PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

OPEN ACCESS

Bogdan PERKA[1], Marek SUPRONIUK[2], Piotr PAZIEWSKI[3], Karol PIWOWARSKI[4], Aleksandra SKUZA[5], Mateusz MATERLAK[6]

ORCID: [1]0000-0003-4762-4833, [2]0000-0003-3723-6116, [3]0000-0002-6566-4620, [4]0000-0001-5922-2706, [5]0000-0002-6305-9582, [6]0009-0004-6432-1070

DOI: XXXXXXXXXX

Doświadczenia i trendy rozwojowe w stosowaniu technologii Smart Metering

Experiences and trends in the use of Smart Metering technology

[1] dr inż. Bogdan Perka, Wojskowa Akademia Techniczna, ul. Gen. Sylwestra Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa, e-mail: bogdan.perka@wat.edu.pl

[2] dr hab. inż. Marek Suproniuk, Wojskowa Akademia Techniczna, ul. Gen. Sylwestra Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa, e-mail: marek.suproniuk@wat.edu.pl

[3] mgr inż. Piotr Paziewski, Wojskowa Akademia Techniczna, ul. Gen. Sylwestra Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa, e-mail: piotr.paziewski@wat.edu.pl

[4] mgr inż. Karol Piwowarski, Wojskowa Akademia Techniczna, ul. Gen. Sylwestra Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa, e-mail: karol.piwowarski@wat.edu.pl

[5] mgr inż. Aleksandra Skuza, Szkoła Doktorska WAT, Email: aleksandra.skuza@wat.edu.pl

[6] mgr inż. Mateusz Materlak, Szkoła Doktorska WAT, Email: mateusz.materlak@wat.edu.pl

Adres do korespondencji: bogdan.perka@wat.edu.pl

Streszczenie: Artykuł przedstawia aktualne wykorzystanie oraz rozszerzenia dotyczące zakresu stosowania technologii Smart Metering. Szczególną uwagę poświęcono aspektom bezpieczeństwa informatycznego, które stanowią kluczowy element zapewniający stabilność i niezawodność tych systemów. Autorytet zastosowania ochrony, który dotyczy zabezpieczeń fizycznych, jak i sieciowych, jako skuteczna odpowiedź na zagrożenie cybernetyczne. Wykluczono konieczność wystąpienia monitorowania systemów, regularnych audytów oraz edukacji, która jest konieczna, gdy wystąpi ryzyko. W artykule wskazano, że tylko przy zastosowaniu standardów bezpieczeństwa możliwe jest wykorzystanie technologii Smart Metering, bez narażania użytkowników na utratę danych lub zakłócenia w funkcjonowaniu infrastruktury.

Słowa kluczowe: Inteligentna sieć, inteligentny licznik, cyberbezpieczeństwo, stabilność systemu, protokół komunikacyjny

Abstract: The article presents the current use and extensions of the scope of application of Smart Metering technology. Particular attention is paid to IT security aspects, which are a key element in ensuring the stability and reliability of these systems. The authority of protection, which concerns both physical and network security, is presented as an effective response to cyber threats. The need for system monitoring, regular audits and education, which is necessary when risks arise, has been ruled out. The article points out that only by applying security standards is it possible to use Smart Metering technology without exposing users to data loss or infrastructure disruptions.

Keywords: Smart grid, smart metering, cybersecurity, system stability, communication protocols

