

Doświadczenia eksploatacyjne Energotestu, związane z wdrażaniem aplikacji wykorzystujących pomiary synchroniczne

Mariusz Talaga - Energotest

Streszczenie

W referacie zaprezentowano doświadczenia eksploatacyjne dotyczące wykorzystania techniki pomiarów synchronicznych dokonywanych przez jednostki PMU zaimplementowane w rejestratorach zakłóceń typu RZ-40. Przedstawiono wybrane przykłady zastosowań oraz przebiegi czasowe wielkości zarejestrowanych podczas zdarzeń w systemie elektroenergetycznym. Zwrócono uwagę na zastosowania, które są unikalne dla pomiarów synchronicznych, a trudne lub wręcz nieosiągalne innymi technikami pomiarowymi. Zarysowano najważniejsze cechy aplikacji do detekcji oscylacji, detekcji pracy wyspowej, monitorowania przekładników napięciowych i monitorowania położenia wirnika dużych generatorów.

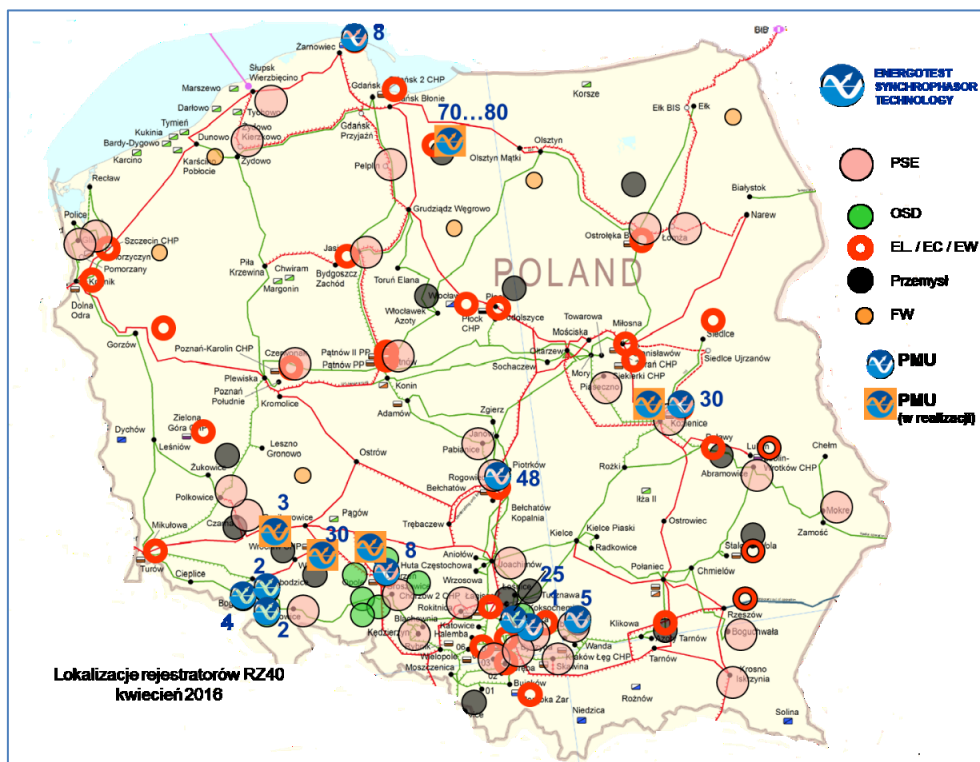
1. Wstęp

Od wielu lat technika pomiarów synchronicznych budzi zainteresowanie w środowisku osób zajmujących się różnymi aspektami dotyczącymi systemu elektroenergetycznego (SEE). Z techniką tą wiąże się duże nadzieje na rozwiązanie niektórych problemów, trudnych do zrealizowania innymi metodami [2]. Przydatność tej techniki została potwierdzona licznymi aplikacjami, w wielu krajach jest wdrażana i rozwijana, przeznaczane są na ten cel stosunkowo duże środki finansowe [1]. Istotą pomiarów synchronicznych jest dokonywanie akwizycji danych w określonych momentach czasu uniwersalnego UTC wyznaczonych z dokładnością do kilku mikrosekund. Zadanie to pełnią urządzenia pomiarowe zwane Phasor Measurement Unit (PMU) dostarczające dane z określonych miejsc w SEE. Istotą jest to, aby jednostki te niezależnie od producenta posiadały te same właściwości metrologiczne. Stąd szczegółowe wymagania dla tych urządzeń zostały znormalizowane [2], [4]. W 2011 roku oprócz właściwości metrologicznych związanych z dokładnością i spójnością w czasie określono również wymagania związane z dynamiką odpowiedzi. Mimo pewnych problemów w realizacji tego typu jednostek oraz nieścisłości, czy niejasności zapisów w wymienionych normach, zastosowanie techniki pomiarów synchronicznych stanowi istotny postęp w rozwijaniu narzędzi klasy WAMS (Wide Area Measurement System). W Polsce tematyka związana z pomiarami synchronicznymi jest szeroko poruszana na konferencjach i w literaturze. W referacie opisano dorobek i doświadczenia firmy Energotest, oraz powołano się na publikacje związane z tym tematem.

2. Implementacja PMU w rejestratorze zakłóceń RZ-40

Prace związane z wdrażaniem techniki pomiarów synchronicznych rozpoczęto w firmie Energotest w 2009 roku od implementacji funkcjonalności PMU w rejestratorze zakłóceń RZ-40. Rejestrator ten jest szeroko stosowany w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), a uzyskanie funkcjonalności PMU wymaga jedynie zmiany oprogramowania. Na rys. 1. zaprezentowano lokalizację rejestratorów RZ-40 w KSE, zaznaczono jednostki z zaimplementowaną funkcjonalnością PMU. Prekursorami we wdrażaniu tej techniki pomiarowej w KSE są EW Żarnowiec i EI. Kozienice.

