

- [6] Kolenda Z., Analiza energetyczna a metoda minimalizacji generowania entropii. Analiza możliwości poprawy niedoskonałości termodynamicznej procesów zaopatrzenia w elektryczność, Wyd. PAN (red. Ziębik A., Szargut J., Stanek W.), 2006.
- [7] Krzyżanowski J.A., Głuch J., Diagnostyka cieplno-przepływowa obiektów energetycznych, Gdańsk 2004.
- [8] Laskowski R., Smyk A., Analiza warunków pracy skraplacza energetycznego z wykorzystaniem pomiarów i modelu aproksymacyjnego, *Rynek Energii* 1 (110) 2014.
- [9] McClintock, F.A.: The Design of Heat Exchangers for Minimum Irreversibility, *ASME Paper* No. 51-A-108, 1951.
- [10] Prigogine, I.: Introduction to Thermodynamics of Irreversible Processes, 3rd ed., Wiley, New York, pp. 76–77, 1967.
- [11] Rusowicz A., Grzebielec A.: The numerical modeling of a church window power plant condenser, *Rynek Energii* 6 (109) 2013, pp. 137-141.
- [12] Rusowicz A.: Zagadnienia modelowania matematycznego skraplaczy energetycznych, rozprawa habilitacyjna, Politechnika Warszawska, 2013.
- [13] Salij A., Stępień J. C.: Praca skraplaczy turbinowych w układach ciepłych bloków energetycznych. KAPRINT, Warszawa 2013.
- [14] Szargut, J., Problems of thermodynamics optimization, *Archives of Thermodynamics*, 19 (1998), No 3/4, pp. 85-94.
- [15] Zbroińska-Szczechura E., Dobosiewicz J.: Diagnostyka materiałowa i cieplna skraplaczy, *Energetyka* nr 3 (2000), s. 122-124.
- [16] Zeng H., Meng J., Li Z.: Numerical study of a power plant condenser tube arrangement, *Applied Thermal Engineering*, 40 (2012), pp. 294-303.



Marcin Tarasiuk<sup>1)</sup>, Jacek Świdorski<sup>2)</sup>

*Institut Energetyki*

*Institut Badawczy Oddział Gdańsk*

## Wykorzystanie nowoczesnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych (AMI) w procesie rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia

### Application of modern advanced metering structure systems (AMI) in the development process of intelligent MV and LV power networks

Rynek elektroenergetyczny w Polsce stoi przed koniecznością zmian organizacyjnych i technologicznych. Wynikają one, między innymi, z obowiązków nałożonych na Polskę przez III pakiet dyrektyw rynkowych Unii Europejskiej, w szczególności dotyczących zapewnienia wszystkim odbiorcom energii elektrycznej dostępu do informacji, umożliwiających praktyczne zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej w sposób bardziej efektywny niż ma to miejsce obecnie. Wprowadzane regulacje wiążą się z potrzebą instalacji przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnej (OSD) nowoczesnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych

(ang. *Advanced Metering Infrastructure – AMI*), których podstawową cechą jest możliwość zdalnej, dwukierunkowej transmisji danych pomiędzy licznikami energii elektrycznej, zainstalowanymi w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nn) a centralnym systemem odczytu i gromadzenia danych, zwanym Aplikacją Centralną Systemu AMI.

Wdrażając systemy AMI należy brać pod uwagę nie tylko funkcje związane z rozliczaniem zużycia energii elektrycznej, ale również możliwość wykorzystania wdrażanej infrastruktury informatycznej, komunikacyjnej i pomiarowej do budowy nowych funkcjonalności typowych dla tzw. sieci inteligentnych. Wiąże się to z koniecznością postawienia odpowiednich wymagań funkcjonalnych i technicznych elementom infrastruktury AMI już na etapie

<sup>1)</sup> Mgr inż. Marcin Tarasiuk, e-mail: m.tarasiuk@ien.gda.pl

<sup>2)</sup> Dr hab. inż. Jacek Świdorski, e-mail: j.swidorski@ien.gda.pl

## Wykorzystanie AMI w zakresie prowadzenia ruchu sieci SN i nn



Rys. 1. Wpływ AMI na obszary prowadzenia ruchu sieci SN i nn

planowania. Planowanie wdrożenia systemu AMI, z uwzględnieniem potencjalnych zastosowań w kontekście sieci inteligentnej, jest jednym z istotnych czynników sukcesu wdrożenia.

Wdrażane przez OSD systemy AMI będą mogły być wykorzystywane w rozwoju inteligentnej sieci dystrybucyjnej średniego (SN) i niskiego napięcia w celu:

- poprawy jakości prowadzenia ruchu sieci SN i nn,
- poprawy niezawodności zasilania odbiorców i jakości dostarczanej energii,
- poprawy efektywności energetycznej.

### Wykorzystanie AMI w zakresie prowadzenia ruchu sieci SN i nn

Poprawa jakości prowadzenia ruchu sieci SN i nn poprzez wykorzystanie AMI może być osiągnięta poprzez działania w pięciu podstawowych obszarach wskazanych na rysunku 1.

#### Integracja rozwiązań sprzętowych w stacjach transformatorowych SN/nn

Wnętrzone stacje transformatorowe SN/nn są elementem infrastruktury elektroenergetycznej, w którym zachodzi jednoczesna potrzeba instalacji rozwiązań systemu AMI (liczniki bilansujące, koncentratory danych, urządzenia telekomunikacyjne) oraz urządzeń telemechaniki związanych z automatyzacją sieci SN.

Instalacja urządzeń telemechaniki we wnętrzowych stacjach transformatorowych SN/nn jest związana z wdrażaniem dwóch podstawowych funkcji:

- wykrywanie przepływu prądu zwarciovego w poszczególnych odcinkach linii SN wraz ze zdalną sygnalizacją do systemu SCADA<sup>3)</sup>/DMS<sup>4)</sup>;
- zdalne sterowanie łącznikami w sieci SN.

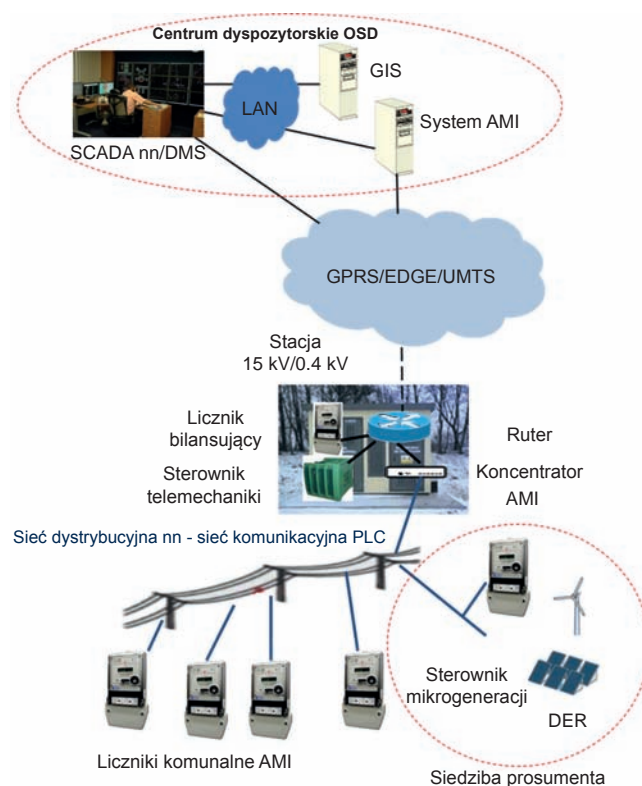
Powyższe funkcje są niezbędne do implementacji algorytmu realizującego funkcję wykrywania, lokalizacji zwarć oraz automatycznej rekonfiguracji sieci FDIR<sup>5)</sup> w sieciach energetycznych SN.

W ramach instalacji elementów systemu AMI we wnętrzowych stacjach SN/nn można zastosować wspólnie rozwiąza-

nia sprzętowe dla AMI i prowadzenia ruchu poprzez systemy SCADA/DMS w zakresie:

- infrastruktury telekomunikacyjnej,
- układu zasilania gwarantowanego,
- wspólnej szafki instalacyjnej.

Ta sama infrastruktura telekomunikacyjna, w tym urządzenie komunikacyjne instalowane w stacji SN/nn, może być wykorzystywana przez system AMI do celów komunikacyjnych z licznikami i koncentratorami danych i przez systemy SCADA/DMS na potrzeby prowadzenia ruchu. Takie rozwiązanie ilustruje rysunek 2.



Rys. 2. Przykładowe wykorzystanie systemu AMI dla potrzeb systemu dyspozytorskiego SCADA/DMS w zakresie monitorowania i sterowania sieci nn

<sup>3)</sup> SCADA – ang. System Control And Data Acquisition.

