

Marek PALUSZCZAK*
Alicja TWARDOSZ**
Grzegorz TWARDOSZ***

ROZWÓJ SYSTEMÓW POMIAROWYCH W INTELIGENTNYCH SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

W pracy przedstawiono stan rozwoju systemów pomiarowych w inteligentnych sieciach energetycznych. Przedstawiono wpływ uwarunkowań formalno-prawnych na rozwój AMI. Przeprowadzono analizę porównawczą Polski z pozostałymi krajami należącymi do Unii Europejskiej. Wskazano na możliwość wykorzystania linii niskiego i średniego napięcia do transmisji danych.

SŁOWA KLUCZOWE: inteligentna sieć energetyczna, systemy pomiarowe, transmisja danych, media transmisyjne

1. WSTĘP

Wdrożenie zaawansowanych technologicznie systemów pomiarowych, określanych jako AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure) jest korzystne z kilku przyczyn dla Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD). Korzyści dzieli się na dwie grupy, tj. bezpośrednie i pośrednie. Do korzyści bezpośrednich zalicza się obniżenie strat handlowych i technicznych. Do strat handlowych zalicza się między innymi straty spowodowane przez nieuprawniony pobór energii elektrycznej. Obecnie tego rodzaju straty szacuje się na około 9%. Ważnym ogniwem systemu AMI jest licznik energii elektrycznej. Musi on zapewniać dwukierunkową komunikację z Operatorem Pomiarów, a z drugiej strony także z infrastrukturą sieci np. domowej, w ramach inteligentnej sieci elektroenergetycznej, nazywanej Smart Grid. W Smart Grid dąży się do osiągnięcia poziomu samodiagnozowania i samoopimalizacji procesów przesyłu, dystrybucji i rozdziału energii elektrycznej. Transmisja danych, niezależnie od hierarchii systemu, jest realizowana przez media. Media transmisyjne dzieli się na przewodowe i bezprzewodowe.

* Energia Operator, Techniczna Obsługa Odbiorców w Koszalinie.

** WEGA, Poznań.

*** Politechnika Poznańska.

2. ROZWÓJ AMI W POLSCE

Stan wdrożenia systemów AMI w krajach europejskich ocenia się na podstawie różnych kryteriów. Jednym z często stosowanych jest podział państw należących do Unii Europejskiej na grupy UE15 i UE13.

Do grupy UE15 zalicza się kraje, które zostały członkami UE przed 1 maja 2004. Podział terytorialny, w którym Polska jest zaliczana do krajów Europy centralnej i południowo-wschodniej, stosuje m.in. w swoich opracowaniach Ernst&Young [1]. Możliwości wdrożenia AMI oceniano w [1], według siedmiu kryteriów, z określoną wagą (tabela 1). Każdemu z kryteriów przypisano skalę ważności.

Tabela 1. Kryteria wdrażania AMI [opr. własne]

Kryterium	Waga w [pkt]	Polska średnia ważona	Miejsce w rankingu
1. Wielkości rynku	2	26	2
2. Średnie zużycie energii	2	12	8
3. Średnie opłaty za zużycie	5	25	10
4. Redukcja strat sieciowych	3	30	5
5. Jakość dostaw energii	4	48	2
6. Planowany udział OZE w produkcji energii w 2030 r.	5	20	11
7. Złożoność projektu, liczba OSD	1	10	11

W rankingu uczestniczyły następujące kraje: Grecja, Rumunia, Cypr, Słowenia, Węgry, Estonia, Turcja, Polska, Bułgaria, Malta, Łotwa, Czechy, Słowacja i Litwa. Łączna liczba punktów, w przypadku Polski wyniosła 171 pkt, co stanowi około 55,5%. Polska w tym zestawieniu zajęła miejsce 12. Pierwsze miejsce przypadło Grecji, z liczbą zdobytych punktów 222 (72,2%). Ostatnie miejsce zajęła Litwa z liczbą punktów 132 (43,1%). Jednym z głównych czynników mających wpływ na rozwój zaawansowanych technologicznie systemów pomiarowych jest wielkość i struktura rynku energii. Strukturę rynku określa liczba i rodzaj odbiorców energii. Polska jest drugim, co do wielkości, rynkiem. Obecnie liczbę odbiorców energii elektrycznej określa się jako 16,5 mln. Odbiorcy indywidualni stanowią około 86%, MSP, a przemysł 14%. MSP oznacza małe i średnie przedsiębiorstwa lub SME (ang. Small and Medium Enterprises). Według różnych szacunków odbiorcy indywidualni zużywają 25-30% energii elektrycznej.