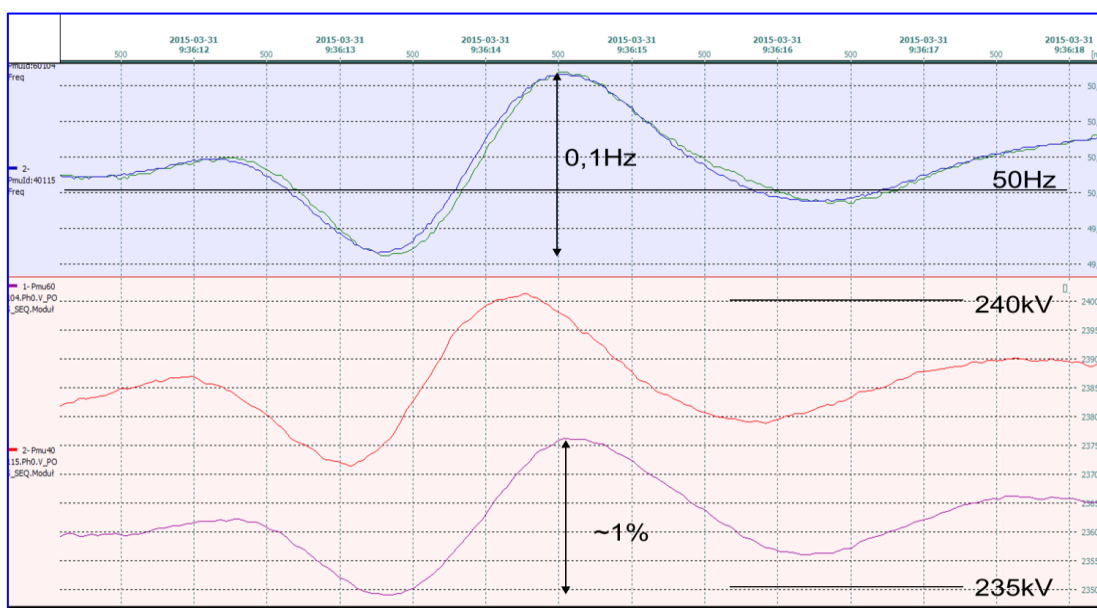
W grudniu 2011 opublikowano normę C37.118.1-2011 [2], w której określono wymagania dynamiczne dla pomiarów synchronicznych. We wcześniejszych edycjach normy zawarte były wymagania jedynie dla stanu ustalonego, niespójność danych w stanach nieustalonych ograniczała użycie tych jednostek w wielu aplikacjach wykorzystywanych do analizy dynamicznych właściwości SEE. Obecnie na świecie jedynie kilku producentów deklaruje zgodność z obowiązującymi wymaganiami, o trudności ich spełnienia może świadczyć fakt, że w 2014 roku opublikowano aneks [8] do [2], w której zawieszono niektóre wymagania. Stąd istotna informacja dla potencjalnych użytkowników, że najnowsze wymagania z 2014 r. są łagodniejsze w stosunku do wymagań z 2011 roku [2]. Rejestrator zakłóceń z funkcją PMU spełnia wymagania bardziej rygorystycznej normy, co zostało potwierdzone badaniami w Instytucie Fraunhofer w Magdeburgu [9].



Rys. 1. Lokalizacje rejestratorów RZ-40 w KSE z zaznaczeniem funkcjonalności PMU

3. Rejestracja permanentna

W pierwszych latach wdrażania techniki pomiarów synchronicznych w Polsce dane generowane przez jednostki PMU były archiwizowane i analizowane „off-line” w celu weryfikacji ich wiarygodności. Dane pochodzące z PMU są zapisywane na dysku w sposób ciągły, co wraz z rozwojem techniki zapisu danych pozwoliło na realizację koncepcji tzw. rejestratora permanentnego [5] opracowanej na początku XXI wieku. Zaletą takiego rejestratora jest brak potrzeby definiowania jakichkolwiek kryteriów pobudzających. Funkcję koncentratora PDC (Phasor Data Concentrator) i archiwizacji danych pochodzących z PMU pełni komputer klasy PC. Zainstalowane oprogramowanie pozwala na weryfikację danych, oraz ich archiwizację w skompresowanych plikach jednogodzinnych. Opcjonalnie dokonywana może być na bieżąco konwersja tych plików do formatu COMTRADE, co umożliwia analizę zarejestrowanych przebiegów wieloma dostępnymi narzędziami. Dzięki rejestracji permanentnej możliwe jest analizowanie dowolnych danych z przeszłości. W przedstawionym przykładzie na rys. 2 zmiany mierzonych wielkości (napięcia, częstotliwość) były na tyle małe, że nie doszło do aktywacji kryteriów pobudzenia tradycyjnych rejestratorów zakłóceń.

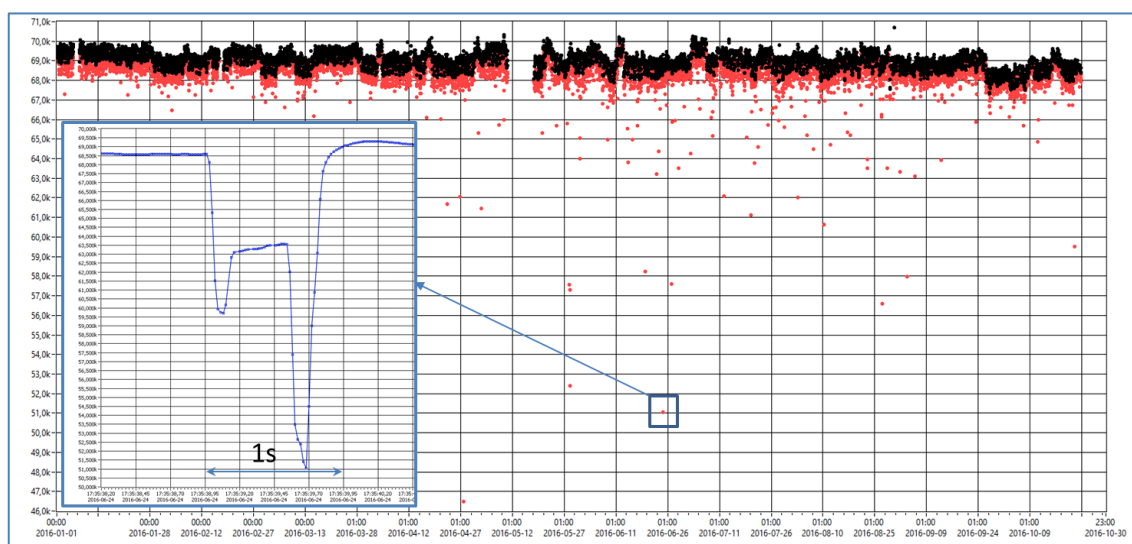


Rys. 2. Częstotliwość i napięcie fazowe w systemie 400kV. Blackout w Turcji w dn. 31-03-2015

