

Piknik Odnawialnych Źródeł Energii

Badania porównawcze falowników fotowoltaicznych
dla instalacji prosumenckich



Katedra Energoelektroniki i Automatyki
Systemów Przetwarzania Energii
Wydział EAIiB
Centrum Energetyki AGH

TAURON Dystrybucja S.A.
Biuro Innowacji i Nowych Technologii



Projekt pt.
„Rozwój energetyki rozproszonej
w klastrach energii KlastER”
finansowany przez NCBiR
w ramach programu GOSPOSTRATEG

Grudzień 2022

Wykonawcy:

dr inż. Szymon Barczentewicz
dr inż. Krzysztof Chmielowiec
dr inż. Mateusz Dutka
dr inż. Andrzej Firlit
prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka
dr inż. Tomasz Lerch
Aleks Piszczek
mgr inż. Łukasz Topolski

Wsparcie:

mgr inż. Lech Bejski
mgr inż. Tomasz Rodziewicz
prof. dr hab. inż. Waldemar Skomudek

Organizatorzy Pikniku Odnawialnych Źródeł Energii dziękują

Producentom oraz Dystrybutorom

prosumenckich falowników fotowoltaicznych

za udostępnienie swoich produktów dla potrzeb badawczych

Spis treści

1. Wprowadzenie.....	6
2. Opis stanowiska badawczego oraz podstawowe dane falowników PV	7
3. Efektywność energetyczna falowników PV	10
3.1 Sprawność konwersji oraz sprawność statyczna	11
3.2 Dynamiczna sprawność MPPT	14
4. Wymagania techniczne dla współpracy falowników PV z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną.....	15
4.1 Regulacja mocy czynnej.....	15
4.2 Regulacja mocy biernej	17
4.2.1 Pomiar charakterystyki $Q(U)$	17
4.2.2 Moc bierna w trybie $\cos\varphi = 1$	19
4.3 Odporność falowników PV na zapady napięcia oraz krótkie przerwy w zasilaniu.....	21
4.4 Detekcja nieintencjonalnej pracy wyspowej	25
5. Podsumowanie	30
Kontakt	32
Literatura	33
Załącznik A	34

Wykaz użytych skrótów i symboli

f	Częstotliwość
E	Energia czynna
MWE	Moduł wytwarzania energii
P	Moc czynna
PV	Fotowoltaiczny
U	Napięcie (wartość skuteczna)
σ	Odchylenie standardowe
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
I	Prąd (wartość skuteczna)
MPPT	Punkt mocy maksymalnej (ang. Maximum Power Point Tracker)
η	Sprawność
s	Statyzm
ROCOF	Szybkość zmiany częstotliwości (ang. Rate of Change of Frequency)
LFSM	Tryb pracy MWE, w którym generowana moc czynna zmienia się w zależności od częstotliwości napięcia (ang. Limited Frequency Sensitive Mode)
$\cos\varphi$	Współczynnik przesunięcia – współczynnik mocy dla składowych 50 Hz
PF	Współczynnik mocy uwzględniający harmoniczną podstawową 50 Hz oraz obecność innych składowych (np. wyższych harmoniczych)
THD	współczynnik odkształcenia (ang. Total Harmonic Distortion), THD_I – prądu, THD_U – napięcia
UVRT	Zdolność do pracy w warunkach podnapięciowych (ang. Under Voltage Ride Through)

Wykaz użytych indeksów – X_{indeks} :

X_{AC}	Wartość dotycząca energii prądu przemiennego
X_{conv}	Wartość dotycząca konwersji energii elektrycznej
X_{DC}	Wartość dotycząca energii prądu stałego
X_h	Rząd harmonicznej
X_{max}	Wartość maksymalna
X_{min}	Wartość minimalna
X_{MPPT}	Wartość w punkcie mocy maksymalnej
X_n	Wartość znamionowa
X_{PV}	Wartość odnosząca się do symulatora PV
X_{ref}	Wartość referencyjna

1. Wprowadzenie

Niniejsze opracowanie przedstawia wyniki badań porównawczych prosumenckich falowników fotowoltaicznych (falowników PV). Badania zostały przeprowadzone w ramach pierwszego etapu (etap I) Pikniku Odnawialnych Źródeł Energii (Piknik OZE) [1]. Wydarzenie zorganizowane zostało przez Akademię-Górnictwo Hutniczą w Krakowie oraz Tauron Dystrybucja S.A.

Celem Pikniku OZE była ocena jakości oraz poprawności działania falowników PV, z uwzględnieniem perspektywy zarówno Prosumenta, jak i Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).

Zakres prowadzonych prac obejmował ocenę efektywności energetycznej oraz weryfikację spełnienia wymagań technicznych prosumenckich falowników PV. Jako kryterium przyjęto zapisy zamieszczone w europejskich i polskich dokumentach, regulujących współpracę instalacji prosumenckich z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną:

- kodeks sieci NC RfG [2],
- norma PN-EN 50549-1:2019-02 [3] oraz
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [4].

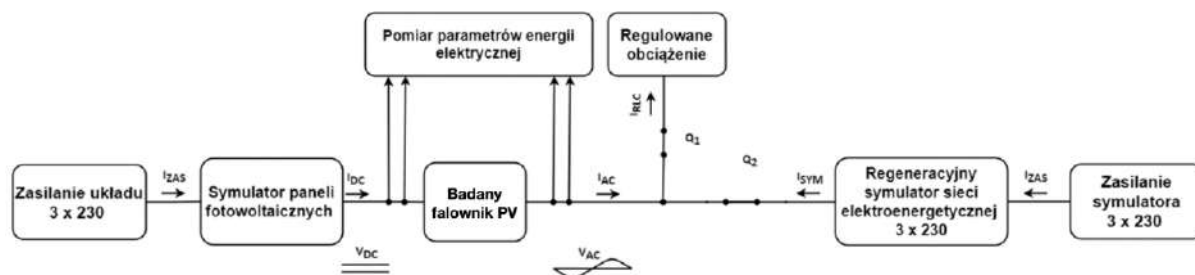
Przeprowadzone testy zostały podzielone na następujące obszary tematyczne:

- I. efektywność energetyczna falowników PV:
 - a. sprawność konwersji energii elektrycznej,
 - b. sprawność śledzenia punktu maksymalnej pracy MPPT,
 - c. sprawność EUR.
- II. wymagania techniczne dla współpracy falowników PV z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną:
 - a. regulacja mocy czynnej – tryb LFSM-O,
 - b. regulacja mocy biernej,
 - c. praca w trybie UVRT,
 - d. detekcja nieintencjonalnej pracy wyspowej.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono zastosowaną procedurę badań, uzyskane wyniki oraz wnioski.

2. Opis stanowiska badawczego oraz podstawowe dane falowników PV

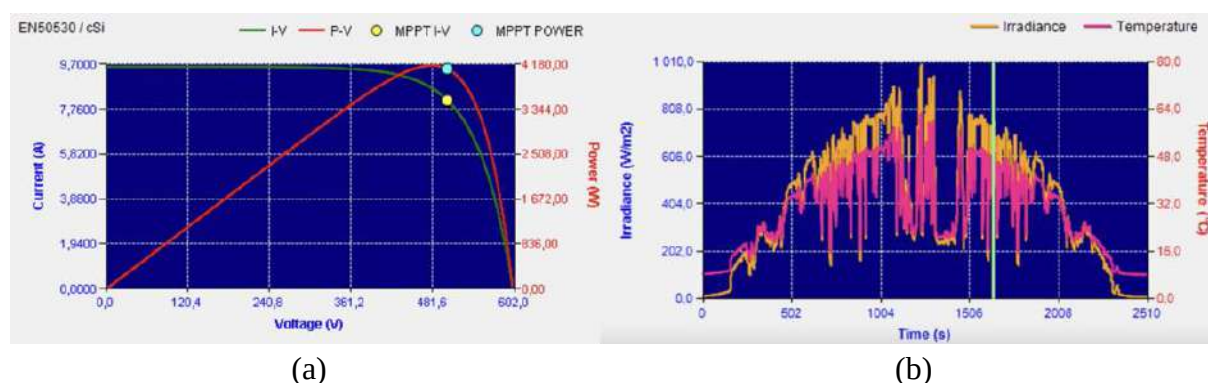
Stanowisko do badań falowników PV zostało zbudowane w Laboratorium Jakości Energii Elektrycznej w Centrum Energetyki w AGH. Podstawą do opracowania stanowiska był raport techniczny IEC TR 61000-3-15 [5] określający metodę badań kompatybilności elektromagnetycznej zaburzeń niskiej częstotliwości rozproszonych systemów generacji. Schemat stanowiska badawczego przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat blokowy stanowiska do laboratoryjnych badań porównawczych falowników fotowoltaicznych

Badany falownik PV zasilany był po stronie prądu stałego przez symulator źródła energii DC (źródło PV) o regulowanej charakterystyce prądowo-napięciowej $I = f(U)$ odpowiadającej pracy paneli PV. Strona prądu przemiennego falownika PV została podłączona do regeneracyjnego symulatora sieci elektrycznej 3 x 230 V o pomijalnie małej impedancji wewnętrznej, co pozwoliło na modyfikowanie warunków zasilania na jego wyjściu. Za pomocą analizatora parametrów energetycznych sieci mierzono moce, napięcia i prądy po stronie AC i DC badanego falownika PV.

Na rysunku 2 przedstawiono przykładową charakterystykę prądowo-napięciową otrzymaną z symulatora źródła PV oraz wybrany wykres profilu (zmian) poziomu nasłonecznienia w czasie. Dwa punkty przedstawione na wykresie statycznym (Rys. 2a) prezentują rzeczywisty stan pracy badanego falownika PV.



Rys. 2. Przykładowe wykresy przedstawiające: (a) charakterystykę prądowo-napięciową otrzymaną z symulatora paneli PV, (b) wykres profilu (zmiany) poziomu nasłonecznienia i temperatury

W tabeli 1 przedstawiono listę badanych falowników PV wraz z informacją o ich znamionowej mocy czynnej. Wszystkie testowane urządzenia zostały nieodpłatnie udostępnione na potrzeby eksperymentu przez ich producentów lub lokalnych dystrybutorów, Pochodziły z oficjalnych kanałów dystrybucji oraz były w wersjach przeznaczonych są na rynek UE.

Intencją organizatorów Pikniku OZE było przebadanie urządzeń, które są powszechnie instalowane przez prosumentów, tj. o mocy znamionowej około 3,5 kW dla falowników 1-fazowych i 5-6 kW w przypadku falowników 3-fazowych. Przed rozpoczęciem badań wszystkie falowniki PV zostały skonfigurowane do pracy zgodnie z wymaganiami polskich OSD.

Tabela 1. Lista badanych falowników PV:
(a) 1-fazowych oraz (b) 3-fazowych

(a) Falowniki 1-fazowe		(b) Falowniki 3-fazowe	
Marka/Model	P_{AC} kW	Marka/Model	P_{AC} kW
AC INV-1P-37	3,7	Afore Aton 6	6
FoxESS F3600	3,6	BBECO BBE-5-PL1	5
GoodWe GW3000-XS	3	FoxESS T5	5
Growatt MOD 3600TL	3,6	Fronius Symo GEN24 6.0	6
Huawei SUN2000-3KTL-L1	3	Goodwe GW6K-DT	6
Kostal PIKO MP Plus 3.0-2	3	Growatt MOD 6000TL3	6
Sofar Solar 2700TL-G3	2,7	Huawei SUN2000-5KTL-M1	5
SOLAX POWER X1 AIR	3	KACO 5.0 TL3	5
Solis-1P3.6K-4G	3,6	Kehua SPI6K-B	6
Solplanet ASW3000-S	3	Kostal Plenticore 5.5 3F	5,5
Sungrow SG2K5-S	2,5	Sermatec SMT-6K-TL-TH	6
TWERD PS100-PV	3	SMA STP6.0	6
		SOLAX POWER X3 MIC	6
		Solis-3P6K-4G	6
		Solplanet ASW5000-T	5
		Sungrow SG2KTL-MT3	5
		TWERD PS3000-PV	5

Na rysunku 3 przedstawiono zbiorczą fotografię badanych falowników PV.



Rys. 3. Zdjęcie zbiorcze większości badanych falowników PV

3. Efektywność energetyczna falowników PV

Norma europejska EN 50530 [6] opisuje procedurę pomiaru współczynników sprawności falowników PV. Pozwala to na porównanie ich sprawności energetycznej, która w naturalny sposób przekłada się na zyski finansowe z instalacji PV. Jej wyznaczenie i sprowadzenie do jednej uniwersalnej miary liczbowej nie jest zadaniem trywialnym, ponieważ:

- falowniki PV w rzeczywistych instalacjach nie pracują w stanie ustalonym. Ich warunki pracy są zależne od konfiguracji instalacji PV oraz poziomu nasłonecznienia i temperatury, które zmieniają się w czasie.,
- sprawność całkowita EUR falownika PV jest sumą składowych współczynników wyznaczanych odmiennymi metodami.

W odniesieniu do falowników PV norma [6] podaje następujące liczbowe miary efektywności energetycznej:

sprawność konwersji energii elektrycznej η_{conv} (1) definiowaną jako zdolność falownika do konwersji wejściowej energii E_{DC} w energię wyjściową E_{AC} w określonym czasie pomiaru T_M . Jest ona głównie miarą strat w elementach półprzewodnikowych falownika PV.

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{\int_0^{T_M} E_{\text{AC}}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} E_{\text{DC}}(t) \cdot dt} \quad (1)$$

sprawność statyczna η_{MPPT} (2) określająca zdolność układu sterowania falownika PV do uzyskiwania maksymalnej dostępnej mocy wyjściowej w stałych warunkach zasilania. Jest ona definiowana jako stosunek pozyskanej energii E_{DC} do maksymalnej energii dostępnej w źródle fotowoltaicznym E_{MPPT} w określonym czasie pomiaru T_M .

