

## ZAAWANSOWANE SYSTEMY MONITOROWANIA I STEROWANIA SIECIĄ SN I nN PODSTAWĄ DO POPRAWY JAKOŚCI ZASILANIA – PROJEKT PILOTAŻOWY UPGRID

Dominik FALKOWSKI<sup>1</sup>, Sławomir NOSKE<sup>2</sup>

ENERGA-OPERATOR SA

1. tel.: +48 785 860 538 e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

2. tel.: +48 609 460 108 e-mail: slawomir.noske@energa.pl

**Streszczenie:** Wprowadzona w 2015 roku przez URE regulacja jakościowa sprawia, że kwestia niezawodności zasilania jest priorytetową sprawą dla OSD. Dodatkowo przyłączanie coraz większej ilości mikroźródeł do sieci nN może powodować pogorszenie się jakości energii. W celu sprostania tym wyzwaniom konieczne jest podnoszenie poziomu obserwowalności i kontroli sieci dystrybucyjnej. Integrując stosowane obecnie rozwiązania automatyzacji sieci SN z infrastrukturą AMI możliwe jest osiągnięcie nowej jakości w zakresie pozyskiwanych danych, będące podstawą do wdrażania nowych rozwiązań systemowych. ENERGA-OPERATOR realizuje projekt pilotażowy Upgrid, którego celem jest rozwój narzędzi do kontroli i nadzoru sieci SN oraz nN. W artykule przedstawiono informacje nt. opracowanej nowej koncepcji rozwiązań dla stacji SN/nN oraz wdrażanego w ramach projektu Upgrid systemu DMS nN.

**Słowa kluczowe:** sieci inteligentne, automatyzacja sieci, AMI, smart grid, Upgrid, Horyzont 2020.

### 1. JAKOŚĆ ENERGII – REGULACJA JAKOŚCIOWA

Zmiany struktury rynku, pojawienie się prosumentów, wzrost świadomości klientów oraz dostęp do nowych rozwiązań technologicznych sprawiają, że charakter pracy sieci oraz rola Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) zmienia się. Mikroźródła przyłączone do sieci nN oraz zmiany w strukturze odbiorów zainstalowanych w gospodarstwach domowych, powodują zmianę dynamiki pracy sieci dystrybucyjnej, w tym sieci nN. Może mieć to negatywny wpływ na jakość energii w postaci zwiększenia poziomu wahań napięcia, ilości przekroczeń wartości dopuszczalnych oraz zapadów napięcia, asymetrii obciążenia, wzrostu wartości THD. Wprowadzona przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w 2015 roku regulacja jakościowa kładzie bardzo duży nacisk na poprawę jakości dostaw energii elektrycznej. Taryfa jakościowa w sposób bezpośredni koreluje wartość przychodu regulowanego otrzymywanego przez OSD z jakością dostaw energii elektrycznej [1]. Na potrzeby regulacji jakościowej konieczne jest wyposażenie większości stacji SN/nN w układy opomiarowania w postaci liczników bilansujących. Opisane powyżej czynniki powodują, że poprawa niezawodności pracy sieci oraz zwiększenie efektywności zarządzania siecią dystrybucyjną są obecnie głównymi priorytetami wyzwaniami stojącymi przez OSD.

### 2. ZWIĘKSZANIE POZIOMU OBSERWOWALNOŚCI I KONTROLI SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Duży nacisk w kwestii jakości energii kładziony jest obecnie na poprawę ciągłości dostaw energii elektrycznej. Wprowadzona regulacja jakościowa wyznacza dla każdego OSD cele w zakresie wykonania wskaźników SAIDI i SAIFI definiujących jakość zasilania. Wprowadzony przez URE mechanizm przewiduje karanie OSD w ramach taryfy jakościowej za nie wykonanie stawianych w danym roku celów w zakresie m.in. ograniczenia wskaźników SAIDI i SAIFI. Podstawą do wypełnienia celów stawianych przez URE jest zrozumienie, które elementy mają główny wpływ na ww. wskaźniki. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) oraz SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) wylicza się zgodnie z poniższymi wzorami:

$$SAIDI = \frac{\sum T_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum A_i \cdot N_i}{\sum N_i} \quad (2)$$

gdzie:  $T_i$  – roczny czas wyłączenia odbiorcy  $i$ ,  $N_i$  – liczba odbiorców w lokalizacji,  $A_i$  – suma przerw nieplanowanych (awarii) u odbiorcy w ciągu roku.

