

**dr inż. Dariusz Borkowski**

Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie  
Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej  
Katedra Metrologii i Elektroniki  
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków  
tel. 12 617 32 99 faks 12 633 85 65  
e-mail: [dariusz.borkowski@agh.edu.pl](mailto:dariusz.borkowski@agh.edu.pl)

## AUTOREFERAT

### Uzyskane stopnie, tytuły naukowe

30.06.2000. magister inżynier dyscypliny elektrotechnika specjalności automatyka i metrologia. Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie. Tytuł pracy: "Pomiar częstotliwości i parametrów kształtu napięcia sieci energetycznej za pomocą systemu z procesorem sygnałowym". Ocena: bardzo dobra.

04.07.2007. doktor inżynier dyscypliny elektrotechnika. Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie. Tytuł pracy: "Estymacja częstotliwościowych parametrów systemu elektroenergetycznego z zastosowaniem koherentnego reprobkowania". Obrona z wyróżnieniem.

### Dotychczasowe doświadczenie zawodowe w jednostkach naukowych

2000-2007	Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Katedra Metrologii Stanowisko: asystent
2007-	Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Katedra Metrologii i Elektroniki Stanowisko: adiunkt

### Osiągnięcie naukowe habilitanta przedstawione do oceny

Zbiór publikacji powiązanych tematycznie

Tytuł osiągnięcia naukowego

***Nieinwazyjne metody pomiaru zastępczej impedancji harmonicznej elektroenergetycznego systemu zasilającego.***

### Lista publikacji powiązanych tematycznie

Do oceny swoich osiągnięć naukowych przedstawiam cykl dziewięciu publikacji naukowych, z których sześć to publikacje w czasopismach z listy JCR, dwie są publikacjami z konferencji międzynarodowych, indeksowanych w bazie WoS, a jedna z konferencji krajowej. Trzy z tych publikacji to publikacje indywidualne, a pozostałe wieloautorskie (nie więcej niż trzech autorów). We wszystkich oprócz jednej publikacji jestem głównym autorem, tzn. jestem pomysłodawcą przedstawianych rozwiązań, wykonałem większość prac badawczych oraz byłem odpowiedzialny za przygotowanie publikacji.

Oświadczenia współautorów dotyczące indywidualnego wkładu w powstanie poszczególnych publikacji znajdują się w odrębnym załączniku.

Lp.	Autorzy, tytuł publikacji, nazwa wydawnictwa, rok wydania, indywidualny wkład autora	IF
T1	Krzysztof Duda, <b>Dariusz Borkowski</b> , Andrzej Bień: <i>Computation of the network harmonic impedance with Chirp-Z transform</i> , Metrology and Measurement Systems vol. 16 no. 2, <b>2009</b> .  <u>Indywidualny wkład autora</u> : konsultacja metody estymacji impedancji w oparciu o CZT (w szczególności idea korekcji dryftu fazy i wpływ wyboru estymatora częstotliwości na wyniki), budowa modelu laboratoryjnego i przeprowadzenie eksperymentów, analiza wyników i przygotowanie sekcji artykułu dotyczącej metod pomiaru impedancji harmonicznej. <u>Procentowy udział</u> : <b>33%</b> .	0,587*
T2	<b>Dariusz Borkowski</b> : <i>Symulacyjna analiza propagacji zakłóceń w pomiarze impedancji harmonicznej</i> , materiały XVII sympozjum Modelowanie i symulacja systemów pomiarowych, Krynica <b>2009</b> .  <u>Indywidualny wkład autora</u> : wyprowadzenie analitycznych wzorów pozwalających na szacowanie niepewności pomiaru impedancji harmonicznej na podstawie propagacji zakłóceń przez algorytm pomiaru, weryfikacja analitycznej metody szacowania niepewności na drodze symulacji komputerowej. <u>Procentowy udział</u> : <b>100%</b> .	brak
T3	<b>Dariusz Borkowski</b> , Andrzej Wetula, Andrzej Bień: <i>Lokalizacja pomiaru a problem nieinwazyjnego wyznaczania parametrów modelu Thevenina systemu elektroenergetycznego</i> , Przegląd Elektrotechniczny, <b>2010</b> R. 86 nr 9 s. 13–18.  <u>Indywidualny wkład autora</u> : przeprowadzenie eksperymentów na obiektach rzeczywistych (Elektrociepłownia Kraków S.A., GPZ Bieżanów), analiza wyników eksperymentów, analiza wpływu lokalizacji pomiaru oraz jej wpływ na możliwość pomiaru impedancji, implementacja algorytmu pomiaru impedancji harmonicznej, treść publikacji. <u>Procentowy udział</u> : <b>50%</b> .	0,242**
T4	<b>Dariusz Borkowski</b> , Andrzej Wetula, Andrzej Bień: <i>New method for noninvasive measurement of utility harmonic impedance</i> , IEEE Power and Energy Society general meeting, 22–26 July <b>2012</b> , San Diego, USA.  <u>Indywidualny wkład autora</u> : koncepcja i implementacja algorytmu pomiaru impedancji (metoda selekcji danych pozwalającej na określenie źródła zmiany parametrów prądu i napięcia tj. strony zasilania lub obciążenia), przeprowadzenie badań symulacyjnych, budowa systemu akwizycji danych, eksperymenty na obiektach rzeczywistych (stacja WN GPZ Bieżanów w Krakowie), analiza struktury sieci zasilającej punkt pomiaru, identyfikacji transformatora WN/SN, analiza wyników eksperymentu, przygotowaniu treści publikacji i plakatu, prezentacji na konferencji. <u>Procentowy udział</u> : <b>33%</b> .	WoS
T5	<b>Dariusz Borkowski</b> , Szymon Barczeniewicz: <i>Power grid impedance tracking with uncertainty estimation using two stage weighted least squares</i> , Metrology and Measurement Systems (Polska Akademia Nauk), <b>2014</b> vol. 21 no. 1, s. 99–110.  <u>Indywidualny wkład autora</u> : koncepcja i implementacja dwustopniowej metody śledzenia zmian impedancji systemu zasilającego wraz z estymacją niepewności śledzonej impedancji, wyprowadzenie i weryfikacja wzorów analitycznych, przygotowanie treści publikacji i programów do weryfikacji metody. Symulacyjna weryfikacja metody pomiaru dla 16-tu wyselekcjonowanych przypadków testowych różniących się poziomem i charakterem zmian parametrów stron zasilania i obciążenia. <u>Procentowy udział</u> : <b>70%</b> .	0,925
T6	<b>Dariusz Borkowski</b> : <i>A new method for noninvasive measurement of grid harmonic impedance with data selection</i> , International Transactions on Electrical Energy Systems (Wiley), <b>2015</b> vol. 25 iss. 12, s. 3772–3791.  <u>Indywidualny wkład autora</u> : koncepcja i implementacja metody pomiaru impedancji harmonicznej opartej o selekcję danych wykorzystująca kryterium ważności danych, oparte o wartość estymaty koherencji własnej wejścia i wyjścia oraz znak części rzeczywistej estymaty impedancji dla każdej harmonicznej niezależnie. Propozycja estymatora impedancji z przesuwającym oknem, badania symulacyjne metody na modelu sieci energetycznej w Simulinku, badania eksperymentalne w sieci nn AGH, modelowanie sieci zasilającej punkt pomiaru, weryfikacja metody poprzez odniesienie wyników do referencji bazującej na modelu sieci zasilającej punkt pomiaru. Przykłady pokazujące, że zaproponowana metoda daje błędy mniejsze niż najlepsza w tym czasie metoda konkurencyjna. <u>Procentowy udział</u> : <b>100%</b> .	1,084

T7	<p><b>Dariusz Borkowski</b>, Andrzej Wetula, Jakub Kowalski: <i>Uncertainty estimation in noninvasive measurement of harmonic impedance – laboratory studies</i>, Materiały 12th conference-seminar International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation: 15–18 June <b>2015</b>, Łągow, Poland. University of Zielona Góra, PKP Energetyka, IEEE.</p> <p><u>Indywidualny wkład autora:</u> budowa modelu laboratoryjnego systemu energetycznego złożonego z programowalnego, 3-fazowego źródła napięcia i programowalnego obciążenia oraz obciążenia elektromaszynowego, propozycja metody szacowania niepewności pomiaru impedancji harmonicznej oraz sposobu jej weryfikacji, implementacja algorytmu pomiaru impedancji i estymacja niepewności, analiza wyników eksperymentów, budowa systemu akwizycji danych, opracowane treści artykułu i prezentacja referatu na konferencji. <u>Procentowy udział:</u> <b>40%</b>.</p>	WoS
T8	<p><b>Dariusz Borkowski</b>, Andrzej Wetula, Andrzej Bień: <i>Contactless measurement of substation busbars voltages and waveforms reconstruction using electric field sensors and artificial neural network</i>, IEEE Transactions on Smart Grid, <b>2015</b> vol. 6 no. 3, s. 1560–1569.</p> <p><u>Indywidualny wkład autora:</u> analizy literatury dotyczącej innych rozwiązań do bezdotykowego pomiaru napięcia, opracowanie planu badań, konfiguracja i oprogramowanie systemu akwizycji danych, przeprowadzenie eksperymentu, analiza i wybór sieci neuronowych odpowiednich do rekonstrukcji przebiegów napięć, uczenie i badanie sieci neuronowych, wyprowadzenie analitycznego modelu fizycznego układu sensorów i szyn, analiza porównawcza wyników działania sieci i modelu fizycznego, opracowane treści publikacji. <u>Procentowy udział:</u> <b>33%</b>.</p>	3,190
T9	<p><b>Dariusz Borkowski</b>: <i>An improved method of busbar voltages reconstruction from signals of electric field sensors installed in an indoor MV substation</i>, Metrology and Measurement Systems, 2018 vol. 25 no. 1, DOI: 10.24425/118155.</p> <p><u>Indywidualny wkład autora:</u> wybór metod identyfikacji modelu do rekonstrukcji przebiegów napięć fazowych, badania metod, idea połączenie dwóch metod optymalizacyjnych w celu uzyskania lepszej jakości identyfikacji, analiza wrażliwości zidentyfikowanego modelu. <u>Procentowy udział:</u> <b>100%</b>.</p>	1,598***
<b>Sumaryczny impact factor:</b>		<b>7,626</b>

\* w roku publikacji IF nie był określony; podany IF jest za rok 2010 tj. najbliższy kolejny po roku publikacji.

\*\* w roku publikacji IF nie był określony; podany IF jest za rok 2011 tj. najbliższy kolejny po roku publikacji.

\*\*\* w roku publikacji IF nie był określony; podany IF jest za rok 2017 tj. najbliższy poprzedzający publikację.

### **Omówienie celu naukowego wyżej wymienionych prac i osiągniętych wyników wraz z omówieniem ich ewentualnego wykorzystania**

Podstawą wniosku habilitacyjnego jest zbiór publikacji prezentujący rozwój i badania metod pomiaru parametrów systemu elektroenergetycznego, w szczególności metod pomiaru impedancji harmonicznej systemu energetycznego oraz metod pomiaru średnich i wysokich napięć, w zastosowaniu do pomiarów impedancji harmonicznej. Wszystkie te problemy łączy zastosowanie metod przetwarzania sygnałów i statystycznej analizy danych dla uzyskania lepszej jakości pomiaru.

Prace badawcze z zakresu pomiarów parametrów systemu energetycznego i sygnałów sieci energetycznej rozpocząłem po ukończeniu studiów magisterskich w 2000 roku. Wtedy też opracowałem precyzyjną metodę pomiaru częstotliwości podstawowej napięcia sieci poprzez dopasowanie modelu sygnału do jego próbek. Optymalizacja realizowana była za pomocą oryginalnie zmodyfikowanej metody największego spadku. Metodę tą zaimplementowałem jako aplikację czasu rzeczywistego na procesorze sygnałowym oraz zaprezentowałem w czasopiśmie Jakość i Użytkowanie Energii Elektrycznej w 2001 roku. Przez kolejne dwa lata prowadziłem badania porównawcze pomiarów mocy czynnej za pomocą układów Arona i trzech watomierzy w warunkach niedoskonałej izolacji punktu neutralnego odbiornika od ziemi.

Podstawowym tematem badań, podjętym przeze mnie w 2004 roku, jest nieinwazyjny pomiar impedancji harmonicznej strony zasilania systemu elektroenergetycznego na podstawie rejestracji przebiegów prądów i

napięć w jednym punkcie. Pomiar ten wymaga rozwiązania szeregu problemów (opisanych dalej). Rozwiązanie jednego z nich zaproponowałem w swoim doktoracie, natomiast rozwiązanie pozostałych wraz z propozycją kompletnej metody pomiarowej opracowałem w ramach badań po doktoracie.

### **a) Wprowadzenie do tematyki pomiaru impedancji harmonicznej systemu elektroenergetycznego**

Stronę zasilania liniowego, symetrycznego systemu energetycznego, pracującego w stanie sinusoidalnym ustalonym, można modelować jako dwójnik Thevenina złożony z dwóch elementów: zastępczego źródła napięcia i zastępczej impedancji. Alternatywnie można przyjąć model w postaci dwójnika Nortona. Analogicznie można modelować stronę obciążenia.

Wspomniana wyżej impedancja zastępcza dwójnika Thevenina (określona dla częstotliwości podstawowej) ma wiele praktycznych zastosowań. Jest używana m.in. w analizie rozptyłu mocy w sieci, do planowania rozbudowy sieci oraz symulacji skutków przyłączenia dodatkowych odbiorów. Jest ona przydatna także do projektowania urządzeń do kompensacji mocy biernej.

Wymienione wyżej założenia dotyczące systemu elektroenergetycznego opisują przypadek idealny i w ogólnym przypadku nie są spełnione. Rzeczywisty system elektroenergetyczny jest dynamicznym systemem, zawierającym również elementy nieliniowe, o odkształconych od sinusoidy prądach i napięciach oraz pracującym w warunkach asymetrii prądów, a często także napięć. Założenie istnienia stanu ustalonego jest usprawiedliwione jedynie w relatywnie krótkich przedziałach czasu od sekund do godzin, zależnie od rozpatrywanego parametru.

Pomimo, że impedancja jest definiowana tylko dla systemów liniowych, parametr ten jest powszechnie stosowany przez operatorów systemów elektroenergetycznych ze względu na łatwość jego interpretacji i wykorzystania w obliczeniach. Przybliżenie nieliniowego systemu liniowym modelem Thevenina złożonym z zastępczego źródła napięcia i zastępczej impedancji, oznacza linearyzację systemu w punkcie pracy.

