

1. Dane osobowe

Imię i nazwisko Szymon Barczentewicz

2. Posiadane dyplomy, stopnie naukowe

1.06.2017 r.	Stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie Elektrotechnika, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, <i>Metody obliczania fazona dla sygnałów systemu elektroenergetycznego</i> , promotor: dr hab. inż. Krzysztof Duda
10.07.2012 r.	Dyplom magistra inżyniera na kierunku Elektrotechnika w specjalności Pomiary Technologiczne i Biomedyczne, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, <i>Oprogramowanie do sterowania spirometrem z wykorzystaniem LabVIEW</i> , promotor: dr inż. Piotr Piwowar

3. Informacja o dotychczasowym zatrudnieniu w jednostkach naukowych lub artystycznych

Czerwiec 2018 – obecnie	Adiunkt naukowo-dydaktyczny, Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie w Krakowie
Grudzień 2015 – Czerwiec 2018	Asystent naukowo-dydaktyczny, Katedra Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie w Krakowie

4. Omówienie osiągnięć, o których mowa w art. 219 ust. 1 pkt. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2021 r. poz. 478 z późn. zm.).

Osiągnięciem naukowym będącym podstawą ubiegania się o nadanie stopnia doktora habilitowanego jest:

- cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych pt.:

Metody detekcji zaburzeń jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych i mikrosieciach z wykorzystaniem pomiarów fazorów synchronicznych

4.1. Cykl powiązanych tematycznie artykułów naukowych

I.p.	Autorzy, tytuł publikacji, rok wydania, nazwa wydawnictwa	Wkład autora	Impact Factor	Pkt MNiSW
[SzB-1]	K. Duda, T. P. Zieliński, A. Bień, S. Barcentewicz , "Harmonic phasor estimation with flat-top FIR filter," <i>IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement</i> , vol. 69, no. 5, pp. 2039–2047, 2020, ISSN: 0018-9456.	25%	4.016 (2020)	100 (2020)
	Indywidualny wkład autora: Współpraca przy opracowaniu koncepcji wykorzystania okien płaskich do obliczania fazorów harmoniczných, testy zgodności zaproponowanej metody obliczania fazora ze standardem IEC/IEEE 60255–118-1.			
[SzB-2]	S. Barcentewicz , K. Duda, A. Bień, "Monitoring of electric arc furnace supply voltage frequency using phasor analysis," <i>Przegląd Elektrotechniczny</i> , vol. 96, no. 5, pp. 51–54, 2020, ISSN: 0033-2097.	60%	-	70 (2020)
	Indywidualny wkład autora: Opracowanie koncepcji, budowa układu pomiarowego synchronicznie rejestrującego sygnały pomiarowe, analiza sygnałów pomiarowych.			
[SzB-3]	S. Barcentewicz , A. Bień, K. Duda, "The use of PMU data for detecting and monitoring selected electromagnetic disturbances," <i>International Journal of Electronics and Telecommunications</i> , vol. 66, no. 4, pp. 775–780, 2020, ISSN: 2081-8491.	70%	-	70 (2020)
	Indywidualny wkład autora: Opracowanie koncepcji zastosowania PMU do pomiarów parametrów jakości energii elektrycznej, opracowanie systemu pomiarowego, przeprowadzenie pomiarów i analiza sygnałów pomiarowych.			
[SzB-4]	S. Barcentewicz , Z. Hanzelka, B. Świątek, A. Firlit, K. Piątek, K. Chmielowiec, "Individual emission assessment of electromagnetic disturbances based on aggregated data," <i>Przegląd Elektrotechniczny</i> , vol. 96, no. 5, pp. 47–50, 2020, ISSN: 0033-2097.	50%	-	70 (2020)
	Indywidualny wkład autora: Przygotowanie i implementacja algorytmów oceny indywidualnej emisji, analiza sygnałów, interpretacja wyników.			
[SzB-5]	S. Barcentewicz , T. Lerch, A. Bień, K. Duda, "Laboratory evaluation of a phasor-based islanding detection method," <i>Energies</i> , vol. 14, no. 7, art. 1953, pp. 1–17, 2021, ISSN: 1996-1073.	60%	3,252 (2021)	140 (2021)

	Indywidualny wkład autora: Opracowanie koncepcji wykorzystanie PMU do wykrywania pracy wyspowej, budowa laboratoryjnego układu pomiarowego, implementacja algorytmów, przeprowadzenie pomiarów, opracowanie i testy algorytmu detekcji, interpretacja wyników.			
[SzB-6]	S. Barcentewicz, T. Lerch, A. Bień, "Monitoring of PV inverters while unintentional islanding using PMU," <i>International Journal of Electronics and Telecommunications</i> , vol. 67, no. 3, pp. 465–470, 2021, ISSN: 2081-8491.	70%	-	70 (2021)
	Indywidualny wkład autora: Budowa układu pomiarowego oraz laboratoryjnego stanowiska testowego do wykrywania pracy wyspowej, wykonanie pomiarów, analiza danych, interpretacja wyników.			
[SzB-7]	S. Barcentewicz, T. Rodziewicz, A. Bień, A. Firlit, "Individual emission assessment of harmonics in DSO environment," <i>International Journal of Electronics and Telecommunications</i> , vol. 70, no. 1, pp. 169–174, 2024, ISSN: 2081-8491.	70%	0,7 (2024)	70 (2024)
	Indywidualny wkład autora: Analiza danych z systemu SOPJEE (System Oceny Propagacji i Jakości Energii Elektrycznej), ocena skuteczności zastosowanych metod oceny indywidualnej emisji wdrożonych na obszarze całej sieci dystrybucyjnej TAURON.			
[SzB-8]	M. Abu Sarhan, S. Barcentewicz, T. Lerch, "Hybrid islanding detection method using PMU-ANN approach for inverter-based distributed generation systems," <i>IET Renewable Power Generation</i> , vol. 18, no. S1, pp. 4453–4464, 2024, ISSN: 1752-1416.	40%	2,9 (2024)	100 (2024)
	Indywidualny wkład autora: Opracowanie koncepcji wykorzystania danych z PMU do wytrenowania sieci ANN, budowa układu pomiarowego oraz stanowiska laboratoryjnego, wykonanie pomiarów, interpretacja wyników.			
[SzB-9]	S. Barcentewicz, T. Lerch, A. Wetula, "Disturbances in parallelly operating PV inverters while islanding state detection," <i>Energies</i> , 18, 5556, 2025, ISSN: 1996-1073	70%	3,2 (2024)	140 (2024)
	Indywidualny wkład autora: Budowa stanowiska laboratoryjnego, wykonanie pomiarów, analiza danych, zaproponowanie modelu opisującego równoległą pracę falowników.			
SUMA:			14,07	830

4.2. Wprowadzenie

Dorobek naukowy, który przedstawiam w niniejszym autoreferacie, stanowi spójną serię publikacji poświęconą wykorzystaniu techniki pomiarów synchronicznych z wykorzystaniem PMU (*Phasor Measurement Unit*) oraz metod detekcji zaburzeń jakości dostawy energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych i mikrosieciach.

Motywacją do podjęcia tych badań była realna potrzeba odpowiedzi na wyzwania związane z dynamiczną transformacją systemów elektroenergetycznych, przy wykorzystaniu technologii, którą dogłębnie poznawałem i rozwijałem w trakcie studiów doktoranckich, tj. zastosowań technologii synchrofazorowej oraz metod obliczania synchrofazorów.

Podczas pracy nad rozprawą doktorską zajmowałem się zagadnieniami dokładnego i odpornego wyznaczania synchrofazorów w warunkach rzeczywistych [1], w tym w obecności zaburzeń. Wyniki tych badań stały się punktem wyjścia do dalszych prac i pozwoliły mi dostrzec potencjał tej technologii w zastosowaniach wykraczających poza klasyczne monitorowanie sieci przesyłowych, dla których głównie technologia PMU była i ciągle jest przeznaczona. W naturalny sposób zrodziła się więc idea, by metody obliczania synchrofazorów, które doskonaliłem w trakcie swojej wcześniejszej i obecnej pracy [SzB-1] dostosować do warunków sieci dystrybucyjnych i mikrosieci, charakteryzujących się znacznie większą zmiennością obciążeń [SzB-2], większą wrażliwością na zaburzenia [SzB-3] oraz odmienną strukturą przepływów energii. Wnioski z tych badań nakierowały mnie także na zagadnienia związane z klasycznie pojmowanymi problemami jakości i dostawy energii elektrycznej [SzB-4] oraz wykorzystaniem szeroko pojętej technologii synchrofazorowej również w tym zakresie.

Jedną z bardzo istotnych przemian, jakich doświadcza obecna sieć dystrybucyjna w Polsce i na świecie, jest pojawienie się w ostatnich latach coraz większej liczby źródeł i odbiorów energoelektronicznych, a w szczególności falowników fotowoltaicznych [2]. Stanowią one jeden z najdynamiczniej rozwijających się segmentów wytwarzania energii, zwiększając swoją moc zainstalowaną od 4 GW w 2020 roku do 23 GW w czerwcu 2025 roku, co stanowi około 30% mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym [2]. Specyfika pracy tych urządzeń, oparta na przekształtnikach mocy i sterowaniu cyfrowym sprawia, że wnoszą one do sieci zupełnie nowe typy zjawisk dynamicznych i zakłóceń, które w pewnych warunkach i bez zmiany podejścia do sterowania siecią elektroenergetyczną mogą przyczynić się do różnych niezamierzonych zdarzeń, w tym także tak zwanych blackout'ów.

Pierwszym zagadnieniem, którego się podjąłem w ramach tej koncepcji badawczej, było zjawisko nieintencjonalnej pracy wyspowej falowników [SzB-5, SzB-6]. Zjawisko to polega na tym, że po odłączeniu fragmentu sieci od systemu nadrzędnego np. sieci publicznej, część źródeł energii może nadal samoczynnie podtrzymywać zasilanie wydzielonej wyspy. Moje badania w tym zakresie koncentrowały się na opracowaniu i eksperymentalnej weryfikacji metod wykrywania nieintencjonalnej pracy wyspowej z wykorzystaniem pomiarów synchronicznych PMU oraz algorytmów przetwarzania sygnałów [SzB-8, SzB-9].

Drugim zagadnieniem, które podjąłem w ramach przedstawionej serii badań, było zaimplementowanie metod lokalizacji i oceny indywidualnej emisji zaburzeń jakości energii, w szczególności zawartości harmonicznych wyższych rzędów oraz

wahań napięcia i mocy w rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Celem tych prac było stworzenie narzędzi umożliwiających precyzyjne przypisanie źródeł zakłóceń do konkretnych odbiorników w sieci. Rezultaty tych badań zostały wdrożone w rzeczywistej infrastrukturze sieciowej TAURON Dystrybucja.

Podsumowując, postawiony przeze mnie cel badawczy był następujący:

Opracowanie, weryfikacja i wdrożenie metod wykorzystujących synchroniczne pomiary fazorowe do wykrywania nieintencjonalnej pracy wyspowej falowników rozproszonych źródeł energii, oraz do lokalizacji i oceny indywidualnej emisji zaburzeń jakości dostawy energii (harmonicznych i wahań napięcia) w sieciach dystrybucyjnych i mikrosieciach, a także dostosowanie algorytmów obliczania synchrofazorów do specyfiki pracy tych sieci.

4.3. Metody obliczania fazorów harmonicznych

[SzB-1] K. Duda, T. P. Zieliński, A. Bień, and S. Barcentewicz, "Harmonic phasor estimation with flat-top FIR filter," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 69, no. 5, pp. 2039–2047, 2020, ISSN: 0018-9456.

