

## Pomiary różnicowe w elektroenergetyce z wykorzystaniem techniki synchronofazorów

**Streszczenie.** W artykule zaprezentowano potencjalne możliwości wykorzystania techniki pomiarów synchronicznych do obserwacji stanu pracy systemu elektroenergetycznego oraz budowania automatyki obszarowej. Dostrzeżono dobre własności pomiarowe tej techniki do realizacji pomiarów różnicowych. W artykule omówiono wybrane parametry metrologiczne jednostek pomiarowych PMU według aktualnej normy z 2018 roku, ponadto przytoczono wyniki badań różnicowego pomiaru wartości napięcia, częstotliwości i różnicy faz w sieci 110kV.

**Abstract.** The paper presents synchronous measurement technic as potential possibility to observe of state of power electric system and to Area Control System building. The good measurement properties of this technique for performing differential measurements have been noted. Chosen measurement parameters of PMU according to actual standard is described. The results of the tests of the difference voltage, frequency and phase value in the 110 kV network are presented. **Differential measurements in power system using the synchrophasors**

**Słowa kluczowe:** pomiary różnicowe, synchronofazory, PMU, automatyka obszarowa.

**Keywords:** differential measurements, synchrophasors, PMU, Area Control System.

### Wstęp

Od wielu lat technika pomiarów synchronicznych budzi zainteresowanie w środowisku specjalistów zajmujących się różnymi aspektami dotyczącymi systemu elektroenergetycznego (SEE). Z techniką tą wiąże się duże nadzieje na rozwiązanie niektórych problemów, trudnych do zrealizowania innymi metodami [1]. Przydatność tej techniki została potwierdzona licznymi aplikacjami, w wielu krajach jest wdrażana i rozwijana, przeznaczane są na ten cel stosunkowo duże środki finansowe [2]. Istotą pomiarów synchronicznych jest dokonywanie akwizycji danych w określonych momentach czasu uniwersalnego UTC wyznaczonych z dokładnością do kilku mikrosekund. Zadanie to pełnią urządzenia pomiarowe o nazwie Phasor Measurement Unit (PMU) dostarczające dane z określonych miejsc w SEE. Ważnym czynnikiem jest, aby jednostki te niezależnie od producenta posiadały te same własności metrologiczne. Dlatego szczegółowe wymagania dla tych urządzeń zostały znormalizowane [3] i [4]. W 2011 roku oprócz własności metrologicznych związanych z dokładnością i spójnością w czasie określono również wymagania związane z dynamiką odpowiedzi jednostek PMU. 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).

Technika pomiarów synchronicznych jest wykorzystywana m.in. do optymalizacji pracy sieci poprzez: wspomaganie oprogramowania do estymacji stanu pracy SEE, bilansowanie, czy wyznaczanie parametrów modeli elementów sieci elektroenergetycznej. Mogą być wykonywane w miejscach SEE odległych geograficznie. Możliwość realizacji pomiarów różnicowych jest istotą i czynnikiem wyróżniającym tę technikę pomiarową w automatyce elektroenergetycznej.

### Własności metrologiczne jednostek PMU

Podstawowe wymagania odnośnie jednostek pomiarowych PMU zostały określone w normie [4] i [5], następnie w normie [6] wprowadzono dodatkowe wyższe klasy pomiarowe. Wielkością charakterystyczną dla PMU jest maksymalny błąd estymacji fazora względem fazora wzorcowego zsynchronizowanego z czasem UTC. Błąd ten jest określany jako Total Vector Error (TVE), a jego wartość

nie może przekraczać 1%. Jest to błąd sumaryczny mający wiele składowych. W stanie ustalonym, zakłada się, że długość fazora reprezentująca wartość RMS sygnału mierzonego będzie wyznaczana z dokładnością znacznie lepszą niż 1%. Wyzwaniem dla producentów urządzeń PMU jest zapewnienie odpowiedniej synchronizacji czasu ze wzorcem czasu UTC. Określony 1% błędu TVE można odnieść do błędu kąтового estymacji fazora o wartości 0,01radiana, co odpowiada ok. 31 $\mu$ s dla częstotliwości znamionowej wynoszącej 50Hz. Ponadto, zachowanie odpowiedniej klasy dokładności pomiaru wymagane jest w czasie zmian - w określonych granicach - parametrów sygnałów mierzonych (np. częstotliwości) oraz w stanach niestabilnych sygnałów wejściowych.