<sup>4)</sup> DMS – ang. Distributed Management System.

<sup>5)</sup> FDIR – ang. Fault Detection, Isolation and Recovery.

w sieci SN (które musi być zdolne do wysłania komunikatu spontanicznego do systemu SCADA/DMS, ze zdarzeniem informującym o przepływie prądu zwarciovego w linii SN) oraz licznika bilansującego lub innego urządzenia w celu wysłania komunikatu spontanicznego do systemu AMI ze zdarzeniem informującym o zaniku zasilania podstawowego.

Wykorzystanie wspólnego rozwiązania komunikacyjnego oraz wspólnego układu zasilania gwarantowanego skłania do zastosowania wspólnej szafki instalacyjnej dla rozwiązań AMI i SG<sup>6)</sup> we wnętrzu stacji transformatorowej SN/nn, niewyposażonej w zdalne sterowanie łącznikami.

W przypadku urządzeń telemechaniki, wykorzystywanych do sterowania łącznikami w sieci SN, konieczne jest zastosowanie układu zasilania gwarantowanego o większej mocy i pojemności niż dla samych urządzeń AMI. Układ ten może być jednak wspólny i służyć do zasilania zarówno urządzeń telemechaniki, jak i urządzeń systemu AMI. Większe gabaryty układu zasilania, jak też ilość miejsca zajmowanego przez urządzenia telemechaniki, przeznaczone do sterowania łącznikami (sterownik, przekaźniki itp.) skłania do zastosowania szafki instalacyjnej urządzeń AMI oraz osobnej szafki urządzeń telemechaniki, wykorzystujących to samo łącze telekomunikacyjne oraz układ zasilania gwarantowanego.

### Monitorowanie sieci nn i stacji SN/nn

Zapewnienie monitorowania pracy sieci nn jest niezbędnym elementem w rozwoju sieci elektroenergetycznej, podnoszącym jakość jej działania. Zdalne monitorowanie pracy sieci nn, w stopniu wystarczającym do oceny jej stanu z poziomu dyspozycji ruchu OSD, ma wpływ na zdecydowane skrócenie czasów przerwy w zasilaniu w wyniku awarii w tej sieci oraz, poprzez odpowiednie działania zapobiegawcze podejmowane na podstawie monitorowanych parametrów, zmniejszenie liczby awarii w tej sieci.

Sieci nn są bardzo rozbudowane i z powodu ich rozległości zakres zdalnego monitorowania trzeba znacząco ograniczać ze względów kosztowych i praktycznych. System AMI może stanowić podstawowe źródło danych o sieci nn.

Parametry sieci nn, podlegające monitorowaniu, należy podzielić ze względu na wymaganą częstość transmisji informacji na:

- parametry monitorowane na bieżąco – spływające do systemu zarządzania ruchem SCADA automatycznie i z niewielkim opóźnieniem;
- parametry pozyskiwane okresowo – np. raz na dobę; w celu ich wykorzystania w obliczeniach inżynierskich na potrzeby planowania pracy, analiz wykorzystania sieci, strat sieciowych, obliczeń rozptylowych itp., wykonywanych w modułach analitycznych będących elementem systemu DMS (niezależnego lub zintegrowanego z systemem SCADA);
- parametry monitorowane na żądanie – np. w celu diagnozowania stanu sieci, wykrywania i lokalizacji usterek, kontroli jakości energii na żądanie, wykrywania przypadków nielegalnego poboru energii, zdiagnozowania zakłóceń w sieci;
- spontanicznie przesyłane do systemu przez urządzenia w wyniku wystąpienia określonych zdarzeń w sieci.

<sup>6)</sup> SG – ang. Smart Grid.

Wdrażany system AMI powinien na bieżąco zapewnić monitorowanie parametrów elektrycznych sieci nn ze wszystkich stacji transformatorowych SN/nn poprzez pomiar na szynach zbiorczych rozdzielni nn (liczniki bilansujące). Dodatkowo powinna istnieć możliwość monitorowania na bieżąco parametrów elektrycznych w wybranych (kilku) punktach w głębi sieci nn (liczniki komunalne), takich jak: miejsca dołączenia mikrogeneracji i/lub magazynów energii o znacznej mocy/pojemności, miejsca na końcach linii nn o spodziewanym najniższym poziomie napięcia. Powinna istnieć również możliwość uzyskiwania z systemu AMI, do celów obliczeń inżynierskich, danych gromadzonych okresowo oraz uzyskiwania w trybie „na żądanie” danych ze wskazanego punktu poboru energii, które nie są typowo gromadzone w bazie danych pomiarowych systemu AMI.

Do monitorowania sieci nn należy również wykorzystać pomiary parametrów elektrycznych wykonywane przez liczniki instalowane w grupie taryfowej C2x, co jest wymagane w celu uzyskania pełnego obrazu pracy sieci nn.

Możliwe jest również zdalne monitorowanie przepalenia wkładek bezpiecznikowych w polach odbiorczych nn poprzez zastosowanie dodatkowych wejść dwustanowych w urządzeniach AMI (np. licznikach bilansujących) lub niezależnych sterownikach telemechaniki.

Kluczowym elementem koncepcji sieci inteligentnych w obszarze sieci dystrybucyjnej jest zapewnienie sterowalności (automatyzacja) oraz obserwowalności (monitorowanie) sieci SN. Obecnie funkcje związane z monitorowaniem, sterowaniem i gromadzeniem danych są wykonywane w sieci dystrybucyjnej SN w niewielkim zakresie i dotyczą głównie punktów transformacji WN/SN (GPZ-tów), co utrudnia lokalizację zakłóceń w sieciach SN. Przyczynia się to do wydłużenia czasu braku zasilania odbiorców. Z uwagi na obowiązek zapewnienia odpowiednich parametrów jakości dostaw energii, rozwój zdalnego sterowania i monitorowania sieci SN staje się koniecznością. Koncepcja sieci inteligentnych zakłada wprowadzenie zdalnego sterowania i monitorowania w wybranych punktach w głębi sieci SN oraz zautomatyzowanie procesów wykonywanych dotychczas przez dyspozytora i brygady pogotowia energetycznego. Do wybranych punktów sieci SN należą: punkty zasilające (PZ), rozdzielnie sieciowe (RS), złącza kablowe (ZK), rozłączniki słupowe, stacje transformatorowe SN/nn.

Monitorowanie stacji transformatorowych SN/nn, na potrzeby prowadzenia ruchu sieci SN, może być wykonywane przez liczniki bilansujące systemu AMI. Pomiar napięcia jest wówczas wykonywany po stronie niskiego napięcia transformatora, na szynach zbiorczych, za rozłącznikiem głównym. Zastosowanie licznika bilansującego do monitorowania parametrów elektrycznych sieci SN wymaga przeliczenia zmierzonych parametrów na stronę wysokiego napięcia transformatora rozdzielczego. W tym celu system SCADA powinien mieć dostęp do parametrów technicznych transformatora. Wartości prądów płynących w sieci SN mogą być estymowane na podstawie rzeczywistych pomiarów z GPZ oraz pomiarów mocy czynnych i biernych z liczników bilansujących w stacjach SN/nn, z uwzględnieniem strat w transformatorach rozdzielczych, a także na podstawie obciążeń wnoszonych przez odbiorców z grupy taryfowej B oraz generacji ze źródeł dołączonych do linii SN.

Licznik bilansujący lub inne urządzenie instalowane w ramach wdrożenia AMI mogą być wyposażone w wejścia dwustanowe do kontroli otwarcia drzwi szafki AMI i/lub drzwi stacji SN/nn, kontroli pracy układu zasilania gwarantowanego oraz sygnalizacji z układów wykrywania próby kradzieży transformatora.

## Wsparcie w zakresie regulacji napięcia w sieci nn

Przyłączenie generacji rozproszonej wewnątrz sieci SN powoduje, że zmienia się dotychczas obserwowany profil napięcia na liniach promieniowych sieci SN, co negatywnie wpływa na jakość regulacji lokalnych regulatorów napięcia transformatorów 110 kV/SN, dokonujących regulacji wg klasycznych metod (np. z kompensacją prądu). Pojawienie się możliwości automatycznej rekonfiguracji sieci SN, w wyniku wdrożenia programu automatyzacji sieci SN wraz działaniem programów optymalizacyjnych lub działaniem algorytmu FDIR, będzie również prowadzić do zmian warunków pracy lokalnych regulatorów napięcia. Powyższe zmiany, wynikające z rozwoju sieci SN w kierunku sieci inteligentnych, wymuszają wdrożenie nowych metod regulacji napięcia w sieci SN i nn.

Funkcja IVVC<sup>7)</sup>, będąca elementem systemu klasy DMS, zapewnia kompleksową regulację napięcia w sieci SN i nn między innymi na podstawie informacji o napięciu w głębi sieci SN i nn.