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{\int_0^{T_M} E_{\text{DC}}(t) \cdot dt}{\int_0^{T_M} E_{\text{MPPT}}(t) \cdot dt} \quad (2)$$

sprawność EUR (Euro) (3), (4) stanowiąca miarę ważoną uwzględniającą statystyczny udział czasowy pracy falownika PV w różnych punktach pracy w całym okresie jego użytkowania. Jest ona wyznaczana zarówno dla oceny sprawności konwersji energii elektrycznej, jak i oceny sprawności śledzenia punktu MPPT. Tym samym stanowi ważoną miarę liczbową obrazującą sprawność energetyczną falownika PV w pełnym zakresie generowanej mocy czynnej.

$$\eta_{\text{conv,EUR}} = 0.03 \cdot \eta_{\text{conv},5\%} + 0.06 \cdot \eta_{\text{conv},10\%} + 0.13 \cdot \eta_{\text{conv},20\%} + 0.1 \cdot \eta_{\text{conv},30\%} + 0.48 \cdot \eta_{\text{conv},50\%} + 0.2 \cdot \eta_{\text{conv},100\%} \quad (3)$$

$$\eta_{\text{MPPT,EUR}} = 0.03 \cdot \eta_{\text{MPPT},5\%} + 0.06 \cdot \eta_{\text{MPPT},10\%} + 0.13 \cdot \eta_{\text{MPPT},20\%} + 0.1 \cdot \eta_{\text{MPPT},30\%} + 0.48 \cdot \eta_{\text{MPPT},50\%} + 0.2 \cdot \eta_{\text{MPPT},100\%} \quad (4)$$

gdzie: $\eta_{\text{conv},X\%}$ oraz $\eta_{\text{MPPT},X\%}$ stanowią miary sprawności zmierzone dla generacji mocy czynnej równej $X\%$ mocy znamionowej falownika PV.

Wymienione miary liczbowe sprawności (1-4) odnoszą się tylko do ustalonego stanu pracy falownika PV i nie uwzględniają faktu, że ulega on ciągłej zmianie. Dlatego stosuje się dodatkową miarę określającą szybkość z jaką falownik PV dostosowuje swój punkt pracy do warunków maksymalnej dostępnej generacji energii. Nazywa się ją dynamiczną sprawnością MPPT, która jest definiowana jako iloraz całkowitej energii dostarczonej do zacisków DC falownika PV, do całkowitej dostępnej energii z paneli PV z uwzględnieniem jej zmienności w określonym czasie.

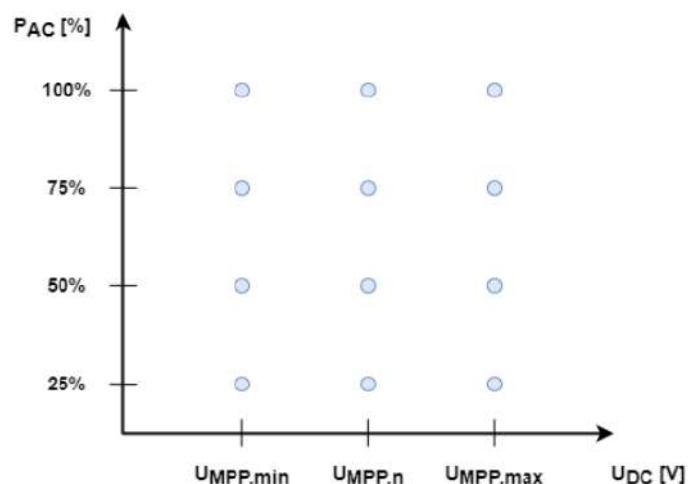
$$\eta_{\text{MPPT}dyn} = \frac{1}{\sum_j P_{\text{MPPT},PV,j} \cdot \Delta T_j} \sum_i U_{DC,i} \cdot I_{DC,i} \cdot \Delta T_i \quad (5)$$

gdzie: ΔT_j jest okresem dostarczania mocy $\sum_j P_{\text{MPPT},PV,j}$ natomiast ΔT_i jest okresem pomiaru $U_{DC,i}$ oraz $I_{DC,i}$.

3.1 Sprawność konwersji oraz sprawność statyczna

Sygnał z symulatora źródła PV o zadanej charakterystyce prądowo-napięciowej odpowiadającej określonemu zakresowi mocy DC i napięcia paneli PV był dostarczany do zacisków DC każdego testowanego falownika PV. Punkty pomiarowe określające warunki pracy symulatora źródła PV zostały wybrane na podstawie kart katalogowych dostarczonych przez producentów falowników PV. Poziom mocy dla danego zakresu napięcia DC określono jako procent mocy znamionowej falownika PV. Testy przeprowadzono dla trzech napięć MPPT: minimalnego - $U_{\text{MPPT},\min}$, znamionowego $U_{\text{MPPT},n}$ oraz maksymalnego $U_{\text{MPPT},\max}$ i dla mocy z przedziału od 25% do 100% wartości znamionowej. Wybór punktów pracy do badań falowników PV przedstawiono na rysunku 4. Pomiary pracy falowników PV wykonywano za każdym razem po ustabilizowaniu się punktu pracy oraz przy znamionowym napięciu sieci, aby uniknąć wpływu poziomu napięcia sieci na wyniki badań.

Niezależnie od liczby dostępnych wejść MPPT badanego falownika PV, całkowita moc źródła PV była dostarczana tylko do jednego wejścia MPPT. Było to odstępstwo od procedury testowej opisanej w normie [6]. Jednak dzięki temu uzyskano możliwość ocenienia potencjału przewymiarowania pojedynczego wejścia MPPT, ponieważ w praktycznych zastosowaniach panele instalacji PV są także łączone w jeden łańcuch (ang. string).



Rys. 4. Graficzna prezentacja punktów pracy badanych falowników PV

Szczegółowe wyniki uzyskane dla przebadanych falowników PV przedstawiono w postaci histogramów w Załączniku A. Wyznaczone miary statystyczne (mediana, odchylenie standardowe σ) zostały zaprezentowane w tabelach 2 i 3.

Tabela 2. Analiza statystyczna wyników pomiaru sprawności konwersji energii elektrycznej η_{conv} (1)

U_{MPPT}	P_{AC} $X\%P_{AC,n}$	Falowniki PV – sprawności konwersji energii elektrycznej η_{conv}			
		1-fazowe		3-fazowe	
		Mediana %	σ %	Mediana %	σ %
$U_{MPPT,min}$	25%	94,70	1,23	94,70	4,05
	50%	95,20	1,51	95,50	2,83
	75%	95,00	1,80	95,70	2,40
	100%	95,10	2,25	95,80	2,23
$U_{MPPT,n}$	25	96,10	1,25	96,30	2,88
	50	96,70	1,05	97,30	1,51
	75	96,80	1,14	97,50	1,08
	100	96,70	1,18	97,50	0,90
$U_{MPPT,max}$	25	95,80	1,62	95,50	2,57
	50	96,40	1,34	96,90	1,34
	75	96,60	1,37	97,30	0,91
	100	96,60	1,37	97,50	0,74

Zarówno falowniki 1-fazowe, jak i 3-fazowe mają średnio o 1,65% mniejszą sprawność podczas pracy przy napięciu $U_{MPPT,min}$. Ponadto zaobserwowano większy rozrzut wyników sprawności konwersji w porównaniu do uzyskanych dla $U_{MPPT,n}$. Otrzymane wartości sprawności dla $U_{MPPT,max}$ nie różnią się istotnie (zarówno pod względem mediany, jak i odchylenia standardowego) od uzyskanych dla napięcia znamionowego.

Tabela 3. Analiza statystyczna wyników pomiaru sprawności statycznej η_{MPPT} (2)

U_{MPPT}	P_{AC} $X\%P_{AC,n}$	Falowniki PV – sprawność statyczna η_{MPPT}			
		1-fazowe		3-fazowe	
		Mediana %	σ %	Mediana %	σ %
$U_{MPPT,min}$	25%	98,80	17,66	99,20	15,05
	50%	86,10	18,66	85,70	18,52
	75%	45,90	23,09	56,70	20,54
	100%	37,30	25,55	42,80	16,88
$U_{MPPT,n}$	25	99,70	0,26	99,70	0,30
	50	99,50	0,38	99,70	0,11
	75	99,60	0,24	99,70	0,07
	100	99,50	0,80	99,70	0,23
$U_{MPPT,max}$	25	91,60	7,58	94,40	4,01
	50	91,70	8,44	94,70	4,08
	75	91,50	14,73	94,90	3,93
	100	89,70	18,43	94,80	7,64

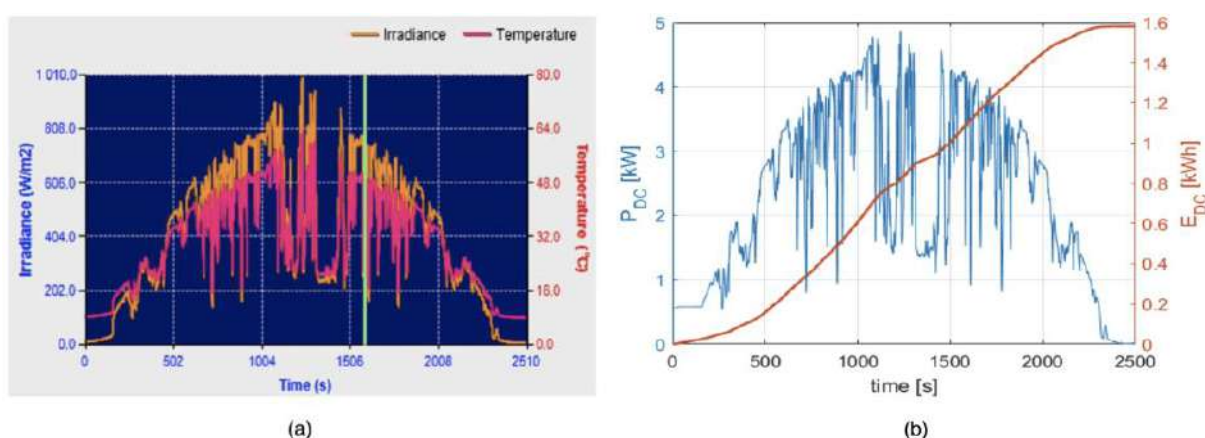
Analizując wyniki sprawności statycznej η_{MPPT} falowników PV dla $U_{MPPT,n}$ i generacji w zakresie od 25% do 100% mocy znamionowej $P_{AC,n}$ można zauważyć, że mediana wynosi 99,7% dla falowników 3-fazowych, a dla falowników 1-fazowych od 99,5% do 99,7%. Wyniki uzyskane przez poszczególne falowniki PV są do siebie bardzo podobne, co potwierdzają stosunkowo niewielkie wartości odchyłeń standardowych.

W przypadku badań przeprowadzonych dla napięcia $U_{MPPT,max}$ można zaobserwować systematyczne zmniejszanie się sprawności statycznej η_{MPPT} . Dotyczy to wszystkich falowników 1-fazowych i większości 3-fazowych.

Wyniki uzyskane dla $U_{MPPT,min}$ wskazują na znaczne zmniejszenie sprawności statycznej η_{MPPT} w wyniku wzrostu generacji. Uzyskanie znamionowego poziomu generacji przy stosunkowo małym napięciu strony DC wymusza przepływ zwiększonej wartości prądu stałego. Wyniki badań wskazują na różnice konstrukcyjne falowników PV związane z zastosowanymi ograniczeniami maksymalnej wartości prądu stałego. Należy podkreślić, że wyniki uzyskane dla najmniejszych napięć strony DC charakteryzują się największymi rozrzutami dla poszczególnych falowników PV zmieniającymi swoją wartość w przedziale od 15% do 25,6%.

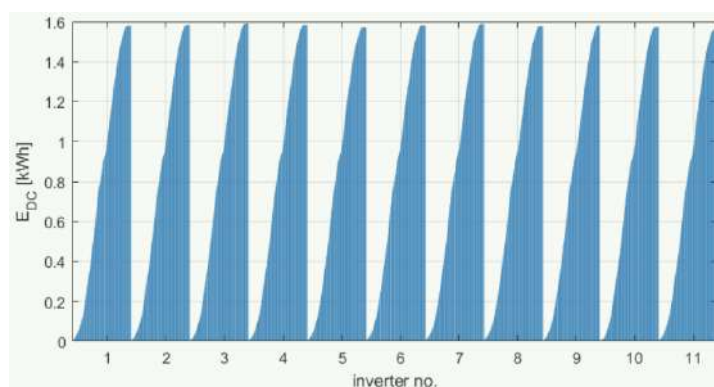
3.2 Dynamiczna sprawność MPPT

Celem tego badania było porównanie skuteczności śledzenia MPPT falowników PV w warunkach zmieniających się parametrów źródła PV, tak jak ma to zazwyczaj miejsce podczas użytkowania instalacji PV w warunkach rzeczywistych. Na wejście DC badanego falownika podano sygnał o określonej, lecz zmiennej w czasie, charakterystyce prądowo-napięciowej, która została przedstawiona na rysunku 5(a). Zadane warunki zasilania powodowały zmiany mocy generowanej przez źródło PV. Wymusiło to ciągłe poszukiwanie punktu pracy z mocą maksymalną przez algorytm MPPT falownika PV w celu wytworzenia jak największej generacji (wartości) energii elektrycznej. Przykładowe, zarejestrowane przebiegi wartości mocy P_{DC} i energii E_{DC} uzyskane dla wybranego 3-fazowego falownika PV pokazano na rysunku 5(b).



Rys. 5. Scenariusz zmian nastaw źródła PV (nasłonecznienie oraz temperatura) dla testu dynamicznej sprawności MPPT (a) oraz przykładowe przebiegi wartości mocy P_{DC} i energii E_{DC} uzyskane dla wybranego 3-fazowego falownika PV (b)

Liczbową miarą wyniku badania była zagregowana wartość energii wytworzonej przez badany falownik PV w czasie trwania eksperymentu. Przebadano 11 falowników 3-fazowych, których wyniki zaprezentowano na rysunku 6. Mediana z uzyskanych energii wynosi 1,58 kWh, a poszczególne wartości (odczyty) nie różniły się o więcej niż 2%. Należy jednak zauważyć, że w tym teście na zmierzoną wartość energii wpływ miała również sprawność konwersji energii elektrycznej η_{conv} (1).



Rys. 6 Wyniki badania dynamicznej sprawności MPPT

4. Wymagania techniczne dla współpracy falowników PV z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną

4.1 Regulacja mocy czynnej

Zgodnie z wymaganiami określonymi w kodeksie sieciowym NC RfG [2] instalacja PV musi być zdolna do pracy w trybie LFSM-O (ang. *Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency*), w którym wyjściowa moc czynna P_{AC} ulega redukcji w odpowiedzi na wzrost częstotliwości napięcia zasilającego. Wymaga się, aby redukcja mocy czynnej zaczynała się po przekroczeniu progu częstotliwości $f_1 = 50,2$ Hz oraz szybkość redukcji mocy czynnej przebiegała zgodnie ze statyzmem $s = 5\%$ ¹.

Redukcja mocy czynnej modułu wytwarzania energii (MWE) wynikająca z pracy w trybie LFSM-O ma być realizowana od wartości wyjściowej mocy czynnej P_{AC} w momencie osiągnięcia progu aktywacji f_1 do wartości mocy wynikającej z charakterystyki statycznej trybu LFSM-O, o ile nie nastąpiło zmniejszenie mocy nośnika energii pierwotnej poniżej poziomu umożliwiającego uzyskanie wymaganej mocy wyjściowej.