Zgodnie z metodyką obliczania współczynników wpływ na ich końcową wartość mają: ilość odbiorców pozbawionych zasilania na skutek wyłączenia nieplanowanego, czas trwania takiego wyłączenia oraz ilość wyłączeń. W przypadku współczynników SAIDI i SAIFI krytyczny jest czas 3 min, gdyż zgodnie z [2] wyłączenia nieplanowane, których czas nie przekracza 3 min nie są uwzględniane w powyższych współczynnikach. Łączny czas trwania awarii jest sumą czasów składowych związanych z obsługą awarii, na którą składają się poszczególne etapy: powzięcie działań usunięcia awarii, przejazd służb terenowych do miejsca awarii, lokalizacja miejsca uszkodzenia, wyizolowanie uszkodzonego odcinka i przeprowadzenie wymaganych napraw. Czas związany z początkową fazą usuwania awarii (powzięcie działań

i lokalizację miejsca uszkodzenia) można skrócić stosując urządzenia monitorujące wystąpienia awarii np. sygnalizatory przepływności prądów zwarciovych w sieci SN. Liczbę obiorców biorących udział w awarii można ograniczyć poprzez sekcjonowanie ciągów i zmniejszanie liczby stacji pozbawionych zasilania. Instalowane w sieci SN rozłączniki sterowane radiowo idealnie nadają się do wyizolowywania uszkodzenia i ograniczania obszaru awarii. Dzięki możliwości zdalnego manewrowania łącznikami, służby ruchowe są w stanie w dużo szybszym czasie rozpocząć rekonfigurację układu pracy sieci i ograniczyć obszar awarii. Przekłada się to bezpośrednio na czas niezasilenia odbiorców i redukcję współczynnika SAIDI.

ENERGA-OPERATOR od kilku lat wdraża program automatyzowania sieci SN, w ramach którego instalowane są rozłączniki w ciągach napowietrznych i stacjach wewnętrznych sieci SN wraz z sygnalizatorami przepływności prądów zwarciovych.

Źródłem informacji o stanie pracy sieci są również dane pochodzące z urządzeń zainstalowanych w ramach infrastruktury systemu inteligentnego opomiarowania AMI. Głównymi urządzeniami dostarczającymi takie dane są liczniki bilansujące zainstalowane w stacjach SN/nN oraz liczniki z dwukierunkową komunikacją zainstalowane u klientów. Liczniki AMI są również niezbędnym elementem taryfy jakościowej, gdyż w oparciu o dane z liczników bilansujących w stacjach SN/nN będą liczone wskaźnik SAIDI dla sieci SN.

### 3. PROJEKT PILOTAŻOWY UPGRID

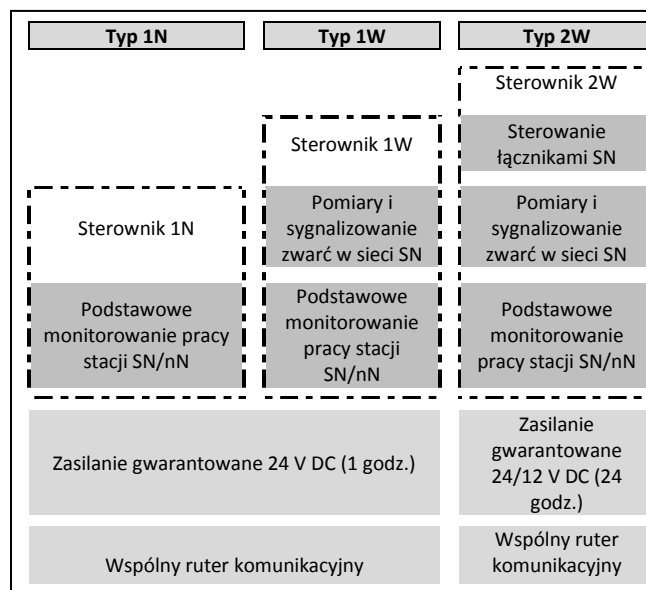
Projekt Upgrid jest międzynarodowym projektem realizowanym w Unii Europejskiej w ramach programu Horizon 2020. Głównym celem projektu Upgrid jest rozwój funkcjonalności, które służą integracji sieci nN i SN z systemami zarządzania stroną popytową i generacją rozproszoną. Wyżej opisany cel realizowany jest poprzez zwiększenie poziomu obserwowalności sieci SN i nN oraz możliwości oddziaływania na nią. Działania w projekcie koncentrują się głównie na implementacji rozwiązań wspomagających zarządzanie siecią, wykorzystując odwzorowanie rzeczywistego stanu pracy sieci SN i nN w systemach dyspozytorskich wraz z informacją pozyskiwaną z analiz dokonywanych w systemie DMS (Distribution Management System). W projekt zaangażowanych jest 19 partnerów (OSD, instytutów badawczych, firm komercyjnych, wyższych szkół technicznych, w tym Politechnika Gdańska) z 7 krajów Unii Europejskiej. Prace projektowe prowadzone są w ramach 4 obszarów demonstracyjnych. Polski obszar demonstracyjny zlokalizowany jest w Gdyni na obszarze 3 dzielnic: Witomino, Działki Leśne oraz Chwarzno. Obejmuje on 55 stacji SN/nN (w tym 6 stacji abonenckich), z których zasilanych jest blisko 15000 odbiorców. Sieć średniego napięcia składa się wyłącznie z linii kablowych o łącznej długość 33,71 km. Sieć niskiego napięcia obejmuje zarówno linie kablowe jak i napowietrzne o łącznej długości 102 km. Odbiorcy na obszarze pilotażu zostali wyposażeni w liczniki AMI w ramach 2 etapu wdrożenia.

