

Wymagania normatywne pomiarów synchronicznych w infrastrukturze elektroenergetyki

Streszczenie. Wiele systemów pomiarowych i decyzyjnych we współczesnej infrastrukturze elektroenergetyki przyjmuje charakter obszarowo rozproszony, w którym scentralizowane systemy realizują pomiary i podejmują decyzje na podstawie pomiarów lokalnych, zsynchronizowanych czasowo. W artykule dokonano analizy wymagań normatywnych stawianych systemom pomiarów synchronicznych, wynikającym z norm serii C37.118.

Abstract. Many measurement and decision-making systems in today's electric power infrastructure assume the characteristics of area-distributed systems, in which centralized systems perform measurements and make decisions based on local measurements, synchronized in time. This article analyzes the regulatory and standard requirements for systems realizing synchronous measurements according to the series of standards C37.118. (Standard requirements for systems realizing synchronous measurements in the power system infrastructure).

Słowa kluczowe: pomiary synchroniczne, system elektroenergetyczny, norma C37.118.

Keywords: synchronous measurements, electrical power system, C37.118.

doi:10.12915/pe.2014.03.16

Wstęp

Pierwszym standardem opisującym i definiującym proces wyznaczania synchronofazorów jest standard IEEE 1344TM-1995, zatwierdzony w 1995 roku. Jego „następcą” jest standard IEEE C37.118TM-2005. Głównym celem opracowania powyższych standardów było umożliwienie śledzenia wartości częstotliwości systemowej oraz szybkości jej zmian. Wielkości te jednak nie zostały w sposób jednoznaczny zdefiniowane w tych standardach. Nie określono również jednoznacznych wymagań dotyczących pomiarów tych wielkości [2]. Definicje i wymagania stawiane urządzeniom PMU zostały dopiero „doprecyzowane” w standardach IEEE C37.118.1TM-2011 oraz IEEE C37.118.2TM-2011 [3, 4]. Standardy te, opublikowane i zatwierdzone w grudniu 2011 roku, są rozwinięciem standardu C37.118TM-2005. Zostały one podzielone na dwie podklasy („.1” i „.2” w nazwie), rozdzielające wymagania dotyczące pomiarów (podklasa „.1”) oraz komunikacji (podklasa „.2”). Ułatwia to implementację standardu C37.118 w urządzeniach wykorzystujących techniki pomiarów synchronicznych.

Definicja fazora

Fazorem X sygnału $x(t)$ jest wartość zespolona \underline{X} , określona wzorem:

$$(1) \underline{X} = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \varphi + j \sin \varphi)$$

gdzie $\frac{X_m}{\sqrt{2}}$ jest wartością skuteczną sygnału $x(t)$,

a φ jest chwilowym kątem fazowym odniesionym do funkcji cosinus przy znamionowej częstotliwości, zsynchronizowanym z czasem uniwersalnym UTC. Kąt wynosi 0° , gdy wartość maksymalna sygnału $x(t)$ wypada w momencie wystąpienia sygnału PPS. Wartość φ wynosi -90° , jeżeli sygnał PPS występuje przy przejściu sygnału przez zero w kierunku dodatnim. Obrazuje to rysunek 1.

Wyznaczanie fazora sygnału

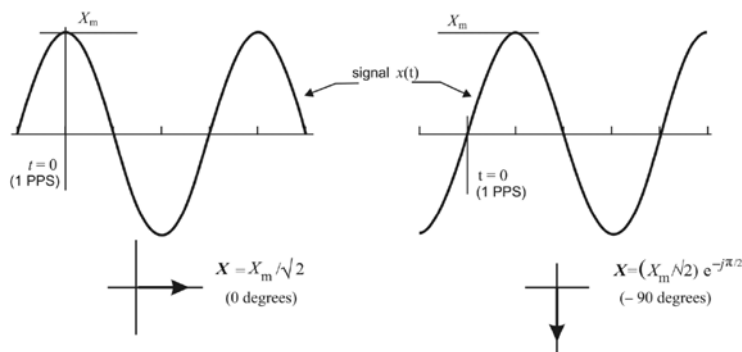
Synchrofazor powinien być wyznaczany i przesyłany w ramce danych z częstotliwością F_s , która jest liczbą całkowitą będącą ilością pomiarów wykonywanych i przesyłanych w czasie 1 s zgodnie z wymaganiami zamieszczonymi w tabeli 1. Powinna istnieć swobodna

możliwość wyboru częstotliwości F_s wyznaczania fazora przez użytkownika urządzenia PMU.