Ponadto od instalacji PV wymaga się również, aby przy zmniejszaniu się częstotliwości f napięcia zasilającego, redukcja mocy czynnej ΔP_{AC} wynosiła nie więcej niż 2% mocy maksymalnej P_{max} MWE (zdefiniowanej dla częstotliwości 50 Hz) na każdy 1 Hz spadku częstotliwości poniżej 49 Hz.

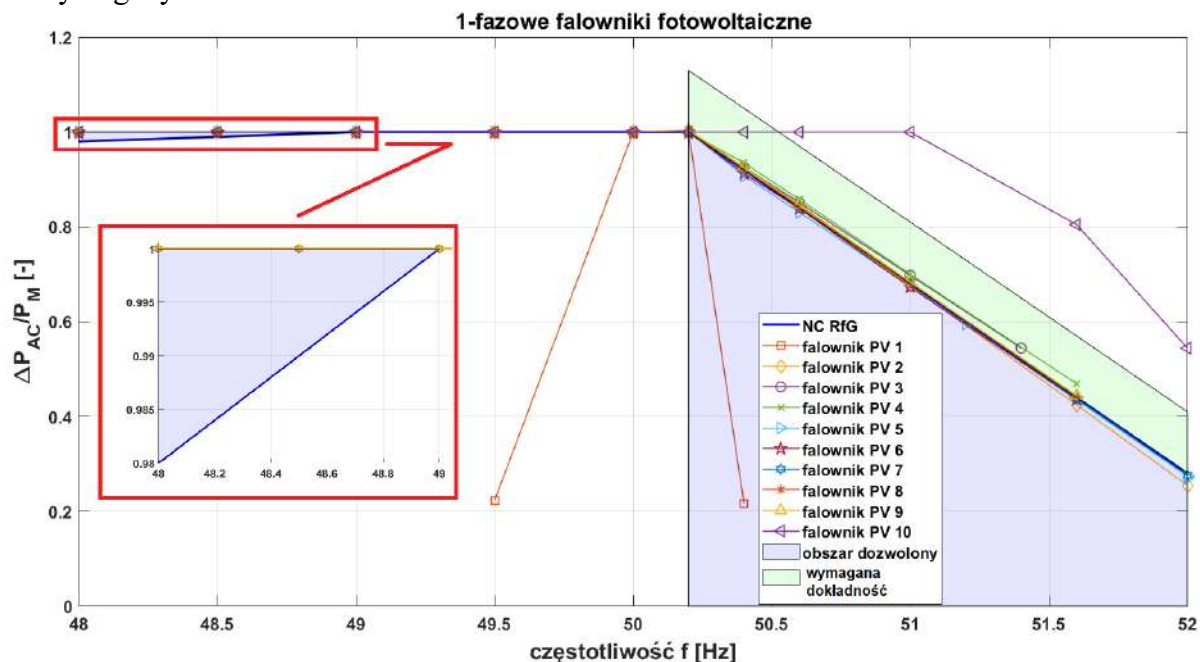
Badane falowniki PV były zasilane z symulatora paneli PV mocą czynną $P_{PV} = 75\% P_{AC,n}$. Po stronie AC utrzymywane było trójfazowe symetryczne napięcie fazowe 230 V. Podczas testu dokonywano zmian częstotliwości napięcia strony AC w zakresie od 48,0 Hz do 51,5 Hz. Dla każdej częstotliwości, po ustabilizowaniu się pracy badanego falownika, przeprowadzono odczyt całkowitej mocy czynnej P_{AC} .

Na rysunkach 7 i 8 przedstawiono wykresy prezentujące zmianę mocy czynnej w odpowiedzi na zmianę częstotliwości $\Delta P_{AC}/P_M = f(f)$ dla falowników 1-fazowych i 3-fazowych. Otrzymane wyniki zamieszczono również w załączniku A.

Na podstawie uzyskanych wyników można stwierdzić, że siedem z dziesięciu badanych 1-fazowych falowników PV zrealizowało regulację mocy czynnej w sposób prawidłowy, tj. ich charakterystyki mieszczą się w dopuszczalnym obszarze powiększonym o wymaganą dokładność. Odpowiedzi falowników nr 1, 4 i 10 były niezgodne z wymaganiami. W przypadku falownika PV nr 1, nawet niewielkie odchylenie w górę lub w dół od częstotliwości 50 Hz spowodowało gwałtowne zmniejszenie mocy wyjściowej P_{AC} i przedwczesne wyłączenie. Falownik PV nr 4 prawidłowo zmniejszał swoją moc czynną, jednak wyłączał się po przekroczeniu 51,6 Hz. W przypadku falownika PV nr 10, redukcja

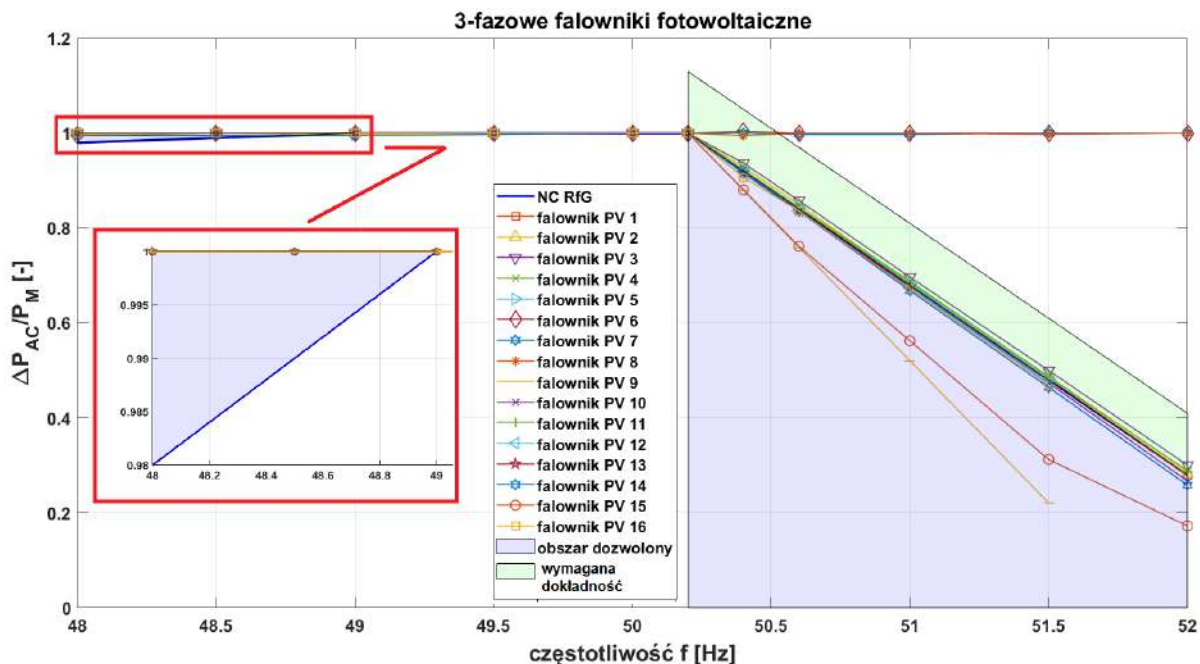
¹ **statyzm s** – Współczynnik quasi-stacjonarnego odchylenia częstotliwości do wynikającej z tego odchylenia zmiany generowanej mocy czynnej w stanie ustalonym. Zmianę częstotliwości wyraża się w odniesieniu do częstotliwości znamionowej, a zmianę mocy czynnej w odniesieniu do osiągalnej mocy [4].

mocy czynnej P_{AC} rozpoczęła się dopiero od 51 Hz, a jej charakterystyka nie mieściła się w wymaganym zakresie dokładności.



Rys. 7. Wykres zmiany mocy czynnej 1-fazowych falowników PV w odpowiedzi na zmianę częstotliwości napięcia sieci

W przypadku falowników 3-fazowych 12 z 16 dokonało zmiany mocy czynnej zgodnie z wymaganiami. Trzy falowniki o numerach 6, 7 i 8 nie zareagowały na wzrost częstotliwości. Falowniki 9 i 10 uległy wyłączeniu przed uzyskaniem częstotliwości sieci 52 Hz, natomiast falowniki nr 9, 10 i 15 zmniejszyły moc w większym stopniu niż określają to wymagania.



Rys. 8. Wykres zmiany mocy czynnej 3-fazowych falowników PV w odpowiedzi na zmianę częstotliwości napięcia sieci

4.2 Regulacja mocy biernej

Zgodnie z wymaganiami kodeku sieciowego NC RfG [2] instalacja PV powinna być zdolna do pracy w normalnych warunkach eksploatacji w paśmie tolerancji napięcia AC od 85% U_n do 110% U_n z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z charakterystyką zadaną przez OSD w zakresie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznym napięcia i prądu od $\cos\varphi = 0,9_{\text{ind.}}$ (o charakterze indukcyjnym) do $\cos\varphi = 0,9_{\text{poj.}}$ (o charakterze pojemnościowym), gdy wyjściowa moc czynna $P_{AC} \geq 20\% P_{AC,n}$,
- b) bez zmian mocy biernej o więcej niż o 10% $P_{AC,n}$ przy wyjściowej mocy czynnej $P_{AC} < 20\% P_{AC,n}$.

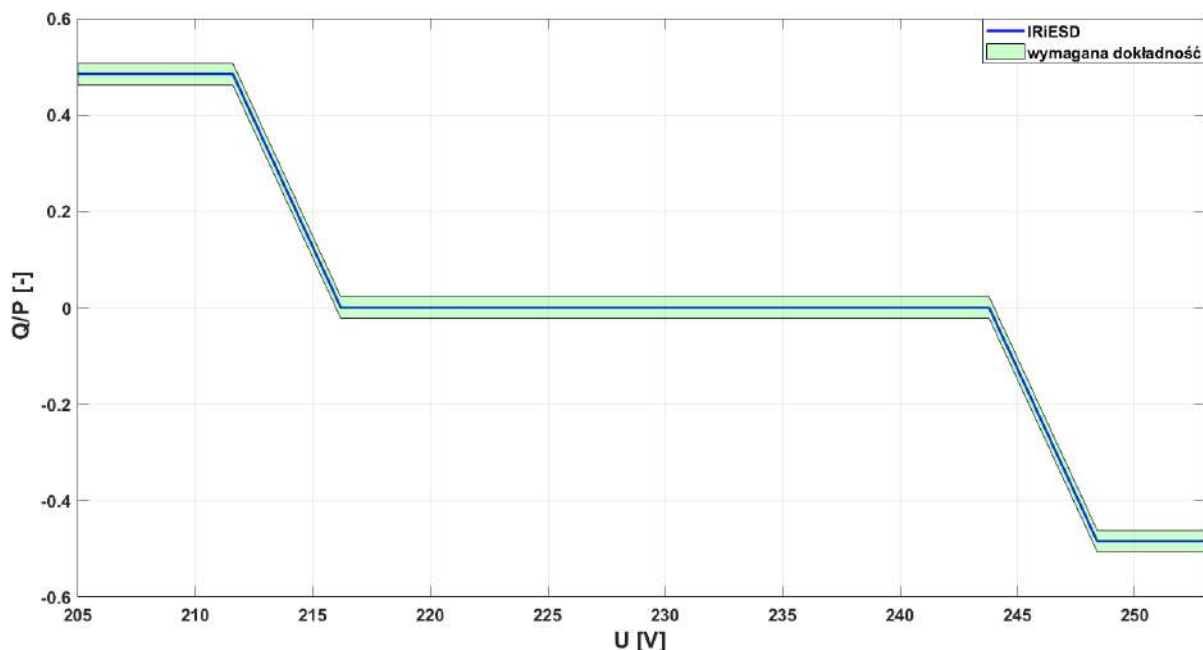
Ponadto wymaga się, aby MWE był zdolny do pracy w trzech trybach sterowania:

- a) mocą bierną w funkcji napięcia $Q(U)$ jako trybem podstawowym,
- b) współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej $\cos\varphi(P)$ jako trybem alternatywnym,
- c) $\cos\varphi$ o stałej wartości, nastawianym w zakresie od $\cos\varphi = 0,9_{\text{ind.}}$ do $\cos\varphi = 0,9_{\text{poj.}}$ jako trybem dodatkowym.

Norma [3] wskazuje ponadto na możliwość regulacji mocy biernej w trybie dodatkowym utrzymywania stałej zadanej wartości mocy biernej Q niezależnej od poziomu generowanej mocy czynnej oraz napięcia, tj. tryb $Q = \text{const}$.

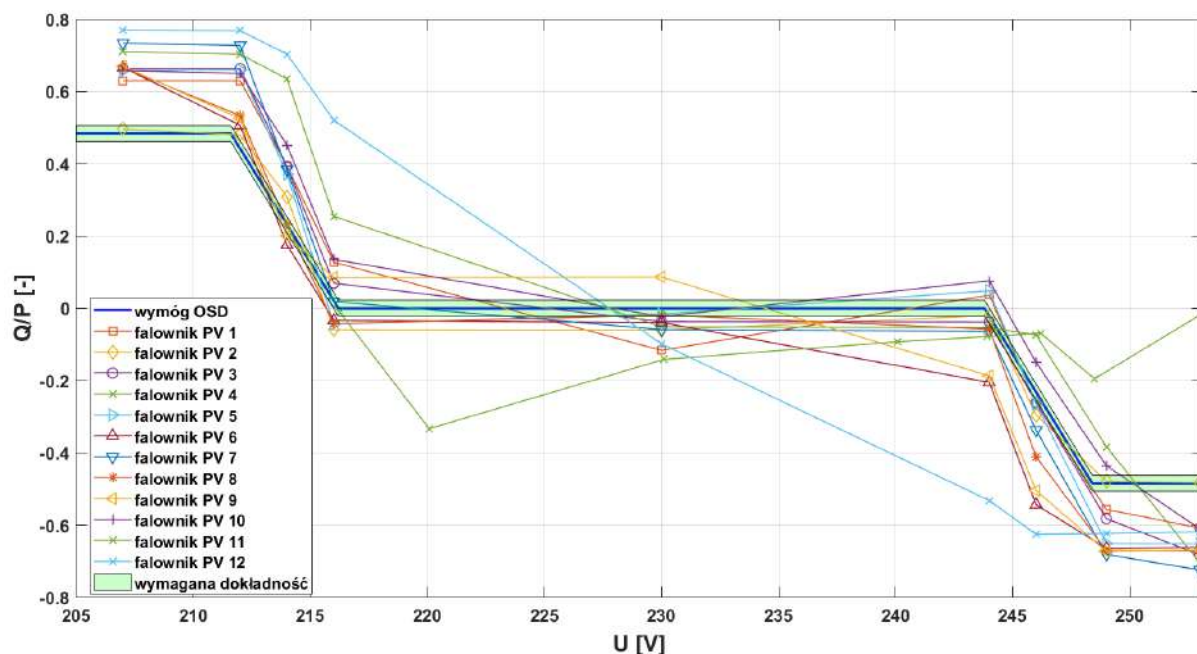
4.2.1 Pomiar charakterystyki $Q(U)$

Dla zadanych warunków pracy badanego falownika przeprowadzono pomiar charakterystyki regulacji mocy biernej $Q(U)$ poprzez zmianę napięcia zasilającego AC w zakresie (85 – 110)% U_n . Rysunek 9 przedstawia wymaganą przez normę charakterystykę $Q(U)$ dla 3-fazowych falowników PV. Zgodnie z normą [3] moc bierna (zarówno indukcyjna, jak i pojemnościowa) powinna być dostarczana przez falownik fotowoltaiczny z dokładnością $\pm 2\%$ maksymalnej mocy pozornej falownika.