Użycie liniowego modelu pozwala rozpatrywać każdą częstotliwość niezależnie od pozostałych, jednak po każdej istotnej zmianie punktu pracy systemu konieczna jest jego ponowna identyfikacja. Przy przyjęciu liniowego modelu dla każdej rozpatrywanej częstotliwości system elektroenergetyczny widziany z punktu pomiaru w stronę zasilania może być opisany przez niezależny od pozostałych dwójnik Thevenina (lub Nortona). Niezerowa wartość zastępczego źródła napięcia dla częstotliwości innych niż podstawowa pozwala na modelowanie nieliniowości strony zasilania w punkcie pracy, analogicznie jak zastępcze źródło prądu w modelu Nortona strony obciążenia. Zgodnie z zasadą superpozycji kombinacja tych modeli opisuje system zasilający w funkcji częstotliwości. Tym samym impedancja zastępcza  $Z$  staje się funkcją częstotliwości  $Z(f)$  i jest nazywana impedancją harmoniczną, gdyż najczęściej wyznaczana jest ona właśnie dla częstotliwości harmonicznych. Termin impedancja harmoniczna jest powszechnie używany w literaturze światowej, z pełną świadomością ograniczeń związanych z takim opisem systemu zasilającego.

Znajomość impedancji harmonicznej ma dodatkowe zastosowania takie jak projektowanie filtrów harmonicznych i wykrywanie rezonansów w systemie. Ponadto umożliwia analizę propagacji harmonicznych generowanych przez urządzenie energoelektroniczne takie jak napędy z falownikami, konwertery HVDC czy nieliniowe, niespokojne odbiorniki dużej mocy jak np. piece łukowe. Jej znajomość jest niezbędna w większości metod wykrywania źródeł harmonicznych w sieci, który to temat jest wymieniany wśród najbardziej istotnych problemów rozwoju systemu elektroenergetycznego [E1, E2, E3, N1, N2].

W większość zastosowań potrzebne jest określenie impedancji dla harmonicznych niskiego rzędu, ze względu na ich znaczny wpływ na odkształcenie napięcia. Dlatego, o ile pasmo stosowanych przyrządów pomiarowych na to pozwala, zazwyczaj wyznacza się impedancje do 40 harmonicznej. Są również zastosowania, jak np. PLC (Power Line Communication), w których interesujące są wartości impedancji na poziomie setek kiloherców. Pomiar impedancji w takim paśmie wymaga jednak zastosowania szerokopasmowych przetworników i odpowiednich częstotliwości próbkowania.

Teoretycznie impedancja harmoniczna systemu elektroenergetycznego widziana z punktu pomiaru w stronę zasilania (lub obciążenia) może być określona na podstawie parametrów konstrukcyjnych elementów systemu takich jak linie, transformatory, generatory. Obliczenie jej na podstawie w.w. danych jest możliwe w zasadzie tylko w przypadku systemów o mało skomplikowanej strukturze i dodatkowo znajomości impedancji wszystkich obciążeń zainstalowanych w analizowanej części systemu. Impedancje elementów składowych systemu zmieniają się w czasie (w szerokim zakresie zmieniają się impedancje odbiorników, w węższym i znacznie wolniej zakresie zmieniają się wzdluzne impedancje elementów linii). W praktyce określanie impedancji na podstawie parametrów konstrukcyjnych pozwala jedynie na zgrubne określenie impedancji, podobnie jak wyznaczanie impedancji na podstawie mocy zwarciowej.

Z podanych wyżej przyczyn od wczesnych lat 90-tych podejmowane były próby wyznaczania impedancji harmonicznej systemu na podstawie pomiaru prądów i napięć w danym punkcie. Najbardziej ogólny sposób wyznaczenia impedancji polega na pobudzeniu systemu poprzez zmianę prądu w punkcie pomiaru przy równoczesnej rejestracji zmiany napięcia. Odpowiedź częstotliwościowa systemu na to pobudzenie jest jego impedancją harmoniczną. Podstawowe różnice pomiędzy metodami pomiaru impedancji harmonicznej związane są ze sposobem pobudzenia systemu. Pierwsze publikacje na temat tego pomiaru proponują eksperymenty czynne, w których źródłem pobudzenia jest planowana zmiana łączeniowa taka jak np. odstawienie linii, energetyzacja transformatora lub załączenie baterii kondensatorów [E4, E5]. W późniejszych publikacjach proponowane są urządzenia generujące kontrolowane zaburzenia np. poprzez wstrzykiwanie prądu o zadanym przebiegu [E6, E7]. Równolegle rozpoczęto badania nad metodami nieinwazyjnymi, które wykorzystują naturalną zmienność prądu obciążenia jako źródło pobudzenia. Zaletą metod nieinwazyjnych jest w teorii możliwość ciągłego pomiaru w dowolnym punkcie systemu bez konieczności stosowania dużych i kosztownych generatorów zaburzeń (moc takiego generatora musi być adekwatna do mocy zwarciowej badanej części systemu). Wadą jest brak kontroli nad pobudzeniem.

W metodach nieinwazyjnych pobudzenie ma postać naturalnej zmienności obciążenia, nad którym nie mamy kontroli. W tych warunkach ujawniają się mocniej pewne źródła błędów, która mogą być pomijalne w metodach inwazyjnych, przez co uzyskanie wiarygodnych wyników jest znacznie trudniejsze. Źródła błędów pomiaru impedancji harmonicznej szczególnie istotne w eksperymentach nieinwazyjnych to:

1. Dryft fazy i rozmycie widma sygnałów wynikające z nieidealnie niesynchronicznego próbkowania, widoczne przy długich rejestracjach.
2. Czasowe (powolne) zmiany impedancji harmonicznej strony badanej, widoczne przy długich rejestracjach.
3. Czasowe zmiany zastępczego źródła napięcia strony badanej.
4. Wpływ zakłóceń i ograniczona czułość systemu pomiarowego.

Naturalne pobudzenie, w postaci zmian harmoniczných prądu obciążenia, posiada następujące cechy utrudniające identyfikację systemu:

1. Zmienna intensywność – intensywność zmian nie jest stała w czasie, włącznie z okresami, w których zmiany nie występują wcale lub intensywność zmian jest niewystarczająca.
2. Pasmowość – zmiany obserwowane są dla wybranych częstotliwości w analizowanym paśmie; brak zmian określonych harmoniczných oznacza brak możliwości identyfikacji obiektu dla tych częstotliwości.

Ze względu na wymienione cechy naturalnego pobudzenia konieczne są długoterminowe obserwacje sygnałów prądu i napięcia, pozwalające na znalezienie w sygnałach fragmentów zawierających informacje o badanej stronie systemu, odrzucenie tych, które zawierają informację fałszywą (np. wywołaną przez zmianę po stronie badanej), bądź nie zawierają informacji.

W swoich pracach badawczych podjąłem się rozwiązania wyżej wymienionych problemów związanych z nieinwazyjnym pomiarem impedancji harmonicznych. Przed doktoratem rozwiązałem problem niesynchronicznego próbkowania i jego wpływu na wyniki pomiaru impedancji harmonicznej. Po doktoracie rozpocząłem analizę problemu zmienności parametrów strony badanej, następnie zaproponowałem dwa alternatywne rozwiązania tego problemu poprzez selekcję danych. Ponadto opracowałem kompletną metodę pomiaru impedancji harmonicznej, łączącą w jedną całość wspomniane rozwiązania oraz oferującą oszacowania niepewności. Przeprowadziłem badania zaproponowanej metody na modelach symulacyjnych, laboratoryjnych oraz w rzeczywistej sieci wysokiego napięcia. Oprócz tego zaproponowałem metodę śledzenia impedancji harmonicznej wraz z oszacowaniem niepewności i przeprowadziłem badania algorytmów rekonstrukcji sygnału napięcia w bezdotykowym szerokopasmowym pomiarze napięcia szyn rozdzielni SN przeznaczonych do zwiększenia dokładności pomiaru impedancji harmonicznej.

## **b) Rozwój aspektów badawczych w ramach cyklu publikacji**

Przed doktoratem rozwiązałem problem braku synchronizacji próbkowania z częstotliwością podstawową w pomiarze impedancji harmonicznej, a wyniki opublikowałem w [J1], [R2] oraz [J2]. Alternatywny sposób redukcji wpływu niesynchronicznego próbkowania przez CZT został zaproponowany po doktoracie w [T1].

Zakładając synchronizm próbkowania (zapewniony przez w.w. metody) w [T2] dokonałem analizy propagacji zakłóceń z dziedziny czasu, poprzez DFT i definicyjną zależność na impedancję harmoniczną aż do określenia niepewności standardowej modułu impedancji. Ponadto poprzez symulacje potwierdziłem, że dla spotykanych w rzeczywistych przypadkach poziomów zakłóceń dopuszczalne jest przybliżenie rozkładu modułu impedancji rozkładem normalnym.

Na podstawie wyników eksperymentów prowadzonych w rzeczywistym systemie oceniłem wpływ lokalizacji pomiaru na możliwość pomiaru impedancji harmonicznej strony zasilania i wyniki przedstawiłem w [T3]. Zwróciłem też uwagę, na główne źródło błędów pomiaru impedancji, którym jest zmienność zastępczego napięcia strony badanej w czasie pomiaru. Dlatego dalej podjąłem próbę opracowania metody pomiaru impedancji odpornej na zmiany tego napięcia. Wynikiem tych prac była publikacja [T4], przedstawiająca innowacyjną metodę pomiaru impedancji harmonicznej z selekcją danych, która pozwala odrzucić z uśredniania realizacje impedancji, w trakcie pomiaru których zmieniały się parametry strony zasilania. Idea uśredniania bazuje na wnioskach z [T2].

W [T5] przedstawiłem metodę śledzenia czasowych zmian impedancji harmonicznej w warunkach zmienności zastępczego źródła napięcia strony badanej. W metodzie tej zaproponowałem, a także zweryfikowałem prostą metodę szacowania niepewności pomiaru, bazującą na wnioskach z [T2].

W [T6] zaproponowałem nową, lepszą niż w [T4], metodę pomiaru impedancji harmonicznej z selekcją danych. Metoda ta dawała wyniki lepsze niż najlepsza w momencie publikacji konkurencyjna metoda. Następnie w [T7] zaproponowałem rozszerzenie metody z [T6] o szacowanie niepewności i zweryfikowałem jego skuteczność na modelu laboratoryjnym o znanych parametrach. Metody szacowania niepewności z [T5] i [T7] były pierwszymi na świecie próbami oceny niepewności w nieinwazyjnym pomiarze impedancji harmonicznej.

Problemem obserwowanym podczas eksperymentów w sieciach SN i WN była niska liczba wiarygodnych lokalnych estymat impedancji. Wynikała ona ze sztywności sieci (niska impedancja), słabego pobudzenia (pomiar nieinwazyjny) i ograniczonego pasma przetworników (przekładniki indukcyjne). Dlatego podjąłem badania nad metodami szerokopasmowego pomiaru napięcia. W [T8] badałem możliwości szerokopasmowej rekonstrukcji przebiegów napięcia szyn SN na podstawie sygnałów z czujników pola elektrycznego umieszczonych pod szynami za pomocą sieci neuronowych oraz opracowałem fizyczny model referencyjny układu czujników do rekonstrukcji napięć. Następnie w [T9] zaproponowałem metodę identyfikacji fizycznego modelu układu sensorów i szyn, pozwalającą na rekonstrukcję napięć szyn za pomocą zidentyfikowanego modelu z błędami co najmniej 8-mio krotnie mniejszymi niż najlepsza sieć neuronowa z [T8].

### **c) Osiągnięcia związane z pomiarem impedancji harmonicznej przed doktoratem**

Badania problemu dryftu fazy i rozmycia widma, będących skutkiem braku synchronizacji częstotliwości próbkowania ze zmienną częstotliwością podstawową systemu elektroenergetycznego zostały podjęte przeze mnie jeszcze przed doktoratem, w roku 2004. Zjawiska te są źródłem znaczących błędów nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej. W roku 2005 w [J1] zaproponowałem metodę blokową repróbki sygnałów prądu i napięcia na bieżąco, poprzez interpolację bloku próbek funkcją sklejaną 3-go stopnia. Zmienny w czasie okres repróbki sygnału wyznaczałem przez interpolację wielomianem 5-go stopnia punktów kolejnych przejść sygnału przez zero. Tak konstruowany wielomian służył także do estymacji częstotliwości podstawowej sygnału repróbki sygnału. Zaproponowana metoda gwarantowała ciągłość zmian wyjściowego okresu próbkowania między blokami sygnału.

W swojej pracy doktorskiej, obronionej w roku 2007, zaproponowałem metodę repróbki działającą w dziedzinie czasu na pojedynczych próbkach, opartą o aproksymację B-spline realizowaną za pomocą filtrów FIR (prefiltr analizy aproksymujący idealny nieprzyczynowy prefiltr IIR oraz filtr syntezy FIR o zmiennych współczynnikach wyznaczanych przez próbkowanie przesuwanego o ułamek okresu próbkowania jądra interpolacji). Zaproponowałem zastosowanie aproksymacji B-spline w miejsce interpolacji, jako rozwiązania zmniejszającego dodatkowo wpływ szumów w sygnałach pomiarowych. Do określenia częstotliwości podstawowej sygnałów, a dalej także chwil repróbki, zastosowałem rozszerzony nieliniowy filtr Kalmana. Cała metoda repróbki została przystosowana do pracy w czasie rzeczywistym i zaimplementowana w języku Matlab (dla testów) oraz w języku C na procesorze sygnałowym.

W roku 2007 na konferencji EPQU w Barcelonie [R3] przedstawiłem wyniki zastosowania zaproponowanego w pracy doktorskiej algorytmu repróbki do zmniejszenia błędów pomiaru impedancji harmonicznej laboratoryjnego jednofazowego modelu systemu wykorzystującego programowalne jednofazowe źródło napięcia o kontrolowanej impedancji wewnętrznej. W [R3] wykazałem znaczne zmniejszenie błędów pomiaru impedancji harmonicznej wynikających z niesynchronicznego próbkowania sygnałów sieci.

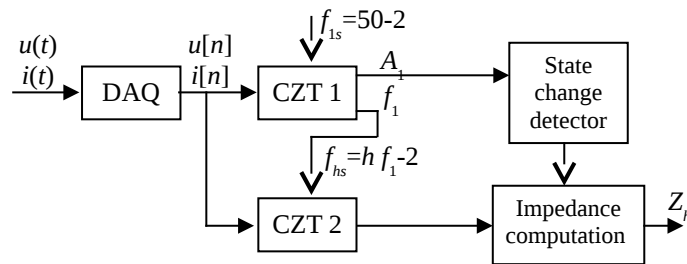
W 2009 roku w czasopiśmie IEEE Transactions on Power Delivery [J2] przedstawiłem analizę własności metrologicznych wspomnianej wyżej metody repróbki sygnałów oraz estymacji częstotliwości podstawowej. Ponadto porównałem wyniki działania tej metody z najlepszymi w tamtym czasie metodami przedstawianymi w międzynarodowych czasopismach z listy filadelfijskiej. W publikacji tej wykazałem, że proponowana metoda estymacji częstotliwości oferuje wyższą dokładność niż najlepsze metody odniesienia, a synchroniczne reprobki znacząco zmniejsza błędy analizy częstotliwościowej sygnałów.