Synchrofazor jest zespoloną reprezentacją przebiegu sinusoidalnego napięcia lub prądu o określonej amplitudzie, częstotliwości i fazie, w odniesieniu do częstotliwości nominalnej np. 50 Hz. W pomiarach synchronicznych, realizowanych za pomocą jednostek PMU, fazor wyznaczany jest w odniesieniu do wspólnego czasu absolutnego UTC (*Universal Time Coordinated*), co pozwala na synchroniczną ocenę stanów w różnych punktach sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Zespolony synchrofazor $\mathbf{p}$ dany jest wzorem [3]

$$\mathbf{p} = (a_0/\sqrt{2})e^{j\varphi_0} = (a_0/\sqrt{2})(\cos\varphi_0 + j\sin\varphi_0) = p_r + jp_i, \quad (1)$$

gdzie a_0 jest amplitudą sygnału, a φ_0 jest fazą sygnału.

Jednostki PMU, zgodnie z wymaganiami standardów [4] i [5], powinny raportować informację o module fazona, a więc wartości skutecznej, fazie, częstotliwości i zmienności częstotliwości ROCOF (*Rate of Change of Frequency*).

Z racji tego, że urządzenia PMU pierwotnie wykorzystywane były w sieciach przesyłowych, gdzie zagadnienia nieliniowości przebiegów nie są tak dużym problemem jak w sieciach dystrybucyjnych, wyznaczenie fazona jedynie w odniesieniu do częstotliwości podstawowej, tj. 50 Hz lub 60 Hz, było w zupełności wystarczające. Jednak w odniesieniu do zagadnień jakimi zajmłem się w swoich badaniach naukowych, tj. skupieniu się na problemach sieci dystrybucyjnych i mikrosieci, obserwacja również wyższych harmonicznych, a więc i fazorów harmonicznych okazała się być niezbędnym do podjęcia tematem.

W pracy [SzB-1], której byłem współautorem, zaproponowano metodę obliczania fazorów harmonicznych opartą na metodzie wykorzystującej okna perfekcyjnie płaskie (*Perfectly Flat-top Window*) zaproponowane w pracy [4], której byłem współautorem przed uzyskaniem stopnia doktora.

Ciągły sygnał harmoniczny definiowany jest jako

$$x_H(t) = \sum_{h=1}^H x_h(t) = \sum_{h=1}^H a_h(t) \cos(h\omega_0 t + \varphi_h(t)), \quad (2)$$

gdzie $\omega_0=2\pi f_0$ jest pulsacją w rad/s, h to rząd harmonicznej, H to najwyższa harmoniczna, $x_h(t)$ to h -ta harmoniczna, t to czas w sekundach.

Dla tak zdefiniowanego sygnału (2) fazor harmoniczny dany jest wzorem

$$p_h(t) = \frac{a_h(t)}{\sqrt{2}} e^{j\varphi_h(t)} . \quad (3)$$

Okna płaskie [4] mają doskonale płaski listek główny i szybko opadające listki boczne. Okna płaskie definiowane są jako okna kosinusowe dane wzorem

$$w_M[n] = \begin{cases} \sum_{m=0}^M c_M[m] \cos(m \frac{\pi}{N} n), & n = -N, \dots, N \\ 0, & \text{w pozostałych przypadkach} \end{cases} \quad (4)$$

Estymacja fazora dla częstotliwości podstawowej może być wykonana z pomocą filtra pasmowego o zespolonej odpowiedzi impulsowej i częstotliwości środkowej równej częstotliwości nominalnej systemu elektroenergetycznego:

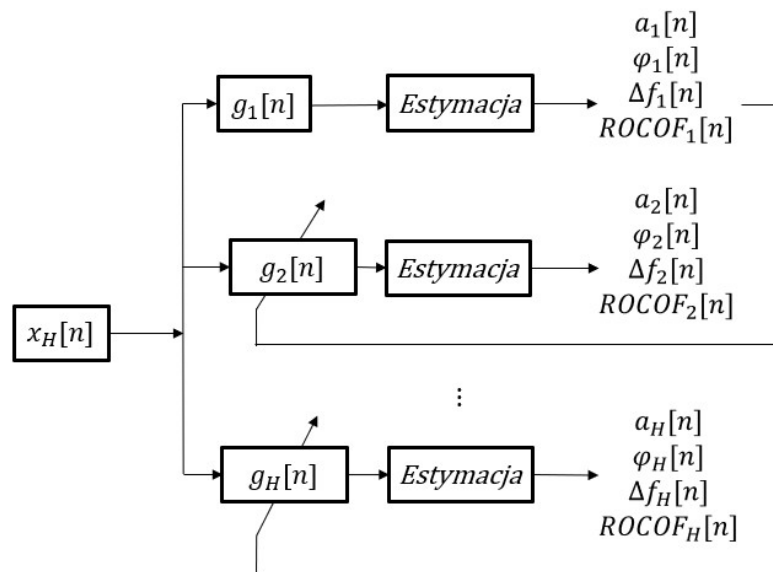
$$g_1[n] = w_M[n] e^{j\Omega_0 n} , \quad (5)$$

gdzie $\Omega_0=2\pi f_0/f_s$ a f_s to częstotliwość próbkowania sygnału.

Aby oszacować fazor harmoniczny (3), filtr musi być dostrojony zgodnie z oszacowaną wartością chwilowej częstotliwości podstawowej do estymowanej pulsacji chwilowej $h\hat{\Omega}_1$ każdej składowej harmonicznej

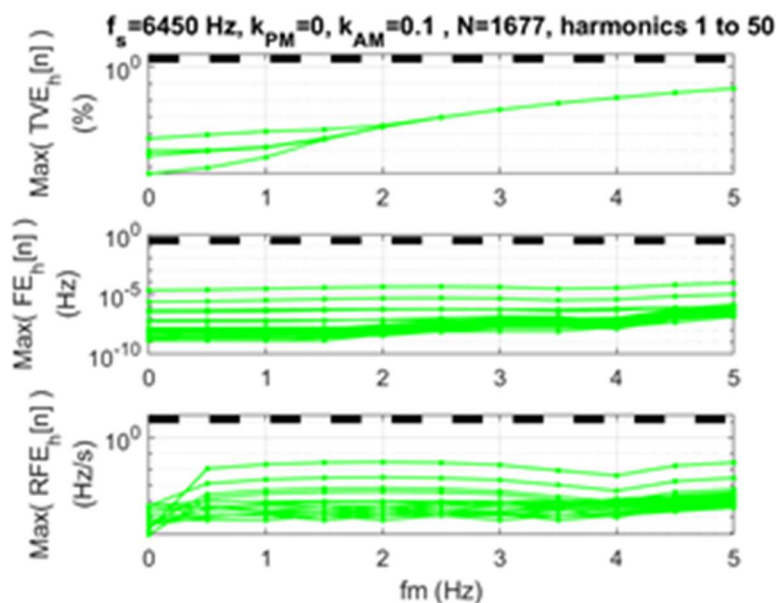
$$g_h[n] = w_M[n] e^{jh\hat{\Omega}_1[n]n} , \quad h = 2, 3, \dots, H. \quad (6)$$

Rysunek 1 przedstawia schemat blokowy opisujący obliczanie fazorów harmonicznych zgodnie z metodą zaproponowaną w [SzB-1].



Rys.1. Obliczanie fazorów harmonicznych z wykorzystaniem filtrów FIR opartych na oknach płaskich. Każdy filtr $g_h[n]$ jest strojony zgodnie z szacowaną częstotliwością podstawową [SzB-1].

Na rysunku 2 przedstawione są przykładowe wartości parametru TVE (*Total Vector Error*) [4], określającego błąd obliczania synchrofazora biorącego pod uwagę zarówno amplitudę jak i fazę, a w przypadku rzeczywistych jednostek PMU także dokładność synchronizacji, błąd FE (*Frequency Error*) a więc błąd estymacji częstotliwości oraz błąd RFE (*ROCOF Error*).



Rys. 2. Wyniki testu dynamicznego z modulacją amplitudy dla harmonicznnych od 1 do 50 przy $k_{AM}=0,1$. Metoda spełnia wymagania standardu dla wszystkich harmonicznnych [SzB-1].

Zaproponowana metoda poprawia dokładność estymacji fazorów harmonicznnych w porównaniu z tradycyjnymi metodami, zwłaszcza dla harmonicznnych wysokich rzędów. Metoda dobrze radzi sobie z zakłóceniami i szumem. Przy dynamicznnych warunkach (zmiany fazy, amplitudy) osiągi są zadowalające, choć jak w większości metod estymacji, zachodzi kompromis między szybkością reakcji a dokładnością. Im wyższa dynamika zaburzeń, tym większa wrażliwość na błędy, zwłaszcza jeśli filtr ma dłuższą odpowiedź impulsową, a więc wnosi większe opóźnienie.

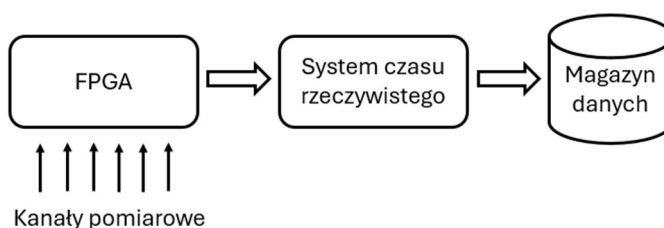
Praca [SzB-1] rozszerza obszar zastosowań synchrofazorów poza samą składową podstawową i pokazuje, że można wiarygodnie mierzyć i wyznaczać fazory harmoniczne z wykorzystaniem okien doskonale płaskich. Ma to znaczenie zarówno w kontekście technologii synchrofazorowej jak i zagadnień związanych z jakością energii elektrycznej, szczególnie w sieciach dystrybucyjnych, co w mojej ocenie jest istotnym wkładem w rozwój dyscypliny.

4.4. Wykorzystanie technologii fazorowej w monitorowaniu jakości energii

[SzB-2] S. Barcentewicz, K. Duda, and A. Bień, "Monitoring of electric arc furnace supply voltage frequency using phasor analysis," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 5, pp. 51–54, 2020, ISSN: 0033-2097.

[SzB-3] S. Barcentewicz, A. Bień, and K. Duda, “The use of PMU data for detecting and monitoring selected electromagnetic disturbances,” *International Journal of Electronics and Telecommunications*, vol. 66, no. 4, pp. 775–780, 2020, ISSN: 2081-8491.

W pracy **[SzB-2]** przeprowadziłem analizę zasilania pracy pieca łukowego z wykorzystaniem synchrofazora. Piec łukowy dużej mocy był jednocześnie analizowany w ramach współpracy AGH z przemysłem w projekcie badawczym z użyciem klasycznych analizatorów jakości dostawy energii. Dotychczasowe podejście pozwalało jedynie na ocenę podstawowych parametrów jakości energii (takich jak poziom harmoniczných czy wahania napięcia), ale nie dawało możliwości ciągłego, precyzyjnego śledzenia dynamicznych zmian parametrów zasilania. Natomiast takie możliwości dawała analiza oparta o synchrofazory. Do pomiaru synchrofazorów zbudowałem system pomiarowy oparty na platformie czasu rzeczywistego z układem FPGA cRIO-9024. Opracowane rozwiązanie umożliwia integrację do ośmiu różnych modułów, takich jak moduły pomiarowe, cyfrowe czy sterujące. W zastosowanej przeze mnie konfiguracji wykorzystałem trzy moduły do pomiaru prądu oraz trzy moduły do pomiaru napięcia. Przetworniki ADC (*Analog to Digital Converter*) w modułach pomiarowych charakteryzują się rozdzielczością 24 bitów, a ich maksymalna częstotliwość próbkowania wynosi 50 kHz. W przeprowadzonych badaniach częstotliwość próbkowania została ustawiona na 12,5 kHz.