Rys. 9. Wymagany obszar pracy falowników fotowoltaicznych w trybie sterowania mocą bierną wyrażony jako ($Q/P = f(U)$) (gdzie: Q – moc bierna na wyjściu modułu wytwarzania energii [var], P_D – maksymalna moc czynna na wyjściu modułu wytwarzania energii przy współczynniku przesunięcia fazowego $\cos\varphi = 0,9$)

Na rysunku 10 przedstawiono wykresy charakterystyk $Q(U)$ uzyskane pomiarowo dla badanych falowników PV. Wprowadzenie nastaw oraz aktywacja trybu $Q(U)$, przy użyciu dostarczonego interfejsu serwisowego falownika oraz poprzez bezpośrednie działania przedstawicieli producentów lub dystrybutorów, okazała się możliwa w przypadku 12 z 17 badanych falowników PV.



Rys. 10. Wyniki badań charakterystyki $Q(U)$ 3-fazowych falowników PV

Na podstawie wyników przedstawionych na rysunku 10 można sformułować następujące wnioski:

- falowniki pracujące w trybie $Q(U)$ realizują regulację mocy biernej, wymuszając generację mocy biernej indukcyjnej (przy redukcji napięcia poniżej 216,2 V) i pojemnościowej (przy wzroście napięcia powyżej 243,8 V), jednak odczyty uzyskane dla poszczególnych falowników PV są rozproszone i większość z nich nie spełnia wymagania określonego w [2].
- określona dokładność dla trybu $Q(U)$, która wynosi $\pm 2\%$ maksymalnej mocy pozornej falownika, wydaje się być bardzo wymagająca w porównaniu z kryterium dla $P(f)$, które zostało zweryfikowane w punkcie 4.1 i zdefiniowane jako 10% znamionowej mocy czynnej. Wątpliwości budzi zasadność takiej różnicy wymagań dla zbliżonych technicznie wskaźników mocy, zwłaszcza patrząc na uzyskane wyniki na przykładzie przebadanych falowników PV w tym zakresie.

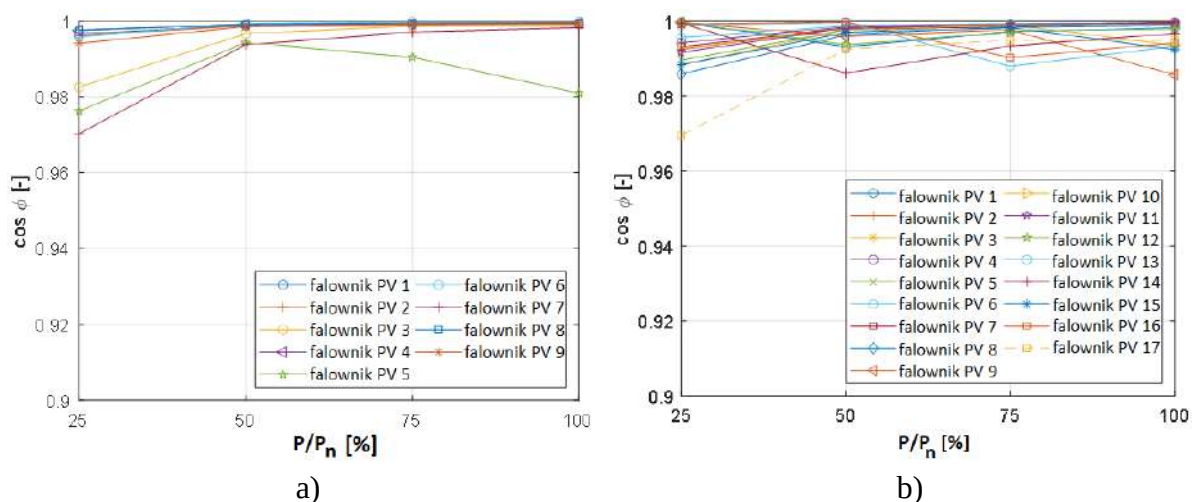
Warto zauważyć, że falowniki PV pracujące w trybie $Q(U)$ mogą być w stanie generować moc bierną o takiej wartości, że jego współczynnik przesunięcia $\cos\varphi$ będzie mniejszy niż 0,9. Dokumenty określające pracę falowników PV w sieci dystrybucyjnej nie dostarczają jednoznacznej informacji, czy takie podejście jest poprawne.

Spośród 12 falowników PV, których charakterystyki pokazano na rysunku 10, tylko jeden (nr 2) miał wartość graniczną $\cos\varphi$ ustawioną na 0,9 zgodnie z wymaganiami normy EN-505049-1:2019. Pozostałe jedenaście falowników PV nie miało zadanej wartości granicznej $\cos\varphi$.

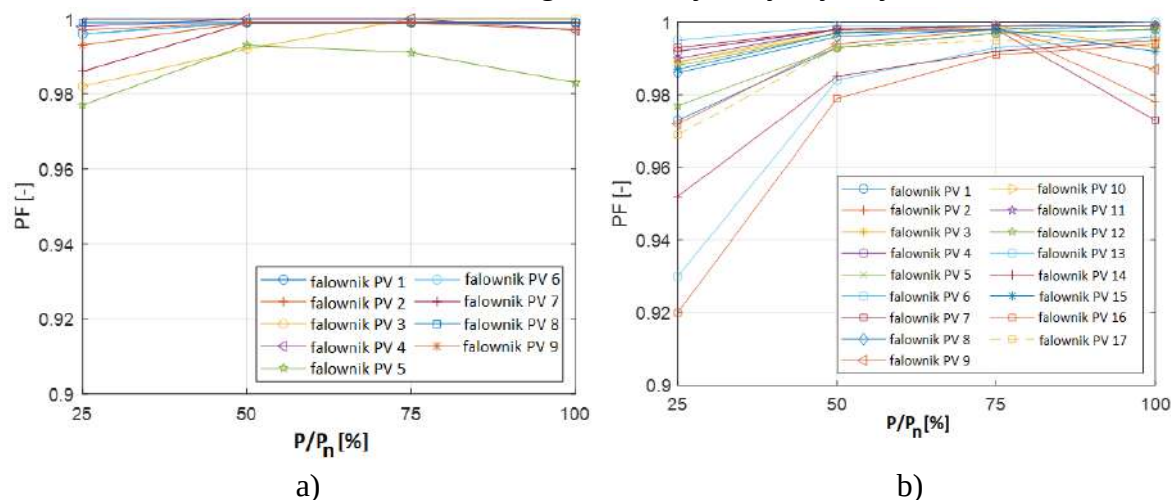
4.2.2 Moc bierna w trybie $\cos\varphi = 1$

W trybie pracy, w którym nie jest wymagana generacja mocy biernej, falowniki PV powinny generować wyłącznie energię czynną, zatem ich $\cos\varphi$ powinien być zbliżony do wartości 1,0.

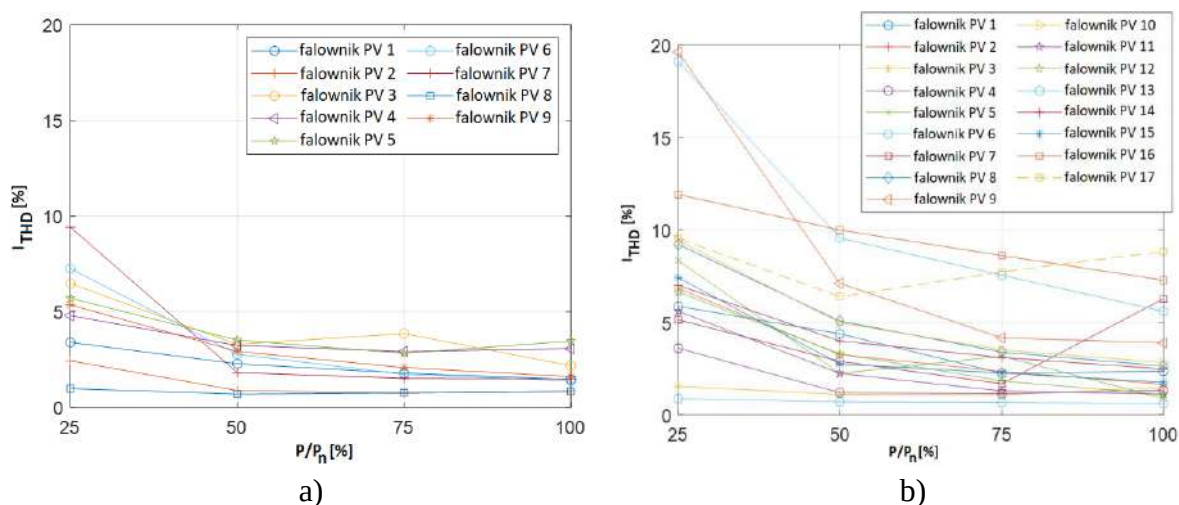
W przeprowadzonej procedurze badawczej punkty pracy falowników PV zostały ustawione kolejno na 25%, 50%, 75% i 100% znamionowej mocy czynnej harmonicznego podstawowej przy napięciu sieci 230 V. Mierzono wartości $\cos\varphi$ i współczynnika mocy oraz współczynnika THD prądu. Na rysunkach 11–13 przedstawiono otrzymane wyniki. W zależności od falownika PV wartość $\cos\varphi$ zawierała się w zakresie od 0,97 do 1,00. Wartość współczynnika mocy dla falowników 3-fazowych ma tendencję do zmniejszania się dla mniejszych mocy. W przeciwieństwie do $\cos\varphi$, który obejmuje tylko pierwszą harmoniczną, PF uwzględnia również obecność wyższych harmonicznych. Jego niższa wartość w porównaniu do $\cos\varphi$ wskazuje na stosunkowo duże odkształcenie prądu po stronie AC, co potwierdzają wskazania THD_I dla prądu.



Rys. 11. Współczynnik $\cos \phi$ falowników PV: (a) 1-fazowych oraz (b) 3-fazowych w zależności od generowanej mocy czynnej



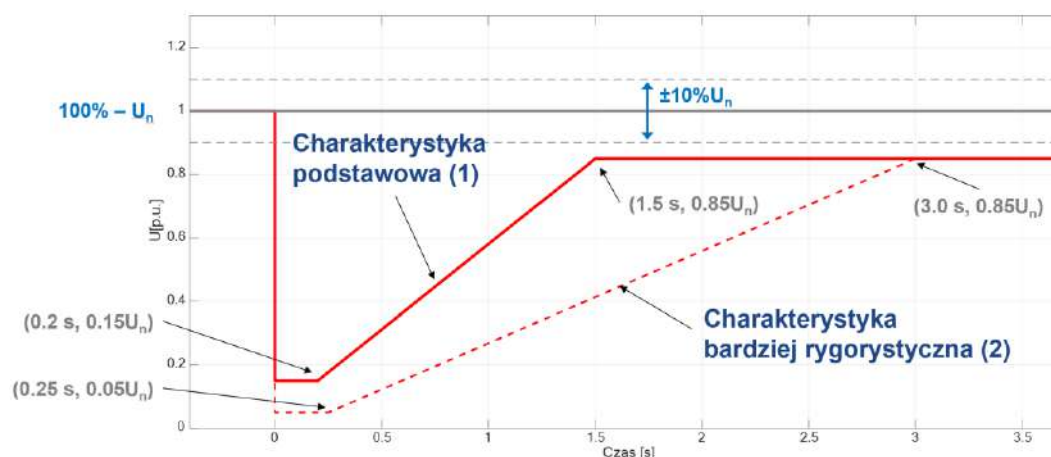
Rys. 12 Współczynnik mocy PF falowników PV: (a) 1-fazowych oraz (b) 3-fazowych w zależności od generowanej mocy czynnej



Rys. 13. Współczynnik THD_i prądu falowników PV: (a) 1-fazowych oraz (b) 3-fazowych w zależności od generowanej mocy czynnej

4.3 Odporność falowników PV na zapady napięcia oraz krótkie przerwy w zasilaniu

Rekomendacje dotyczące odporności na zapady napięcia oraz krótkie przerwy w zasilaniu UVRT (ang. Under Voltage Ride Through) dla modułów wytwarzania energii typu A są określone w unijnym kodeksie sieci NC RfG [2] oraz normie [3]. Zgodnie z tymi dokumentami moduły wytwarzania energii typu A powinny być odporne na zdarzenia w napięciu o parametrach powyżej charakterystyki przedstawionej na rysunku 14.