Nowoczesna regulacja napięcia pozwala na realizację Oszczędnościowego Zaniżania Napięcia CVR<sup>8)</sup>, pozwalającego zredukować zapotrzebowanie na energię elektryczną u odbiorców. Jest to jeden z rodzajów sterowania popytem DR<sup>9)</sup>, przeznaczonych dla sieci inteligentnej. Funkcja CVR pozwala obniżyć zapotrzebowanie na energię poprzez obniżenie napięcia zasilania urządzeń. Realizacja funkcji CVR polega na monitorowaniu napięcia u odbiorców, u których ma ono najniższą wartość i utrzymywaniu tego napięcia na dopuszczalnie niskim poziomie.

Wdrożenie systemu AMI zapewni środki techniczne umożliwiające monitorowanie wartości napięć w stacjach SN/nn po stronie niskiej transformatora oraz monitorowanie wartości napięć u wybranych odbiorców w głębi sieci nn. Rejestrowane przez liczniki systemu AMI profile obciążenia oraz profile napięciowe pozwolą na wdrożenie narzędzi analitycznych wspomagających pracę funkcji IVVC.

## Sterowanie popytem w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

W przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (awarii sieciowej lub systemowej) operator systemu przesyłowego (OSP) podejmuje we współpracy z użytkownikami systemu elektroenergetycznego wszelkie możliwe działania mające na celu usunięcie zagrożenia bezpieczeństwa tego systemu. W ramach tych działań OSP m.in. wydaje OSD polecenia uruchomienia, odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostek wytwórczych niepodlegających centralnemu dysponowaniu lub polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Wyłączenie odbiorców według trybu awaryjnego jest realizowane na polecenie OSP jako wyłączenie awaryjne. OSP może również polecić wprowadzenie ograniczeń awaryjnych poprzez wskazanie m.in. wartości mocy czynnej do wyłączenia przez OSD. Zastosowanie funkcjonalności sterowania popytem w celu zapewnienia bezpieczeństwa

energetycznego powinno mieć umocowanie ustawowe odnośnie do okoliczności zaistnienia i skali wykorzystania, natomiast jej wykorzystanie nie powinno pociągać skutków odszkodowawczych lub im ekwiwalentnych (na podst. [1]).

Obecnie OSD dysponuje technicznymi środkami, pozwalającymi na zdalne wyłączenie konkretnych odbiorów w sieci WN i SN lub grupy odbiorów dołączonych do sieci SN. Nie ma natomiast możliwości selektywnego wyłączania odbiorców dołączonych do sieci nn lub ograniczania ilości pobieranej przez tych odbiorców energii elektrycznej.

Wdrożenie systemu AMI zwiększy zakres dostępnych środków do ograniczania przez OSD ilości pobieranej energii przez odbiorców dołączonych do sieci nn, zmniejszając jednocześnie uciążliwość tych ograniczeń dla pojedynczego odbiorcy (ograniczenie mocy maksymalnej, a niekoniecznie wyłączenie) oraz pozostawiając możliwość zasilania bez ograniczeń odbiorców wrażliwych na zaniki zasilania. Licznik komunalny w procesie ograniczenia poboru energii na polecenie OSP lub OSD pełni funkcję elementu wykonawczego (tzw. strażnik mocy współpracujący ze stycznikiem), licznik bilansujący dostarcza informacji zwrotnej o poziomie wykonania ograniczenia.

Aby możliwe było wdrożenie w systemie AMI funkcji sterowania popytem w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego (tzw. tryb „emergency”), wdrażany system AMI musi być wyposażony w odpowiednie funkcje w zakresie zarówno Aplikacji Centralnej Systemu AMI, jak też koncentratora danych oraz liczników komunalnych. Niezbędna także jest odpowiednia wydajność systemu komunikacji, zwłaszcza na odcinku tzw. ostatniej mili, tj. w relacji koncentrator danych AMI – liczniki.

## Wsparcie w zakresie planowania pracy sieci SN i nn

Wsparciem dla realizacji zadań w zakresie: planowania pracy sieci SN i nn, analizy zakłóceń w pracy systemu dystrybucyjnego, bilansowania mocy i energii i innych zadań służb prowadzenia ruchu są tzw. obliczenia inżynierskie. Do obliczeń tych można zaliczyć: analizę rozptyłową (w tym analiza i optymalizacja strat), prognozowanie obciążeń, estymację obciążeń, optymalizację rozcięć (punktów podziału sieci) i inne.

Wymienione obliczenia mogą również wspierać realizację procesów przypisanych do służb zarządzania majątkiem sieciowym lub planowania i rozwoju. Obliczenia mogą być wykorzystywane w ramach symulacji rozwoju sieci (w tym przyłączania nowych odbiorców lub prosumentów) i jej wpływu na sieć istniejącą, mogą one także służyć do: prognozowania rozptyłu mocy i estymacji obciążeń w perspektywie średnioterminowej (miesiące) i długookresowej (lata) dla sieci istniejącej oraz planowanej, optymalizacji rozmieszczenia w sieci baterii kondensatorów i regulatorów napięcia, optymalizacji rozmieszczenia w sieci automatyki dystrybucyjnej, rejestratorów, czujników itp., wyboru miejsca przyłączenia dodatkowych źródeł energii umożliwiających zmniejszenie strat energii, a także do wsparcia w wydawaniu warunków przyłączeniowych.

Podstawą wszelkich obliczeń inżynierskich jest zbudowanie odpowiedniego modelu obliczeniowego. W skład tego modelu wchodzi następujące elementy: model sieci (zastępczy schemat elektryczny), model obciążeń, moduł obliczeniowy (algorytm).

<sup>7)</sup> IVVC – ang. Integrated Volt/Var Control.

<sup>8)</sup> CVR – ang. Conservative Voltage Reduction.

<sup>9)</sup> DR – ang. Demand Response.



Obecnie OSD nie dysponują aktualnymi informacjami na temat parametrów technicznych i danych ewidencyjnych eksploatowanych przez siebie dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych na poziomie sieci SN i nn w stopniu umożliwiającym budowę dokładnego modelu sieci. Dane na temat obciążeń w głębi sieci SN są fragmentaryczne oraz występuje brak danych o rzeczywistych obciążeniach sieci nn przez odbiorców V grupy przyłączeniowej. Skutkiem tego obliczenia dla sieci SN i nn są wykonywane na uproszczonych modelach sieciowych, przy wykorzystaniu statystycznej metody modelowania obciążeń. Obliczenia strat sieciowych są wykonywane łącznie dla sieci SN i nn. Wykorzystanie profili standardowych dla odbiorców dołączonych do sieci nn może prowadzić do spłaszczenia modelu obciążeń transformatorów SN/nn oraz sieci niskich napięć, co znacząco wpływa na wynik obliczeń strat obciążeniowych, które zmieniają się wraz z kwadratem prądu obciążenia. To wszystko przekłada się na niską jakość prognoz obciążenia poszczególnych węzłów sieci SN/nn oraz prognoz mocy maksymalnych.

Wdrożenie systemu AMI umożliwi wykorzystanie rzeczywistych danych pomiarowych (m. in. profile obciążeń z liczników komunalnych i liczników bilansujących) w modelu obciążeń, co zdecydowanie zwiększy jakość uzyskiwanych wyników obliczeń inżynierskich oraz znacznie poprawi jakość prognoz (poboru energii, zapotrzebowania obszarów sieci, różnicy bilansowej, itp.), zwłaszcza przy uwzględnieniu korelacji z prognozą pogody.

Wdrożenie modelu obliczeniowego zawierającego dokładny model sieci, uwzględniający sieć SN i nn oraz model obciążeń, utworzony przy wykorzystaniu rzeczywistych pomiarów z węzłów sieci SN i nn, może prowadzić do bardziej efektywnego działania OSD, co powinno zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, w tym zapewnić skrócenie czasu przerw w zasilaniu odbiorców.

### Wykorzystanie AMI do poprawy niezawodności zasilania odbiorców i jakości dostarczanej energii

Na jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej składa się:

- niezawodność dostawy, rozumiana jako zdolność nieprzerwanej dostawy wymaganej ilości energii;

- jakość dostarczanej energii elektrycznej (jakość napięcia), identyfikowana poprzez cechy dostarczanej energii elektrycznej, takie jak: wartość napięcia, częstotliwość, zawartość jej harmonicznnych w napięciu, asymetria napięcia, migotanie, itp.; wymagane parametry jakości napięcia zasilającego są zdefiniowane w [2];
- jakość obsługi odbiorcy, rozumiana jako szybkie przywrócenie zasilania, informowanie o przyczynach wyłączenia zasilania, itp.

