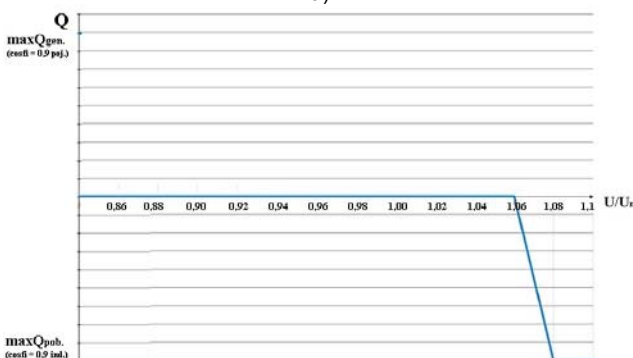
W trybie podstawowym  $Q = f(U)$ , sterowanie mocą bierną musi odbywać się zgodnie z charakterystykami przedstawionymi na rysunku 4. Zgodnie z nimi w przypadku wzrostu wartości skutecznej napięcia na zaciskach mikroinstalacji od 6% do 8% wartości skutecznej napięcia znamionowego, falownik powinien w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej indukcyjnej, w celu zmniejszenia wartości skutecznej napięcia powodowanego generacją mocy czynnej.

Z kolei w trybie alternatywnym  $\cos\varphi = f(P)$ , sterowanie współczynnikiem mocy ma odbywać się według charakterystyki przedstawionej na rysunku 5. Wynika z niej, że po przekroczeniu przez mikroinstalację połowy jej mocy znamionowej, falownik powinien w sposób liniowy zwiększać pobór mocy biernej indukcyjnej, zmniejszając współczynnik mocy  $\cos\varphi$  od 1 do 0,9.

Ponadto dokumenty [7,9,10] zalecają, aby po wyczerpaniu możliwości obniżania wartości skutecznej napięcia poprzez regulację mocy biernej, falownik posiadał funkcję zmniejszania generowanej mocy czynnej w funkcji wartości skutecznej napięcia  $P = f(U)$ , zgodnie z logiką zaproponowaną przez producenta urządzenia. Norma [7] nie narzuca producentom falowników sposobów realizacji tej funkcji poza wymaganiem, aby na wyjściu falownika nie występowały oscylacje mocy czynnej.

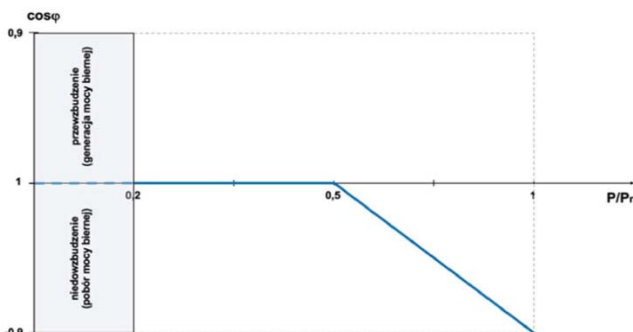


a)



b)

Rys. 4. Wymagana charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji wartości skutecznej napięcia dla 3-fazowych (a) oraz 1-fazowych (b) mikroinstalacji w trybie podstawowym [9-10]



Rys. 5. Wymagana charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej  $\cos\varphi = f(P)$  w trybie alternatywnym [9-10]

Dokumenty [7,9,10] wymagają również, aby każda mikroinstalacja była wyposażona w dwa stopnie zabezpieczeń nadnapięciowych:

- pierwszy stopień ( $U >$ ) – jeśli 10-minutowa średnia wartość skuteczna napięcia (wyznaczana w oknie przesuwym składającym się z próbek napięcia agregowanych 3-sekundowo) przekroczy 253 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie do 3 sekund,
- drugi stopień ( $U >>$ ) – jeśli wartość skuteczna napięcia agregowana 3-sekundowo przekroczy 264,5 V, to instalacja musi zostać odłączona od sieci w czasie 0,1 – 0,2 sekundy.

W przypadku zadziałania automatyki zabezpieczeniowej i odłączenia modułu wytwarzania energii od sieci, to jego ponowne złączenie musi być poprzedzone spełnieniem łącznie następujących warunków [7,9,10]:

- częstotliwość sieci zasilającej musi zawierać się w przedziale 49,5 Hz – 50,2 Hz,
- wartość skuteczna napięcia musi zawierać się w przedziale 195,5 – 253 V,
- maksymalny dopuszczalny gradient wzrostu generowanej mocy czynnej nie może być większy niż 10% mocy maksymalnej modułu wytwarzania energii na minutę.