### **d) Osiągnięcia autora związane z pomiarem impedancji harmonicznej po doktoracie**

Również w roku 2009 wraz z Krzysztofem Dudą zaproponowałem metodę redukcji wpływu niesynchronicznego próbkowania [T1], alternatywną do metody synchronicznego repróbki sygnałów [J2] w zastosowaniu do pomiaru impedancji harmonicznej. Metoda ta wykorzystuje transformację CZT do ograniczenia rozmycia widma w analizowanych blokach sygnału. Metoda charakteryzuje się przyjęciem stałego kroku próbkowania widma w obrębie jednego bloku próbek sygnału, co wymusza stosowanie przyjętej długości bloków próbek w dalszej analizie sygnałów. Poprzez detekcję zmian amplitud podstawowych harmonicznym prądu i napięcia wykrywane są znaczne zmiany stanu systemu (rys. 1). Do analizy wybierane są bloki sygnału o stabilnych amplitudach przed i po zmianie obciążenia. Impedancja harmoniczna jest obliczana jako iloraz zespolonych przyrostów harmonicznym napięcia i prądu pomiędzy tymi dwoma stanami. W kroku obliczania impedancji harmonicznej korygowany jest dryft fazy pomiędzy odejmowanymi od siebie realizacjami harmonicznym, które mogą być przesunięte względem siebie w czasie o niecałkowitą wielokrotność długości okresu sygnału. Słabą stroną zaproponowanej metody selekcji danych jest jej wrażliwość na zmiany parametrów strony badanej, którą w praktyce trzeba uwzględnić.

Główną różnicą pomiędzy metodami przedstawionymi w [T1] i [J2] jest fakt, że po zastosowaniu CZT sygnały zostają przekształcone do dziedziny częstotliwości w postaci kolejnych realizacji widm napięcia i prądu. W każdej realizacji widma przyjmowana jest stała częstotliwość podstawowa, co nie zapewnia płynnej zmiany

częstotliwości repróbki między kolejnymi blokami sygnału. Parametry dalszej analizy są zatem narzucone i wynikają z przyjętej długości bloku próbek (długości analizy CZT). Metoda z [J2] działa w dziedzinie czasu, a jako wynik zwraca zreprobkiwane sygnały, zapewniając przy tym płynną zmianę okresu próbki. Dzięki temu możliwe jest zastosowanie dowolnego podziału tak zreprobkiwanych sygnałów na bloki próbek, które są następnie poddawane transformacji FFT, a dalej służą do obliczenia impedancji harmonicznego systemu. Z drugiej strony zaletą metody opartej o CZT jest efektywna implementacja dzięki operacjom na blokach sygnału, co przy odpowiednio długich blokach sygnału wymaga mniej obliczeń na próbkę niż w metodzie synchronicznego reprobkiwania zaproponowanej w [J2]. Moim wkładem w [T1] była korekcja dryftu fazy, wybór estymatora częstotliwości podstawowej, sposób selekcji fragmentów wykorzystywanych do obliczania impedancji, analiza wyników symulacji, a także redakcja części publikacji.



Rysunek 1: Schemat blokowy metody pomiaru impedancji harmonicznego z zastosowaniem CZT i detektora zmian stanu [T1].

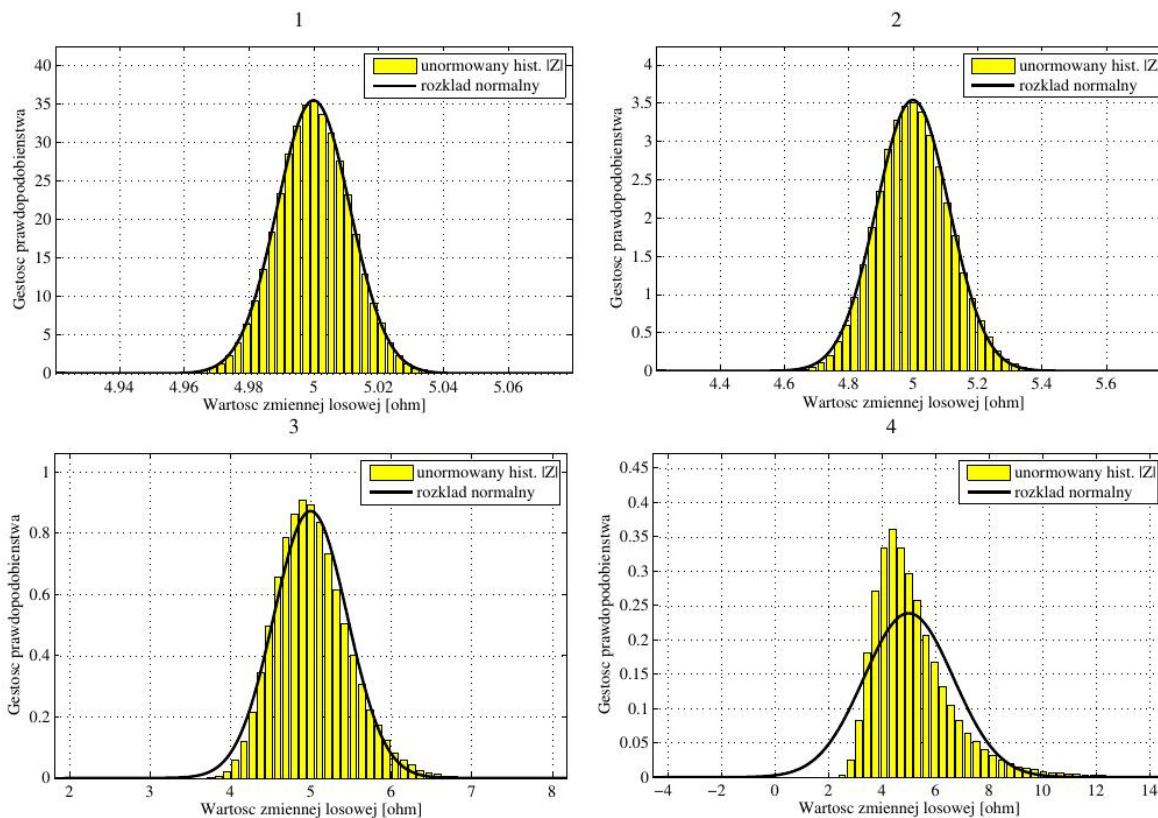
W 2009 roku w publikacji [T2] przeprowadziłem analizę propagacji niepewności przez definicyjny algorytm obliczania impedancji oraz potwierdziłem poprawność wyprowadzonego rozwiązania analitycznego na drodze symulacji komputerowej. Analiza wykazała, że jeśli sygnały są reprobkiwane synchronicznie i zgodnie z twierdzeniem Shannona, a zaburzenia próbek sygnałów wejściowych są niezależne o identycznych rozkładach (i.i.d.), to po przejściu przez liniową transformację FFT rozkład zakłóceń zespolonych harmonicznego sygnałów jest zespolonym rozkładem normalnym o nieskorelowanych składowych. Dalej, zgodnie z prawem przenoszenia niepewności, wyprowadziłem wzory na niepewności standardowe składowych wyników impedancji poprzez linearyzację ostatniej nieliniowej operacji algorytmu t.j. ilorazu zespolonych przyrostów harmonicznego prądu i napięcia. Następnie na drodze symulacyjnej wykazałem, że rozkład normalny, obliczony według wyprowadzonych wzorów parametrach, dobrze przybliża rozkład modułu impedancji dla spotykanych w praktyce poziomów zakłóceń. Jedynie w przypadku wysokiego poziomu zakłóceń sygnałów wejściowych przybliżenie takie nie powinno być stosowane (rys. 2). Ważnym wnioskiem było, że ze wzrostem poziomu zakłóceń wartość średnia z próby oddala się nieznacznie od wartości prawdziwej (znacznie mniej niż maksimum rozkładu). Wobec tego można oczekiwać poprawy jakości pomiaru impedancji poprzez uśrednianie lokalnych realizacji impedancji, przy założeniu niezmienności impedancji w czasie obserwacji.

Warto w tym miejscu dodać, choć nie jest to częścią analizy przedstawionej w [T2], że dla wysokiego poziomu zakłóceń prądu przy małej zmianie prądu pomiędzy dwoma stanami obciążenia rozrzut losowy argumentu mianownika wzoru definiującego impedancję rośnie, co powoduje znaczne odkształcenie rozkładu łącznego zespolonej impedancji od zespolonego rozkładu normalnego. Wraz ze wzrostem poziomu zakłóceń prądu rozkład argumentu estymowanej impedancji zmierza do rozkładu równomiernego na przedziale od 0 do 360 stopni, przez co agregacja argumentu przez uśrednianie staje się nieskuteczna.

Jednym z podstawowych czynników pozwalających na ograniczenie wpływu wahań napięcia źródła na błędy pomiaru jest odpowiedni wybór lokalizacji pomiaru impedancji harmonicznego. Na podstawie wyników eksperymentów fizycznych przeprowadzonych w rzeczywistym systemie energetycznym (w Elektrociepłowni Kraków i w rozdzielni WN Bieżanów) dokonałem analizy wpływu lokalizacji pomiaru na możliwość wiarygodnego pomiaru impedancji harmonicznego systemu zasilającego. Wyniki zostały przedstawione w [T3] w roku 2010. Jako optymalne miejsce pomiaru impedancji harmonicznego wskazałem wtórne uzwojenie



transformatora zasilającego grupę odbiorców. Taka lokalizacja zapewnia odpowiednią stabilność impedancji strony badanej, ponadto zmienność żadnego z odbiorników zasilanych z transformatora nie zwiększa zmienności strony badanej. Wybór ten ma również wymiar praktyczny, gdyż punkt ten jest często jest rozgraniczeniem sieci dostawcy i odbiorcy, czyli tzw. punktem wspólnego przyłączenia (PCC – Point of Common Coupling), w którym zazwyczaj istnieje potrzeba określenia impedancji harmonicznej strony zasilania.



Rysunek 2: Histogramy modułu impedancji harmonicznej dla 50 Hz odniesione do rozkładu normalnego dla różnych SNR napięcia i prądu odpowiednio: 1) 37 dB, 23 dB 2) 17 dB, 3 dB, 3) 5 dB, -5 dB, 4) -3 dB, -18,6 dB.

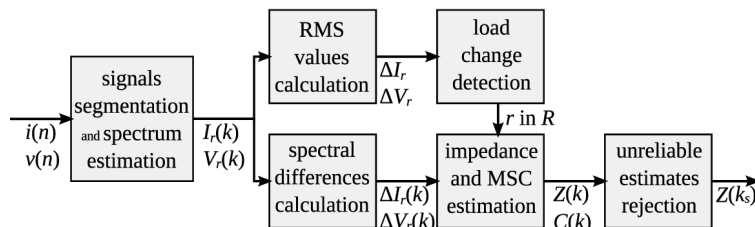
Zwróciłem również uwagę, że zastosowanie eksperymentu nieinwazyjnego do określenia impedancji generatora w jego pobliżu nie prowadzi do oczekiwanych wyników, ze względu na znacznie większą zmienność parametrów strony badanej (praca układów regulacji wzbudzenia generatora) niż strony obciążenia (transformator blokowy). W takiej sytuacji następuje zamiana ról źródła pobudzenia i strony identyfikowanej, a zatem estymowana impedancja jest bliższa impedancji strony obciążenia. Może to być rozpoznane na podstawie ujemnego znaku estymaty rezystancji zastępczej dla podstawowej harmonicznej, dla której kierunek przepływu mocy czynnej jest określony jako od źródła do obciążenia. Inwersja pobudzenia i strony identyfikowanej w ogólnym przypadku nie musi być występować dla wszystkich częstotliwości, gdyż dla różnych częstotliwości źródło pobudzenia (strona o dominującej zmienności) może się znajdować po dowolnej stronie względem punktu pomiaru. W sytuacji gdy zmiany występują po obu stronach punktu pomiaru jednocześnie, wynikiem estymacji jest kombinacja impedancji obu stron, a zatem wyniki takie nie niosą oczekiwanej informacji. Z tego właśnie powodu w [T3] wskazałem stronę wtórną transformatora za lepszy punkt pomiaru impedancji niż np. szyny zasilające jednego z odbiorców, w którym to przypadku zmienność innych obciążeń ujawni się po stronie badanej i wpłynie na wyniki. Moim wkładem w publikację [T3] było przeprowadzenie eksperymentów pomiarowych, analiza wyników i sformułowanie wniosków, a także przygotowanie publikacji i przedstawienie referatu na Kongresie Metrologii w 2010 r.

Z rozważań zawartych w [T3] wynika, że zmienność napięcia źródła zastępczego strony badanej jest głównym problemem w nieinwazyjnym pomiarze impedancji harmonicznej. Dlatego w dalszych badaniach w

latach 2010-2015 skoncentrowałem się na opracowaniu metod ograniczających wpływ zmian tego parametru na wyniki nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej.

Na podstawie badań symulacyjnych oraz eksperymentów w rozdzielni WN GPZ Biezanów, w roku 2012 zaproponowałem i zaprezentowałem na konferencji IEEE PES General Meeting w San Diego [T4] nową metodę pomiaru impedancji harmonicznej systemu opartą o oryginalną metodę określania źródła zaburzenia (zmiany obserwowanego napięcia i prądu). Zaproponowana metoda polegała na detekcji zmian wartości skutecznych napięcia i prądu większych od zadanych progów oraz jednoczesnym określaniu wzajemnej relacji znaków zmiany wartości skutecznych napięcia i prądu (rys. 3). Dzięki temu możliwe było rozpoznanie czy źródło zmiany leży po stronie zasilania czy po stronie obciążenia. Ostatecznie, realizacje, których źródło leżało po stronie obciążenia, były uśredniane. Zaproponowana metoda selekcji pozwoliła na 1,67 krotną poprawę indeksu jakości pomiaru (tutaj indeksem była średnia z estymat koherencji dla harmonicznych charakterystycznych dla zainstalowanego obciążenia oraz podstawowej) w stosunku do wyników otrzymanych bez selekcji.