Wdrożenie systemu AMI oraz odpowiednich narzędzi obliczeń inżynierskich pozwoli na uzyskanie bardziej dokładnych i wiarygodnych wyników obliczeń, co ułatwi podejmowanie trafnych decyzji w zakresie prowadzenia ruchu i planowania pracy (układ sieci, planowane wyłączenia), jak też w zakresie procesów inwestycyjnych w sieci SN i nn. Prowadzić to będzie do poprawy bezpieczeństwa energetycznego i wzrostu niezawodności dostaw energii elektrycznej.

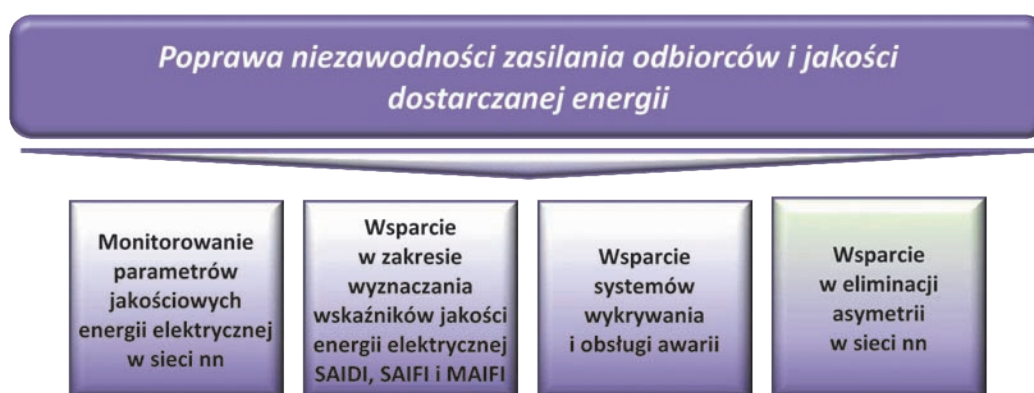
Wykorzystanie systemu AMI umożliwi podniesienie jakości obsługi odbiorcy poprzez informowanie go o wyłączeniach planowych za pośrednictwem tego systemu (np. portalu www), a także poprzez skrócenie procesu załączenia zasilania odbiorcy.

Liczniki systemu AMI będą umożliwiały monitorowanie jakości energii elektrycznej przy wykorzystaniu pomiaru podstawowych parametrów tej jakości.

Monitorowanie to pozwoli na ocenę poziomu jakości energii elektrycznej w sieci nn poprzez porównanie wielkości zmierzonych z wartościami dopuszczalnymi, określonymi w obowiązujących przepisach. W przypadku negatywnego wyniku oceny, odpowiednie służby OSD będą mogły podjąć działania zmierzające do poznania przyczyn i natury zaburzeń oraz zakłóceń, przy wykorzystaniu dodatkowych urządzeń pomiarowych (analyzerów jakości), a także zmierzające do określenia odpowiednich środków przeciwdziałających zakłóceniom.

Można wyróżnić cztery podstawowe elementy poprawy niezawodności zasilania odbiorców i jakości dostarczanej do nich energii, wynikające z możliwości związanych z zastosowaniem systemu AMI. Są one przedstawione na rysunku 3.

Wymienione elementy poprawy niezawodności zasilania odbiorców i jakości dostarczanej do nich energii są omówione w dalszej części artykułu.



Rys. 3. Podstawowe elementy poprawy niezawodności zasilania odbiorców i jakości dostarczanej do nich energii, wynikające z możliwości związanych z zastosowaniem systemu AMI

## Monitorowanie parametrów jakościowych energii elektrycznej w sieci nn

Termin jakość energii elektrycznej jest powszechnie rozumiany jako jakość napięcia w sieci. O obniżeniu jakości energii elektrycznej mówi się, gdy napięcie w węzle sieci dystrybucyjnej (najczęściej w miejscu przyłączenia odbiorcy) odbiega od przyjętego przebiegu idealnego. Jakość napięcia jest oceniana na podstawie zestawu parametrów. Podstawowe parametry, służące do oceny jakości energii elektrycznej (napięcia), zostały zdefiniowane w [2]. „Rozporządzenie systemowe” [2] określa również wartości graniczne dla tych parametrów, których przekroczenie (poniżej wartości dopuszczalnych) świadczy o obniżonej jakości dostarczanej energii elektrycznej. Za dostarczenie napięcia o określonej jakości do miejsca dołączenia odbiorcy odpowiedzialny jest OSD. W obecnie obowiązujących przepisach [3] określono zasady obliczania bonifikat dla odbiorców, płaconych przez OSD za niedotrzymanie dopuszczalnych poziomów odchyłań napięcia od napięcia znamionowego, w zakresie przewidzianym rozporządzeniem systemowym.

Pomiar parametrów jakościowych napięcia oraz stwierdzenie przekroczenia ich dopuszczalnych wartości nie dostarcza jednak żadnych informacji o przyczynach (źródłach) pogorszenia jakości napięcia. Przyczyna tego pogorszenia może leżeć zarówno po stronie zasilania (OSD i/lub generacja rozproszona), jak też po stronie obciążenia (odbiorcy). Przebieg napięcia jest bowiem efektem wzajemnego oddziaływania na siebie źródeł zasilania i odbiorników. W przypadku negatywnego wyniku oceny jakości energii, odpowiednie służby OSD będą musiały podjąć działania, zmierzające do poznania przyczyn i natury zaburzeń oraz zakłóceń przy wykorzystaniu dodatkowych urządzeń pomiarowych (analyzerów jakości) oraz do określenia odpowiednich środków do przeciwdziałania zakłóceniom.

Podstawową przyczyną przemawiającą za potrzebą monitorowania jakości energii jest dołączanie do sieci odbiorników nieliniowych. Odbiorniki nieliniowe, dołączane do sieci nn, generują zniekształcenia harmoniczne w prądzie i wprowadzają je do sieci energetycznej, a spadki napięcia wywołane przez te harmoniczne powodują odkształcanie napięcia zasilającego, co zakłóca pracę innych odbiorników energii. Ponieważ stosowanie tego typu urządzeń jest zjawiskiem powszechnym, a ich liczba w sieciach dystrybucyjnych stale rośnie, problem monitorowania jakości energii elektrycznej i podejmowania odpowiednich działań zaradczych jest coraz bardziej istotny.

System AMI o odpowiedniej funkcjonalności umożliwi monitorowanie jakości energii elektrycznej poprzez pomiar przez liczniki systemu AMI podstawowych parametrów jakości energii elektrycznej. Monitorowanie to umożliwi ocenę poziomu jakości energii elektrycznej w sieci nn poprzez porównanie wielkości zmierzonych z wartościami dopuszczalnymi, określonymi w obowiązujących przepisach.

Podstawowym zadaniem systemu AMI w zakresie monitorowania parametrów jakości energii elektrycznej jest wyznaczenie odchyłań wartości skutecznej napięcia od poziomów określonych w rozporządzeniu systemowym [2] w celu obliczenia odpowiednich bonifikat dla odbiorcy w przypadku niedotrzymania, określonych w odrębnych przepisach, dopuszczalnych poziomów odchyłań napięcia od napięcia znamionowego. System AMI może również monitorować w węzłach sieci nn, w zależności od funkcji dostępnych w licznikach, współczynnik THDu odkształcenia napięcia

zasilającego wyższymi harmonicznymi oraz współczynnik asymetrii napięcia (stosunek składowej kolejności przeciwnej do składowej kolejności zgodnej napięcia zasilającego). Dodatkowo licznik bilansujący w stacji SN/nn powinien monitorować wskaźnik długookresowego migotania światła Plt (będący wskaźnikiem wahań napięcia) oraz niesymetrię obciążenia np. przez wyznaczanie prądu w przewodzie neutralnym. Liczniki komunalne systemu AMI, na podstawie pomiarów parametrów jakościowych, mogłyby również samodzielnie wyznaczać liczbowe wskaźniki jakości (zwłaszcza te związane z 7-dniowym okresem pomiarowym), co znacznie zmniejszyłoby ilość danych przesyłanych do Aplikacji Centralnej Systemu AMI. Wyznaczanie liczbowych wskaźników jakości przez licznik umożliwi w przyszłości wprowadzenie taryf energii powiązanych z wartościami tych wskaźników.

