

STANDARYZACJA METOD POMIAROWYCH GRUPY PRZYRZĄDÓW PRZEZNACZONYCH DO WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W artykule przedstawiono próbę standaryzacji metod pomiarowych do wyznaczenia wskaźników jakości energii elektrycznej, jaka została zaproponowana w kilku publikacjach i dokumentach normalizacyjnych przygotowanych przez IEC/TC77. Wymagania odnoszą się do grupy przyrządów realizujących pomiary w systemach zasilających prądu przemiennego 50/60 Hz. W szczególności dotyczą one analizatorów parametrów sieci, które jako przyrządy wieloparametrowe powinny umożliwiać kompleksową ocenę stanu kompatybilności (EMC-ElectroMagnetic Compatibility) pomiędzy urządzeniami i systemami w obwodach publicznych sieci rozdzielczych. Na podstawie zaleceń przyjętych z dokumentów normalizacyjnych przedstawiono niektóre wymagania określające utrzymywanie warunków kompatybilności, zarówno po stronie dostawców jak i odbiorców energii elektrycznej. Dokonano także ogólnego przeglądu zagrożeń, jakie mogą wystąpić w warunkach eksploatacji urządzeń pracujących w publicznej sieci rozdzielczej, podczas przekraczania dopuszczalnych zakresów dla niektórych wskaźników jakości. Przedstawiono wybrane przyrządy, które spełniają wymagania standaryzacji metod pomiarowych, a jednocześnie zapewniają zbieżność wyników do porównywania wskaźników jakości energii elektrycznej w ramach określonej normami klasy pomiarowej.

1. WSTĘP

Ponieważ energia elektryczna jest produktem, to jak każdy inny produkt, powinna spełniać odpowiednie wymagania jakościowe. Znaczna część obecnie użytkowanych urządzeń elektrycznych (np. elektronicznych i komputerowych) wymaga dotrzymywania standardów wysokiej jakości energii. Paradoxem jednocześnie jest to, że te same urządzenia są często główną przyczyną występowania zaburzeń w odniesieniu np. do parametrów napięcia zasilającego (częstotliwości, wartości, kształtu przebiegu i symetrii napięć trójfazowych) w publicznych sieciach rozdzielczych. Podstawowym powodem są tutaj nieliniowości ich charakterystyk. Kiedy takie nieliniowe odbiorniki¹ energii elektrycznej zostają włączone do publicznej sieci rozdzielczej, to są one źródłami prądowymi wyższych harmonicznych i interharmonicznych. Trudno jest obecnie zakwestionować ogólnie przyjęty pogląd, że utrzymywanie zadowalającej jakości energii w punkcie jej dostarczania powinno być wspólną odpowiedzialnością dostawcy i odbiorcy. W praktyce oznacza to tylko tyle, że poziom jakości energii jest przyjętym kompromisem pomiędzy odbiorcą a dostawcą. Jeżeli jakość energii nie jest wystarczająco dobrze dostosowana do potrzeb użytkowych, wtedy niezbędne jest podjęcie środków jej poprawy i dokonanie analizy kosztów i korzyści, dla osiągnięcia wymaganego poziomu zadowolenia odbiorcy. Jednak koszty ponoszone przy „korzystaniu” z niskiej jakości

¹ Wyniki badań wykonanych latach 90-tych XX stulecia przez Electricite de France oraz Electric Power Research Institute z Palo Alto prognozowały, że na początku 2000 około 60% energii elektrycznej będzie pobierane przez odbiorniki nieliniowe [6].

energii zwykle przewyższają koszty środków niezbędnych do jej poprawy (ocenia się, że straty powodowane niską jakością energii elektrycznej w przemyśle i handlu na obszarze państw Unii Europejskiej, wynoszą około 10 mld euro rocznie). Energia elektryczna jest przecież bardzo specyficznym produktem. Brak jest możliwości jej magazynowania, w ilościach, które miałyby znaczenie, stąd też jest ona zużywana w tym samym czasie kiedy jest wytwarzana. Aby było możliwe wyznaczanie i monitorowanie jednocześnie wielu wskaźników jakości energii elektrycznej, głównie w miejscu jej dostawy, a także w wybranych punktach publicznych sieci rozdzielczych, konieczne stało się zastosowanie w pomiarach dobrze dobranej grupy wieloparametrowych przyrządów np. analizatorów parametrów sieci. Takie przyrządy mogłyby stanowić dla dostawcy i odbiorcy ważne narzędzie kontrolne, potwierdzające warunki zawieranej umowy o dotrzymywaniu standardów jakościowych w miejscu przyłączenia. Stosowane dotychczas w tej grupie przyrządów, dostępnych na rynku, metody pomiarowe, a odnoszące się do wskaźników jakości energii elektrycznej nie były poddane standaryzacji. Dlatego też dostawca i odbiorca, którzy mają odmienne punkty widzenia w odniesieniu do tego samego problemu generowania zaburzeń w publicznej sieci rozdzielczej, byli skłonni często poddawać otrzymany wyniki własnej „rewizji interpretacyjnej”. Obiektywna ocena otrzymanych wyników pomiarowych jest już obecnie możliwa, gdyż w ramach przyjętych założeń normalizacyjnych, podjęto próbę standaryzacji metod pomiarowych do wyznaczania wskaźników jakości energii elektrycznej. Została ona zaproponowana ostatnio w kilku publikacjach i dokumentach normalizacyjnych przygotowanych przez IEC/TC77 np. w ramach normy IEC 61000 Kompatybilność elektromagnetyczna. Wymagania tam zawarte odnoszą się właśnie do tej grupy przyrządów wykonujących wieloparametrowe pomiary wielkości elektrycznych i wyznaczających wskaźniki jakości energii elektrycznej w ramach monitorowania systemów zasilających prądu przemiennego 50/60 Hz.

2. STANDARYZACJA METOD POMIAROWYCH DO WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Obserwujemy obecnie okres rozwoju cywilizacyjnego i technologicznego, w którym powszechnie jest stosowanie różnych urządzeń elektrycznych i elektronicznych, a liczba ich zastosowań ciągle znacząco rośnie, zarówno w wielu gospodarstwach domowych, a także w instytucjach użyteczności publicznej, zakładach przemysłowych oraz laboratoriach badawczych i naukowych. W początkowych latach XXI wieku urządzenia elektryczne stanowią ważny fragment „technicznego wyposażenia” całego środowiska życia człowieka. Nie powinno więc być zbyt dużym uproszczeniem stwierdzenie, że obecnie prawie wszyscy ludzie w jakimś stopniu korzystają z zasobów wielu różnych systemów energetycznych, dostarczających dla tych wszystkich zastosowań niezbędnej energii elektrycznej. Ponadto, zauważyć można wiele obszarów użytkowania klasycznych urządzeń elektrycznych, gdzie obok siebie występują wspólnie pracujące systemy trakcji elektrycznej, systemy radiokomunikacyjne, a nawet systemy telekomunikacyjne i informatyczne. Wszystkie te „zbiory” pracujących, niejako obok siebie wielu urządzeń elektrycznych, które wypełniając swoje podstawowe funkcje, jednocześnie współużytkują przestrzeń i czas, wzajemnie oddziałując na siebie nie tylko w sposób pożądaný [1]. Z tą ich użyteczną pracą nieodłącznie związane jest występowanie zjawisk elektromagnetycznych będących efektem niejako ubocznym, które mogą wpływać na poprawność działania innych urządzeń. Zjawiska te nazywane są zaburzeniami elektromagnetycznymi. Zagadnienie to jest związane z dobrze zdefiniowanym i już powszechnie uznanym pojęciem - *kompatybilności elektromagnetycznej* (EMC – ElectroMagnetic Compatibility), które opisuje definicja przyjęta w 1976 roku przez Międzynarodową Komisję Elektrotechniczną IEC – „*Kompatybilność elektromagnetyczna, to zdolność urządzeń do funkcjonowania w sposób zadowalający w danym środowisku elektromagnetycznym bez wprowadzania nadmiernych zaburzeń do jakiegokolwiek elementu tego środowiska*”. Wynika stąd, że istnieje realny problem techniczny, a odnoszący się do ograniczania w użytkowanych urządzeniach elektrycznych wzajemnego oddziaływania wszelkich występujących

w nich zaburzeń, poprzez zapewnienie określonego poziomu odporności na nie, czyli osiągnięcia pewnego stanu równowagi w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej.

