

# GIS and AMI Systems as Sources of Data to Improve Grid Operation Efficiency, the Results of a Pilot Study

## Authors

Sławomir Noske  
Dominik Falkowski

## Keywords

intelligent network, Smart Grid, low voltage grid, losses reduction

## Abstract

New Smart Grid technologies allow increasing grid observability and using data for the implementation of new analytical tools. By integrating the available data, the grid management paradigm can be changed, and grid effectiveness increased. The paper presents the results of a 2014 research work into the potential for reducing technical losses in a low voltage grid through reconfiguration and optimisation of the grid operating system. By using data from LV grid monitoring systems and modern computational methods a significant reduction of the technical losses in LV grids can be achieved with no additional capital expenditures on grid development.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016214**

## Introduction

The development of new technologies, changes in the market structure, the connection of micro-generation at the low voltage level and the necessity to fulfil the expectations of all entities that form the energy market cause electric utilities to face new challenges related to network management [1]. For distribution system operators (DSO), the possibility of meeting the expectations of customers, the ERO and major shareholders can be found in implementing smart grid technologies. One of the

requirements imposed on the DSOs, by national and European regulations alike (Directive 2012/27/EU [2] and “Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” [The Polish Energy Policy until 2030] [3]), is the obligation to increase operating efficiency, to rationalise energy consumption and to reduce energy losses. The basis for taking steps for the above-mentioned is knowledge of grid operation. Implementation of smart grid technologies enables increased grid operation observability and monitoring of its parameters at any voltage level, including low voltage level.



Fig. 1. Area covered by the smart grid pilot implementation

AMI systems play an essential role in this area. Until now, DSOs had very limited knowledge of LV network operation. With the installation of measuring devices deep in the network (AMI meters at end customers and balance meters in MV/LV substations), it became possible to implement new tools and algorithms to control grid operation and to change the method of energy grid management. DSOs are collecting more and more data and information about the grid at all voltage levels, in particular: network assets and topology information from GIS systems, actual energy consumption at 15-minute time intervals from AMI systems and quasi-real time information from SCADA dispatch systems, which allows developing new and more accurate grid models.

### The Hel Peninsula Pilot Project

In 2011 ENERGA-OPERATOR SA started working on the first smart grid implementation pilot project in Poland. The purpose of the project was to investigate the impact of introducing smart grid elements into a traditional electrical power grid on grid operation. The scope of the project included the entire MV and LV network in the Hel Peninsula and one MV overhead line, Piaśnica, supplied from the Władysławowo HV/MV substation, along with the LV network supplied by this power line. The project covered more than 200 km of MV lines, 150 MV/LV substations and 150 km of LV lines. The grid in the pilot project area supplies almost 10,000 customers. The project included research on focused: improvement of grid operation reliability and efficiency, reduction of distribution system maintenance costs and optimisation of power and telecommunications infrastructure usage [4, 5]. One of the analyses was to check the

Calculation results cover the period from 1 June to 31 July 2013	
The initial energy losses in the normal system	280,276 kWh
<b>System optimisation requires 213 switchings</b>	
Energy losses after system optimisations	254,616 kWh
Energy loss reduction	25,660 kWh
<b>Calculated loss reduction in the MV and LV networks</b>	<b>9.2%</b>

Tab. 1. Calculation results of stage I optimisation of the MV and LV network operation system for the entire Hel Peninsula

possibility of reducing network technical losses by optimising the grid operation configuration and system.

### Testing loss reduction at the LV level

The research was performed in the summer, at the time of peak demand in the studied area. The study included two stages:

- model studies with MV and LV network optimisation calculations in the Hel Peninsula (with limited data from the AMI system)
- detailed technical calculations for the selected LV network area based on measurements from the balancing meters in MV/LV substations and the AMI meters installed at customers.

At the first stage of the research calculations were made based on the entire model of MV and LV networks in the Hel Peninsula.

