

The Implementation of Smart Metering System in ENERGA-OPERATOR SA – From Idea to Production

Author

Robert Masiąg

Keywords

Smart Metering, AMI, ENERGA-OPERATOR SA

Abstract

This article presents a summary of the project implementation of Smart Metering systems in ENERGA-OPERATOR SA. The main objective of the project is the remote management and remote measurement data acquisition, reduction of the carrying difference, increasing energy efficiency and efficient management of the grid distribution and control consumption energy by the consumer and many others. This paper describes the business and technical assumption, challenges of the implementation of the project, the results achieved, and the reasons for the decision on the project by the company.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014211

1. Introduction

For a long time the European Union countries have been investing in operations aimed at implementing smart metering systems. According to the EU directive, Member States are obliged to install at least 80% of smart meters by 2020, but each of the countries is at a different stage of implementation. For example, the Italians were the first to implement the new solution and at the end of the last year they replaced almost all of the old meters (99%) with intelligent systems. At the same time, the directive is being implemented in Spain, and approx. 1 million meters have been replaced so far. The Spaniards' goal is to replace all of their devices by the end of 2018, which is two years before the date indicated in the EU directive. Other countries, such as France, are just beginning the implementation of new regulations.

What is the situation in Poland compared to other Member States? Is the implementation of AMI (Advanced Metering Infrastructure) actually profitable for the Polish economy? Will the implementation of smart metering indeed bring benefits not only to distribution grid operators, but also to the consumers of electricity?

Works on implementation of smart metering in Poland have been carried out for about three years. In May 2011, the President of the Energy Regulatory Authority (URE) published "The Position of the President of URE on the necessary requirements for the smart metering systems implemented by OSD E (...)" – there are ongoing works on further publications. The objective of the URE's position is to promote AMI and encourage the energy distributors to implement it in the country. In view of the above, many distribution grid operators have taken up the challenge of intelligent metering project, which may be successful in Poland.

Time has shown that the potential problems related to the implementation of AMI can be managed on an ongoing basis and that it is possible to solve them. ENERGA-OPERATOR SA is carrying out the most advanced works on implementation of AMI in Poland. AMI has been implemented in ENERGA-OPERATOR SA since 22 February 2010. The first half-year was used for technical and economic analysis of the project and for detailed planning of investments. This was followed by many public tendering procedures which resulted in contracting of elements necessary to carry out the 1st Stage of implementation. The main procedures concerned: construction of the central IT system for AMI with Central Measurement Database functionality, delivery of the necessary telecommunications infrastructure and metering infrastructure. The decision on commencement of the 1st Stage of AMI implementation was made on 8 June 2010.

1.1. Purpose of the project

Implementation of the project would allow ENERGA-OPERATOR SA to obtain many benefits. The most important of them are the following:

- reduction of carrying difference
- reduction of reading costs
- identification of points of interruptions in power supply for consumers
- ensuring measurement of prosumers
- activation of the prepayment meter functionality
- reinforcing of the image of ENERGA-OPERATOR SA as an innovative company aimed at economic efficiency.

In addition, the project enables generation of benefits also for consumers of electricity. The essential of them relate to:

- provision of metering data for actual settlements with customers
- provision of data on energy consumption on website for consumers
- potential reduction of electricity consumption by consumers
- strengthening of the position of electricity consumers on the market
- improvement of the quality of electricity and the continuity of its supply
- offering of new services and products.

1.2. Scope of the project

The implementation of AMI system in ENERGA-OPERATOR SA is an innovative and complex task. This is the first and the most advanced project of this type in Poland. The implementation of AMI system covers the entire area of operation of ENERGA-OPERATOR SA for customers of tariffs G and C1:

- number of municipal customers (tariff G): 2.8 million
 - number of business customers (tariff C1): 290 thousand
- Approximately 3.1 million meters will be replaced in total.

The entire project includes:

- installation and activation of smart metering infrastructure (including municipal meters and balancing units)
- installation and activation of telecommunications infrastructure implementation and activation of AMI application
- connected to the Central Measurement Database.

2. The concept of implementation of AMI system in ENERGA-OPERATOR SA

2.1. Selected business assumptions

ENERGA-OPERATOR SA began the preparations to implement AMI system by drawing up “The Feasibility Study for the Implementation of AMI System”. This stage lasted to 23 June 2010. The feasibility study was the basis for developing the concept of implementation of the AMI project, which included many business assumptions; the most important of them were the following:

- the implementation of AMI should mean benefits for ENERGA-OPERATOR SA and energy consumers
- the implementation of AMI is to be optimised in terms of cost and to the maximum extent possible should be based on the use of ENERGA-OPERATOR SA resources
- the implementation should enable integration of the AMI system with the future solutions for smart grids (the Smart Grid Ready concept)
- supplies should be subcontracted in such a way as to enable flexible changing of suppliers and reduction of long-term obligations of ENERGA-OPERATOR SA due to contracts.

2.2. Main technical assumptions

Technical and organisational assumptions regarding the solution architecture and the method of its implementation were defined for the purposes of the project. The main factor determining the selection of specific solutions was a long-term security of ENERGA-OPERATOR SA interest. Under this assumption it was decided to divide the solution architecture into independent technological layers connected with each other by standard interfaces commonly used on the market. Application of such a solution makes it possible to diversify suppliers of respective technological solutions, which results in better quality of supplied products and affects the implementation costs. In the technical concept prepared within the framework of the feasibility study the AMI system architecture was divided into three main areas:

- TAN A (Technical Area Network) – this area covers the central AMI application system with the extensive ICT network infrastructure necessary to communicate AMI applications with corporate network nodes, which receive metering data from data hubs. The extensive ICT network infrastructure includes optical fibre links, and the active network infrastructure (network switches, routers, modems, converters)
- TAN B – the area covering telecommunications links to ensure communication via modems and metering data hubs installed in MV/LV stations, with the corporate network infrastructure of ENERGA-OPERATOR SA

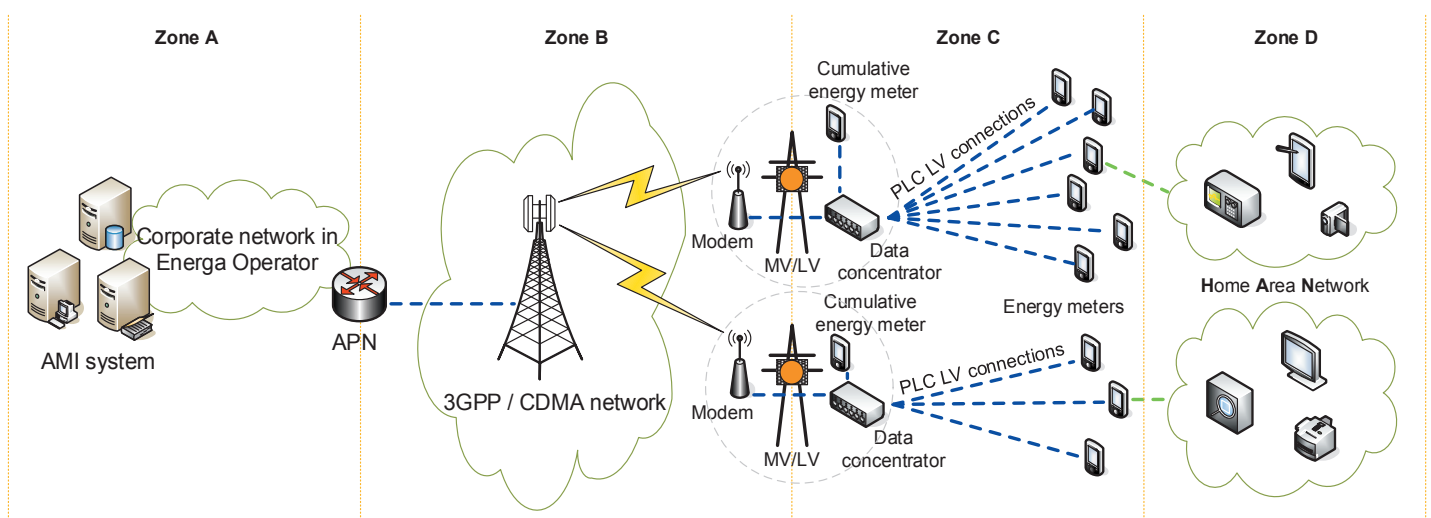


Fig. 1. Multi-layered AMI communications architecture [1]

- TAN C – the area covering the layer of AMI system infrastructure, consisting of metering data hubs, electricity meters and balancing meters, connected with each other via PLC LV technology (which uses low voltage power lines for communication).

Illustrative division of AMI architecture into TAN A, TAN B and TAN C areas and the basic rules for information flow between them are shown in Fig. 1. The figure also presents the Home Area Network infrastructure (ISD) marked as zone D, to which the data from AMI are to be provided, in accordance with the recommendations of URE. Currently, ISD is beyond the scope of the AMI project and outside the domain of OSD.

Such a solution organises the logical architecture in the system and allows clearly defining responsibilities for future operation of the entire infrastructure. It also ensures that the system operator may use virtually any telecommunications technologies. The only condition required is that the telecommunications modem must be equipped with Ethernet technology with TCP/IP. With this approach even if one of solutions is ineffective in a specific location, it may be replaced with another, better adapted telecommunications technology.