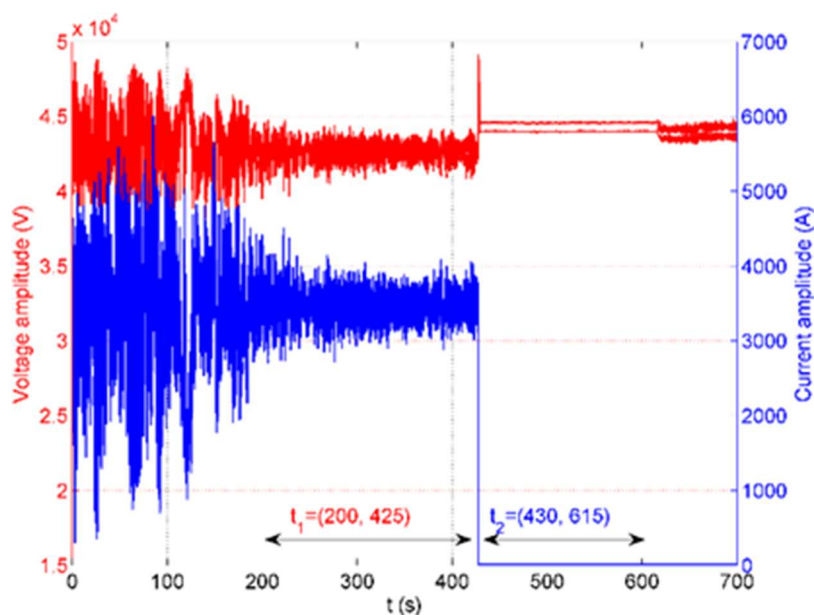
Rys.3. Schemat blokowy systemu pomiarowego [SzB-2].

Na rysunku 3 przedstawiono schemat blokowy opracowanego systemu. W każdym punkcie pomiarowym rejestrowano trzy prądy oraz trzy napięcia. Wszystkie pomiary były próbkowane synchronicznie z wykorzystaniem wspólnego zegara. Dane zapisywano za pośrednictwem kolejki FIFO z mechanizmem DMA do systemu czasu rzeczywistego, a ich rejestracja odbywała się w osobnym, równoległym wątku. Fazor obliczany był z wykorzystaniem metod opisanych w [6, 7, **SzB-1**].

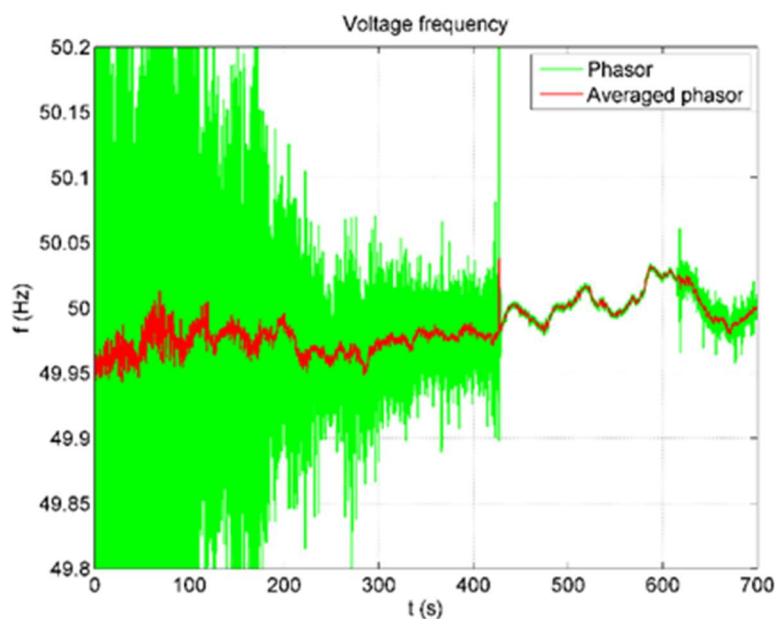
Na rysunku 4 przedstawiono obwiednie fazona trzech faz napięcia i prądu podczas wyłączenia pieca łukowego. Na rysunku 5 zaprezentowano częstotliwość obliczoną korzystając z metod obliczania synchrofazora dla przypadku pokazanego na rysunku 4.

W ramach badań zaprezentowanych w **[SzB-2]**, rozszerzyłem zakres zastosowań technologii synchrofazorowej, pokazując, że może być ona efektywnie używana nie tylko w sieciach przesyłowych i w diagnostyce stanów awaryjnych, lecz także w przemysłowych sieciach dystrybucyjnych z odbiornikami o bardzo zmiennej charakterystyce. Po drugie, wyniki pracy stworzyły podstawę do lepszego

modelowania wpływu odbiorników niespokojnych o dużych mocach na częstotliwość w sieci, co ma znaczenie zarówno dla operatorów sieci, jak i dla projektantów urządzeń kompensacyjnych (np. STATCOM) i filtrów aktywnych.



Rys.4. Obwiednia fazora trzech faz napięcia i prądu podczas wyłączenia pieca łukowego [SzB-2].



Rys.5. Częstotliwość sygnału napięcia wyznaczona na podstawie fazora dla przypadku pokazanego na rysunku 4 [SzB-2].

W pracy [SzB-3] przeprowadziłem analizę możliwości wykorzystania technologii fazorowej w monitorowaniu zaburzeń elektromagnetycznych. Wnioski z tych rozważań podsumowane są w tabeli 1. W pracy przeprowadziłem też analizę opartą na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych z jednostek PMU. Pomiary zrealizowałem w przykładowej sieci dystrybucyjnej średniego napięcia w Polsce, wykorzystując jednostki PMU produkcji PSL (*Power Standard Labs*). Zastosowane

urządzenia pracowały w trybie wysokiej dokładności zgodnym ze standardem IEEE C37.118.1 [4], przy częstotliwości próbkowania 25,6 kHz i częstotliwości raportowania 100 Hz, co zapewniło wysoką rozdzielczość czasową i dokładność estymacji synchrofazorów.

Tab. 1 Możliwość zastosowania technologii fazorowej do detekcji i pomiaru typowych zjawisk występujących w sieci elektroenergetycznej.

Rodzaj zjawiska	Detekcja, pomiar za pomocą PMU	Detekcja, pomiar za pomocą PMU o rozszerzonej funkcjonalności
Zaburzenia impulsowe i impulsowe oscylacyjne o małej, średniej i dużej częstotliwości.	NIE	TAK Wymagany sygnał resztkowy. W przypadku wysokich częstotliwości (<i>high-frequency</i>) wymagana odpowiednio duża częstotliwość próbkowania. Wymagana dedykowana aplikacja do określenia parametrów zaburzenia.
Krótkotrwałe wahania wartości średniokwadratowej, zapady i wzrosty napięcia, krótkie, średnie i utrzymujące się przerwy.	Detekcja TAK	TAK Dla krótkich zdarzeń (<i>instantaneous</i>) pomiar parametrów wymaga dostępności przebiegu czasowego.
Długotrwałe wahania wartości średniokwadratowej, przepięcia, obniżone napięcia, utrzymujące się przerwy.	TAK	TAK
Asymetria napięcia.	TAK Osobny pomiar w każdej z faz	TAK
Zaburzenia kształtu fali: składowa stała, harmoniczne, interharmoniczne, zbocza, szum.	NIE	TAK Wymagany sygnał resztkowy i fazor harmoniczny.
Wahania napięcia.	TAK	TAK
Ciągła zmiana częstotliwości.	TAK	TAK

W pracy [SzB-3] poszerzyłem obszar zastosowań technologii synchrofazorowej, wskazując, że może być ona skutecznie używana do bieżącego nadzoru jakości energii w sieciach dystrybucyjnych i mikrosieciach, a nie tylko do typowego monitorowania stabilności w sieciach przesyłowych. Po drugie, wyniki pracy tworzą podstawy do wdrażania systemów wczesnego ostrzegania przed zaburzeniami elektromagnetycznymi, co ma istotne znaczenie dla utrzymania niezawodności zasilania, w szczególności w sieciach z dużym udziałem źródeł odnawialnych i odbiorników energoelektronicznych.

4.5. Metody detekcji pracy wyspowej

[SzB-5] S. Barcentewicz, T. Lerch, A. Bień, and K. Duda, "Laboratory evaluation of a phasor-based islanding detection method," *Energies*, vol. 14, no. 7, art. 1953, pp. 1–17, 2021, ISSN: 1996-1073.

[SzB-6] S. Barcentewicz, T. Lerch, and A. Bień, "Monitoring of PV inverters while unintentional islanding using PMU," *International Journal of Electronics and Telecommunications*, vol. 67, no. 3, pp. 465–470, 2021, ISSN: 2081-8491.

[SzB-8] M. Abu Sarhan, S. Barcentewicz, and T. Lerch, "Hybrid islanding detection method using PMU-ANN approach for inverter-based distributed generation systems," *IET Renewable Power Generation*, vol. 18, no. S1, pp. 4453–4464, 2024, ISSN: 1752-1416.

[SzB-9] S. Barcentewicz, T. Lerch, and A. Wetula, "Disturbances in parallelly operating PV inverters while islanding state detection," *Energies*, 18, 5556, 2025, ISSN: 1996-1073

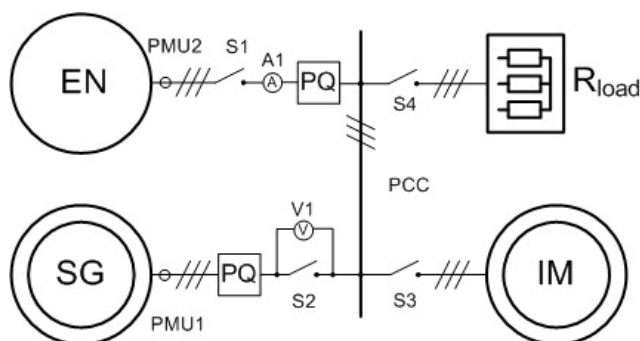
Nieintencjonalna praca wyspowa (ang. *unintentional islanding*) występuje wówczas, gdy fragment sieci elektroenergetycznej z przyłączonym źródłem rozproszonym, np. instalacją fotowoltaiczną, pozostaje pod napięciem mimo odłączenia od systemu nadrzędnego np. sieci publicznej. W takiej sytuacji lokalna generacja i odbiory mogą przez pewien czas utrzymywać stan równowagi mocy, co utrudnia samoczynne wyłączenie źródła. Zjawisko to stanowi istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sieci, obsługi serwisowej oraz jakości zasilania. Aktualne wymagania normatywne, w szczególności PN-EN 50549-1 [8] oraz PN-EN 50549-2 [9] (odpowiedniki międzynarodowej serii IEC 62116 [10]), jednoznacznie wskazują, że nieintencjonalna praca wyspowa musi być wykrywana i źródło rozproszone wyłączone w czasie krótszym niż 2 sekundy.

W literaturze przedmiotu metody detekcji pracy wyspowej dzielą się na metody pasywne, aktywne i oparte na komunikacji pomiędzy źródłem napięcia a systemem kontrolującym sieć. Metody aktywne działają w taki sposób, że wprowadzają do sieci intencjonalne zaburzenie i czekają na odpowiedź systemu. Takie rozwiązanie pozwala na osiągnięcie wysokiej skuteczności metody, wpływa jednak negatywnie na jakość energii. Metody pasywne opierają się na obserwacji serii parametrów, najczęściej wartości skutecznej i częstotliwości napięcia.