W tabeli 2 przedstawiono działające w Polsce OSD, ich udział w rynku energii elektrycznej oraz zaangażowanie w wdrażanie AMI.

Z analizy wyników przedstawionych w tabeli 2, wyraźnie widać wiodącą rolę koncernu ENERGA w wdrożeniu AMI i SMART GRID w Polsce. Do końca 2014 roku Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. planuje, że około 22,8% odbiorców energii

elektrycznej będzie miało zainstalowane inteligentne liczniki, tzw. SM (ang. Smart Meter). Drugie miejsce zajmuje TAURON (5,7%).

W jakości dostaw energii elektrycznej, Polska zajmuje 7 miejsce za Czechami, Cyprem, Słowacją, Słowenią, Estonią i Litwą [1].

Tabela 2. Wdrażanie AMI przez OSD [opr. własne]

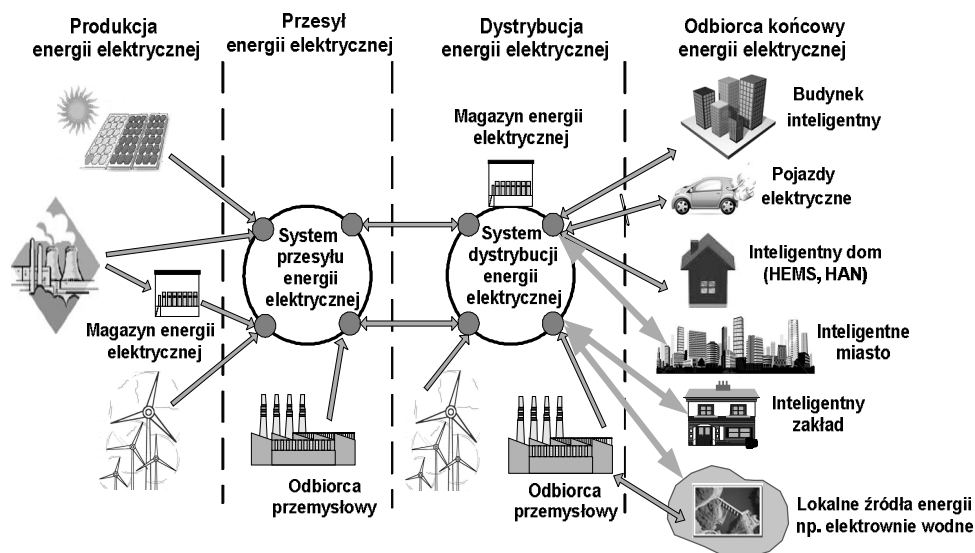
Lp.	OSD	Liczba odbiorców [mln]	Wdrożenie AMI
1	PGE	~5,1	15 tys. do końca 2014r.
2	ENERGA	~3,5	800 tys. do końca 2014r.
3	RWE Stoen	~0,8	100 tys. w trakcie instalacji
4	ENEA	~20	projekty pilotażowe
5	TAURON	~5,3	350 tys. do końca 2014r.

Liczbę przerw w dostawach energii rocznie na jednego odbiorcę określa się jako SAIFI (ang. System Average Interruption Frequency). Czas braku dostępu odbiorcy do sieci elektroenergetycznej określa współczynnik SAIDI (ang. System Average Interruption Duration Index). Wartość współczynnika SAIFI pozwala na określenie poziomu niezawodności elementów sieci elektroenergetycznej. Wartość SAIDI określa sprawność działania właściwych służb w usuwaniu przerw i awarii systemu AMI. Dla Polski współczynnik SAIFI osiąga wartość ~3,7, a współczynnik SAIDI ~315 min.

Na rysunku 1 przedstawiono schemat Smart Grid. Organizacja systemu różni się od wcześniej omawianych [2] wprowadzeniem dwóch nowych ogniw tj. inteligentnego zakładu SF (ang. Smart Factory) i inteligentnego miasta SC (ang. Smart City).