Moreover, the introduction of division into zones connected with standard communications interface allows ENERGA-OPERATOR SA to use meters and metering data hubs of various manufacturers in the power grid. Meters of one manufacturer were used in the 1st Stage of AMI implementation for respective MV/LV stations. However, at the 2nd Stage of implementation, with the use of PRIME (Powerline Intelligent Metering Evolution) technology it will be possible to use meters of different manufacturers. ENERGA-OPERATOR SA was the first distribution system operator in Poland that introduced the requirement to use this type of solution.

2.2.1. AMI information system (TAN A)

The following key requirements were defined in the preparatory phase for implementation of AMI application system:

- AMI system will be used as the Central Measurement Database in ENERGA-OPERATOR SA
- development of the AMI system is to be possible by various entities that specialise in construction of information systems. ENERGA-OPERATOR SA will have access to and licenses that allow modification of source codes in the application system
- additional communication interfaces will be implemented to automate the information exchange processes between AMI and other information systems
- the AMI system is to automate the data collection processes
- the AMI system is to enable balancing of electricity in the grid as part of additional services the AMI system is to enable the provision of information about the current electricity consumption to consumers via the AMI portal in the Internet. Consumers will also have access to an application dedicated to mobile devices (Apple IOS, Android), used to visualise metering data
- the system is to allow remote reading of meter in the “on demand” mode, which will simplify and speed up the process involving the change of electricity supplier, in accordance with URE expectations

- the system is to allow the implementation of multiple new services for consumers in the future, including visualisation of metering data, new types of energy tariffs and support for electricity sales in the prepayment model.

The AMI information system is the key link in the information and business architecture of ENERGA-OPERATOR SA. It consists of three main layers:

- communications – including active network infrastructure, which is composed of network switches and routers. The communication layer also includes dedicated servers for acquisition of metering data which are used as the basis for designing the part of solution responsible for direct downloading of metering data from the hubs that support electricity meters. The communication layer was designed in such a way that damage to its individual elements does not cause interruptions in the system operation, thus guaranteeing a high availability of the entire system
- management – which is the software-hardware unit logically separated from the whole solution. The management layer is responsible for controlling all operations in the system. The main functions of this layer are the following: providing the working environment to the system operators, management of resources and processes performed in the system, user authorisation, recording and monitoring of user activities (including the management of access rights to individual functionalities), providing the support for interfaces to external systems, reporting associated with the system operation and ensuring ICT security
- databases – to perform the Central Measurement Database functionality. One of the main elements of the database layer are hard drive and computing resources, which currently provide support for 800 thousand metering systems that record data with a 15-minute resolution.

Characteristics of the solution implemented are as follows:

- high availability, which guarantees the continuity of business processes, as even damage to many individual hard drives installed in the system does not cause interruptions in its operation
- high performance provided by the use of the newest technologies available on the market (e.g. 6-core processors Intel Xeon X5675, solid state drives (SSD), *InfniBand* network interfaces, large Smart Flash Cache memory buffers), which guarantees smooth implementation of business processes and allows to efficiently process large data volumes
- easy scalability of the solution, possible by adding proper hard drives or processor modules to the current infrastructure.

What is important, all layers of the AMI system employ proven ICT technologies applied in solutions throughout the world, where the continuity of operation and efficiency are key parameters to the user.

2.2.2. Telecommunications layer (TAN A and TAN B)

The main requirements for connectivity between the metering data hub and the AMI information system were defined as follows:

- the implemented solution is to enable the use of any

technically and economically justified telecommunications solutions

- the minimum required data rate for the telecommunications links is 64 kbit/s. This requirement was defined to ensure the ability to use the telecommunications layer of AMI system for implementation of new functionalities. An example of such use is the distribution network management through smart grids
- the ability to change the telecommunications techniques by providing the standard communications interface – Ethernet supporting TCP/IP protocols.

2.2.3. Metering infrastructure layer (Tan C)

The main requirements for the metering infrastructure layer were defined as follows:

- the implemented AMI must meet the requirements of the President of URE published in the position on the minimum AMI requirements; each electricity meter will be able to operate only in the prepayment mode, however the logic of prepayment processes will be located outside the meter; each meter will be equipped with a remotely managed module which can limit the power supplied to consumers – a functionality expected by URE, particularly desirable to ensure energy supplies to sensitive consumers
- electricity meter will enable transfer of readings to the central application from other utility (e.g. gas, heat) meters by using the local communication with those meters; the meter must be prepared for integration with the use of communication protocols, which are currently undefined and will be subject to development in the future
- meters will be equipped with an interface that allows connection of the communication module for the purposes of information transfer to ISD devices, including the information about the current consumption, in the mode close to real time mode.

In addition, the technical requirements for three main types of devices constituting the metering infrastructure layer of AMI system was defined, i.e. for municipal meters, balancing meters and metering data hubs. Over 160 detailed technical requirements were defined in total.

2.2.4. ICT security and consumer privacy protection

A very important factor related to the implementation of the entire AMI is to provide the solution security. Bearing in mind that the use of AMI in accordance with its purpose may cause many risks associated with ensuring of continued supply for consumers, many of the functionalities that may improve the system security were specified as early as at the stage of technical requirement defining. Security requirements were defined for all layers of the solution implemented: applications, telecommunications metering infrastructure. The main of them are as follows: the ability to encrypt the data sent between individual elements in the system, the use of replaceable cryptographic keys, ensuring high system reliability and redundancy of key elements in

the solution. In order to ensure a proper protection of metering data it was assumed that they will be treated as personal data. Mechanisms for recording of all operations related to downloading, modification and sharing of data were introduced to the AMI application. Many levels of improvements allowing controlling the access to relevant categories of data processed in the system were defined, in addition to the introduction of advanced management mechanisms related to parameterisation and administration of the whole system.

3. Challenges related to implementation of the project

3.1. Specific requirements of URE for AMI

On 31 May 2011 the President of the Energy Regulatory Authority, one of the main stakeholders and supporters of AMI implementation in our country, published his position on the necessary requirements for the smart metering systems implemented by OSD E, taking into account the purpose and the proposed support mechanisms for the postulated market model. The position specified the minimum requirements for functionalities of AMI systems. At the same time, URE is in the middle of works on the document relating to AMI security, the requirements for Home Area Network infrastructure, and the postulated metering market model in Poland with participation of the metering information operator (OIP). Specific requirements of URE for AMI apply to the implementation of HAN (Home Area Network) in smart meters, and to the recording of meter reading profile.

3.1.1. Requirements of URE for HAN interface

The element which is a new technical requirement for electricity meters is the implementation of communications interface with the consumer's Home Area Network infrastructure (ISD, HAN) in the meter. The need for implementation of that interface is due to the requirements of URE, and it should be noted that this requirement is specific for the Polish market. ENERGA-OPERATOR SA decided that an USB port is to be used as HAN interface. The requirements of URE do not identify a specific type of port, so each OSD can use any HAN interface in AMI meters. ENERGA-OPERATOR SA chose the USB port because it is an open communications port which gives new technical possibilities associated with the use of AMI meters. Advantages of the use of USB ports in electricity meters are as follows:

- ability to use any communications technology (from USB to home gateway)
- ability to adapt the communications technology to the meter installation point by using a suitable adapter connected to the USB port
- ability to use wireless and wired communications technologies
- the solution is open to application of new, currently unknown technologies
- standardisation of powering of the communications adapter connected to the USB port standardisation of the physical and logical communications layer.

3.1.2. Requirements of URE for recording of the meter reading profile

An important condition in the context of reading efficiency is the requirement of the Energy Regulatory Authority to record 15-minute profiles. This requirement was defined by URE over two years ago, but until now there has been no business justification for such frequent readings. There are no products on the market that would require such frequent recording of data. Recording of data once per hour is sufficient for achieving the assumed business goals. Currently, URE is moving away from the requirement to record 15-minute profiles and is replacing it with hour profiles; however the implementation of 15-minute readings has made it possible to gain very valuable experience in the application of PLC LV technology. An example of the capabilities of the technology implemented at ENERGA-OPERATOR SA is shown in Fig. 2 – the results of the analysis of reading efficiency for one of the largest MV/LV stations in terms of the number of consumers supplied. The metering data for this station are recorded every 15 minutes for over 600 consumers. In practice this means that ENERGA-OPERATOR SA has a technology that, in a justified case, can be used to activate the recording of 15-minute profiles for 100% of energy consumers. The information of ENERGA-OPERATOR SA shows that so far none of the distribution network operators has implemented a technology that enables meter readings in 15-minute profiles.

3.2. Lack of finished products capable of meeting the requirements of ENERGA-OPERATOR SA on the market

Smart metering systems are currently not commonly used by distribution network operators around the world. They are implemented only by the most innovative entities, who perceive the energy sector not only in terms of electricity supplies, but also in the context of far-reaching cost optimisation of their activities and the ability to deliver new products and services to consumers. Implementation of AMI systems is a completely new idea in Poland, so any related decisions must be thoroughly thought out and followed by strictly supervised and monitored performance.

As previously mentioned, the AMI project in ENERGA-OPERATOR SA is the first and the most advanced undertaking in this field in our country.