Koncepcja jednolitego rozpatrywania w normalizacji wszystkich zagadnień związanych z EMC, oparta została o utworzoną na te potrzeby standardową hierarchię opracowywania dokumentów – norm, specyfikacji i raportów technicznych, które przygotowuje Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna IEC. Dokumenty takie to: publikacje podstawowe (basic EMC publications), normy ogólne (generic EMC standards), normy grup wyrobów (product family standard) i normy wyrobu (product standard) [1]. Wśród nich szczególne znaczenie mają publikacje podstawowe oraz normy ogólne, a to ze względu na ich szeroki zakres oddziaływania. Komitet Techniczny IEC/TC77 „Kompatybilność Elektromagnetyczna”, który ma swoje oficjalne związki z właściwymi profesjonalnymi organizacjami krajowymi (np. struktury organizacyjne IEC/TC77 od 1994 r. współpracują w Polsce z powołanym przez PKN Komitetem Technicznym nr 104 ds. Kompatybilności Elektromagnetycznej), regionalnymi i międzynarodowymi, przygotował szereg dokumentów wchodzących w skład jednej z ważniejszych publikacji podstawowych, takich jak np. IEC 61000 Kompatybilność elektromagnetyczna. W jej części 4 – Metody badań i pomiarów, zaproponowano wymagania dotyczące standaryzacji metod pomiarowych dla grupy przyrządów przeznaczonych do wieloparametrowych pomiarów wielkości elektrycznych i wyznaczania wskaźników jakości energii elektrycznej. Tekst podstawowego dokumentu 77A/398/FDIS, przygotowanego jako przyszłe 1. wydanie normy IEC 61000-4-30 poddano pod głosowanie równocześnie w IEC i CENELEC, a następnie został on zatwierdzony przez CENELEC jako norma europejska EN 61000-4-30:2003, która ma status Polskiej Normy. W przygotowanym przez PKN projekcie normy PN-EN 61000-4-30:2003 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-30: Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii* zdefiniowano metody pomiaru wskaźników jakości energii elektrycznej dla systemów zasilających prądu przemiennego o częstotliwości 50/60 Hz oraz wymagania dotyczące interpretacji wyników pomiarów. Dla każdego parametru i wskaźnika opisano metody pomiaru oraz podano sposób umożliwiający uzyskanie wiarygodnych, powtarzalnych i porównywalnych wyników, niezależnie od zastosowanego przyrządu i niezależnie od jego warunków środowiskowych. Zapisy zawarte w normie dotyczą pomiarów realizowanych *in situ* (w miejscu badanej instalacji), a przedstawiona standaryzacja metod wyznaczania wszystkich wskaźników jakości energii elektrycznej odnosi się do wybranego i w pewnym sensie ograniczonego zbioru zaburzeń, obejmującego tylko zjawiska przewodzone (rozchodzące się drogą przewodową), które występują w sieci zasilającej prądu przemiennego 50/60 Hz oraz uwzględniają wszystkie parametry napięcia i/lub prądu, stosownie do potrzeb. W zależności od celu pomiaru, mogą być mierzone i wyznaczone wszystkie wymienione w normie wskaźniki jakości energii elektrycznej lub ich podzbiór. Dlatego też przedstawiona norma jest tylko pewnym opisem działania „przyrządu pomiarowego” (np. analizatora jakości energii elektrycznej), a nie specyfikacją projektową, a określone w niej niepewności wyników pomiaru w podanych przedziałach zmian wielkości wpływających na pomiar, jedynie determinują wymagania funkcjonalne. Sama norma określa głównie metody pomiaru, lecz nie ustala wartości progowych, a wpływy na wyniki pomiarów stosowanych dodatkowych elementów sprzętowych np. przetworników, włączanych pomiędzy system zasilający i przyrząd pomiarowy, nie są w tym dokumencie szczegółowo rozważane. Jednocześnie zwrócono pewną uwagę na środki ochrony związane z instalowaniem samych przyrządów pomiarowych w obwodach publicznych sieci rozdzielczych pod napięciem. Istotnym wyznacznikiem dla całego dokumentu jest to, że podstawy standaryzacji metod pomiarowych do wyznaczania wskaźników jakości energii elektrycznej z normy PN-EN 61000-4-30:2003 określono w pkt. 4 opisującym postanowienia ogólne, gdzie podano: klasy pomiarowe, organizację pomiarów, mierzone wielkości elektryczne, agregację pomiarów w przedziałach czasu, algorytm agregacji pomiarów, niepewność czasu zegarowego i koncepcję oznaczania. Wszystkie te wymagania odnoszą się bezpośrednio do wymienionych w jej pkt. 5 parametrów jakości energii, które są tam przywołane jako: częstotliwość, wartość i wahania napięcia zasilającego, zapady i wzrosty napięcia zasilającego, przerwy w zasilaniu, napięcia przejściowe, asymetria napięcia zasilającego, harmoniczne i interharmoniczne dla napięcia i prądu, napięcia sygnalizacyjne nałożone na napięcie zasilające

i szybkie zmiany napięcia. W odniesieniu do każdego mierzonego parametru, jaki został wymieniony wg pkt. 4.1 normy PN-EN 61000-4-30:2003, zdefiniowano **dwie klasy pomiarowe**[2]:

Klasa pomiarowa A - jest stosowana w przypadku przeprowadzenia dokładnych pomiarów, a koniecznych przy realizacji celów kontraktowych, weryfikacji zgodności wyników z postanowieniami norm, rozstrzygnięcia zaistniałych sporów itp.

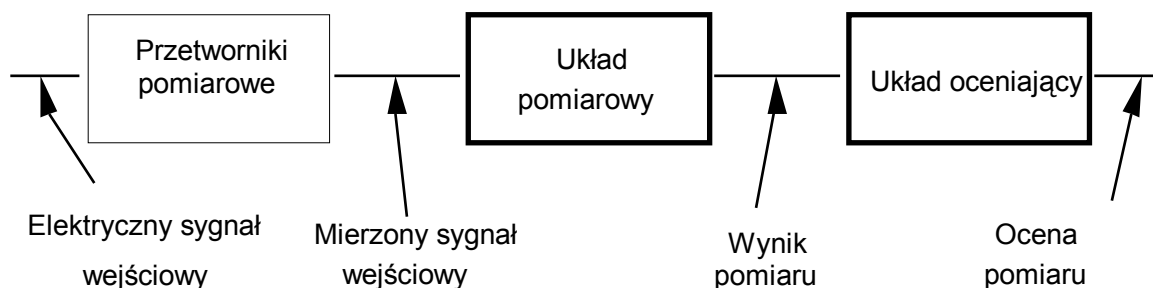
W uzupełnieniu określa się wymaganie, że dowolne pomiary parametru przeprowadzone za pomocą dwóch różnych przyrządów spełniających wymagania klasy A i mierzących te same sygnały powinny dać zbieżne wyniki mieszczące się w określonym przedziale niepewności. W celu zagwarantowania zbieżności wyników, przyrząd klasy A wymaga, aby dla każdego parametru charakterystyka pasmowa i częstotliwość próbkowania były wystarczające dla podanej niepewności pomiaru.

Klasa pomiarowa B – jest najczęściej stosowana przy wykonywaniu pomiarów statystycznych, wykrywaniu przyczyn i eliminacji awarii oraz dla innych zastosowań nie wymagających dokładnych wyników wyznaczanych z małą niepewnością pomiaru.

Dla każdej klasy pomiarowej podano przedział zmienności wielkości wpływających na wynik, który powinien być uwzględniony, a użytkownicy przyrządu powinni wybrać tę klasę pomiarową, która w pełni uwzględni ich wymagania w odniesieniu do zastosowania. Każdy taki przyrząd pomiarowy może mieć dwie klasy pomiarowe (A i B) dla różnych parametrów, a ponadto jego producent powinien określić wielkości mające wpływ na wynik pomiaru, które jeśli nie są podane mogą pogorszyć jego własności metrologiczne.

Organizacja pomiarów zaproponowana w normie PN-EN 61000-4-30:2003 wg pkt. 4.2 pozwala ustalić, że mierzone wielkości elektryczne mogą być dostępne bezpośrednio, jak jest to zwykle w systemach niskiego napięcia, lub też mogą być dostępne poprzez „przyłączone” przetworniki pomiarowe. Przedstawiony na rys.1 tor pomiarowy „przyrządu” jest kompletny, jednakże w tej części normy nie rozważa się uwzględniania przetworników pomiarowych

i związanej z nimi niepewności pomiaru [2].