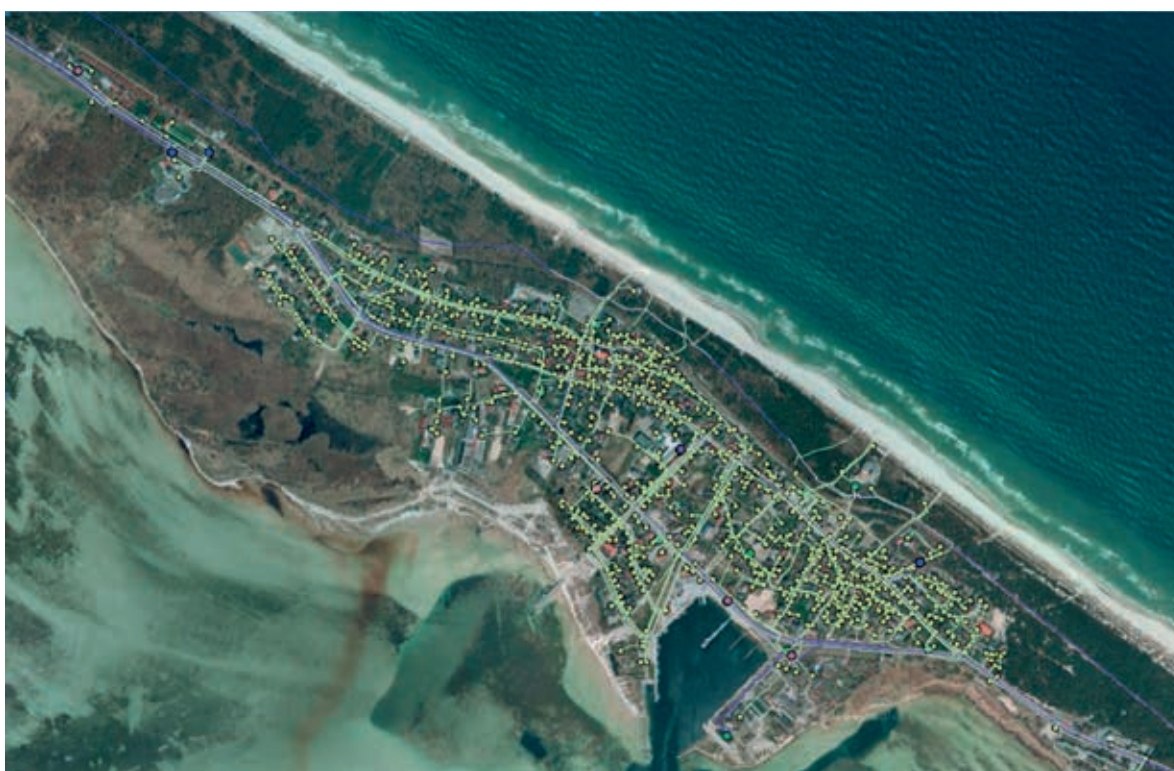


Fig. 2. Network area studied at the LV level – Jastarnia (town)



Due to incomplete data from AMI meters (the AMI system was being still implemented), the research used measurements from the active AMI meters and from the billing system (meter reader readings). Based on the research performed, the possibility of reducing MV and LV network losses was calculated at 9% in the peak energy demand during the year. To obtain this result, it would be necessary to perform 213 switchings in the network [6].

After completion of the first stage of research, the second stage was started. It comprised an analysis of operation system optimisation, including only the LV network of a closed area in terms of grid topology (an island with no possibility of supplying the customers from any MV/LV substation outside the research area). The town of Jastarnia, with almost 1500 customers, was selected as the research area. The analyses were conducted from 1 July to 31 August 2014.

### Mathematical model of the LV network

Based on the model from the first stage, a very detailed mathematical model of the LV network for the town of Jastarnia was developed. It included:

- grid and assets data for the area of the town of Jastarnia
- grid topology information with information on division points
- data on customer assignment to power delivery points (PDP)
- actual data on the energy consumption
- actual data on the energy flow through the MV/LV substation.

The basic source of information on the network was the data in the Distribution Information System (SID). The system contains all information on the network assets, i.e. line cross-sections, lengths and types, connection and line connector scheme, customer assignment to the network supply points, and information on division points. The system also includes a network model with geospatial rendering. Data on energy consumption by customers was acquired from the AMI application (G tariff) and the CONVERGE system (C and B tariffs).

Active energy consumption data in the AMI system is acquired at 15-minute intervals. The AMI system is also designed to provide information on the passive energy consumption. Due to the very limited relevance of such data, its readings are currently made once per day. The CONVERGE system provides data on the active and passive energy consumption with an hourly gradation. Due to the resort nature of the town of Jastarnia, in the summer seasonal customers appear that operate only in the season. Those customers are not equipped with remote-readable meters. For analytical purposes, load curves were estimated for those customers based on their monthly billing readings. Additionally, the model was completed with data from the balance meters in the MV/LV substations and SCADA system readings for the substations equipped with an outgoing feeder measurement system.