W artykule **[SzB-5]**, przedstawiłem wyniki badań nad nową metodą wykrywania pracy wyspowej z wykorzystaniem analizy fazorowej opartej na pomiarze kilku parametrów raportowanych przez PMU w szczególności parametru ROCOF. Celem badań było opracowanie i doświadczalne potwierdzenie skuteczności algorytmu, który w sposób szybki i jednoznaczny wykryje stan pracy wyspowej.

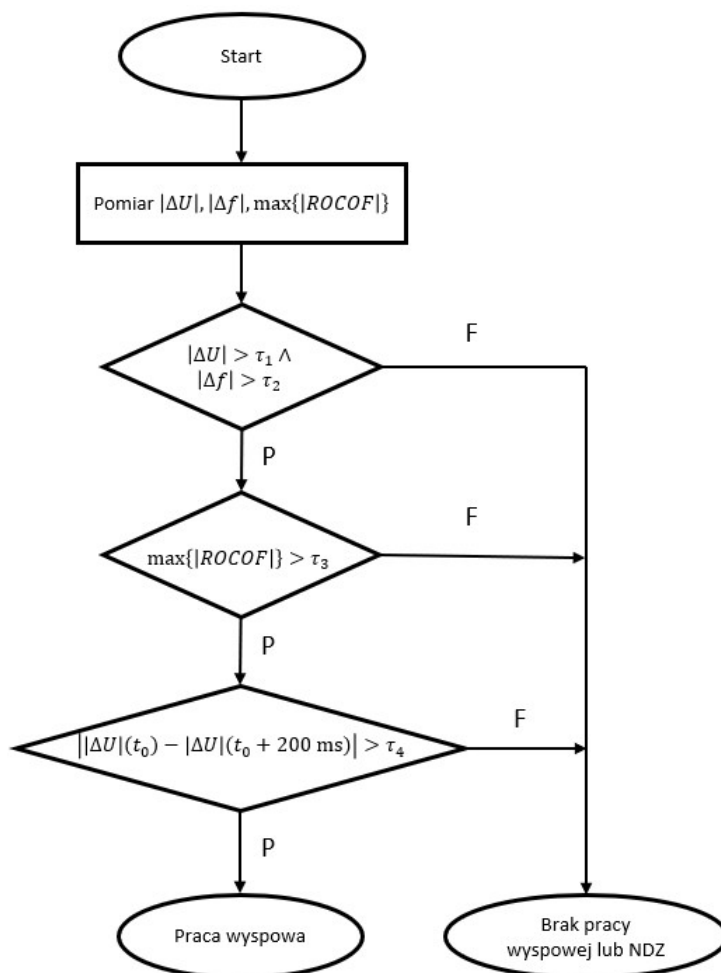
W ramach badań zaprojektowałem i przeprowadziłem eksperymenty laboratoryjne dotyczące pracy układu niskiego napięcia z generatorem synchronicznym. Na rysunku 6 przedstawiono schemat stanowiska laboratoryjnego wykorzystanego w pracy. Źródłem mocy w układzie, w którym przeprowadzono eksperyment, był generator synchroniczny o mocy 30 kW, zsynchronizowany z siecią w warunkach laboratoryjnych. Badanie wykonano w Laboratorium Maszyn Elektrycznych AGH w Krakowie. Do układu laboratoryjnego równolegle przyłączano obciążenie rezystancyjne (R_{load}) lub obciążenie indukcyjne (IM). Obciążenie

rezystancyjne stanowił trójfazowy rezystor o mocy 6 kW. Obciążenie indukcyjne zrealizowano przy użyciu silnika indukcyjnego o mocy znamionowej 7,5 kW, który obciążono mocą 6 kW; obciążenie to zostało zrealizowane za pomocą prądnicy prądu stałego.



Rys. 6. Schemat stanowiska laboratoryjnego [SzB-5].

Na rysunku 7 przedstawiono schemat blokowy metody detekcji pracy wyspowej zaproponowanej w [SzB-5].



Rys. 7. Schemat blokowy zaproponowanej metody detekcji pracy wyspowej [SzB-5].

W tabeli 2 przedstawiono czas reakcji zaproponowanego algorytmu we wszystkich przypadkach mieszczących się w wymaganiach standardu [10].

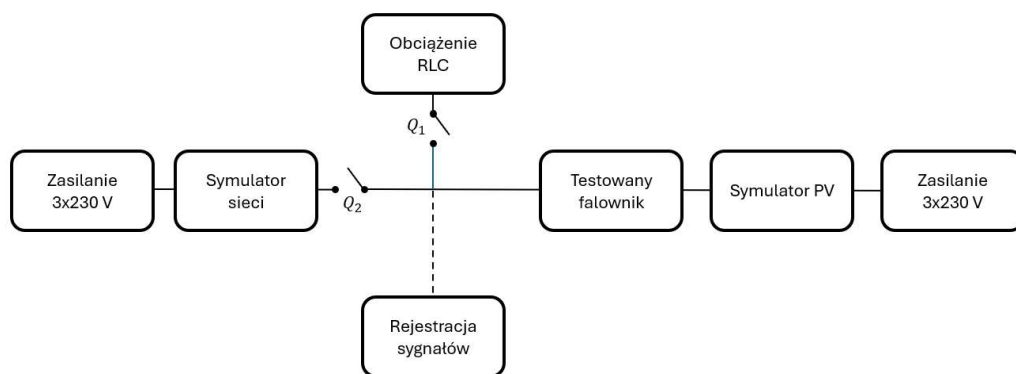
Tab. 2 Czas reakcji algorytmu w zarejestrowanych przypadkach

	Czas wyłączenia [ms]	Weryfikacja względem wymagań standardu IEEE 1547-2020
System w równowadze		
R _{load}	65	OK
IM	76	OK
System w nierównowadze +		
R _{load}	73	OK
IM	29	OK
System w nierównowadze –		
R _{load}	73	OK
IM	74	OK

W mojej ocenie głównym wkładem publikacji [SzB-5] w rozwój dyscypliny elektrotechnika było zaproponowanie innowacyjnego algorytmu detekcji pracy wyspowej, który wykorzystuje technologię fazorową.

Na rysunku 8 przedstawiono zbudowane przeze mnie stanowisko laboratoryjne, spełniające wymagania IEEE 1547-2020, wyposażone w system akwizycji danych czasu rzeczywistego opisany w [SzB-6].

Do badań laboratoryjnych wykorzystano system zasilany regeneracyjnym symulatorem sieci Chroma 61815. Ta metoda testowania umożliwiła badanie urządzeń w środowisku wolnym od zaburzeń, w tym także zaburzeń charakterystycznych dla rzeczywistych sieci. Do symulatora sieci dołączono równolegle regulowane obciążenie RLC. Z kolei symulator paneli fotowoltaicznych został połączony z testowanym falownikiem, co pozwoliło na dokładną kalibrację mocy przetwarzanej. Rejestracje napięcia przeprowadzono na zaciskach falownika. Pomiary przeprowadzono przy użyciu aparatury pomiarowej National Instruments cRIO-9024. Częstotliwość próbkowania przetwornika A/C wynosiła 25 kHz, a jego rozdzielczość 24 bity.

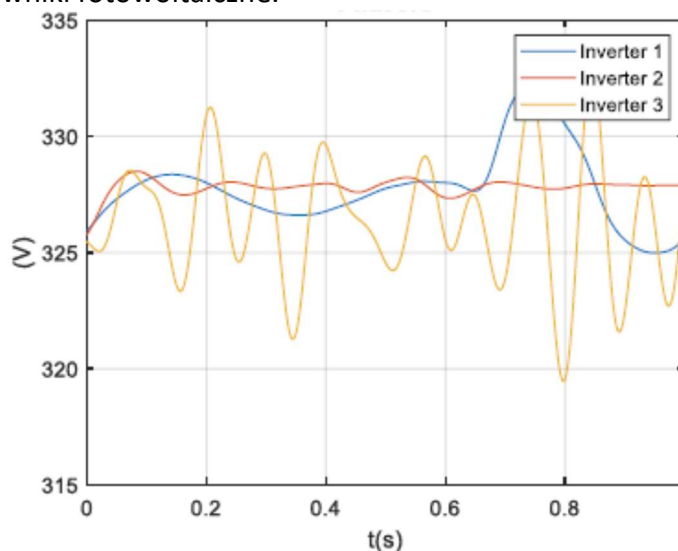


Rys. 8. Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego [SzB-6].

Przeprowadziłem badania trzech komercyjnych jednofazowych falowników PV, w warunkach w pełni zbilansowanego układu, tzn., gdy moc generowana przez falownik była równa mocy pobieranej przez obciążenie. W ramach analizy zarejestrowałem i przetworzyłem szereg wielkości elektrycznych: obliczyłem obwiednie napięcia przy użyciu transformacji Hilberta, przeprowadziłem analizę widmową (*DTFT Discrete-Time Fourier Transform*, *DFT Discrete Fourier Transform*),

a także obliczyłem współczynnik THD. Ponadto, wyznaczyłem amplitudy fazorów, częstotliwość i wskaźnik ROCOF, stosując filtry FIR w pełni zgodne ze standardami PMU, bazujące na metodach zawartych w [SzB-1]. Na runku 9 przedstawiono zmienność napięcia podczas nieintencjonalnej pracy wyspowej trzech falowników fotowoltaicznych. Jak można zaobserwować, zmienność napięcia w trakcie pracy wyspowej dla różnych urządzeń wskazuje na istotne różnice w algorytmach sterowania badanych urządzeń.

Wyniki pracy [SzB-6] były pierwszym krokiem do szerszej analizy dotyczącej detekcji pracy wyspowej w systemach opartych o energoelektroniczne źródła napięcia, w szczególności falowniki fotowoltaiczne.



Rys. 9. Przykładowy przebieg wartości skutecznej napięcia podczas nieintencjonalnej pracy wyspowej komercyjnych falowników fotowoltaicznych [SzB-6].

Głównym celem pracy [SzB-8] było opracowanie nowej metody detekcji pracy wyspowej, zapewniającej skuteczność zarówno w przypadku pojedynczego falownika, jak i wielu falowników współpracujących w ramach mikro sieci, bez znajomości algorytmów sterowania lub stosowanych natywnie w poszczególnych urządzeniach różnych metod detekcji pracy wyspowej.

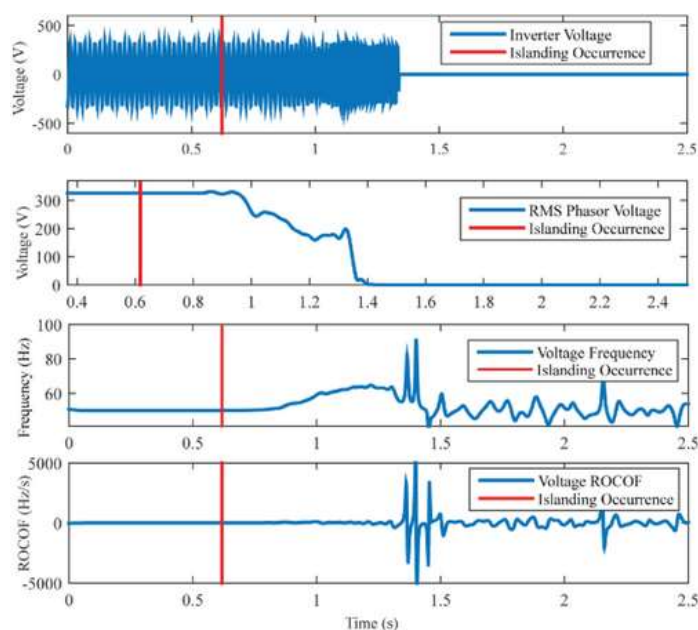


Rys. 10. Stanowisko pomiarowe do testowania komercyjnych falowników fotowoltaicznych [SzB-9].