W zakresie monitorowania parametrów prądu zaleca się monitorowanie zawartości harmonicznych i wskaźnika THDi w stacjach SN/nn, do czego można wykorzystać liczniki bilansujące AMI o odpowiednich funkcjach. Obecność wyższych harmonicznych w przebiegach czasowych prądów może być przyczyną: dodatkowych strat w liniach zasilających, przeciążeń i dodatkowych strat w przewodzie neutralnym, przeciążenia oraz przedwczesnego starzenia się baterii kondensatorów przeznaczonych do korekcji współczynnika mocy, przedwczesnego starzenia się izolacji przewodów oraz izolacji uzwojeń transformatorów i silników, przegrzewania transformatorów poprzez zwiększenie strat obciążeniowych (dodatkowych strat w transformatorze spowodowanych prądami wirowymi w przewodach uzwojeń), zakłóceń w pracy wrażliwych odbiorników, a także zjawiska rezonansu, który może być przyczyną groźnych awarii. Wszystkie wymienione możliwe skutki przepływu harmonicznych prądów mogą wpłynąć na pogorszenie niezawodności zasilania oraz na skrócenie czasu życia zastosowanych urządzeń. Powyższe zagrożenia uzasadniają monitorowanie zawartości wyższych harmonicznych prądu w stacjach SN/nn, w celu podjęcia odpowiednio szybko działań zaradczych w przypadku przekroczenia przez te harmoniczne wartości uznanych za dopuszczalne.

### Wsparcie w zakresie wyznaczania wskaźników jakości energii elektrycznej SAIDI, SAIFI i MAIFI

Miarą niezawodności dostaw energii elektrycznej są wskaźniki dotyczące czasu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej i liczby tych przerw, takie jak:

- **SAIDI**<sup>10)</sup> – wskaźnik przeciętnego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej na odbiorcę,
- **SAIFI**<sup>11)</sup> – wskaźnik średniej liczby (częstości) przerw na odbiorcę,
- **MAIFI**<sup>12)</sup> – wskaźnik średniej liczby przerw chwilowych dla odbiorcy.

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego określa ustawa *Prawo energetyczne* oraz wydane na jej podstawie rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku [2]. Rozporządzenie to m.in. zobowiązuje OSD do podania do publicznej wiadomości wartości wskaźników SAIDI, SAIFI

<sup>10)</sup> SAIDI – ang. System Average Interruption Duration Index.

<sup>11)</sup> SAIFI – ang. System Average Interruption Frequency Index.

<sup>12)</sup> MAIFI – ang. Momentary Average Interruption Frequency Index.

i MAIFI. Wskaźniki SAIDI i SAIFI powinny zostać wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw. W wielu krajach europejskich wskaźniki te służą do kształtowania przez regulatorów rynku energii przychodów OSD.

Obecnie wymienione wskaźniki są obliczane na podstawie informacji o przerwach planowych i awariach pochodzących z systemu dyspozytorskiego lub innego systemu informatycznego, wspomagającego proces obsługi awarii. Informacje o czasie rozpoczęcia i zakończenia przerwy w zasilaniu są najczęściej wprowadzane przez dyspozytora OSD na podstawie zgłoszeń o awariach (dotyczy to głównie sieci nn) lub rozpoczęciu wyłączeń planowych i informacji o zakończeniu awarii lub wyłączeń planowych i przywróceniu zasilania. Jakość danych (dokładność) jest uzależniona od jakości pracy dyspozytora i brygad działających w terenie.

System AMI będzie najbardziej wiarygodnym źródłem danych na temat czasu trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej oraz liczby przerw krótkich i długich, dotyczących pojedynczego odbiorcę. Informacje te, w połączeniu z innymi danymi pochodzącymi z systemów SCADA i/lub systemów obsługi awarii (OMS – ang. *Outage Management System*), pozwolą na dokładne obliczenie wskaźników jakości dostaw z podziałem na przerwy planowane i nieplanowane z uwzględnieniem lub bez uwzględnienia przerw katastrofalnych.

Dane na temat przerw w dostawie energii elektrycznej z systemu AMI, w powiązaniu z innymi danymi, pozwolą również na dokładne obliczenie przysługujących odbiorcy bonifikat z tytułu niedostarczonej energii, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub w odrębnych przepisach, np. w „rozporządzeniu systemowym” [2].

### Wsparcie systemów wykrywania i obsługi awarii

Zadaniem systemu wykrywania i obsługi awarii (OMS) jest wspieranie służb eksploatacyjnych i dyspozytorskich w obsłudze zdarzeń awaryjnych i wyłączeń planowanych.

System klasy OMS uzyskuje dane o stanie pracy sieci z innych systemów eksploatowanych w OSD, takich jak SCADA czy system AMI. Konieczne jest również uzyskanie danych topograficznych z systemu klasy GIS. Część danych jest wprowadzana ręcznie przez operatora.

Informacje z licznika bilansującego lub innego urządzenia systemu AMI o zaniku i powrocie zasilania, w powiązaniu z innymi informacjami z systemu SCADA, pozwolą na szybką identyfikację awarii po stronie niskiego napięcia transformatora rozdzielczego w stacji elektroenergetycznej SN/nn. Informacje te pozwolą również na weryfikację czynności łączeniowych w sieci SN wykonywanych podczas prac planowych lub podczas usuwania awarii przez pracowników w terenie oraz na kontrolę operacji schematowych wykonywanych przez dyspozytora i mających wpływ na topologię schematu (informacje o zaniku lub powrocie zasilania z liczników bilansujących powinny pokrywać się z wykonanymi operacjami łączeniowymi). Weryfikacja taka zwiększy pewność odwzorowania stanu sieci SN. Możliwe również będzie uzyskanie informacji o wystąpieniu awarii, zanim zgłoszą to odbiorcy.

Możliwość zdalnego odczytu licznika komunalnego na żądanie umożliwi zweryfikowanie zgłoszeń awaryjnych od odbiorców indywidualnych w zakresie miejsca wystąpienia awarii. Poprzez odczyt

na żądanie można sprawdzić, czy licznik jest widoczny – jeżeli tak, to awaria wystąpiła prawdopodobnie za licznikiem (przyłączem) w instalacji domowej odbiorcy i zgłoszenie jest niezasadne. Analiza rzeczywistych obciążeń sieci przed wystąpieniem awarii, na podstawie danych z liczników bilansujących oraz czasu trwania awarii, pozwoli przewidzieć poziom zwiększonego poboru prądu przez odbiorniki niskiego napięcia po przywróceniu zasilania (zjawisko to jest określane w języku angielskim terminem *Cold load pick-Up*), co z kolei umożliwi usprawnienie procedury załączania obciążenia po usunięciu awarii z uwzględnieniem nastaw zabezpieczeń.

### Wsparcie w zakresie eliminacji asymetrii napięcia w sieci nn

Jednym z parametrów jakości energii jest poziom asymetrii napięcia trójfazowego. Asymetria napięcia występuje wtedy, gdy wartości skuteczne napięć fazowych lub wartości kątów przesunięć między tymi napięciami są różne.

Asymetria napięć w sieciach elektroenergetycznych może występować z powodu asymetrii strukturalnej wynikającej z infrastruktury oraz asymetrii prądów w trójfazowych liniach rozdzielczych, wynikającej z niesymetrii obciążenia. Asymetria strukturalna systemu energetycznego jest niewielka i jej wpływ na asymetrię napięcia jest pomijalny. Podstawową przyczyną powstawania asymetrii napięcia jest asymetria prądów obciążenia. Głównym źródłem asymetrii obciążenia jest niezrównoważenie odbiorników jednofazowych dołączonych do sieci nn. Ze względu na charakter obciążenia w sieciach nn (1-faz. odbiorcy komunalni) niesymetria obciążenia może być zmienna w czasie oraz osiągać znaczne wartości.

Występowanie asymetrii obciążenia, prowadzącej do asymetrii napięcia w sieci trójfazowej, niesie za sobą wiele negatywnych skutków ekonomicznych zarówno dla odbiorców trójfazowych, jak też dla infrastruktury OSD, co powinno być przyczyną monitorowania tego zjawiska oraz podejmowania działań zmierzających do symetryzacji. Podstawowym środkiem prowadzącym do poprawy symetrii napięć zasilających jest redukcja stopnia niezrównoważenia odbiorników jednofazowych zasilanych z trójfazowej sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia.

Obecnie w OSD nie ma wdrożonego systemu monitorowania asymetrii napięcia w sieciach nn. W celu utrzymania symetrii napięcia przeprowadza się obliczenia na etapie projektowania sieci nn oraz na etapie wydawania warunków przyłączenia do sieci nn nowym odbiorcom. W obliczeniach jest wykorzystywany przybliżony model sieci nn oraz model statystyczny obciążeń opracowany na podstawie już wydanych warunków przyłączeniowych.