Rys.1. Tor pomiarowy

Mierzone wielkości elektryczne wg wymagań PN-EN 61000-4-30:2003 pkt. 4.3 charakteryzują warunki przeprowadzania pomiarów w systemach zasilających jedno- lub wielofazowych, gdzie w zależności od okoliczności, może być wymagany pomiar napięć pomiędzy przewodami fazowymi a przewodem neutralnym (faza – przewód neutralny) lub pomiędzy przewodami fazowymi (faza – faza) lub pomiędzy przewodem neutralnym i ziemią. Nie jest celem normy narzucenie wyboru wielkości elektrycznych podlegających pomiarowi. Z wyjątkiem pomiaru asymetrii napięcia, który ze swej natury jest wielofazowy, opisane metody pomiarowe w normie dają niezależne wyniki dla każdego toru pomiarowego. Pomiary prądu mogą być wykonane w systemie zasilającym dla każdego przewodu, łącznie z przewodem neutralnym i przewodem ochronno-neutralnym. Często korzystny jest pomiar prądu równocześnie z pomiarem napięcia i powiązanie pomiarów prądu w danym przewodzie z pomiarami napięcia pomiędzy tym przewodem i przewodem odniesienia, którym może być przewód uziemiający lub przewód neutralny [2].

Agregacja pomiarów w przedziałach czasu realizowana jest w taki sposób (zgodnie z PN-EN 61000-4-30:2003 pkt. 4.4), że podstawowym czasem pomiaru wartości parametrów (napięcia zasilającego, harmonicznych, interharmonicznych i asymetrii napięć) jaki przyjęto

do „obserwacji” są przedziały czasu wyznaczone: dla 10-okresów systemu zasilającego o częstotliwości znamionowej 50 Hz lub dla 12-okresów systemu zasilającego o częstotliwości znamionowej 60 Hz. Wszystkie otrzymane wyniki pomiarów są agregowane w trzech różnych przedziałach czasu [2] dla obu klas pomiarowych (A i B).

Klasa pomiarowa A - przyjęto następujące przedziały czasów agregacji:

1. **3 s** (jako 150 okresów dla częstotliwości znamionowej 50 Hz lub jako 180 okresów dla częstotliwości znamionowej 60 Hz),
2. **10 min**,
3. **2 h**.

Klasa pomiarowa B – gdzie podano tylko, że metodę, liczbę i czasy przedziałów agregacji powinien wskazać producent.

Algorytm agregacji pomiarów proponowany w PN-EN 61000-4-30:2003 pkt. 4.5 określa, że agregacje wyników pomiarów wyznacza się z wykorzystaniem pierwiastka kwadratowego z średniej arytmetycznej mierzonych wielkości wejściowych podniesionych do kwadratu. Wyróżnione są trzy kategorie agregacji [2]:

1. **Agregacja okresowa** – wyniki pomiarów powinny być zagregowane dla 150/180-okresowego przedziału czasowego z piętnastu 10/12-okresowych przedziałów czasów agregacji. Ten czas agregacji nie jest „czasem zegarowym”, ponieważ jego podstawą jest pomiar częstotliwości znamionowej 50/60 Hz.
2. **Od agregacji okresowej do agregacji czasu zegarowego** – w tym sposobie agregacji, uzyskana z agregacji 10-minutowa wartość (jako wynik) powinna być etykietowana absolutnym czasem zegarowym (np. 01H10.00). Czasową etykietą jest czas na końcu 10-minutowej agregacji. Jeżeli ostatnia 10/12 okresowa wartość w tym 10-minutowym czasie agregacji zachodzi na granicę 10 minut czasu zegarowego, wówczas także ta 10/12-okresowa wartość jest włączana w agregację rozważanego przedziału 10-minutowego. Na początku pomiaru, 10/12-okresowy przedział pomiarowy powinien zacząć się na granicy całkowitego 10-minutowego czasu zegarowego i powinien być ponownie synchronizowany na granicy każdego kolejnych 10 minut. Technika ta oznacza, że bardzo mała liczba danych może zachodzić na siebie i pojawiać się w dwóch sąsiednich 10-minutowych agregacjach.
3. **Agregacja czasu zegarowego** – wyniki pomiarów do przedziału „czasu agregacji 2 h” powinny być agregowane z wszystkich dwunastu przedziałów 10-minutowych.

Niepewność czasu zegarowego – określona została w PN-EN 61000-4-30:2003 pkt. 4.6 dla przyjętych wcześniej dwóch klas pomiarowych (A i B) [2]:

Klasa pomiarowa A – gdzie wyznaczona niepewność czasu zegarowego nie powinna przekraczać: ± 20 ms dla 50 Hz lub $\pm 16,7$ ms dla 60 Hz.

Podaje się także pewne zalecenia, aby to osiągnąć. Można np. zastosować procedurę synchronizacyjną, gdzie synchronizacja odbywa się okresowo podczas sesji pomiarowej, za pomocą odbiornika GPS lub poprzez odbiór sygnałów czasowych transmitowanych drogą radiową. Gdy synchronizacja zewnętrznym sygnałem nie jest możliwa, tolerancja etykietowania czasowego powinna być lepsza niż $1s/24h$. Takie działanie jest niezbędne dla zagwarantowania, aby np. dwa przyrządy klasy A mierzące ten sam sygnał dawały takie same w pełni zagregowane wyniki 10-minutowe. Ponadto w przypadku kiedy wystąpią przekroczenia jakiegokolwiek obserwowanego progu, przydatna jest rejestracja daty i czasu, w którym to zdarzenie się pojawiło.

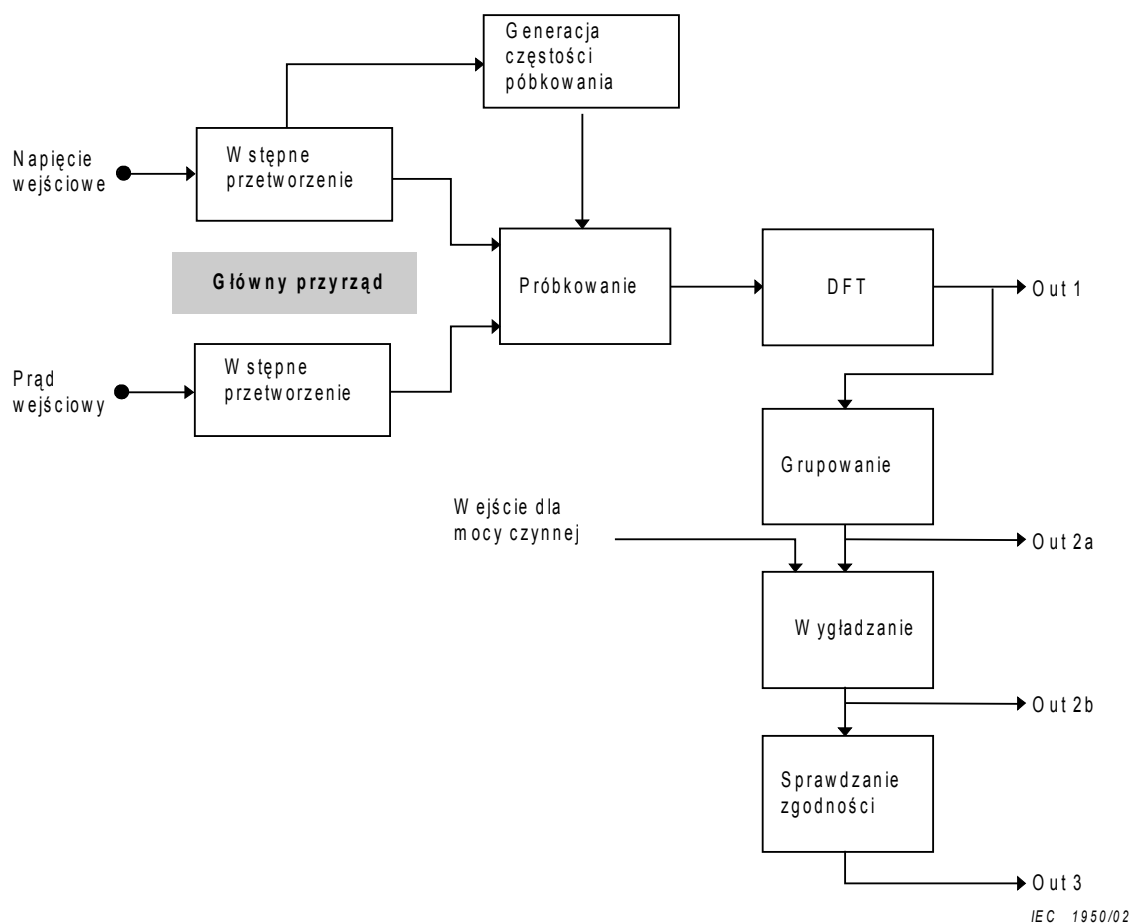
Klasa pomiarowa B - metodę wyznaczania niepewności czasu zegarowego dla przedziałów 10-minutowych powinien określić producent.