Ponowne załączenie modułu wytwarzania energii do sieci może nastąpić dopiero po ponownym łącznym spełnieniu warunków z punktów a-c i minimalnym czasie obserwacji wynoszącym 60 sekund [7,9,10].

#### Badane inwertery fotowoltaiczne oraz stanowisko badań

Badaniom poddano trzy modele inwerterów fotowoltaicznych, które są obecnie powszechnie dostępne w ofertach instalatorów mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce. Inwertery 1 oraz 2 zostały skonfigurowane przez wykonawców badań do działania w zgodności z polskim kodeksem sieciowym (ustawienia interfejsu obsługi: Grid Code → Poland). Inwerter nr 3 został zdjęty z przyłączonej w 2020 roku prosumenckiej instalacji fotowoltaicznej, co oznacza, że został skonfigurowany przez wykonawcę instalacji fotowoltaicznej, która to następnie została dopuszczona do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

Tabela 2. Lista badanych inwerterów fotowoltaicznych

Lp.	Typ	Moc
1	1-fazowy	3 kW
2	3-fazowy	5 kW
3	3-fazowy	5 kW

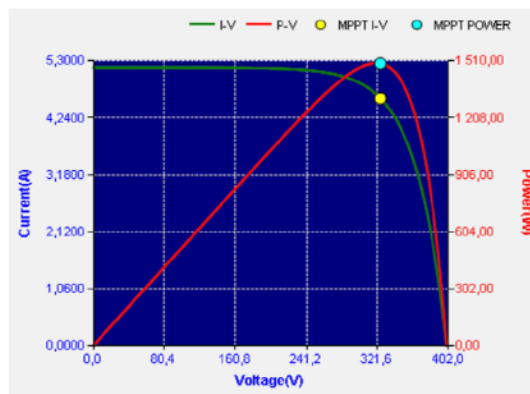
Stanowisko badań inwerterów fotowoltaicznych zostało zbudowane w Laboratorium Jakości Energii w Centrum Energetyki AGH w oparciu o raport techniczny IEC TR 61000-3-15 [14], określający metodę badań kompatybilności elektromagnetycznej niskiej częstotliwości dla rozproszonych systemów generacji oraz stanowiska badawcze przedstawione w pracach [15-20]. Schemat blokowy stanowiska badań został przedstawiony na rysunku 6. Badany inwerter fotowoltaiczny (3) zasilany był po stronie DC z symulatora ogniw fotowoltaicznych (2) (źródła DC z regulowaną charakterystyką  $I(U)$ ). Od strony AC badany inwerter przyłączony był poprzez impedancję o parametrach 1,43 mH oraz 320 mΩ (6), do symulatora sieci elektroenergetycznej (7) – programowalnego źródła AC 3 x 230 V (zasilanego z sieci 3 x 230 V), pozwalającego na regulację na wyjściu napięcia oraz częstotliwości. Dodatkowym elementem stanowiska było regulowane obciążenie pasywne (5), którego rolą było bilansowanie energii na wyjściu AC inwertera eliminując konieczność zwrotu energii poprzez symulator sieci elektroenergetycznej. Po obu stronach przekształtnika – AC i DC, mierzono moce, napięcia i prądy za pomocą analizatora mocy Yokogawa WT5000 (4). Na tej podstawie

wyznaczano sprawność elektryczną badanych inwerterów. Na rysunku 8 przedstawiono widok stanowiska badań inwerterów fotowoltaicznych.

Symulator ogniw fotowoltaicznych pozwalał na odtwarzanie charakterystyk  $I(U)$  ogniw fotowoltaicznych. Na rysunku 7 przedstawiono przykładową charakterystykę  $I(U)$  symulatora PV.