Jednym z elementów implementowanych podczas projektu jest nowe rozwiązanie zintegrowanych szaf AMI + Smart Grid (SG) dla stacji SN/nN. Doświadczenia i wiedza zdobyta z poprzednich pilotażowych projektów wdrożenia sieci inteligentnych w ENERGA-OPERATOR tj. projekt pilotażowy wdrożenia sieci inteligentnej na Półwyspie

Helskim [3], [4] wykazały zasadność opracowania koncepcji scalającej rozwiązania stosowane w ramach projektu AMI oraz programu automatyzacji sieci SN. Szczególnie przy masowej skali wdrożenia liczników AMI i zakrojonej na szeroką skalę automatyzacji sieci SN. Wypracowany w ramach projektu standard rozwiązania dla stacji SN/nN przewiduje 3 warianty szaf sterowniczych:

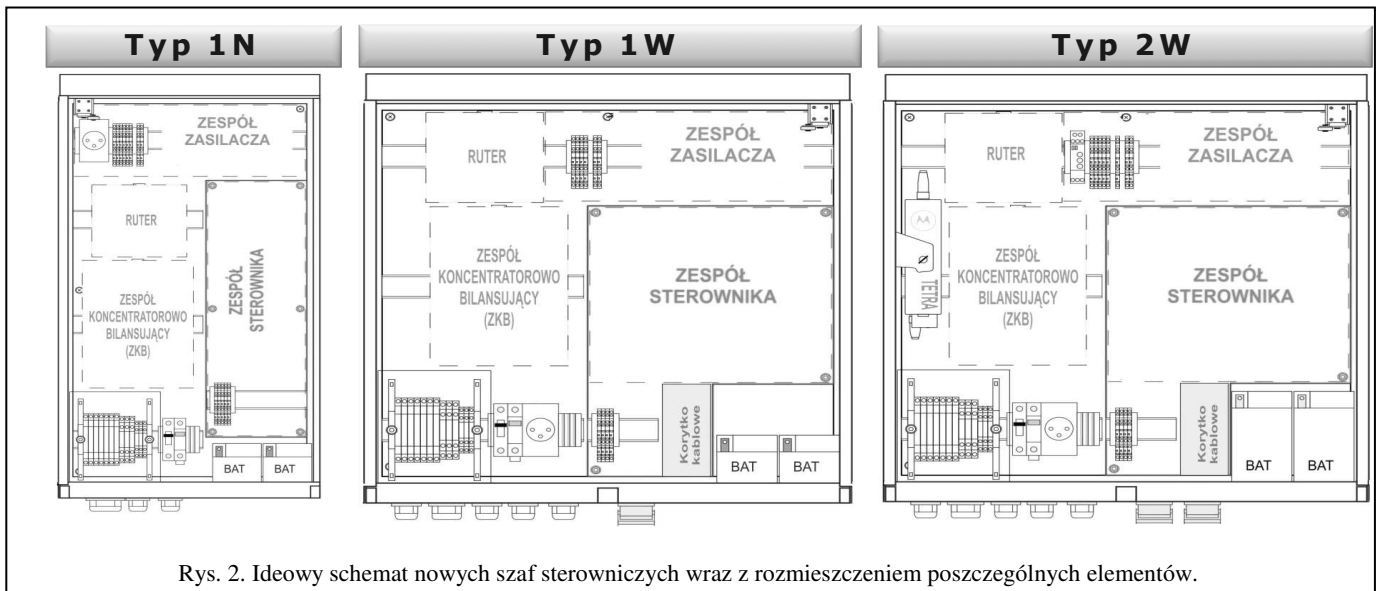
- 1 N - dla stacji napowietrznych
- 1 W - dla stacji wewnętrznych
- 2 W - dla stacji wewnętrznych, wyposażonych w układy telemechaniki