Tabela 1 dotyczy standardu z 2005 roku. W standardzie tym jedynie „zachęca” się do zaferowania w urządzeniach wyższych wartości, aż do wartości częstotliwości systemowej (odpowiednio 50 lub 60 F_s). W standardzie z 2011 wprowadzono enumeratywne wymaganie takich częstotliwości raportowania pomiarów. Zachęca się jednak w nim do udostępniania w urządzeniach wyższych wartości (100/s i 120/s) oraz wartości poniżej 10/s. Dla tych ostatnich nie muszą być spełnione wymagania „dynamiczne” [3]. W standardzie C37.118TM-2005 wprowadzono poziomy „dokładności” „0” i „1” (Tabela 2). Natomiast w C37.118.1TM-2011 wprowadzono zamiast poziomów – klasy: klasę „P” (Protection – zabezpieczenia) i klasę „M” (Measurements – pomiary).

Tabela 1
Wymagana częstotliwość wyznaczania (rozdzielczość raportowania) parametrów fazora w urządzeniach PMU

Znamionowa częstotliwość systemu	50 Hz		60 Hz				
	Częstotliwość wyznaczania fazora F_s (ramki/sekundę)	10	25	10	12	15	20



Rys. 1. Przyjęta w C37.118 konwencja opisu synchrofazora [1, 2, 3]

W standardzie C37.118TM-2005 bardzo niejednoznacznie określono (a niekiedy nie zdefiniowano w ogóle) pojęcia związane z czasami odpowiedzi algorytmów pomiarowych jak i całego urządzenia. Dopiero w „wersji”

C37.118.1™-2011 doprecyzowano, że czas odpowiedzi (*measurement response time*) jest to czas stanu przejściowego pomiędzy dwoma pomiarami w stanie ustalonym przed „zakłóceniem”, wprowadzonym na wejście urządzenia pomiarowego, a dwoma pomiarami w stanie ustalonym po wystąpieniu zakłócenia. Powinien on być wyznaczany jako interwał pomiędzy chwilą czasu, dla którego błąd TVE pomiaru po wystąpieniu zakłócenia przekroczy wartość dopuszczalną, a momentem, w którym wartość TVE w sposób stabilny znajdzie się z powrotem w dopuszczalnych granicach. Zdefiniowano również czas opóźnienia (*delay time*) oraz opóźnienie raportowania pomiarów (*measurement reporting latency*).

Graniczny błąd TVE wyznaczania faza sygnału wejściowego

W stanie ustalonym, kiedy wartości parametrów X_m , ω i φ sygnału wejściowego są stałe, błąd TVE (*Total Vector Error*) jest zdefiniowany poprzez zależność:

$$(2) \quad TVE(n) = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}}$$

gdzie:

$X_r(n)$, $X_i(n)$ wartości pomiarowe wyznaczone przez urządzenie,

Tabela 2

Parametry sygnału wejściowego i graniczne zakresy ich zmian, dla których maksymalny dopuszczalny błąd TVE nie powinien przekraczać wartości określonej dla wymagań poziomu 0 i 1 (wymagania dla normy C37.118™2005) [1]

Wielkość, której wartość ulega zmianie podczas testu	Wartości odniesienia	Zakres zmienności wartości parametrów sygnału wejściowego, dla którego określone zostały dopuszczalne wartości błędów TVE przy poziomach wymagań 0 i 1			
		Poziom 0		Poziom 1	
		Zakres zmienności	TVE [%]	Zakres zmienności	TVE [%]
Częstotliwość sygnału	$F_{znamiionowa}$	$\pm 0,5$ Hz	1	± 5 Hz	1
Amplituda sygnału	100% znamionowej	80% do 120% wart. znam.	1	10% do 120% wart. znam.	1
Kąt fazowy	0 radianów	$\pm \pi$ radianów	1	$\pm \pi$ radianów	1
Zawartość wyższych harmonicznych	<0,2% (THD)	1% każdej harmonicznej (aż do 50)	1	10% każdej harmonicznej (aż do 50)	1
Zakłócenie interferencyjne o częstotliwości sygnału f_i , gdzie: $ f_i - f_0 > F_s/2$ F_s – częst. wyzn. fazona f_0 – $F_{znamiionowa}$	<0,2% wartości amplitudy sygnału wejściowego	1% wartości amplitudy sygnału wejściowego	1	10% wartości amplitudy sygnału wejściowego	1