W laboratorium Centrum Energetyki Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie przebadano 24 falowniki fotowoltaiczne różnych producentów stosowanych komercyjnie podczas pracy w trybie nieintencjonalnej pracy wyspowej. Testy przeprowadziłem zgodnie z obowiązującymi standardami, z uwzględnieniem wymagań lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej, normy IEEE 1547-2020 [10] oraz europejskiej normy PN-EN 62116 [8,9]. Na rysunku 10 przedstawiono stanowisko pomiarowe do testowania falowników fotowoltaicznych. Schemat stanowiska był analogiczny do stanowiska zaprezentowanego na rysunku 8. Podczas testowania falowników zastosowałem procedurę badawczą określoną w normie PN-EN 62116 [8, 9]. W tabeli 3 zaprezentowano wybrane z normy punkty testowe wykorzystane do badań. Rysunek 11 przedstawia przykładowy zarejestrowany przebieg pracy falownika.

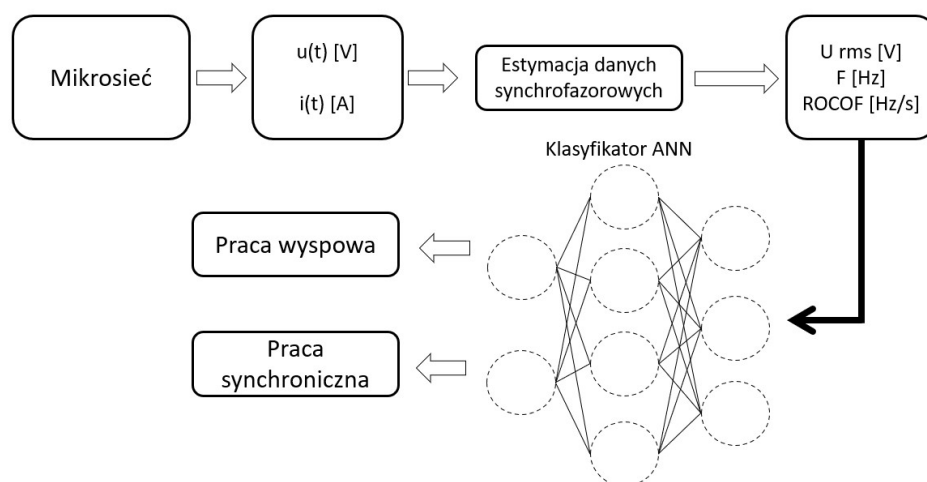
Tab. 3 Punkty z normy PN-EN 62116 wykorzystane podczas testów pracy wyspowej [SzB-8].

Test	P_{EUT}	P_{LOAD}	PN-EN 62116
1	100%	100%	Tab. 9 no. 1
2	66%	66%	Tab. 9 no. 2
3	33%	33%	Tab. 9 no. 3
4	105%	100%	Tab. 9 no. 5
5	95%	100%	Tab. 9 no. 10

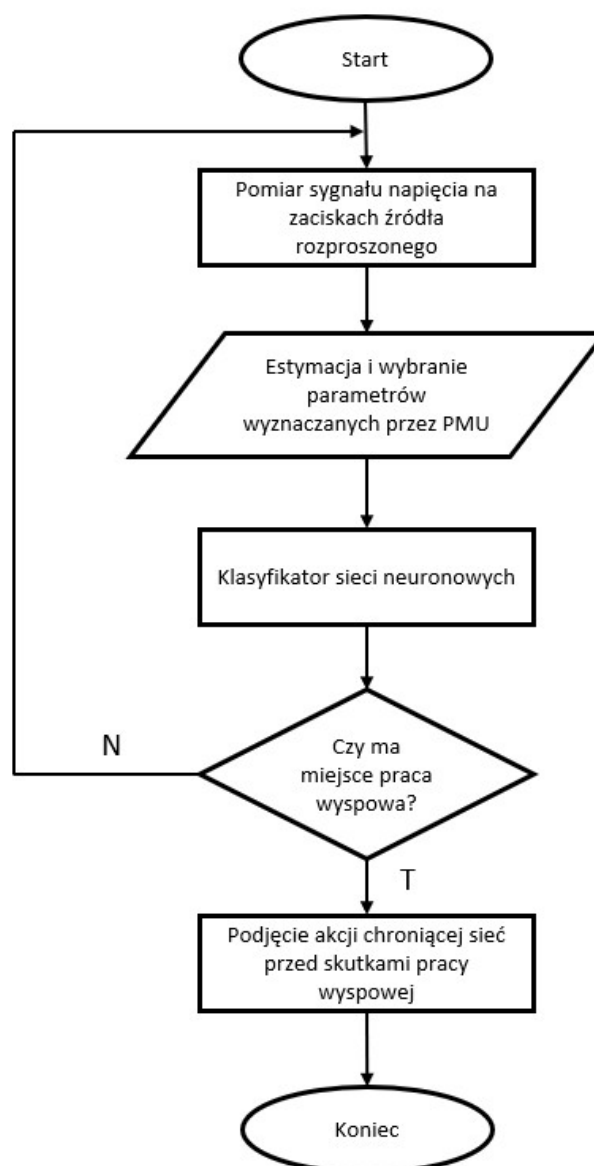


Rys. 11. Przykładowy przebieg pracy falownika podczas wykonywanych testów [SzB-8].

Dane pomiarowe posłużyły do trenowania i walidacji sztucznej sieci neuronowej, której zadaniem była klasyfikacja stanów pracy systemu (normalny – wyspowy) na podstawie amplitudy i kąta fazowego fazy, częstotliwości, wskaźnika ROCOF oraz wybranych parametrów jakości energii. Dzięki temu opracowana metoda łączyła precyzyjny pomiar synchroniczny ze zdolnością adaptacyjnego rozpoznawania wzorców charakterystycznych dla stanu wyspy, typowych dla metod opartych na sztucznej inteligencji. Proponowane podejście zostało zilustrowane na rysunku 12.



Rys. 12. Algorytm przetwarzania sygnałów metody detekcji pracy wyspowej [SzB-8].



Rys. 13. Szczegółowy opis metody detekcji pracy wyspowej [SzB-8].

Ogólną procedurę zastosowaną w proponowanej metodzie wykrywania pracy wyspowej przedstawiono na rysunku 13. Z napięcia wejściowego pozyskiwane są wybrane cechy sygnału. Następnie, w celu wyboru najbardziej istotnych parametrów z zestawu wyodrębnionych cech, stosowana jest estymacja synchronizacji, co upraszcza i przyspiesza dalszą analizę. W kolejnym etapie wytrenowany klasyfikator sieci neuronowej wykorzystuje przygotowane cechy, aby zaklasyfikować zdarzenia jako prace wyspową lub synchroniczną.

Na rysunku 14 przedstawiono tabelę pomyłek opisującą skuteczność zeprezentowanej w [SzB-8] metody.

Rzeczywista etykieta	0	34574	253
	1	74	14782
		0	1
		Przewidywana etykieta	

Rys. 14. Tabela pomyłek prezentująca skuteczność zaprezentowanej metody [SzB-8].

Porównanie czasu reakcji hybrydowej metody PMU-ANN z innymi metodami przedstawiono w tabeli 4. Jak widać proponowana metoda z dużym zapasem spełnia wymagania normy oraz charakteryzuje się brakiem NDZ (*Non Detection Zone*), tj. obszaru, w którym dana metoda nie jest w stanie ocenić, czy ma do czynienia z pracą wyspową ze względu na zbyt małe zmiany obserwowanych parametrów.

Tab. 4 Porównanie proponowanej metody z innymi metodami [11-18].

Metoda	Czas reakcji	NDZ
Over/under Frequency	Mieści się w 2 s	Duży
Negative sequence voltage	40 ms	Mały
Wavelet transform	2.5 okresów	Brak
Adaptive notch filter	Mieści się 2 s	Średni
Adaptive reactive power disturbance	10 ms	Mały
Total harmonic distortion	100 ms	Średni
Improved active frequency drift	200 ms	Mały
Signal energy variation	330 ms	Mały
Reactive power injection	500 ms	Mały
Proponowana metoda PMU-ANN [SzB-8]	185 ms	Brak

W mojej ocenie praca [SzB-8] wpływa na rozwój dyscypliny elektrotechnika, ponieważ integruje nowoczesne metody pomiarowe i algorytmy sztucznej inteligencji,

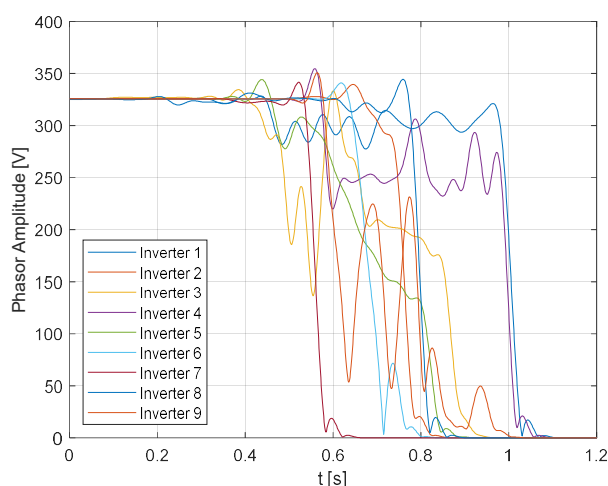
wskazując nowy kierunek rozwoju systemów ochrony sieci dystrybucyjnych z dużym udziałem OZE oraz poszerza możliwości praktycznego zastosowania PMU w sieciach niskiego i średniego napięcia, gdzie do tej pory były rzadko stosowane. Praca ta otwiera perspektywę implementacji inteligentnych, uczących się systemów automatyki zabezpieczeniowej, które potrafią adaptować się do zmian struktury sieci i rosnącego udziału generacji rozproszonej. Opracowana metoda hybrydowa PMU-ANN może znaleźć bezpośrednie zastosowanie zarówno w instalacjach prosumenckich, jak i w mikrosieciach czy dużych farmach fotowoltaicznych, podnosząc poziom bezpieczeństwa pracy, jakości dostawy energii oraz odporności sieci dystrybucyjnych na nieintencjonalną pracę wyspową w szczególności w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju inteligentnych sieci Smart Grids.

Wyniki badań z prac [SzB-6] i [SzB-8] skłoniły mnie do pogłębienia analizy zjawisk jakie zachodzą, kiedy falowniki fotowoltaiczne pozostają w trybie pracy wyspowej jeszcze przed spodziewanym wyłączeniem. Stan ten jest stanem dynamicznym często pomijanym w literaturze przedmiotu z powodu skupienia się na samych metodach detekcji pracy wyspowej i jak najszybszego wyłączenia źródła rozproszonego. W publikacji [SzB-9] przeprowadziłem badania 28 komercyjnych falowników zgodnie z przyjętą w poprzednich publikacjach metodą. Tabela 5 przedstawia zarejestrowane podczas testów czasy wyłączenia się testowanych falowników, według założeń zaprezentowanych w tabeli 3.

Tab. 5 Czas wyłączenia testowanych falowników.