### Badanie odpowiedzi inwerterów na zwiększanie częstotliwości napięcia w punkcie przyłączenia

Na wejścia DC badanych inwerterów podawano sygnał z symulatora ogniw fotowoltaicznych w postaci charakterystyki  $I(U)$  odpowiadającej łącznej mocy czynnej ogniw fotowoltaicznych  $P_{PV} = 1,5 \text{ kW}$  (dla inwertera 1-fazowego) oraz  $P_{PV} = 1,25 \text{ kW}$  (dla inwerterów 3-fazowych). Po uzyskaniu przez falowniki ustalonych wskazań, odpowiadających maksymalnej możliwej do uzyskania mocy czynnej, dokonano zmian częstotliwości napięcia sieciowego w zakresie od 50,0 Hz do 51,9 Hz z krokiem 0,1 Hz. Dla każdej częstotliwości odczytano wartość mocy czynnej strony DC ( $P_{DC}$ ), mocy czynnej po stronie AC ( $P_{AC}$ ), sprawności elektrycznej  $\eta_e$ , wyrażonej jako iloraz  $P_{AC}$  do  $P_{DC}$  oraz skuteczności śledzenia maksymalnego punktu pracy MPPT (ang. Maximum Power Point Tracking) -  $\eta_{MPPT}$ , która była wyznaczana przez symulator ogniw fotowoltaicznych w oparciu o lokalizację punktu pracy inwertera na charakterystyce  $I(U)$ .



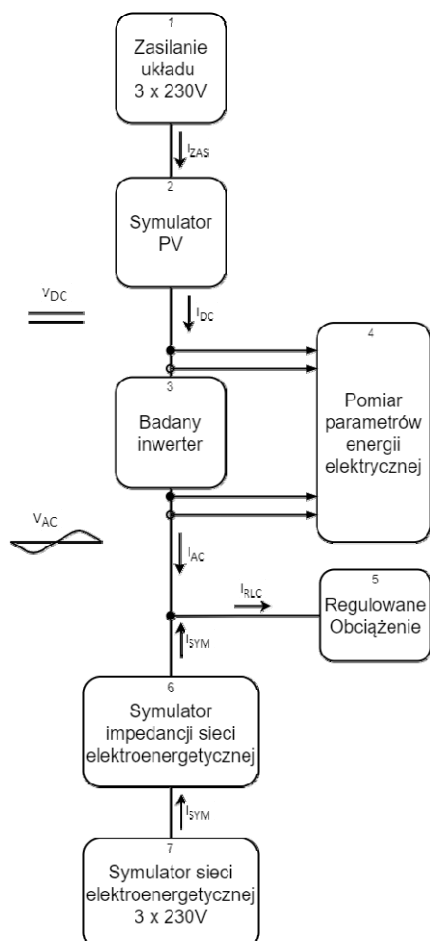
Rys. 7. Przykładowa charakterystyka  $I(U)$  symulatora PV

Tabela 3. Zależność generacji mocy czynnej inwertera nr 1 od częstotliwości napięcia sieciowego

$f$ [Hz]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$\eta_e$ [%]	
50,0	1500	1499	99,99	1441	96,19	
50,1		1497	99,74	1438	96,11	
50,2		1496	99,74	1438	96,07	
50,3		1496	99,74	1436	96,01	
50,4		1301	86,87	1256	96,30	
50,5		1262	84,08	1214	96,26	
50,6		1209	80,62	1164	96,25	
50,7		1151	76,61	1107	96,09	
50,8		1107	73,65	1068	96,09	
50,9		1051	70,03	1010	95,98	
51,0		994	66,26	954	96,82	
51,1		947	63,16	907	95,75	
51,2		898	59,54	851	95,53	
51,3		845	56,14	807	95,51	
51,4		788	52,31	749	95,41	
51,5		741	49,36	706	95,28	
51,6		Automatyczne wyłączenie inwertera				
51,7						
51,8						
51,9						

Tabela 4. Zależność generacji mocy czynnej inwertera nr 2 od częstotliwości napięcia sieciowego

$f_{SEE}$ [Hz]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$\eta_e$ [%]
50,0	1250	1247	99,72	1196	95,94
50,1		1245	99,84	1195	95,94
50,2		1244	99,59	1194	95,95
50,3		1141	91,10	1093	95,73
50,4		1094	88,35	1046	95,60
50,5		1048	84,04	1002	95,56
50,6		997	79,84	951	95,38
50,7		948	75,94	903	95,27
50,8		904	73,07	860	95,13
50,9		855	68,22	812	94,93
51,0		804	64,38	761	94,75
51,1		759	60,43	718	94,57
51,2		709	57,01	669	94,37
51,3		663	53,45	625	94,20
51,4		607	48,86	570	93,76
51,5		563	45,40	525	93,35
51,6		504	41,51	470	93,11
51,7		462	36,81	427	92,44
51,8	404	30,80	370	91,64	
51,9	359	28,81	325	90,23	