W [T4] zwróciłem też uwagę na znaczne zmiany parametrów strony badanej powodowane przez działanie układów automatycznej regulacji napięcia (AVR) transformatora. Zauważyłem, że nawet w przypadku obecności stabilnej impedancji transformatora po stronie badanej, od czasu do czasu występują silne zmiany zastępczego źródła napięcia strony badanej wynikające z przełączania odczepów. Zaproponowana metoda selekcji danych pozwoliła na uwzględnienie w agregacji lokalnych estymat impedancji harmonicznej jedynie fragmentów sygnałów niosących informację o identyfikowanej stronie zasilania, a odrzucenie fragmentów zawierających istotne zmiany strony badanej. Dokonałem także analizy stacjonarności impedancji harmonicznej strony zasilania poprzez porównanie estymat impedancji uzyskiwanych w przedziałach obserwacji o różnej długości. Zademonstrowałem, że zmienność impedancji harmonicznej strony zasilania w dwugodzinnym przedziale obserwacji jest bardzo niewielka dla tej lokalizacji pomiaru. Moim osobistym wkładem w [T4] była idea pomiaru impedancji wraz z oryginalnym sposobem selekcji danych, analiza i wnioski dotyczące układu automatycznej regulacji napięcia, sposób weryfikacji stacjonarności obiektu, prowadzenie eksperymentów, przygotowanie treści publikacji i wystąpienie na konferencji.

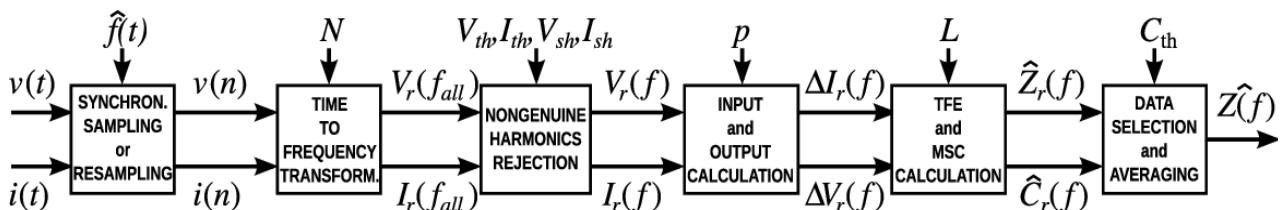


Rysunek 3: Schemat blokowy metody estymacji impedancji harmonicznej zaproponowanej w [T4].

W latach 2007-2012 większość publikacji dotyczących pomiaru impedancji harmonicznej prezentowała inwazyjne metody pomiaru wykorzystujące energoelektroniczne urządzenia do generowania ściśle kontrolowanych zaburzeń będących pobudzeniem dla identyfikacji. W nielicznych artykułach omawiających metody nieinwazyjne wskazywano zmienność napięcia zastępczego źródła strony badanej jako główne źródło błędów pomiaru impedancji, jednak nie proponowano selekcji danych jako sposobu na odrzucenie fragmentów nie zawierających istotnej informacji lub zawierających błędną informację. Dlatego, według mojej wiedzy, podejście zaproponowane przeze mnie w [T4] było w tym czasie innowacyjne.

W 2015 roku w czasopiśmie International Transactions on Electric Power [T6] przedstawiłem kolejną metodę nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej strony zasilania systemu z całkiem nowym sposobem selekcji danych. Metoda ta została nazwana STFE od Sliding Transfer Function Estimator. W metodzie tej w celu wyznaczenia impedancji harmonicznej w długim okresie obserwacji rejestrowane są przebiegi prądów i napięć. Następnie przebiegi te transformowane są z dziedziny czasu do dziedziny częstotliwości, z zastosowaniem podstawowego okna o długości 10 okresów podstawowej harmonicznej (tj. ok. 200 ms)

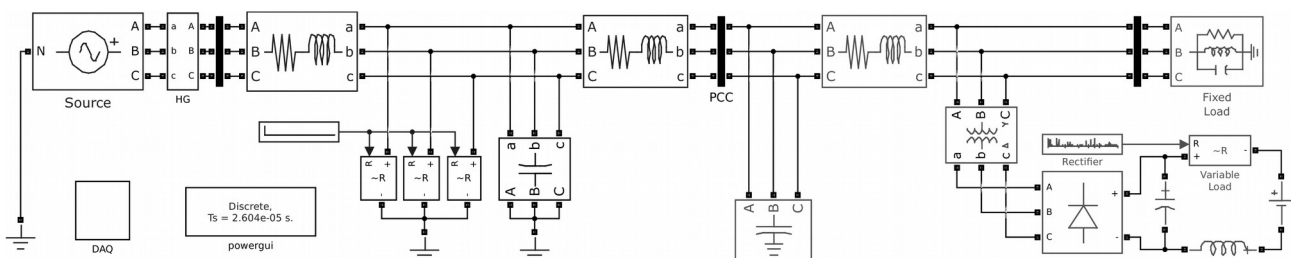
zgodnie z normą [N3]. W celu ograniczenia wpływu braku synchronizacji próbkowania należy przed zastosowaniem DFT przeprowadzić synchroniczne repróbkiwanie zaproponowane przeze mnie w [J2]. Alternatywnie można zrealizować przejście z dziedziny czasu do dziedziny częstotliwości poprzez transformację CZT wraz z korekcją dryftu fazy jak w [T2]. W kolejnym kroku analizy offline, dla ograniczenia ilości danych do przetworzenia, wyszukiwane są tzw. prawdziwe harmoniczne (genuine harmonics) obecne w sygnałach, które będą analizowane w dalszych etapach algorytmu. Jeśli analizowany jest system trójfazowy, w kolejnym kroku sygnały są transformowane do składowych symetrycznych (zgodnej, przeciwnej i zerowej) za pomocą przekształcenia Fortescou'e'a. Następnie obliczane są zespolone sygnały różnicowe, czyli zespolone sygnały czasowych zmian wybranej harmonicznej prądu i napięcia, dla określonego przesunięcia czasowego  $p$  (np. przesunięcie o 5 realizacji widma). Te różnicowe sygnały stanowią sygnał pobudzenia (zmiany prądu) i odpowiedzi (zmiany napięcia) dla identyfikacji strony zasilania. Innowacyjna, zaproponowana przeze mnie selekcja danych wykorzystuje lokalne estymaty funkcji koherencji własnej (wyznaczane razem z lokalnymi estymatami impedancji harmonicznego) oraz znak części rzeczywistej impedancji harmonicznego dla wybranej częstotliwości. Na ich podstawie odrzucane są fragmenty sygnału o niewystarczającej zmienności oraz takie gdzie zmiana harmonicznych napięcia i prądu jest wywołana przez zmianę parametrów strony identyfikowanej (strony zasilania). Ostatecznie lokalne estymaty impedancji harmonicznego pochodzące z fragmentów zaakceptowanych na etapie selekcji danych są uśredniane. Schemat blokowy metody pokazano na rysunku 4. W [T6] zaproponowałem również zasady doboru długości okna  $L$  oraz przesunięcia  $p$  pomiędzy odejmowanymi od siebie realizacjami widm.



Rysunek 4: Schemat blokowy metody STFE estymacji impedancji harmonicznego zaproponowanej w [T6].

Zaproponowany w [T6] sposób pozwala na niezależną selekcję danych dla każdej z analizowanych częstotliwości, w odróżnieniu od sposobu zaproponowanego przeze mnie w [T4], w którym odrzucane lub akceptowane były wszystkie składowe częstotliwościowe z danego segmentu danych, gdyż selekcja w [T4] oparta była o zmiany wartości skutecznych.

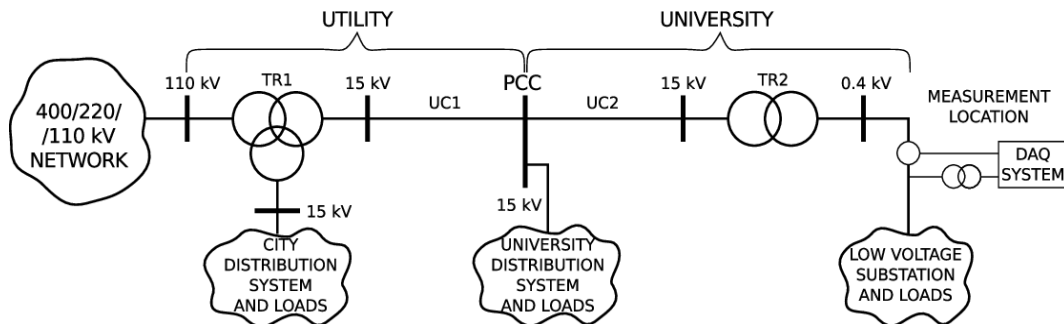
W [T6] zweryfikowałem skuteczność zaproponowanej metody STFE poprzez badania symulacyjne metody na modelu sieci trójfazowej zbudowanym w środowisku Sim Power Systems Matlab/Simulink (rys. 5). Model ten wykorzystywał zarejestrowane w rzeczywistym systemie sygnały jako źródła stochastycznej zmienności strony badanej i strony zasilania. Jest to innowacyjne połączenie technik symulacyjnej z eksperymentalną, pozwalające na wiarygodne modelowanie zmienności parametrów strony badanej i obciążenia przy zachowaniu znajomości zdeterminowanej struktury i możliwości określenia zakresu zmian referencyjnej impedancji harmonicznego strony zasilania. Zastosowanie w modelu Simulinka sygnałów



Rysunek 5: Model systemu elektroenergetycznego w środowisku Matlab/Simulink stosowany do weryfikacji metody STFE, wykorzystujący zarejestrowane w rzeczywistym systemie sygnały w celu odzwierciedlenia naturalnej zmienności strony obciążenia i strony badanej.

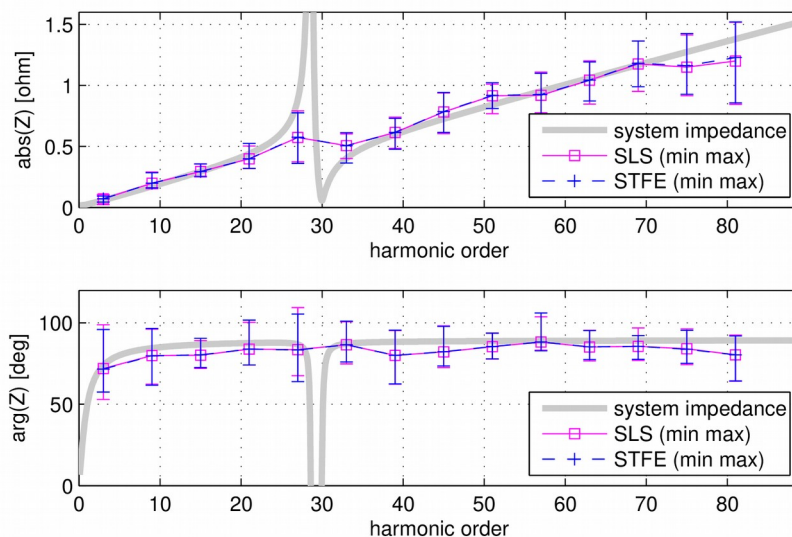
pochodzących z długoterminowych rejestracji było możliwe dzięki zastosowaniu autorskiej metody zaprezentowanej przeze mnie w [1] w 2009 roku. Metoda ta dzieli długie rejestracje na bloki i wczytuje kolejne bloki do pamięci wraz z postępem czasu symulacji.

Na podstawie przebiegów napięć i prądów zarejestrowanych w punkcie zasilania budynków B3 i B4 Akademii Górniczo-Hutniczej, zmierzyłem metodą STFE impedancję harmoniczną linii zasilającej ten punkt. W celu weryfikacji wyników pomiaru zamodelowałem linię zasilającą punkt pomiaru na podstawie danych dostarczonych przez operatora sieci (rys. 6).



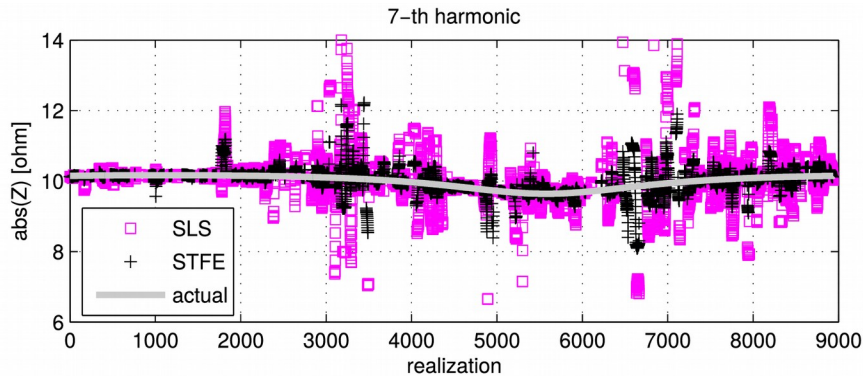
Rysunek 6: Model sieci zasilającej punkt pomiaru, w którym dokonano rejestracji sygnałów wykorzystanych do weryfikacji metody STFE.

Wyniki działania metody STFE odniosłem do wyników najlepszej w tamtym czasie metody nieinwazyjnej autorstwa Hui, nazwanej SLS (rys. 7) [E8]. Zasadniczą różnicą pomiędzy metodami SLS i STFE jest postać sygnałów wejścia i wyjścia. W metodzie STFE sygnały wejścia i wyjścia to zespolone przyrosty próbek prądu i napięcia pomiędzy chwilami czasu odległymi o  $p$  realizacji. W metodzie SLS sygnały wejścia i wyjścia są definiowane jako fluktuacje zespolonych realizacji prądu i napięcia wokół zespolonych średnich z próby za okres obserwacji. Definicja przyjęta w SLS powoduje jej dużą wrażliwość na nawet nieznaczny dryft fazy związany z nieidealnie synchronicznym próbkowaniem. Definicja przyjęta w STFE wykazuje znacznie większą odporność na dryft fazy, co wykazałem w [T6].



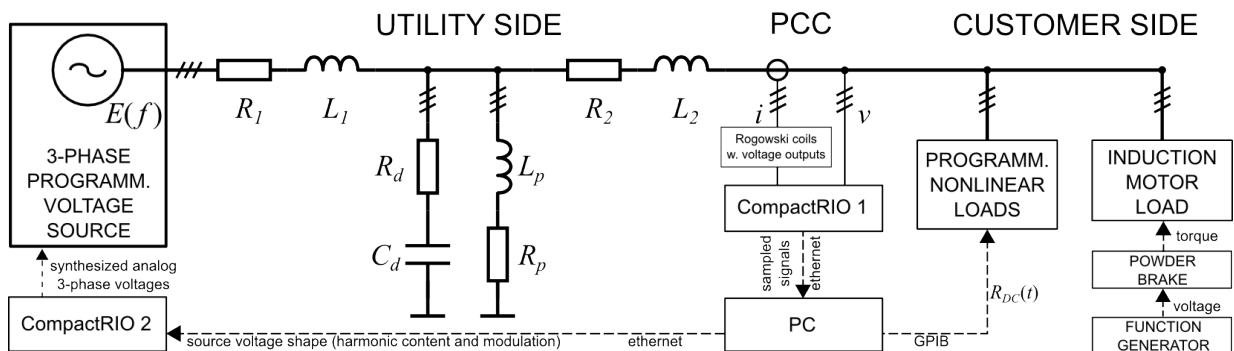
Rysunek 7: Estymaty impedancji harmonicznej sieci zasilającej rozdzielnię przy budynkach B3/B4 AGH wraz z przedziałami zmienności lokalnych estymat [T6]. Porównano wyniki metody STFE i konkurencyjnej metody SLS.