No.	Test 1 [ms]	Test 2 [ms]	Test 3 [ms]	Test 4 [ms]	Test 5 [ms]
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
17	252	217	218	207	201
18	1024	1130	833	995	1334
19	2000+	2000+	2000+	2000+	2000+
20	722	747	1157	715	528
21	2000+	2000+	2000+	2000+	2000+
22	158	149	207	167	128
23	5	5	5	2	7
24	14	76	130	169	141
25	308	293	345	324	291
26	522	451	438	470	404
27	256	281	164	199	363
28	282	345	322	335	288

Jak widać w tabeli 5 czasy wyłączenia się falowników są bardzo różnorodne, niekiedy dłuższe niż pół sekundy. Czas ten, co prawda jest zgodny z wymaganiami dotyczącymi źródeł rozproszonych zawartych w normach, jednak w sposób pośredni nie spełnia on wymagań znajdujących się w instrukcjach ruchu dystrybutorów energii, gdzie właśnie czas 500 ms w szczególności w odniesieniu do ROCOF byłby bardziej słusznym wymaganiem jakie w praktyce sieci dystrybucyjnej stawia się falownikom. Rysunek 15 przedstawia przykładowe przebiegi napięć podczas pracy wyspowej.

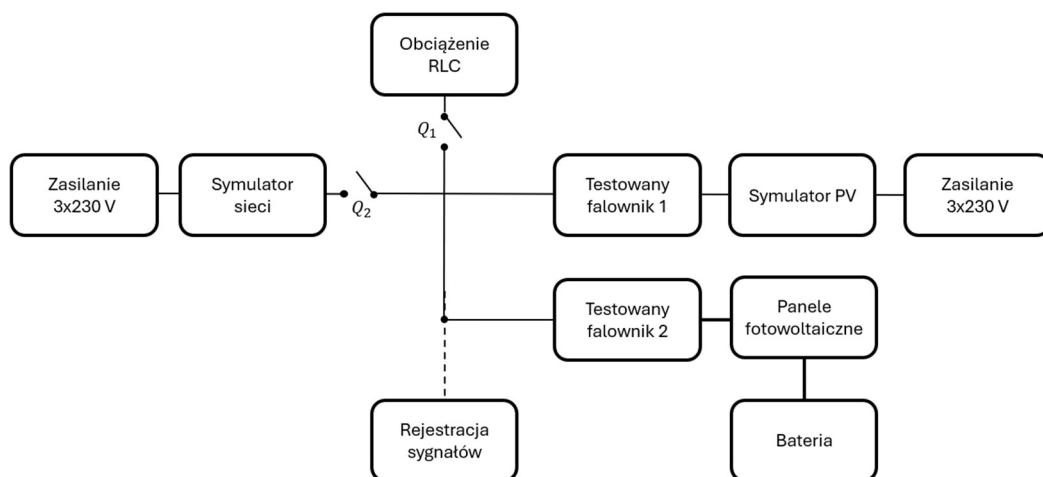


Rys. 15. Wybrane przebiegi amplitud fazorów [SzB-9].

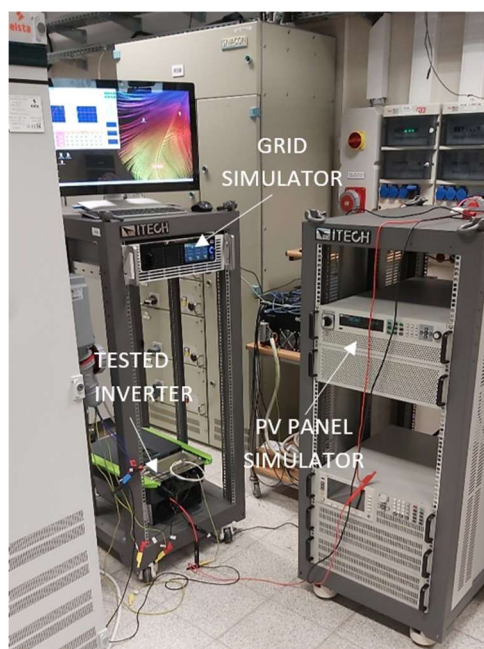
Następnym krokiem jaki podjąłem było zbudowanie stanowiska laboratoryjnego do testowania równoległej pracy falowników w celu zbadania wzajemnego oddziaływania na siebie falowników różnych producentów. Jako podstawa stanowiska posłużyła mi mikrosieć znajdująca się w laboratorium Mikrosieci i Jakości Energii elektrycznej w AGH. Wykorzystana mikrosieć powstała w ramach międzynarodowego projektu badawczego ERANET Horyzont 2020 - Generacja rozproszona i elastyczne struktury popytu na energię w przemyśle”, akronim RELflex ang. *Renewable Energy and Load Flexibility in Industry* Nr SMARTGRID PLUS-3/1/2019 którego byłem kierownikiem z ramienia AGH, które pełniło funkcję koordynatora polskiej części projektu. Rysunek 16 przedstawia widok głównej rozdzielnicy mikrosieci. Rysunek 17 przedstawia schemat blokowy stanowiska, natomiast rysunek 18 zdjęcie części wykorzystanego stanowiska.



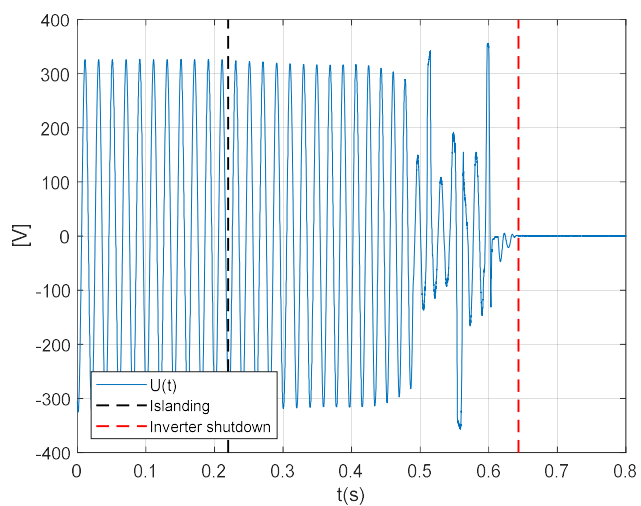
Rys. 16. Zdjęcie laboratorium mikrosieci zbudowanego w projekcie RELflex [Zdjęcie Autora].



Rys. 17. Schemat blokowy stanowiska laboratoryjnego do testowania równoległej pracy falowników [SzB-9].



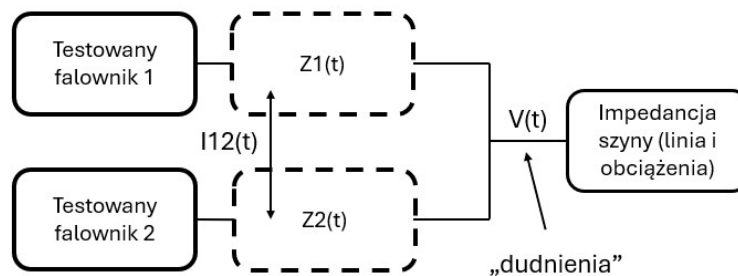
Rys. 18. Stanowisko laboratoryjne [SzB-9].



Rys. 19. Przebieg napięcia w układzie z dwoma równoległe pracującymi falownikami [SzB-9].

Na rysunku 19 przedstawiono napięcie w mikrosieci z dwoma falownikami. W stanie normalnej pracy zarówno amplituda napięcia, jak i częstotliwość pozostają stałe. Podczas początkowej fazy pracy wyspowej można zaobserwować jedynie niewielki spadek amplitudy. Jednak w końcowym etapie zjawiska pojawiają się wyraźne wzrosty i zapady napięcia.

W rezultacie przeprowadzonych badań, które opisałem w [SzB-9] i wcześniejszych artykułach [SzB-5, SzB-8] zaproponowałem opis zjawiska jakie zachodzi w trakcie nieintencjonalnej pracy wyspowej falowników. Na rysunku 20 przedstawiono model dwóch równolegle pracujących falowników ze zsynchronizowanymi pętlami PLL.



Rys. 20. Schemat dwóch równolegle pracujących falowników ze zsynchronizowanymi pętlami PLL [SzB-9].

Każdy falownik jest modelowany jako idealne źródło napięcia ze swoją impedancją wyjściową, która obejmuje zarówno impedancję filtra, jak i, jeśli został zastosowany, składnik impedancji wirtualnej [20]. Pozornie takie założenie może wydawać się niezgodne z praktyką, ponieważ falowniki typu grid-following są zazwyczaj traktowane jako źródła prądowe.

Chociaż każdy falownik grid-following jest zaprojektowany tak, aby śledzić napięcie sieci za pomocą pętli synchronizacji fazowej (PLL), to w warunkach pracy wyspowej takie odniesienie nie istnieje. W konsekwencji każdy falownik w praktyce narzuca własne napięcie w punkcie wspólnego przyłączenia (PCC) poprzez swoje pętle sterowania i filtr wyjściowy. W efekcie cały system zachowuje się jak zestaw równolegle połączonych źródeł napięcia o skończonych impedancjach wewnętrznych, określonych przez fizyczne filtry LCL oraz ewentualne dodatkowe impedancje wirtualne wprowadzone w sterownikach.

Napięcia falowników dane są wzorami

$$v_1(t) = A_1 \cos(\omega_1 t + \varphi_1), \quad v_2(t) = A_2 \cos(\omega_2 t + \varphi_2), \quad (7)$$

a odpowiadające im napięcia

$$E_1 = A_1 e^{j\omega_1 t}, \quad E_2 = A_2 e^{j\omega_2 t}. \quad (8)$$

Impedancje wyjściowe obu falowników oznaczono jako $Z_1(s)$ i $Z_2(s)$, natomiast pozostałą część mikrosieci, obejmującą linie dystrybucyjne oraz odbiory skumulowane, przedstawiono jako $Z_{bus}(s)$.

Prąd krążący pomiędzy dwoma falownikami można wówczas zapisać jako:

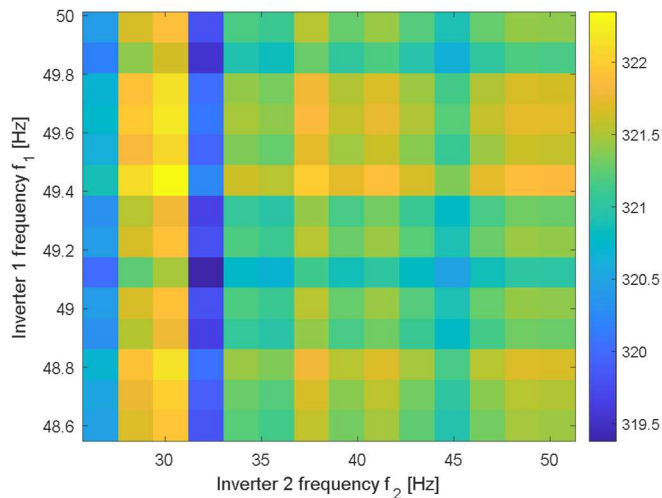
$$i_{12}(t) \approx \mathcal{R} \left\{ \frac{A_1 e^{j\omega_1 t}}{Z_1(j\omega_1) + Z_2(j\omega_1)} - \frac{A_2 e^{j\omega_2 t}}{Z_1(j\omega_2) + Z_2(j\omega_2)} \right\}. \quad (9)$$

Wyrażenie (9) pokazuje, że prąd zawiera składowe o częstotliwościach ω_1 i ω_2 . W rezultacie powstają zjawiska dudnień niskoczęstotliwościowych o częstotliwości $|\omega_1 - \omega_2|$.