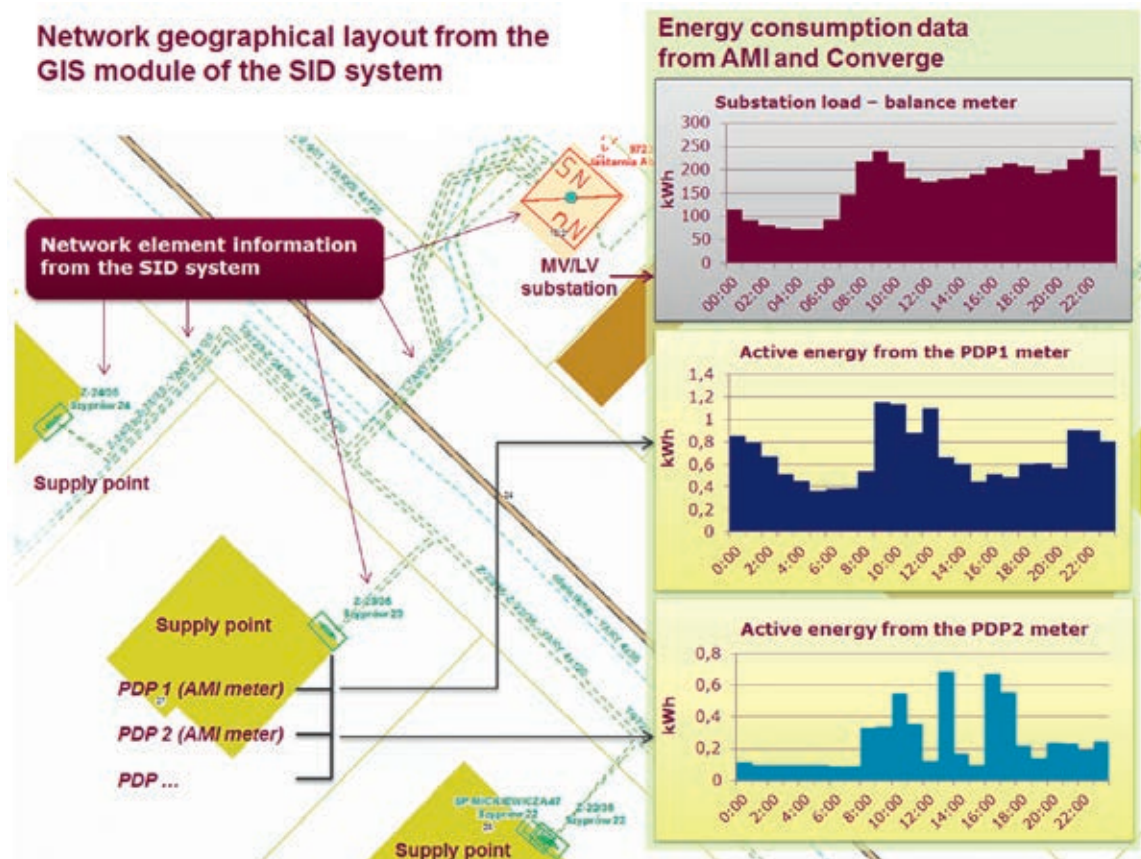


Fig. 3. Network model for the town of Jastarnia. Presentation of connections between the geographical network model and power delivery points (PDP) with actual data on energy consumptions at specific times

	July	August
The initial energy losses in the normal system	20,375 kWh	18,487 kWh
<b>System optimisation requires 17 switchings</b>		
Energy losses for an optimised system	17,075 kWh	14,798 kWh
Energy loss reduction	3,300 kWh	3,689 kWh
<b>Loss reduction percentage in the LV network</b>	<b>16.2%</b>	<b>19.95%</b>

Tab. 2. Calculation results of stage II optimisation of the LV network operation system for the town of Jastarnia

## Research and results

GLOBEMA's ELGrid system was used to perform calculations. This program allows performing various grid operation analyses,

including analysing grid operation optimisation for the minimisation of grid losses [7]. The research utilised an implemented MV and LV network configuration optimisation method based on a genetic algorithm that used the simple payback period as criterion function. The algorithm includes basic technical constraints, i.e. maintaining an open network configuration, no prolonged overloads of network elements and maintaining the voltage level within an allowed range [6]. The optimum network configuration is calculated by manipulating the network connection system in line connectors, for which the cost and ease of switchings was determined.

The possibility of network expansion to improve operation efficiency was not considered in the analysis (non-investment variant). The studies were performed at the time of peak energy demand in the summer. First, based on the measurements of July, the normal system loss level and the optimum network operation system were calculated. At the turn of July and August, network switchings were made in accordance with the calculated optimum system and the loss level was calculated

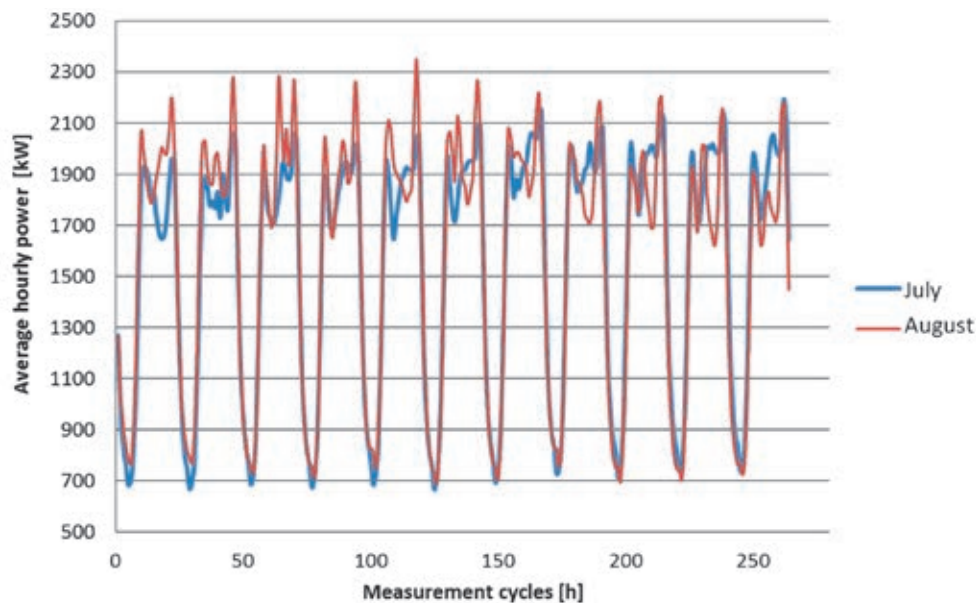


Fig. 4. Daily load variability in the selected 10-day period in July and August



Fig. 5. Impact of network operation system optimisation on supply strings. Left: normal system, July; right: system after optimisation, August

again, this time for August. Model studies indicated a potential reduction in LV network energy losses of 16%. It required 17 switchings in the LV network.

To confirm the results of the analyses and the potential to reduce energy losses, an additional detailed analysis was performed. For the selected 10 days of July and August, energy balancing was performed. The reference period was selected based on the criteria of similar energy consumption in the two months and similar load curve shapes. The analysis was conducted for 24-hour periods, in which the highest energy losses occur and the energy consumption is the highest (from 9 AM to 3 PM).