Koncepcja oznaczania – ma zgodnie z wymaganiami pkt. 4.7 PN-EN 61000-4-30:2003 zastosowanie tylko do przyrządów klasy pomiarowej A, w odniesieniu do pomiarów częstotliwości, wartości napięcia, wahań napięcia, asymetrii napięcia zasilającego, harmonicznym i interharmonicznym napięcia, napięć sygnalizacyjnych oraz wszelkich pomiarów wykonywanych podczas odchylenia wartości wyznaczonych wskaźników w górę i w dół. Podczas wystąpienia zapadu, wzrostu lub przerwy zasilania algorytm pomiaru innych parametrów (np. pomiaru częstotliwości) może dać niewiarygodne wartości. Koncepcja oznaczania pozwala uniknąć zliczania pojedynczego zdarzenia więcej niż jeden raz w różnych parametrach (np.

liczenia pojedynczego zapadu jako zapadu i zmiany częstotliwości) i wskazuje, że zagregowana wartość może być niewiarygodna. Oznaczanie jest wyzwalane jedynie przez zapady, wzrosty i przerwy zasilania. Detekcja ich jest zależna od wartości progu wybranego przez użytkownika i ten wybór ma wpływ na to, które dane są oznaczane. Jeżeli podczas danego czasu pomiaru jakakolwiek wartość jest oznaczona, to wartość zagregowana zawierająca ten wynik powinna być także oznaczona. Taka wartość powinna być zapisana i także włączona w proces agregacji. Przykładowo, jeżeli podczas określonego przedziału czasu jakakolwiek wartość zostanie oznaczona, to wartość zagregowana, która zawiera ten wynik, powinna być także oznaczona i zapisana. Użytkownik może sam zdecydować, jak oceniać oznaczone wyniki pomiarów. Dla przyrządu pomiarowego (np. analizatora jakości energii) może być także przydatna oddzielna rejestracja jego błędów i stanów wewnętrznych, jak np. przekroczenie skali lub utrata synchronizacji przez PLL (pętlę fazową).

Norma PN-EN 61000-4-30:2003 odnosi się także do zagadnień pomiaru przebiegów przejściowych (prądu i napięcia) oraz szybkich zmian napięcia występujących w systemach niskiego napięcia. Najczęściej są one opisywane jako „przebiegi przejściowe napięcia”, jednakże w wielu przypadkach bardziej istotne znaczenie mogą mieć przebiegi przejściowe prądu. Sama detekcja, klasyfikacja i opis przebiegów przejściowych napięć i prądów są zagadnieniem trudnym, ponieważ w systemach elektroenergetycznych prądu przemiennego mają one bardzo różnorodne kształty, wartości i czasy trwania. Trudno je opisać za pomocą prostego zbioru parametrów, lecz znajomość ich kształtów umożliwia podstawową klasyfikację dla kilku typowych przebiegów, które są stosowane dla celów badawczych. Zarówno w odniesieniu do napięcia, jak i prądu widmo częstotliwościowe powszechnie obserwowanych przebiegów przejściowych, o kształtach występujących w systemach prądu przemiennego, zawiera też częstotliwości dochodzące do około 10 MHz (o czasie trwania do 200 μ s), z dużymi wartościami do 1 MHz (o czasie trwania ok. 2 ms). Ponadto istnieją jeszcze dwa istotne problemy, które muszą być rozważane przy doborze przetworników (napięciowych i prądowych), a dotyczące określenia wymagań dla obwodów wejściowych przyrządów pomiarowych mierzących przebiegi przejściowe. Po pierwsze, poziomy mierzonych sygnałów powinny wykorzystywać pełny zakres przyrządu bez zniekształcenia (liniowość) lub ograniczania sygnału użytecznego. Po drugie, charakterystyka wymaganej odpowiedzi częstotliwościowej przetwornika (zarówno amplitudowa, jak i fazowa) powinna być dobrana do spodziewanego charakteru sygnału.

W odniesieniu do standaryzacji metod pomiaru dla składowych widmowych w przedziale częstotliwości do 9 kHz, nałożonych na składową podstawową sygnałów napięciowych i prądowych (w systemach zasilających o częstotliwości 50/60 Hz), stosowane są wymagania zawarte w normie PN-EN 61000-4-7:2004 (U) *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-7: Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznych i interharmonicznych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń* []. W niniejszej normie opisano także strukturę przyrządu pomiarowego, który jest przeznaczony do badania zgodności urządzeń użytkowanych w sieci zasilającej z dopuszczalnymi poziomami emisji podanymi w odpowiednich normach (na przykład wg wymaganych poziomów harmonicznych prądu z PN-EN 61000-3-2:2004 [4]), a także do pomiarów harmonicznych napięć i prądów w systemach zasilających – rys 2.



Rys.2. Ogólna struktura przyrządu pomiarowego

W niniejszym dokumencie opisano przyrządy, których działanie oparte jest na dyskretnej transformacji Fouriera (DFT), a zawarty tam opis funkcji i struktury przyrządów pomiarowych jest bardzo dokładny i powinien być brany dosłownie. Wynika to z potrzeby stosowania w pomiarach takich przyrządów wzorcowych, które będą gwarantować powtarzalność wyników, niezależnie od charakterystyk sygnałów wejściowych. Wymagania te dotyczą także wieloparametrowego przyrządu pomiarowego np. analizatora parametrów sieci umożliwiającego pomiary harmonicznych do 50. rzędu.

Odrębną grupą zagadnień odnoszących się do standaryzacji metod pomiarowych przydatnych przy wyznaczaniu innych wskaźników jakości energii elektrycznej, jest także ocena wahań napięcia w publicznej sieci rozdzielczej. Szczegółowe przedstawienie wybranej metody pomiaru wraz z określeniem struktury przyrządu pomiarowego nazywanego miernikiem migotania światła (ang. flickermeter) zawiera norma PN-EN 61000-4-15:1999 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła. Specyfikacja funkcjonalna i projektowa.* []. Zaproponowanie metody statystycznej, do wyznaczenia wskaźnika krótkookresowego migotania światła P_{st} , pozwala obiektywnie ocenić stopień ludzkiej irytacji wywołanej zjawiskiem migotania światła, na podstawie pomiaru wahań napięcia w publicznej sieci zasilającej.

Standaryzacja metod pomiarowych, przydatnych w detekcji zapadów, wzrostów i przerw w zasilaniu, wymagała zdefiniowania dla mierzonych wielkości np. napięć w publicznej sieci zasilającej ich wartości skutecznej półokresowej $U_{rms}(1/2)$. Wg normy PN-EN 61000-4-30:2003 wyznaczanie $U_{rms}(1/2)$ powinno być wykonane w ciągu 1 okresu, rozpoczynającego się w chwili przejścia przez zero składowej podstawowej, i uaktualniane co 1/2 okresu. Taka metoda pomiaru powinna być stosowana niezależnie dla każdego toru pomiarowego, co w przypadku systemów wielofazowych daje wartości skuteczne w kolejnych chwilach czasu, w różnych torach pomiarowych.

Wynikiem standaryzacji metod pomiarowych jakie przedstawiono w normach: PN-EN 61000-4-30:2003, PN-EN 61000-4-7:2004 (U) i PN-EN 61000-4-15:1999, które porządkują szeroki obszar pomiarów i wyznaczania wielu parametrów zaliczanych do grupy wskaźników jakości energii elektrycznej jest możliwość prowadzenia wielokryterialnej diagnostyki w publicznych sieciach zasilających. Może to usprawnić warunki wykrywania i usuwania awarii, ułatwiając wielu specjalistom ocenę przyczyn występowania tych charakterystycznych przebiegów, które przedstawiają sygnał przed, podczas i po wystąpieniu zdarzenia (metoda wczesnego wyzwalań). Może to dotyczyć zarówno dostawcy jak i odbiorcy energii elektrycznej. Wielu specjalistów potrafi określać „powszechne przypadki” z dziedziny jakości energii tylko na podstawie ich napięciowych przebiegów charakterystycznych, ale bardzo ważne jest korzystanie ze skorelowanych z nimi przebiegów charakterystycznych prądu. Pozwala to znacząco zwiększyć zakres i precyzję raportów dotyczących zdarzenia z dziedziny jakości energii elektrycznej. Ponadto, charakterystyczne przebiegi prądu mogą być wykorzystane do lokalizacji przyczyny zaburzenia. Dodatkową korzyścią jest możliwość realizowania szerokiego zakresu badań statystycznych w ramach sieci zasilającej, które bazują na wynikach pomiarów otrzymanych przy obowiązujących standardach, w obszarze metod pomiarowych i interpretacji uzyskanych wyników. Stąd też pojedynczy punkt pomiarowy w sieci może być, w zależności od rozważanego zjawiska opisywany przez: wskaźniki statystyczne, maksymalne lub średnie wartości w przedziale czasu oraz zliczone i stabelaryzowane zdarzenia.