Wdrożenie systemu AMI o odpowiednich funkcjach umożliwi ciągłe monitorowanie asymetrii napięcia poprzez wyznaczenie wskaźnika asymetrii napięcia w stacji SN/nn przez licznik bilansujący oraz w węzłach sieci nn przez liczniki komunalne. Wskaźnik ten pozwoli na kontrolę spełnienia wymagań „rozporządzenia systemowego” [2] w zakresie dopuszczalnej asymetrii napięcia. Ponadto monitorowanie wartości skutecznej prądu w przewodzie neutralnym, wyznaczonej przez licznik bilansujący w systemie AMI, pozwoli w czasie rzeczywistym na ocenę stopnia niezrównoważenia obciążenia na poziomie stacji transformatorowej SN/nn. Analiza profili obciążenia (lub profili prądów) uzyskanych z liczników 1-fazowych w obrębie stacji SN/nn, z podziałem na poszczególne fazy, umożliwi ocenę rzeczywistego stopnia niezrównoważenia



odbiorników jednofazowych z uwzględnieniem jego zmienności w czasie. Wdrożenie systemu AMI umożliwi również weryfikację dokumentacji sieci nn w zakresie dołączenia odbiorców 1-fazowych do poszczególnych faz.

Wiedza wynikająca z danych uzyskanych przez system AMI, w przypadku stwierdzenia niedopuszczalnej asymetrii napięcia, pozwoli na podjęcie działań usprawniających funkcjonowanie sieci nn w zakresie dołączenia do niej odbiorców jednofazowych (dokonanie odpowiednich przełączeń lub przebudowy sieci), względnie podjęcie decyzji o zakupie i instalacji odpowiednich urządzeń kompensujących.

## Wykorzystanie AMI do poprawy efektywności energetycznej

Poprawa efektywności energetycznej z wykorzystaniem systemu AMI może być rozważana w czterech różnych obszarach tematycznych pokazanych na rysunku 4.

Wskazane na rysunku 4 możliwości poprawy efektywności energetycznej są omówione w dalszej części artykułu.

### Wsparcie w zakresie wyznaczania strat sieciowych w sieci nn i SN – optymalizacja strat technicznych

Straty sieciowe energii są różnicą między energią wprowadzoną do sieci a energią odebraną z tej sieci. Wyznacznikiem strat sieciowych jest różnica bilansowa, na którą składają się straty techniczne i handlowe. Uśredniona, względna różnica bilansowa (liczona w stosunku do energii wprowadzonej) dla sieci SN i nn, w roku 2012 wynosiła dla krajowych OSD 6,58%, w tym w sieci SN 3,09%, a dla sieci nn 6,3% [4]. Wartości bezwzględne strat wyrażone w GWh dla obu tych poziomów napięć były porównywalne. Można przyjąć, że ponad 75% wszystkich strat w sieciach OSD powstaje w sieciach SN i nn, a niecałe 25% strat w sieci 110 kV.

Podział różnicy bilansowej pomiędzy sieci SN i nn oraz podział na straty techniczne i handlowe jest obecnie liczony metodami uproszczonymi, przy wykorzystaniu metod statystycznych. Szacuje się, że straty handlowe odpowiadają za co najmniej kilkanaście procent różnicy bilansowej, co odpowiada około 2% energii wprowadzanej do sieci nn, natomiast pozostałe straty są to straty techniczne.

Zmniejszenie różnicy bilansowej, w tym strat technicznych, jest jednym z działań zmierzających do poprawy efektywności energetycznej, które powinny być podejmowane przez OSD. W celu ograniczenia strat technicznych mogą być podejmowane działania związane z optymalizacją konfiguracji sieci SN i nn, optymalizacją gospodarki transformatorami, rozbudową infrastruktury OSD o nowe stacje i źródła energii, wymianą przewodów itp. Działania związane z optymalizacją punktów podziału są działaniami bezinwestycyjnymi, pozostałe działania są związane z inwestycjami, wymagającymi analizy ekonomicznej wdrożenia. Szacuje się, że działania związane z optymalizacją punktów podziału mogą przynieść zmniejszenie strat technicznych na poziomie 5-10%, a optymalizacja gospodarki transformatorami rozdzielczymi zmniejszenie tych strat o 3-5%. Łącznie wszystkie wymienione działania mogą spowodować spadek strat technicznych o około 15-20% w stosunku do strat szacowanych obecnie [5].

Stosowane sposoby wyznaczania różnicy bilansowej na podstawie ewidencji sprzedanej energii oraz błędy pomiarowe powodują, że różnica bilansowa przyjmuje w stosunku do strat rzeczywistych wartości na przemian zawyżone i zaniżone, a nawet ujemne. Tak wyznaczona różnica bilansowa nie stanowi wystarczającej informacji do określenia rzeczywistych strat technicznych, występujących w sieci na danym obszarze czy poziomie napięcia.

Wdrożenie systemu AMI pozwoli na uzyskanie rzeczywistych danych pomiarowych na temat przepływu mocy i energii przez stacje transformatorowe SN/nn oraz rozptyłu mocy i energii w sieciach nn. Rzeczywiste dane pomiarowe z liczników bilansujących, liczników komunalnych oraz liczników zainstalowanych u odbiorców w taryfie C2x, w połączeniu z danymi z układów pomiarowych instalowanych w GPZ, w sieci SN (odbiorcy, wytwórcy) oraz w punktach wymiany w sieci SN, pozwolą na stosunkowo dokładne wyznaczenie różnicy bilansowej z podziałem na sieć SN i nn, z możliwością jej wyznaczenia dla wskazanego obszaru sieci SN lub sieci nn zasilanej ze wskazanej stacji SN/nn.

Rzeczywiste dane pomiarowe umożliwią również dokładniejsze prognozowanie różnicy bilansowej, co może mieć wpływ na koszty zakupu energii ponoszone przez OSD na pokrycie tej różnicy. Różnica bilansowa wyznaczona na podstawie rzeczywistych danych pomiarowych, w połączeniu z szacunkami strat handlowych, pozwoli na wskazanie obszarów w sieci SN i nn o dużym poziomie strat technicznych. Profile obciążenia oraz pomiary  $I^2t$  i  $U^2t$  uzyskane z liczników bilansujących systemu AMI, w połączeniu



Rys. 4. Możliwość poprawy efektywności energetycznej przy wykorzystaniu systemu AMI



z danymi o topologii sieci i parametrami technicznymi infrastruktury elektroenergetycznej, umożliwią uzyskanie rzeczywistej informacji o poziomie strat technicznych dla poszczególnych odcinków sieci SN oraz strat w transformatorach rozdzielczych. Natomiast profile obciążenia z liczników komunalnych pozwolą oszacować poziom strat technicznych w odcinkach sieci nn.

Dokładny model obciążenia, możliwy do uzyskania dzięki wdrożeniu systemu AMI, przyczyni się do usprawnienia pracy sieci, polegającego na wyznaczeniu optymalnych punktów podziału w sieci SN i nn w funkcji minimalizacji strat technicznych z zachowaniem ograniczeń wynikających z dotrzymania wymaganych poziomów napięcia, obciążenia znamionowego elementów infrastruktury (linii, transformatorów, itp.) oraz pewności zasilania niektórych odbiorców. Rozwój automatyzacji sieci SN (rozłączniki sterowane zdalnie), wzrastająca liczba źródeł energii dołączanych do sieci SN oraz dostęp do aktualnych i precyzyjnych informacji o obciążeniu sieci (dzięki systemowi AMI) będą skłaniać do rozważenia koncepcji dynamicznej optymalizacji rozciąg w sieci SN w celu redukcji strat. Ponadto możliwe będzie przeprowadzanie dokładnych analiz techniczno-ekonomicznych w zakresie zasadności prowadzenia działań inwestycyjnych i wpływu tych działań na obniżenie poziomu strat technicznych w sieciach OSD.

### Wsparcie gospodarki transformatorami rozdzielczymi

Wdrożenie w ramach systemu AMI liczników bilansujących o odpowiednich funkcjach, instalowanych w stacjach SN/nn, zapewni wsparcie dla gospodarki transformatorami rozdzielczymi, prowadzonej przez OSD i umożliwi jej usprawnienie.

Dla transformatorów pracujących z dużym szczytowym obciążeniem, przekraczającym obciążenie znamionowe, pomiar profilu obciążenia (w tym energii pozornej) uzyskanego z licznika bilansującego, umożliwi oszacowanie wielkości i czasu przekroczenia mocy znamionowej transformatora i jego wpływu na starzenie cieplne izolacji. Ułatwi to przewidywanie okresu dalszej eksploatacji transformatora oraz ułatwi podejmowanie decyzji w zakresie przeglądów eksploatacyjnych.

Znajomość profilu obciążenia transformatora umożliwi również dokładne określenie stopnia obciążenia początkowego transformatora oraz czasu trwania obciążenia szczytowego, co w połączeniu z szacunkiem dynamiki wzrostu obciążenia pozwoli na prognozowanie obciążenia transformatora w kolejnych latach. Ułatwi to planowanie inwestycji w zakresie wymiany transformatorów na nowe oraz dobór mocy transformatora, uwzględniający wzrost obciążenia w kolejnych latach eksploatacji.