The results of balancing study confirmed the reduction of network losses.

The analyses conducted with the ELGrid system also allowed examining the ampacity changes of network elements. The figure below shows the impact of optimisation on line ampacity. Lines loaded up to 50% were marked in green, 51–80% in yellow, 81–100% in red and above 100% in brown.

## Conclusions

The research showed that there is a high potential for increasing network operation efficiency using cost-free methods related to the analysis of network operation and the optimisation of the network operation system. The potential is especially high in low voltage networks, for which the operation systems were designed years ago using the expert method are not the optimum systems at present. With the development of network assets management methods, network enterprises collect network information in spatial information systems (GIS systems). They may become a very good source of data for the development of mathematical network models in calculation systems. New solutions and smart grid technologies, such as AMI or in-depth network monitoring and measurement systems, provide the data necessary to determine power flows in the network. The new solutions provide an unprecedented quality of calculation data and introduce a new quality into calculations. To use them efficiently requires high quality data and ongoing updates. The research confirms that:

- at present there are already technical means of constructing calculation systems based on realistic network models and the power flows calculated using the actual daily load characteristics of every single customer
- in urban areas, in which the LV network is highly developed and features a multitude of possible operation system switchings, there is a high potential for optimising network operation and reducing technical losses
- modern calculation systems may be used much more extensively (not only to reduce technical losses). They are suitable for increasing the connection capacity, and reducing the investments related with network extension.

## REFERENCES

1. "Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA w perspektywie do 2020 roku" [The vision of smart grid implementation at ENERGA OPERATOR-SA until 2020], Gdańsk 2011.
2. Directive of the European Parliament and Council No. 2012/27/EU on energy efficiency.
3. Appendix to Resolution No. 202/2009 of the Council of Ministers of 10 November 2009, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku [The Polish Energy Policy until 2030].
4. S. Noske, M. Wawrzyniak, "Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych" [The Hel Peninsula Smart Grid Pilot Project], *Acta Energetica*, No. 4/21, 2014, pp. 91–96.
5. D. Falkowski, S. Noske, P. Helt, "Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim", materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna "Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych" [Monitoring and measurements in smart grids – the Hel Peninsula Smart Grid Pilot Project, conference materials, 6<sup>th</sup> Science and Technology Conference "Energy losses in power systems"], Rawa Mazowiecka 2014.
6. S. Noske, P. Helt, "Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci", materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna "Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych" [The opportunities for reducing network losses through network operation system optimisation, conference materials, 6<sup>th</sup> Science and Technology Conference "Energy losses in power systems"], Rawa Mazowiecka 2014.
7. D. Falkowski et al., "Doświadczenia z wdrażania modułu obliczeń technicznych dla sieci SN i nN", materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna "Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych" [Experiences from implementing the technical calculation module for MV and LV networks, conference materials, 6<sup>th</sup> Science and Technology Conference "Energy losses in power systems"], Rawa Mazowiecka 2014.

---

### **Sławomir Noske**

ENERGA-OPERATOR SA

email: slawomir.noske@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology (1990), where he received his PhD in technical sciences in 2013. He completed the MBA management program at the Gdańsk Foundation for Management Development. An employee of ENERGA-OPERATOR SA. At present he is involved in implementing innovative smart grid solutions in distribution systems. Member of Polski Komitet Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE), representative of Poland in the CIGRE Study Committee B1 Insulated Cables, chairman of the lines team at PTPIREE. Author and co-author of multiple paper and lectures delivered at international (CIGRE and CIRED) and national conferences. The subjects of his papers include cable line testing and diagnostics, and smart grids.

### **Dominik Falkowski**

ENERGA-OPERATOR SA

email: dominik.falkowski@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2012), PhD student at his alma mater. During his studies, he won and was accorded a distinction in ENERGA SA's contest for a research project analysing the impact of the connection of the Nuclear Power Plant in Żarnowiec and of the NPS development until 2025 on the ENERGA-OPERATOR SA distribution system operation. Since 2012, employee of the Innovation Department at ENERGA-OPEATOR SA. Professionally involved in implementing smart grid technologies in the distribution system. The subjects of his papers are mainly related with smart grids and their implementation.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 156–161. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Systemy GIS i AMI jako źródła danych do poprawy efektywności pracy sieci, wyniki badań w obszarze pilotażowym

### Autorzy

Sławomir Noske  
Dominik Falkowski

### Słowa kluczowe

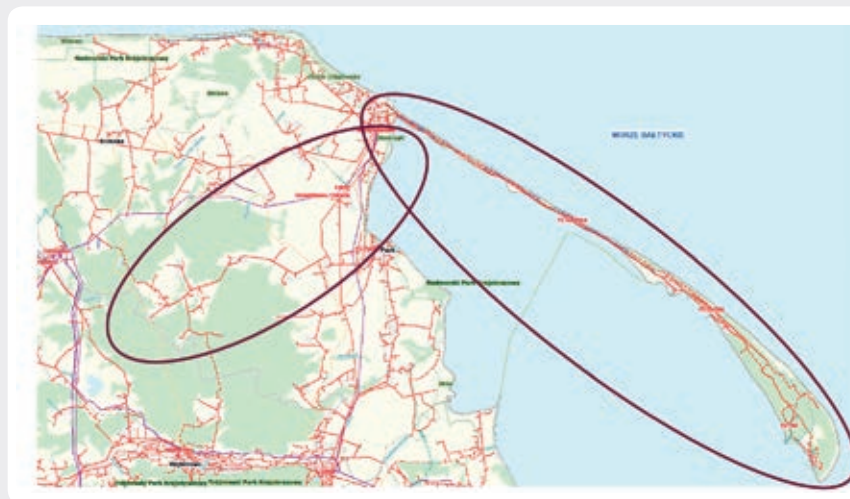
sieci inteligentne, Smart Grid, sieć nN, redukcja strat