W [T6] wykazałem ponadto, że zaproponowana metoda daje mniejsze błędy pomiaru (co najmniej 25% mniejsze błędy w badaniach symulacyjnych i nieznacznie mniejsze błędy w eksperymencie rzeczywistym) oraz ma mniejszą złożoność obliczeniową niż metoda konkurencyjna (w przeprowadzonych dla tych samych warunków eksperymentach czas obliczeń impedancji metodą STFE był ponad dziesięciokrotnie krótszy niż metodą SLS). Zaproponowana przeze mnie metoda STFE może być wykorzystana do śledzenia zmian impedancji, gdyż oferuje mniejszy losowy rozrzut lokalnych estymat impedancji niż metoda SLS (rys. 8).



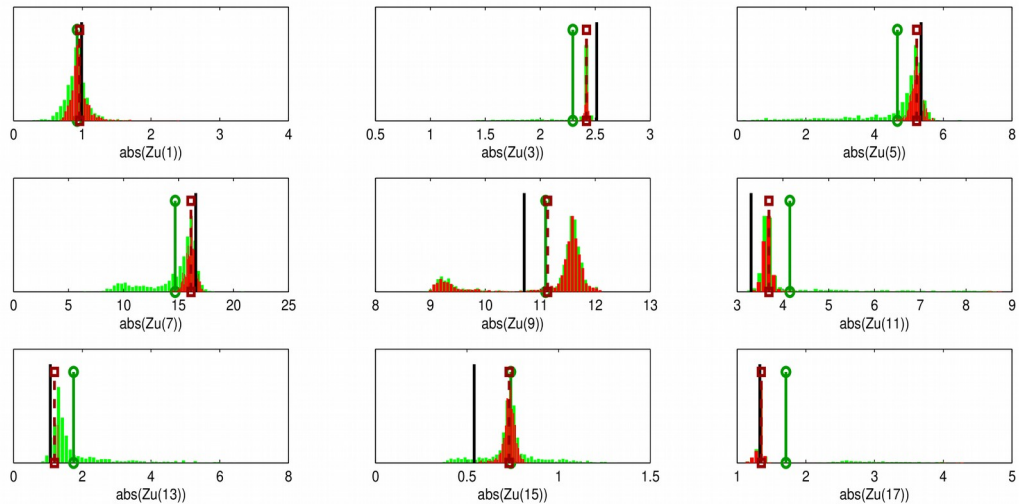
Rysunek 8: Porównanie wariacji lokalnych estymat zmiennej w czasie impedancji dla 7-mej harmonicznej otrzymanych metodami STFE i SLS [T6]. Rozrzut wyników w metodzie SLS jest znacznie większy niż w metodzie STFE.

W roku 2015 w [T7] zaproponowałem rozszerzenie metody STFE o szacowanie niepewności pomiaru. Jako podstawę szacowania niepewności standardowej wykorzystałem estymator wariacji estymatora transmitancji. Według mojej wiedzy była to pierwsza propozycja oceny niepewności nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej. W celu weryfikacji metody szacowania niepewności przeprowadziłem wraz z zespołem szereg eksperymentów laboratoryjnych na modelu systemu energetycznego o kontrolowanych parametrach (rys. 9) i znanej impedancji harmonicznej zbudowanej z elementów o zmierzonych parametrach  $R$ ,  $L$  i  $C$ . W eksperymentach tych symulowaliśmy różne charaktery zmienności parametrów strony zasilania jak i obciążenia.



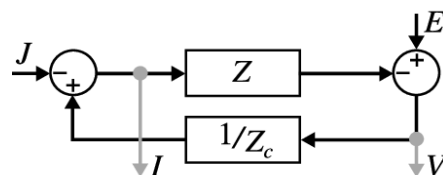
Rysunek 9: Schemat laboratoryjnego modelu systemu energetycznego użytego do weryfikacji metody STFE.

Na podstawie wyników eksperymentów stwierdziłem, że w około 90% realizacji wartość prawdziwa modułu impedancji harmonicznej mieści się w oszacowanym przedziale niepewności dla harmonicznymi kolejno zgodnej i przeciwnej. Dla harmonicznymi kolejno zerowej wyniki były gorsze, ponieważ zastosowane nieliniowe obciążenie było źródłem głównie harmonicznymi kolejno zgodnej i przeciwnej, a zatem pobudzenie dla pozostałych częstotliwości było bardzo słabe. Eksperymenty laboratoryjne potwierdziły, że zastosowanie zaproponowanej w [T6] metody STFE z selekcją danych znacznie zmniejsza rozrzut losowy estymat modułów impedancji (oraz ich składowych rzeczywistej i urojonej) oraz zmniejsza obciążenie estymatorów (rys. 10).



Rysunek 10: Histogramy modułów impedancji harmonicznej dla wybranych harmonicznych (rzęd harmonicznej pod każdym wykresem). Porównano wyniki bez selekcji danych (zielona linia i koło) i z selekcją danych metodą STFE (czerwona linia i kwadrat). Czarne linie oznaczają wartości prawdziwą impedancji modelu laboratoryjnego.

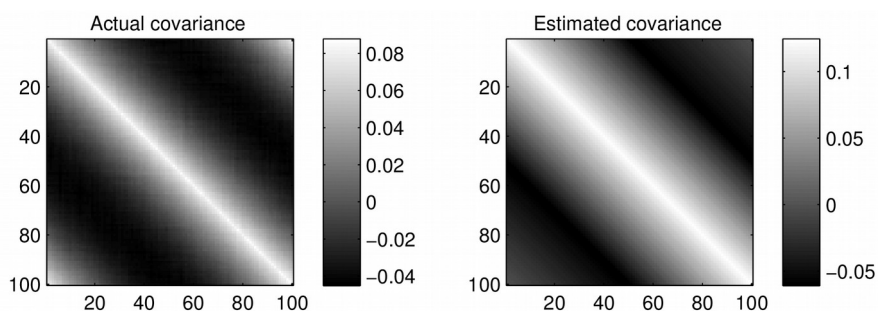
Selekcja danych w metodzie STFE nie eliminuje jednak obciążenia całkowicie. Estymator STFE jest rodzajem estymatora odpornego opartym na klasycznym estymatorze transmitancji wykorzystującym widmowe gęstości wejścia i wyjścia, realizowanym w przesuwanym oknie, uzupełnionym o procedury odrzucania niewiarygodnych estymatów transmitancji. Transmitancja wyznaczana klasycznym estymatorem stanowi najlepszą liniową aproksymację nieliniowego obiektu w sensie najmniejszych kwadratów. Estymator ten w ogólnym przypadku jest obciążony, przy czym jego obciążenie da się ograniczyć przez odpowiedni dobór parametrów i budowę systemu pomiarowego. Są dwie prawdopodobne przyczyny obciążenia. Jedną z nich jest korelacja zakłóceń obserwowanych zarówno w sygnale wejściowym jak i wyjściowym. Korelacja ta wynika z faktu iż identyfikowany system elektroenergetyczny jest w istocie systemem ze sprzężeniem zwrotnym. Zmienność napięcia zastępczego  $E$  strony zasilania, traktowana jako zakłócenie napięcia  $V$ , propaguje poprzez impedancję obciążenia  $Z_c$  i staje się składową mierzonego prądu  $I$  (rysunek 11). W efekcie estymator transmitancji wykorzystujący wejście  $\Delta I$  i wyjście  $\Delta V$  jest obciążony. Drugą możliwą przyczyną obciążenia jest istnienie dodatkowych sygnałów nie transmitowanych przez obiekt lecz mierzonych jako część sygnału wejściowego, wynikająca z możliwości przenikania zakłóceń pochodzących z sąsiednich kanałów pomiarowych lub z otoczenia.



Rysunek 11: Sprzężenie zwrotne w systemie elektroenergetycznym.

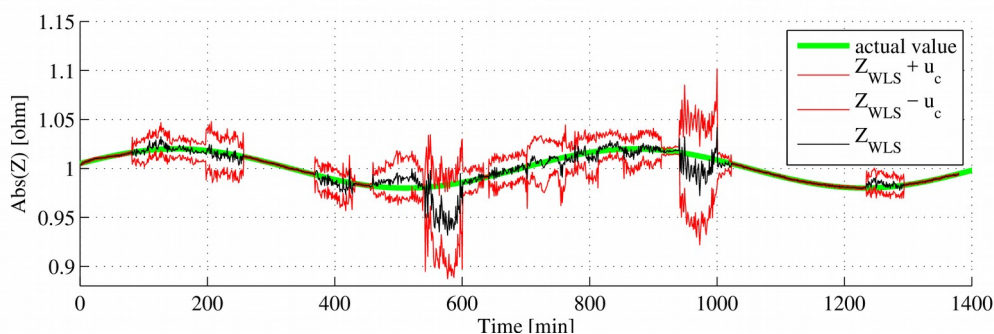
Moim osobistym wkładem w powstanie publikacji [T7] było przygotowanie modelu laboratoryjnego i systemu akwizycji danych, idea szacowania niepewności pomiaru impedancji, przygotowanie oprogramowania do pomiaru impedancji z oszacowaniem niepewności, udział w eksperymentach laboratoryjnych, analiza wyników eksperymentów, przygotowanie publikacji i prezentacja wyników na konferencji.

Równoległe do badań metody pomiaru impedancji harmonicznej prowadziłem badania związane ze śledzeniem czasowych zmian impedancji strony zasilania dla częstotliwości podstawowej. W 2013 roku na konferencji w Poznaniu [C3] przedstawiłem metodę śledzenia zmian impedancji harmonicznej systemu zasilającego za pomocą algorytmu RLS. Następnie w roku 2014 w publikacji [T5] w czasopiśmie Metrology and Measurement Systems przedstawiłem rozwinięcie wspomnianej metody o estymację niepewności pomiaru za pomocą dwuetapowego algorytmu z przesuwającym oknem. W pierwszym etapie, na podstawie wektora residuów klasycznego estymatora LS w oryginalny sposób estymowana jest macierz kowariancji zakłóceń (jako macierz o strukturze Toeplitza zawierająca próbki autokorelacji wektora residuów, rys. 12). W drugim etapie estymowana macierz kowariancji zakłóceń wykorzystywana jest w estymatorze WLS do estymacji impedancji wraz z oceną niepewnością pomiaru (rys. 13).

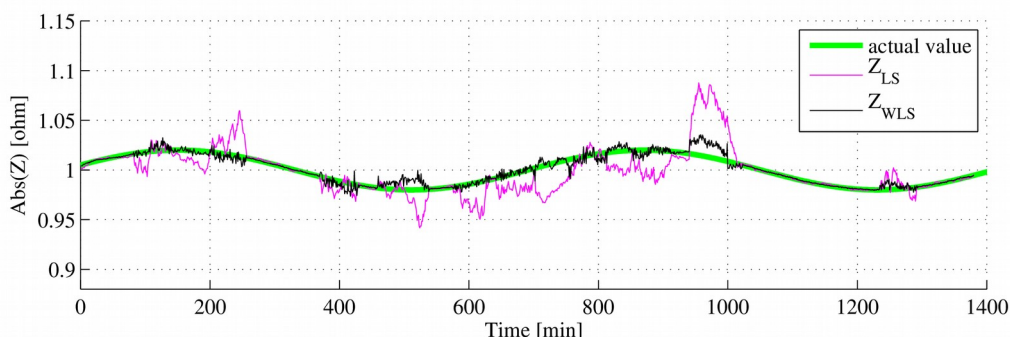


Rysunek 12: Porównanie faktycznej i estymowanej macierzy kowariancji zakłóceń z [T5].

Na podstawie symulacji systemu energetycznego o znacznej zmienności napięcia źródła strony badanej wykazałem, że zaproponowany dwustopniowy algorytm zwraca poprawne oszacowania niepewności (rys. 13) oraz ponad trzykrotnie mniejsze błędy niż klasyczny algorytm LS z przesuwającym oknem (rys. 14).



Rysunek 13: Wyniki śledzenia zmiennej w czasie impedancji harmonicznej za pomocą estymatora z [T5] wraz z estymatami niepewności standardowej w warunkach zmienności zastępczego napięcia źródła.



Rysunek 14: Porównanie wyników śledzenia zmiennej w czasie impedancji za pomocą klasycznego estymatora LS i estymatora WLS zaproponowanego w [T5] w warunkach zmienności napięcia zastępczego źródła.

Moim wkładem w przygotowanie publikacji [T5] była oryginalna idea metody estymacji macierzy kowariancji zakłóceń, pozwalająca na wykorzystanie uogólnionego estymatora LS (WLS), implementacja metody, przygotowanie modelu do badań symulacyjnych, analiza wyników i przygotowanie większości tekstu publikacji.

#### e) Weryfikacja metod pomiaru impedancji harmonicznej

Moim zdaniem badanie metod pomiarowych jedynie w oparciu o badania symulacyjne jest niewystarczające, ponieważ modele symulacyjne nie są w stanie oddać niektórych specyficznych właściwości rzeczywistego systemu (np. zmienności harmonicznych zastępczego źródła napięcia strony badanej). Z drugiej strony istotną trudnością występującą w badaniu metod pomiaru impedancji harmonicznej metodami innymi niż badania symulacyjne jest nieznanosć wartości prawdziwej impedancji harmonicznej rzeczywistego systemu energetycznego, która mogłaby być użyta jako odniesienie dla określenia błędów pomiaru. Za znaną wartość impedancji harmonicznej można przyjąć np. dominującą impedancję elementu systemu leżącego po stronie zasilania względem punktu pomiaru (np. impedancja transformatora) lub odpowiedź częstotliwościową modelu linii zbudowanego na podstawie danych dostawcy energii elektrycznej. Tak wyznaczone odniesienie jest nadal tylko przybliżeniem nieznanych wartości prawdziwych.