Archiwizacja danych pozwala na opracowywanie i testowanie aplikacji do prowadzenia różnego rodzaju analiz. Bazowanie na rzeczywistych danych pozwala na sprawdzenie skuteczności działania tych narzędzi podczas analizy zaistniałych i znanych zdarzeń w SEE. Dane te pozwalają określić odporność tych narzędzi na rzeczywiste błędy pomiarowe, oraz brak czy niespójność pomiarów.

Dużą wartością przy tego typu pomiarach jest możliwość odtworzenia stanu pracy SEE z rozdzielczością 20 ms. System rejestracji można w ten sposób porównać z wykonaniem fotografii (snapshot) stanu SEE w postaci amplitud i kątów fazorów oraz ich archiwizacji co 20 ms. Zapisane dane po określonym zdarzeniu, oprócz analizy tego zdarzenia mogą być przydatne do weryfikacji i ulepszania modeli wykorzystywanych w symulatorach pracy SEE.

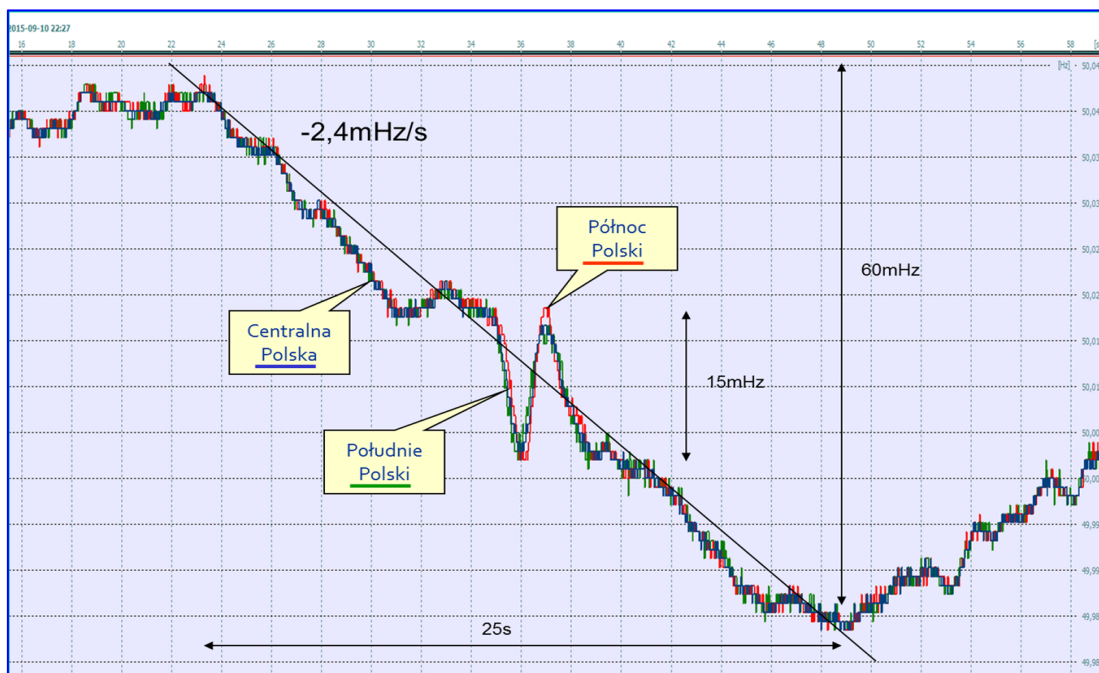
Przeglądanie danych z tak długich okresów czasu jest uciążliwe, stąd następnym krokiem w procesie analizy danych było opracowanie narzędzi pozwalających na automatyczną ich analizę z określonych odcinków czasu. W prezentowanym rozwiązaniu analizowane są zarejestrowane pliki jednogodzinne, dla tych okresów czasu wyznaczane są wybrane wskaźniki np. wartości minimalne, maksymalne średnie. Wskaźniki te są zapisywane do pliku, możliwa jest również prezentacja tych wskaźników w formie przebiegów czasowych jak na rys. 3. Jeden z zaznaczonych przykładowo punktów na rys. 3. oznacza, że w odpowiadającej jemu godzinie minimalna wartość napięcia wynosiła ok. 51 kV. Po otwarciu pliku z tej godziny można przeanalizować przebieg czasowy składowej zgodnej napięcia z rozdzielczością czasu 20 ms. Przykładem bardziej zaawansowanej analizy może być detekcja kołysań mocy, co zostanie zaprezentowane w dalszej części.



Rys. 3. Wartości maksymalne i minimalne składowej zgodnej napięcia fazowego w stacji 110 kV z 10-ciu miesięcy wyznaczone z okresów 1-no godzinnych, oraz przebieg czasowy napięcia z wybranego pliku

4. Pomiar i rejestracja częstotliwości w SEE

W jednostkach PMU zastosowany został zaawansowany algorytm do pomiaru częstotliwości. Dokładność i dynamika pomiaru częstotliwości prawie 10-cio krotnie przewyższa wymagania stawiane dla urządzeń PMU, błąd pomiaru częstotliwości nie przekracza 1mHz w stanach ustalonych i 2mHz przy szybkości zmian częstotliwości 1Hz/s. Tak dokładne pomiary prowadzone w wielu miejscach SEE mogą dostarczać dane do różnorodnych analiz na poziomie nieosiągalnym jeszcze kilka lat temu. Dobrym przykładem może być przebieg częstotliwości pokazany na rys. 4 zarejestrowany w KSE podczas awaryjnego wyłączenia bloku w Temelinie (Czechy). Na uwagę zasługuje fakt spójności danych w czasie oraz dokładność odwzorowania dynamiki zmian częstotliwości. Problem pomiaru częstotliwości poruszono w [10].