### Streszczenie

Nowe technologie z obszaru Smart Grid umożliwiają zwiększenie obserwowalności sieci i wykorzystanie danych do wdrożenia nowych narzędzi analitycznych. Integrując dostępne dane, możliwa jest zmiana sposobu zarządzania pracą sieci i podniesienie jej efektywności. W artykule przedstawiono wyniki z przeprowadzonych w 2014 roku badań w zakresie możliwości ograniczenia strat technicznych w sieci nN poprzez rekonfigurację i optymalizację układu pracy sieci. Dzięki wykorzystaniu danych z systemów monitorujących pracę sieci nN oraz nowoczesnych metod obliczeniowych możliwe jest ograniczenie w znacznym stopniu strat technicznych w sieci nN w sposób bezinwestycyjny (bez dodatkowych nakładów w rozbudowę sieci).

### Wprowadzenie

Rozwój nowych technologii, zmiany w strukturze rynku, przyłączanie mikrogeneracji na poziomie niskiego napięcia oraz konieczność spełniania oczekiwań wszystkich podmiotów tworzących rynek energetyczny powoduje, że koncerny energetyczne stają przed nowymi wyzwaniami związanymi z zarządzaniem siecią [1]. Dla operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) możliwością sprostania oczekiwaniom stawianym przez klientów, URE oraz głównych udziałowców jest wdrażanie technologii z obszaru inteligentnych sieci energetycznych (ISE). Jednym z wymagań nakładanych na OSD, zarówno przez regulacje krajowe, jak i unijne (Dyrektywa 2012/27/UE [2] i „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” [3]), jest obowiązek podnoszenia efektywności działania, racjonalizacja wykorzystania energii elektrycznej oraz ograniczenie strat energii. Podstawą do podejmowania działań w wyżej wymienionym zakresie jest wiedza na temat sposobu pracy sieci. Wdrożenie technologii z obszaru sieci Smart Grid umożliwia zwiększenie obserwowalności pracy sieci oraz monitorowanie jej parametrów na dowolnym poziomie napięcia, w tym na poziomie niskich napięć. Szczególną rolę w tym zakresie odgrywają systemy AMI. Do tej pory OSD posiadały bardzo ograniczony zakres wiedzy o sposobie pracy sieci nN. Dzięki instalacji urządzeń pomiarowych w głębi sieci (liczników AMI u odbiorców końcowych oraz liczników bilansujących w stacjach SN/nN) możliwe jest wdrożenie nowych narzędzi i algorytmów do sterowania pracą sieci i zmiana w sposobie zarządzania siecią energetyczną. OSD zbierają coraz większe ilości informacji dotyczących sieci energetycznej na wszystkich poziomach napięć, w szczególności: dane o majątku sieciowym i topologii z systemów GIS, rzeczywiste dane o zużyciu energii elektrycznej w 15-minutowych interwałach czasu z systemów AMI oraz dane czasu quasi-rzeczywistego z systemów dyspozytorskich SCADA, które pozwalają na opracowywanie coraz dokładniejszych modeli sieci.



Rys. 1. Obszar objęty pilotażowym wdrożeniem ISE

### Projekt pilotażowy na Helu

W 2011 roku ENERGA-OPERATOR SA rozpoczęła pracę nad pierwszym projektem pilotażowym wdrożenia sieci Smart Grid w Polsce. Celem projektu było zbadanie, jaki wpływ na pracę sieci będzie miało wprowadzenie do tradycyjnej sieci elektroenergetycznej elementów Smart Grid. Projekt swoim obszarem objął całą sieć SN i nN na obszarze Półwyspu Helskiego oraz jedną linię napowietrzną SN Piaśnica, zasilaną z GPZ Władysławowo wraz z siecią nN zasilaną z tego ciągu. Projektem zostało objętych ponad 200 km linii SN, 150 stacji SN/nN oraz 150 km linii nN. Z sieci na obszarze pilotażu zasilanych jest blisko 10 tys. odbiorców. W projekcie prowadzone były badania w obszarze: poprawy niezawodności i efektywności pracy sieci, ograniczenia kosztów prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej oraz optymalizacji wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej i telekomunikacyjnej [4], [5]. Jedną z przeprowadzonych analiz było zbadanie możliwości

ograniczenia strat technicznych w sieci poprzez optymalizację konfiguracji i układu pracy sieci.

### Badania redukcji strat na poziomie nN

Prace badawcze były realizowane latem, w czasie szczytu obciążenia w badanym obszarze. Badania prowadzone były w dwóch etapach:

- badania modelowe wraz z obliczeniami optymalizacyjnymi dla sieci SN i nN w obszarze Półwyspu Helskiego (przy ograniczanych danych z systemu AMI)
- szczegółowe obliczenia techniczne dla wybranego obszaru sieci nN na podstawie danych pomiarowych z układów bilansujących stacji transformatorowych SN/nN i liczników AMI zainstalowanych u odbiorców.