Dlatego w swoich badaniach metod pomiaru impedancji harmonicznej stosowałem do ich weryfikacji zarówno modele w numeryczne (Simulink z modułem SimPowerSystems), modele hybrydowe (modele numeryczne o zdeterminowanych parametrach impedancyjnych, wykorzystujące dodatkowo sygnały zarejestrowane w rzeczywistym systemie) jak i modele laboratoryjne. W celu zdobycia aparatury pozwalającej na budowę laboratoryjnego modelu systemu elektroenergetycznego o znanych parametrach w 2011 roku skutecznie aplikowałem o tzw. dotację aparaturową na kwotę około 1,4 mln złotych w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego. W ramach dotacji Wydział EALiE nabył aparaturę pozwalającą na zbudowanie modeli fizycznych trójfazowego systemu elektroenergetycznego o programowalnych parametrach strony źródła oraz strony obciążenia (rys. 15) oraz rozdzielnię wewnętrzną SN pozwalającą na prowadzenie eksperymentów z przetwornikami do pomiaru średniego napięcia. Ponadto brałem udział w eksperymentach pomiarowych w rzeczywistym systemie energetycznym (rejestracje w GPZ Bieżanów, rejestracje w Elektrociepłowni Kraków, rejestracje w rozdzielni zasilającej budynki B3 i B4 AGH, rejestracje w rozdzielniach WN Skawina i Szaflary, rejestracje w GPZ Ruczaj).



Rysunek 15: Elementy laboratoryjnego modelu systemu: programowalne obciążenia (po lewej), programowalne źródło napięcia (w środku), sterowane obciążenie elektromechaniczne (po prawej). Sprzęt został sfinansowany z dotacji aparaturowej, o którą skutecznie aplikował autor w 2011 roku.

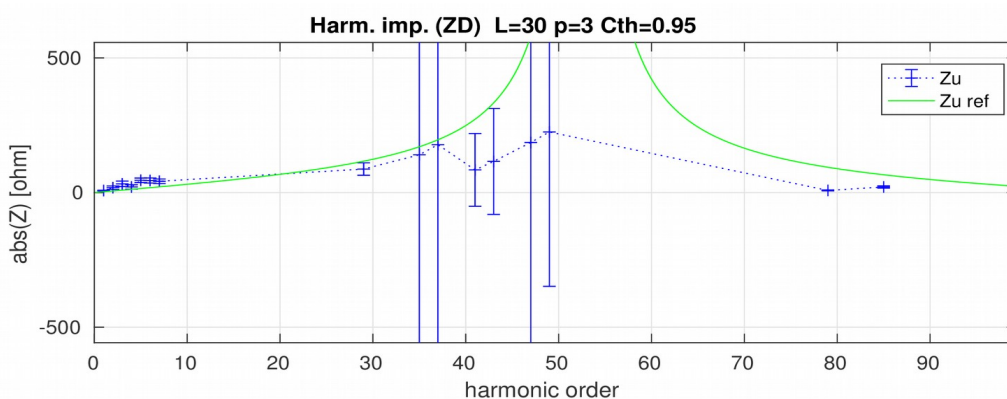
Od roku 2013 do 2017 kierowałem projektem badawczym NCN OPUS nr 2012/05/B/ST7/01218, który był związany z weryfikacją zaproponowanej przez mnie w [T6] metody pomiaru impedancji harmonicznej. W ramach tego projektu wraz z zespołem zbudowaliśmy wspomniany wcześniej trójfazowy model laboratoryjny



systemu energetycznego o kontrolowanej zmienności strony zasilania i strony obciążenia (rys. 9). Został on wykorzystany do przygotowania publikacji [T7].

Na przełomie 2016/2017 roku wraz z zespołem zakończyliśmy budowę stanowiska badawczego pozwalającego na praktyczną weryfikację metody pomiaru zaproponowanej w [T7] w rzeczywistej sieci wysokiego napięcia. Stanowisko zostało zlokalizowane w stacji wysokiego napięcia GPZ Ruczaj należącym do Tauron-Dystrybucja S.A. Składało się ono z 3 szerokopasmowych dzielników rezystancyjnych wysokiego napięcia przyłączonych do linii 110 kV oraz z obwodów do pomiaru trójfazowych prądów na wszystkich odpywach 110 kV (łącznie 12 prądowych kanałów pomiarowych i 3 napięciowe). Ponadto zbudowaliśmy i oprogramowaliśmy system akwizycji danych oparty o rozproszony system Compact RIO oraz serwer danych kontrolowany przez autorską obiektową aplikację, całkowicie zaprojektowaną i napisaną przeze mnie. System ten pozwala na długoterminowe rejestracje sygnałów napięć i prądów oraz składowanie ich w czasie rzeczywistym na dyskach serwera. Rejestrowane dane posiadają znaczniki czasu GPS. W ramach eksperymentów przeprowadziłem kilkudniowe rejestracje sygnałów, na podstawie których wyznaczałem impedancje harmoniczne systemu zasilającego rozdzielnię.

W ramach tych badań analizowałem wpływ długości okna, przesunięcia czasowego stosowanego przy obliczaniu różnicowych sygnałów wejścia i wyjścia oraz wartości progów selekcji na wyniki metody STFE. Okazało się, iż w przyjętym punkcie pomiaru zmienność parametrów zarówno strony zasilania (identyfikowanej) jak i strony obciążenia (źródło pobudzenia) jest na tyle duża, że dla przyjętego progu selekcji (koherencja na poziomie 0.95) w ciągu ośmiodniowej rejestracji dla niektórych harmonicznych przez selekcję przeszło tylko kilkadziesiąt lokalnych estymat impedancji podczas gdy dla harmonicznej podstawowej zaledwie jedna. Wynika to z faktu niekorzystnej lokalizacji punktu pomiaru tj. na linii 110 kV w połowie odległości pomiędzy dwiema elektrowniami Łęg i Skawina oraz wynikającej z tego znacznej zmienności strony zasilania. Niestety wybór lokalizacji stanowiska badawczego był już na wstępie mocno ograniczony ze względu na ilość dostępnego miejsca dla budowy pola pomiarowego z rezystancyjnymi dzielnikami napięcia i inne wymogi operatora sieci. Na rysunku 16 można zaobserwować ogólną zgodność charakteru modułu zmierzonej impedancji i impedancji referencyjnej linii zasilającej Dajwór (szeregowego połączenia pi-sekcji modelujących kolejne elementy systemu wykorzystujących parametry linii dostarczone przez operatora sieci). Różnice względem referencji mogą wynikać z nieuwzględnienia w modelowaniu systemu pewnych jego nieznanymi cech.



Rysunek 16: Estymaty impedancji harmonicznej linii Dajwór zasilającej GPZ Ruczaj wraz z estymatami niepewności standardowej na tle impedancji referencyjnej.

Podsumowując, w swoich badaniach po doktoracie zaproponowałem i zweryfikowałem kilka metod pomiaru i śledzenia impedancji strony zasilającej systemu. Metody te mogą być stosowane jako samodzielne lub jako elementy metod szukania źródeł harmonicznych w sieci, co jest jednym z najistotniejszych wyzwań współczesnej energetyki [E8].

Stosunkowo niedawno zaproponowano zastosowanie techniki ICA (Independent Component Analysis) do pomiaru impedancji harmonicznej [E9]. Technika ta polega na separacji statystycznie niezależnych składowych z rejestrowanego w PCC prądu i napięcia przy założeniu braku zmian impedancji obu stron w czasie pomiaru. Wynikiem są czasowe zmiany zespolonych zastępczych prądów obu stron systemu, które pozwalają na obliczenie impedancji obu stron. Zadanie to jest realizowane przez stochastyczny algorytm optymalizacyjny. Stochastyczne działanie powoduje, że nie da się przewidzieć kolejności uzyskanych wyników (która impedancja należy do której strony) ani jednoznacznie określić zespolonych współczynników skalujących wyniki. Rozwiązania tego problemu proponowane w literaturze nie są stuprocentowo skuteczne (działają w szczególnych przypadkach). Ponadto wyniki uzyskiwane przez powtarzanie algorytmu ICA na dokładnie tych samych danych nie daje powtarzalnych wyników. Metody wykorzystujące ICA nie oferują oszacowań niepewności pomiaru. Podjęte przeze mnie próby zastosowania techniki ICA (w wielu różnych wariantach), do wyznaczenia impedancji harmonicznej strony zasilania rozdzielni GPZ Ruczaj prowadziły do znacznie gorszych wyników niż przedstawione na rysunku 16.

#### **f) Szerokopasmowy pomiar średnich i wysokich napięć**

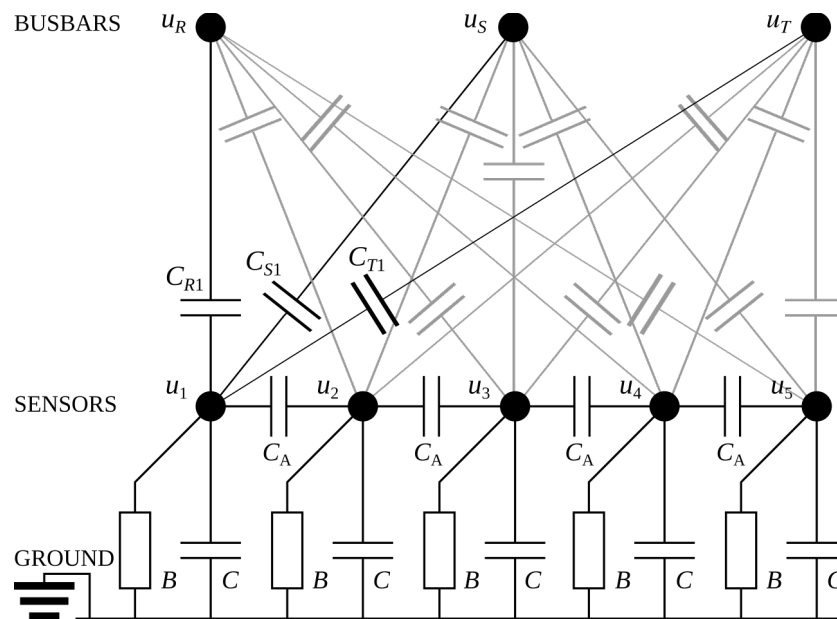
Nieidealne charakterystyki częstotliwościowe (błędy amplitudowe i fazowe) przetworników napięcia i prądu są źródłem błędów systematycznych pomiaru impedancji (zarówno w eksperymentach inwazyjnych jak i nieinwazyjnych) lub po prostu ograniczają pasmo tego pomiaru. W przypadku pomiaru prądu problem ograniczenia pasma nie jest tak znaczący jak w przypadku pomiaru wyższych napięć. Istnieją przystępne cenowo konstrukcje przetworników prądu o dobrych właściwościach dynamicznych. W przypadku powszechnie stosowanych przekładników indukcyjnych napięcia problem ograniczonego pasma jest znacznie poważniejszy. Alternatywne przetworniki napięcia, jak np. dzielniki rezystancyjne, są drogie i nie zapewniają separacji galwanicznej. Optyczne przetworniki napięcia są bardzo drogie.

Jak podaje norma [N3] zdolność przenoszenia wyższych częstotliwości przez przekładniki indukcyjne jest mocno ograniczona. Spośród przebadanych przekładników SN dla napięć do 33 kV nie więcej niż 70% transformowało amplitudę napięcia z błędem mniejszym niż 5% w zakresie do 2 kHz. Dla przekładników WN (do 110 kV włącznie) aż połowa z nich ma błędy amplitudowe większe niż 5% w zakresie do 1 kHz. Można powiedzieć, że przekładniki WN potrafią wiarygodnie transformować harmoniczne do rzędu 5.

Moje badania związane z pomiarem średnich i wysokich napięć uzupełniają badania związane z metodami estymacji impedancji harmonicznej systemu, gdyż ograniczone pasmo pomiaru napięcia wpływa istotnie na błędy pomiaru impedancji harmonicznej. Jest to tym bardziej istotne w przypadku eksperymentów nieinwazyjnych w sieci sztywnej, że odpowiedź takiego systemu, w postaci zmiany napięcia wywołanej zmianą prądu, może być bardzo słaba i trudno mierzalna. Problem ten ujawnił się podczas stosowania metody STFE w sieciach SN i WN w postaci niskiej liczby ważnych realizacji impedancji dla wyższych harmonicznych. Było to przyczyną mojego zaangażowania się w badania nad nowymi metodami pomiarów średnich i wysokich napięć, oferującymi większą dokładność i szersze pasmo niż występujące w typowych przekładnikach indukcyjnych.

W latach 2013-2015 brałem udział w opracowaniu metody bezdotykowego szerokopasmowego pomiaru napięć trzech szyn rozdzielni średniego napięcia na podstawie rejestracji napięć z matrycy czujników pola elektrycznego umieszczonych pod szynami. Napięcia szyn były rekonstruowane przez sieć neuronową, nauczoną w trybie nadzorowanym, na podstawie napięć szyn mierzonych referencyjnymi dzielnikami napięcia. W badaniach tych przygotowałem i oprogramowałem system akwizycji danych, prowadziłem eksperymenty w rozdzielni SN, wytypowałem modele sieci neuronowych (struktury, liczba warstw i neuronów) do rekonstrukcji sygnałów napięcia szyn. Były to sieci jednokierunkowe (LINN - Linear Network i TMDL - Time Delay Network) oraz sieci ze sprzężeniem zwrotnym (NARX - Nonlinear autoregressive with external input i LYRC - Layer recurrent). Wszystkie wybrane struktury sieci charakteryzowały się liniami opóźniającymi na wejściu, zdolnymi do odzwierciedlenia dynamiki obiektu. Następnie, przeprowadziłem badania porównawcze wytypowanych modeli, które polegały na zaimplementowaniu modeli sieci i ich identyfikacji (treningu) oraz porównaniu jakości rekonstrukcji napięć szyn fazowych.

Analiza doprowadziła do wniosków, że użycie sieci ze sprzężeniem zwrotnym jest obarczone ryzykiem braku stabilności. Kompromisem wydajności, jakości rekonstrukcji, gwarantującym stabilność są sieci TMDL. Jednak najlepsze wyniki, w sensie błędów rekonstrukcji napięcia, uzyskano dla sieci LYRC ze sprzężeniem zwrotnym. Interesującym wnioskiem było też, że przyjęcie modelu zbyt wysokiego rzędu (określanego przez liczbę neuronów warstwy ukrytej) pogarsza jakość rekonstrukcji napięć. Jest to bezpośrednia analogia efektów przyjęcia zbyt wysokiego rzędu modelu w klasycznym zadaniu identyfikacji. W ramach badań zaproponowałem ponadto fizyczny model (Rys. 17) badanego toru pomiarowego w postaci obwodu zawierającego istotne pojemności i rezystancje oraz analityczny sposób rozwiązania problemu odwrotnego dla tego modelu (sposób rekonstrukcji trzech napięć fazowych na podstawie pięciu rejestrowanych napięć z czujników pola elektrycznego). Wspomniany model fizyczny z wartościami elementów zmierzonymi precyzyjnym miernikiem RLC został użyty jako metoda odniesienia dla określenia jakości rekonstrukcji napięć przez sieci neuronowe. Wyniki rekonstrukcji napięcia za pomocą sieci neuronowych były lepsze od wyników metody referencyjnej z modelem fizycznym. Zostały one przedstawione w publikacji [T8] w czasopiśmie IEEE Transactions on Smart Grid z 2015 roku.