In view of the above, it is clear that some problems and difficulties appeared during the 1st phase of implementation, and ENERGA-OPERATOR SA had to find its own solutions. A strong emphasis was put on interoperability, reliability and innovation of solutions. However, one of the main problems is that on the market there are no finished products that would satisfy all of the requirements of ENERGA-OPERATOR SA:

- there is no smart metering infrastructure which meets the requirements, in particular there are no meters with PRIME communication and a USB port, as well as no balancing meters with required specifications
- there are no ready-made solutions and mechanisms that would meet the requirements for the AMI application system in respect of information systems.

Other important issues which had to be handled by ENERGA-OPERATOR SA during the 1st Stage of AMI implementation include:

- lack of proven, reliable and stable telecommunications infrastructure in Polish OSDs
- tendering procedures conducted in accordance with the Public Procurement Law, resulting in, among others, low quality of tenders submitted by contractors, extension of procedures by suppliers, formal errors
- organisational readiness of corporations to conduct a project this large, including the appointment of project teams, preparation of relevant processes and organisational changes.

3.3. Huge organisational undertaking, requiring effort of the entire company

The Technological Program “Implementation of AMI System in ENERGA-OPERATOR SA” was created as of the date of formal decision to begin the 1st Stage of AMI implementation, i.e. 8 June 2010; it consists of four project teams responsible for:

- implementation of the AMI system metering infrastructure
- implementation of the bidirectional data transmission network for AMI

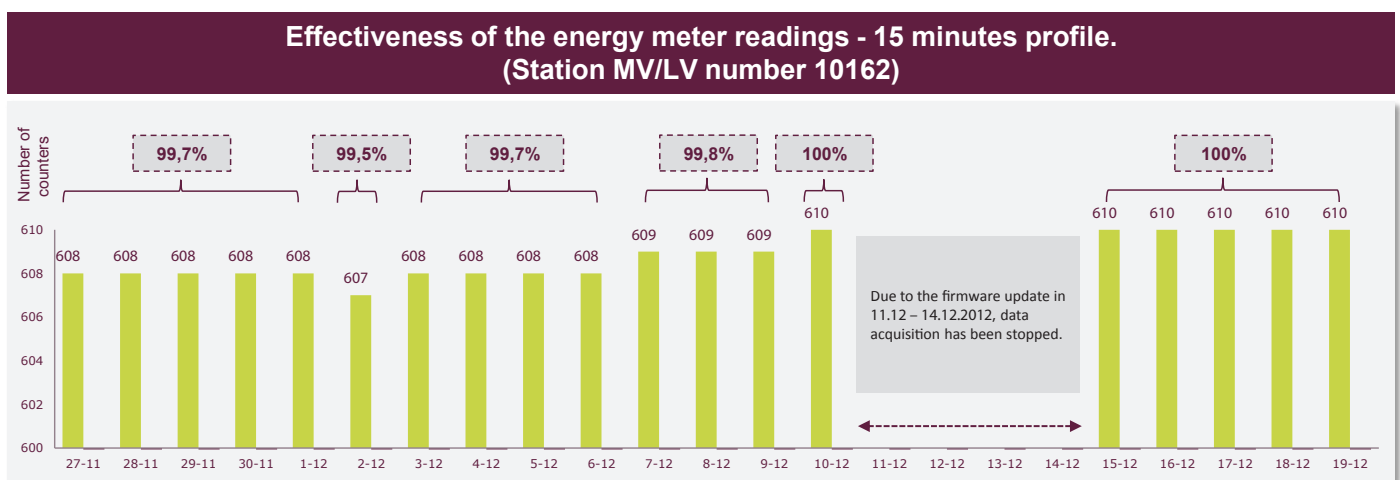


Fig. 2. Accuracy of readings at station no. 10162 in Kalisz [1]

- implementation of the central information system to manage the AMI environment connection of the electricity meters supporting industrial consumers to the Converge System.

In addition to the project teams consisting of employees of ENERGA-OPERATOR SA, the support for design works was provided also by employees of ENERGA-OBRÓT SA and other companies of ENERGA SA Group. It should be noted that ENERGA-OPERATOR SA has been efficiently using own resources during the implementation of AMI project. The Network Work Companies (Spółki Pracy na Sieci – SPNS) are responsible for modernising MV/LV stations, whereas the Customer Technical Support (Techniczna Obsługa Odbiorców – TOO) handles the replacement of meters and installation of balancing units. It was not easy to achieve this functioning of the corporation for the purposes of the implementation of smart metering infrastructure, which required proper organisational changes and preparation of processes. ENERGA-OPERATOR SA also works with the Energy Regulatory Authority (URE), the Polish Power Transmission and Distribution Association (PTPiREE), the Association of Energy Trading (TOE), PSE Operator, other domestic and foreign distribution system operators, as well as with the suppliers of smart metering systems and various types of advisory companies and institutions.

To conclude, the implementation of the 1st Stage of AMI project means many organisational and technical challenges that must be faced by ENERGA-OPERATOR SA. However, it has allowed gathering experience and skills sufficient to implement the smart metering system in the whole company. Much experience has been gained especially in the following areas: modernisation of MV/LV stations, replacement of large numbers of metering devices for individual customers within a specified time limit, and cooperation with suppliers in activation of the purchased infrastructure comprising the smart metering system.

4. The results achieved during the 1st Stage of AMI implementation in ENERGA-OPERATOR SA

- The 1st Stage of AMI implementation is a pioneering solution on the Polish market due to the project innovation and its scale exceeding 100 thousand metering points. ENERGA-OPERATOR SA is the only distribution system operators in Poland to take up such a huge challenge. The implemented AMI solution has allowed to partially achieve the set objectives of ENERGA-OPERATOR SA, as well as to gain much valuable experience and information. The important project achievements of the 1st Stage of AMI implementation include:
 - ability to record readings in 15-minute profiles, in accordance with the requirements of URE
 - provision of metering data for actual settlements with customers
 - introduction of USB ports to metering devices
 - access to the dedicated website for consumers
 - activation of the prepayment meter functionality.

4.1. Recording of readings in 15-minute profiles

In the field of metrology ENERGA-OPERATOR SA is able to provide two-way communications with meters and recording of metering data in 15-minute profiles. The solution implemented in the 1st Stage is fully compatible with the high requirements set by the President of of URE in the Position on AMI. That requirement has not yet been satisfied by any other solution implemented by other OSDs in Poland.

4.2. Provision of metering data for actual settlements with customers

The implemented AMI solution allows sharing data for actual monthly settlements with customers. This solution was tested in practice with one of the electricity sellers – ENERGA-OBRÓT. It already allows using the metering data obtained by electronic means for several thousand electricity meters. It is not necessary to send collectors to read meters at the locations covered by smart metering systems. Based on the actual readings obtained by using AMI, ENERGA-OPERATOR SA is already able to provide the data for settlement of energy consumption by consumers each month. The conclusions from the tests confirmed that it is possible to use this solution in the whole area of ENERGA-OPERATOR SA, as long as AMI meters are installed there. There are works being performed on the production use of data from AMI in billing systems.

4.3. Introduction of USB ports to metering devices

A USB port is one of the requirements introduced by ENERGA-OPERATOR SA to AMI meters. On the one hand, the need to use a communications port in AMI meters arise from the requirements of URE (a specific type of port is not indicated), on the other, the use of an open communication port, i.e. USB, gives new technical possibilities connected with the use of AMI. So far, communications ports have been used in some types of meters, but with many limitations, which could be overcome only in cooperation with the supplier of the particular type of meter and required extra costs. Introduction of a USB port (previously used for communication in personal computers and household devices) to energy meters provides new ways to use electricity meters, for example by communicating the meter with home automation devices, which receive the information that enable optimisation of their operation.

4.4. Access to the dedicated website for consumers

In connection with the first activation, ENERGA-OPERATOR SA provides a dedicated website and mobile applications for smartphones and tablets to selected electricity consumers. The solution functionalities include the option of the analysis of energy consumption patterns by comparing the consumption of the particular consumer with the average consumption by other consumers and the identification of high consumption periods; thus they enable optimisation which takes into account the differences in energy prices in respective tariffs. Other planned

amenities for consumers are SMS and e-mail notifications about power failures detected on the basis of the analysis of the AMI system operation and about the estimated time of their removal. Users can log in to the AMI website on the Internet page, in the log-in screen. After logging in to the service, the users of smart meters can create own accounts to facilitate future use of the website. Fig. 3–5 below show several selected views of the website tabs.