Rys. 4. Przebieg częstotliwości po awaryjnym wyłączeniu bloku ok. 1 GW w Temelinie (Czechy)

5. Detekcja pracy wyspowej

Aplikacja do detekcji i monitorowania pracy wyspowej jest aplikacją działającą on-line. Detekcja pracy wyspowej dokonywana jest w oparciu o różnicę częstotliwości oraz kąta fazorów pomiędzy wieloma miejscami w SEE. Na tej podstawie generowany jest sygnał alarmu informujący o wydzieleniu fragmentu lub podziale SEE na podsystemy. Na ekranie widoczna jest wizualizacja pracy SEE pozwalająca na szybką ocenę zasięgu tego typu awarii systemowej (rys. 5). Innowacyjnym podejściem w prezentowanym rozwiązaniu jest to, że analiza dokonywana jest w oparciu o dwa kryteria, precyzyjny pomiar częstotliwości oraz przesunięcia kątowe fazorów. Aplikacja działająca on-line została zaprezentowana na targach ENERGETAB w 2015 roku. Dane do systemu dostarczane były z rejestratorów RZ-40 zainstalowanych w sieci niskiego napięcia na terenie województwa śląskiego. Symulację pracy wyspowej osiągnięto poprzez lokalne przejście na zasilanie rezerwowe (UPS). System może być zastosowany do detekcji pracy wyspowej lub podziału dużych obszarów [6], jak również niewielkich obszarów z lokalnymi źródłami (np. OZE). System pomiarów synchronicznych w oparciu o rejestrator zakłóceń RZ-40 został nagrodzony Złotym Medalem PSE.



Rys. 5. Widok systemu do detekcji pracy wyspowej, Złoty Medal PSE. Targi ENERGETAB 2015 r.

6. Monitorowanie przekładników napięciowych

Dokładność pomiarów oferowana przez jednostki PMU skłania do poszukiwania nietypowych zastosowań. Przykładem takiego zastosowania może być aplikacja opracowana w ramach prac badawczych prowadzonych wspólnie z PSE. Do tego celu wykorzystano zainstalowane rejestratory zakłóceń typu RZ-40 wyposażone na tą okoliczność w funkcję PMU. Dzięki wykorzystaniu PMU pomiary dostarczane są do systemu z wielu pól w tym samym momencie. Pozwala to na analizę błędów poszczególnych przekładników napięciowych względem pozostałych z dużą dokładnością eliminując błąd niejednoczesności dokonania pomiarów.

Pomiary są przetwarzane i prezentowane przez aplikację zainstalowaną na stanowisku operatorskim dobudowanym do istniejącej szafy SRZ. Bieżące pomiary są prezentowane w postaci tabelarycznej z możliwością eksportu do programu EXCEL, co umożliwia prostą obróbkę uzyskanych danych pomiarowych. Aplikacja będąca elementem składowym systemu dokonuje analizy danych polegającej na wytypowaniu przekładników napięciowych, których napięcie strony wtórnej odbiega od ustalonego zakresu względem pozostałych pomiarów (średniej i/lub mediany) oraz względem wybranego przekładnika. System ten uwzględnia bieżącą topologię rozdzielni 400/220 kV SE Rogowiec. Obecnie odwzorowanie topologii stacji (stanu łączników) dokonywane jest ręcznie bezpośrednio przed dokonaniem pomiarów. Dzięki temu są porównywane pomiary z przekładników pracujących w tym samym węźle sieci.

Raporty z pomiarów są generowane cyklicznie w zadanych odstępach czasu; raporty są dostępne zdalnie lub lokalnie na życzenie obsługi np. w przypadku podejrzeń uszkodzenia któregoś z przekładników. Typowanie przekładnika o zmienionych parametrach polega na porównaniu poziomu napięć wtórnych do pozostałych przekładników połączonych do tego samego napięcia. Analizowana jest zmiana różnicy napięć względem historycznych pomiarów. Dzięki bazowaniu na zmianach różnicy można wyeliminować wszystkie błędy stałe, co pozwala na osiągnięcie dokładności rzędu 0,1%. System działa on-line, pozwala to na natychmiastowe zasygnalizowanie zmian w pomiarach przekładnika, co może sugerować jego uszkodzenie.

7. Pomiar kąta położenia wirnika generatora

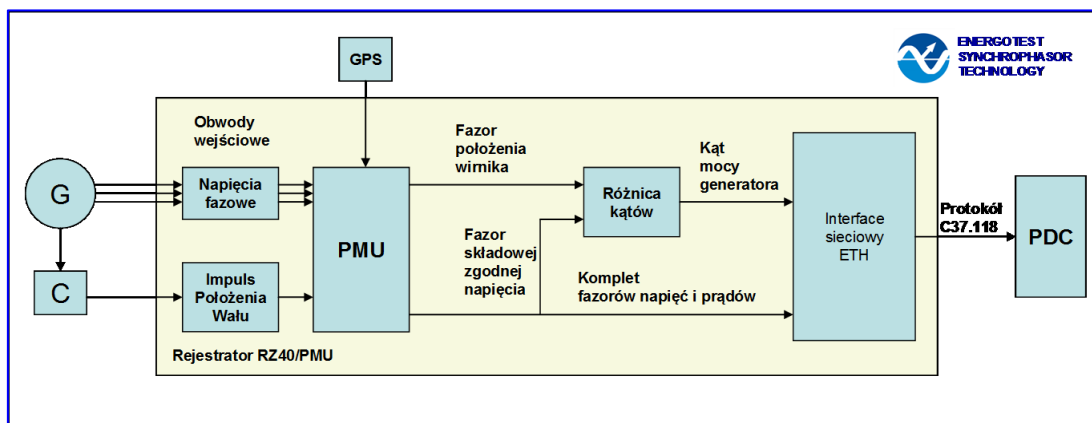
Ciekawym zastosowaniem synchronofazorów jest wykorzystanie tej techniki do pomiaru kąta wirnika generatorów. Szerzej to zastosowanie omówione jest w [11]. Poniżej przedstawiono najważniejsze cechy tego układu pomiarowego i opis aplikacji.