Wstęp

Koncepcja wykorzystywania inteligentnych pomiarów (ang. *Smart Metering*) w ramach Unii Europejskiej *(UE*) tworzona była już od dawna. W procesie przejścia od rozwiązania koncepcyjnego do realizacji praktycznej i zastosowań w systemie elektroenergetycznym niewątpliwie ważna jest *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (PEiR) 2006/32/WE* o efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Zgodnie z *dyrektywą 2006/32/WE*. W myśl tej dyrektywy zużycie końcowe energii powinno ulec obniżeniu, w stosunku do średniego zużycia z okresu 2001-2005, o co najmniej 9% do końca 2016 r. Przepisy tej dyrektywy miały być wdrożone ustawą o efektywności energetycznej, której projekt zakładał wprowadzenie tzw. systemu „białych" certyfikatów, tj. mechanizmu pozyskiwania, umarzania i obrotu świadectwami potwierdzającymi przeprowadzenie działań skutkujących oszczędnością energii – jako mechanizm stymulujący i wymuszający zachowania prooszczędnościowe. Był to cel indykatywny, co oznaczało, że nie osiągniecie celu nie wiązało się z konsekwencjami prawnymi. Kraje mogły wyznaczyć sobie cel większy niż 9% w zakresie oszczędności energii. Większość państw wstępujących do *UE* w 2004 roku, miała systemy elektroener-

getyczne, których pracę regulowały krajowe przepisy sprzed 1990 roku. Wstąpienie do UE wiązało się ze zgodą na przyjęcie regulacji prawnych uchwalonych przez Parlament Europejski (*PE*). Dla nowych państw UE oznaczało to konieczność dostosowania systemu przesyłowego i dystrybucyjnego do nowych, wyznaczających ambitne cele efektywniejszego wykorzystania energii elektrycznej. Dostosowanie się do nowych warunków okazało się trudne technicznie i kosztowne ekonomicznie. Mając to na uwadze *PE* uchwalił *Dyrektywę 2009/72/WE* z 13 lipca 2009 r, której Załącznika I określił kierunek implementacji wskazując konieczność przygotowania harmonogramu wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych, wyznaczając termin docelowy wynoszący do 10 lat i precyzując cel jaki ma być osiągnięty i czas w jakim ma to nastąpić. Analizy przeprowadzone na podstawie raportów z krajów członkowskich potwierdzające postęp w podnoszeniu efektywności końcowego wykorzystania energii elektrycznej, były argumentem za wprowadzeniem dalszej legislacji promującej racjonalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, tym razem na poziomie lokalnym, czyli wśród odbiorców indywidualnych. W *dyrektywie PE nr 2019/944* pojawiła się i została uregulowana kwestia związana z inteligentnymi licznikami energii elektrycznej (*smart metering*) [1]. Określono w niej, że jednym z rozwiązań prowadzących do osiągniecia większej efektywności energetycznej oraz wzmocnienia pozycji odbiorców końcowych jest, aby przedsiębiorstwa energetyczne i inni uczestnicy rynku optymalizowali wykorzystanie energii elektrycznej, m.in. poprzez świadczenie usług zarządzania energią, opracowywanie innowacyjnych formuł cenowych oraz wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych, które są interoperacyjne, w szczególności z systemami zarządzania energią konsumentów i z inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi (*ISE*) [2]. Konsekwencją tych działań były opracowania dotyczące powstania technologii niezbędnych w zaawansowanej infrastrukturze pomiarowej (*Advanced Metering Infrastructure – AMI*).

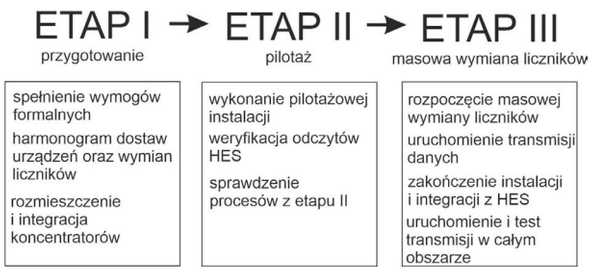
Plan implementacji systemu *AMI*

Realizacja celu określonego w Dyrektywie 2019/944 spowodowała, że dystrybutorzy energii elektrycznej rozpoczęli pracę nad wdrożeniem procedur mających na celu przystosowanie zarządzanych sieci do implementacji układów *AMI*. Analiza możliwości technicznych sieci dystrybucyjnych wskazała na szereg wyzwań stojących przed ich właścicielami. Przede wszystkim ujawniła się wielowymiarowość problemu wymiany liczników analogowych „starych" na cyfrowe „nowe". Należało wziąć pod uwagę i rozwiązać kilka następujących kwestii [3]:

- logistyka dostaw nowych liczników, monitorowanie procesu wymiany,
- dostosowanie infrastruktury IT i telekomunikacyjnej,
- monitorowanie *CBO*, zmiany w procesach biznesowych,
- bezpieczeństwo informacji pochodzących z dużej liczby liczników,
- akwizycja danych *HES* i nowe funkcjonalności,
- zarządzanie incydentami w transmisji danych.

Wymiana liczników nie mogła zakłócić procesu dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców. Zmiany technologiczne w stacjach, podstacjach i u odbiorców końcowych musiały przebiegać etapowo z zachowaniem pełnej sprawności sieci i instalacji po wymianie licznika.

Operatorzy na poziomie dystrybucji podzielili proces wprowadzania AMI na trzy etapy przedstawione na rysunku 1.



Rys. 1. Etapy programu AMI

Opracowanie etapów i harmonogramu wdrażania *AMI* poprzedziło etap wyboru technologii i dostawcy liczników oraz wszelkich komponentów do komunikacji radiowej. Dystrybutorzy opracowali listę wymagań, które decydowały o wyborze. Brane były pod uwagę następujące kryteria [3]:

- dostępność technologii na rynku,
- interoperacyjność standardu komunikacji z licznikami,
- wysoka sprawność transmisji w gęstej zabudowie miejskiej,
- certyfikacja technologii w zakresie bezpieczeństwa danych,
- zgodność technologii z legislacją,

Pozwalało to, według dystrybutorów energii elektrycznej, na łatwą integrację liczników *AMI* z siecią elektroenergetyczną. Ze względu na procesy eksploatacyjne preferowani byli dostawcy, których technologia była obecna na rynku od wielu lat i była w trakcie tej obecności unowocześniana, a więc była to technologia typu *open technology*.

Komunikacja w *AMI*

W aspekcie komunikacji pomiędzy licznikami testowano kilka znanych protokołów komunikacyjnych, których zastosowanie przez innych operatorów mediów pozwalało mieć pewność ich właściwego działania. Były to protokoły komunikacyjne takie jak: IEC 61850, IEEE 2030.5, MQTT [4]. Wszystkie zapewniały interoperacyjność i wymianę informacji w czasie rzeczywistym między operatorami sieci, rozproszonymi zasobami energii i systemami konsumenckimi. Posiadały zdolność do dwukierunkowej komunikacji co pozwalało na efektywniejsze zarządzanie energią i poprawiało utrzymanie stabilności sieci [5].

Protokół IEC 61850 zaprojektowany został do automatyzacji podstacji w ISE. Jego funkcjonalności zapewniają szybką wymianę danych za pośrednictwem protokołów takich jak GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event). Duża skalowalność architektury umożliwia podłączenie oraz integrację bardzo dużej liczby liczników AMI (przeciętnie 1 mln). Protokół najczęściej stosowany jest w podstacjach do płynnej i szybkiej wymiany danych i komunikacji z węzłami logicznymi (koncetratory) do realizacji wybieralnych przez operatora pożądanych w danej chwili funkcji pomiarowych, kontrolnych i zabezpieczających, zapewniając kompatybilność z istniejącymi elementami sieci poprzez system SCADA [6].