Integracji odbywa się na poziomie warstwy sprzętowej oraz w warstwie wymiany i przekazywania danych do systemów informatycznych. Dzięki wykorzystaniu wspólnych elementów, które do tej pory mogły być dublowane w obu rozwiązaniach tj. zasilacze buforowe czy modemy komunikacyjne, możliwe jest ograniczenie kosztów implementacji rozwiązań. Dopełnienie jednego rozwiązania elementami drugiego pozwala na uzyskanie nowej wartości dodanej, która początkowo nie był dostępna bez ponoszenia znacznych nakładów. Przykładem może być układ godzinowego podtrzymania napięcia w szafach 1W i 1N, dzięki któremu możliwe jest uzyskanie jednoznacznej informacji o zaniku napięcia w stacji (przejście na zasilanie awaryjne) czy też podtrzymanie zasilania zestawu koncentratorowo-bilansującego AMI.



Rys 1. Zakres urządzeń instalowanych w poszczególnych wariantach szaf sterowniczych.

Wariant 1N przewiduje głównie przesyłanie danych z liczników AMI tj. wartości napięć fazowych, przepływający prąd oraz obsługę prostych informacji i sygnałów np. otwarcie drzwi szafki, próbie kradzież transformatora. Sterownik w wariantcie 1W w porównaniu do 1N wyposażony jest w dodatkową funkcjonalność związaną z wykrywaniem prądów zwarciovych. Wariant 2W przeznaczony jest dla stacji wewnętrznych wyposażonych w rozłączniki sterowanymi radiowo i posiada wszystkie wyżej wymienione funkcjonalności.



Rys. 2. Ideowy schemat nowych szaf sterowniczych wraz z rozmieszczeniem poszczególnych elementów.

Zintegrowane rozwiązanie na poziomie warstwy telekomunikacyjnej pozwoliło na zastosowania nowego podejścia w zakresie bezpieczeństwa przesyłu danych pomiarowych z liczników AMI oraz sygnałów z układów telemechaniki. Komunikacja odbywa się dwoma kanałami komunikacyjnymi (dwie różne technologie CDMA+LTE oraz UMTS) i uwzględnia priorytety przesyłania danych z układów telemechaniki nad danymi z liczników AMI.

W celu zwiększenia pewności dostępności infrastruktury krytycznej tj. układy telemechaniki konieczne jest zapewnienie stabilnego i niezawodnego łącza komunikacyjnego. ENERGA-OPERATOR rozpoczęła w 2014 roku budowę własnego systemu cyfrowej łączności trunkingowej na potrzeby prowadzenia ruchu sieci i komunikacji z zespołami pogotowia energetycznego. Zostało to uwzględnione w szafkach 2W, które posiadają dedykowane miejsce na instalację modemu tetra (rys.2).