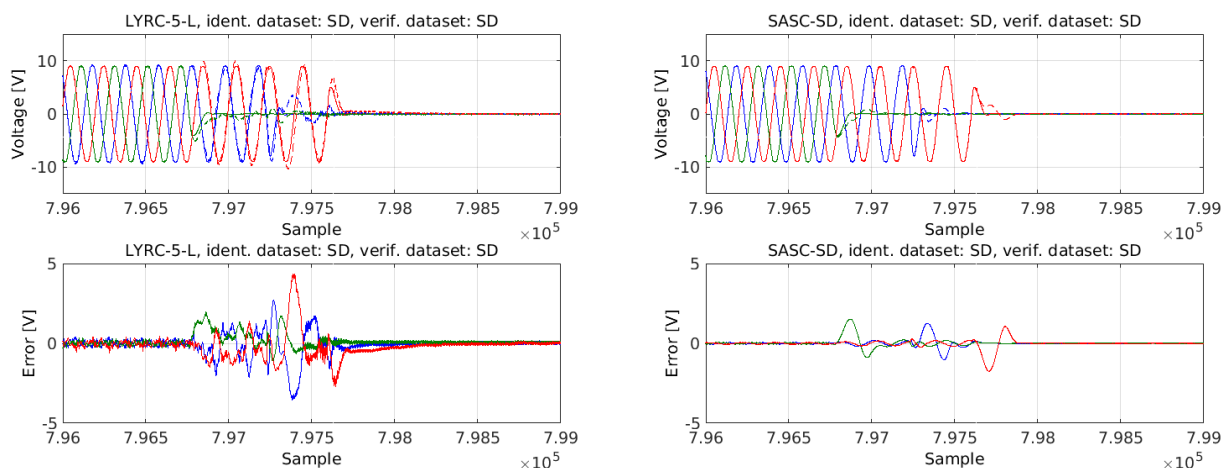
Rysunek 17: Referencyjny model fizyczny układu czujników pola elektrycznego i szyn fazowych rozdzielni zastosowany w [T8].

Podsumowując wkład współautorów do publikacji [T8]: prof. Andrzej Bień dał pomysł bezdotykowego pomiaru napięcia za pomocą układu czujników pola elektrycznego w rozdzielni SN, dr Andrzej Wetula zaproponował użycie sieci neuronowych do rekonstrukcji napięć, ja opracowałem metodę referencyjną z modelem fizycznym. Ponadto przeprowadziłem badania literaturowe, wybrałem, nauczyłem i porównałem sieci neuronowe oraz przygotowałem publikację i odpowiadałem recenzentom. Wszyscy prowadziliśmy eksperymenty w rozdzielni.

W 2017 roku Polski Urząd Patentowy przyznał nam patent [P1] na sposób bezdotykowego pomiaru napięcia wykorzystany w [T8].

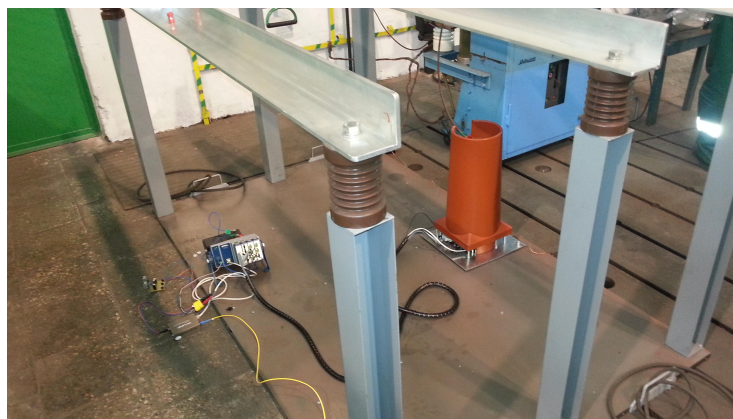
Pomimo uzyskania dobrych wyników rekonstrukcji napięcia za pomocą sieci neuronowych, nie opuszczało mnie przekonanie, że gorsze wyniki rekonstrukcji napięcia za pomocą modelu fizycznego rys. 17 wynikały z błędów wyznaczenia jego parametrów. Uważałem, że adekwatny, poprawnie zidentyfikowany model fizyczny powinien dawać wyniki rekonstrukcji napięć nie gorsze niż sieci neuronowe. W wyniku prowadzonych w 2017 roku badań metod identyfikacji, zaproponowałem do identyfikacji modelu fizycznego połączenie techniki globalnej optymalizacji Simulated Annealing z lokalną metodą Simpleksów. Zastosowanie tej kombinacji metod do identyfikacji modelu pozwoliło na ponad ośmiokrotne zmniejszenie błędów rekonstrukcji

napięć szyn rozdzielni SN za jego pomocą w stosunku do wyników uzyskanych przez najlepszą sieć neuronową przedstawioną w [T8]. Porównałem błędy rekonstrukcji napięcia za pomocą obu modeli (sieci neuronowej i modelu fizycznego) w stanach dynamicznych (Rys. 18) i w dziedzinie częstotliwości w zakresie do 5 kHz. W obu przypadkach uzyskano znaczącą przewagę modelu fizycznego. Dodatkowo, rekonstrukcja napięć za pomocą modelu fizycznego jest trzykrotnie szybsza niż za pomocą najlepszej sieci z [T8]. Publikacja [T9] przedstawiająca zaproponowaną metodę identyfikacji modelu, analizę wrażliwości modelu, i wyniki jego użycia do rekonstrukcji napięcia została przyjęta do publikacji w czasopiśmie *Metrology and Measurement Systems*. Zostanie ona wydana w marcu 2018 roku z numerem DOI: 10.24425/118155.



Rysunek 18: Porównanie dynamicznych błędów rekonstrukcji napięcia szyn przez najlepszą sieć neuronową z [T8] (po lewej) i przez zidentyfikowany model fizyczny z [T9] (po prawej). Na górnych wykresach linie ciągłe to prawdziwe napięcia, a linie przerywane to napięcie po rekonstrukcji.

W latach 2013-2015 byłem wykonawcą w projekcie finansowanym przez NCBiR dotyczącym projektu nowego rodzaju przetwornika wysokiego napięcia z autokalibracją. W założeniach przetwornik będący obiektem projektu, zbudowany na bazie dzielnika rezystancyjno-pojemnościowego, umożliwia autoidentyfikację oraz oferuje szersze pasmo pomiaru od typowych przekładników indukcyjnych. W eksperymentach ujawnił się wpływ prądu przez pojemności pasożytnicze, powodujący błędy pomiaru. Problem ten został częściowo rozwiązany przez zastosowanie ekranów zmieniających rozkład pola elektrycznego wokół dzielnika, jednak dla osiągnięcia zakładanych własności dzielnika wymagane są dalsze badania. W ramach tego projektu uczestniczyłem w budowie prototypowych przetworników, prowadziłem eksperymenty fizyczne z prototypami przetworników na średnim i wysokim napięciu oraz wykonywałem analizy numeryczne wyników pomiarów. Wynikami tych prac są publikacje [K1] i [K8] przedstawione w ramach konferencji ISNCC w Łagowie w 2015 roku i na Kongresie Metrologii w Nałęczowie w 2016 roku.



Rysunek 19: Badanie dzielnika napięcia z autokalibracją w stacji prób (napięcia do 60 kV RMS).

Badane i proponowane przeze mnie metody pomiarów średnich i wysokich napięć mogą być wykorzystywane jako element metod pomiaru impedancji harmonicznej poprawiający ich dokładność ale także jako samodzielne metody np. w przekaźnikach zabezpieczeniowych lub w analizie jakości energii elektrycznej.

## **Omówienie pozostałych osiągnięć naukowo-badawczych**

Poza głównym nurtem moich badań związanym z pomiarem impedancji harmonicznej systemu, podejmowałem także tematy związane z projektowaniem i optymalizacją rozproszonych systemów pomiarowo-kontrolnych.

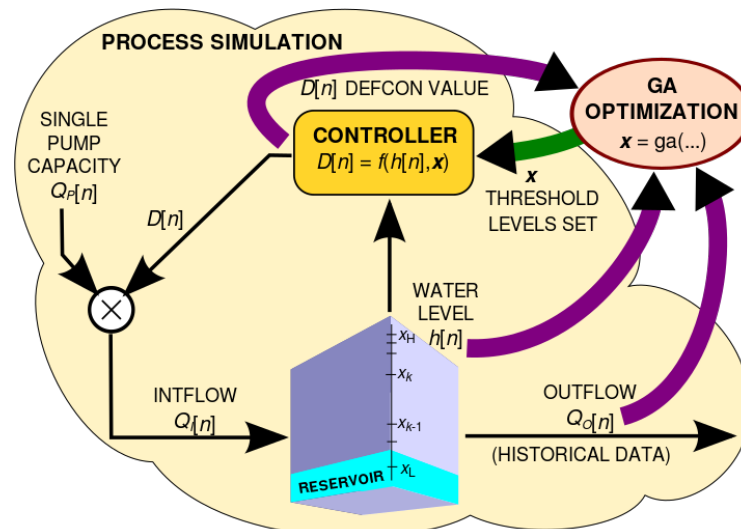
W latach 2005-2010 brałem udział we wdrożeniu rozproszonego systemu do kontroli i nadzoru nad ujęciami wody w gminie Zawiercie. W ramach tego projektu projektowałem system pomiarowy, protokoły transmisji danych, moduł komunikacyjny serwera centralnego oraz oprogramowanie dla lokalnych sterowników ujęć. Sterowniki te pracowały pod kontrolą systemu jednozadaniowego FreeDOS, a aplikacja sterująca napisana została w języku C. Moim wkładem, poza napisaniem znacznej części kodu, był sposób quasirównoczesnej asynchronicznej komunikacji z wieloma urządzeniami zewnętrznymi w systemie jednowątkowym, przyłączonymi za pomocą interfejsów szeregowych RS-232 lub RS-485. Wyniki wstępnych prac nad systemem zostały opublikowane w [J4]. W drugiej części projektu zaprojektowany i wdrożony został system sterowania i nadzoru nad głównym ujęciem wody miasta Zawiercie. Poziom złożoności tego obiektu był znacznie większy niż wcześniej obsługiwanych ujęć ze względu na obecność zbiornika buforowego, na który pracowały równocześnie od 1 do 4 pomp (o stałej wydajności, bez układów soft-startu), a z którego do sieci miejskiej wodę tłoczyły jedna lub dwie pompy magistralowe (jedna zasilana z falownika, w celu utrzymania stałego ciśnienia w sieci). Znaczne dobowe wahania poboru wody przy niewielkiej objętości zbiornika buforowego powodowały dużą liczbę przełączeń pomp pracujących na bufor, co wpływało na ich przedwczesne zużycie.

Wyzwaniem było takie sterowanie pompami, które przy szybkich zmianach poziomu wody w buforze nie dopuszczą do suchobiegu pomp magistralowych ani do przepełnienia zbiornika. Dodatkowym utrudnieniem były znaczne opóźnienia w reakcji obiektu na sterowanie (czas od załączenia pomp do zmian poziomu wody w zbiorniku, ze względu na znaczne odległości pomp głębinowych od zbiornika). Do sterowania pompami wykorzystaliśmy system regułowy oraz dwa fizyczne sterowniki w budynku ujęcia i po jednym zdalnym sterowniku dla każdej pompy. W ramach prac zamodelowałem proces pracy ujęcia i dokonałem optymalizacji nastaw algorytmu sterowania (rys. 20). Celem optymalizacji było wyrównanie czasu pracy pomp pracujących na bufor przy równoczesnej minimalizacji liczby przełączeń tych pomp. Ze względu na silną nieliniowość problemu oraz znaczną liczbę parametrów optymalizacji wykorzystałem algorytmy genetyczne. Przeprowadzona optymalizacja pozwoliła na osiągnięcie zakładanych wyników. Proces projektowania i optymalizacji systemu sterowania został przedstawiony w publikacji [J2] w czasopiśmie ISA Transactions w roku 2012.

W 2015 wraz z Szymonem Barcentewiczem podjęliśmy temat zastosowania synchronofazorów do detekcji pracy wyspowej części sieci posiadającej lokalne źródło energii odnawialnej (np. fotowoltaika, turbina wiatrowa, itp.). W publikacji [K7] pokazaliśmy, że dla zbliżonych mocy obciążenia i źródła odnawialnego zainstalowanych w części, która staje się wyspą, klasyczna technika wykorzystująca wyjście mocy czynnej lub częstotliwości poza zdefiniowany zakres może zawodzić, gdyż parametry te mogą pozostawać w obszarze NDZ (Non Detection Zone). Metoda oparta o analizę różnic częstotliwości lub amplitudy synchronofazorów napięcia rejestrowanych w obszarze wyspowym i poza nim pozwala w takiej sytuacji na skuteczną detekcję pracy wyspowej.

W roku 2016 w publikacji [K2] zaproponowałem i porównałem 3 możliwe sposoby repróbki sygnałów w asynchronicznie próbkowanych sieciach sensorycznych występujących we współczesnych samochodach. Pokazałem wpływ błędów wynikających z zastosowania podtrzymania zerowego rzędu wartości sygnału w odniesieniu do błędów uzyskanych przy różnych rodzajach repróbki na możliwość błędnego działania

systemów aktywnego bezpieczeństwa. Mój wkład w ten referat to propozycje algorytmów, implementacja, badania symulacyjne i treść publikacji. Referat ten został zaprezentowany na konferencji SAE w Detroit w 2016 r.



Rysunek 20: Schemat optymalizacji algorytmu sterowania pompami w ujęciu wody Zawiercie Rynek [J2].

## Pozostałe osiągnięcia naukowo-badawcze, organizacyjne i dydaktyczne

Mój wkład w rozwój metod pomiaru impedancji harmoniczej został doceniony przez prof. Wilsuna Xu (red. naczelny IEEE Trans. on Power Delivery), który w roku 2017 zaprosił mnie oraz sześciu innych ekspertów ze świata do udziału w Brainstorm Workshop on Harmonic Source Determination organizowanym przez Sichuan University of China. Workshop miał miejsce w Chengdu w dniach 25.06.2017 do 1.08 2017. Główną motywacją organizatora były niedoskonałości i ograniczenia obecnych technik wykrywania źródeł harmoniczych w sieci [E3]. W ramach dyskusji zaproponowaliśmy nową strategię wykrywania źródeł harmoniczych niskiego rzędu i kompensacji harmoniczych. Kolejnym krokiem ma być rozpropagowanie nowego podejścia oraz przekonanie gremiów normalizacyjnych do konieczności opracowania nowych standardów zawierających wytyczne zaproponowane w ramach prac grupy ekspertów. Jednym z niezbędnych elementów zaproponowanej strategii jest cykliczne określanie czasowych zmian wartości impedancji harmoniczej strony zasilania, do czego można wykorzystać np. zaproponowaną przeze mnie metodę STFE, która spotkała się z dużym zainteresowaniem uczestników workshopu.