Protokół IEEE 2030.5 znany na rynku również pod nazwą Smart Energy Profile (*SEP*), obsługuje rozproszone zasoby energii (*DERs*) i programy reagowania na popyt. Funkcje protokołu umożliwiają dwukierunkową komunikację między operatorami systemu elektroenergetycznego a *DERs*. Do zabezpieczenia danych podczas transmisji stosuje się protokół *HTTPS* oraz *TLS*. Praktyczną funkcjonalnością protokołu jest integracja danych z serwerami chmurowymi systemów służących do zarządzania *DERs*. Umożliwia to także dwukierunkową komunikację z konwerterami rozmieszczonymi w terenie na obszarze objętymi licznikami AMI. Protokół IEEE 2030.5 jest chętnie stosowany w obszarach, w których występuje duża ilość stacji ładowania pojazdów elektrycznych, ponieważ dobrze sprawdza się w monitorowania i zarządzaniu wymianą energii między pojazdem elektrycznym a np. gospodarstwem domowym [8].

MQTT (Message Queue Telemetry Transport) jest protokołem typu publikuj-subskrybuj. Przeznaczony jest do sieci o niskiej przepustowości i dużych opóźnieniach w transmisji danych w strukturze komunikacji typu Machine to Machine. Często jest stosowany w aplikacjach IoT w tym dla liczników AMI. Zabezpieczenie danych realizuje się poprzez transkrypcję kodową opartą o TLS/SSL. Działa w czasie rzeczywistym, w niewielkim swoją transmisją obciąża łącza komunikacyjne [8].

W nowszych rozwiązaniach liczników AMI zaczyna się stosować także protokoły komunikacyjne LoRa oraz Zigbee. Obywa protokoły dobrze współpracują z końcowymi odbiornikami energii elektrycznej poprzez aplikacje IoT. Pracują w technologii bezprzewodowej i mają dobre zasięgi odległościowe. Zaczęły być powszechnie zastosowanie w automatyce domowej i inteligentnych systemach energetycznych ze względu na łatwość instalacji, niezawodność, bezpieczeństwo danych i niski koszt i małe obciążenie systemu pochodzące od własnej pracy. Dobrze sprawdza się w obsłudze komunikacji pomiędzy urządzeniami pracującymi w gęstej zabudowie śródmiejskiej [2].

Standardy komunikacji w ISE*/*

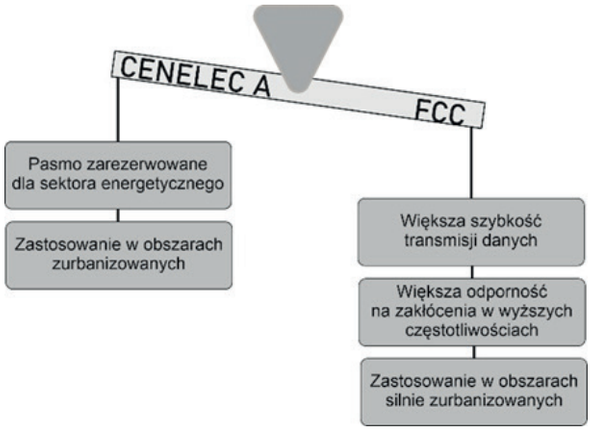
Do kompleksowego monitorowania i zarządzania siecią oraz komunikacji z odbiorcą końcowym operatorzy sieci dystrybucyjnej musieli wybrać standard komunikacyjny z przydzielonym do łączności zakresem częstotliwości. Operatorzy wybierali spośród dwóch najbardziej znanych i stosowanych, a były to standardy opracowane przez CENELEC oraz FCC. Decyzja była poprzedzana konsultacjami z wybranymi dostawcami technologii AMI, choć obydwa standardy dobrze sprawdzały się ISE [9].

W standardzie CENELEC do rozważenia były trzy podstandardy oznaczone: A, B, C.