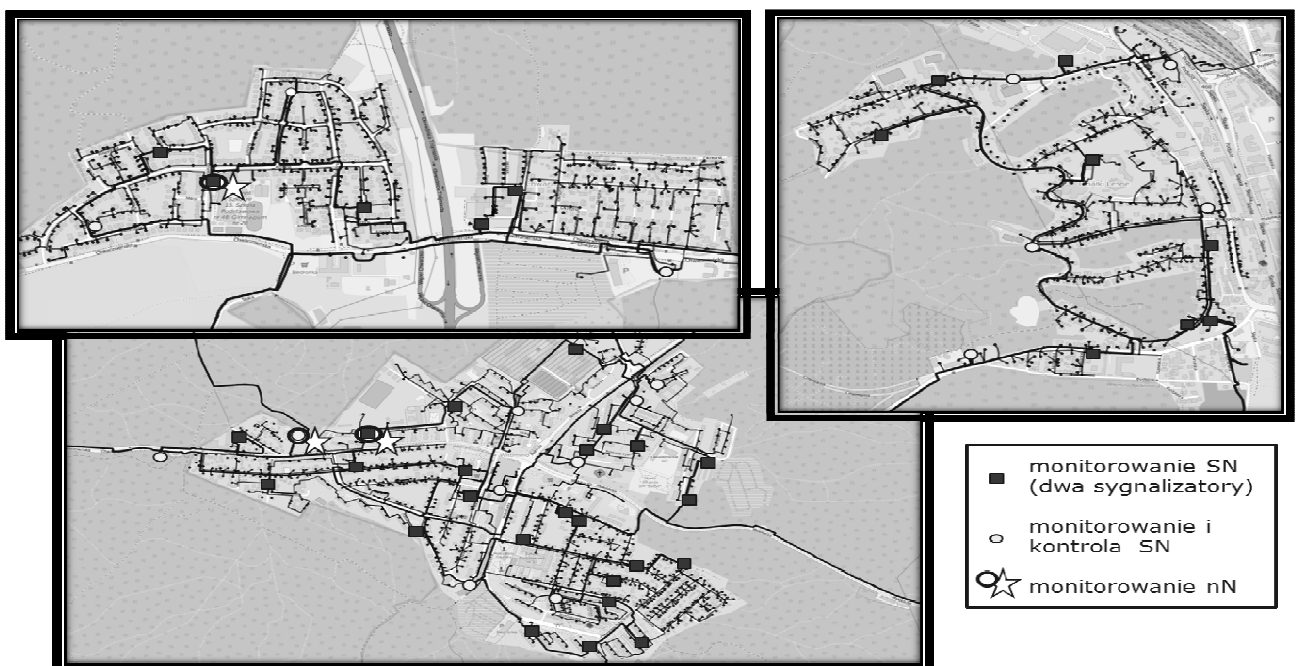
W ramach projektu Upgrid instalowane są szafy sterujące w wariantach 1W i 2W. Wymagany w projekcie

wzrost poziomu obserwowalności sieci nN uzyskano również poprzez zastosowanie w wytypowanych stacjach rozdzielnic nN z opomiarowaniem pól odpływowych w zakresie: pomiar napięcia, prądu oraz sygnalizację przepalenia wkładki bezpiecznikowej.

Na obszarze 7 obwodów nN zasilanych z dwóch stacji SN/nN zostanie dodatkowo zainstalowanych 9 sztuk prototypowych złącz kablowych wyposażonych w sygnalizację przepłynięcia prądu zwarcioowego oraz pomiar wielkości elektrycznych dla wybranych obwodów. Na rys.3 przedstawiono zakres modernizacji sieci w ramach projektu Upgrid.

#### 4. SYSTEM INFORMATYCZNY

W celu efektywnego wykorzystania wszystkich dostępnych danych i informacji nt. stanu pracy sieci, pochodzących z liczników AMI, układów telemechaniki SN, pomiarów z rozdzielnic nN oraz opomiarowanych złącz



Rys. 3. Obszar polskiego pilotażowego wdrożenia sieci inteligentnych w ramach projektu Upgrid w Gdyni

kablowych konieczne jest zastosowanie systemu informatycznego wspierającego proces zarządzania siecią dystrybucyjną. Obecnie w ENERGA-OPERATOR na co dzień wykorzystywane są narzędzia do wspomaganie prowadzenia ruchu sieci SN i WN w postaci systemu SCADA i DMS. Brak jest narzędzi do zarządzania i nadzorowania w czasie rzeczywistym sieci nN. Głównym elementem wdrażanym w projekcie Upgrid jest opracowywany system informatyczny do zarządzania siecią nN - DMS nN. Funkcjonalności systemu DMS nN będą opierać się w dużej mierze o informacje pozyskiwane z systemu AMI, w tym zdarzeniowo przesyłanych alarmów o przekroczeniach dopuszczalnej wartości napięcia oraz zaniku zasilania. System będzie składał się z kilku głównych modułów oraz będzie wykorzystywał dane z innych systemów IT tj. system GIS (dane o majątku sieciowym), Centralna Baza Pomiarowa (dane z AMI), SCADA SN wykorzystując do tego standard CIM.