Wyznaczony fazor oraz częstotliwość sygnału i jej pochodna jest raportowana ze znacznikiem czasu z częstością 10, 25 lub 50 razy na sekundę. Przy czym znaczniki czasu mają być ustawione na pełną sekundę oraz na podwielokrotności wynikające z przyjętej częstości raportowania.

Spełnienie wyżej wymienionych warunków, umożliwiła dysponowanie pomiarami spójnymi w czasie, dokonanymi przez urządzenia o określonych własnościach metrologicznych statycznych i dynamicznych. Pozwala to na bezpośrednie porównanie różnych wielkości pomiarowych, np. kąta fazowego czy częstotliwości, wyznaczając ich różnice.

### Pomiary różnicowe w Systemie Elektroenergetycznym

Jedną z ważniejszych zalet synchronofazorów jest możliwość ich wykorzystania do realizacji algorytmów bazujących na różnicy wielkości mierzonych pozyskanych z wielu miejsc rozległego obszaru spójnych w czasie, przy czym niejednoczesność dokonania pomiarów sięga pojedynczych mikrosekund.

Wyniki pomiarów prowadzonych w SEE są obarczone dodatkowymi błędami wynikającymi z ciągłej zmiany warunków jego pracy, co można przyrównać do permanentnego stanu niestabilnego. Dzięki wykorzystaniu jednostek PMU jako przetworników pomiarowych o ściśle określonych przez normy parametrach dynamicznych, możliwe jest bezpośrednie porównywanie wyników pomiarów z wysoką dokładnością.

Dokonywanie pomiarów w tym samym momencie pozwala wyeliminować wiele składowych błędów

pomiarowych, jak i sygnałów wspólnych. Przykładowo, mierząc spadek napięcia na linii przesyłowej można wyeliminować wpływ bieżącej wartości napięcia względem ziemi na wynik pomiaru. Można również wyznaczyć systematyczne błędy torów pomiarowych (przekładnika, połączeń jednostek PMU) i je wyeliminować.

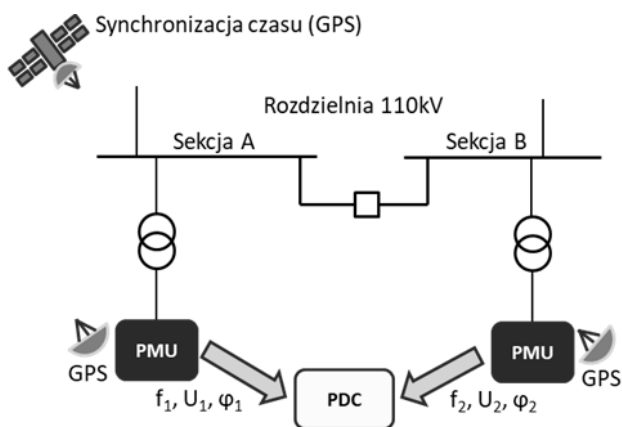
Istotną zaletą pomiarów synchronicznych jest estymacja fazona napięcia i prądu, a więc nie tylko dokonywanych zwykle pomiarów wartości RMS, mocy czynnej i biernej ale również kąta fazona w stosunku do czasu uniwersalnego UTC. Stąd algorytmy wykorzystujące pomiary różnicowe mogą bazować na różnicy zarówno skalarnej, jak i wektorowej.