- CENELEC A obejmuje zakres częstotliwości od 9 kHz do 95 kHz. Pasmo nadaje się do komunikacji dalekiego zasięgu i jest powszechnie używane do inteligentnych pomiarów, automatyki domowej i innych zastosowań o niskiej przepustowości danych [9].
- CENELEC B obejmuje zakres częstotliwości od 95 kHz do 125 kHz. Pasmo to oferuje wyższą przepustowość danych w porównaniu z pasmem A i nadaje się do zastosowań takich jak na przykład reakcja na zapotrzebowanie, sterowanie oświetleniem ulicznym oraz w systemach zarządzania energią.
- CENELEC C obejmuje zakres częstotliwości od 125 kHz do 140 kHz. Pasmo to zapewnia jeszcze wyższą przepustowość danych i nadaje się do zastosowań wymagających większej przepustowości, takich jak monitorowanie w czasie rzeczywistym i sterowanie w środowiskach przemysłowych.

Standard FCC reguluje procedury komunikacji w zakresie fal radiowych obejmujących pasma o częstotliwości od 9 kHz do 3 GHz. Z rozwiązań standardu FCC korzystają najczęściej służby porządku publicznego (np. Państwowa Straż Pożarna, Policja).

Do zastosowań przemysłowych i energetyki przeznaczone jest pasmo częstotliwości 1,2 MHz, ze względu na jego właściwości propagacyjne jak i zdolność do przenikania przez budynki oraz możliwością pokrywania większych obszarów terenu. [9], [10]



Rys. 2. Kryteria wyboru standardu kompleksowego zarządzania ISE

Kryteria brane pod uwagę przy wyborze standardu komunikacji i zarządzania ISE wśród dystrybutorów sieci elektroenergetycznej w Polsce były różne. Na rysunku 2 przedstawiono kryteria oceny standardów podczas procesu decyzyjnego ich wyboru.

Tabela 1. Porównanie standardów CENELEC A vs. FCC [9] [10]

Parametr	CENELEC A	FCC
Częstotliwość próbkowania	F_s=0,4 MHz	F_s=1,2 MHz
Liczba częstotliwości podnośnych	36	72
Przepustowość	do 45 kb/s	do 208 kb/s
Szerokość pasma	54,7 kHz	332,9 kHz
Liczba podpasm	6	24

W przypadku dystrybutorów eksploatujących system AMI w warunkach gęstej zabudowy śródmiejskiej wydaje się, że korzystniejsze jest zastosowanie standardu FCC (Tabela 1.). Większa liczba częstotliwości podnośnych zapewnia lepszy współczynnik SNR (stosunek poziomu sygnału do szumu) w danym paśmie częstotliwości. Przepustowość oraz szerokość pasma wpływająca na odporność na zakłócenia sygnału również są korzystniejsze w standardzie FCC. Znalazło to odzwierciedlenie w rzeczywistych przypadkach zastosowań na obszarach objętych systemem AMI przez konkretnych dystrybutorów w Polsce.

Zakłócenia i ich eliminacja w AMI

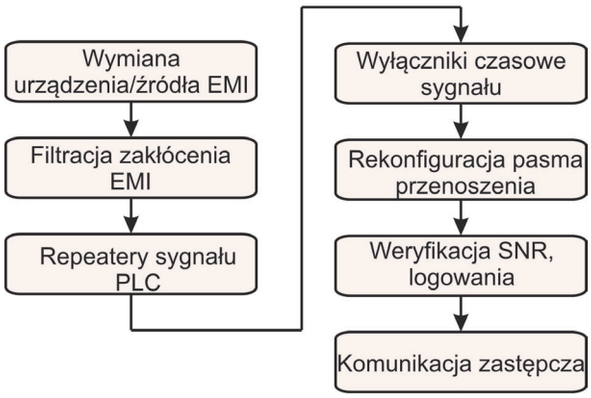
Analiza systemowa przeprowadzona przez dystrybutorów w obszarach, w których zainstalowano i uruchomiono pomiary licznikami AMI, pozwoliła na opracowanie wniosków dotyczących pracy systemu AMI. Pod uwagę brane były doświadczenia terenowych operatorów systemu oraz służb odpowiedzialnych za akwizycję i przetwarzanie danych. Raporty awarii lub błędów zebrane w bazie danych operatora zostały podzielone na trzy główne grupy (Rys.3.).