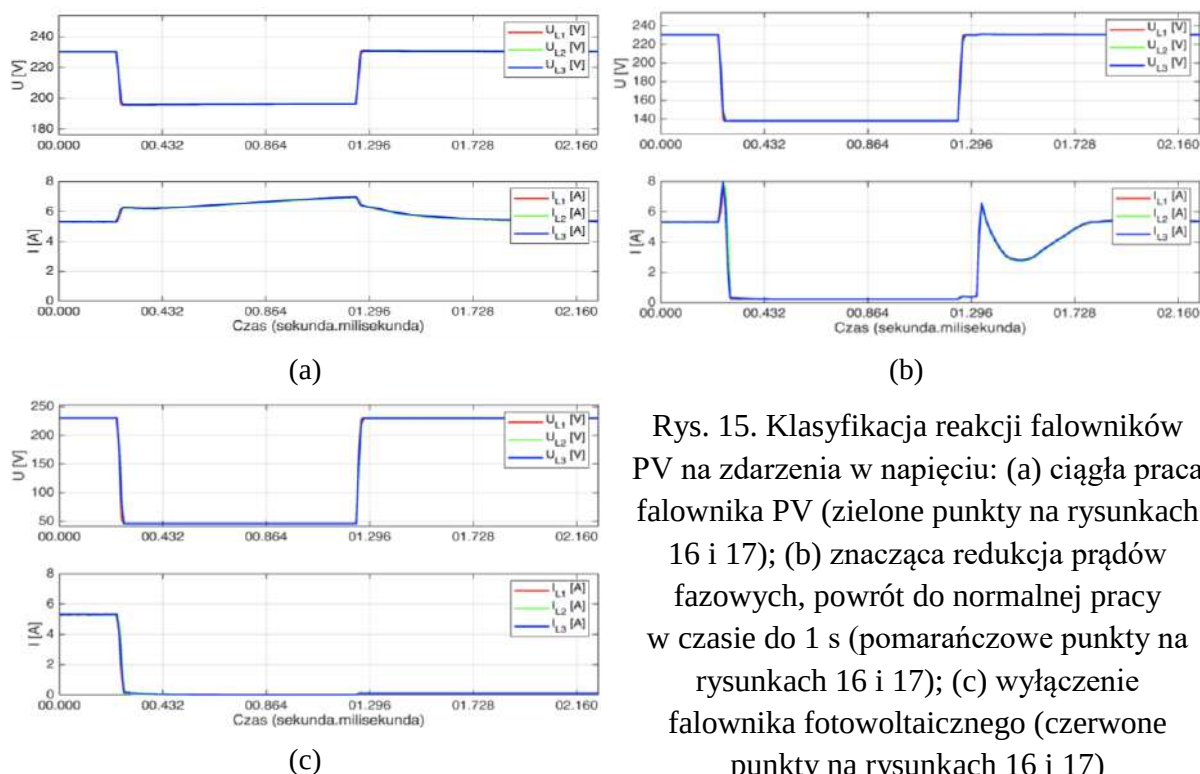
Rys. 14. Rekomendowana charakterystyka odporności na zapady napięcia dla modułów A w zakresie UVRT [3]

Kryterium spełnienia tego wymagania polega na przywróceniu generacji danego modułu wytwarzania energii do poziomu co najmniej 90% generacji sprzed wystąpienia zdarzenia w napięciu lub pełnej dostępnej mocy (jeśli ta była mniejsza) w czasie nie dłuższym niż 1 sekunda, chyba że wymagania OSD stanowią inaczej. W ramach przeprowadzonych badań wytworzono serie 3-fazowych symetrycznych zapadów napięcia po stronie AC o czasach trwania od 150 ms do 5 s oraz wartościach od 2% do 98% znamionowej wartości skutecznej napięcia AC. Wartości oraz czasy trwania zdarzeń zostały dobrane tak, aby odwzorowywały charakterystyki graniczne zdarzeń określone w normie [3] dla wymagania domyślnego (ang. default requirement). Podczas badań rejestrowano reakcje falowników PV na każde wytworzone zdarzenie w napięciu. W następnym kroku, na podstawie analizy danych pomiarowych, zakwalifikowano je do trzech grup:

- ciągła praca bez wyraźnej redukcji wartości generowanej energii – oznaczenie: zielone punkty na rysunkach 16 i 17.
- praca ciągła ze znacznym zmniejszeniem prądu fazowego poniżej 10% poziomu sprzed zdarzenia, po którym następuje przywrócenie generacji falownika PV do poziomu co najmniej 90% generacji sprzed wystąpienia zdarzenia w napięciu lub pełnej dostępnej mocy (jeśli ta była mniejsza) w czasie nie dłuższym niż 1 sekunda – oznaczenie: pomarańczowe punkty na rysunkach 16 i 17.
- falownik PV nie odbudowuje generacji do poziomu co najmniej 90% mocy generacji

sprzed wystąpienia zdarzenia w napięciu lub pełnej dostępnej mocy (jeśli ta była mniejsza) w czasie krótszym niż 1 sekunda – oznaczenie: czerwone punkty na rysunkach 16 i 17.

Przykładowe rejestracje odpowiadające każdej z wymienionych grup przedstawiono na rysunku 15.



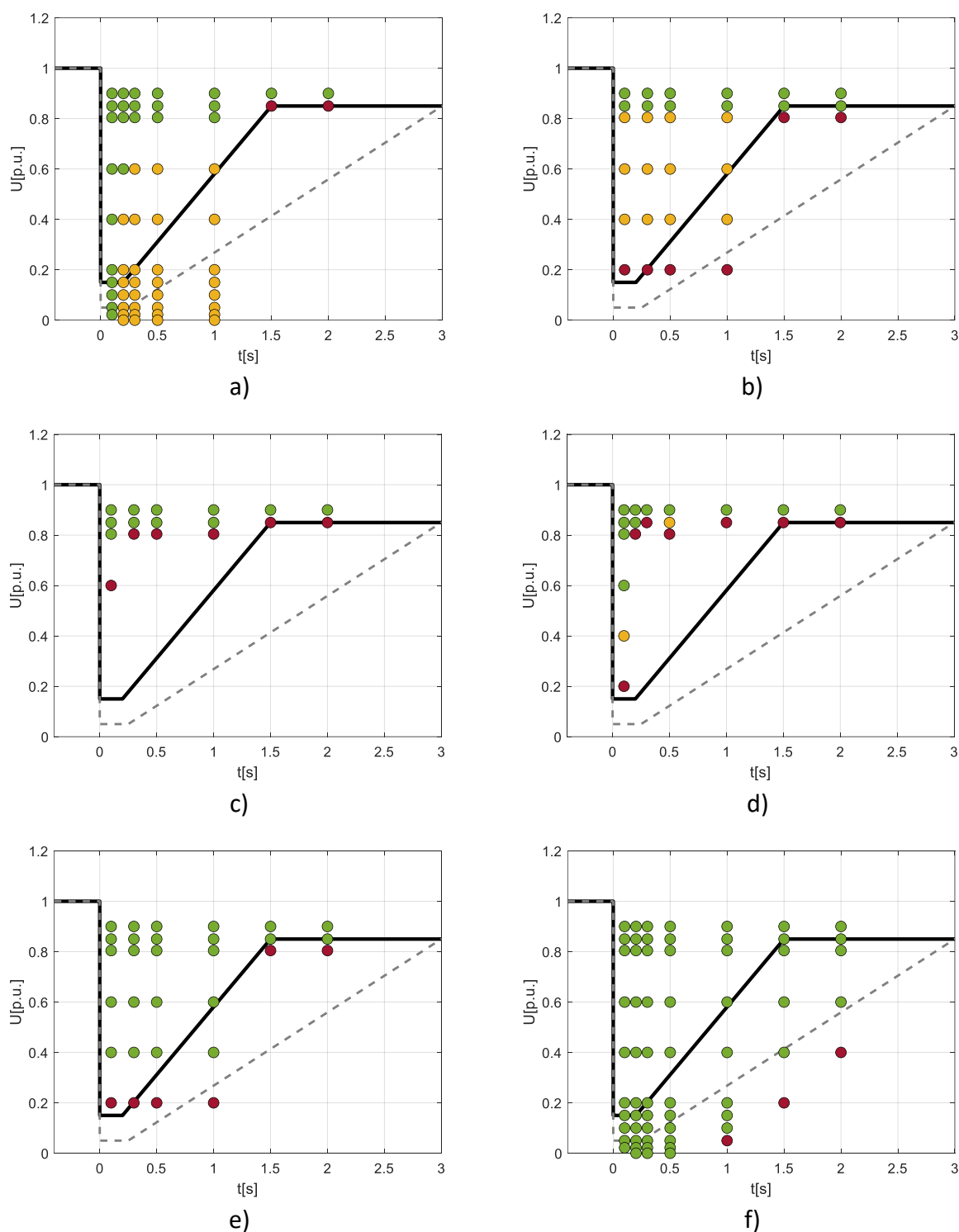
Rys. 15. Klasyfikacja reakcji falowników PV na zdarzenia w napięciu: (a) ciągła praca falownika PV (zielone punkty na rysunkach 16 i 17); (b) znacząca redukcja prądów fazowych, powrót do normalnej pracy w czasie do 1 s (pomarańczowe punkty na rysunkach 16 i 17); (c) wyłączenie falownika fotowoltaicznego (czerwone punkty na rysunkach 16 i 17)

Procedurę weryfikacji UVRT przeprowadzono dla jedenastu 3-fazowych falowników PV. Każdy testowany falownik był zasilany prądem stałym o wartości 50% mocy nominalnej ($P_{PV} = 50\% P_{AC,n}$). Za każdym razem, gdy falownik osiągnął stan ustalony, odpowiadający ustalonej generacji mocy czynnej P_{AC} , wyzwalano zdarzenie napięciowe, symulujące zapad napięcia lub krótką przerwę w zasilaniu od strony sieci AC. Generowane zdarzenia napięciowe trwały od 100 do 2000 ms i miały wartości od 2% do 98% napięcia znamionowego 230 V. W tabeli 4 przedstawiono listę wszystkich wytworzonych zdarzeń w napięciu, określonych kombinacją ich czasu trwania i wartością.

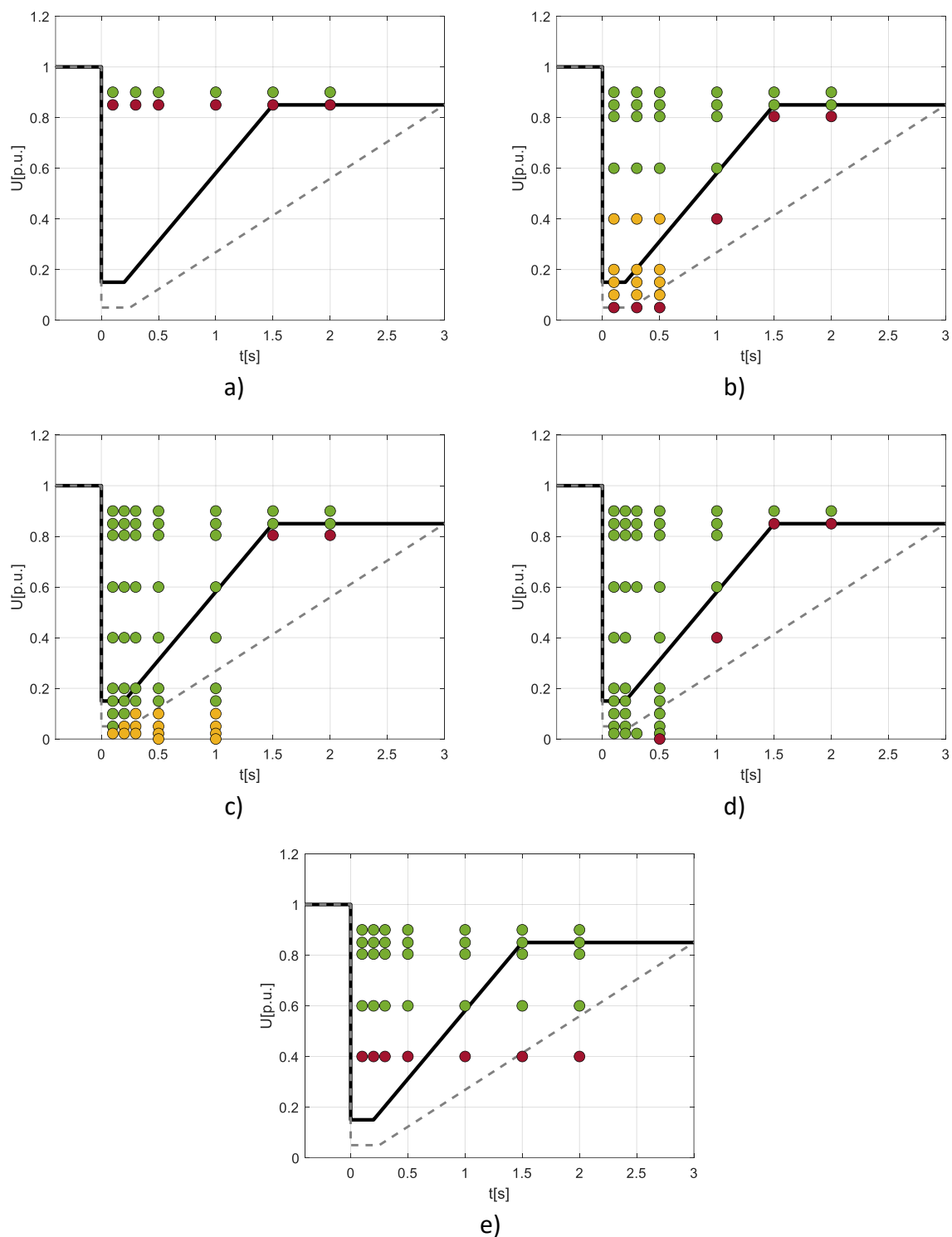
Tabela 4. Parametry zdarzeń w napięciu wytworzonych w procedurze testowej UVRT

Czas trwania zdarzenia [ms]	Wartość napięcia w trakcie zdarzenie (zapadu, przerwy) – $X\%U_n$										
	2%	5%	10%	15%	20%	40%	80%	85%	90%	95%	98%
100	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
300	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
1000	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
1500	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2000	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Wyniki badań przedstawiono na rysunkach 16 i 17. Reakcja badanego falownika PV na każde zdarzenie w napięciu oznaczona została punktem w kolorze odpowiadającym jego reakcji zgodnie z opisaną powyżej klasyfikacją.



Rys. 16. Wyniki testu UVRT dla 3-fazowych falowników PV nr 1-6



Rys. 17. Wyniki testu UVRT dla 3-fazowych falowników PV nr 7-11

Analizując uzyskane wyniki można stwierdzić, że 5 z 11 badanych 3-fazowych falowników PV spełniło wymagania UVRT. Wytworzone zdarzenia w napięciu nie powodowały wyłączenia się tych falowników, co jest pozytywną informacją dla prosumentów.

4.4 Detekcja nieintencjonalnej pracy wyspowej

Zgodnie z zapisami europejskiej normy PN-EN 62116 [7] stan nieintencjonalnej pracy wyspowej występuje, kiedy jedno lub więcej źródeł rozproszonych pozostaje w trybie pracy po odłączeniu systemu elektroenergetycznego. Detekcja pracy wyspowej jest jednym z obligatoryjnych warunków jakie muszą spełniać systemy generacji rozproszonej. Nieintencjonalne wystąpienie pracy wyspowej może powodować niebezpieczeństwo dla odbiorców, być źródłem złych parametrów jakości energii elektrycznej oraz może być zagrożeniem dla życia i zdrowia służb technicznych.