Nawiązałem i utrzymuję współpracę badawczą z małopolskim oddziałem Tauron Dystrybucja S.A. z którym realizowałem wiele eksperymentów pomiarowych (eksperymenty w GPZ Bieżanów, identyfikacja linii WN Szafłary-Skawina, budowa stanowiska badawczego w GPZ Ruczaj) a także z firmą Ekoenergia, z którą wspólnie realizowałem projekt NCBiR dotyczący badań dzielnika napięcia z autokalibracją. Dodatkowo występowałem w roli eksperta przy małopolskiej Fundacji Partnerstwo Dla Środowiska w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstw oraz przygotowywałem ekspertyzę dotyczącą pomiarów wysokich napięć dla Polskich Sieci Energetycznych. Byłem też współautorem ekspertyz zamawianych z przemysłu m.in. dla firm KGHM Polska Miedź i Binary Helix.

Trzykrotnie, w latach 2007, 2009 i 2015, otrzymałem indywidualną Rektorską Nagrodę Naukową.

Wraz z Rafałem Długoszem jestem autorem zgłoszenia patentowego [P6] złożonego w Europejskim Urzędzie Patentowym pt. *Method to provide a vehicle environment contour polyline from detection data*. W 2017 roku złożone zostały wnioski patentowe na ochronę tego wynalazku w USA i w Chinach. Europejski Urząd Patentowy nie znalazł konfliktów i w tym momencie opis wynalazku oczekuje na publikację w 2018 r.

Jestem ponadto współautorem jednego patentu [P1] przyznanego przez Polski Urząd Patentowy, trzech zgłoszeń [P2], [P3], [P4] do Polskiego Urzędu Patentowego oraz jednego zgłoszenia [P5] do Europejskiego Urzędu Patentowego.

Jestem czynnym recenzentem kilku branżowych czasopism z listy JCR (42 recenzje), z czego głównie recenzuję artykuły dla czasopisma IEEE Transactions on Power Delivery (27 recenzji).

W swojej działalności dydaktycznej prowadziłem zajęcia z przedmiotów związanych z pomiarami komputerowymi (modelowaniem, identyfikacją, analizą statystyczną danych i metodami numerycznymi). W 2007 roku otrzymałem Zespołową Rektorską Nagrodę Dydaktyczną za przygotowanie zajęć laboratoryjnych do przedmiotu Komputerowe Systemy Pomiarowe. Od kilku lat prowadzę wykład i ćwiczenia z przedmiotu Metody Numeryczne w Elektrotechnice. W roku 2011 za przygotowanie wykładu i ćwiczeń do tego przedmiotu otrzymałem Indywidualną Rektorską Nagrodę Dydaktyczną. Ponadto byłem promotorem siedmiu prac magisterskich i inżynierskich, a także promotorem pomocniczym Szymona Barcentewicza, który w roku 2017 z sukcesem obronił pracę doktorską p.t. „Metody obliczania fazora dla sygnałów systemu elektroenergetycznego”. Uczestniczyłem w promowaniu rozwiązań pomiarowych opracowanych w Katedrze Metrologii AGH w krakowskim Festiwalu Nauki oraz podczas „Dni otwartych” AGH.

W ramach działalności organizacyjnej byłem członkiem Wydziałowej Komisji Rekrutacyjnej. Ponadto pracowałem w jury XXXI Olimpiady Wiedzy Elektrycznej i Elektronicznej w 2008 roku, przygotowywałem pytania do Konkursu Wiedzy Elektrycznej 2008 oraz byłem członkiem jego jury. W 2007 roku uczestniczyłem w organizacji Kongresu Metrologii. Projektowałem materiały promujące Katedrę Metrologii (plakaty, ulotki) oraz opracowałem szatę graficzną serii prac doktorskich autorstwa doktorantów i pracowników Katedry Metrologii. Przygotowałem i skonfigurowałem systemy operacyjne Linux pod kątem zajęć dydaktycznych w laboratorium komputerowym H116 B4 oraz administrowałem serwerem plików Katedry Metrologii.

## Podsumowanie

Mój wkład w rozwój metod pomiaru parametrów systemu elektroenergetycznego, po uzyskaniu stopnia doktora nauk technicznych, można podsumować jako:

- innowacyjna propozycja zastosowania selekcji danych jako narzędzia ograniczającego wpływ wahań napięcia strony badanej na wynik pomiaru impedancji harmonicznej;
- opracowanie dwóch kompletnych metod nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej z dwiema oryginalnymi strategiami selekcji danych;
- pierwsza na świecie propozycja sposobu szacowania niepewności nieinwazyjnego pomiaru impedancji harmonicznej i jego weryfikacja;
- opracowanie oryginalnej dwustopniowej metody śledzenia czasowych zmian impedancji wraz z oceną niepewności pomiaru;
- opracowanie wytycznych dla wyboru lokalizacji pomiaru impedancji harmonicznej;
- analiza propagacji niepewności pomiarowej przez algorytm pomiaru impedancji;
- opracowanie sposobu weryfikacji metod pomiaru impedancji harmonicznej na drodze symulacji komputerowej z zastosowaniem sygnałów zarejestrowanych w rzeczywistym systemie, pozwalające na wiarygodne modelowanie naturalnej zmienności obciążenia;
- budowa laboratoryjnego modelu do weryfikacji metod pomiaru impedancji harmonicznej;
- budowa stanowiska badawczego pozwalającego na badanie pomiaru impedancji harmonicznej w rzeczywistej sieci 110 kV;

- analiza technik rekonstrukcji napięć w bezdotykowym szerokopasmowym pomiarze napięć szyn fazowych rozdzielni wewnątrzowej SN do zastosowania w pomiarach impedancji harmonicznej;
- opracowanie referencyjnego fizycznego modelu układu sensorów pola elektrycznego stosowanego i szyn rozdzielni;
- nowy sposób identyfikacji modelu fizycznego układu sensorów pola elektrycznego i szyn rozdzielni, pozwalający na uzyskanie bardzo wysokiej jakości rekonstrukcji przebiegów napięcia;
- udział w grupie ekspertów mającej na celu opracowanie nowej strategii wykrywania źródeł i określania udziału ilościowego zaburzeń harmonicznych.

Kolejność oraz zakres podejmowanych prac badawczych zostały przeze mnie wybrane w celu dogłębnego poznania problematyki pomiaru impedancji harmonicznej systemu zasilającego. Wyniki prac moim zdaniem potwierdzają osiągnięcie przeze mnie doświadczenia oraz odpowiedniego poziomu wiedzy na temat pomiaru impedancji harmonicznej. Proponowane przeze mnie rozwiązania są oryginalne i innowacyjne (np. pierwsze w świecie propozycje szacowania niepewności pomiaru impedancji, metody selekcji danych, zastosowanie rzeczywistych sygnałów w weryfikacji metod pomiaru na drodze symulacji komputerowej oraz budowa programowalnego, laboratoryjnego modelu systemu energetycznego o znanych parametrach do weryfikacji metod pomiaru impedancji). Opracowane przeze mnie metody pomiaru impedancji harmonicznej mają charakter praktyczny i mogą być wykorzystane przez dostawców energii elektrycznej do oceny własności systemu zasilającego oraz mogą stać się elementem metod określania odpowiedzialności dostawcy i odbiorcy za pogorszenie jakości energii w punkcie wspólnego przyłączenia. Rezultaty badań poszerzają stan wiedzy na temat pomiaru impedancji harmonicznej sieci zasilającej, w szczególności na temat problemów występujących w tego typu pomiarach, a także na temat sposobów weryfikacji metod pomiaru. Uzyskane wyniki były promowane przez wystąpienia konferencyjne (w Polsce i za granicą), publikacje o zasięgu międzynarodowym (lista JCR), a także na forum ekspertów podczas workshopu w Chengdu w 2017 r.

## Tabelaryczne zestawienie dorobku

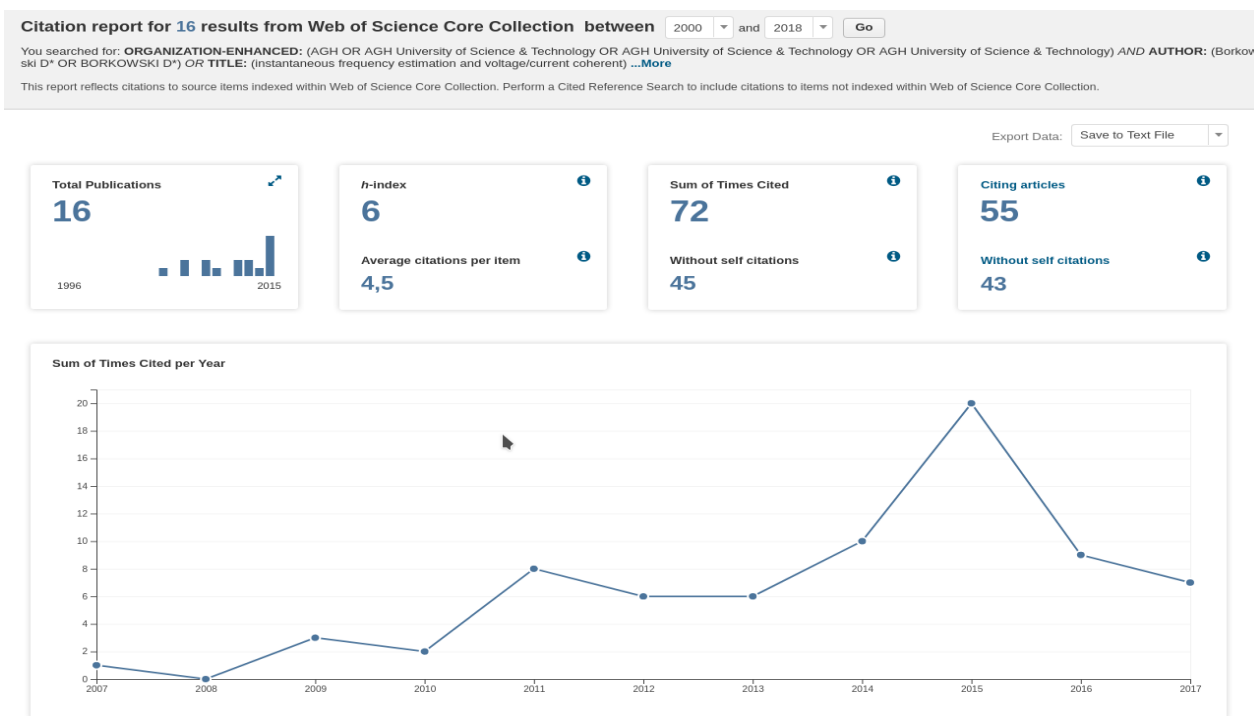
Na dzień 10.01.2018 mój H-Index wg bazy Web of Science wynosi **6**, ponadto mam **72** cytowań (**45** z wyłączeniem autocytowań), sumaryczny Impact Factor wynosi **7,986** (10,413 po uwzględnieniu IF z kolejnego roku dla czasopism, które w roku publikacji nie miały jeszcze przyznanego IF) a suma punktów MNiSW po doktoracie to **249**.

Autorstwo	Przed doktoratem			Po doktoracie			Wszystkie		
	Liczba publikacji	punktów	IF	Liczba publikacji	punktów	IF	Liczba publikacji	punktów	IF
Współautor	4	13	-	11	57	0,578	15	70	0,578
Główny autor	2	0	-	7	143	7,144	9	143	7,144
Samodzielne	13	35	-	5	49	2,682	17	84	2,682
<b>Razem</b>	<b>19</b>	<b>48</b>	<b>-</b>	<b>22</b>	<b>249</b>	<b>10,413</b>	<b>41</b>	<b>297</b>	<b>10,413*</b>

Rodzaj publikacji	Liczba publikacji przed doktoratem	Liczba publikacji po doktoracie	Liczba wszystkich publikacji
Konferencyjne	10	9	19
W czasopismach	9	11	20
Patenty i zgłoszenia	0	6	6
W bazie JCR	3	8	11
Spoza bazy JCR	16	15	31
Polskojęzyczne	14	9	23
Angielskojęzyczne	5	14	19



\*Powyższe tabele uwzględniają publikację [T9], która jeszcze nie została wprowadzona do bazy Web of Science oraz punkty i IF za rok 2017 dla czasopisma w którym ukaże się [T9] oraz IF czasopism z listy JCR, które w roku publikacji nie miały przyznanego IF.



## Literatura

Poniżej wymienione zostały jedynie publikacje obce, nie należące do dorobku Autora. Pozostałe cytowane referencje zostały wymienione w załączniku „Dorobek habilitanta”.

[E1] Chun Li, Wilsun Xu and T. Tayjasanant, "A "critical impedance"-based method for identifying harmonic sources," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 2, pp. 671-678, April 2004.

[E2] T. Pfajfar, B. Blazic and I. Papic, "Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 1, pp. 425-433, Jan. 2008.

[E3] A. Špelko et al., "CIGRE/CIRED JWG C4.42: Overview of common methods for assessment of harmonic contribution from customer installation," *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, 2017, pp. 1-6.

[E4] Girgis, A. A., McManis, R. B.: Frequency domain techniques for modeling distribution or transmission networks using capacitor switching induced transients. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 4(3), July 1989.

[E5] Nagpal, M., Xu, W., Sawada, J.: Harmonic impedance measurement using three-phase transients. *IEEE Trans. on Power Delivery*, 13(1), January 1998.

[E6] Staroszczyk, Z., Mikołajuk, K.: New invasive method for localisation of harmonic distortion sources in power systems. *European Trans. on Electric Power*, 8(5):321–328, October 1998.

[E7] Sumner, M., Palethorpe, B., Thomas, D. W. P., Zanchetta, P., Di Piazza, M. C.: A technique for power supply harmonic impedance estimation using a controlled voltage disturbance. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 17(2), 2002.

[E8] Hui J, Freitas W, Vieira JCM, Yang H, Liu Y. Utility harmonic impedance measurement based on data selection. *Power Delivery, IEEE Transactions on* 2012; 27(4):2193–2202.

[E9] F. Karimzadeh, S. Esmaili and S. Hossein Hosseini, "Method for determining utility and consumer harmonic contributions based on complex independent component analysis," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 2, pp. 526-534, 24 2016.

[N1] IEC 61000-3-6, "Electromagnetic compatibility (EMC) – part 3-6: limits – assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems".

[N2] "IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems," IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992), vol., no., pp.1-29, June 11 2014.

[N3] IEC, "*Electromagnetic compatibility (EMC) part 4–7: Testing and measurement techniques—General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto,*" International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, Tech. Rep. IEC 61000-4-7, 1997.

Dariusz Borkowski