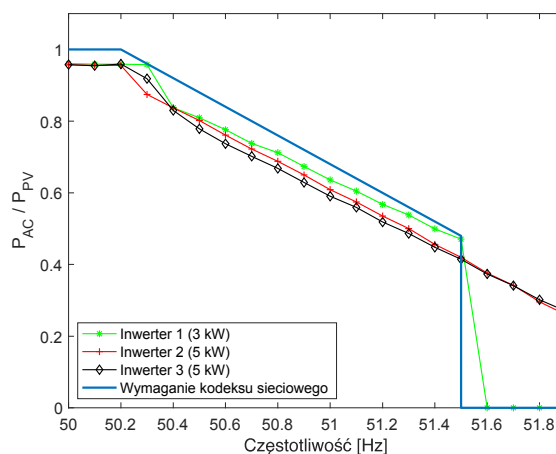
Rys. 6. Schemat blokowy stanowiska do badań inwerterów fotowoltaicznych





Rys. 8. Stanowisko do badań inwerterów fotowoltaicznych w Centrum Energetyki AGH

Uzyskane wyniki, które zostały zebrane w tabelach 3-5 oraz na rysunku 9, wskazują, że wszystkie badane inwertery reagowały zmniejszeniem generacji mocy czynnej w odpowiedzi na zwiększenie częstotliwości sieciowej ponad 50,2 Hz. Gradient zmniejszania mocy czynnej w zakresie 50,2 Hz – 51,4 Hz odpowiadał wymaganiom kodeksu sieciowego, przy czym zauważyć można, że charakterystyki ilorazu  $P_{AC}/P_{PV}$  zlokalizowane są średnio 5% poniżej charakterystyki określonej przez kodeks sieciowy, co wynika z ograniczonej sprawności elektrycznej badanych obiektów. Dla częstotliwości począwszy od 51,5 Hz inwerter 1 uległ wyłączeniu, natomiast inwertery 2 oraz 3 kontynuowały zmniejszanie generacji energii zgodnie z zadanym 5% statyzmem. Praca wszystkich trzech inwerterów była zgodna z wymaganiami, gdyż minimalne wymagania określone w tabeli 1 dopuszczają pracę inwertera przy częstotliwości większej od 51,5 Hz, lecz nie jest to wymóg bezwzględny.

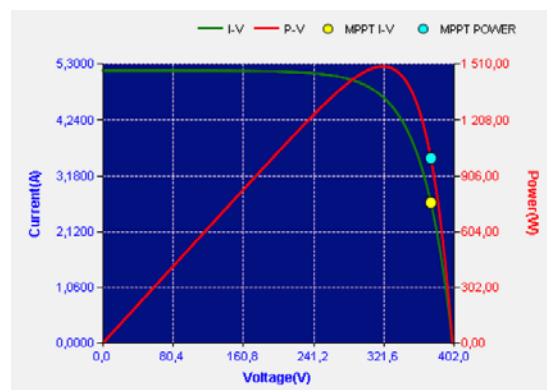


Rys. 9. Zależność generowanej mocy czynnej badanych inwerterów od częstotliwości napięcia dla  $P_{PV} = const$ .

Tabela 5. Zależność generacji mocy czynnej inwertera nr 3 od częstotliwości napięcia sieciowego

$f$ [Hz]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$\eta_e$ [%]
50,0	1250	1249	99,99	1197	96,08
50,1		1248	99,98	1193	96,09
50,2		1248	99,98	1199	96,09
50,3		1194	95,75	1148	96,13
50,4		1081	86,69	1037	95,98
50,5		1018	81,44	973	95,76
50,6		964	77,34	921	95,59
50,7		912	73,22	877	96,15
50,8		870	69,81	835	96,00
50,9		820	65,83	786	95,82
51,0		774	62,16	738	95,62
51,1		732	58,73	699	95,44
51,2		681	54,72	648	95,16
51,3		642	51,54	608	94,61
51,4		592	47,65	560	94,54
51,5		580	44,26	518	94,21
51,6		499	40,17	467	93,73
51,7		427	36,86	426	93,28
51,8		407	32,85	377	92,62
51,9		659	29,56	337	91,89

Analizując wyniki zgromadzone w tabelach 3-5 zauważyć można, że ograniczanie, wraz ze wzrostem częstotliwości, generacji mocy czynnej układu realizowane było głównie poprzez przeniesienie punktu pracy poza maksimum funkcji mocy czynnej. Przykład takiej obserwacji zaprezentowany został na rysunku 10.