Badania przeprowadzono pod kątem zgodności z wymaganiami obowiązujących norm i standardów. Uwzględniono ww. normę [7], standard IEEE 15471-2020 [8] oraz Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) TAURON Dystrybucja [4]. W normie i standardzie zawarte są metody weryfikacji falowników PV, zgodnie z którymi testy należy wykonywać dla wybranych punktów pracy określanych wolumenem generacji energii oraz stopniem niebilansowania obwodu mocą czynną oraz bierną. Badania w zakresie detekcji nieintencjonalnej pracy wyspowej obejmowały pomiar czasu wyłączenia się falowników PV na skutek odłączenia sieci elektroenergetycznej (napięcia zasilającego po stronie AC).

Zgodnie z wymaganiami [7] i [8] falownik PV powinien automatycznie wyłączyć się w czasie krótszym niż 2 sekundy od momentu rozpoczęcia pracy wyspowej. IRiESD [4] definiuje dodatkowe wymaganie, mianowicie: czas wyłączenia powinien być krótszy niż 500 ms, jeżeli detekcja pracy wyspowej odbywa się w oparciu o pomiar zmiany częstotliwości (ROCOF).

Do pomiaru wartości chwilowych napięć wykorzystano system pomiarowy czasu rzeczywistego z układem FPGA wykorzystujący 24 bitowe moduły pomiarowe napięcia. Pomiary wykonywano z częstotliwością próbkowania wynoszącą 25 kHz w układzie jak na rysunku 1. Testy polegały na wprowadzeniu badanego falownika PV wraz z obciążeniem w tryb pracy wyspowej przy ściśle określonych wolumenach generowanej mocy i mocy obciążenia.

Falowniki PV zostały przebadane dla pięciu przypadków bilansowania układu przedstawionych w tabeli 5. W pierwszych trzech testach badane falowniki PV generowały moc czynną na poziomie 100%, 66% oraz 33% mocy znamionowej $P_{AC,n}$, natomiast całkowity wolumen wytworzonej energii był konsumowany przez obciążenie. W momencie rozpoczęcia pracy wyspowej system był w pełni zbilansowany, co odpowiada warunkom, w których wykrycie pracy wyspowej jest najtrudniejsze. W czwartym przypadku wolumen generowanej mocy falownika PV był o 5% większy od mocy obciążenia, natomiast w przypadku piątym sytuacja była odwrotna, gdyż to energia generowana była o 5% mniejsza od energii konsumowanej, czyli występowało niebilansowanie układu na poziomie 5%.

Tabela 5. Warunki badań z normy PN-EN 62116

Nr testu	Moc czynna falownika $X\%P_{AC,n}$	Moc czynna obciążenia $X\%P_{obc,n}$	Norma PN-EN 62116 [7]
1	100%	100%	Tab. 9 nr 1
2	66%	66%	Tab. 9 nr 2
3	33%	33%	Tab. 9 nr 3
4	105%	100%	Tab. 9 nr 5
5	95%	100%	Tab. 9 nr 10

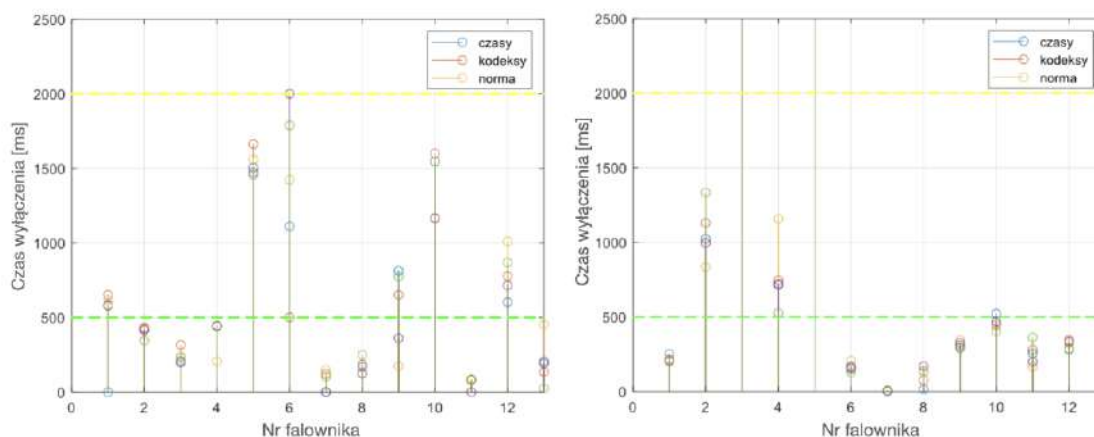
Na rysunkach 18–21 i w tabelach 6 i 7 zaprezentowano wyniki badań uzyskane odpowiednio dla falowników 3-fazowych oraz 1-fazowych. Zdecydowana większość falowników 3-fazowych spełniła wymagania normy [7]. Falowniki 1, 5, 6, 9, 10, 12 przekroczyły czas 500 ms. Jeden z falowników przekroczył czas 2 s. W przypadku falowników 1-fazowych przekroczenie czasu reakcji 500 ms wystąpiło dla falowników: 2, 3, 4 i 10. Dwa przekroczyły znacząco czas 2 s.

Tabela 6. Czasy wyłączenia 3-fazowych falowników PV

Czas wyłączenia [ms]					
Nr falownika	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5
1	-	652	620	579	586
2	425	426	435	415	346
3	209	316	239	198	229
4	441	444	206	444	441
5	1506	1663	1561	1473	1456
6	1112	501	1423	2000+	1789
7	-	121	148	-	103
8	168	186	122	126	250
9	813	652	175	362	775
10	1546	1601	1167	1166	1546
11	82	79	84	-	85
12	603	777	1011	715	868
13	206	135	453	193	25
14	182	182	196	168	172
15	427	306	-	-	-
16	491	367	367	257	277

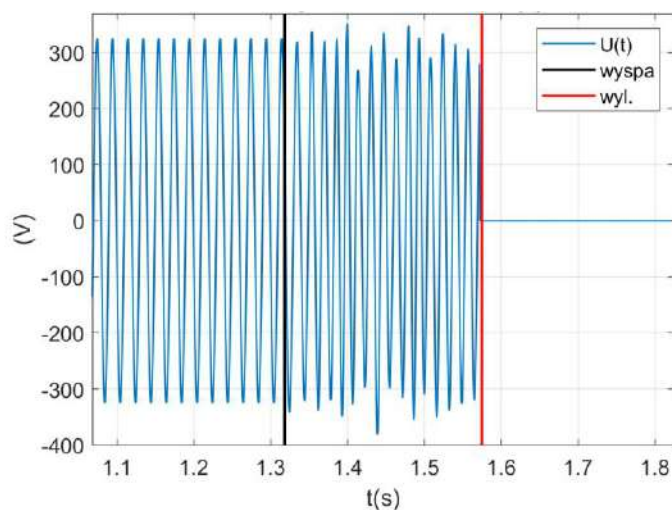
Tabela 7. Czasy wyłączenia 1-fazowych falowników PV

Czas wyłączenia [ms]					
Nr falownika	Test 1	Test 2	Test 3	Test 4	Test 5
1	252	217	218	207	201
2	1024	1130	833	995	1334
3	2000+	2000+	2000+	2000+	2000+
4	722	747	1157	715	528
5	2000+	2000+	2000+	2000+	2000+
6	158	149	207	167	128
7	5	5	6	2	7
8	14	76	130	169	141
9	308	293	345	324	291
10	522	451	438	470	404
11	256	281	164	199	363
12	282	345	322	335	288

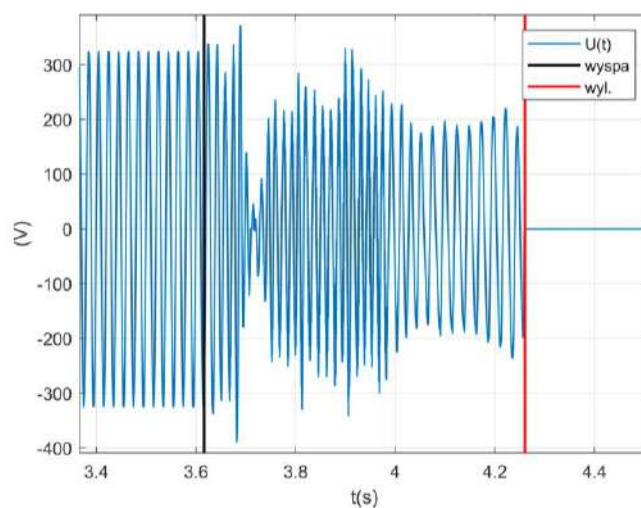


Rys. 18. Czasy detekcji pracy wyspowej przez falowniki PV

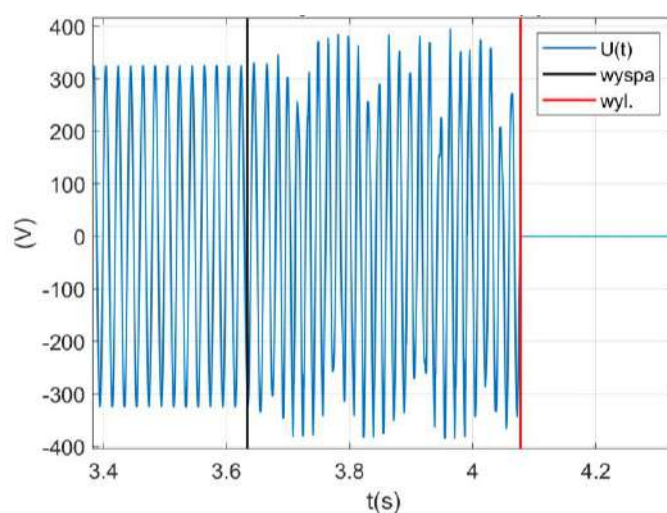
Na rysunkach 19–21 przedstawiono przykładowe przebiegi wartości chwilowych napięć wyjściowych (AC) wybranych falowników prezentujące warunki pracy badanego układu od momentu rozpoczęcia pracy wyspowej do wyłączenia się falownika PV.



Rys. 19. Wartości chwilowe napięcia podczas wystąpienia pracy wyspowej – przykład 1



Rys. 20. Wartości chwilowe napięcia podczas wystąpienia pracy wyspowej – przykład 2



Rys. 21. Wartości chwilowe napięcia podczas wystąpienia pracy wyspowej – przykład 3

Na podstawie przebiegów wartości chwilowych napięć można zaobserwować, że napięcie podczas nieintencjonalnej pracy wyspowej badanego falownika zmienia się. Stwierdzono stosunkowo duży rozrzut czasów reakcji na nieintencjonalną pracę wyspową. Czasy te wynoszą od kilku milisekund do przekraczających nawet dwie sekundy. Można wnioskować, że prawdopodobnie producenci urządzeń wykorzystują różne pasywne metody detekcji nieintencjonalnej pracy wyspowej polegające na obserwacji zmian napięcia. Zdecydowana większość badanych urządzeń spełniła minimalne wymagania czasu reakcji mieszczącego się w dwóch sekundach.

5. Podsumowanie

W niniejszym opracowaniu przedstawiono wyniki porównawczych badań laboratoryjnych prosumenckich falowników PV w zakresie:

- efektywności energetycznej – m.in. testowano i analizowano: sprawność konwersji energii elektrycznej oraz sprawność statyczną i sprawność dynamiczną,
- zgodności z wybranymi regulacjami technicznymi dotyczącymi ich współpracy z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną – m.in. testowano i analizowano: regulację mocą czynną (tryb LFSM-O, $P(f)$), regulację mocą bierną $Q(U)$; tryb $\cos\varphi = 1$, odporność na zapady napięcia oraz krótkie przerwy w zasilaniu (UVRT), detekcję nieintencjonalnej pracy wyspowej.

Obliczono i zaprezentowano w postaci graficznej i liczbowej podstawowe miary liczbowe służące do oceny sprawności badanych urządzeń oraz opisano rozważane wymagania techniczne wynikające z zapisów norm, standardów oraz kodeksu sieciowego NC RfG.

Przedstawiono opracowane stanowisko laboratoryjne oraz szczegółową procedurę realizacji poszczególnych badań, których rezultatem jest zestaw indywidualnych oraz statystycznych miar liczbowych pozwalających na ocenę benchmarkingową badanych falowników PV.

Pokazano, jaki wpływ na sprawność elektryczną falowników PV mają parametry punktu pracy, zależne przede wszystkim od konfiguracji paneli PV, poziomu ich nasłonecznienia oraz temperatury.

W zakresie oceny zgodności falowników PV z wymaganiami kodeksów sieciowych stwierdzono, że:

- 21 spośród 29 testowanych spełniło wymagania kodeksu sieci NC RfG [2] oraz normy PN-EN 50549 [3] w zakresie odpowiedzi generowanej mocy czynnej na zmiany częstotliwości napięcia zasilającego (charakterystyka LFSM-O),
- 10 na 16 badanych urządzeń 3-fazowych – spełniło wymagania określone przez OSD dotyczące charakterystyki regulacji mocy biernej $Q = f(U)$.

Na podstawie uzyskanych wyników wykazano, że większość z badanych falowników PV spełniło wybrane do testów i analiz wymagania ww. kodeksu sieciowego, przy niespełnieniu sieciowych wymagań o charakterze lokalnym definiowanych przez polskich OSD [4]. Dzieje się tak głównie dlatego, że kodeks sieci NC RfG jest dokumentem o zasięgu europejskim, opublikowanym przez Komisję Unii Europejskiej w formie rozporządzenia. Wymagania wynikające z tego dokumentu docierają do szerokiego grona producentów falowników PV. Przyłączenie modułów wytwarzania energii (MWE) do europejskich sieci OSD wymaga obowiązkowego certyfikatu sprzętowego wydanego przez niezależną akredytowaną jednostkę certyfikującą, potwierdzającego zgodność danego falownika PV z wymogami NC RfG.

Sytuacja jest inna w przypadku wymagań określonych w normie [3] oraz przez poszczególnych OSD w krajach UE. Kodeks sieci NC RfG dla MWE typu A skupia się na reakcji falowników PV na odchylenie częstotliwości, co jest istotne dla operatora systemu przesyłowego (OSP). Niestety brakuje w nim wymagań istotnych dla pracy na poziomie niskiego napięcia, szczególnie w przypadku dużej koncentracji mikroinstalacji fotowoltaicznych, takich jak: tryby regulacji mocy czynnej/biernej, progi zadziałania zabezpieczeń czy zdolność do pracy w warunkach podnapięciowych. Są one zazwyczaj publikowane przez lokalnych OSD, często w języku ojczystym danego kraju. Lokalne wymagania mogą znacznie różnić się od siebie i być w mniejszym stopniu osiągalne dla producentów falowników PV. Ponadto w kodeksie sieci NC RfG nie ma zapisu, że MWE również powinny być certyfikowane na zgodność z wymaganiami określonymi przez OSD. Wszystko to razem powoduje, że producenci falowników, zwłaszcza spoza UE, często nie mają znajomości lokalnych wymagań określanych przez OSD, co często skutkuje brakiem ich implementacji w sprzedawanych w danym kraju MWE.