Wyznaczenie różnicy wielkości pomiarowych może zostać wykorzystane do realizacji wielu zadań trudnych do implementacji lokalnymi pomiarami. Wśród licznych zastosowań, ważną jest identyfikacja pracy wydzielonej układów elektroenergetycznych na podstawie różnicy kątów i/lub częstotliwości. Na podstawie tych pomiarów można dokonać detekcji różnicy częstotliwości na poziomie kilku miliherców lub przyspieszyć identyfikację zakłócenia na podstawie różnicy kątów fazonów.

W celu oceny przydatności tego typu pomiarów do realizacji różnych funkcjonalności w SEE przeprowadzono badania w tym zakresie. W rejestratorze zakłóceń RZ40 zaimplementowano algorytmy do pomiarów synchronicznych. Następnie sprawdzono je na zgodność z odpowiednimi normami m.in. w Instytucie Fraunhofera w Magdeburgu [7]. Po zainstalowaniu w SEE kilku jednostek PMU wyniki pomiarów (50 razy na sekundę) archiwizowano uzyskując funkcjonalność rejestratora permanentnego [8].

### Opis układu pomiarowego

W celu przeprowadzenia badań obiektowych zainstalowano dwa urządzenia PMU w rozdzielni 110kV o konfiguracji z dwoma sekcjami szyn zbiorczych i sprzęgłem. Jednostki PMU dokonują pomiaru (estymacji) fazonów napięć fazowych i częstotliwości dwóch sekcji złączonym sprzęgłem. Jednostki PMU są synchronizowane niezależnymi układami zegarów wykorzystujących technologię GPS. Dane pomiarowe są raportowane co 20ms do serwera PDC, który pełni funkcję rejestratora permanentnego. Przedstawiony na rysunku 1 schemat pomiarowy reprezentuje dwa niezależne układy pomiarowe dla sekcji A i B dokonujące pomiaru tego samego napięcia (przy złączonym sprzęgłe). Pozwoliło to ocenić klasę pomiarów różnicowych, gdzie spodziewana wartość różnicy cech fazonów napięcia (moduł i faza) wynosi zero.

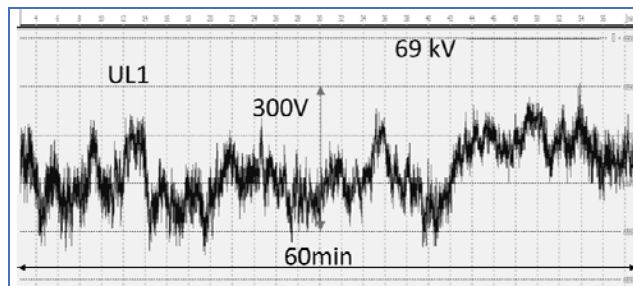


Rys.1. Układ pomiarowy w rozdzielni 110kV

### Weryfikacja pomiarów różnicowych

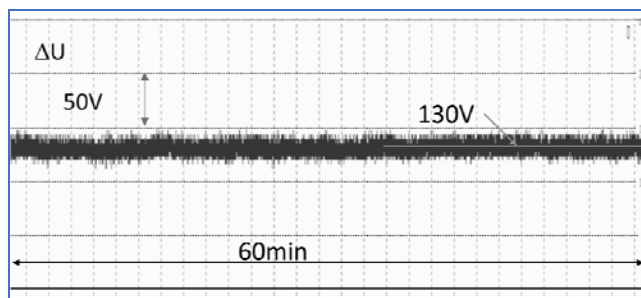
Sprawdzenia jakości pomiarów synchronicznych dokonano korzystając z opisanego układu pomiarowego. W

tym celu dokonano pomiaru napięcia występującego na szynach rozdzielni 110kV, w dwóch polach różnych sekcji, z wykorzystaniem niezależnych jednostek PMU. Poniżej zaprezentowano wybrane przykłady pomiarów opublikowane w [9]. Przebieg jednogodzinny wartości napięcia fazowego przedstawiono na rysunku 2 (wszystkie zilustrowane wykresy są wydrukami z aplikacji). W tym czasie zachodziły zmiany tej wartości w granicach (68,6-68,9)kV.