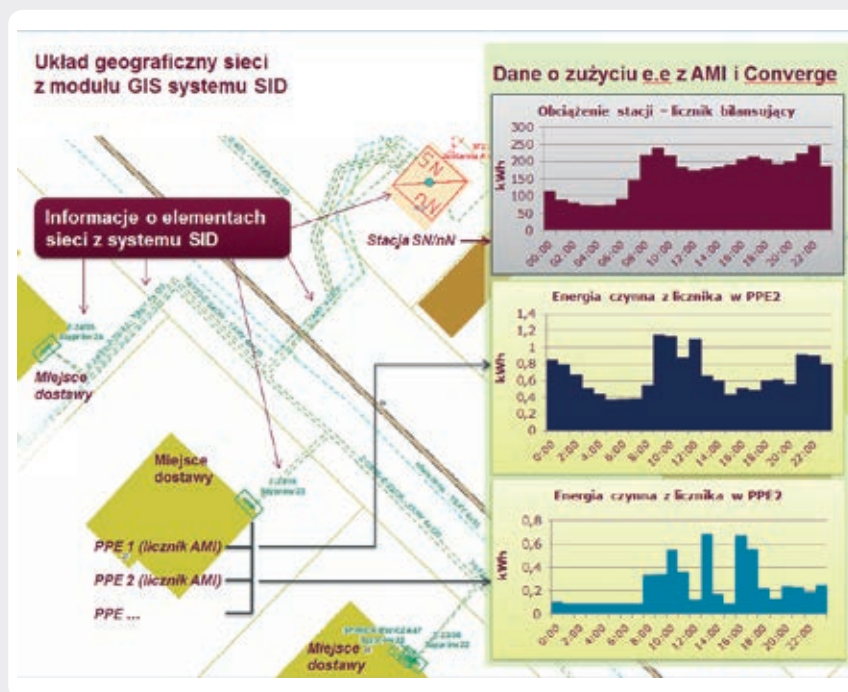
W ramach pierwszego etapu badań zostały wykonane obliczenia na całym modelu sieci SN i nN na Półwyspie Helskim. W związku z niepełnymi danymi z liczników AMI (system AMI był w trakcie wdrażania)



Rys. 2. Obszar sieci objęty badaniami na poziomie nN – miasto Jastarnia

Wyniki obliczeń obejmują okres 1 czerwca – 31 lipca 2013	
Początkowe straty energii w układzie normalnym	280 276 kWh
<b>Optymalizacja układu wymagająca 213 przełączeń</b>	
Straty energii po zoptymalizowaniu układu	254 616 kWh
Zmniejszenie strat energii	25 660 kWh
<b>Obliczona redukcja strat w sieci SN i nN</b>	<b>9,2%</b>

Tab. 1. Wyniki obliczeń z 1 etapu optymalizacji układu pracy sieci SN i nN dla całego Półwyspu Helskiego



Rys. 3. Opracowany model sieci dla miasta Jastarnia. Prezentacja powiązań między geograficznym modelem sieci a punktami poboru energii (PPE) elektrycznej wraz z rzeczywistymi danymi o zużyciu energii w poszczególnych godzinach

w badaniach posłużono się danymi pomiarowymi z uruchomionych liczników AMI oraz z systemu bilingowego (odczyty inkasenckie). W wyniku przeprowadzonych badań obliczono możliwość redukcji strat w sieci SN i nN na poziomie 9% w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię eklektyczną w ciągu roku. W celu osiągnięcia takiego efektu konieczne byłoby wykonanie 213 przełączeń w sieci [6].

Po zakończeniu badań w ramach pierwszego etapu przystąpiono do etapu drugiego, który zakładał przeprowadzenie analiz optymalizacji układu pracy w zakresie tylko sieci nN dla zamkniętego obszaru od strony topologii sieci (wyspa z brakiem możliwości zasilenia odbiorców ze stacji SN/nN spoza obszaru badań). Jako obszar badań wybrano miejscowość Jastarnia, na której terenie znajduje się blisko 1500 odbiorców. Analizy były prowadzone w okresie 1 lipca – 31 sierpnia 2014 roku.

#### Model matematyczny sieci nN

Na bazie modelu z etapu pierwszego został opracowany bardzo szczegółowy model matematyczny sieci nN dla miejscowości Jastarnia. Zawierał on:

- dane na temat sieci w obszarze miejscowości Jastarnia
- informacje o topologii sieci wraz z informacją o punktach podziałowych
- dane o przypisaniu odbiorcy do punktu poboru energii elektrycznej (PPE)
- rzeczywiste dane o zużyciu energii
- rzeczywiste dane o energii przepływającej przez stację SN/nN.

Podstawowym źródłem informacji na temat sieci były dane zawarte w Systemie Informacji o Dystrybucji (SID). W systemie zawarte są wszelkie informacje na temat majątku sieciowego, tj. przekroje, długości i typy przewodów, schematy połączeń i łącz kablowych, przypisanie odbiorców do punktów zasilania w sieci, informacje o punktach podziałowych. System posiada również model sieci w odwzorowaniu geoprzestrzennym.