Wykorzystując urządzenie pomiarowe PMU uzyskuje się w sposób naturalny fazor napięcia generatora z wymaganą dokładnością. Dodatkowe wejście pomiarowe IPW (Impuls Położenia Wału) pozwala na wyznaczenie kolejnego fazora o amplitudzie jednostkowej, którego kąt reprezentuje położenie wirnika względem czasu UTC z dokładnością rzędu 0,5°. Poprzez wyznaczenie różnicy kątów fazorów uzyskuje się wprost wartość kąta wirnika generatora. Zastosowanie pomiarów synchronicznych do wyznaczania kąta mocy posiada wiele zalet:

- umożliwia pomiar kąta w stanach dynamicznych z wysoką dokładnością,
- wykorzystanie fazora do odwzorowania kąta napięcia generatora eliminuje wiele błędów występujących w metodzie „przejścia przez zero”,
- wykorzystanie fazora składowej zgodnej uniezależnia pomiar od asymetrii napięć,
- w znacznym stopniu uniezależnia pomiar od bieżącej częstotliwości w SEE,
- pomiar fazora położenia wirnika wykorzystuje algorytmy posiadające te same właściwości dynamiczne, co pomiar fazora napięcia, dzięki czemu zachowana jest spójność w czasie tych pomiarów, istotna w stanach dynamicznych,
- skorelowanie pomiarów położenia wału z czasem UTC pozwala na analizę położenia wirników wielu maszyn w SEE, np. pod względem wzajemnych ich oddziaływań.

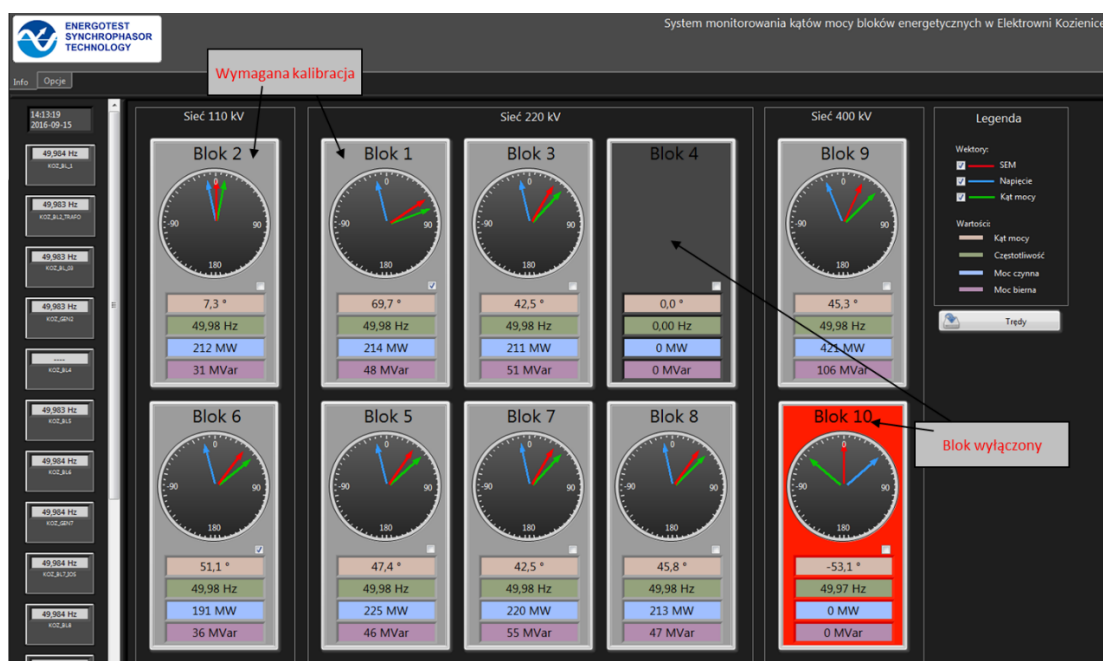
Wdrożony układ pomiarowy cechuje się następującymi własnościami:

- błąd pomiaru kąta wirnika generatora w stanie ustalonym: $< 0,5^\circ$,
- niestabilność pomiaru kąta mocy: $< 0,2^\circ$,
- czas odpowiedzi na skok jednostkowy: 40ms,
- pasmo przenoszenia (3%) kołysań wirnika: 5Hz,
- okres pomiaru: 20ms.



Rys. 6. Schemat poglądowy układu pomiaru kąta położenia wimika [11]

Podstawowym celem zainstalowania układu pomiaru kąta generatorów w Elektrowni Kozienice jest bieżąca ocena ich stabilności w połączeniu z KSE. Wykorzystanie do tego celu pomiarów synchronicznych pozwoliło uzyskać dobrą jakość pomiaru tj. wysoką dokładność i dynamikę. El. Kozienice jest liderem w tej dziedzinie na skalę światową.