Rys. 10. Przykładowa redukcja sprawności MPPT dla częstotliwości sieciowej 51 Hz

### Badanie odpowiedzi inwerterów na zwiększanie wartości skutecznej napięcia w punkcie przyłączenia

Na wejścia DC badanych inwerterów podawano sygnał z symulatora ogniw fotowoltaicznych w postaci charakterystyki  $I(U)$  odpowiadającej łącznej mocy czynnej ogniw fotowoltaicznych  $P_{PV} = 1,5$  kW (dla inwertera 1-fazowego) oraz  $P_{PV} = 5$  kW (dla inwerterów 3-fazowych). Odpowiadają one odpowiednio 50% oraz 100% mocy znamionowej kolejno dla inwertera 1-fazowego oraz 3-fazowych. Po uzyskaniu przez falowniki ustalonych

wskazań, odpowiadających maksymalnej możliwej do uzyskania mocy czynnej, dokonywano zmian wartości skutecznej napięcia sieciowego w zakresie od 230 do 260 V ze skokiem 5 V. Dla każdej wprowadzonej wartości napięcia odczytano wartość mocy czynnej strony DC -  $P_{DC}$ , sprawność MPPT -  $\eta_{MPPT}$ , moc czynną oraz bierną strony AC -  $P_{AC}$ ,  $Q_{AC}$  oraz sprawność elektryczną  $\eta_e$ .

Uzyskane wyniki, które zostały zebrane w tabelach 6-8 oraz na rysunku 11 wskazują, że żaden z badanych inwerterów nie zareagował poprawnie na zwiększenie napięcia uruchamiając jeden z trzech opisanych w dokumentach [9-10] trybów: regulacji mocy biernej w funkcji wartości napięcia, regulacji współczynnika mocy w funkcji generowanej mocy czynnej lub pracy ze stałym  $\cos\varphi$  z zakresu od 0,9<sub>ind.</sub> do 0,9<sub>poj.</sub>

Tabela 6. Zależność generacji mocy czynnej oraz biernej inwertera nr 1 od wartości skutecznej napięcia sieciowego

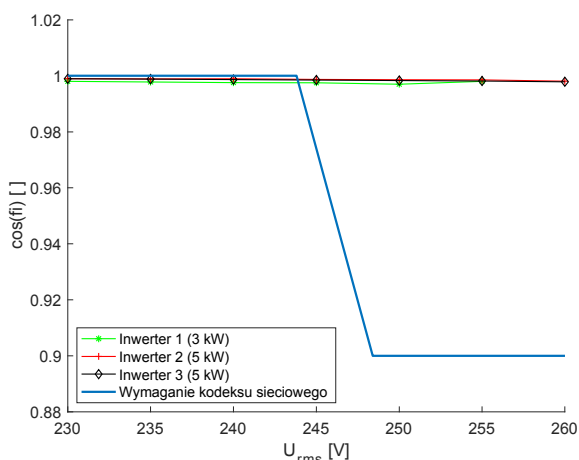
U [V]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$Q_{AC}$ [var]	$\eta_e$ [%]
230	3000	2991	99,75	2874	-153	95,92
235		2996	99,94	2875	-149	95,98
240		2996	99,71	2873	-147	96,01
245		2991	99,88	2875	-146	96,04
250		2992	99,89	2874	-146	96,07
255		2989	96,11	2873	-147	96,09
260		2991	96,07	2873	-150	96,08

Tabela 7. Zależność generacji mocy czynnej oraz biernej inwertera nr 2 od wartości skutecznej napięcia sieciowego

U [V]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$Q_{AC}$ [var]	$\eta_{elektr}$ [%]
230	5000	4979	99,64	4843	-213	97,25
235		4921	99,98	4855	-228	97,23
240		4994	99,82	4856	-223	97,28
245		4991	99,73	4845	-246	97,28
250		4993	99,84	4856	-256	97,30
255		4966	99,87	4860	-263	97,29
260		4644	92,29	4577	-285	97,21