Sprawdzanie wymagań urządzeń PMU pod kątem dokładności wyznaczania faza sygnału wejściowego

Zgodnie z wymaganiami standardu C37.118™-2005, testy sprawdzające powinny być przeprowadzane przy założeniu, że zmiana sygnału następuje tylko poprzez zmianę jednego z parametrów sygnału, a pozostałe parametry są stałe przez jeden okres, wynikający z częstotliwości wyznaczania fazona. Poszczególne wymagania dla poziomów 0 i 1 zostały zamieszczone w tabeli 2. Należy podkreślić, że warunki sprawdzania zgodności ze standardem oraz wymagania nie były określone w bardzo precyzyjny sposób. Dotyczyły też wyłącznie wymagań w stanach quasi-stacjonarnych. W standardzie C37.118.1™-2011 doprecyzowano wymagania dotyczące dokładności wyznaczania fazona sygnału wejściowego oraz warunki sprawdzania wymagań ze

X_r , X_i - wartości teoretyczne sygnału określonego przez równanie 1 przy znanych parametrach X_m , ω i φ , w chwili czasu odpowiadającej wyznaczonym wartościom $X_r(n)$ i $X_i(n)$

Określony w normie C37.118™-2005 błąd TVE nie powinien przekroczyć wartości określonych dla poziomów wymagań 0 i 1 (w standardzie C37.118.1™-2011 wprowadzono klasy P i M), zdefiniowanych w tabeli 2. Dla normy C37.118.1™-2011, wymagania odnośnie poziomu błędu TVE są podobne, ale doprecyzowano sposób jego oceny [3].

Czas odpowiedzi PMU

Czas odpowiedzi PMU powinien być wyznaczany poprzez pomiar czasu odpowiedzi na skokowe zaburzenie amplitudy sygnału na poziomie $\pm 10\%$ w stosunku do wartości znamionowej tej amplitudy, przy znamionowej wartości częstotliwości sygnału. Czas ten jest interwałem pomiędzy wystąpieniem zaburzenia a czasem pierwszego pomiaru fazona, dla którego błąd TVE określony wzorem 2 znajdzie się i pozostanie stabilnie poniżej wartości granicznej, określonej wymaganiami 0 i 1, zamieszczonymi w tabeli 2.

standardem. Wprowadzono nowe parametry umożliwiające badanie zachowania się algorytmów realizujących proces wyznaczania synchronofazorów w stanach dynamicznych [3]:
– błąd pomiaru częstotliwości (FE – *Frequency measurement Error*):

$$(3) \quad FE = \left| \frac{f_{true} - f_{measured}}{f_{true}} \right| = \left| \frac{\Delta f_{true} - \Delta f_{measured}}{f_{true}} \right|$$

gdzie: f_{true} – teoretyczna wartość częstotliwości sygnału, $f_{measured}$ – wartość częstotliwości wyznaczona przez urządzenie,

– błąd RFE (błąd *Rate Of Change Of Frequency* – ROCOF):

$$(4) \quad RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{true} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{measured} \right|$$

Wartości te powinny być określane dla tych samych chwil czasu i posiadać znacznik czasu. Urządzenie PMU powinno wyznaczać i dysponować możliwością przekazania informacji o aktualnej wartości częstotliwości oraz parametru ROCOF (szybkość zmian częstotliwości). Wyznaczanie tych parametrów powinno następować według poniższej zasady. Jeżeli sygnał sinusoidalny zostanie zdefiniowany jako:

$$(5) \quad x(t) = X_m \cos[\Psi(t)]$$

to wartość częstotliwości sygnału jest określona następująco:

$$(6) \quad f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\Psi(t)}{dt}$$

Dla tak określonego sygnału wartość ROCOF zdefiniowana jest jako:

$$(7) \quad \text{ROCOF}(t) = \frac{df(t)}{dt}$$

Synchrofazory wyznaczone są zawsze w odniesieniu do wartości częstotliwości znamionowej (f_0). Jeżeli argument funkcji cosinus zostanie zapisany jako $\Psi(t) = \omega_0 t + \varphi(t) = 2\pi[f_0 t + \varphi(t)/2\pi]$, wartość częstotliwości może opisać równanie:

$$(8) \quad f(t) = f_0 + d[\varphi(t)/2\pi]/dt = f_0 + \Delta f(t)$$

gdzie $\Delta f(t)$ jest odchyleniem aktualnie wyznaczonej częstotliwości od częstotliwości znamionowej. W takim przypadku wartość ROCOF określona jest następującą zależnością:

$$(9) \quad \text{ROCOF}(t) = d^2[\varphi(t)/2\pi]/dt^2 = d(\Delta f(t))/dt$$

Wszystkie pomiary wykonywane w urządzeniach powinny posiadać znacznik czasu. Urządzenia PMU powinny uzyskiwać aktualny czas z niezawodnych i dokładnych źródeł (GPS) i umożliwiać przejście na czas UTC z odpowiednią dokładnością. Błąd synchronizacji czasu pomiarów o wartości $1\mu\text{s}$ odpowiada błędowi fazowemu $0,018$ stopnia dla systemu o częstotliwości znamionowej 50 Hz . Z kolei sam błąd fazowy o wartości $0,57$ stopnia przekłada się na wartość TVE równą 1% (zgodnie z równaniem 2). Wynika z tego, że aby w warunkach quasi-stacjonarnych błąd TVE nie przekraczał swoich dopuszczalnych wartości (ze względu na samą synchronizację), maksymalny błąd znacznikowania nie powinien przekraczać wartości $\pm 31\mu\text{s}$. Analogicznie będzie to miało wpływ na wartości błędów FE (*frequency error*) oraz ROCOF (*Rate Of Change Of Frequency*). Zaleca się więc, aby dokładność źródła czasu, używanego do znacznikowania, była dziesięciokrotnie większa niż ta, dla której osiąga się graniczne wartości powyższych parametrów w stanach quasi-stacjonarnych. Wszystkie błędy oraz dokładność źródła czasu powinny być rejestrowane i zawarte w ramce danych.

Sieć przesyłu i akwizycji danych

Urządzenia tworzące sieć przesyłu i akwizycji danych powinny być wzajemnie połączone z wykorzystaniem odpowiednich mediów transmisyjnych. W przypadku realizacji pomiarów synchronicznych podstawowym medium transmisyjnym są światłowody. Dopuszcza się stosowanie okablowania miedzianego jedynie w szczególnych wypadkach i na krótkich odcinkach połączeń. Wymagania te są silnie skorelowane z wymaganiami stawianymi układom i urządzeniom spełniającym standard

IEC 61850. Należy dążyć do tego, aby przesył danych i informacji w strukturze hierarchicznej przedstawionej na rysunku 2 miał jak najmniejsze opóźnienia czasowe oraz – w miarę możliwości – określone z góry gwarantowane maksymalne możliwe opóźnienia czasowe toru transmisji danych. Wartości tych opóźnień powinny być skorelowane z funkcjonalnościami realizowanymi za pomocą technik synchrofazorów. Przykładowe wartości spodziewanych opóźnień, spowodowanych przetwarzaniem i przesyłem sygnałów w układach pomiarów synchronicznych przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Wybrane przyczyny i spodziewane czasy opóźnień przy realizacji operacji pomiarów synchronicznych [3, 4]

Przyczyna opóźnienia	Spodziewane czasy opóźnień
Opóźnienie wprowadzone przez okno pomiarowe	17 ms do 100 ms
Filtracja pomiarowa	8 ms do 100 ms
Przetwarzanie informacji w PMU	0,005 ms do 30 ms
Przetwarzanie informacji w PDC i organizacja danych	2 ms do 2+ s
Wprowadzenie interfejsu szeregowego	0,05 ms do 20 ms
Operacje wejścia/wyjścia interfejsu komunikacyjnego	0,05 ms do 30 ms
Opóźnienie w torze transmisyjnym (medium transmisyjne)	3,4 $\mu\text{s}/\text{km}$ do 6 $\mu\text{s}/\text{km}$
Operacje buforowania i korekcja błędów w systemie komunikacyjnym	0,05 ms do 8 s

Niektóre czasy są trudne do przewidzenia. Np. buforowanie danych, multipleksacja/demultipleksacja, przekazywanie (forwarding) czy trasowanie (routing) mogą powodować opóźnienia w transmisji sygnałów od dziesiątek do tysięcy milisekund