3. WSKAŹNIKI JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ – PODSTAWOWE WYMAGANIA NORMALIZACYJNE PO STRONIE DOSTAWCY

Urządzenia elektryczne przyłączane do publicznych sieci rozdzielczych wymagają podczas użytkowania, aby wartość napięcia na ich zaciskach nie zmieniała się poza granice określonego wąskiego przedziału, bliskiego wartości znamionowej. Przyjmując te ogólne warunki jakie zostały określone np. w normie IEC 600382, gdzie rozróżnia się dwa napięcia w sieciach rozdzielczych i instalacjach elektrycznych:

a) **napięcie zasilające** – napięcie międzyfazowe lub fazowe w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP), tj. w punkcie dostawy.

b) **napięcie użytkowe** – napięcie międzyfazowe lub fazowe w gnieździe wtyczkowym lub na zaciskach urządzenia.

Po stronie dostawcy podstawowym dokumentem określającym wymagania jest norma PN-EN 50160:2002 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych[9], która określa parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych. Jest to norma, której w niektórych regionach towarzyszą normy uzupełniające. Wiele przepisów w krajach europejskich, takich, jak niemieckie TAB [6], odnosi się do indywidualnych zakładów energetycznych, ale zostały one ujednoczone w ramach liberalizacji rynku energii elektrycznej. Zgodnie z normą np. IEC 60038, zarówno norma PN-EN 50160:2002, jak i uzupełniające przepisy [7] dotyczą napięcia zasilającego, tj. napięcia mierzonego w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP). Sama norma EN 50160:2002 podaje tylko główne parametry napięcia oraz dopuszczalne przedziały ich odchyleń w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP) odbiorcy w publicznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia (nn) i średniego napięcia (SN), w normalnych warunkach eksploatacyjnych. W tym kontekście niskie napięcie (nn) oznacza, że skuteczna wartość znamionowa napięcia międzyfazowego nie przekracza 1000 V, a średnie napięcie (SN) oznacza, że skuteczna wartość znamionowa napięcia międzyfazowego zawarta jest między 1 kV a 35 kV.

Porównanie wymagań tej normy z wymaganiami innych norm dotyczących zagadnień kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) IEC/EN 61000, ukazują znaczne różnice dla różnych parametrów. Istnieją dwa główne powody tych różnic:

- normy te, są zgodne z normą IEC 60038, a dotyczą napięcia użytkowego, podczas gdy norma PN-EN 50160:2002 odnosi się do napięcia zasilającego. Różnice między tymi napięciami są spowodowane występowaniem spadków napięcia i zaburzeniami pocho-

dzącymi z sieci oraz od innych urządzeń zasilanych w ramach wspólnej instalacji. Z tego powodu, w wielu normach serii IEC/EN 61000 prąd odbiornika jest istotnym parametrem, podczas gdy norma PN-EN 50160:2002 nie dotyczy prądu obciążenia.

- norma PN-EN 50160:2002 podaje tylko ogólne zakresy wartości, które są dla dostawcy ekonomicznie i technicznie możliwe do utrzymania w publicznych sieciach rozdzielczych. Jeżeli wymagane są bardziej rygorystyczne warunki dotyczące jakości energii elektrycznej, to powinna zostać wynegocjowana oddzielna, szczegółowa umowa między dostawcą a odbiorcą, a także wykonywanie pomiarów, mających na celu obiektywną ocenę wskaźników jakości energii w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP). Są to dodatkowe koszty, ponieważ taka diagnostyka lub monitorowanie wymagają użycia odpowiednich przyrządów pomiarowych, np. analizatorów jakości energii elektrycznej zapewniających uzyskiwanie wiarygodnych wyników poprzez standaryzację metod pomiarowych w odniesieniu do wyznaczanych wskaźników.

Norma PN-EN 50160:2002 ma pewne dodatkowe ograniczenia, a jej postanowienia nie mają zastosowania w nietypowych warunkach pracy, do których zalicza się:

- warunki powstałe w wyniku zwarcia lub zasilania tymczasowego,
- stan niezgodności instalacji lub urządzeń odbiorcy z odpowiednimi normami lub z wymaganymi warunkami technicznymi przyłączenia odbiorców,
- stan niezgodności instalacji wytwórcy energii z odpowiednimi normami lub z wymaganiami technicznymi połączenia z elektroenergetycznymi sieciami rozdzielczymi,
- sytuacje wyjątkowe pozostające poza kontrolą dostawcy, w szczególności dla:
 - wyjątkowych warunków atmosferycznych i innych klęsk żywiołowych,
 - zakłóceń spowodowanych przez osoby trzecie,
 - strajków (zgodnych z prawem),
 - siły wyższej,
 - niedoboru mocy wynikającego ze zdarzeń zewnętrznych.

Obecnie coraz częściej przyłączane są do sieci elektroenergetycznych także duże i mniejsze zespoły odnawialnych źródeł energii np. turbos zespoły wiatrowe. Wymaga to określenia właściwych warunków ich przyłączenia, a także standaryzacji metod pomiarowych do wyznaczania wskaźników jakości energii elektrycznej przy skojarzeniu tych obiektów z siecią elektroenergetyczną. Opracowano i zatwierdzono normę PN-EN 61400-21:2002 *Turbos zespoły wiatrowe. Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbos zespoły wiatrowe przyłączane do sieci elektroenergetyczne* [8], która jako część normy IEC 61400 przedstawia jednolitą metodologię, zapewniającą spójność w określeniu niepewności pomiaru oraz ocenie parametrów i wskaźników charakteryzujących jakość energii elektrycznej, dostarczanej przez turbos zespoły wiatrowe. Z tego względu termin „jakość energii” obejmuje także te charakterystyki elektryczne turbos zespołu wiatrowego, które wpływają na jakość napięcia w sieci elektroenergetycznej, do której turbos zespół jest przyłączany.

Normę opracowano wskazując, że powinna być ona stosowana przez:

- producenta turbos zespołu dla dotrzymania parametrów jakości energii elektrycznej,
- nabywcę turbos zespołu określającego wymagania dla parametrów jakości energii elektrycznej,
- eksploatującego turbos zespół, któremu może zostać postawione wymaganie sprawdzenia, czy deklarowane parametry jakości energii są dotrzymywane,
- projektanta lub operatora turbos zespołu, który powinien dokładnie i rzetelnie określić wpływ pracy turbos zespołu na jakość napięcia celem potwierdzenia, że instalacja została zaprojektowana w sposób zapewniający spełnienie wymagań odnoszących się do parametrów jakości energii elektrycznej,
- instytucje dopuszczające turbos zespół do pracy lub instytucje przeprowadzające badania podzespołów celem oceny parametrów jakości energii elektrycznej dla określonego typu turbos zespołu,
- projektanta lub operatora sieci, który powinien wskazać wymagany sposób przyłączenia turbos zespołu do sieci elektroenergetycznej.

W tej normie zawarto także niezbędne zalecenia, które dotyczą przeprowadzenia pomiarów i oceny wskaźników jakości energii elektrycznej dostarczanej przez turbos zespoły

wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Jest więc ona użyteczna dla wielu stron zaangażowanych w wytwarzanie, projektowanie instalacji, uzyskanie zezwolenia na przyłączenie, prowadzenie ruchu, eksploatację, badania i regulację turbozespołów wiatrowych. Przedstawione w niej wymagania standaryzacyjne odnoszące się do metod pomiaru i analizy wyników są zgodne z normami: PN-EN 61000-4-15:1999 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła. Specyfikacja funkcjonalna i projektowa* i PN-EN 61000-4-7:2004 (U) *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-7: Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznych i interharmonicznych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń*. Natomiast zalecane wymagania powinny być stosowane przez wszystkie strony, celem zapewnienia ciągłego rozwoju i pracy turbozespołów wiatrowych, a opisane standardowe procedury pomiaru i analizy powinny zapewnić zgodność wyników uzyskiwanych z przyrządów pomiarowych takich jak np. analizatory jakości energii.