Głównym modułem systemu DMS jest SCADA nN będąc interfejsem dla dyspozytorów, który odpowiedzialny jest za akwizycję danych z urządzeń przyłączonych do sieci nN, wizualizację sieci nN na podkładzie mapowym i w postaci schematu oraz wizualizację informacji przesyłanych przez inne moduły wchodzące w skład DMS. Moduł Network Analysis (NA) jest podstawowym narzędziem analitycznym umożliwiającym wykonywanie obliczeń rozptylowych w czasie quasi-rzeczywistym. Na potrzeby prowadzenia analiz rozptylowych opracowany został model sieci nN, który jest zasilany danymi z liczników AMI (ze stacji SN/nN i od odbiorców końcowych) oraz urządzeń monitorujących zainstalowanych w głębi sieci nN. Do budowy modelu wykorzystano system GIS i zawarte w nim dane o majątku sieciowym tj. typy, przekroje i długości przewodów, dane transformatorów, układ połączeń sieci nN wraz z miejscami podziału sieci. Moduł analityczny odpowiedzialny jest również za estymację obciążeń i generacji w sieci nN w oparciu o dane historyczne, analizę strat technicznych, optymalizację układu pracy sieci (punkty podziału sieci) oraz optymalizację parametrów pracy transformatorów. Network Control and Management (NCM) jest dopełnieniem modułu NA i umożliwia przeprowadzanie analiz jakości zasilania w trybie offline, analiz strat nietechnicznych oraz zarządzanie mikrogeneracją przyłączoną do sieci nN. Moduł Outage Management System (OMS) wspiera proces zarządzania wyłączeniami planowanymi i awariami. Główną funkcjonalnością jest wykrywanie awarii w sieci w oparciu

o informacje z liczników AMI i urządzeń zainstalowanych w sieci nN. Wykorzystując zaawansowane funkcjonalności liczników AMI możliwe jest określenie rozległości awarii oraz wsparcie w procesie lokalizacji miejsca uszkodzenia.

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

Wdrażanie innowacyjnych rozwiązań z obszaru Inteligentnej Sieci Energetycznej jest jednym ze sposobów sprostania obecnym i przyszłym wyzwaniom stawianym OSD. Coraz większy nacisk w przyszłości będzie kładziony na zagadnienia związane z jakością zasilania i ciągłością dostaw. Podstawą jest rozwój i budowanie systemów monitorowania i nadzoru pracy sieci w tym również sieci nN. Projekt Upgrid w sposób szczególny skupia się na sieci nN i budowie rozwiązań z wykorzystaniem posiadanych obecnie danych, w tym danych z systemu AMI. To właśnie AMI stanowić może główne źródło danych niezbędnych do efektywnego zarządzania siecią nN. Zebrane w ramach projektu Upgrid doświadczenia i wiedza pozwolą na powzięcie przez ENERGA-OPERATOR decyzji o dalszych kierunkach rozwoju i wdrażania rozwiązań z obszaru sieci inteligentnych w celu zapewnienia najwyższej jakości świadczonych usług w zakresie jakości i ciągłości zasilania.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, Warszawa wrzesień 2015 r.
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ze zmianami z dnia 21 sierpnia 2008 r., Rozdział 10, § 40.
3. Noske S., Falkowski D., Helt P.: Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych- projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, VI konferencja naukowo – techniczna straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, Ossa, 7-8 maja 2014 r.
4. Noske S., Falkowski D. Helt P., Kołodziejczyk K.: Increase in power network observability as a data source to improve the efficiency of the power network - results of the pilot Smart Grid project, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 15-18 June 2015.

## ADVANCED SYSTEMS FOR MONITORING AND CONTROL MV AND LV NETWORK AS A BASIC ELEMENT FOR IMPROVE QUALITY OF POWER - PILOT PROJECT UPGRID

Improving the reliability and efficiency of the network is one of the main challenges that DSOs face. Implementation of new technical solutions from Smart Grid area, like Advanced Metering Infrastructure (AMI) or advanced automation of the secondary substation (SS) and LV network, can provide new information about the state of the MV and LV network. As a result, it is possible to build the functionalities that bring a new quality to the network operations and management. ENERGA-OPERATOR SA gathered experience in the field of Smart Grid for several years. After the completion of several smart grid pilot projects in the MV network and deployment of AMI it is time to focus on LV network management and challenges that can arise in the future i.e. high saturation of microgeneration the need for rapid response to failures, large quantity of data from RTUs and smart meters. By integrating existing systems and adding new functionality, it is possible to meet these challenges. The paper will present: the concept of the new solution for secondary substation, the impact of the solution on the grid and using data from AMI and automation to improve power quality.

**Keywords:** Smart Grid, network automatization, AMI, Upgrid, Horizon 2020, power quality.