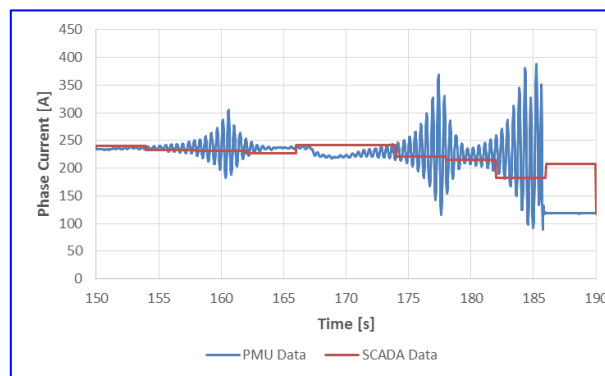


Rys. 7. Widok ekranu synoptycznego systemu pomiaru kąta wimika - El. Kozienice

8. Detekcja oscylacji mocy w SEE

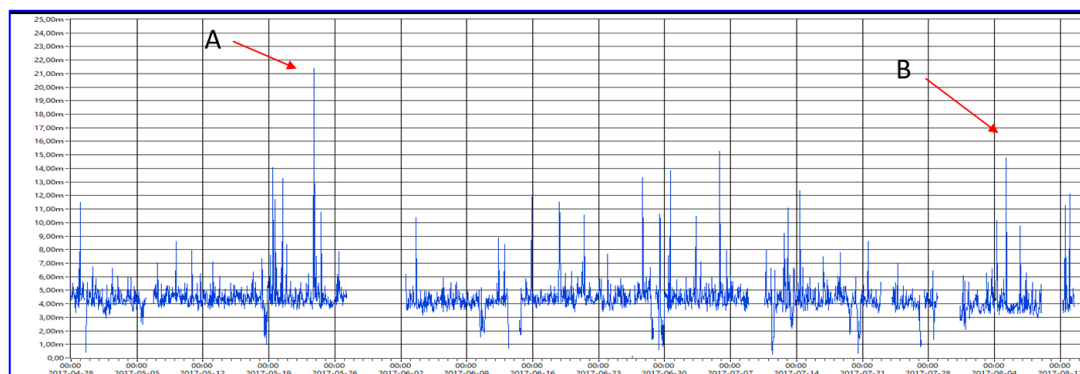
Przyczyną wymuszonych oscylacji jest zwykle uszkodzenie lub błędne nastawienia w układach regulacji lub nietypowe układy pracy generatorów. Oscylacje te mogą być generowane również w sposób naturalny np. przez farmy wiatrowe. Oscylacje wymuszone o częstotliwościach bliskich częstotliwościom własnym dużego SEE, mogą być źródłem wystąpienia oscylacji wieloobszarowych [12], co może prowadzić do poważnych awarii systemowych. Wczesna detekcja tego typu zakłóceń może zapobiec tego typu zdarzeniom.

Istotną wartością przy wdrażaniu techniki pomiarów synchronicznych jest możliwość ich wykorzystania do detekcji oscylacji w SEE. Wymagania stawiane PMU były opracowywane m.in. pod kątem możliwości ich zastosowania do tego celu. Wymaga się [2] od bardziej zaawansowanych jednostek PMU (o częstotliwości raportowania co najmniej 25 ramek/s), aby prawidłowo odwzorowywały oscylacje o częstotliwości 5 Hz (z dokładnością do 3%). Na rys. 8 w sposób obrazowy porównano znaczenie szerokości pasma pomiarowego (przenoszonych częstotliwości) przy identyfikacji oscylacji przez operatora. Detekcja oscylacji przez operatora nie jest precyzyjna i jednoznaczna w ocenie. Stąd istnieje potrzeba opracowania narzędzi (aplikacji) do automatycznej analizy danych pod kątem wykrywania oscylacji. W ramach prac badawczych w firmie Energotest podjęto próbę opracowania takiej aplikacji, poniżej zostały przedstawione doświadczenia z tego zakresu.

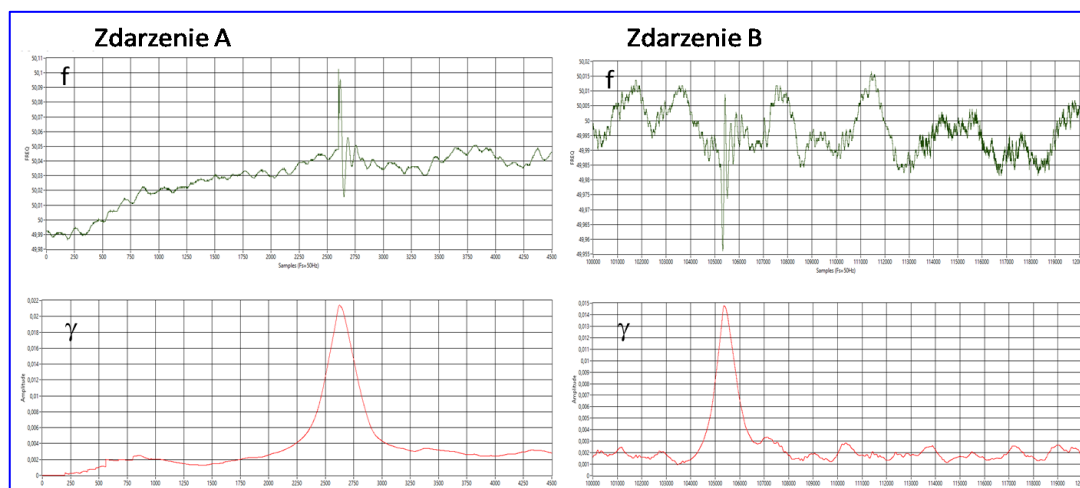


Rys. 8. Porównanie wizualizacji danych pochodzących z syst. SCADA i PMU

W pierwszej kolejności skupiono się na wykrywaniu oscylacji o częstotliwościach w zakresie od 0,125 Hz do 1,0 Hz. Analizowany był sygnał pomiaru częstotliwości na zawartość poszczególnych składowych. W tym celu zastosowano czterookresowe filtry ortogonalne dostrojone do poszczególnych częstotliwości. Następnie wyznaczono wskaźnik widmowej gęstości mocy sygnału w formie przebiegu czasowego wyznaczonego dla przebiegów jednogodzinnych częstotliwości. Wartości maksymalne tego wskaźnika z poszczególnych przebiegów jednogodzinnych zostały zaprezentowane na rys. 9 w sposób opisany w p. 3 w okresie od 28-04-2017 do 14-08-2017. Dane zostały zarejestrowane na jednym z dużych bloków w KSE, okresy braku danych związane są głównie z postojem bloku.