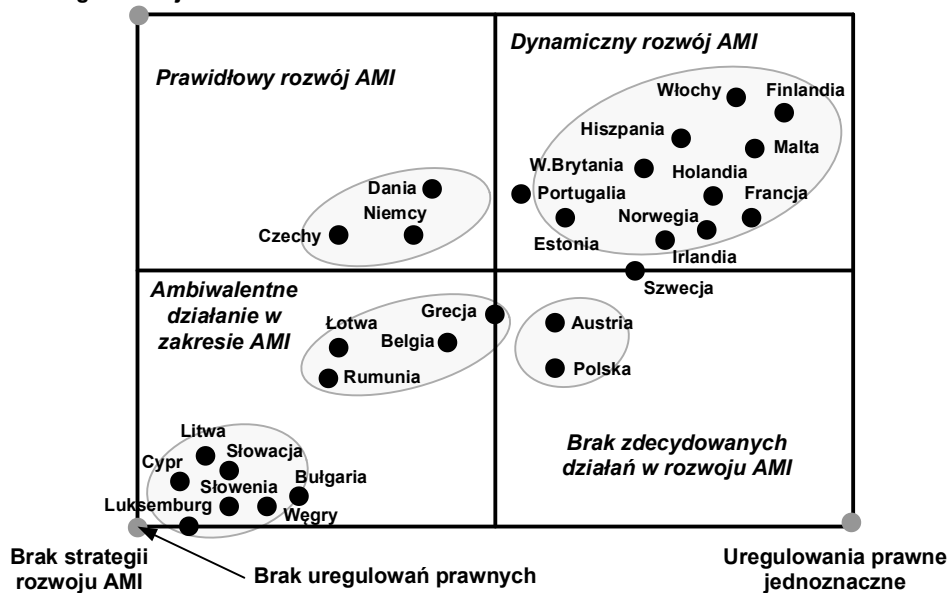
Miasta zajmują zaledwie 2% powierzchni Ziemi, ale są miejscem zamieszkania prawie 50% ludzi na świecie. Miasta są źródłem 80% całkowitej emisji CO₂ i 75% całkowitego zużycia energii elektrycznej. Koncepcja rozwoju SC dotyczy nie tylko zwiększenia efektywności energetycznej, ale jest ściśle związana z ogólnym kierunkiem zrównoważonego rozwoju.

Pierwszym etapem wdrażania systemów AMI jest montaż SM i związany z tym wybór technologii komunikacji pomiędzy odbiorcą końcowym a Operatorem Informacji Pomiarowych (OIP). W raporcie [3] przedstawiono obecny stan rozwoju AMI w krajach należących do Unii Europejskiej i Norwegii. Kraje zostały podzielone na pięć grup, w zależności od stopnia zaawansowania wdrożenia AMI. Zaliczenie do określonej grupy jest związane bezpośrednio z obowiązującą w danym kraju podstawą formalno-prawną wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym. Na rysunku 2 przedstawiono kwadrat Gartnera ukazujący rozwój AMI w EU27 i Norwegii.



Rys. 1. Schemat Smart Grid [opr. własne]

Jednoznaczna strategia rozwoju AMI



Rys. 2. Rozwój AMI w EU27 i Norwegii [3]

Stan formalno prawny umożliwiający wdrożenie AMI w Polsce jest porównywalny do Austrii, Portugalii i Estonii. Pod tym względem wyprzedzamy m.in. Czechy, Niemcy i Danię. Pod względem implementacji liczników inteligentnych Polska jest na poziomie Belgii, Grecji, Rumunii i Litwy. W raporcie [3] Polska została zaliczona do grupy 3, czyli do krajów, które cechuje brak jasno określonej strategii rozwoju AMI, przy ponad średnim poziomie stanu formalno-prawnego.

W raporcie [3] wskazuje się również na wiodącą rolę Grupy Kapitałowej ENERGA w wprowadzaniu AMI w Polsce. Do najważniejszych aktów prawnych i innych dokumentów stanowiących podstawę formalno-prawną wdrożenia inteligentnego opomiarowania zalicza się:

- dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG,
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE,
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE,
- komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”,
- skargę Komisji Europejskiej z dnia 20.12.2012 r. wniesioną do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej zarzucającą niewdrożenie szeregu postanowień dyrektywy 2009/72/WE,
- dokument pt. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”,
- poselski projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 946) z dnia 5 marca 2013 r.