Znajomość rzeczywistych profili obciążenia transformatorów rozdzielczych umożliwi ocenę dostosowania mocy zainstalowanych transformatorów do obciążenia w aspekcie strat technicznych (straty jałowe znamionowe oraz obciążeniowe straty znamionowe są zależne od mocy znamionowej transformatora) i ewentualną optymalizację miejsc instalacji istniejących transformatorów.

Pomiar harmonicznych prądu przez licznik bilansujący pozwoli na szacowanie strat dodatkowych obciążeniowych, które zależą od kwadratu wartości skutecznej prądu i kwadratu częstotliwości danej harmonicznej. Dodatkowe straty obciążeniowe powodują obniżenie dopuszczalnego obciążenia transformatora w stosunku do znamionowego, co może mieć znaczenie dla transformatorów pracujących z dużym szczytowym obciążeniem, zasilających duże odbiorniki nieliniowe.

Analiza profilu obciążenia oraz analiza strat technicznych (U<sup>2t</sup> i I<sup>2t</sup>) umożliwi dokładną analizę techniczno-ekonomiczną planowanych inwestycji, polegających na wymianie starych transformatorów (30 lat lub więcej) na nowe lub na wymianie transformatorów serii podstawowej, o standardowym poziomie strat, na energooszczędne. Analiza taka wykaże zasadność wymiany transformatora oraz pomoże w wyborze właściwej mocy znamionowej transformatora oraz poziomu znamionowych strat jałowych i obciążeniowych. Ze względu na typowo nieduże obciążenie transformatora rozdzielczego w stosunku do mocy znamionowej, udział strat obciążeniowych w całkowitych stratach w transformatorze jest niewielki. Przy takiej pracy transformatora rozdzielczego jest celowe inwestowanie w instalowanie transformatorów o jak najmniejszym poziomie znamionowych strat jałowych (np. B<sub>0</sub> – klasa transformatora zgodnie z normą PN-EN 50464-1:2007+A1:2012).

Analiza profilu obciążenia transformatora umożliwi również wykonanie analiz techniczno-ekonomicznych w zakresie instalacji baterii kondensatorów dla kompensacji prądu magnesowania transformatora. Pomiar harmonicznych prądu ułatwi dobór dławików dobranych do częstotliwości rezonansowych kondensatorów.

### Monitorowanie strat handlowych

Straty handlowe są to straty obliczane jako różnica pomiędzy różnicą bilansową i szacowanymi stratami technicznymi. Można założyć, iż straty handlowe stanowią co najmniej kilkanaście procent różnicy bilansowej. Do strat handlowych można zaliczyć:

- straty wynikające z błędów układów pomiarowych – głównie z progu prądu (mocy) rozruchu liczników i ich klasy dokładności;
- straty wynikające z poboru energii poza układami pomiarowymi (nielegalny pobór energii elektrycznej NPEE).

Wdrożenie systemu, AMI wyposażonego w nowoczesne liczniki elektroniczne, powinno mieć bezpośredni wpływ na obniżenie strat handlowych, wynikających z klasy dokładności liczników oraz z prądu rozruchu liczników, który dla liczników elektronicznych jest znacznie mniejszy niż dla liczników indukcyjnych. Oszacowanie wpływu poprawy parametrów metrologicznych liczników na zmniejszenie strat handlowych, zwłaszcza poprawy wynikającej z niższego progu prądu rozruchu, jest niełatwe do wykonania ze względu na trudność w statystycznej ocenie liczby odbiorców, pobierających energię przy obciążeniu poniżej prądu rozruchu liczników indukcyjnych, a powyżej prądu rozruchu liczników elektronicznych oraz szacunku czasu trwania tego poboru. Według wiedzy autorów w ostatnim okresie takie badania nie były prowadzone.

Wdrożenie systemu AMI powinno również zredukować straty handlowe wynikające z NPEE. Ograniczenie NPEE może wynikać z następujących cech wdrożenia AMI:

- ingerencja w ustrój pomiarowy licznika instalowanego u odbiorców komunalnych, umożliwiającą fałszowanie wskazań, będzie poważnie utrudniona poprzez rejestrację przez licznik zdarzeń, takich jak: otwarcie pokrywy, otwarcie obudowy, działania polem magnetycznym, z możliwością ich spontanicznego przekazania poprzez koncentrator do Aplikacji Centralnej Systemu AMI;
- odpowiednia kampania informacyjna podczas wdrożenia AMI, dotycząca cech antykradzieżowych systemu AMI może mieć wpływ zniechęcający do podejmowania prób kradzieży;

- bilansowanie małych obszarów sieci (obszar sieci nn zasilany z pojedynczej stacji transformatorowej SN/nn) wraz z wdrożeniem odpowiednich narzędzi analitycznych umożliwi zawężenie obszaru, na którym występuje potencjalny NPEE, co znacznie skróci czas dotarcia do miejsca NPEE i podjęcie odpowiednich kroków kontrolnych i prawnych.

System AMI dostarczy niezbędnych danych, ułatwiających wykrycie NPEE i wytypowanie miejsca kradzieży. Natomiast zmniejszenie strat handlowych z powodu NPEE może nastąpić, jeżeli OSD wprowadzi dodatkowe kontrole (na wskazanym przez AMI obszarze), a także będzie prowadzić postępowania windykacyjne oraz procesy sądowe. Odpowiednie nagłośnienie takich przypadków powinno również przynieść efekt zniechęcenia do podejmowania prób kradzieży.

Potencjał ograniczenia NPEE poprzez wykorzystanie informacji uzyskanych przez system AMI zależy od obecnie prowadzonych działań w zakresie wykrywania NPEE. Potencjał będzie duży, jeżeli dotychczasowe działania sprowadzały się jedynie do rutynowej kontroli wizualnej liczników energii przeprowadzanej przez inkasentów. Natomiast, jeżeli były prowadzone intensywne działania kontrolne, w celu wykrycia NPEE, potencjał redukcji strat handlowych, poprzez wdrożenie AMI, jest mniejszy, gdyż część NPEE została już wykryta oraz efekt odstraszczenia został osiągnięty wcześniej.

Możliwe jest wdrożenie w systemie AMI modułu analitycznego, który na podstawie różnicy bilansowej dla pojedynczej stacji SN/nn oraz szacunków uzasadnionych strat technicznych oceniałby poziom strat handlowych. Jeżeli poziom strat handlowych przekraczałby wartość progową, to wykonywana byłaby analiza rozprywowa dla tego obszaru sieci nn oraz porównanie obliczonych wartości napięć w węzłach sieci nn ze zmierzonymi przez liczniki AMI. Analiza powinna być rozpoczęta od strony zasilania. Stwierdzenie, że zmierzone w danym węzle napięcie jest odpowiednio mniejsze od obliczonego wskazywałoby na uszkodzenie odcinka linii nn przed węzłem (zwiększona impedancja linii) lub NPEE z tego odcinka linii. Algorytm takiego działania został opisany w [6].

### Wsparcie odbiorców energii w zakresie optymalizacji wykorzystania energii

Odbiorca komunalny może optymalizować wykorzystanie energii na dwa podstawowe sposoby:

- wybór taryfy najbardziej dopasowanej do jego potrzeb, w tym korzystanie z przedpłatowego systemu rozliczania energii;
- udział w różnego rodzaju programach zarządzania popytem (DSM<sup>13)</sup>).

Niezbędnym warunkiem wyboru właściwej taryfy jest znajomość profilu obciążenia nałożonego na rozkład strefowy (kalendarz) danej taryfy oraz wysokość cen. Wdrożenie systemu AMI dostarczy informacji na temat profilu obciążenia z okresem uśredniania 15 minut, co jest wystarczające dla analiz optymalizacyjnych. Jest wymagane, aby OSD, w ramach wdrożenia systemu AMI, umożliwił swoim klientom dostęp do ich danych z profilem obciążenia, stanami odczytów energii i informacji o przerwach w dostawach energii oraz ułatwił wykonywanie różnego rodzaju zestawień i symulacji. Dobrym rozwiązaniem jest budowa portalu WWW z odpowiednią

funkcjonalnością, w tym z dostępem do portalu z poziomu urządzeń mobilnych. Jest niezbędne, aby dane udostępniane użytkownikom były chronione przed niepożądanym dostępem (odpowiednia autoryzacja użytkowników i szyfrowanie transmisji).

Podstawowym narzędziem zarządzania popytem u indywidualnego odbiorcy są taryfy wielostrefowe. Odbiorca energii, posiadając informacje o zróżnicowanych cenach energii w trakcie doby, sam podejmuje decyzję o zmniejszeniu zużycia energii w szczycie, gdy cena jest najwyższa. Jest również możliwe podpisanie umowy przez określonego odbiorcę na realizację usługi DSR, w której zobowiązuje się on do ograniczenia zapotrzebowania na energię do określonego poziomu na żądanie gestora programu DSR.