Tabela 8. Zależność generacji mocy czynnej oraz biernej inwertera nr 3 od wartości skutecznej napięcia sieciowego

U [V]	$P_{PV}$ [W]	$P_{DC}$ [W]	$\eta_{MPPT}$ [%]	$P_{AC}$ [W]	$Q_{AC}$ [var]	$\eta_{elektr}$ [%]
230	5000	4999	99,99	4,852	224	97,06
235		4999	99,99	4,853	-236	97,07
240		4999	99,99	4,854	-251	97,09
245		4999	99,99	4,853	-266	97,09
250		4999	99,99	4,853	-281	97,10
255		4999	99,99	4,851	-295	97,11
260		4999	99,99	4,855	-316	97,12

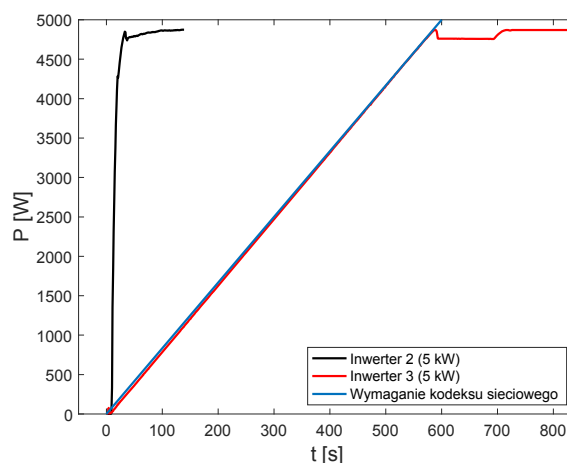


Rys. 11. Zależność współczynnika mocy badanych inwerterów od wartości skutecznej napięcia dla  $P_{PV} = const$ .

## Pomiar maksymalnego gradientu wzrostu generowanej mocy czynnej

Na wejścia DC badanych inwerterów (2 i 3) przyłączano sygnał z symulatora ogniw fotowoltaicznych o charakterystyce  $I(U)$  odpowiadającej łącznej mocy DC równej 5 kW, to jest równej ich 100% mocy znamionowej. Przeprowadzono pomiar całkowitej mocy czynnej z uśrednieniem 1 s, w celu wyznaczenia maksymalnego gradientu wzrostu generowanej mocy czynnej od 0 do 100% mocy znamionowej. Uzyskane rejestracje przedstawiono na rysunku 12.

Zgodnie z wymaganiami [7] dopuszczalny gradient wzrostu generowanej mocy czynnej przez inwerter nie powinien być większy niż 10% mocy maksymalnej modułu wytwarzania energii na minutę. Oznacza to, że osiągnięcie znamionowej mocy czynnej AC inwertera przy zasileniu strony DC mocą znamionową, powinno nastąpić po czasie nie krótszym niż 10 minut. Spośród badanych inwerterów 3-fazowych wymóg ten spełniony został wyłącznie przez inwerter nr 3. Inwerter nr 2 osiągnął znamionową moc AC w już w czasie 28 sekund, co jest niezgodne z wymaganiami normy [7].



Rys. 12. Wykres gradientu wzrostu generowanej mocy czynnej AC inwerterów 2 i 3 (po ponownym ich załączeniu na skutek zadziałania automatyki zabezpieczeniowej)

## Podsumowanie

W artykule przedstawiono wybrane wymagania techniczne regulujące zasady funkcjonowania mikroinstalacji fotowoltaicznych, przyłączonych do elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych na terenie Polski. Zaprezentowano wyniki badań laboratoryjnych trzech, dostępnych powszechnie na polskim rynku, modeli inwerterów fotowoltaicznych. Wskazały one na niespełnienie przez te produkty wymagań dotyczących działania inwerterów w sytuacjach podwyższonego napięcia sieci oraz – w jednym z przypadków – na niepoprawną wartość maksymalnego gradientu wzrostu generowanej mocy czynnej. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest niewątpliwie aktualny brak konieczności weryfikacji, przez niezależne laboratoria, deklaracji wytwórców w zakresie spełnienia przez ich produkty wymagań normatywnych oraz instrukcji ruchu i eksploatacji systemów dystrybucyjnych [6-10]. Ponadto, brak inwerterów wyposażonych w zdolności ograniczania wartości skutecznej napięcia w sieci, na skutek generacji rozproszonej, wpływa ujemnie na zdolność sieci w absorbowaniu wyprodukowanej energii, czego konsekwencją jest coraz częściej obserwowana konieczność automatycznego wyłączania mikroinstalacji (przerwywania produkcji energii), na skutek zadziałania zabezpieczeń nadnapięciowych.