Rys. 2. Przykładowy przebieg 1-godzinny wartości napięcia fazowego 1-harmonicznego na szynach rozdzielni 110kV

Wartość średnia różnicy napięć  $\Delta U$  pomiędzy wynikami pomiarów uzyskanymi przez dwie niezależne jednostki PMU wynosiła ok. 130V, a jej zmienność mieści się w granicach  $\pm 15V$ . Wartość średnia różnicy napięć przy wartości napięcia mierzonego bliskiej wartości znamionowej praktycznie nie zależy od wahań tego napięcia, jak i od zaobserwowanych niewielkich stanów przejściowych oraz od pory roku. Przebieg w czasie różnicy napięć  $\Delta U$  pokazano na rysunku 3. Przyjmując, że średnia wartość różnicy napięć jest błędem pomiarowym systematycznym, istnieje możliwość skompensowania tego błędu, poprzez kalibrację układu wyznaczającego różnicę napięć. Różnica ta po wyeliminowaniu błędu systematycznego nie przekracza w tym przypadku wartości  $\pm 15V$ , co stanowi ok. 0,02% wartości napięcia znamionowego.



Rys. 3. Przebieg 1-godzinny różnicy wartości napięć na szynach rozdzielni 110kV

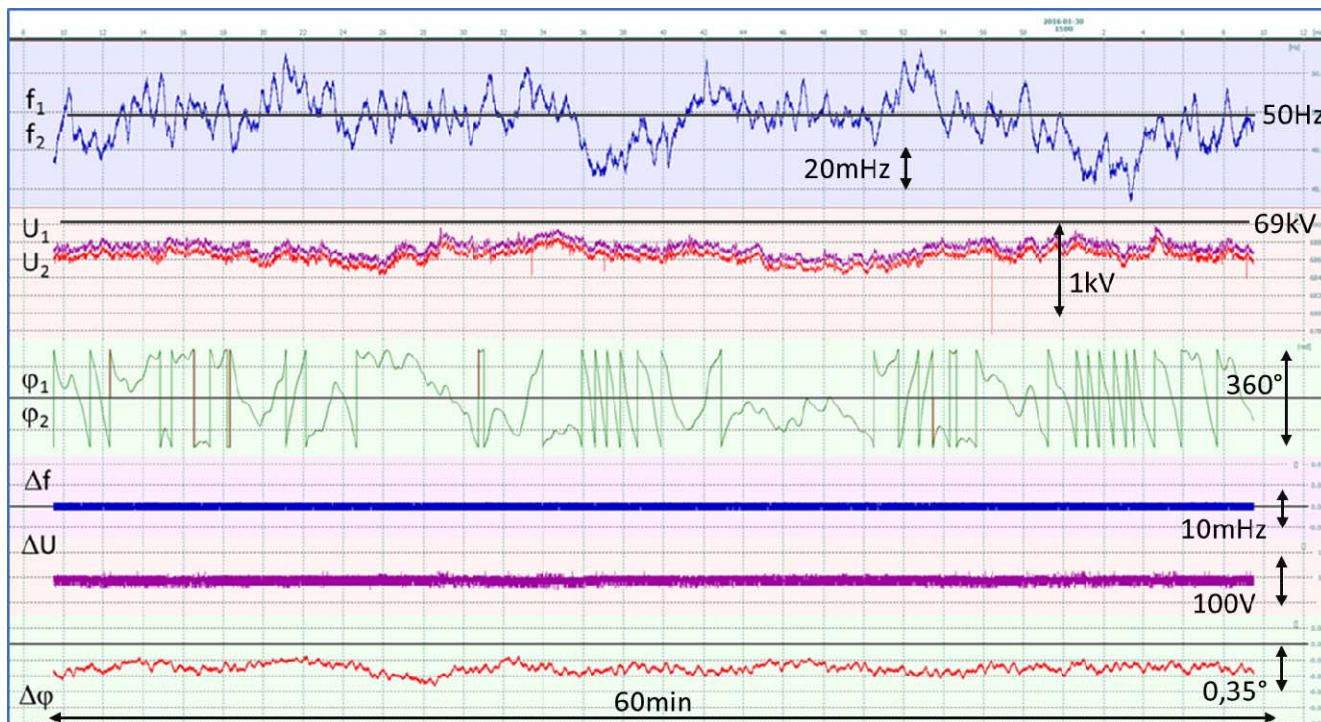
Przebiegi czasowe zarejestrowane przez dwa urządzenia PMU dokonujące pomiarów napięcia na szynach dwóch sekcji rozdzielni z wykorzystaniem niezależnych przekładników napięciowych przedstawiono na rysunku 4. Różnica częstotliwości nie przekroczyła wartości  $\pm 1mHz$ , a różnica kątów fazonowych 0,004rad, stąd przebiegi  $f_1$  i  $f_2$  oraz  $\phi_1$  i  $\phi_2$  praktycznie się pokrywają.