Jednakże w zależności od tego, czy jest się odbiorcą, czy dostawcą energii elektrycznej, różny jest sposób interpretacji ustaleń zawartych w normach. Najczęściej odbiorcy odczytują normę PN-EN 50160:2002 [9] jako zbiór wartości wybranych parametrów energii elektrycznej, jakie powinny być bezwzględnie zapewnione przez dostawcę. Podejście takie jest jednak niezgodne z jej treścią, w której stwierdza się, że jej celem jest tylko zdefiniowanie i opisanie parametrów napięcia zasilającego, oraz że podane w niej wartości są typowymi i prawdopodobnymi zmianami wartości parametrów oraz że mogą być przekroczone i mają wyłącznie charakter informacyjny. Ponadto niemal każde niedotrzymanie parametrów może być wytłumaczone przez dostawcę wieloma zdarzeniami wyjątkowymi, a w każdym przypadku „siłą wyższą”, do której zalicza się m.in. warunki atmosferyczne. Wydaje się, że w kręgu tych zagadnień powinno dojść do głębokich przewartościowań i zmiany świadomości zarówno ze strony odbiorców jak i dostawców energii. Dlatego też, istotne swoje miejsce mają w nowych dokumentach norm te zagadnienia, które dotyczą kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) warunkowanej poziomami emisji zaburzeń wywoływanych przez odbiorniki. Są one podejmowane ostatnio coraz intensywniej w ramach normy IEC 61000 i jej Części 3: *Ograniczenia*, a odnoszą się do bardzo znaczącej oraz licznej grupy odbiorców i użytkowników energii elektrycznej.

4. WSKAŹNIKI JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ – PODSTAWOWE WYMAGANIA NORMALIZACYJNE PO STRONIE ODBIORCY

Po stronie odbiorcy istotne znaczenie ma jakość energii dostarczanej bezpośrednio do jego urządzeń, których prawidłowe działanie wymaga, aby poziom oddziaływań elektromagnetycznych był utrzymany poniżej pewnych granicznych wartości. Na urządzenia elektryczne mają wpływ głównie zaburzenia elektromagnetyczne w zasilaniu oraz oddziaływanie innych urządzeń przyłączonych do instalacji, które także oddziałują na zasilanie. Zagadnienia te zostały zebrane w normie PN-EN 61000 dotyczącej kompatybilności elektromagnetycznej (EMC) w oddzielnej jej Części 3: *Ograniczenia*. Zostały tam określone graniczne wartości zaburzeń przewodzonych, w zakresie ich emisji oraz warunków związanych z odpornością urządzeń, o ile nie wchodzą w zakres zagadnień dotyczących odpowiedzialności komitetów do spraw wyrobów. Norma PN-EN 61000-3-2:2006 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 3-2: Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika ≤ 16 A)* [10] dotyczy ograniczenia harmonicznych prądu wprowadzanych do publicznych sieci rozdzielczych. Celem niniejszej normy jest określenie dopuszczalnych poziomów emisji harmonicznych prądu przez urządzenia (określone w jej zakresie) w taki sposób, aby wraz z uwzględnieniem emisji innych urządzeń, sumaryczne poziomy zaburzeń harmonicznych nie przekroczyły wymaganych poziomów kompatybilności elektromagnetycznej. Dotyczy to sprzętu elektrycznego i elektronicznego o fazowym prądzie zasilającym nie przekraczającym 16 A, a przeznaczonego do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia. Zakresem niniejszej nor-

my objęty jest także nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy o fazowym prądzie zasilającym nie przekraczającym 16 A. Przeprowadzane badania wyrobów (odbiorników energii elektrycznej) zgodne z niniejszą normą są badaniami typu. Sprzęt profesjonalny, który nie spełnia wymagań niniejszej normy, może uzyskać zgodę na przyłączenie do pewnych rodzajów układów zasilających niskiego napięcia, jeżeli instrukcja obsługi zawiera wymóg uzyskania zgody dostawcy energii na przyłączenie. Natomiast sprzęt spawalniczy przeznaczony do zastosowań profesjonalnych, jest wyłączony z zakresu tej normy i może być instalowany warunkowo. Ustalono w niej dopuszczalne poziomy harmonicznych dla prądu zasilającego, które mogą być wytwarzane przez odbiorniki badane w określonych warunkach oraz standardowe metody i warunki pomiarów. Ponadto norma wymienia urządzenia, które zostały włączone do odpowiednich klas sprzętu elektrycznego, uwzględniając ich dopuszczalny wpływ emisji harmonicznych prądu:

Klasa A: symetryczny sprzęt trójfazowy, sprzęt do zastosowań domowych (z pominięciem przynależnego do klasy D), narzędzia (z pominięciem narzędzi przenośnych), ściemniacze do żarówek, sprzęt akustyczny. Sprzęt, który nie jest wyszczególniony w jednej z trzech pozostałych klas powinien być traktowany jako przynależny do klasy A.

Klasa B: narzędzia przenośne, nieprofesjonalny sprzęt spawalniczy.

Klasa C: sprzęt oświetleniowy.

Klasa D: sprzęt, o mocy mniejszej lub równej 600 W - komputery osobiste i monitory do komputerów oraz odbiorniki telewizyjne.

Kolejnym dokumentem którego treść dotyczy ograniczania poziomów harmonicznych prądu emitowanych do publicznej sieci zasilającej jest norma PN-EN 61000-3-12:2005 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 3-12: Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu dla sprzętu o znamionowym prądzie fazowym $> 16 A$ i $\leq 75 A$ przyłączonego do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia* [11]. Stosuje się w odniesieniu do sprzętu elektrycznego i elektronicznego o fazowym prądzie znamionowym większym niż 16 A i nie większym niż 75 A, przyłączanego do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia o:

- napięciu znamionowym do 240 V, jednofazowych, dwu lub trzy przewodowych;
- napięciu znamionowym do 690 V, trójfazowych, trzy lub cztero przewodowych i znamionowej częstotliwości 50 Hz lub 60 Hz.

Norma nie dotyczy innych systemów rozdzielczych, a dopuszczalne poziomy podane w niniejszej edycji dotyczą tylko sprzętu przyłączanego do systemów zasilających 230/400 V, 50 Hz. Sprzęt (urządzenia elektryczne) objęty zakresem niniejszej normy, lecz niespełniający podanych w niej wymagań i wartości dopuszczalnych emisji harmonicznych nie jest zgodny z niniejszą normą. Nie oznacza to, że nie jest możliwe jego przyłączenie do lokalnej publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia. Wymaga to jednak uzgodnienia warunków dla każdego indywidualnego przypadku pomiędzy producentem, instalatorem lub użytkownikiem z jednej strony, a operatorem sieci rozdzielczej z drugiej strony. Szczególne warunki przyłączeń i porozumień nie są objęte zakresem niniejszej normy.

Ustalenia wymienionych norm dotyczą dopuszczalnych poziomów emisji harmonicznych przez urządzenia elektryczne przyłączane do publicznych sieci zasilających i jak można stwierdzić, dopiero rozpoczynają pewien etap „porządkowania” wymagań po stronie odbiorców i producentów sprzętu elektrycznego. Ponieważ ten asortyment produkowanych wyrobów jest bardzo bogaty i ciągle uzupełniany nowymi rozwiązaniami technicznymi, stąd wiele postanowień norm umożliwia uzupełnianie ich zakresu.

Uzupełnieniem do wcześniej opisanych dwóch dokumentów jest norma PN-EN 61000-4-11:2004 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-11: Metody badań i pomiarów. Badania odporności na zapady napięcia, krótkie przerwy i zmiany napięcia* [12], która definiuje metody badań odporności oraz zakresy zalecanych poziomów pomiarowych dla urządzeń elektrycznych i elektronicznych przyłączonych do sieci zasilającej niskiego napięcia. Ma ona zastosowanie do urządzeń elektrycznych i elektronicznych o znamionowym prądzie fazowym nie przekraczającym 16A, a przyłączonych do sieci prądu przemiennego 50Hz lub 60Hz i nie dotyczy urządzeń przyłączonych do sieci prądu przemiennego 400Hz.

Celem normy jest ustalenie wspólnych zaleceń pozwalających na obiektywną ocenę odporności urządzeń elektrycznych i elektronicznych przyłączanych do publicznej sieci zasilającej.