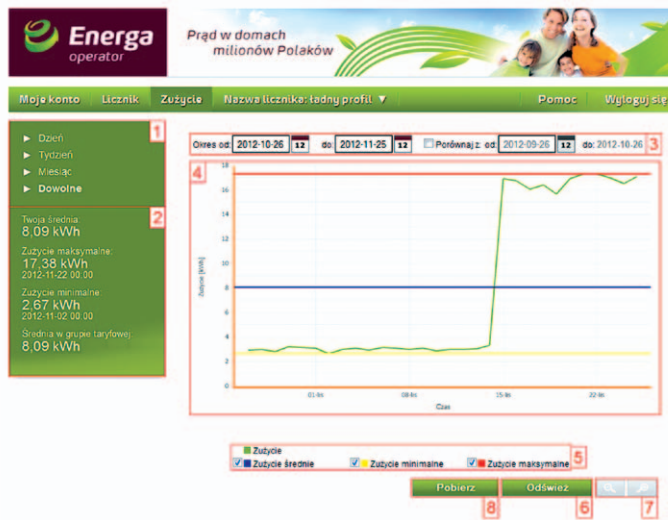


Fig. 5. View of the “Consumption” (zużycie) tab

4.5. Activation of the prepayment meter functionality

Implementation of AMI meters allows selling electricity in prepayment practically to any consumer covered by the AMI implementation. This solution is based on the use of fundamental operating characteristics of AMI. AMI meters use telecommunications links to transfer the information about the amount of energy consumed by the customer to the AMI information system. This information is automatically transferred to the energy seller’s system where it is then analysed. If the pre-paid energy sale system detects that the limit of energy that can be supplied to the consumer has been depleted, the AMI system receives an order to hold or reduce supplies. The seller is responsible for ensuring the support of channels for the energy supplied in the prepayment model. As a result of the implementation of the pre-paid energy sale model with the use of AMI the service that is currently available with major limitations will be available to all interested consumers. A major advantage of the solution is that, unlike today, the pre-paid sales of energy will not require special costly meters.

Currently, ENERGA-OPERATOR SA and ENERGA-OBROT SA are testing the operation of platform for selling energy in the prepayment model. Once the tests are complete the service can be provided to consumers. The estimated date on which the solution will be made available is the second half of 2013, depending on ENERGA-OBROT SA.

5. Final conclusions

Smart metering systems are currently not commonly used by distribution network operators around the world. They are implemented only by the most innovative entities, who perceive the energy sector not only in terms of electricity supplies, but also in the context of far-reaching cost optimisation of their activities and the ability to deliver new products and services to consumers.

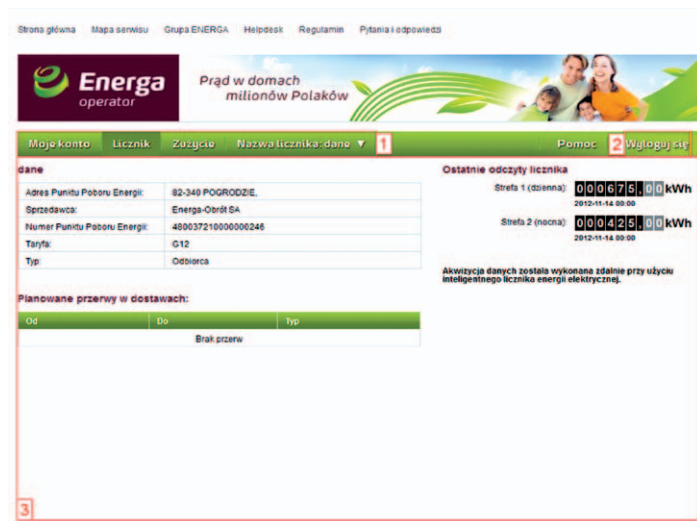


Fig. 3. User account



Fig. 4. View of the “Meter” (licznik) tab

Implementation of AMI systems is a completely new idea in Poland, so – obviously – any related decisions must be thoroughly thought out and followed by strictly supervised and monitored performance. In Poland, smart metering systems are perceived primarily as a tool that allows optimising the readings of meters by collectors. This is a false assumption, as those solutions should be looked at in a much broader perspective. In the future, smart metering will enable full balancing of power grid at all its levels. Illegal electricity consumption will be much more difficult. The condition of power grid will be analysed almost in real time so it will be possible to quickly locate and remove failures and to manage the grid in such a way as to prevent blackouts or extensive power failures. The quality of energy supplied to the end customer will be monitored on a regular basis to ensure smooth operation of devices. The environmental aspects of implementation of smart metering are also important. It will be possible to use renewable energy sources on a much larger scale in the locations with smart metering systems, and, essentially, to manage and evaluate their impact on the power grid. Now such a solution is not possible in the whole grid.

Another important aspect of AMI implementation is the social factor related to supply of electricity. In accordance with expectations of URE, AMI implementation will allow to guarantee that sensitive consumers receive energy on the so-called social level. Naturally, all of this won't happen overnight and the full use of smart metering will probably take many years. However, bearing in mind the economic viability of this undertaking, there is no turning back from implementation of smart grids. It is obvious that the first phase of implementation was characterised by various problems and difficulties, but there are known ways to

solve them. A solution was built after several months of work, but it has not been implemented by any distribution network operator, in particular in respect of meter reading in 15-minute profiles.

During the 1st Stage of AMI implementation ENERGA-OPERATOR SA gained much experience, which allows it to clearly demonstrate that an effective implementation of AMI systems is possible. It should be noted that the above-mentioned experience has already been taken into account in preparations for the next stages of the project.

REFERENCES

1. ENERGA-OPERATOR SA, Podsumowanie wdrożenia Etapu I projektu AMI wg stanu na dzień 31 grudnia 2012 [*The Summary of implementation of the 1st Stage of AMI Project as of 31 December 2012*], Gdańsk, January 2013.
2. Urząd Regulacji Energetyki, 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 [*Energy Regulatory Authority, The Position of the President of URE on the necessary requirements for the smart metering systems implemented by OSD E, taking into account the purpose and the proposed support mechanisms for the postulated market model*] Warsaw, May 2011.
3. Urząd Regulacji Energetyki, Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2011 [*Energy Regulatory Authority, The National Report of the President of the Energy Regulatory Authority*], July 2011.

Robert Masiąg

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: robert.masiag@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, major in electronic engineering at the Technical University of Lublin. After graduating he started working in a large telecommunications company where he focused on telecommunications and information infrastructure management. He managed teams of specialists while implementing large and complex IT projects. The biggest of them was the development of the construction and implementation concept for the central data collection system supporting billing records from more than 10 million customers. In recent years he was responsible for developing several IT systems in the areas of billing data collection and interconnect billing. In ENERGA-OPERATOR SA he acts as a representative of the management board for smart grid implementation, and directs the works related to the implementation of the AMI system, which will provide the base for building Smart Grid.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 113–120. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w ENERGA-OPERATOR SA – od pomysłu do realizacji

Autor

Robert Masiąg

Słowa kluczowe

inteligentna infrastruktura pomiarowa, AMI, ENERGA-OPERATOR SA

Streszczenie

W artykule zaprezentowano podsumowanie wdrożenia Etapu I projektu systemu inteligentnego opomiarowania w ENERGA-OPERATOR SA. Głównym celem projektu jest zapewnienie zdalnego zarządzania układami pomiarowymi oraz zdalne pozyskiwanie danych pomiarowych, ograniczenie różnicy bilansowej, zwiększenie efektywności dostarczanej energii i sprawne zarządzanie siecią, a w późniejszej perspektywie kontrolowanie przez odbiorców zużycia energii oraz wiele innych udogodnień. W pracy opisano założenia biznesowe oraz techniczne, wyzwania związane z realizacją przedsięwzięcia, osiągnięte wyniki, a także uzasadnienie podjęcia decyzji o realizacji projektu przez spółkę.

1. Wstęp

Od dłuższego czasu kraje Unii Europejskiej inwestują w działania na rzecz wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Zgodnie z unijną dyrektywą państwa członkowskie mają obowiązek zainstalowania przynajmniej 80% inteligentnych liczników energii do 2020 roku, jednak każde z państw jest na innym etapie wdrożenia. Dla przykładu Włosi jako pierwsi wdrożyli nowe rozwiązanie i pod koniec ubiegłego roku wymienili już niemal wszystkie stare liczniki (99%) na inteligentne. Natomiast w Hiszpanii dyrektywa jest dopiero wdrażana i do tej pory zastąpiono ok. 1 mln liczników. Celem Hiszpanów jest wymiana wszystkich urządzeń do końca 2018 roku, a więc dwa lata przed datą określoną w unijnej dyrektywie. Inne kraje, jak na przykład Francja, dopiero rozpoczynają implementację nowych regulacji.

Jak prezentuje się Polska na tle innych państw członkowskich? Czy wdrożenie AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*, zaawansowana infrastruktura pomiarowa) jest rzeczywiście opłacalne dla polskiej gospodarki? Czy rzeczywiście wdrożenie inteligentnego opomiarowania przyniesie korzyści nie tylko operatorom sieci dystrybucyjnej, ale także odbiorcom energii elektrycznej?

Od ok. trzech lat trwają prace nad wdrożeniem inteligentnego opomiarowania w Polsce. W maju 2011 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki opublikował „Stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych (...)” – trwają prace nad kolejnymi. Celem stanowiska URE jest rozposzechnienie i zachęcenie dystrybutorów energii do wdrożenia AMI w kraju. W związku z powyższym wielu operatorów sieci dystrybucyjnej podjęło się wyzwania, jakim jest projekt inteligentnego opomiarowania, który ma szansę powieść się w Polsce. Czas pokazał, że potencjalne problemy związane z wdrożeniem AMI mogą być na bieżąco zarządzane i że możliwe są działania pozwalające na ich

rozwiązywanie. ENERGA-OPERATOR SA prowadzi najbardziej zaawansowane prace nad wdrożeniem AMI w Polsce. Wdrożenie AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest realizowane od 22 lutego 2010 roku. Pierwsze pół roku przeznaczono na analizę techniczno-ekonomiczną przedsięwzięcia oraz na szczegółowe zaplanowanie inwestycji. Następnie przeprowadzono wiele publicznych postępowań przetargowych, podczas których zakontraktowano elementy niezbędne do realizacji Etapu I wdrożenia. Główne postępowania dotyczyły: budowy centralnego systemu informatycznego AMI z funkcjonalnością Centralnej Bazy Pomiarów, dostaw niezbędnej infrastruktury telekomunikacyjnej oraz infrastruktury pomiarowej. Decyzję o uruchomieniu realizacji Etapu I wdrożenia AMI podjęto 8 czerwca 2010 roku.