Rys. 3. Podział błędów w systemie AMI

Poprawność logowań często związana z poziomem sygnału pochodzącego z licznika AMI związana była z lokalizacją w terenie samego licznika jak i koncentratora. Wpływ miała też pojawiające się okresowo lub o stałym charakterze zakłócenia od pól elektromagnetycznych (*EMI*) [11]. Zidentyfikowano źródła będące najczęściej przyczyną zakłóceń EMI, a były to:

- falowniki, prostowniki,
- pompy CO i CCW, wentylatory i klimatyzatory,
- stacje bazowe operatorów telekomunikacyjnych,
- zasilacze awaryjne UPS,
- oświetlenie budynku generujące moc bierną (np. LED)

Pomiary wykonywane przez operatorów systemu AMI wykazywały, że urządzenia będące źródłami zakłóceń komunikacji ISE/AMI okresowo lub stale emitowały harmoniczne sygnałów, którymi były sterowane lub które były generowane podczas ich normalnej lub awaryjnej pracy. Dotyczyło to zwłaszcza urządzeń powszechnego użytku, które w swoich autonomicznych systemach komunikowały się przy pomocy tych samych protokołów co liczniki AMI i używały do tego pasm częstotliwości o zbliżonych zakresach pasm emisji sygnału. Dystrybutorzy na podstawie pomiarów i kontroli logowań z grup liczników typowali



Rys. 4. Możliwości eliminacji zakłóceń w systemie AMI

kierunki i źródła zakłóceń transmisji oraz dobierali sposoby ich eliminacji. Możliwości eliminacji zakłóceń, które były najczęściej stosowane przedstawia rysunek 4 [3], [12].

W przypadku gdy poziom oraz jakość sygnału z licznika, rutera bądź koncentratora systemu *AMI* osiągał użyteczne parametry procedura ulegała zakończeniu.

W przypadku nielegalnego poboru energii elektrycznej liczniki AMI umożliwiają pewne strategie polegające na cięgłym monitorowaniu zużycia energii elektrycznej w czasie rzeczywistym oraz w regularnych odstępach czasu. W przeciwieństwie do liczników elektromechanicznych, z których odczytypolegają na okresowych odczytach ręcznych, liczniki AMI stale przesyłają do dostawców energii dane o zużyciu. Umożliwia to wykrywanie anomalii, które mogą wskazywać na kradzież takich jak:

- nieregularne wzorce zużycia,
- alarmy związane z ingerencją w obudowę licznika, routtera lub okablowania.

Testowane jest także przez dystrybutorów energii elektrycznej rozwiązanie polegające na analizie porównawczej wykorzystującej algorytmy uczenia maszynowego. W rozwiązaniu tym liczniki AMI agregują dane z całego lub wydzielonego obszaru sieci dystrybucyjnej w celu zidentyfikowania rozbieżności między całkowitą energią dostarczoną a energią skumulowaną zarejestrowaną w punktach końcowych u konsumenta [13], [14].

Podsumowanie

W artykule wykazano, że implementacja w systemie elektroenergetycznym liczników AMI, wymagała od dystrybutorów energii elektrycznej szerokiego rozeznania w możliwościach i rozwiązaniach technologicznych istniejących w czasie implementacji oraz możliwościach rozwojowych tych systemów w przyszłości. Pod uwagę także należy brać legislację w obszarze efektywności energetycznej i przyjmować rozwiązania, które podążają za nią, a wręcz ja wyprzedzają. Wykazano, że liczniki AMI umożliwiają lepszą kontrolę funkcjonowania sieci elektroenergetycznych, poprzez wskazywanie anomalii od w ich eksploatacji.