Napięcie w szynie otrzymuje się jako ważoną superpozycję składowych o dwóch różnych częstotliwościach.

$$v_{bus}(t) = \mathcal{R} \left\{ \frac{\frac{A_1 e^{j\omega_1 t}}{Z_1(j\omega_1)}}{\frac{1}{Z_1(j\omega_1)} + \frac{1}{Z_2(j\omega_1)} + \frac{1}{Z_{bus}(j\omega_1)}} + \frac{\frac{A_2 e^{j\omega_2 t}}{Z_2(j\omega_2)}}{\frac{1}{Z_1(j\omega_2)} + \frac{1}{Z_2(j\omega_2)} + \frac{1}{Z_{bus}(j\omega_2)}} \right\} \quad (10)$$

Na rysunku 21 przedstawiono mapę cieplną (*heatmap*) szczytowych wartości chwilowych napięć, obliczonych dla wartości częstotliwości osiąganych przez badane falowniki. Oś X obejmuje 14 falowników, natomiast oś Y pozostałych 14 falowników wykorzystanych w badaniu. Na potrzeby obliczeń wygenerowano i zastosowano pary częstotliwości. Przyjęto napięcie znamionowe skuteczne 230 V, a oba falowniki pracowały z początkowym kątem fazowym $\phi_1 = \phi_2 = 0^\circ$. Jak można zauważyć, otrzymane wartości chwilowe napięcia wykazują znaczne zróżnicowanie w zależności od kombinacji częstotliwości.



Rys. 21. Mapa cieplna wartości chwilowych napięć w zależności od częstotliwości [SzB-9].

Wyniki badań w [SzB-9] wykazały znaczną zmienność czasów detekcji pracy wyspowej oraz stabilności napięciowo-częstotliwościowej wśród dostępnych na rynku falowników fotowoltaicznych. Chociaż większość urządzeń spełniła wymagania normy IEEE 1547.1-2020, część z nich przekroczyła dopuszczalny czas wykrycia pracy wyspowej i wykazała odchylenia parametrów jakości dostawy energii. Różnice te stają się jeszcze bardziej wyraźne podczas pracy równoległej, kiedy zaobserwowano przejściowe przepięcia oraz zjawisko dudnień wywołane desynchronizacją pętli PLL. Takie zachowanie wskazuje na potencjalne zagrożenia dla bezpieczeństwa urządzeń i stabilności sieci, szczególnie w środowisku mikrosieci.

Najważniejszym wkładem w rozwój dyscypliny elektrotechnika zaprezentowanym w artykule [SzB-9] jest szerokie porównanie pracy licznej grupy

komercyjnych falowników fotowoltaicznych oraz zaproponowanie modelu opisującego zmienność napięcia w mikrosieci z równolegle pracującymi falownikami i zsynchronizowanymi pętlami PLL.

4.6. Metody lokalizacji zaburzeń jakości energii elektrycznej

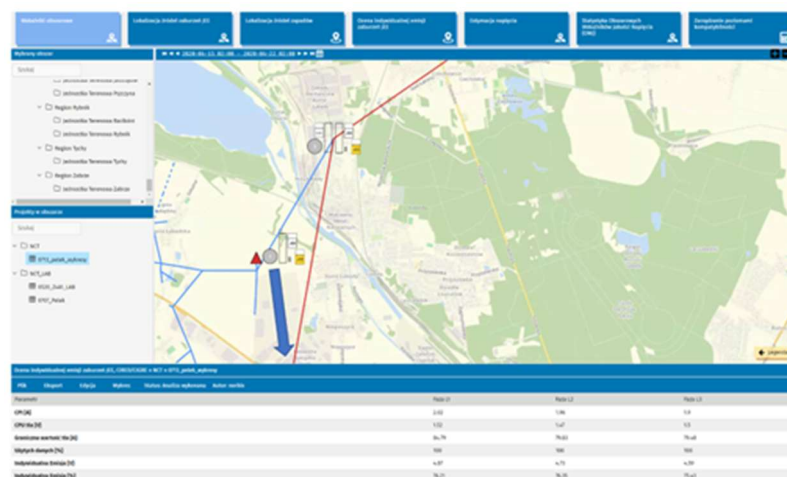
[SzB-4] **S. Barczentewicz**, Z. Hanzelka, B. Świątek, A. Firlit, K. Piątek, and K. Chmielowiec, "Individual emission assessment of electromagnetic disturbances based on aggregated data," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 5, pp. 47–50, 2020, ISSN: 0033-2097.

[SzB-7] **S. Barczentewicz**, T. Rodziewicz, A. Bień, and A. Firlit, "Individual emission assessment of harmonics in DSO environment," *International Journal of Electronics and Telecommunications*, vol. 70, no. 1, pp. 169–174, 2024, ISSN: 2081-8491.

Zagadnieniem oceny indywidualnej emisji harmonicznych i wahań napięcia zająłem się z uwagi na moje zainteresowanie problematyką jakości dostawy energii elektrycznej. W związku z tym uczestniczyłem w projekcie NCBR SOPJEE „System oceny propagacji i poprawy parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych”, realizowanym w zespole AGH, gdzie byłem odpowiedzialny za implementację metod oceny indywidualnej emisji harmonicznych i wahań napięcia.

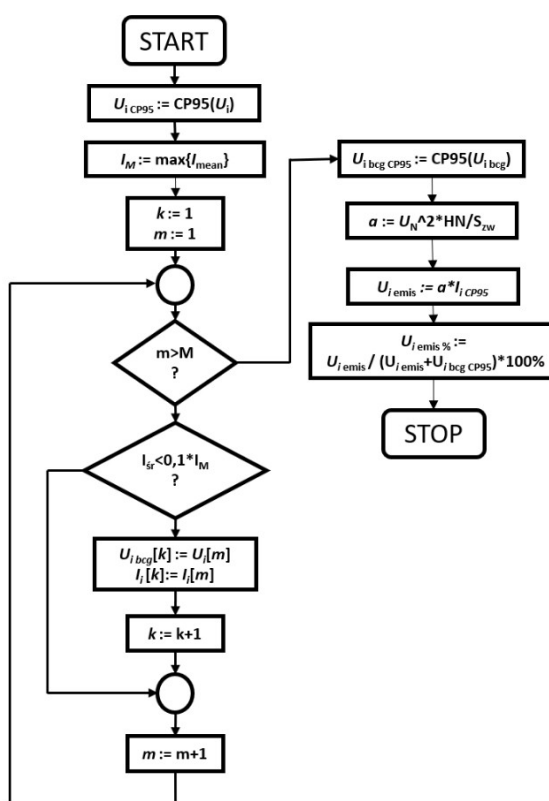
W artykule [SzB-4] zaprezentowałem dwie metody oceny indywidualnej emisji harmonicznych oraz metodę oceny indywidualnej emisji wahań napięcia (*flicker*). W przypadku emisji harmonicznych punktem wyjścia były wymagania normy IEC 61000-3-6, która definiuje dopuszczalne poziomy poszczególnych harmonicznych w punkcie przyłączenia (Point of Connection, PoC). Opracowana metodyka zakłada długoterminowe (co najmniej tygodniowe) pomiary zagregowanych 10-minutowych wartości skutecznych napięć i prądów, a następnie wyznaczenie poziomu emisji na podstawie różnicy między napięciem zmierzonym a napięciem tła. Kluczowym parametrem w tym procesie okazała się impedancja harmoniczna sieci, która może być wyznaczona pomiarowo lub przyjęta w postaci wartości umownej. W badaniach zaimplementowałem m.in. metodę CIREN/CIGRE C4.109, która pozwala określić, czy dominującym źródłem harmonicznych jest odbiorca czy też sieć zasilająca.

W pracy tej zaimplementowałem i przetestowałem dwie metody, metodę CIREN/CIGRE oraz metodą opartą na prawie sumowania, na podstawie pomiarów jakości w sieci wysokiego napięcia.



Rys. 22 Interfejs użytkownika systemu SOPJEE [SzB-7].

Po skończeniu części badawczej projektu, po kilku latach podjąłem pracę w firmie TAURON Dystrybucja, gdzie na etapie wdrożenia całego projektu na obszarze całego TAURONu rozwijałem metody i nadzorowałem implementację systemu SOPJEE. Interfejs użytkownika systemu przedstawiono na rysunku 22. W pracy [SzB-7] zaprezentowałem wyniki badań dotyczących metod oceny indywidualnej emisji. Na rysunku 23 przedstawiono schemat blokowy jednej z metod zaimplementowanych w systemie SOPJEE.



Rys. 23. Schemat blokowy metody CIREC/CIGRE C4.109 [SzB-7].

Przeprowadzone badania wpłynęły na dyscyplinę elektrotechnika, w szczególności w obszarze jakości energii i kompatybilności elektromagnetycznej. Po pierwsze, wykazały, że metody oparte na danych zagregowanych, dotychczas analizowane głównie w ujęciu teoretycznym, mogą być z powodzeniem stosowane w systemach nadzoru dużych sieci dystrybucyjnych, co otwiera nowe możliwości automatyzacji diagnostyki zakłóceń. Po drugie, integracja metody CIREC/CIGRE C4.109 z systemem SOPJEE stworzyła fundament do dalszego rozwoju narzędzi monitorowania i prognozowania jakości energii w sieciach z rosnącym udziałem źródeł odnawialnych i odbiorników nieliniowych.

4.7. Podsumowanie

Prowadzone przeze mnie badania naukowe dotyczą szeroko pojętej elektrotechniki, obejmując zarówno zagadnienia teoretyczne, jak i praktyczne. Poniżej przedstawiono główne kierunki mojej działalności badawczej wraz z ich charakterystyką.

Rozwój technologii synchrofazorowej:

- Jestem współautorem metody obliczania fazorów harmonicznych z wykorzystaniem filtrów FIR opartych na oknach o płaskiej charakterystyce amplitudowo - częstotliwościowej [SzB-1].

Wykorzystanie technologii fazorowej w monitorowaniu jakości dostawy energii:

- Zbudowałem system pomiarowy pracujący w czasie rzeczywistym i przeprowadziłem badania w przemysłowych sieciach dystrybucyjnych [SzB-2], [SzB-3].
- Wykazałem, że PMU może być skutecznie stosowane nie tylko w sieciach przesyłowych, ale także w sieciach dystrybucyjnych i mikrosieciach z odbiornikami o zmiennej charakterystyce.

Detekcja nieintencjonalnej pracy wyspowej falowników fotowoltaicznych:

- Opracowałem i doświadczałem potwierdziłem nowe algorytmy wykrywania pracy wyspowej z wykorzystaniem PMU [SzB-5], [SzB-6].
- Stworzyłem hybrydową metodę PMU-ANN, łączącą synchroniczne pomiary z algorytmami sztucznej inteligencji [SzB-8].
- Zbadałem zjawiska dynamiczne zachodzące podczas pracy równoległej wielu falowników PV, opisałem model ich zachowania i zjawisko dudnień [SzB-9].

Lokalizacja i ocena indywidualnej emisji zaburzeń jakości energii

- Zintegrowałem metodykę CIRED/CIGRE C4.109 i metodę opartą o prawo sumowania z systemem SOPJEE, który został zastosowany w TAURON Dystrybucja.
- Wykazałem, że metody oparte na danych zagregowanych mogą być z powodzeniem stosowane w dużych sieciach, co otwiera nowe możliwości automatyzacji diagnostyki i prognozowania jakości energii.

Działania wdrożeniowe

- Zbudowałem zaawansowane stanowiska laboratoryjne oraz mikrosieć badawczą w ramach międzynarodowego projektu Horyzont 2020 RELflex, co umożliwiło realistyczne badania zjawisk w sieciach niskiego napięcia.
- Przeniosłem wyniki badań z poziomu laboratoryjnego do praktycznych wdrożeń w przemyśle, m.in. w TAURON Dystrybucja.