Rys. 9. Wartości maksymalne amplitud oscylacji częstotliwości w [mHz] w okresach jednogodzinnych



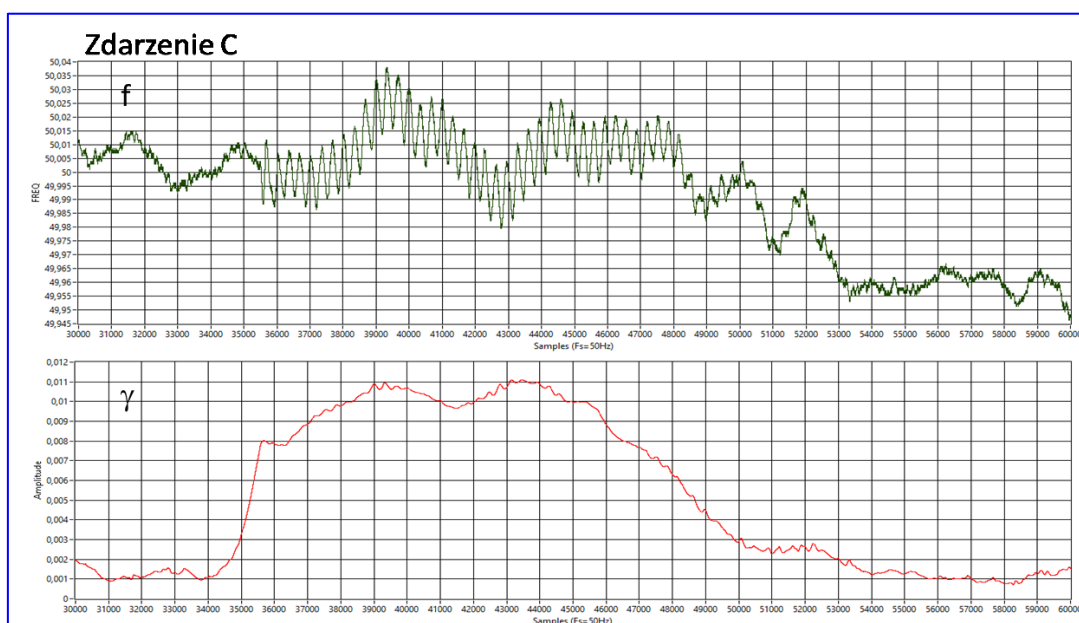
Rys. 10. Przebiegi czasowe częstotliwości f i wskaźnika spektralnej gęstości mocy γ dla zdarzenia A i B

Takie przedstawienie danych pozwala na statystyczne podejście do poziomu oscylacji w KSE, jak i na wskazanie fragmentów czasu (pliku 1-godzinnego) w którym nastąpiły zauważalnie większe oscylacje, do dalszego omówienia wybrano punkty A i B. Na rys. 10. przedstawiono przebiegi czasowe częstotliwości, oscylacje w przypadku A miały początkową amplitudę rzędu 45 mHz i były silnie tłumione, w przypadku B miały niższą amplitudę (ok. 27 mHz) i mniejsze wsp. tłumienia. Wyznaczany wskaźnik spektralnej gęstości mocy jest tak

wyskalowany, aby w przypadku wystąpienia oscylacji w analizowanym zakresie o czasie trwania co najmniej czterech okresów, osiągnąć wartość amplitudy tych oscylacji. Ponieważ w rozpatrywanych przypadkach A i B oscylacje są krótsze (silnie tłumione) wartość tego wskaźnika osiąga mniejsze wartości odpowiednio ok. 21 mHz i 15 mHz. Na rys. 10 przedstawiono przebiegi czasowe oscylacji i odpowiadające im przebiegi zaproponowanych wskaźników.

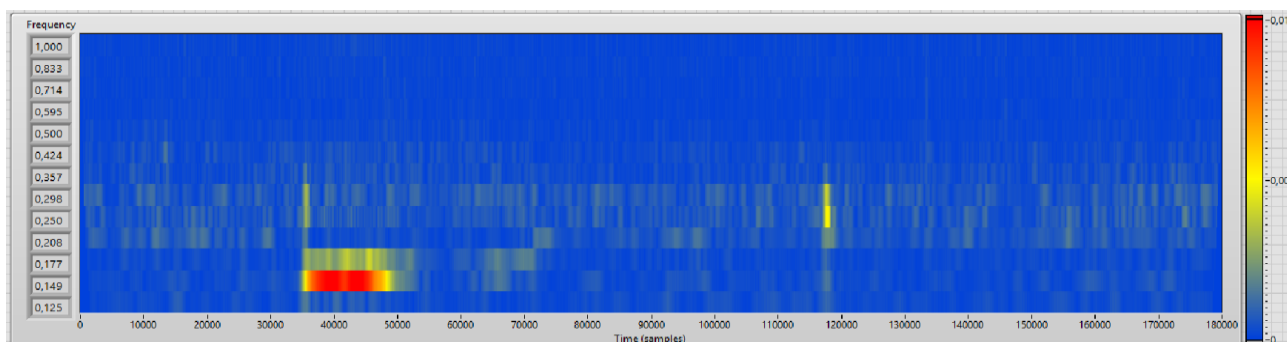
Bazowanie na wskaźniku γ nie pozwala na ocenę czasu trwania oscylacji. Zaproponowany wskaźnik „reaguje” nawet na krótkie szybko tłumione oscylacje. Aby wyeliminować tę niedogodność, proponuje się użycie dodatkowego wskaźnika oznaczonego λ posiadającego właściwości energetyczne, tzn. oprócz amplitudy oscylacji związanych był również z czasem ich trwania. Wskaźnik λ jest wynikiem podania przebiegu czasowego wskaźnika γ na element o charakterystyce czasowo-zależnej używanej w zabezpieczeniach nadprądowych. Po osiągnięciu wartości 1 generowany jest sygnał alarmowy. Dla charakterystyki „Extreme Inverse” i progu detekcji 5 mHz wartość wskaźnika λ osiąga wartość 0,95 dla przypadku A i 1,1 dla przypadku B. W zależności od wymaganego poziomu czułości detekcji oscylacji, przedstawiony algorytm wymaga odpowiedniego dostrojenia, aby ewentualne alarmy były generowane selektywnie. W omawianym przypadku zdarzenie A nie wygeneruje alarmu w przeciwieństwie do zdarzenia B.