1.1. Cel projektu

Wdrożenie projektu pozwala na realizację wielu korzyści dla ENERGA-OPERATOR SA. Najważniejsze z nich dotyczą:

- ograniczenia różnicy bilansowej
 - redukcji kosztów odczytów inkasenckich
 - identyfikacji miejsc przerw w zasilaniu odbiorców
 - zapewnienia opomiarowania prosumentów
 - uruchomienia funkcji przedpłatowej licznika
 - utrwalenia wizerunku ENERGA-OPERATOR SA jako firmy innowacyjnej i nakierowanej na efektywność ekonomiczną.
- Ponadto projekt pozwala na generowanie korzyści również dla odbiorców energii elektrycznej. Najważniejsze z nich dotyczą:
- udostępnienia danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem
 - udostępnienia danych o zużyciu energii w portalu WWW dla odbiorców
 - potencjalnego ograniczenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców
 - wzmocnienia pozycji odbiorcy energii elektrycznej na rynku
 - podwyższenia jakości oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej
 - oferowania nowych usług i produktów.

1.2. Zakres projektu

Wdrożenie systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest zadaniem innowacyjnym i złożonym. To pierwszy i najbardziej zaawansowany tego typu projekt w Polsce. Wdrożenie systemu AMI obejmuje cały obszar działania ENERGA-OPERATOR SA dla klientów taryf G oraz C1:

- liczba klientów komunalnych (taryfa G): 2,8 mln
- liczba klientów biznesowych (taryfa C1): 290 tysięcy.

W sumie wymienionych zostanie ok. 3,1 mln liczników. Zakres całego projektu obejmuje:

- instalację i uruchomienie infrastruktury inteligentnego opomiarowania (m.in. liczniki komunalne oraz zestawy koncentratorowo-bilansujące)
- instalację oraz uruchomienie infrastruktury telekomunikacyjnej
- zaimplementowanie oraz uruchomienie aplikacji AMI powiązanej z centralną bazą danych pomiarowych.

2. Koncepcja wdrożenia systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA

2.1. Wybrane założenia biznesowe

Przygotowania do wdrożenia systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA rozpoczęto od opracowania „Studium wykonalności wdrożenia systemu AMI”. Etap ten trwał do 23 czerwca 2010 roku. Na podstawie studium wykonalności powstała koncepcja realizacji projektu AMI, która obejmowała wiele założeń biznesowych, najważniejsze z nich były następujące:

- wdrożenie AMI powinno przynieść korzyści zarówno dla ENERGA-OPERATOR SA, jak i odbiorców energii
- wdrożenie AMI ma być optymalne pod względem kosztów oraz w maksymalnym stopniu powinno bazować na wykorzystaniu zasobów ENERGA-OPERATOR SA
- wdrożenie powinno umożliwiać integrację systemu AMI z przyszłymi rozwiązaniami w zakresie inteligentnych sieci (koncepcja Smart Grid Ready)
- kontraktowanie dostaw powinno być realizowane w taki sposób, aby pozwalało na elastyczną zmianę dostawców i ograniczenie ze strony ENERGA-OPERATOR SA

długoterminowych zobowiązań, wynikających z zawartych kontraktów.

2.2. Główne założenia techniczne

Na potrzeby realizacji projektu zdefiniowano założenia techniczno-organizacyjne, dotyczące architektury rozwiązania i sposobu jego wdrożenia. Głównym czynnikiem decydującym o wyborze konkretnych rozwiązań było zabezpieczenie długoterminowego interesu ENERGA-OPERATOR SA. Wychodząc z takiego założenia, podjęto decyzję o podziale architektury rozwiązania na niezależne warstwy technologiczne, połączone ze sobą z wykorzystaniem standardowych interfejsów, powszechnie wykorzystywanych na rynku. Zastosowanie takiego rozwiązania zapewnia możliwość dywersyfikacji dostawców poszczególnych rozwiązań technologicznych, co korzystnie przekłada się na jakość dostarczanych produktów oraz koszty wdrożenia.

W przygotowanej w ramach studium wykonalności koncepcji technicznej architektura systemu AMI została podzielona na trzy główne strefy:

- TAN A (ang. *Technical Area Network*) – obszar ten obejmuje centralny system aplikacyjny AMI wraz z infrastrukturą rozległej sieci teleinformatycznej, niezbędnej do skomunikowania aplikacji AMI z węzłami sieci korporacyjnej, do których będą dostarczane dane pomiarowe z koncentratorów danych. Infrastruktura rozległej sieci teleinformatycznej to m.in. łącza światłowodowe oraz aktywna infrastruktura sieciowa (przełączniki sieciowe, routery, modemy, konwertery)
- TAN B – obszar obejmujący łącza telekomunikacyjne zapewniające skomunikowanie za pośrednictwem modemów oraz koncentratorów danych pomiarowych, zainstalowanych na stacjach SN/nN, z infrastrukturą sieci korporacyjnej ENERGA-OPERATOR SA
- TAN C – obszar obejmujący warstwę infrastruktury pomiarowej systemu AMI, składający się z koncentratorów danych pomiarowych, liczników energii elektrycznej oraz liczników bilansujących, skomunikowanych ze sobą za pośrednictwem technologii PLC LV (wykorzystującej do komunikacji linie energetyczne niskiego napięcia).

Poglądowy podział architektury AMI na strefy TAN A, TAN B, TAN C oraz podstawowe zasady przepływu informacji pomiędzy nimi przedstawiono na rys. 1. Na rysunku pokazano również obszar infrastruktury sieci domowej (ISD), oznaczony jako strefa D, do którego – zgodnie

z zaleceniami URE – mogą być przekazywane informacje z AMI. Obecnie ISD leży poza zakresem projektu AMI oraz poza domeną działania OSD.

Rozwiązanie takie porządkuje logiczną architekturę systemu oraz pozwala na jednoznaczne określenie odpowiedzialności za późniejszą eksploatację całości infrastruktury. Gwarantuje także operatorowi systemu możliwość stosowania praktycznie dowolnych technologii telekomunikacyjnych. Jedynym koniecznym do spełnienia warunkiem jest to, aby modem telekomunikacyjny był wyposażony w technologię Ethernet z TCP/IP. Podejście takie zapewnia również, że w sytuacji niesprawdzenia się któregoś ze stosowanych rozwiązań w konkretnej lokalizacji można w tym miejscu zastosować inną, lepiej dostosowaną technologię telekomunikacyjną.

Co więcej, wprowadzenie podziału na strefy połączone standardowymi interfejsami komunikacyjnymi, umożliwia firmie ENERGA-OPERATOR SA stosowanie w sieci energetycznej liczników i koncentratorów danych pomiarowych różnych producentów. W ramach Etapu I wdrożenia AMI dla poszczególnych stacji SN/nN stosowano liczniki jednego producenta. Natomiast w Etapie II wdrożenia, dzięki zastosowaniu technologii PRIME (z ang. *Powerline Intelligent Metering Evolution*), możliwe będzie stosowanie liczników różnych producentów. ENERGA-OPERATOR SA jako pierwszy operator systemu dystrybucyjnego w kraju wprowadziła wymóg stosowania tego typu rozwiązania.

2.2.1. System informatyczny AMI (TAN A)

W fazie przygotowawczej do wdrożenia systemu aplikacyjnego AMI zdefiniowano następujące kluczowe wymagania:

- system AMI będzie stanowił Centralną Bazę Pomiarów w ENERGA-OPERATOR SA
- rozwój systemu AMI ma być możliwy przez różne podmioty specjalizujące się w budowie systemów informatycznych. ENERGA-OPERATOR SA ma posiadać dostęp i licencje umożliwiające modyfikację kodów źródłowych systemu aplikacyjnego
- w celu zautomatyzowania procesów wymiany informacji pomiędzy AMI i innymi systemami informatycznymi zostaną wdrożone dodatkowe interfejsy komunikacyjne
- system AMI ma zautomatyzować procesy pozyskiwania danych pomiarowych
- system AMI ma umożliwić bilansowanie energii elektrycznej w sieci

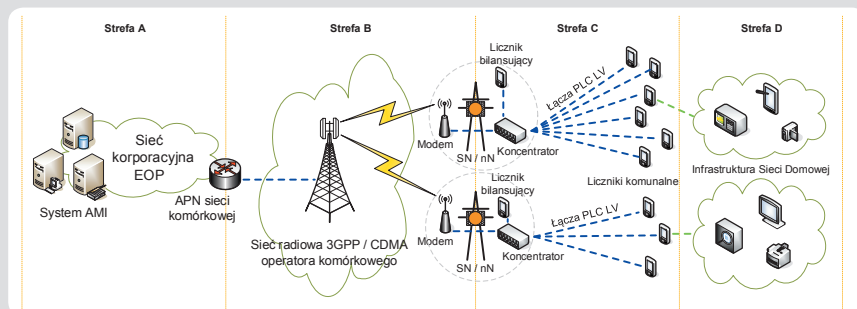
- w ramach usług dodatkowych system AMI ma umożliwić przekazywanie odbiorcy informacji o bieżącym zużyciu energii elektrycznej za pośrednictwem portalu AMI, działającego w sieci Internet. Odbiorcom zostanie również udostępniona aplikacja dedykowana urządzeniom mobilnym (Apple iOS, Android), służąca do wizualizacji danych pomiarowych
- system ma zapewnić możliwość zdalnego odczytu licznika w trybie „na żądanie”, co zgodnie z oczekiwaniami URE uprości i przyspieszy proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej
- system ma umożliwić w przyszłości wdrożenie wielu nowych usług dla odbiorców, w tym np. wizualizację danych pomiarowych, nowe typy taryf energetycznych oraz obsługę sprzedaży energii elektrycznej w modelu przedpłatowym.