Wybrane wskaźniki analizy statystycznej przebiegów przedstawiono w tabeli 1. Wartość średnia różnicy częstotliwości pomiędzy dwoma punktami pomiarowymi dąży do zera, czego należało się spodziewać przy synchronizacji obu jednostek PMU ze wspólnym wzorcem częstotliwości (system GPS). Odchylenie standardowe wynosi 0,4mHz. Średnia różnica napięć (wartości skutecznej pierwszej harmonicznej) wynosi 95,3V a

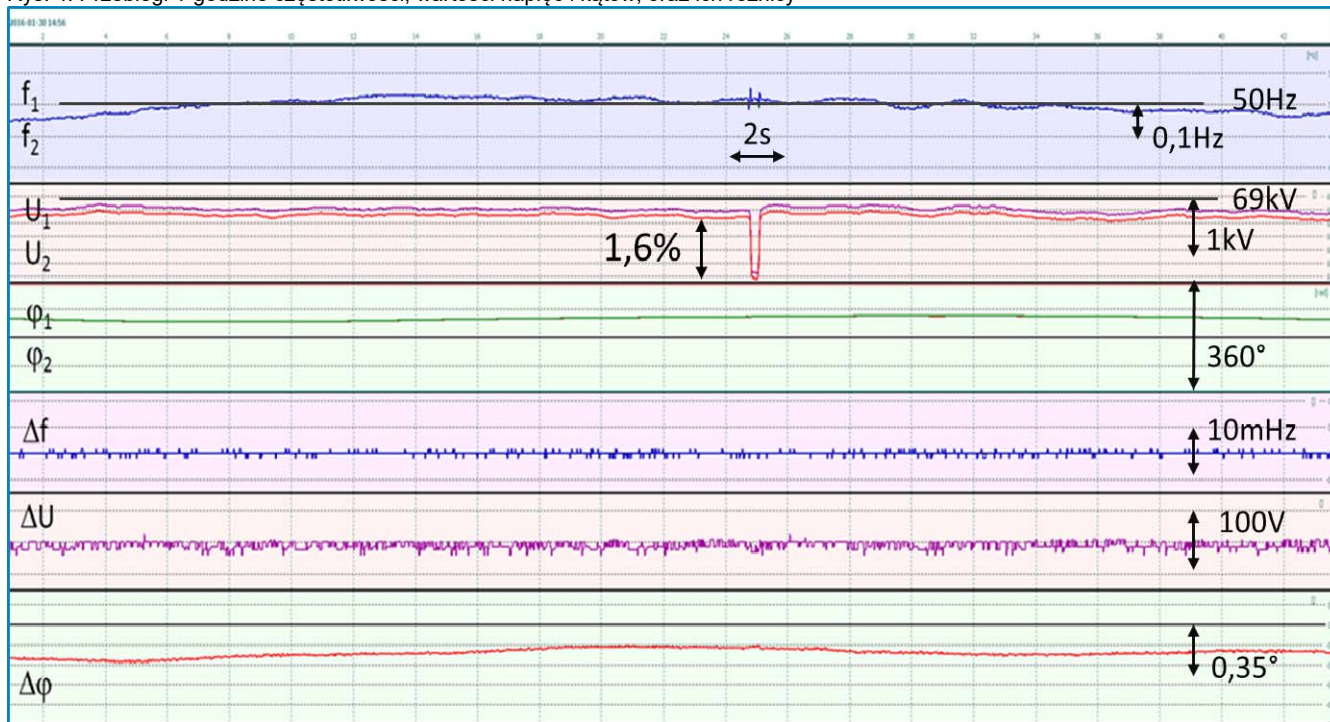
odchylenie standardowe 6,0V przy okresie raportowania 20ms. W aplikacjach nie wymagających dużej dynamiki odpowiedzi systemu pomiarowego (np. szacowanie strat) zastosowanie uśredniania wyników pozwala zmniejszyć błędy przypadkowe. Po uśrednieniu różnicy pomiarów np. w oknie o czasie 10s, odchylenie standardowe maleje do wartości 1,2V, co jest wartością poniżej 0,002% w odniesieniu do wartości znamionowej napięcia. Dla pomiaru kąta fazowego nie podano maksymalnych i minimalnych wartości gdyż zmieniają się one w zakresie  $\pm\pi$  dla częstotliwości sygnału mierzonego różnej od znamionowej, co ma miejsce w rzeczywistym SEE. Średnia różnica