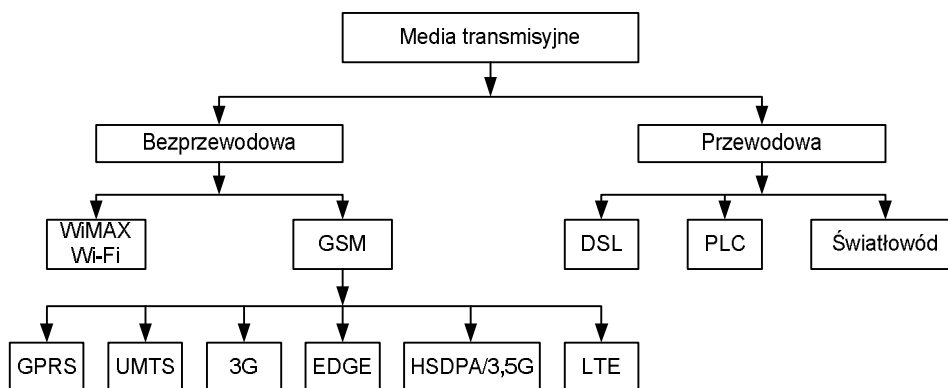
Omówienie w/w aktów prawnych i dokumentów zawierają m.in. prace [3-5].

3. MEDIA TRANSMISYJNE W INTELIGENTNYCH SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Transmisja danych niezależnie od hierarchii systemu jest realizowana przez media. Media dzieli się na przewodowe i bezprzewodowe. W Polsce dwukierunkowy przesył danych pomiędzy dostawcą i odbiorcą przewiduje się realizować drogą przewodową. Do tego celu mają być wykorzystane linie niskiego i średniego napięcia. Tę metodę transmisji danych nazywa się PLC (ang. Power

Line Communication). Na rysunku 3 przedstawiono różne drogi komunikacji stosowanych w Smart Grid.

Na rysunku 3 przedstawiono jedynie najczęściej stosowane technologie transmisji danych. W Smart Grid w Finlandii i Wielkiej Brytanii przeważają technologie bezprzewodowe. We Francji, Niemczech, Szwecji, Holandii i Hiszpanii stosuje się w AMI obie metody transmisji. Odbiorca końcowy jest użytkownikiem infrastruktury technicznej domowej sieci HAN (ang. Home Area Network) [6, 7]. Zarządzanie urządzeniami w ramach Smart Grid wymaga od SM interoperacyjności czyli współdziałania m.in. z systemami komunikacyjnymi stosowanymi w HAN. Do często stosowanych technologii w HAN należy zaliczyć: ZigBee, WiMax, M-Bus, Ethernet. PLC jest technologią, którą również stosuje się do zarządzania infrastrukturą techniczną domowej sieci. Często stosowanym standardem w HAN jest Home Plug.



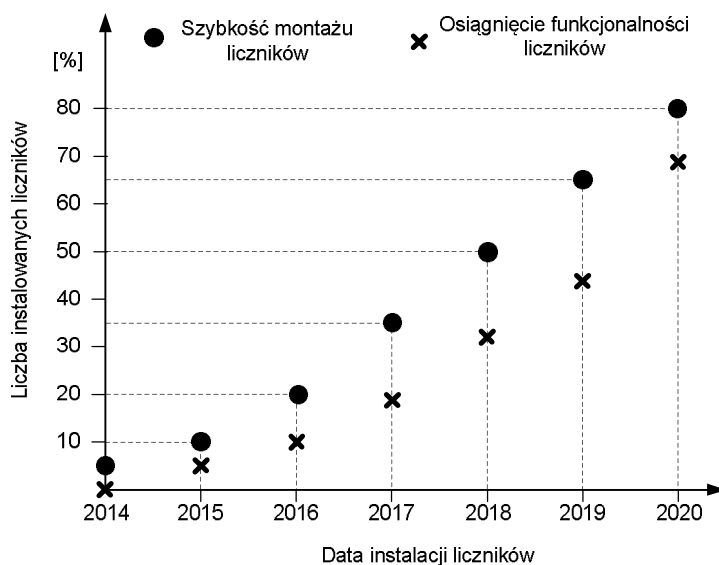
Rys. 3. Media transmisyjne w Smart Grid [opr. własne]

Wybór standardu komunikacji w HAN zależy przede wszystkim od odbiorcy. W najprostszych przypadkach wykorzystuje się transmisję FSK, S-FSK czy BPSK. Najnowocześniejsze urządzenia wykorzystują standardy PRiME czy MAXIM. Istniejące linie niskiego i średniego napięcia są uznane przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnych za główne medium transmisyjne.

4. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania obejmującego instalację liczników, zgodnie z dyrektywami UE, musi być zakończone do końca 2020 roku. W Polsce zostanie zainstalowanych około 13 mln liczników. Przyjmuje się, że wdrożenie systemów teleinformatycznych umożliwiających zarządzanie danymi na poziomie Operatora Informacji Pomiarowych będzie trwać od 2 do 3 lat. Dane pomiarowe będą gromadzone w Centralnym Zbiorze Informacji Pomiarowych. Przyjmuje się

również, że tylko połowa liczników zamontowanych w danym roku osiągnie pełną funkcjonalność. Przy tym, przez pełną funkcjonalność rozumie się osiągnięcie dwukierunkowej transmisji danych w standardzie określonym przez OIP. Na rysunku 4 przedstawiono graficznie wyniki analizy wdrożenia wariantu bazowego inteligentnego opomiarowania [4, 5]. W 2020 roku osiągnięto poziom montażu 80% liczników inteligentnych, przy pełnej funkcjonalności licznika 62,5%. Przewiduje się, że saldo w latach 2013-2020 wyniesie 43 mln PLN, a w latach 2013-2026 odpowiednio 4,6 mld PLN. W wariantcie optymalnym prognozy wynoszą 790 mln PLN i 5,6 mld PLN.



Rys. 4. Montaż SM w Polsce, poziom funkcjonalności w latach 2014-2020 [opr. własne]

W liniach niskiego napięcia wykorzystuje się najczęściej przesyłanie metodą PLC. W tak zwanym wąskopasmowym PLC wykorzystuje się częstotliwości od 1,6 kHz – 148,5 kHz. W metodzie transmisji danych BPL, tzw. szerokopasmowy PLC, wykorzystuje się częstotliwości od 4 do 20 MHz. Przesyłanie danych metodą BPL (ang. Broadband Powerline) ma w Polsce zarówno zwolenników jak i przeciwników.

Wykorzystanie częstotliwości w wąskopasmowym PLC nie wymaga uzyskania licencji, a więc opłat. Jest to pasmo o tzw. dostępie swobodnym ISM (ang. Industrial Scientific Medical). Podczas transmisji danych muszą być spełnione wymagania określone w regulacjach prawnych. Oddzielnym zagadnieniem mającym wpływ na rozwój systemów pomiarowych w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych jest ochrona danych przed nieuprawnionym dostępem oraz możliwością zmiany danych.

LITERATURA

- [1] Ernst&Young: Nowoczesna infrastruktura pomiarowa w krajach Europy Centralnej i Południowo-wschodniej, aktualny stan wdrożeniowy, plany i perspektywy. 2012.
- [2] Kołaciński R., Paluszczak M., Twardosz G.: Reactive power management in wind power plants with induction machines in Smart Grid. Computer Applications in Electrical Engineering, Poznan University of Technology, Poznań, 2012, s. 181-188,
- [3] Hierzinger R., and others: European Smart Metering Landscape Report 2012 – update may 2013. AEA, Vienna, October 2012.
- [4] Minister Gospodarki: Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Warszawa, kwiecień 2013r. www.mg.gov.pl. [dostęp: 2014.02.25].
- [5] Minister Gospodarki: Aneks do analizy skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Warszawa, kwiecień 2013r. www.mg.gov.pl. [dostęp: 2014.02.25].
- [6] Masiąg R.: Wdrożenie systemu AMI w Energia-Operator S.A. Materiały konferencji: Wdrażanie Smart Grid – ramy standardów, ryzyka, konflikty. Warszawa, 10-11.12.2013, s. 1-21.
- [7] Pisarczyk P.: Komunikacja w Smart Grid – konflikt protokołów/procesorów. Materiały konferencji: Wdrażanie Smart Grid – ramy standardów, ryzyka, konflikty. Warszawa, 10-11.12.2013, s. 1-28.

THE EVOLUTION OF MEASUREMENT SYSTEMS IN SMART GRID

In this paper are presented state of technology metering systems in Smart Grid. Are discussed influence of formal-legal factors on development AMI. Are made comparative analysis between Poland and the EU-26. Are pointed out possibility practical application of LV power line to transmission date.