System informatyczny AMI jest kluczowym ogniwem w architekturze informatycznej i biznesowej firmy ENERGA-OPERATOR SA. Składa się z trzech głównych warstw:

- komunikacyjnej – obejmującej aktywną infrastrukturę sieciową, na którą składają się przełączniki sieciowe oraz routery. W skład warstwy komunikacyjnej wchodzi również dedykowane serwery akwizycji danych pomiarowych, na których podstawie jest zbudowana część rozwiązania odpowiedzialna za bezpośrednie pobieranie danych pomiarowych z koncentratorów obsługujących liczniki energii elektrycznej. Warstwa komunikacji została zaprojektowana w taki sposób, że uszkodzenie jej pojedynczych elementów nie powoduje przerwy w działaniu systemu, gwarantując wysoką dostępność całego systemu
- zarządczej – która stanowi jednostkę programowo-sprzętową, wydzieloną logicznie z całości rozwiązania. Warstwa zarządcza jest odpowiedzialna za kontrolę wszystkich działań realizowanych w systemie. Główne funkcje tej warstwy to udostępnienie środowiska pracy operatorom systemu, zarządzanie zasobami i procesami zachodzącymi w systemie, autoryzacja użytkowników oraz rejestrowanie i monitorowanie ich działań (w tym zarządzanie prawami dostępu do poszczególnych funkcjonalności), zapewnienie obsługi interfejsów do systemów zewnętrznych, raportowanie związane z funkcjonowaniem systemu oraz zapewnienie bezpieczeństwa teleinformatycznego
- bazy danych – realizującej funkcjonalność Centralnej Bazy Pomiarów. Jednym z głównych elementów warstwy bazy danych są zasoby dyskowe oraz obliczeniowe, zapewniające obecnie możliwość obsługi 800 tysięcy układów pomiarowych, rejestrujących dane z rozdzielczością 15-minutową.

Cechami charakterystycznymi wdrożonego rozwiązania są:

- wysoka dostępność, gwarantująca ciągłość obsługi procesów biznesowych, gdyż uszkodzenie nawet wielu pojedynczych dysków twardej, zainstalowanych w systemie, nie powoduje przerwy w jego działaniu
- wysoka wydajność, zapewniona przez zastosowanie najnowszych dostępnych na rynku technologii (np. 6-rdzeniowe procesory Intel Xeon X5675,



Rys. 1. Wielowarstwowa architektura komunikacji AMI [1]

półprzewodnikowe dyski twarde SSD, interfejsy sieciowe *InfiniBand*, duże bufor pamięci Smart Flash Cache), gwarantująca płynność realizacji procesów biznesowych i możliwość wydajnego przetwarzania dużych wolumenów danych

- łatwa skalowalność rozwiązania, możliwa do realizacji poprzez dołożenie do obecnej infrastruktury odpowiednich dysków twardych lub modułów procesorowych.

Co ważne, we wszystkich warstwach systemu AMI zastosowano sprawdzone technologie teleinformatyczne, wykorzystywane w stosowanych na całym świecie rozwiązaniach, gdzie ciągłość działania i wydajność są kluczowymi dla użytkownika parametrami.

2.2.2. Warstwa telekomunikacyjna (TAN A i TAN B)

Główne wymagania dotyczące łączności pomiędzy koncentratorem danych pomiarowych oraz systemem informatycznym AMI zostały zdefiniowane następująco:

- wdrażane rozwiązanie ma umożliwiać stosowanie dowolnych, uzasadnionych technicznie i ekonomicznie rozwiązań telekomunikacyjnych
- minimalna wymagana przepływność stosowanych łączy telekomunikacyjnych to 64 kbit/sek. Wymaganie to zdefiniowano w celu zapewnienia możliwości wykorzystywania warstwy telekomunikacyjnej systemu AMI do wdrażania nowych funkcjonalności. Przykładem takiego zastosowania może być zarządzanie siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem sieci inteligentnych
- ma zostać zapewniona możliwość wymienności technik telekomunikacyjnych przez zapewnienie standardowego interfejsu komunikacyjnego Ethernet z obsługą protokołów TCP/IP.

2.2.3. Warstwa infrastruktury pomiarowej (TAN C)

W zakresie warstwy infrastruktury pomiarowej główne wymagania zostały określone następująco:

- wdrażana infrastruktura pomiarowa AMI musi spełniać wymagania prezesa URE, opublikowane w stanowisku dotyczącym minimalnych wymagań AMI
- każdy licznik energii elektrycznej będzie mógł działać w trybie przedpłatowym, jednak logika obsługi procesów przedpłatowych będzie umiejscowiona poza licznikiem
- każdy licznik będzie wyposażony w zdalnie zarządzany moduł, którym będzie można ograniczać moc dostarczoną do odbiorcy – funkcjonalność oczekiwana przez URE, szczególnie pożądana dla zapewnienia dostaw energii do odbiorców wrażliwych
- licznik energii elektrycznej umożliwi przesyłanie odczytów do aplikacji centralnej z liczników innych mediów (np. gaz, ciepło), dzięki wykorzystaniu lokalnej komunikacji z tymi licznikami; licznik musi być przygotowany na możliwość integracji z wykorzystaniem protokołów komunikacyjnych, które w obecnym czasie nie są zdefiniowane i będą podlegać rozwojowi w przyszłości
- liczniki wyposażone będą w interfejs umożliwiający podłączenie modułu komunikacyjnego na potrzeby

przekazywania informacji do urządzeń ISD, m.in. o bieżącym zużyciu, w trybie zbliżonym do czasu rzeczywistego.

Ponadto określono wymagania techniczne dla trzech głównych typów urządzeń, z których zbudowana jest warstwa infrastruktury pomiarowej systemu AMI, tj. dla liczników komunalnych, liczników bilansujących oraz koncentratorów danych pomiarowych. Łącznie zostało zdefiniowanych ponad 160 szczegółowych wymagań technicznych.

2.2.4. Bezpieczeństwo teleinformatyczne oraz ochrona prywatności odbiorców

Bardzo ważnym czynnikiem związanym z wdrożeniem całości infrastruktury AMI jest zapewnienie bezpieczeństwa rozwiązania. Mając na uwadze, że wykorzystanie infrastruktury AMI niezgodnie z jej przeznaczeniem może powodować wiele zagrożeń związanych z zapewnieniem ciągłości zasilania odbiorców, już na etapie definiowania wymagań technicznych określono wiele funkcjonalności pozwalających na zwiększenie bezpieczeństwa systemu. Wymagania dotyczące bezpieczeństwa zostały zdefiniowane dla wszystkich warstw wdrażanego rozwiązania: aplikacji, telekomunikacji oraz infrastruktury pomiarowej. Główne z nich to: możliwość szyfrowania danych przesyłanych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu, zastosowanie wymiennych kluczy kryptograficznych, zapewnienie wysokiej niezawodności systemu oraz redundancja kluczowych elementów rozwiązania. W celu zapewnienia należytej ochrony danych pomiarowych przyjęto, że będą one traktowane tak jak dane osobowe. W aplikacji AMI zostały wprowadzone mechanizmy rejestracji wszystkich operacji związanych z pobieraniem, modyfikacją oraz udostępnianiem danych. Zdefiniowano wiele poziomów uprawnień pozwalających na kontrolę dostępu do odpowiednich kategorii danych przetwarzanych w systemie oraz wprowadzono zaawansowane mechanizmy zarządzania, związane z parametryzacją i administracją całości systemu.

3. Wyzwania związane z realizacją przedsięwzięcia

3.1 Specyficzne wymagania URE ws. AMI

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, jeden z głównych interesariuszy oraz zwolenników wdrożenia AMI w naszym kraju, opublikował 31 maja 2011 roku stanowisko 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. W stanowisku określone zostały minimalne wymagania odnośnie funkcjonalności systemów klasy AMI. Jednocześnie URE jest w trakcie prac nad dokumentami dotyczącymi bezpieczeństwa AMI, wymagań w zakresie infrastruktury sieci domowej oraz postulowanego modelu rynku opomiarowania w Polsce z udziałem operatora informacji pomiarowej (OIP). Specyficzne wymagania URE ws. AMI dotyczą implementacji w licznikach inteligentnych interfejsu HAN (z ang. *Home Area Network*, sieć domowa), a także rejestracji profilu odczytu liczników.