pomiaru kąta przesunięcia fazowego wynosi  $0,174^\circ$ , a odchylenie standardowe  $0,034^\circ$ . Na rysunkach 4 i 5 przebieg kąta przesunięcia fazowego podany jest w radianach.

Na rysunku 5 przedstawiono przebiegi częstotliwości, napięcia i kąta przesunięcia fazowego z okresu 2-minutowego zawierającego zapad napięcia fazowego o ok. 1000V, co stanowi 1,6% napięcia znamionowego. Można zauważyć, że tego typu dynamiczne stany zakłóceń w sieci nie mają istotnego wpływu na wyniki pomiarów różnicowych.



Rys. 4. Przebiegi 1-godzinne częstotliwości, wartości napięć i kątów, oraz ich różnicy



Rys. 5. Przebiegi 2-minutowe częstotliwości, wartości napięć i kątów oraz ich różnicy podczas półsekundowego zapadu napięcia o wartości 1,6 % (fragment rys. 4)

Tabela 1. Wybrane wskaźniki statystyk opisowych wyników pomiarów rejestrowanych przez jedną godzinę

Wielkość	Jednostka	Wartość średnia	Wartość maksymalna	Wartość minimalna	Odchylenie standardowe
$f_1$	[Hz]	49,995	50,033	49,953	0,012
$f_2$		49,995	50,033	49,953	0,012
$\Delta f$		0,0000	0,0012	-0,0012	0,0004
$U_1$	[V]	68 735	68 984	67 845	75
$U_2$		68 640	68 884	67 759	75
$\Delta U$		95,3	112,5	74,7	6,0
$\Delta U_{10s}$		95,3	99,1	91,5	1,2
$\Delta \varphi$	[°]	-0,174	-0,079	-0,303	0,034

## Podsumowanie

Technika pomiarów synchronicznych pozwala na rozwiązanie wielu problemów występujących w pracy SEE. Jest to stosunkowo nowa technika, normy w zakresie wymagań dynamicznych zostały opublikowane w roku 2011 [4], gdzie opisano wymagania dla stanu ustalonego oraz w roku 2014 [5], w której zdefiniowano wymagania dla stanów dynamicznych. Jednak limity dopuszczalnych błędów są określone na tych samych poziomach w obu stanach ustalonym i dynamicznym. Stąd wielu producentów w naturalny sposób spełnia wymagania w stanie ustalonym z dużym marginesem. Wprowadzenie normy [6] pozwala producentom jednostek PMU na definiowanie wyższych klas dokładności w konkretnych przypadkach, szczególnie dla stanu ustalonego.