Ze względu na stałe zagrożenie cyberprzestępstwami, które dotyczą kradzieży danych z systemu dystrybucyjnego oraz mogących spowodować mniejsze lub większe zagrożenia, związane ze stabilnością pracy systemu elektroenergetycznego wymagany jest ciągły rozwój badań służących zabezpieczaniu nieautoryzowanego dostępu do danych przesyłanych przez ISE/AMI. Umożliwiają to przedstawione protokoły komunikacyjne stosowane w ramach systemu liczników AMI. Ponadto technologia liczników AMI w połączeniu z zaawansowanymi narzędziami do analizy danych zwiększa u operatorów możliwości optymalizacyjne przepływu energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, zapewniając zrównoważoną i niezawodną dystrybucję energii elektrycznej oraz zwiększają wydajność i odporność operacyjną sieci.

Autorzy artykułu składają podziękowania pracownikom STOEN Operator Sp. z o.o., a w szczególności Panu Marcinowi Wilkowskiemu za wsparcie wiedzą popartą doświadczeniem i ocenę merytoryczną informacji zawartych w artykule.

Przyjęto: XXXXXX, **zaakceptowano:** XXXXXX, **opublikowano:** XXXXXX

LITERATURA

[1] Kochanski, M.; Korczak, K.; Skoczkowski, T. Technology Innovation System Analysis of Electricity Smart Metering in the European Union. Energies 2020, 13, 916, https://doi.org/10.3390/en13040916
[2] Billewicz K., Smart metering, inteligentny system pomiarowy, Wydawnictwo Naukowe PWN SA 2012, ISBN 978-83-01-16809-4
[3] Pieńkowski D., Wilkowski M., innogy Laboratory of Things czyli IoT w sektorze energetycznym i nie tylko, V Konferencja „Inteligentna Energetyka" Standardy łączności bezprzewodowej dla energetyki, 21 marca 2019 r.
[4] Babuta, A.; Gupta, B.; Kumar, A.; Ganguli, S. Power and Energy Measurement Devices: A Review, Comparison, Discussion, and the Future of Research. Measurement 2021, 172, 108961, https://doi.org/10.1016/j.measurement.2020.108961
[5] Skibko Z., Hołdyński G., Borusiewicz A., Impact of wind power plant operation on voltage quality parameters—Example from Poland, Energies 2022, 15, 5573 https://doi.org/10.3390/en15155573
[6] IEC 61850; Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users. Available online: https://www.gevernova.com/grid-solutions/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf (accessed on 18 June 2024).
[7] IEEE 2030.5; IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol. IEEE Standards Association: Piscataway, NJ, USA. Available online: https://standards.ieee.org/ieee/2030.5/5897/ (accessed on 16 January 2025).
[8] Mishra, B.; Kertesz, A. The Use of MQTT in M2M and IoT Systems: A Survey. IEEE Access 2020, 8, 201071-201086.
[9] https://www.reddit.com/r/SolveForce/comments/151i6c9/cenelec_a_b_and_c_bands_in_power_line/ [2] Billewicz K., Smart metering, inteligentny system pomiarowy, Wydawnictwo Naukowe PWN SA 2012, ISBN 978-83-01-16809-4
[10] https://www.gevernova.com/grid-solutions/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf (accessed on 18 June 2024
[11] Zajkowski K., Scaticailov S., Determination of the environmental impact of reactive power compensation in the power grid, Nonconventional Technologies Review, 54-61, 2016
[12] Zajkowski K., Reactive power compensation in a three--phase power supply system in an electric vehicle charging station, Journal of Mechanical and Energy Engineering, Vol. 2(42), No. 1, 75-84, 2018, DOI: 10.30464/jmee.2018.2.1.75
[13] Pamuła A., Cyberbezpieczeństwa w sieci elektroenergetycznej, Ekonimiczne Problemy Usług nr 117, 727-737, 205
[14] Brodzicki M., Klucznik J., Czapp S., Evaluation of VSC Impact on Power System Using Adequate P-Q Capability Curve, Electronics 2023, 12, 2462, https://doi.org/10.3390/electronics12112462