5. WPŁYW PRZEKRACZANIA DOPUSZCZALNYCH WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA WARUNKI EKSPLOATACYJNE WYBRANYCH URZĄDZEŃ

System elektroenergetyczny jest zbiorem połączonych ze sobą funkcjonalnie urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, w celu realizacji procesu ciągłej dostawy energii elektrycznej odbiorcom. Obserwuje się ostatnio włączanie do użytkowania (przez znaczne grupy odbiorców) takich odbiorników, które wprowadzają zaburzenia przebiegów napięć i prądów sieci elektroenergetycznej. Charakter występujących zaburzeń jest mocno zróżnicowany, jednak szczególną uwagę przyciągają te, które są wynikiem odkształceń prądów i napięć w sieci elektroenergetycznej (występowanie harmonicznych, interharmonicznych i subharmonicznych). Inną grupą generowanych zaburzeń są zmiany wartości napięcia zasilającego, jego wahania, zapady, zaniki i wzrosty, a także pojawianie się napięć przejściowych i asymetrii. Zjawiska te mają charakter losowy i mogą wywoływać poważne konsekwencje w eksploatacji urządzeń elektrycznych odbiorców, zależne od rodzaju obciążenia. Są dwie główne przyczyny powstawania zaburzeń o charakterze zapadów napięcia: załączanie dużych odbiorników w rozpatrywanym fragmencie systemu energetycznego (zarówno po stronie dostawcy i odbiorcy energii) oraz zwarcia występujące w jego różnych punktach. Przekraczanie dopuszczalnych wskaźników jakości energii elektrycznej zawsze ma istotny wpływ na warunki eksploatacyjne urządzeń elektrycznych pracujących w systemie elektroenergetycznym. Ponieważ odkształcenia przebiegu prądów są przenoszone w sieci elektroenergetycznej, to oznacza że odbiorcy, którzy nie przyczyniają się do ich powstawania lub nawet nie znajdują się w pobliżu źródeł generujących harmoniczne są narażeni na ich oddziaływanie. Wynika to z tego, że na impedancji sieci prądy harmonicznych wywołują spadki napięć, co powoduje odkształcenie napięcia w poszczególnych punktach np. publicznych sieci zasilających. A następnie odkształcenie rozchodzi się w sieci i dociera nawet do miejsc bardzo odległych powodując odkształcenie prądu we wszystkich odbiornikach przyłączonych do sieci. Ta „powszechność” występowania odkształceń prądów i napięć, których wynikiem są harmoniczne, powoduje negatywne skutki ich oddziaływania na warunki eksploatacyjne poszczególnych urządzeń w systemach elektroenergetycznych. Opisując odkształcenia, pojawiające się jako zaburzenia przebiegów czasowych napięć i prądów w sieci elektroenergetycznej, należy stwierdzić, że są one jednym z podstawowych problemów, jaki wyłonił się w ostatnich latach. Harmonicznymi napięciami lub prądami nazywa się takie sinusoidalne przebiegi (napięcia lub prądu), których częstotliwości f_n są wyższe od częstotliwości podstawowej f_1 wg zależności [16]:

$$f_n > f_1 \quad (1)$$

gdzie: f_1 – częstotliwość podstawowa przebiegów w sieci elektroenergetycznej np. 50 Hz. Numerem n harmonicznej napięcia lub prądu określa się całkowitą krotność częstotliwości określonego przebiegu harmonicznego, odniesioną do częstotliwości podstawowego przebiegu sinusoidalnego, tzn.:

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (2)$$

Do wskaźników charakteryzujących kształt przebiegów napięć i prądów można zaliczyć podane niżej współczynniki [1]:

- Współczynnik kształtu

$$k_u = \frac{U}{U_s} \quad \text{lub} \quad k_i = \frac{I}{I_s} \quad (3)$$

gdzie: U, I – wartości skuteczne przebiegu napięcia i prądu
 U_s, I_s – wartości średnie przebiegu napięcia i prądu

- Współczynnik szczytu

$$s_u = \frac{U_m}{U} \quad \text{lub} \quad s_i = \frac{I_m}{I} \quad (4)$$

gdzie: U_m, I_m – wartości szczytowe przebiegu napięcia i prądu

- Współczynnik niesinusoidalności napięcia i prądu

$$h_{Du} = \frac{U_1}{U} = \frac{U_1}{\sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}} \quad \text{lub} \quad h_{Di} = \frac{I_1}{I} = \frac{I_1}{\sqrt{I_1^2 + \sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}} \quad (5)$$

gdzie: U_1, I_1 – wartości skuteczne podstawowej harmonicznej napięcia i prądu,
 U_n, I_n – wartości skuteczne harmonicznych napięcia i prądu dla $n \geq 2$

- Współczynniki zawartości harmonicznych przebiegu napięcia i prądu

$$h_{1u} = \text{THD}_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U_1} \cdot 100\% \quad \text{lub} \quad h_{1i} = \text{THD}_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (6)$$

(THD – total harmonic distortion)

$$h_u = \text{TDF}_u = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}}{U} \cdot 100\% \quad \text{lub} \quad h_i = \text{TDF}_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I} \cdot 100\% \quad (6a)$$

(TDF - total distortion factor)

gdzie: h_{1u} lub h_{1i} – współczynnik zawartości harmonicznych odniesiony do wartości skutecznej podstawowej harmonicznej, h_u lub h_i – współczynnik zawartości harmonicznych odniesiony do wartości skutecznej przebiegu odkształconego

- Współczynnik udziału poszczególnych harmonicznych napięcia i prądu

$$p_{nu} = \frac{U_n}{U_1} \quad \text{lub} \quad p_{ni} = \frac{I_n}{I_1} \quad (7)$$

Charakteryzując negatywne oddziaływanie harmonicznych na warunki eksploatacji np. przewodów linii napowietrznych i kabli, transformatorów rozdzielczych oraz kompensacyjnych kondensatorów energetycznych, należy stwierdzić, że występują tu głównie skutki cieplne. Powodują one wprowadzenie dodatkowych strat dla poszczególnych urządzeń, ograniczając ich moc przenoszoną. Zachodzi także możliwość pojawienia się w obwodzie powstającym z połączenia kondensatorów energetycznych i indukcyjności np. transformatora rozdzielczego, groźnego w swoich skutkach rezonansu. Występowanie oddziaływań cieplnych ma szkodliwy wpływ na stan izolacji poszczególnych urządzeń np. w silnikach elektrycznych i transformatorach. Harmoniczne prądu i napięcia, które mogą występować

w publicznej sieci zasilającej, szczególnie o dużych częstotliwościach (kilku kHz), negatywnie wpływają na prace wielu takich urządzeń jak np. komputery, zabezpieczenia elektroenergetyczne i aparatura pomiarowa.

6. GRUPY PRZYRZĄDÓW SPEŁNIAJĄCYCH WYMAGANIA STANDARYZACJI METOD POMIAROWYCH DO WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

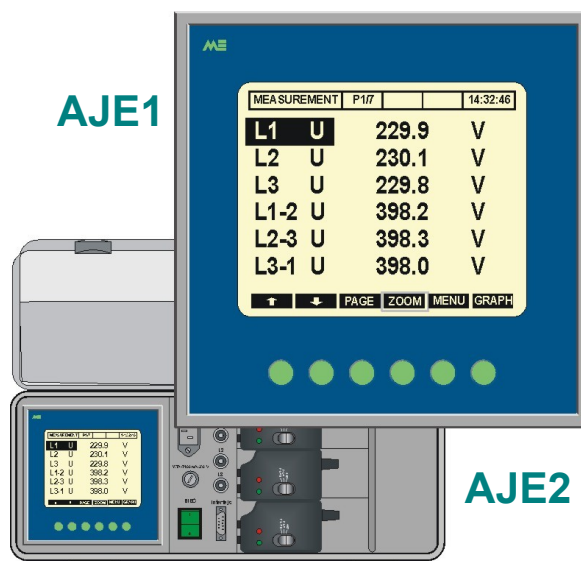
Ponieważ, dostarczanie i odbiór energii elektrycznej za pośrednictwem wspólnej sieci elektroenergetycznej następuje na podstawie umowy pomiędzy dostawcą a odbiorcą (użytkownikiem), to w niej powinny zostać określone wskaźniki jakości i niezawodność dostarczonej energii oraz odpowiedzialność za niedotrzymanie warunków umowy. Wymaga to prowadzenia pomiarów i wyznaczania normatywnych wskaźników jakości energii elektrycznej. Pomiary w monitorowanym obwodzie lub punkcie wspólnego przyłączenia (PWP) przy przepływie energii pomiędzy źródłem, którym jest najczęściej sieć elektroenergetyczna, a odbiornikiem lub grupą odborników realizują analizatory jakości energii elektrycznej. Dobór tych przyrządów pomiarowych do monitorowania wskaźników jakości energii elektrycznej powinien wynikać z potrzeb (kontraktu, diagnostyki, usuwania awarii itp.) i uwzględnić te, które mogą być nimi wyznaczone w odniesieniu do wymaganej klasy pomiarowej, zgodnie z normą PN-EN 61000-4-30:2003 [2].