Można tylko przypuszczać o skali tego problemu oraz jego przyszłych negatywnych konsekwencjach (zarówno dla konsumentów, jak i OSD) w sytuacji, gdy w ostatnich latach polski rynek zalewany jest inwerterami fotowoltaicznymi, z których wiele może być nieprzystosowanych do funkcjonowania w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Artykuł powstał w ramach projektu *Gospostrateg 1/385085/21/NCBR/2019* pt. „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii” w ramach I konkursu na projekty otwarte w ramach *Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków”*.

**Autorzy:** dr inż. Krzysztof Chmielowiec, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: kchmielo@agh.edu.pl; mgr inż. Łukasz Topolski, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: topolski@agh.edu.pl; Aleks Piszczek, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: apiszczek@student.agh.edu.pl; prof. dr hab. Zbigniew Hanzelka, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, e-mail: hanzel@agh.edu.pl.

#### LITERATURA

- [1] Strona internetowa programu Mój Prąd: <https://mojprad.gov.pl/> (dostęp: 28.08.2020 r.)
- [2] Strona internetowa] programu Prosument 2: <http://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze/> (dostęp: 28.08.2020 r.)
- [3] Strona internetowa programu Czyste Powietrze: <https://czystepowietrze.gov.pl/> (dostęp: 28.08.2020 r.)
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania system elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r., Dz. U. z 2007 r., poz. 623 z późniejszymi zmianami
- [5] Raport SBF Polska PV – Rynek 2019, *Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej Polska PV*, 2020, 5-9
- [6] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej*, 14-17
- [7] Norma PN-EN 50549-1:2019-02, Wymagania dla instalacji generacyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych, *PKN*, Warszawa, 2019, 30-33
- [8] Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), *PSE S.A.*, 2018, 1-7
- [9] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), z uwzględnieniem karty aktualizacji nr 7/2018 z dnia 18 kwietnia 2019 r., *TAURON Dystrybucja S.A.*, 2019, 15-22
- [10] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji, *TAURON Dystrybucja S.A.*, 2019, 2-11
- [11] N. Karthikeyan, B. R. Pokhrel, J. R. Pillai and B. Bak-Jensen, "Coordinated voltage control of distributed PV inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks," 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Torino, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260279
- [12] W. Moondee and W. Srirattanawichaiikul, "Study of Coordinated Reactive Power Control for Distribution Grid Voltage Regulation with Photovoltaic Systems," 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019, pp. 136-141, doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715903
- [13] E. Paál and Z. Tatai, "Grid Connected Inverters influence on power quality of Smart Grid," Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010, Ohrid, 2010, pp. T6-35-T6-39, doi: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606890
- [14] IEC TR 61000-3-15 Ed.1: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-15: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network
- [15] Yu-Jen L., Pei-Hsiu L., Hong-Hsun L.: Grid-Connected PV Inverter Test System for Solar Photovoltaic Power System Certification, *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, 2014
- [16] Figueira H., Rech C., Schuch L., Hey H., Michels L.: Automated Test Platform for Grid-Connected PV Inverter Certification, *EEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, Fortaleza, 2015
- [17] Wei L., Yanbo Y., Leijiao G., Wen T.: Automatic Test Platform for Photovoltaic Grid-connected Inverters, *5th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, Hong Kong, 2013
- [18] Zhao X., Jin Y.: Development of a Test Platform For Grid-connection PV Systems, *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Wuhan, 2011
- [19] R. J. Bravo, R. Yinger and S. Robles, "Three phase solar photovoltaic inverter testing," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672977
- [20] Y. R. Kafle, G. E. Town, X. Guochun and S. Gautam, "Performance comparison of single-phase transformerless PV inverter systems," 2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Tampa, FL, 2017, pp. 3589-3593, doi: 10.1109/APEC.2017.7931213