Dane o zużyciu energii elektrycznej odbiorców pochodziły z aplikacji AMI (taryfa G) oraz z systemu CONVERGE (taryfa Ci B). Dane o zużyciu energii czynnej w systemie AMI są pozyskiwane w interwałach 15-min. System AMI jest przygotowany również do dostarczania informacji o zużyciu energii biernej. W związku z bardzo ograniczonym zastosowaniem takich danych są one obecnie odczytywane raz na dobę. System CONVERGE dostarcza dane o zużyciu energii czynnej i biernej z gradacją godzinową. W związku z kurortowym charakterem Jastarni, w okresie letnim pojawiają się odbiorcy sezonowi prowadzący działalność jedynie przez okres sezonu. Odbiorcy ci nie są wyposażeni w liczniki z możliwością zdalnego odczytu. Na potrzeby analiz dla tych odbiorców zostały estymowane krzywe obciążenia na podstawie miesięcznych odczytów bilingowych. Dodatkowo model został uzupełniony o dane z liczników bilansujących, znajdujących się w stacjach SN/nN, oraz odczytami z systemu SCADA dla stacji posiadających system opomiarowania odpływów.



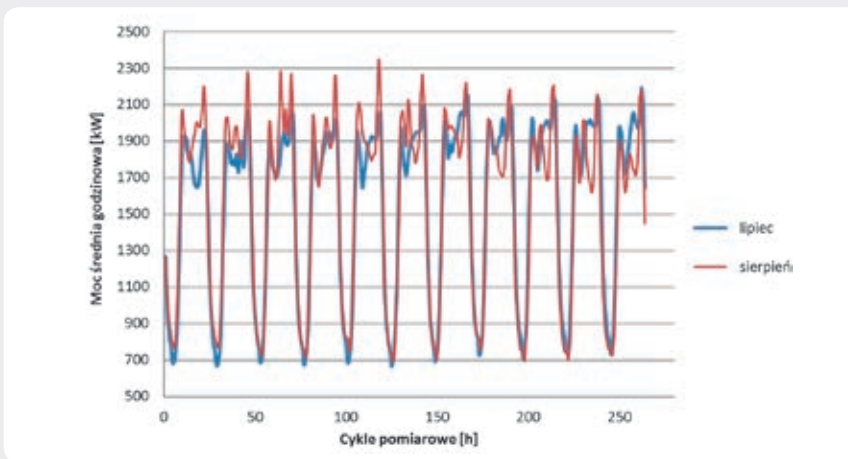
### Badania i wyniki

Do wykonania obliczeń posłużono się systemem ELGrid firmy GLOBEMA. Program umożliwia wykonanie różnych analiz pracy sieci, między innymi analiz optymalizacji układu pracy sieci pod kątem minimalizacji strat sieciowych [7]. W badaniach wykorzystano zaimplementowaną metodę optymalizacji konfiguracji sieci SN oraz nN, opartą na algorytmie genetycznym wykorzystującym jako funkcję kryterialną prosty okres zwrotu poniesionych nakładów. Algorytm uwzględnia podstawowe ograniczenia techniczne, tj.: zachowanie otwartej konfiguracji sieci, brak przeciążeń długotrwałych elementów sieciowych oraz utrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnym zakresie [6]. Optymalna konfiguracja sieci jest obliczana poprzez manipulowanie układem połączeń sieci w złączach kablowych, dla których określono koszt i łatwość wykonywania przełączeń. W analizie nie brano pod uwagę możliwości rozbudowy sieci w celu poprawy efektywności pracy (wariant bezinwestycyjny). Badania zostały wykonane dla okresu szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w sezonie letnim. W pierwszej kolejności na podstawie danych pomiarowych z lipca wyliczono poziom strat dla układu normalnego oraz optymalny układ pracy sieci. Na przełomie lipca i sierpnia zostały wykonane przełączenia w sieci zgodnie z wyliczonym układem optymalnym i ponownie wykonano obliczenia poziomu strat, tym razem dla sierpnia. Badania modelowe wykazywały potencjalną redukcję poziomu strat energii w sieci nN na poziomie 16%. Wymagało to wykonania 17 przełączeń w sieci nN.

W celu potwierdzenia wyników analiz i potencjału redukcji strat energii przeprowadzono dodatkowo szczegółową analizę. Dla wybranych 10 dni z lipca i sierpnia wykonano bilansowanie energii. Podczas wyboru okresu referencyjnego kierowano się kryterium zbliżonego poziomu zużycia energii w obu miesiącach oraz zbliżonym kształtem krzywych obciążenia. Analiza została przeprowadzona dla okresów doby, w których występują największe straty energii oraz zużycie energii w sieci jest największe (godz. 9–15). Wyniki bilansowania potwierdziły obliczoną redukcję strat sieciowych w sieci. Przeprowadzona analiza przy użyciu systemu ELGrid pozwoliła również zbadać,

	Lipiec	Sierpień
Początkowe straty energii w układzie normalnym	20 375 kWh	18 487 kWh
<b>Optymalizacja układu wymagająca 17 przełączeń</b>		
Straty energii dla zoptymalizowanego układu	17 075 kWh	14 798 kWh
Zmniejszenie strat energii	3 300 kWh	3 689 kWh
<b>Procentowa redukcja strat w sieci nN</b>	<b>16,2%</b>	<b>19,95%</b>

Tab. 2. Wyniki obliczeń z II etapu optymalizacji układu pracy sieci nN w miejscowości Jastarnia



Rys. 4. Dobowa zmienność obciążenia dla wybranego okresu 10 dni w lipcu i sierpniu

w jaki sposób zmienia się obciążalność elementów sieci. Na rysunku poniżej przedstawiono wpływ optymalizacji na obciążalność przewodów. Kolorem zielony oznaczono przewody obciążone do 50%, żółtym 51–80%, czerwonym 81–100%, brązowym powyżej 100%.