Stosunkowo ściśle zdefiniowane w normach wymagania metrologiczne, gwarantujące odpowiednio określoną spójność pomiarów w czasie, pozwalają na realizację algorytmów bazujących na pomiarach różnicowych. To z kolei pozwala na wyeliminowanie wielu składowych błędów systematycznego i wpływu sygnałów wspólnych. Jako sygnały wspólne rozumiane są cechy sygnałów pomiarowych występujące w tym samym czasie w miejscach pomiaru (np. bieżąca częstotliwość, wartość napięcia). W sygnale różnicowym po wyeliminowaniu składowej wspólnej zostanie zminimalizowany jej wpływ na wyznaczane wartości różnicowe. Przykładowo, na rysunku 5 wahanie napięcia jest widoczne w sygnale  $U_1$  i  $U_2$  jako „wspólna” cecha sygnałów. Natomiast nie jest zarejestrowane w sygnale różnicowym  $\Delta U$ .

Przeprowadzone rejestracje permanentne w SEE wskazują na znaczne potencjalne korzyści przy wykorzystaniu tej techniki do realizacji różnego rodzaju obserwacji obszarowych oraz automatyki obszarowej. Przewiduje się, że ta technika pomiarowa będzie nabierać coraz większego znaczenia w postępującym procesie transformacji energetycznej. W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym rośnie liczna niestabilnych źródeł OZE zainstalowanych w głębi sieci, zmieniają się kierunki przepływu energii. W tych warunkach pomiary różnicowe dokonywane obszarowo mogą stanowić istotną rolę w zarządzaniu systemem elektroenergetycznym (SEE). Możliwość kompensacji błędów systematycznych, zarówno amplitudowych, jak i kątowych oraz „prawie” równoczesne dokonywanie pomiarów pozwala na znacznie

precyzyjniejsze bilansowanie wyników pomiarów w stosunku do powszechnie stosowanych w SEE metod pomiarowych.

Technika synchronofazorów jest unormowana w zakresie estymowania fazora pierwszej harmonicznej, stąd mogą wystąpić pewne ograniczenia jej stosowania w przypadku przebiegów silnie odkształconych. Samą ideę pomiarów synchronicznych można jednak rozszerzyć dodając również do estymowanych parametrów fazory wyższych harmonicznych.

### Autorzy:

mgr inż. Mariusz Talaga, SPIE-Energotest Sp. z o.o. ul. Chorzowska 44b, 44-100 Gliwice, E-mail: [Mariusz.Talaga@spie.com](mailto:Mariusz.Talaga@spie.com);  
 prof. dr hab. inż. Adrian Halinka, Politechnika Śląska, Katedra Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. Bolesława Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-mail: [Adrian.Halinka@polsl.pl](mailto:Adrian.Halinka@polsl.pl).

### LITERATURA

- [1] NASPI. Actual and potential phasor data applications. 12/1/2009.
- [2] U.S. Department of Energy. Synchrophasor Technologies and their Deployment in the Recovery Act Smart Grid Program. August 2013.
- [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] C37.118.1a-2014. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements
- [6] IEC60255-118-1: 2018-12; Measuring relays and protection equipment – Part 118-1: Synchrophasor for power systems – Measurements.
- [7] Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF Magdeburg. Raport końcowy (ZKW/16/04/00015). Testy dokładności pomiarów PMU Energotest RZ40 na zgodność z normą C37.118.1. Magdeburg. 2016. Materiał niepublikowany.
- [8] M. Talaga. Doświadczenia eksploatacyjne związane z wdrażaniem aplikacji wykorzystujących pomiary synchroniczne. Konferencja „Zabezpieczenia przekaźnikowe w Energetyce. Komitet Automatyki Elektroenergetycznej SEP. Kazimierz Dolny. 2017, s. 67-76
- [9] M. Talaga. Wykorzystanie techniki pomiarów synchronicznych do szacowania strat w systemie elektroenergetycznym. Konferencja PTPIREE. Szacowanie i prognozowanie obciążeń w sieciach elektroenergetycznych. Wisła 2017. Prezentacja.