Należy zwrócić także uwagę na istnienie pewnych niespójności między kodeksem sieciowym NC RfG a normą EN-505049-1:2019. Na przykład, dla trybu LFSM-O, w kodzie sieciowym NC RfG dla modułów parku energii (PPM), referencyjna moc czynna P_{ref} jest równa rzeczywistej mocy czynnej P_M , gdy osiągnięty jest próg LFSM-O lub P_{ref} może być równa maksymalnej zdolności P_{max} PPM określonej przez właściwego OSP. Z kolei dla PPM w normie EN-50549-1:2019 P_{ref} to tylko P_M . W tej sytuacji, gdy OSP jednego z państw członkowskich UE określi, że dla PPM $P_{\text{ref}} = P_{\text{max}}$, falowniki PV nie spełniają normy EN-50549-1:2019 (przypadek polski).

W normie EN-505049-1:2019 wymagana dokładność dla trybu regulacji $Q(U)$, która wynosi $\pm 2\%$ maksymalnej mocy pozornej falownika PV, wydaje się być bardzo wymagająca w porównaniu z kryterium dla $P(f)$, która została zdefiniowana jako 10% znamionowej mocy czynnej falownika PV. Wątpliwości budzi zasadność takiej różnicy wymagań dla technicznie zbliżonych wskaźników mocy, szczególnie patrząc na reakcję rynku widoczną na ogólnej wydajności testowanych falowników PV.

W trakcie otwartego seminarium on-line pt. „Piknik OZE” omówiono wyniki badań przedstawione w niniejszym opracowaniu. Prezentacje zostały zarejestrowane i dostępne są na stronie internetowej czasopisma Energetyka Rozproszona [9]:

www.energetyka-rozproszona.pl/wydarzenia/piknik-odnawialnych-zrodel-energii/.

Kontakt

dr inż. Krzysztof Chmielowiec

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

Wydział Elektrotechniki, Automatyki,

Informatyki i Inżynierii Biomedycznej

Katedra Energoelektroniki i Automatyki

Systemów Przetwarzania Energii

Al. Mickiewicza 30, 30-019 Kraków

E-mail: krzysztof.chmielowiec@agh.edu.pl

Tomasz Rodziewicz

TAURON Dystrybucja S.A.

Biuro Innowacji i Nowych Technologii

E-mail:

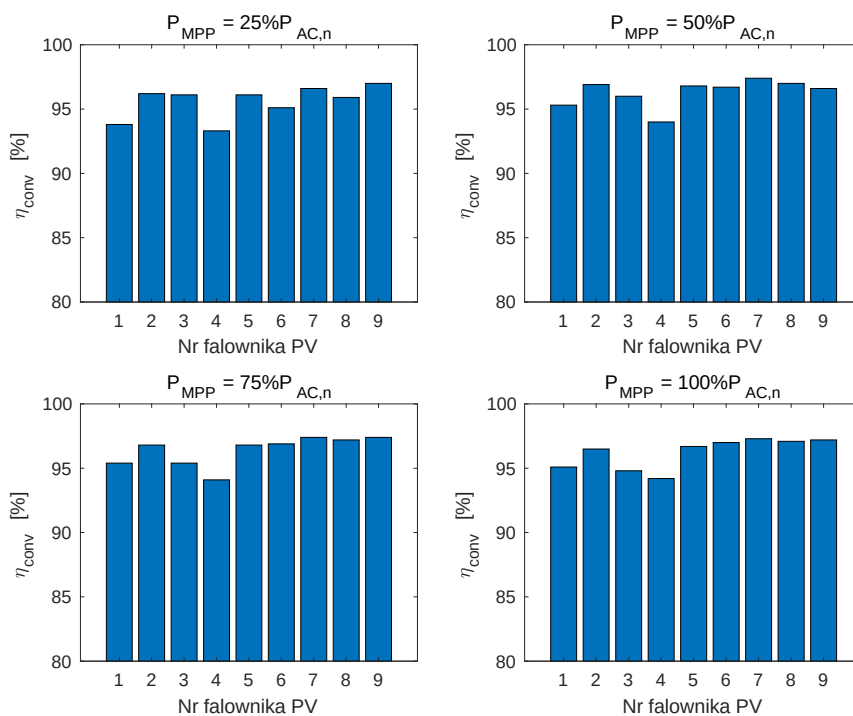
tomasz.rodziewicz@tauron-dystrybucja.pl

Literatura

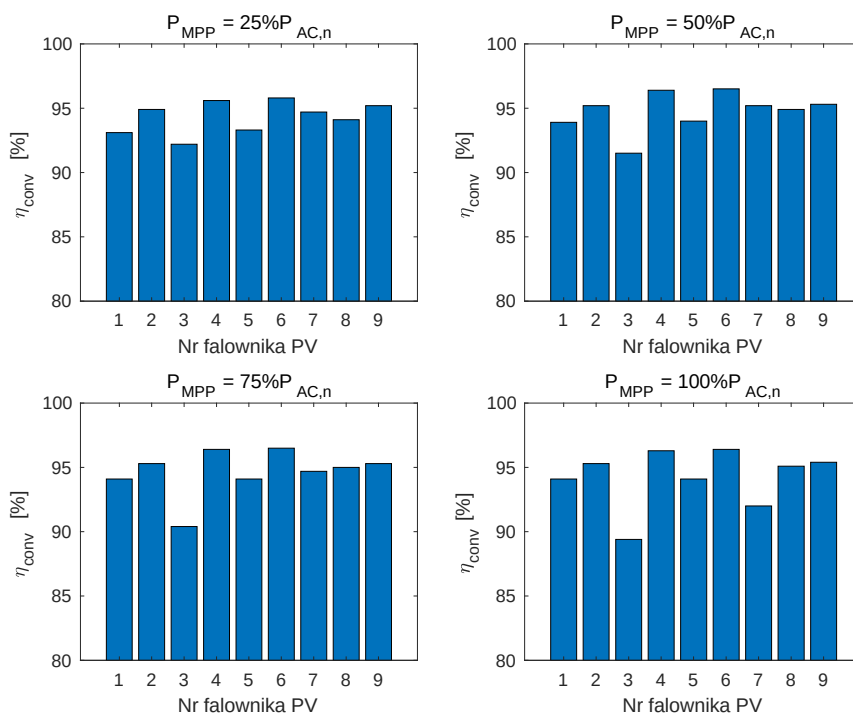
- [1] Strony internetowe dotyczące Pikniku OZE:
tauron-dystrybucja.pl/piknik-oze
www.er.agh.edu.pl/piknik-oze/.
- [2] Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (NC RfG).
- [3] PN-EN 50549-1:2019-02, Wymagania dla instalacji generacyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych, PKN, Warszawa, 2019.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] EN 50530:2010/A1:2013; Overall Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters. CENELEC: Brussels, Belgium, 2013.
- [7] PN-EN 62116:2014-11 Falowniki fotowoltaiczne włączone do publicznej sieci energetycznej -- Procedura badania ochrony przed zanikiem napięcia.
- [8] IEEE 1547.1-2020 – IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces.
- [9] Czasopismo Energetyka Rozproszona:
www.energetyka-rozproszona.pl/wydarzenia/piknik-odnawialnych-zrodel-energii/.

Załącznik A

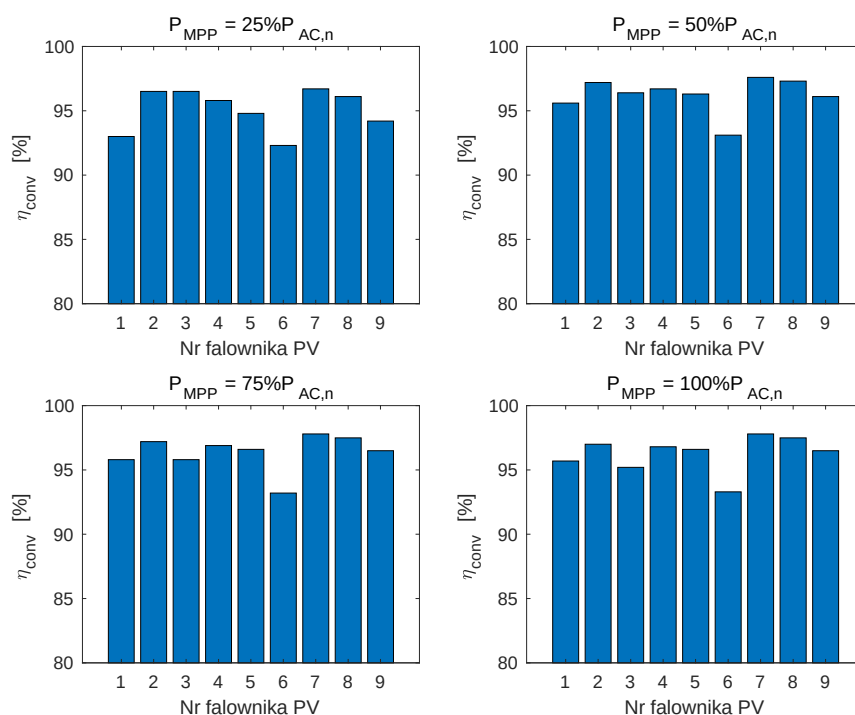
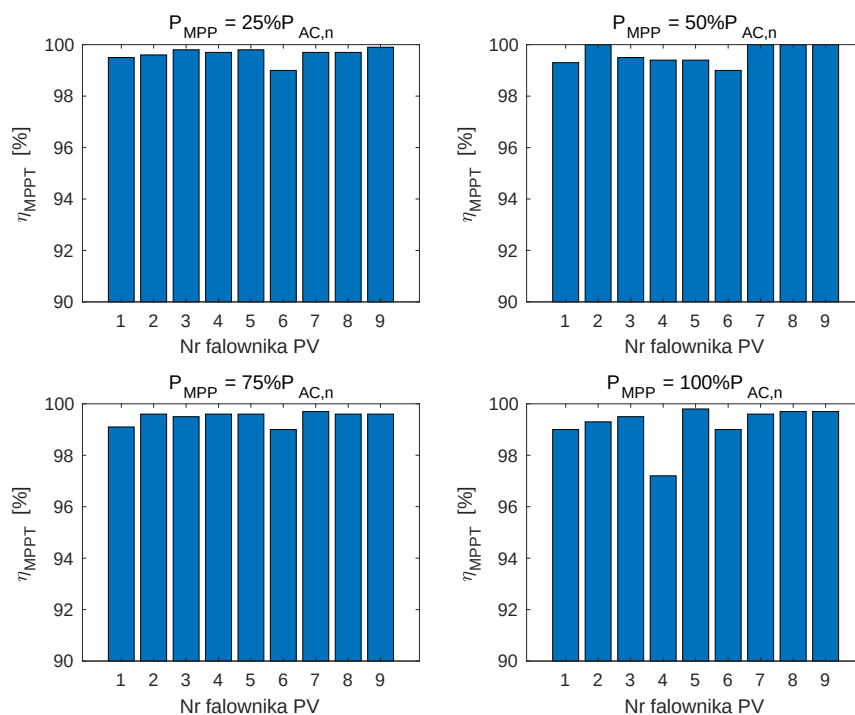
Sprawność konwersji η_{conv} oraz statyczna η_{MPPT} 1-fazowych falowników PV

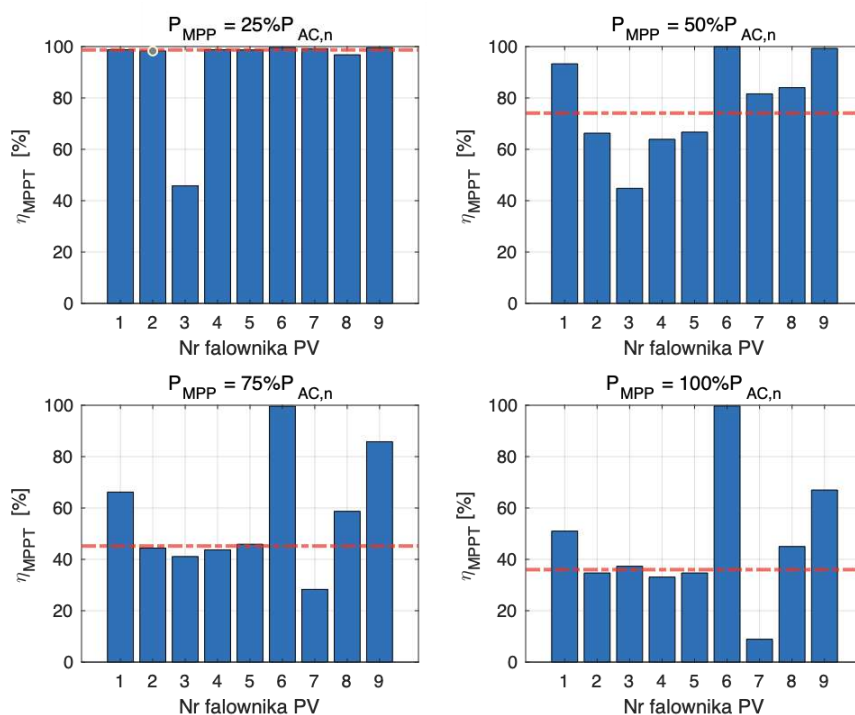
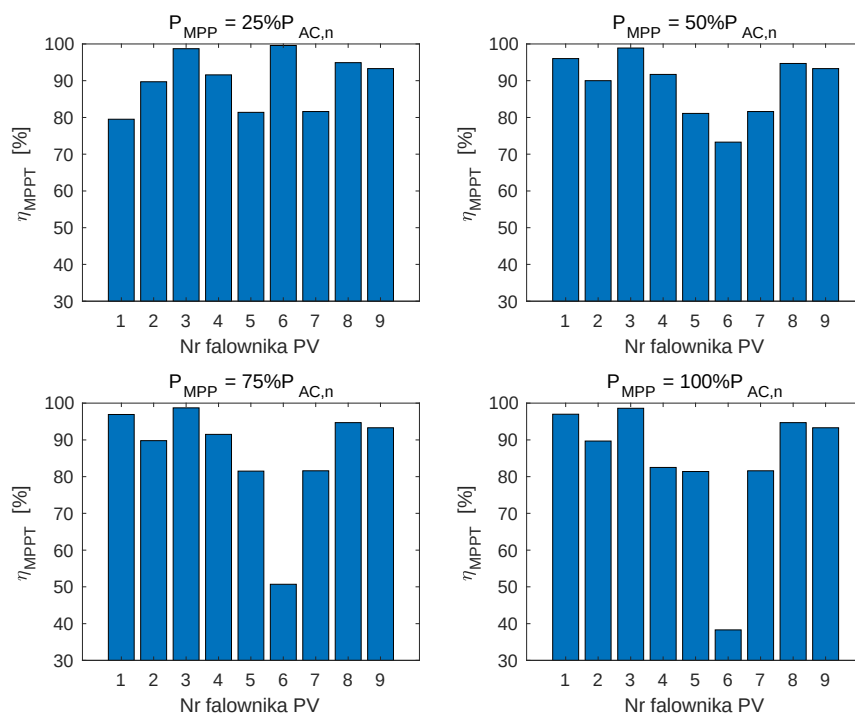