Rys.3. Analizator jakości energii elektrycznej serii Fluke 430 (trójfazowy)

Norma podaje, że każdy przyrząd pomiarowy może mieć dwie klasy pomiarowe (A i B) dla różnych parametrów, a ponadto jego producent ma obowiązek określić wielkości mające wpływ na wynik pomiaru, które jeśli nie są podane mogą pogorszyć jego własności metrologiczne. Użytkownicy przyrządu powinni wybrać tę klasę pomiarową, która w pełni uwzględni ich wymagania w odniesieniu do zastosowania. W przypadku przeprowadzania dokładnych pomiarów do celów kontraktowych, albo też weryfikacji zgodności wyników z postanowieniami norm i rozstrzygnięcia zaistniałych sporów powinna być stosowana grupa przyrządów **klasy pomiarowej A**, spełniających wymagania pełnej standaryzacji metod pomiarowych. Możliwe jest tu spełnienie wymagania, że pomiary dowolnego parametru przeprowadzone za pomocą dwóch różnych przyrządów spełniających wymagania klasy A

i mierzących te same sygnały powinny dać zbieżne wyniki mieszczące się w określonym przedziale niepewności. Do tej grupy przyrządów można zaliczyć np. analizatory jakości energii serii Fluke 430, produkowane przez firmę FLUKE, realizujące wyznaczanie wskaźników jakości energii zgodnie z klasą pomiarową A wg normy IEC 61000-4-30 (PN-EN 61000-4-30:2003), EN 50160 (PN-EN 50160:2002, IEC 61000-4-15 (PN-EN 61000-4-15:1999) oraz IEC 61000-4-7 (PN-EN 61000-4-7:2004(U)), a przeznaczone do pomiarów jakości energii elektrycznej w publicznych sieciach zasilających średniego i niskiego napięcia. Może być także stosowany do monitorowania parametrów jakości energii w punktach wspólnego przyłączenia (PWP), umożliwiając swobodne definiowanie nastaw wyzwalania progów, wyboru realizowanych algorytmów i specyfikacji mierzonych wskaźników. Przyrządy serii Fluke 430 mają proste w obsłudze menu, pozwalające wykorzystać wiele z funkcji pomiarowych oraz dokonywania zmiany niezbędnych ustawień. Na potrzeby analizy statystycznej firma FLUKE dostarcza do modelu Fluke 434 oprogramowanie FlukeView, które pozwala na wszechstronną obróbkę zgromadzonych wyników pomiarów i ich archiwizację. Pomiar wielu wskaźników jakości energii elektrycznej, w zakresie wymagań **klasy pomiarowej B**, są zgodne z wymaganiami normy PN-EN 61000-4-30:2003, a mogą je realizować np. opracowane i produkowane przez OBR ME „METROL” analizatory parametrów sieci: **AJE1** – tablicowy i **AJE2** – przenośny. Pracują one w trybie przesyłania mierzonych próbek napięć i prądów, bezpośrednio z przyrządów do mikrokomputera przez łącze interfejsowe (RS 232C lub RS 485). Program wizualizacyjny **METROL 40** znacznie rozszerza funkcjonalnie możliwości pomiarowe tych przyrządów. Stanowi to rozwiązanie komplementarne, uwzględniające pełne pomiary wieloparametrowe, diagnostykę odkształceń napięć i prądów oraz rejestrację zaburzeń występujących w publicznych sieci elektroenergetycznych.



Rys.4. Analizatory jakości energii elektrycznej typu AJE1 i AJE2 (trójfazowe)

7. PODSUMOWANIE

Wymagania stawiane współczesnym układom zasilania dotyczą głównie zapewnienia wysokiego poziomu jakości energii elektrycznej i stale wzrastają. Popyt na takie systemy zwiększa się i wzbogacana jest oferta sprzętowa oraz programowa do ich budowy. Wiele firm wykorzystuje najnowsze technologie z zakresu telekomunikacji, przetwarzania danych, prowadzenia komunikacji satelitarnej oraz wielu usług internetowych i zużywa coraz więcej energii elektrycznej, przy jednoczesnym wymaganiu od dostawcy, aby jej jakość była jak najwyższa. W wielu przedsiębiorstwach, jednym z głównych czynników kosztowych są opłaty za energię elektryczną. Dlatego niezwykle ważną, ale chyba jeszcze niedocenianą cechą systemów monitorowania jakości energii elektrycznej jest diagnostyka predykcyjna. Aby było możliwe

realizowanie tak złożonych zadań, to konieczne jest stosowanie nowych wielofunkcyjnych przyrządów pomiarowych, takich jak np. analizatory jakości energii elektrycznej, w wielu punktach wspólnego przyłączenia (PWP) publicznych sieci zasilających. Jednym z najważniejszych kryteriów doboru przyrządów jest zagwarantowanie zbieżności wyników, które powinny się mieścić się w określonym przedziale niepewności, a mierzących te same sygnały przez grupę różnych przyrządów. Jest to możliwe, jeśli spełniają one wymagania klasy pomiarowej A, w zakresie standaryzacji metod pomiarowych jakie przedstawiono w normach: PN-EN 61000-4-30:2003, PN-EN 61000-4-7:2004 (U) i PN-EN 61000-4-15:1999. Takie wymagania porządkują szeroki obszar pomiarów i wyznaczania parametrów zaliczanych do grupy wskaźników jakości energii elektrycznej, gdzie dopiero wtedy jest możliwe prowadzenie wielokryterialnej diagnostyki w publicznych sieciach zasilających. Dotyczy to głównie przeprowadzenia dokładnych pomiarów, które są konieczne przy realizacji celów kontraktowych, weryfikacji zgodności wyników z postanowieniami norm, rozstrzygnięcia zaistniałych sporów. Wszędzie tam, gdzie nie są wymagane dokładne wyniki pomiaru np. wykonywanie pomiarów statystycznych, wykrywanie przyczyn awarii i innych zastosowań, mogą być użyteczne analizatory jakości energii elektrycznej spełniające wymagania klasy pomiarowej B – analizatory jakości energii elektrycznej AJE1 i AJE2 wraz z oprogramowaniem wizualizacyjnym METROL 40. Stąd też pojedynczy punkt pomiarowy w sieci może być, w zależności od rozważanego zjawiska, opisywany przez: wskaźniki statystyczne, maksymalne lub średnie wartości w przedziale czasu oraz zliczone i stabelaryzowane zdarzenia [13,14,15].

LITERATURA

- [1] Moroń W. : Kompatybilność elektromagnetyczna – istota problemu i normalizacja. Przegląd Elektrotechniczny, 6, 528, 2004.
- [2] PN-EN 61000-4-30:2003 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-30: Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii.
- [3] PN-EN 61000-4-7:2004 (U) Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-7: Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznych i interharmonicznych oraz stosowanych do tego celu przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń.
- [4] PN-EN 61000-3-2: 2004 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 3-2: Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika ≤ 16 A).
- [5] PN-EN 61000-4-15:1999 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła. Specyfikacja funkcjonalna i projektowa.
- [6] Technische Anschlussbedingungen, VDEW.
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000, w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energia elektryczna, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Dziennik Ustaw Nr 85, poz. 957.
- [8] PN-EN 61400-21:2002 Turbozespoły wiatrowe. Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbozespoły wiatrowe przyłączane do sieci elektroenergetycznej.
- [9] PN-EN 50160:2002 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [10] PN-EN 61000-3-2:2006 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 3-2: Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika ≤ 16 A).
- [11] EN 61000-3-12:2005 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 3-12: Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznych prądu dla sprzętu o znamionowym prądzie fazowym > 16 A i ≤ 75 A przyłączonego do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia.

- [12]PN-EN 61000-4-11:2004 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Część 4-11: Metody badań i pomiarów. Badania odporności na zapady napięcia, krótkie przerwy i zmiany napięcia.
- [13]Bolikowski J., Furmankiewicz L., Markowski A., Pierzgalski W. : Opis wymagań i technika pomiaru parametrów jakości energii elektrycznej analizatorami serii AJE w sieci elektroenergetycznej niskiego i średniego napięcia. IV Sympozjum pt.: Pomiary i Sterowanie w Procesach Przemysłowych; Zielona Góra, 03.12.1999r.
- [14]Pierzgalski W. : Zastosowanie analizatorów parametrów sieci w rozproszonych systemach monitorowania jakości energii elektrycznej. VII Sympozjum pt.: Pomiary i Sterowanie w Procesach Przemysłowych; D1-D15, Zielona Góra, 15.12.2004r.
- [15]Pierzgalski W. : Zastosowanie analizatorów parametrów sieci w rozproszonych systemach monitorowania jakości energii elektrycznej. Seminarium EEE-2005 Elektrotechnika, elektronika i energetyka; Instytut Elektrotechniki i Mazowieckie Centrum Zaawansowanych Technologii; Jastrzębia Góra, 17-19.05.2005r.
- [16]Pierzgalski W. : Zastosowanie czujników prądowych Rogowskiego w obwodach pomiarowych analizatorów parametrów sieci elektroenergetycznej. Konferencja pt.: Elektrotechnika Prądy Niesinusoidalne – EPN 2002, Zielona Góra, 11-13.06.2002r.