Dla pomiarów typu off-line (akwizycja danych, off-linowa analiza stanów pracy sieci, rozliczenia, itp.) opóźnienia te nie są parametrem krytycznym. Spełnienie tych wymagań nie stanowi trudności. W tym przypadku ogólnie pojmowana wysoka niezawodność i gotowość sieci do realizacji transmisji danych nie jest niezbędna (choć wysoce pożądana). W przypadku realizacji innych funkcjonalności, wymagania co do niezawodności pracy sieci i krótkich czasów transmisji gwałtownie wzrastają. Przy wykorzystaniu łączy światłowodowych i spodziewanych opóźnień czasowych rzędu kilkudziesięciu lub kilkuset milisekund (300-400 ms) możliwa jest między innymi:

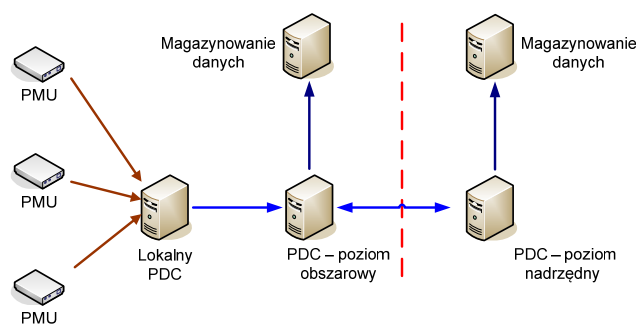
- wymiana danych wg. zasad współpracy w ramach systemów połączonych (np. WAMS ENTSO-E),
- wizualizacja zmian kąta mocy wybranych węzłów w SEE,
- monitorowanie zapasu stabilności napięciowej w wybranych węzłach odbiorczych,
- monitorowanie i rejestracja zmian częstotliwości,
- określanie dynamicznej obciążalności wybranych linii przesyłowych,
- monitorowanie i rejestracja kołysań międzysystemowych.

Największe wymagania pociągają za sobą lokalne lub obszarowe systemy zabezpieczeniowe, oparte o techniki synchroniczne. Opóźnienia toru transmisji danych dla takich systemów powinny zamykać się w czasach pojedynczych milisekund. W przeciwnym wypadku realizacja kryteriów zabezpieczeniowych w oparciu o techniki synchrofazorów nie spełni pokładanych w nich oczekiwań. Wymagana jest tutaj również wysoka ogólna niezawodność sieci teletransmisyjnej i urządzeń teleinformatycznych, tworzących taką sieć. Większość połączeń dla realizacji funkcjonalności „zabezpieczeniowej” powinna być zrealizowana za pomocą bezpośrednich połączeń

światłowodowych typu punkt-punkt (z możliwym maksymalnym pominięciem urządzeń aktywnych sieci). Powinny być również stosowane odpowiednie interfejsy sieciowe oraz protokoły transmisyjne gwarantujące możliwie najkrótsze czasy transmisji i wymiany danych. Dane i informacje dla takiej funkcjonalności powinny mieć najwyższy priorytet przesyłu, co zostało uwzględnione w standardach C37.118 oraz IEC 61850.

Proste struktury transmisji danych (rysunek 2) składają się z urządzeń realizujących pomiary synchroniczne (PMU – *Phasor Measurement Unit*) oraz koncentratorów danych (PDC – *Phasor Data Concentrator*). Koncentratory lokalne zbierają dane pochodzące z obserwowanego obiektu (np. stacji elektroenergetycznej). Dzieje się to najczęściej w czasie quasi-rzeczywistym (krótkie tory transmisyjne, niewielka ilość aktywnych urządzeń pośredniczących). Dane te przesyłane są następnie do jednostek obszarowych. Układ ten może w konsekwencji przesyłać dane z jednostek obszarowych do jednostki nadrzędnej, która umożliwia „obserwację” całego wybranego obszaru systemu elektroenergetycznego (np. obszar całego kraju). Jest to oczywiście tylko przykładowa struktura, która może być w sposób elastyczny adaptowana do oczekiwań i funkcjonalności, które taki system powinien realizować. Urządzenia PMU mogą być samodzielnymi urządzeniami realizującymi pomiary synchroniczne bądź częścią innych urządzeń (realizacja funkcjonalności PMU), np. terminali zabezpieczeniowych. W sieci transmisji danych urządzenia PDC można postrzegać jako węzły sieci. Oprócz pośredniczenia w wymianie danych pomiędzy urządzeniami PMU a wyższymi warstwami systemu oraz akwizycji danych, mogą one realizować inne funkcje, np.:

- sprawdzanie jakości otrzymywanych danych z urządzeń PMU oraz oznaczanie („flagowanie”) w odpowiedni sposób analizowanych danych,
- sprawdzanie przyczyn zakłóceń w procesie wyznaczania parametrów fazora i transmisji danych oraz ich analiza,
- ogólny nadzór nad wybranym fragmentem systemu realizującego pomiary synchroniczne,
- pośrednie lub bezpośrednie połączenie z systemami sterowania SCADA.