Bibliografia

- [1] *Metody obliczania fazora dla sygnałów systemu elektroenergetycznego*, Szymon Barcentewicz, rozprawa doktorska, Kraków 2017
- [2] <https://www.pse.pl/dane-systemowe>
- [3] Phadke, A.G., Thorp, J.S.: *History and applications of phasor measurements*. In: 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 331–335. IEEE, Piscataway (2006)

- [4] *IEEE Standard for Synchrophasor Measurement for Power Systems*, IEEE Standard C37.118.12011, December 2011.
- [5] IEC. (2018). PN-EN 60255-118-1:2018-05. Przekładniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczeniowe – Część 118-1: Synchronizatory dla systemów elektroenergetycznych – Pomiar. Warszawa: Polski Komitet Normalizacyjny (PKN).
- [6] K. Duda, T. P. Zieliński, and S. **Barcentewicz**, "Perfectly Flat-Top and Equiripple Flat-Top Cosine Windows," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 65, no. 7, pp. 1558-1567, 2016.
- [7] Duda, K.; Zieliński, T.P. FIR Filters Compliant with the IEEE Standard for M Class PMU. *Metrol. Meas. Syst.* 2016.
- [8] PN-EN 50549-1:2019-01: *Wymagania dla przyłączenia do sieci publicznych instalacji wytwórczych o napięciu znamionowym do 110 kV – Część 1: Instalacje wytwórcze o mocy do 16 A na fazę*. Warszawa, Polska, 2019.
- [9] PN-EN 50549-2:2019-01, *Wymagania dla przyłączenia do sieci publicznych instalacji wytwórczych do 110 kV – Część 2*. Warszawa, 2019.
- [10]. IEEE 1547.1-2020. IEEE Standard Conformance Test. In *Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2020.
- [11] Syamsuddin, S., Rahim, N.A., Selvaraj, J.: Implementation of TMS320F2812 in islanding detection for Photovoltaic Grid Connected Inverter. In: 2009 International Conference for Technical Postgraduates (TECHPOS), pp. 1–5. IEEE, Piscataway (2009)
- [12] Ma, J., Mi, C., Wang, Z.: Application of negative sequence voltage contribution factor to detect islanding. In: 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, pp. 1–4. IEEE, Piscataway (2012)
- [13] Hanif, M., Basu, M., Gaughan, K.: Development of EN50438 compliant wavelet-based islanding detection technique for three-phase static distributed generation systems. *IET Renewable Power Gener.* 6(4), 289–301 (2012)
- [14] Tuyen, N.D., Fujita, G., Funabashi, T., Nomura, M.: Synchronization and islanding detection of dispersed generation using adaptive notch filter. In: 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), pp. 1532–1537. IEEE, Piscataway (2011)
- [15] Wang, G., Yu, S., Cheng, Q., Zhang, X., Ma, D., Guo, S., Liu, C., Yu, C.: An islanding detection method based on adaptive reactive power disturbance. In: 2017 Chinese Automation Congress (CAC), pp. 6268–6273. IEEE, Piscataway (2017)
- [16] Reigosa, D., Briz, F., Blanco, C., Guerrero, J.M.: Islanding detection in grid-connected power converters using harmonics due to the non-ideal behavior of the inverter. In: 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pp. 2649–2656. IEEE, Piscataway (2013)
- [17] Yafaoui, A., Wu, B., Kouro, S.: Improved active frequency drift anti-islanding method with lower total harmonic distortion. In: IECON 2010–36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 3216–3221. IEEE, Piscataway (2010)
- [18] Liu, N., Aljankawey, A.S., Diduch, C.P., Chang, L., Su, J., Yu, M.: A passive islanding detection index based on variation of signal energy. In: 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 364–367. IEEE, Piscataway (2012)

5. Informacja o wykazywaniu się istotną aktywnością naukową albo artystyczną realizowaną w więcej niż jednej uczelni, instytucji naukowej lub instytucji kultury, w szczególności zagranicznej.

5.1. RSE (Ricerca Sistema Energetico), Mediolan, Włochy

W ramach projektu międzynarodowego ERIGrid TRANS-NATIONAL ACCESS APPLICATION, *ProMeterInterface - Advanced Metering Interface for Smart Grid Prosumers* byłem częścią zespołu AGH, który w laboratorium mikrosieci instytucji *Ricerca Sistema Energetico* w Mediolanie we Włoszech wykonywał badania dotyczące lokalizacji zaburzeń jakości dostawy energii w środowisku mikrosieci. Wykonane badania wykorzystane zostały w pracach dotyczących lokalizacji zaburzeń jakości energii w projekcie NCBiR „System oceny propagacji i poprawy parametrów jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych”

5.2. University of Strathclyde, Glasgow, UK

W ramach projektu międzynarodowego ERIGrid2.0 (European Research Infrastructure supporting Smart Grid and Smart Energy Systems Research, Technology Development, Validation and Roll Out – Second Edition) *“Wind power plants in dynamic states of the power grid (WindGrid)”* byłem częścią zespołu AGH, który w laboratoriach University of Strathclyde przeprowadził serię badań dotyczącą kompensacji zmian napięcia za pomocą mocy biernej w falownikach fotowoltaicznych oraz detekcji pracy wyspowej falowników. W ramach współpracy powstał artykuł: Tomasz Lerch, Szymon Barcentewicz, Mohammad Abu Sarhan, Zhiwang Feng, Graeme Burt *Grid tie converters aided rapid grid voltage fluctuation compensation with power hardware-in-the-Loop experimental validation*. *Elektrotech. Inftech.* 142, 42–50 (2025). Na podstawie zebranych danych opracowywany jest także wspólny artykuł: *Phasor-Based Machine Learning Algorithms for Enhanced Islanding Detection in Microgrid Systems*.

Jako dodatkowy efekt wyjazdu na zaproszenie Prof. Graeme’a Burt’a z University of Strathclyde. wziąłem udział w General Meeting w AiT w Wiedniu w Austrii organizacji DERlab „European Distributed Energy Resources Laboratories”, organizacji zrzeszającej najlepsze w Europie laboratoria zajmujące się zagadnieniami źródeł rozproszonych, gdzie po walnym głosowaniu laboratorium Mikrosieci i Jakości energii AGH zbudowane w ramach projektu RELflex, którego byłem kierownikiem, dołączyło do organizacji DERlab.

5.3. KEMA Labs, Arnhem, Holandia

W ramach projektu międzynarodowego ERIGrid2.0 (European Research Infrastructure supporting Smart Grid and Smart Energy Systems Research, Technology Development, Validation and Roll Out – Second Edition) „Metrology for Smart Electrical Grids (M4Grid)” wspólnie z zespołem AGH przeprowadziłem badania nad wpływem zaburzeń napięcia na pomiar energii elektrycznej przez liczniki AMI.

5.4. Komisja Metrologii PAN, Katowice, Polska

12 lutego 2025 zostałem członkiem Komisji Metrologii PAN (Załącznik 4_a_5) na okres kadencji 2023-2025 Prezydium Polskiej Akademii Nauk oddział w Katowicach.

6. Informacja o osiągnięciach dydaktycznych, organizacyjnych oraz popularyzujących naukę lub sztukę.

W ramach mojej pracy na Katedrze Energoelektroniki byłem promotorem 5 prac inżynierskich oraz 9 prac magisterskich. Jeden z dyplomantów ukończył studia z wyróżnieniem. Byłem także promotorem pomocniczym podczas studiów doktoranckich Mohammada Abu Sarhana, który obronił rozprawę doktorską o tytule „*The Identification of Islanding Incidents in Grid Connected Distributed Systems Using Phasor Measurement Estimation and Artificial Neural Network Approach*” oraz Kamila Prokopa, który ukończył studia doktoranckie a jego rozprawa o tytule „*Neural network based adaptive data compression system for measurement acquisition in Smart Grids*” jest obecnie w trakcie recenzji.

Jestem koordynatorem przedmiotu Metody Numeryczne na 2 roku kierunku Elektrotechnika.

Prowadziłem zajęcia z przedmiotów:

- Metody numeryczne (Elektrotechnika)
- Numerical Methods in Electrical Engineering (Elektrotechnika na specjalności Smart Grid w języku ang.)
- Teoria i przetwarzanie sygnałów (Elektrotechnika)
- Systemy pomiarowe (Elektrotechnika)
- Programowalne systemy sterowania i wizualizacji (Elektrotechnika)
- Teoria sterowania i technika regulacji (Elektrotechnika)
- Napędy elektryczne (Automatyka i Robotyka)
- Podstawy Elektroniki (Automatyka i Robotyka)

Byłem prowadzącym zajęcia oraz opiekunem czterech prac dyplomowych w ramach studiów podyplomowych JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ organizowanych przez AGH dla pracowników operatora sieci dystrybucyjnej Enea SA.

W kontekście popularyzowania nauki wziąłem udział w następujących wydarzeniach:

- Brałem udział w serii wykładów AGH NAUKA Spotkania: Małe i wielkie fabryki energii, gdzie wygłosiłem wykład „Skąd mamy prąd i czy możemy go robić sami? O mikrosieciach”. Jest to seria wykładów popularnonaukowych transmitowana online i dostępna na kanałach AGH (<https://www.youtube.com/live/fQlGNrXx27Q>).

- Brałem udział w panelu dyskusyjnym "Młoda energia - ścieżki rozwoju i trendy w branży energetycznej", który odbył się podczas wydarzenia "Akcja inTEgracja", spotkania integracyjnego Ambasadorów Transformacji Energetycznej w dniu 17 czerwca 2024 w Muzeum Sztuki i Techniki Japońskiej Manggha, dostępne online (<https://www.youtube.com/watch?v=38uXbGnfFhc>).

- Brałem udział w wydarzeniu Polsko-Mołdawskiej współpracy i transferu wiedzy w zakresie OZE i efektywności energetycznej. – „Projekty badawczo-rozwojowe oraz narzędzia w dziedzinie energii odnawialnej i energii rozproszonej rozwijane w AGH”, Kiszyniów, 27.06.23 r. Mołdawia. Słuchaczami byli mołdawscy samorządowcy oraz pracownicy Ministerstwa Energii Mołdawii.

7. Oprócz kwestii wymienionych w pkt. 1-6, wnioskodawca może podać inne informacje, ważne z jego punktu widzenia, dotyczące jego kariery zawodowej.

Otrzymałem następujące nagrody rektora AGH:

- Nagrodę rektora indywidualną III stopnia za osiągnięcia naukowe uzyskane w 2021 r. (Załącznik 4_a_3).
- Nagrodę rektora zespołową II stopnia za osiągnięcia organizacyjne w 2019 r. (Załącznik 4_a_2).
- Nagrodę rektora zespołową III stopnia za osiągnięcia organizacyjne w 2024 r. (Załącznik 4_a_4).

Równolegle do zatrudnienia na stanowisku adiunkta w Katedrze Energoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii, Wydziału Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie, od roku 2023 jestem również pracownikiem TAURON Dystrybucja w Biurze Innowacji i Nowych Technologii na stanowisku Kierownik Projektów Innowacyjnych, gdzie obecnie jestem kierownikiem projektu INSIEME (*Integrated Network for data Space and Interoperable Energy Management in Europe*) w ramach UE Digital Europe Programme na podstawie grantu nr. 101194952 (Załącznik 4_a_1). Projekt jest w trakcie realizacji a konsorcjum składa się z 50 członków z większości krajów UE. Wcześniej zajmowałem się wdrożeniem na obszarze całego TAURON Dystrybucja wyników pracy projektu SOPJEE, w którym z ramienia AGH byłem wykonawcą. Praca w Biurze Innowacji i Nowych Technologii pozwala mi na ciągły kontakt z aktualnymi praktycznymi problemami z jakimi styka się sieć dystrybucyjna co pomaga mi skupić się w mojej pracy naukowej na aktualnych problemach badawczych.

.....
(podpis wnioskodawcy)