3.1.1. Wymagania URE w zakresie interfejsu HAN

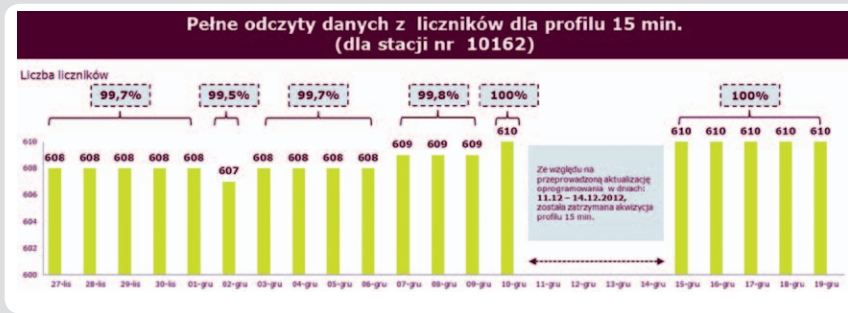
Elementem, który stanowi nowe wymaganie techniczne dotyczące liczników energii elektrycznej, jest implementacja w liczniku interfejsu komunikacyjnego do infrastruktury sieci domowej odbiorcy (ISD, HAN). Konieczność implementacji tego interfejsu wynika z wymagań URE i należy podkreślić, że jest to wymóg specyficzny dla rynku polskiego. W ENERGA-OPERATOR SA podjęto decyzję, że rolę interfejsu HAN będzie pełnił port USB. Wymagania URE nie określają konkretnego typu portu, każdy OSD może więc stosować dowolny interfejs HAN w licznikach AMI. W ENERGA-OPERATOR SA wybrano port USB, ponieważ jest to otwarty port komunikacyjny, który stwarza nowe możliwości techniczne związane z wykorzystaniem liczników AMI. Zaletami zastosowania portu USB w liczniku energii elektrycznej są:

- możliwość stosowania dowolnej technologii komunikacji (od USB do bramy domowej)
- możliwość dostosowania technologii komunikacji do miejsca instalacji licznika, poprzez zastosowanie odpowiedniego adaptera podłączanego do portu USB
- możliwość stosowania bezprzewodowych oraz przewodowych technologii komunikacji
- otwartość rozwiązania na zastosowanie nowych, nieznanych jeszcze dzisiaj technologii
- standaryzacja sposobu zasilania podłączonego do portu USB adaptera komunikacyjnego
- standaryzacja warstwy fizycznej i logicznej komunikacji.

3.1.2. Wymagania URE w zakresie rejestracji profilu odczytu liczników

W kontekście skuteczności odczytów istotnym uwarunkowaniem jest wymaganie Urzędu Regulacji Energetyki rejestracji profilu 15-minutowego. Wymaganie to zostało zdefiniowane przez URE ponad dwa lata temu, niemniej do chwili obecnej nie ma biznesowego uzasadnienia dla tak częstej realizacji odczytów. Na rynku nie są dostępne żadne produkty, które wymagałyby tak częstej rejestracji danych. Na potrzeby osiągnięcia założonych celów biznesowych wystarczająca jest rejestracja danych co godzinę. Obecnie URE odchodzi od wymagania rejestracji profilu 15-minutowych na rzecz profilu godzinowych, niemniej realizacja odczytów 15-minutowych pozwoliła na uzyskanie bardzo cennych doświadczeń związanych ze stosowaniem technologii PLC LV. Jako przykład możliwości wdrożonej w ENERGA-OPERATOR SA technologii przedstawiono na rys. 2 wyniki analizy skuteczności odczytów dla jednej z największych stacji SN/nN pod względem liczby zasilanych odbiorców. Dane pomiarowe dla tej stacji rejestrowane są co 15 minut dla ponad 600 odbiorców.

W praktyce oznacza to, że ENERGA-OPERATOR SA dysponuje technologią, która pozwala w razie uzasadnionej biznesowo potrzeby na włączenie rejestracji profilu 15-minutowych dla 100% odbiorców energii. Z posiadanych przez ENERGA-OPERATOR SA informacji wynika, że do tej pory żaden operator sieci dystrybucyjnej nie wdrożył technologii umożliwiającej odczytywanie liczników w profilu 15-minutowym.



Rys. 2. Skuteczność odczytów na stacji nr 10162 w Kaliszu [1]

3.2. Brak na rynku gotowych produktów, pozwalających na spełnienie wymagań ENERGA-OPERATOR SA

Systemy inteligentnego opomiarowania nie są obecnie rozwiązaniami, które są powszechnie stosowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych na świecie. Na ich wdrożenie decydują się wyłącznie najbardziej innowacyjne podmioty, postrzegające energetykę nie tylko przez pryzmat dostarczania energii elektrycznej, ale też przez daleko idącą optymalizację kosztów swoich działań oraz możliwości dostarczania odbiorcom nowych produktów i usług. W Polsce wdrożenia systemów AMI są całkowitą nowością, w związku z czym decyzje o ich realizacji muszą być dogłębnie przemyślane, a realizacja ściśle nadzorowana i monitorowana. Jak wcześniej wspomniano, projekt AMI w ENERGA-OPERATOR SA jest pierwszym i najbardziej zaawansowanym tego typu przedsięwzięciem w naszym kraju.

Mając na uwadze powyższe, oczywiste jest, że w trakcie pierwszej fazy wdrożenia wystąpiły różnego rodzaju problemy i trudności, dla których ENERGA-OPERATOR SA musiała znaleźć autorskie rozwiązania. Duży nacisk położono na interoperacyjność, niezawodność oraz innowacyjność stosowanych rozwiązań. Jednak, jednym z głównych problemów jest brak na rynku gotowych produktów pozwalających na spełnienie wszystkich wymagań ENERGA-OPERATOR SA:

- brak infrastruktury inteligentnego opomiarowania spełniającej wymagania, a w szczególności brak liczników z komunikacją PRIME i portem USB, a także brak zestawów koncentratorowo-bilansujących o wymaganej specyfikacji
- brak gotowych rozwiązań i mechanizmów w zakresie systemów informatycznych, spełniających wymagania w zakresie systemu aplikacyjnego AMI.

Innymi istotnymi problemami, jakim musiała sprostać ENERGA-OPERATOR SA podczas realizacji Etapu I wdrożenia AMI, są m.in.:

- brak sprawdzonej, niezawodnej i stabilnie działającej infrastruktury telekomunikacyjnej w warunkach polskich OSD
- realizacja postępowań przetargowych zgodnie z Prawem zamówień publicznych, a w konsekwencji m.in. niska jakość ofert składanych przez wykonawców, wydłużanie postępowań przez dostawców, błędy formalne
- przygotowanie organizacyjne korporacji do prowadzenia tak dużego projektu, m.in. powołanie zespołów projektowych, przygotowanie odpowiednich procesów i zmian organizacyjnych.

3.3. Ogromne przedsięwzięcie organizacyjne, wymagające wysiłku całego przedsiębiorstwa

W dniu podjęcia formalnej decyzji o uruchomieniu realizacji Etapu I wdrożenia AMI, 8 czerwca 2010 roku, powołano Program Technologiczny „Wdrożenie systemu AMI w ENERGA-OPERATOR SA”, w którego skład weszły cztery zespoły projektowe odpowiedzialne za:

- wdrożenie infrastruktury pomiarowej systemu AMI
- wdrożenie dwukierunkowej sieci transmisji danych na potrzeby systemu AMI
- wdrożenie centralnego systemu informatycznego na potrzeby zarządzania środowiskiem AMI
- przyłączenie do systemu Converge liczników energii elektrycznej obsługujących odbiorców przemysłowych.

Oprócz zespołów projektowych złożonych z pracowników ENERGA-OPERATOR SA wsparcia w pracach projektowych udzielili również pracownicy ENERGA-OBRÓT SA oraz innych spółek Grupy Kapitałowej ENERGA SA. Warto podkreślić, że ENERGA-OPERATOR SA efektywnie wykorzystuje własne zasoby podczas wdrożenia projektu AMI. Spółki Pracy Na Sieci (SPNS) realizują modernizację stacji SN/nN, a Techniczna Obsługa Odbiorców (TOO) wymianę liczników oraz montaż zestawów koncentratorowo-bilansujących. Aby doprowadzić do takiego funkcjonowania korporacji na potrzeby projektu wdrożenia infrastruktury inteligentnego opomiarowania, konieczne było wprowadzenie odpowiednich zmian organizacyjnych oraz przygotowanie procesów, co nie było łatwym zadaniem. ENERGA-OPERATOR SA współpracuje również z Urzędem Regulacji Energetyki (URE), Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), Towarzystwem Obrotu Energią (TOE), PSE Operator, innymi krajowymi i zagranicznymi operatorami systemów dystrybucyjnych, a także z dostawcami inteligentnego opomiarowania oraz z różnego rodzaju firmami i instytucjami o charakterze doradczym.

Reasumując, wdrożenie Etapu I projektu AMI postawiło ENERGA-OPERATOR SA przed wieloma wyzwaniami organizacyjnymi i technicznymi. Niemniej jednak pozwoliło na zebranie doświadczeń i kompetencji umożliwiających realizację wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w skali całej firmy. W szczególności zdobyto wiele praktycznych doświadczeń w zakresie modernizacji stacji SN/nN, organizacji wymiany dużej liczby układów

miarowych u klientów indywidualnych w ściśle określonym czasie oraz współpracy z dostawcami w uruchomieniu zakupionej infrastruktury wchodzącej w skład inteligentnego opomiarowania.