Spodziewany dynamiczny rozwój inteligentnych sieci domowych (ISD), łączących urządzenia domowe, będące odbiornikami energii oraz lokalny sterownik zarządzania energią, umożliwi automatyzację procesu efektywnego zarządzania energią na poziomie pojedynczego gospodarstwa domowego. Sygnałem niezbędnym do optymalizacji wykorzystania energii jest informacja o bieżącym poziomie zużycia energii i cenie. Wdrożenie rozwiązań inteligentnego pomiaru pozwoli na integrację licznika energii z ISD i świadczenie bardziej zaawansowanych usług zarządzania energią, prowadzących do poprawy efektywności energetycznej, w których licznik pełni funkcję źródła danych o zużyciu energii oraz może pełnić, w zależności od przyjętego rozwiązania, rolę bramy komunikacyjnej do transmisji danych pomiędzy systemem centralnym integratora usług (np. ESCO<sup>14</sup>), sprzedawca, OSD) a urządzeniami w ISD.

## Podsumowanie

Planując system AMI w wersji wspierającej rozwój sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci inteligentnej należy wyspecyfikować odpowiednie wymagania funkcjonalne dla:

- liczników komunalnych, koncentratorów i liczników bilansujących,
- infrastruktury telekomunikacyjnej oraz sposobu zapewnienia komunikacji,
- wyposażenia stacji energetycznych SN/nn w układy zasilania gwarantowanego,
- Aplikacji Centralnej Systemu AMI w zakresie współdziałania z innymi systemami IT.

Wymagania powinny uwzględniać te funkcje i cechy, które są niezbędne, aby system AMI mógł efektywnie wspierać procesy biznesowe związane z prowadzeniem ruchu sieci, zapewnieniem dużej niezawodności zasilania odbiorców i wysokiej jakości dostarczanej energii oraz z wzrostem efektywności energetycznej.

System AMI w wersji wspierającej rozwój sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci inteligentnej charakteryzuje się następującymi cechami, tj. stanowi/daje:

- możliwość integracji sprzętowej, w zakresie infrastruktury komunikacyjnej, układów zasilania gwarantowanego oraz obudowy szafki, rozwiązań AMI i rozwiązań związanych z automatyzacją sieci SN instalowanych we wewnątrzowych stacjach SN/nn;
- podstawowe źródło danych dla zapewnienia obserwowalności sieci nn;

<sup>13)</sup> DSM – ang. Demand-Side Management.

<sup>14)</sup> ESCO – ang. Energy Saving Company

- podstawowe źródło danych o stacjach transformatorowych SN/nn, zwiększające obserwowalność sieci SN;
- podstawowe źródło danych o parametrach jakości napięcia w sieci nn;
- źródło danych umożliwiających, dokładniejsze niż dotychczas, wyznaczenie wskaźników jakości dostaw energii SAIDI, SAIFI, MAIFI;
- podstawowe źródło danych o wartości napięcia w sieci nn (do wykorzystania przez nowoczesne algorytmy sterowania napięciem);
- źródło danych pomiarowych o rzeczywistym obciążeniu sieci SN i nn (umożliwia wdrożenie dokładnego modelowania obciążeń, estymacji obciążeń i ich prognozowania, co jest podstawą do wykonywania dokładnych analiz rozptylowych, wyznaczania strat technicznych, optymalizacji pracy sieci, analiz techniczno-ekonomicznych opłacalności inwestycji, itp.);
- źródło danych o asymetrii napięcia i asymetrii obciążeń w sieci nn, z możliwością oceny stopnia niezrównoważenia odbiorów jednofazowych;
- źródło informacji wskazujących na możliwość awarii transformatora SN/nn oraz umożliwiających weryfikację czynności łączeniowych w sieci SN (informacje z liczników bilansujących o zaniku/powrocie zasilania);
- źródło danych niezbędnych do bilansowania stacji SN/nn (wyznaczanie różnicy bilansowej) oraz źródło danych niezbędnych do analitycznego wyznaczenia potencjalnych punktów NPEE w sieci nn;
- możliwość weryfikacji zgłoszenia awarii od indywidualnego klienta w zakresie miejsca wystąpienia awarii;
- element wykonawczy w awaryjnym ograniczaniu mocy w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego bez konieczności wyłączenia odbiorców; może również pełnić funkcję elementu wykonawczego w realizacji programów DSR;
- źródło danych o bieżącym zużyciu energii oraz konfiguracji funkcji strażnika mocy w liczniku dostępnych w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przeznaczonych dla sterownika sieci ISD, element pośredniczący w komunikacji Aplikacji Centralnej Systemu AMI z siecią ISD indywidualnego odbiorcy (umożliwia indywidualnemu odbiorcy efektywne zarządzanie energią w gospodarstwie domowym).

Aby powyższe cechy i funkcje systemu AMI zostały w pełni wykorzystane w rozwoju sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci inteligentnej, OSD musi podjąć szereg działań inwestycyjnych w obszarze technicznym, takich jak:

- rozbudowa systemów SCADA dla sieci SN o informacje uzyskiwane z systemu AMI;
- budowa systemu SCADA dla sieci nn;
- wdrożenie pełnej integracji systemów technologicznych IT, takich jak: SCADA, GIS, AMI, System Zarządzania Eksploatacją, w zakresie wymiany danych;
- wdrożenie lub rozbudowanie systemu IT typu GIS, zawierającego pełną informację o sieci SN i nn w zakresie danych topologicznych i parametrów technicznych elementów infrastruktury, umożliwiającą zbudowanie zastępczego schematu elektrycznego; jest wskazane, aby dane o topologii i parametrach elektrycznych były przechowywane z wykorzystaniem modelu CIM<sup>15)</sup> jako elementu ułatwiającego integrację systemów IT od różnych dostawców;

<sup>15)</sup> CIM – ang. Common Information Model

- wdrożenie modelu obciążeń z wykorzystaniem rzeczywistych danych pomiarowych z systemu AMI, a także danych z pozostałych systemów pomiarowych; jest wskazane wdrożenie centralnego repozytorium danych, zawierającego dane pomiarowe uzyskane ze wszystkich systemów pomiarowych;
- wdrożenie narzędzia służącego do generowania obliczeniowego modelu sieci (zastępczy schemat elektryczny) oraz modułów obliczeniowych, umożliwiających wykonywanie analiz rozptylowych i obliczeń zwarciovych oraz prognozowanie i estymację obciążeń;
- wdrożenie estymatora stanu dla sieci SN i nn;
- wdrożenie modułów obliczeniowych do minimalizacji strat technicznych poprzez optymalizację punktów podziału w sieci SN i nn;
- wdrożenie systemu gospodarki transformatorami, wykorzystującego dane z systemu AMI (model obciążeń) do poprawy efektywności czynności eksploatacyjnych i procesu decyzyjnego wymiany transformatorów;
- wdrożenie modułów do analiz techniczno-ekonomicznych zasadności i opłacalności inwestycji, wykorzystujących do obliczeń dokładny model sieci i dokładny model obciążeń stworzony przy wykorzystaniu danych z systemu AMI;
- wdrożenie zaawansowanych algorytmów sterowania siecią SN, takich jak FDIR, IVVC w systemach SCADA/DMS;
- wdrożenie modułu monitorowania jakości energii elektrycznej w sieci nn z wykorzystaniem danych z liczników komunalnych, w tym poziomów napięć; wdrożenie jednolitego systemu wykrywania i obsługi awarii (OMS);
- rozbudowa modułu obliczeniowego, który wyznacza wskaźniki jakości dostaw energii SAIDI, SAIFI, MAIFI w zakresie wykorzystania danych o zanikach i powrotach zasilania z liczników komunalnych i bilansujących oraz korelację tych danych z danymi uzyskanymi z innych systemów np. SCADA.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 31 maja 2011.
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.
- [3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz.U. 2013 poz. 1200.
- [4] Niewiedział E., Niewiedział R., Analiza statystyczna strat energii elektrycznej w KSE dla lat 2002-2012, VI Konferencja Naukowo-techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach”.
- [5] Gawlak A., Szkutnik J., Naturalny i inwestycyjny potencjał ograniczania strat energii w sieciach dystrybucyjnych systemu elektroenergetycznego, VI Konferencja Naukowo-techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach”.
- [6] Kiernicki J., Bałuka G., Zastosowanie elektronicznych liczników energii elektrycznej do detekcji lokalizacji przypadków nielegalnego poboru energii elektrycznej, *Energetyka* 2012, nr 12.