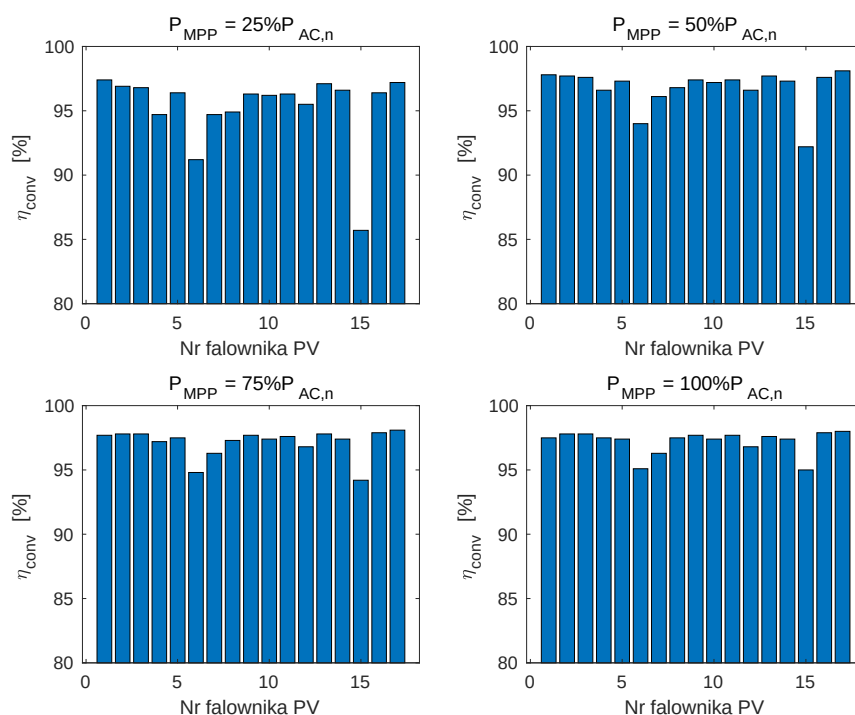
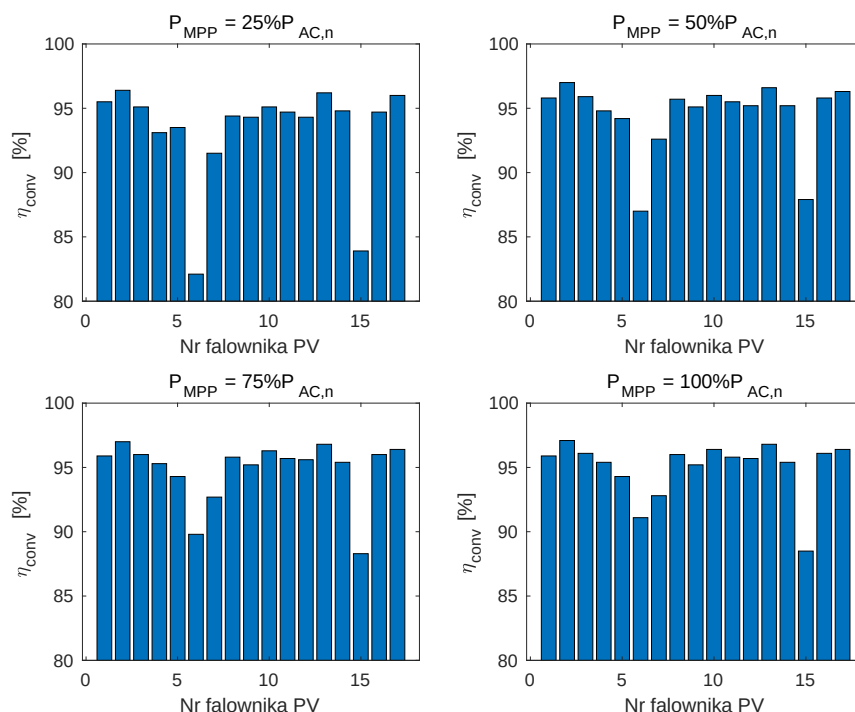
Rys. A1 Sprawność konwersji η_{conv} 1-fazowych falowników PV dla $U_{\text{MPPT},n}$

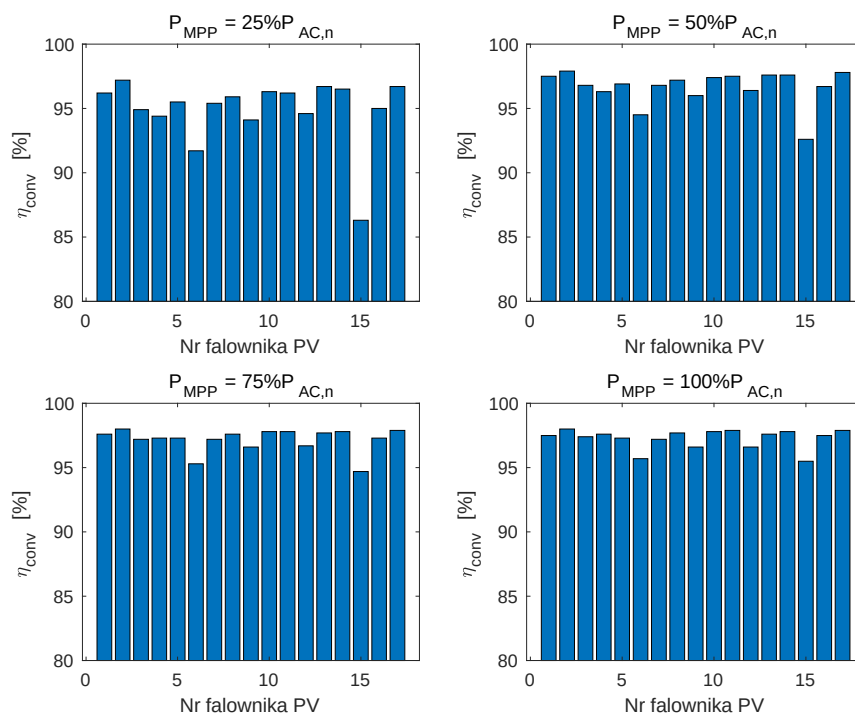
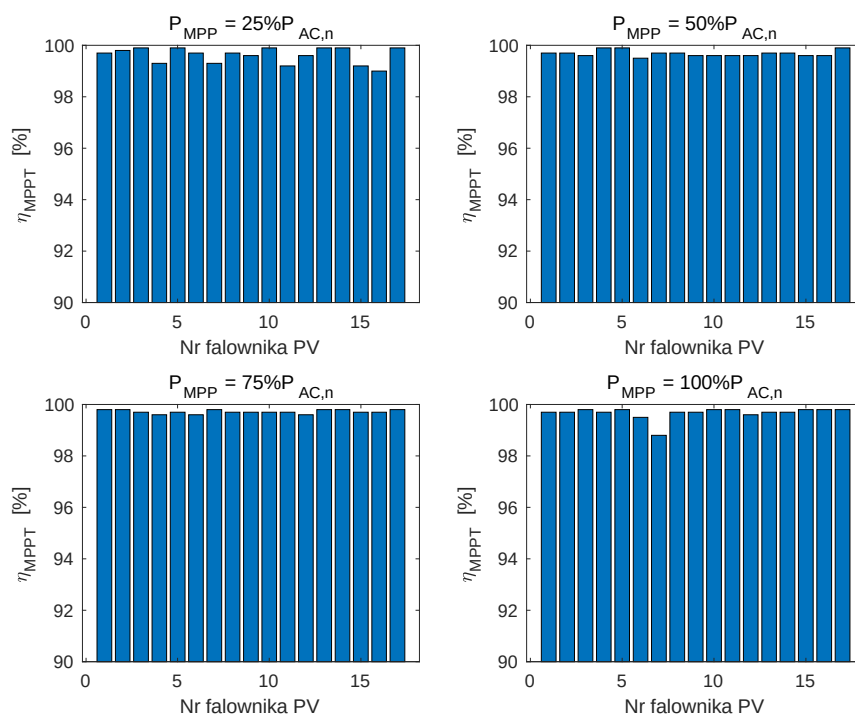


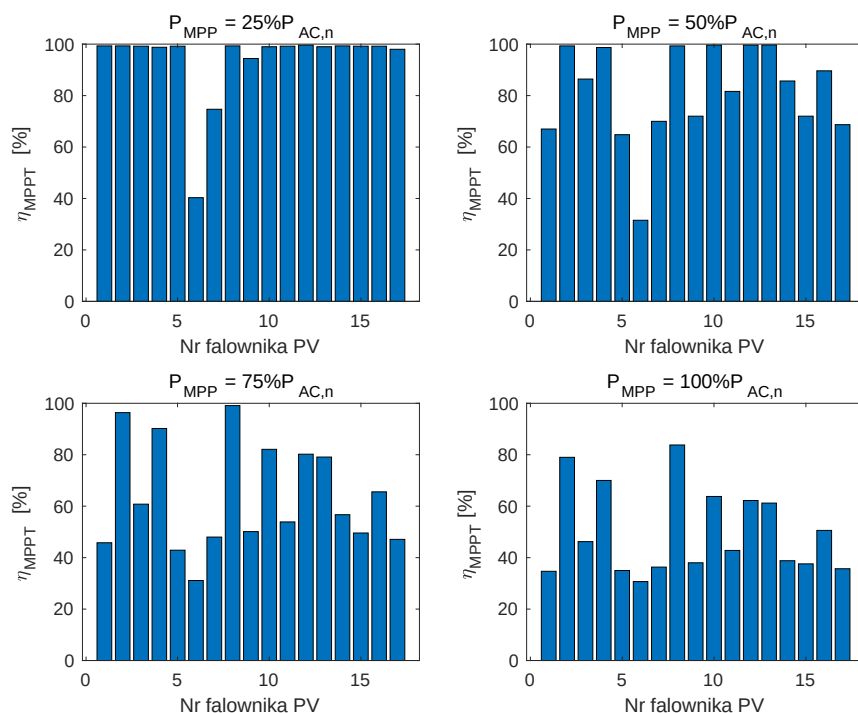
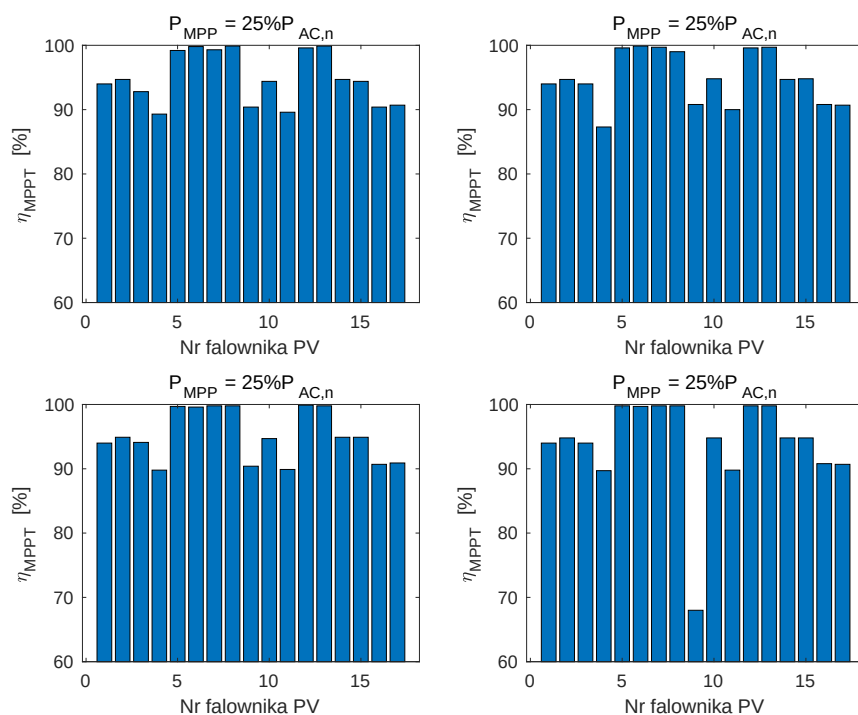
Rys. A2 Sprawność konwersji η_{conv} 1-fazowych falowników PV dla $U_{\text{MPPT},\text{min}}$

Rys. A3 Sprawność konwersji η_{conv} 1-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,max}$ Rys. A4 Sprawność η_{MPPT} 1-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,n}$

Rys. A5 Sprawność η_{MPPT} 1-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,min}$ Rys. A6 Sprawność η_{MPPT} 1-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,max}$

Rys. A7 Sprawność konwersji η_{conv} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,n}$ Rys. A8 Sprawność konwersji η_{conv} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,min}$

Rys. A9 Sprawność konwersji η_{conv} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,max}$ Rys. A10 Sprawność η_{MPPT} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,n}$

Rys. A11 Sprawność η_{MPP} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,min}$ Rys. A12 Sprawność η_{MPP} 3-fazowych falowników PV dla $U_{MPPT,max}$

NINIEJSZY RAPORT MA CHARAKTER TECHNICZNY. ZA POPRAWNOŚĆ JĘZYKOWĄ I STYLISTYCZNĄ TEKSTU ODPOWIADAJĄ AUTORZY. ZESPÓŁ REDAKCYJNY TYLKO W NIEWIELKIM STOPNIU WPŁYNAŁ NA FORMĘ RAPORTU – W CELU UJEDNOLICENIA WSZYSTKICH PUBLIKOWANYCH W TYM DZIALE TEKSTÓW.

Publikacja współfinansowana w ramach projektu KlastER ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu badań naukowych i prac rozwojowych: Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG / umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/19.