### Wnioski

Przeprowadzone badania wykazały, że istnieje duży potencjał podniesienia efektywności pracy sieci, z wykorzystaniem bezkosztowych sposobów związanych z analizą sposobu pracy sieci i optymalizacją układu pracy sieci. Szczególnie duży potencjał istnieje w sieciach niskiego

napięcia, dla których opracowane przed latami metodą ekspercką układy normalne nie są obecnie układami optymalnymi. Wraz z rozwojem sposobów zarządzania majątkiem sieciowym przedsiębiorstwa sieciowe budują informacje o sieci w systemach informacji przestrzennej (systemy klasy GIS). Mogą one się stać bardzo dobrym źródłem danych do budowy modelu matematycznego sieci w systemach obliczeniowych. Nowe rozwiązania i technologie z obszaru Smart Grid, takie jak np. AMI czy systemy monitorowania i pomiarów w głębi sieci, dostarczają niezbędnych danych do określenia rozplądów mocy w sieci. Te nowe rozwiązania zapewniają niespotykaną jakość



Rys. 5. Wpływ optymalizacji układu pracy sieci na ciągi zasilające. Po lewej układ normalny – lipiec, po prawej układ po zoptymalizowaniu – sierpień

danych obliczeniowych i wprowadzają nową jakość do obliczeń. Aby skutecznie je wykorzystywać, niezbędne jest zapewnienie wysokiej jakości danych i bieżąca aktualizacja. Przeprowadzone badania potwierdzają, że:

- już dzisiaj istnieją techniczne możliwości do budowy systemów obliczeniowych opartych na rzeczywistych modelach sieci i rozptywach mocy obliczonych, z wykorzystaniem rzeczywistych dobowych charakterystyk obciążeń każdego indywidualnego odbiorcy
- w obszarach miejskich, w których sieć nN jest bardzo rozbudowana, z wieloma możliwościami przełączeń układu pracy, istnieje duży potencjał w zakresie optymalizacji pracy sieci i ograniczenia strat technicznych
- nowoczesne systemy obliczeniowe mogą być wykorzystywane znacznie szerzej (nie tylko do ograniczania strat technicznych).

Mogą posłużyć do zwiększania mocy przyłączeniowej, ograniczenia inwestycji związanych z rozbudową sieci.

#### Bibliografia

1. Wizja wdrożenia sieci inteligentnej w ENERGA-OPERATOR SA w perspektywie do 2020 roku, Gdańsk 2011.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
3. Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 roku, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
4. Noske S., Wawrzyniak M., Półwysep Helski – pilotażowy projekt sieci inteligentnych, *Acta Energetica* 2014, nr 4/21, s. 91–96.
5. Falkowski D., Noske S., Helt P., Monitorowanie, pomiary w sieciach inteligentnych – projekt pilotażowy Smart Grid na Półwyspie Helskim, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.
6. Noske S., Helt P., Możliwości redukcji strat sieciowych dzięki optymalizacji układu pracy sieci, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.
7. Falkowski D. i in., Doświadczenia z wdrażania modułu obliczeń technicznych dla sieci SN i nN, materiały konferencyjne, VI Konferencja Naukowo-Techniczna „Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych”, Rawa Mazowiecka 2014.

#### Sławomir Noske

dr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: slawomir.noske@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1990), w 2013 roku na swoim macierzystym wydziale uzyskał tytuł doktora nauk technicznych. Ukończył studia menedżerskie MBA w Gdańskiej Fundacji Kształcenia Menedżerów. Pracownik ENERGA-OPERATOR SA. Obecnie zaangażowany w prace związane z wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań Smart Grid w obszarze sieci dystrybucyjnej. Członek Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych (PKWSE) reprezentujący Polskę w Komitecie Studiów CIGRE B1 Insulated Cables, przewodniczący zespołu ds. kabli przy PTPiREE. Autor i współautor wielu publikacji i referatów wygłaszanych na konferencjach międzynarodowych (CIGRE i CIRED) oraz krajowych. Tematyka publikacji jego autorstwa dotyczy badań i diagnostyki linii kablowych oraz obszaru sieci inteligentnych.

#### Dominik Falkowski

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: dominik.falkowski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej (2012) oraz słuchacz studiów doktoranckich na macierzystej uczelni. W trakcie studiów został laureatem i zdobywcą wyróżnienia w konkursie ENERGA SA za projekt badawczy analizujący wpływ przyłączenia EJ w Żarnowcu oraz rozwój KSE do 2025 roku na pracę sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR SA. Od 2012 roku pracownik Departamentu Innowacji w ENERGA-OPERATOR SA. Zawodowo związany z wdrażaniem technologii Smart Grid w zakresie sieci dystrybucyjnej. Tematyka publikacji autora jest związana głównie z sieciami inteligentnymi oraz ich wdrażaniem.