Dla porównania przedstawiono obliczenia przeprowadzone dla zdarzenia C z grudnia 2016 r., kiedy to w SEE wystąpiły wymuszone oscylacje. Na rys. 11. przedstawiono przebiegi czasowe zarejestrowane podczas tego zdarzenia. Amplituda oscylacji wyniosła ok. 11 mHz, a czas trwania ok. 4,5 min. Czas trwania oscylacji jest dłuższy niż 4 okresy, stąd wartość wskaźnika γ osiąga wartość amplitudy oscylacji czyli ok. 11 mHz. Wskaźnik λ osiąga wartość 8,5, a próg alarmowy (wartość 1) po ok. 40 s.



Rys. 11. Przebiegi czasowe częstotliwości f i wskaźnika spektralnej gęstości mocy γ dla zdarzenia C

Dla przypadku C zaprezentowano na rys. 12. analizę widmową oscylacji. Sposób prezentacji pozwala na ocenę amplitudy oscylacji w konkretnych modach częstotliwości oraz umiejscowienie ich na skali czasu. Prezentowany przebieg zawiera dane z pliku jednogodzinnego. Wyraźnie można zauważyć prążek bliski częstotliwości 0,15 Hz i amplitudzie przekraczającej 10 mHz.



Rys. 12. Prezentacja analizy widmowej oscylacji częstotliwości dla danych jednogodzinnych

9. Podsumowanie

W referacie zaprezentowano wybrane doświadczenia eksploatacyjne oraz wyniki prac badawczych prowadzonych w firmie Energotest związanych z wdrażaniem techniki synchrofazorów w KSE. Ze względu na ograniczenia artykułu, duży potencjał tej techniki pomiarowej został jedynie skrótowo zaprezentowany, jednak w oparciu o rzeczywiste pilotażowe aplikacje. Wydaje się, że zgromadzony materiał jest wystarczający, by pozytywnie ocenić przydatność pomiarów synchronicznych do rozwiązywania problemów, których rozwiązanie jest trudne lub niemożliwe do osiągnięcia innymi technikami pomiarowymi.

Zwrócono uwagę na fakt poprawy istotnych parametrów urządzeń PMU spełniających wymagania normy [2] z 2011 r. w stosunku do wcześniejszych generacji PMU i unormowań w tym zakresie. Konieczność poprawy parametrów wynikała z potrzeby dokładniejszej estymacji stanu SEE w stanach awaryjnych, określono zatem w [2] dodatkowe wymagania dla dynamiki pomiarów fazorów, oraz dokładności i dynamiki pomiaru częstotliwości i jej pochodnej. Rejestrator RZ-40 z zaimplementowaną funkcją PMU spełnia wymagania przywołanej normy [2], co zostało potwierdzone przez niezależne laboratorium [9]. Pomiaru w KSE prowadzone za pomocą opisanych PMU są w pewnym sensie pionierskie, prawdopodobnie tylko w Polsce są już zainstalowane urządzenia tej klasy. Unikalną cechą zaproponowanego rozwiązania jest również dokładność pomiaru częstotliwości (≤ 1 mHz) i spójność tych pomiarów w czasie (< 1 ms) znacznie przewyższająca wymagania dla PMU.

Przedstawiony system pomiarowy (WAMS) posiada funkcjonalność rejestracji permanentnej z dużą rozdzielczością czasową, nie wymagającą określania żadnych kryteriów pobudzających. Zarejestrowane dane nie tylko ułatwiają analizę awarii, szczególnie gdy nie zostaną pobudzone klasyczne rejestratory, ale głównie służą do testowania opracowywanych obecnie aplikacji w oparciu o rzeczywiste dane pomiarowe, czego przykłady zamieszczono w artykule.

W pracy przedstawiono aplikacje i doświadczenia eksploatacyjne dotyczące statystycznej analizy danych pomiarowych, monitorowania kąta położenia wirnika, monitorowania przekładników napięciowych, detekcji pracy wyspowej, czy detekcji oscylacji. Bogate i pozytywne doświadczenia zachęcają do bardziej intensywnego wdrażania techniki pomiarów synchronicznych oraz opracowywania następnych narzędzi wykorzystujących te dane.

Literatura

- [1] U.S. Department of Energy. Synchrophasor Technologies and their Deployment in the Recovery Act Smart Grid Program. August 2013.
- [2] NASPI. Actual and potential phasor data applications. 12/1/2009.
- [3] C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems
- [4] C37.118.2-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems
- [5] Talaga M.: Wizja rozwoju rejestratorów zakłóceń. Automatyka Elektroenergetyczna nr 3 (52)/2006
- [6] Halinka A., Szewczyk M., Talaga M.: Możliwości zwiększenia potencjału obronności KSE poprzez wykorzystanie pomiarów synchronicznych w systemie SmartLoad. Konferencja „Blackout a krajowy system elektroenergetyczny – weryfikacja zdolności KSE obrony i odbudowy”. Roznówko. 28-30 maja 2014.
- [7] M. Talaga: Pomiary synchroniczne w systemie elektroenergetycznym - wymagania dla stanu ustalonego. Wiadomości Elektrotechniczne 2014/3.
- [8] C37.118.1a-2014. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements
- [9] Franhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF Magdeburg. Raport końcowy (ZKW/16/04/00015). Testy dokładności pomiarów PMU Energotest RZ-40 na zgodność z normą C37.118.1. Magdeburg. 2016.
- [10] Halinka A., Talaga M.: Wybrane metody cyfrowego pomiaru częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Wiadomości Elektrotechniczne. 2016/03.
- [11] Lewandowski M., Talaga M.: Wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych w elektrowniach systemowych - pomiar kąta mocy generatora. Wiadomości Elektrotechniczne. 2016/12.
- [12] NERC. Reliability Guideline. Forced Oscillation Monitoring & Mitigation. 2017.