Rys. 2. Przepływ danych w systemach pomiarów synchronicznych

W normach wyraźnie podkreśla się, że PDC należy rozumieć raczej jako funkcjonalność, a nie jako samodzielne urządzenie. Powinna ona być zrealizowana w innych urządzeniach lub systemach urządzeń.

Urządzenia PMU mogą wysyłać dane w wielu strumieniach informacji z różnymi rozdzielczościami pomiarowymi F_s oraz różnymi miejscami przeznaczenia informacji. Każdy taki strumień powinien być swobodnie kontrolowalny, posiadać własny identyfikator IDCOD oraz zestaw ustawień konfiguracyjnych. Umożliwia to dostarczanie danych do urządzeń o różnym zapotrzebowaniu na informacje (czasy

opóźnień, jakość filtracji – klasy „P” i „M”) w zależności od ich przeznaczenia.

Podsumowanie

W artykule ogólnie scharakteryzowano wymagania normatywne techniki pomiarów synchronicznych w infrastrukturze elektroenergetyki. Wskazano również potencjalne możliwości wykorzystania tej techniki w wielu obszarach związanych z zarządzaniem technicznym pracą systemu elektroenergetycznego. Pomiary synchroniczne mogłyby być wykorzystane w dwojaki sposób. Po pierwsze, układy i systemy wykorzystujące pomiary synchroniczne mogą sygnalizować obsłudze wystąpienie stanów awaryjnych oraz stanów zagrożeniowych, które w konsekwencji mogą prowadzić do awarii [1, 5]. Bardziej zaawansowane systemy dadzą możliwość wypracowywania sygnałów decyzyjnych w obszarze sterowania pracą systemu elektroenergetycznego oraz w obszarze automatyki zabezpieczeniowej (rozproszone systemy EAZ). Te ostatnie nabierają szczególnego znaczenia w obliczu pojawiających się znacznych ilości rozproszonych lokalnych źródeł generacji energii elektrycznej oraz odchylenia od tradycyjnego schematu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (przepływ energii elektrycznej od dużych systemowych źródeł wytwórczych w kierunku odbiorców). Warunkiem skutecznego wykorzystania tej techniki w praktyce wydaje się być proces rejestracji, akwizycji i archiwizacji samych pomiarów. Należy jednak wyraźnie zasignalizować, że poważnym problemem w procesie wdrażania tej techniki i badania możliwości jej wykorzystania do realizacji różnych funkcjonalności w ramach SEE, może być swoiste „niedopasowanie” urządzeń realizujących pomiary synchroniczne. Problem ten wynika z braku wystarczająco precyzyjnych wytycznych dotyczących badań ich zgodności z normami (szczególnie jest to widoczne dla normy C37.118 z 2005 roku). Algorytmy zaimplementowane w urządzeniach różnych producentów mogą spełniać wymagania norm, ale ich właściwości (np. czasy ustalania się odpowiedzi na skokowe zmiany wielkości wejściowych czy też czasy opóźnień interfejsów komunikacyjnych) mogą być na tyle różne, że konieczne będzie opracowanie bardzo precyzyjnych wymagań dotyczących tych właściwości, albo zastosowanie urządzeń jednego producenta.

LITERATURA

- [1] Halinka A., Rzepka P., Szabliski M., Szewczyk M.: Wpływ poprawności pracy automatyki elektroenergetycznej na bezpieczeństwo SEE w aspekcie nowych rozwiązań technicznych i ekonomicznych realizowanych i planowanych do realizacji w KSE, *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, R. 87 NR 2/2011, s. 140 - 143
- [2] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems C37.118 rev. 2005
- [3] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems C37.118.1 rev. 2011
- [4] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems C37.118.2 rev. 2011
- [5] Iżykowski J., Rosołowski E., „Synchroniczne pomiary rozproszone w zastosowaniu do lokalizacji zwarć w liniach napowietrznych”, *Przegląd Elektrotechniczny* 11/2009, ISSN 033-2097, SIGMA NOT Sp. Z o.o., Warszawa 2009, s. 21-25

Autor: dr inż. Michał Szewczyk, Politechnika Śląska w Gliwicach, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, E-Mail: Michal.Szewczyk@polsl.pl