4. Wyniki osiągnięte podczas etapu i wdrożenia AMI w ENERGA-OPERATOR SA

Etap I wdrożenia AMI jest pionierskim rozwiązaniem na rynku polskim ze względu na innowacyjność przedsięwzięcia oraz skalę przekraczającą 100 tys. punktów pomiarowych. ENERGA-OPERATOR SA to jedyny z operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce, który podjął się tak dużego wyzwania.

Wdrażanie rozwiązanie AMI pozwoliło częściowo osiągnąć zamierzone cele stawiane przez ENERGA-OPERATOR SA, jak również zebrać wiele cennych doświadczeń i informacji.

Do istotnych osiągnięć projektowych Etapu I wdrożenia AMI zaliczyć można:

- możliwość realizacji odczytów w rejestrze profili 15-minutowych, zgodnych z wymaganiami URE
- udostępnienie danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem
- wprowadzenie portu USB do urządzeń pomiarowych
- udostępnienie dedykowanego portalu internetowego dla odbiorców
- uruchomienie funkcji przedpłatowej licznika.

4.1. Realizacja odczytów w rejestrze profili 15-minutowych

W obszarze metrologii ENERGA-OPERATOR SA dysponuje dwukierunkową komunikacją z licznikami oraz rejestracją danych pomiarowych w profilu 15-minutowym. Wdrożone w ramach Etapu I rozwiązanie jest w pełni zgodne z wysokimi wymaganiami postawionymi przez prezesa URE w stanowisku ds. AMI. Wymagania tego nie spełniają, jak dotychczas, żadne inne rozwiązania wdrażane przez pozostałych OSD w Polsce.

4.2. Udostępnienie danych pomiarowych na potrzeby rozliczeń rzeczywistych z klientem

Wdrożenie rozwiązanie AMI umożliwia udostępnianie danych na potrzeby rzeczywistych, miesięcznych rozliczeń z klientem. W praktyce rozwiązanie to zostało przetworzone z jednym ze sprzedawców energii elektrycznej – ENERGA-OBRÓT SA. Polega ono na tym, że już w tej chwili dla kilkudziesięciu tysięcy liczników energii elektrycznej istnieje możliwość wykorzystania danych pomiarowych odczytanych drogą elektroniczną. Do lokalizacji objętych inteligentnym opomiarowaniem nie jest konieczne wysyłanie inkasentów w celu dokonania odczytu. Już obecnie na podstawie odczytu rzeczywistego, zrealizowanego za pomocą AMI, ENERGA-OPERATOR SA jest w stanie co miesiąc zapewnić dane do rozliczenia zużycia energii przez odbiorcę. Wnioski z testów potwierdziły możliwość stosowania tego rozwiązania na całym obszarze ENERGA-OPERATOR SA, o ile tylko zostaną zamontowane liczniki AMI. Obecnie prowadzone są prace nad produkcyjnym wykorzystaniem danych z AMI w systemach rozliczeniowych.

4.3. Wprowadzenie portu USB do urządzeń pomiarowych

Jednym z wymagań, które ENERGA-OPERATOR SA wprowadziła do liczników AMI, jest port komunikacyjny USB. Z jednej strony konieczność stosowania portu komunikacyjnego w liczniku AMI wynika z wymagań URE (nie jest określony konkretny typ portu), a z drugiej strony zastosowanie otwartego portu komunikacyjnego, jakim jest USB, stwarza nowe możliwości techniczne związane z wykorzystaniem liczników AMI. Dotychczas w niektórych typach liczników występowały porty komunikacyjne, ich wykorzystanie było jednak związane z wieloma ograniczeniami, których wyeliminowanie wymagało współpracy z dostawcą danego typu licznika i poniesienia dodatkowych kosztów. Wprowadzenie do licznika energii portu USB (stosowanego dotychczas do komunikacji w komputerach osobistych oraz urządzeniach domowych) powoduje, że możliwe są nowe sposoby wykorzystania liczników energii elektrycznej, polegające np. na skomunikowaniu licznika z urządzeniami automatyki domowej i przekazywanie do nich informacji pozwalających na optymalizację pracy urządzeń odbiorcy.

4.4. Udostępnienie dedykowanego portalu internetowego dla odbiorców

ENERGA-OPERATOR SA w ramach uruchomienia pilotażowego udostępnia wybranym odbiorcom energii elektrycznej dedykowany portal internetowy oraz aplikacje mobilne na smartfony i tablety. Funkcjonalności rozwiązania obejmują możliwość analizy schematów zużycia energii poprzez porównanie zużycia danego odbiorcy do średniego zużycia innych odbiorców oraz identyfikację okresów podwyższonego zużycia, a co za tym idzie umożliwiają optymalizację uwzględniającą różnice w cenach energii w poszczególnych przedziałach taryfowych. Inne planowane udogodnienia dla odbiorców to powiadomienia SMS oraz e-mail o przerwach w zasilaniu wykrytych na podstawie analizy działania systemu AMI i przewidywanym czasie ich usunięcia.

Aby zalogować się do portalu AMI, należy w sieci Internet wejść na stronę WWW, gdzie wyświetli się ekran logowania. Po zalogowaniu do serwisu użytkownicy inteligentnych liczników mają możliwość utworzenia swojego konta, ułatwiającego przyszłe korzystanie z portalu. Obok, na rys. 3–5, przedstawiono kilka wybranych widoków zakładki portalu.

4.5. Uruchomienie funkcji przedpłatowej licznika

Wdrożenie liczników AMI umożliwia sprzedaż energii elektrycznej na zasadach przedpłaty praktycznie każdemu odbiorcy objętemu wdrożeniem AMI. Zasada działania tego rozwiązania bazuje na wykorzystaniu podstawowych cech funkcjonowania infrastruktury pomiarowej AMI. Licznik AMI za pośrednictwem łączy telekomunikacyjnych przekazuje do systemu informatycznego AMI informacje o ilości energii zużywanej przez odbiorcę. Informacje te są na bieżąco przekazywane do systemu sprzedawcy energii, w którym są poddawane analizie. W razie stwierdzenia przez system obsługi przedpłatowej sprzedaży



Strona główna Mapa serwisu Grupa ENERGA Helpdesk Regulamin Pytania i odpowiedzi

Energa operator Prąd w domach milionów Polaków

Moje konto Licznik Zużycie Nazwa licznika: dane 1 Pomoc 2 Wgłoguj się

dane

Adres Punktu Poboru Energii:	82-340 POGRODZIE.
Sprzedawca:	Energa-Obrót SA
Numer Punktu Poboru Energii:	480037210000000246
Taryfa:	G12
Typ:	Odbiorca

Ostatnie odczyty licznika

Strefa 1 (dzienna): 000675,00 kWh
2012-11-14 00:00

Strefa 2 (nocna): 000425,00 kWh
2012-11-14 00:00

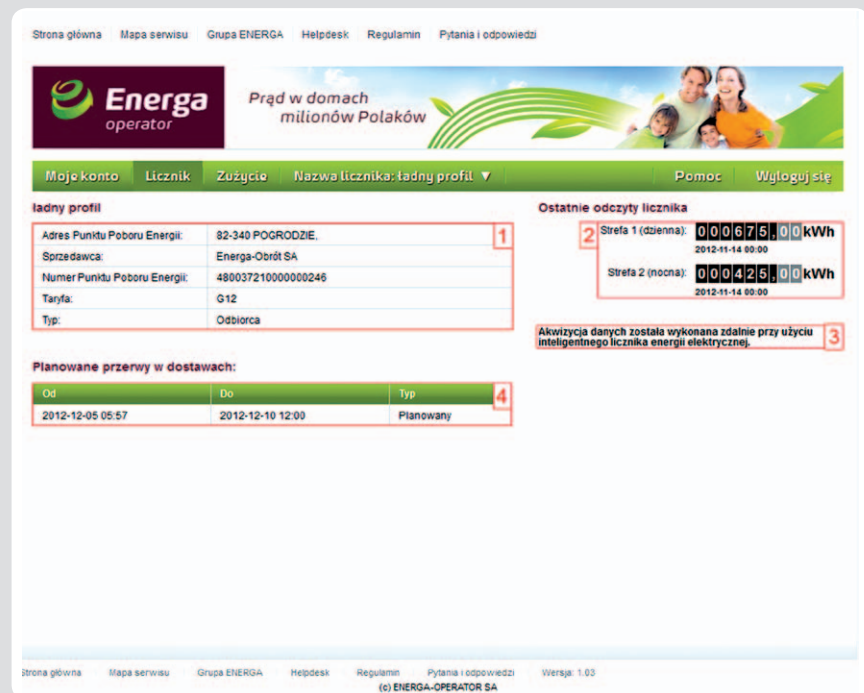
Akwizycja danych została wykonana zdalnie przy użyciu inteligentnego licznika energii elektrycznej.

Planowane przerwy w dostawach:

Od	Do	Typ
Brak przerw		

3

Rys. 3. Konto użytkownika



Strona główna Mapa serwisu Grupa ENERGA Helpdesk Regulamin Pytania i odpowiedzi

Energa operator Prąd w domach milionów Polaków

Moje konto Licznik Zużycie Nazwa licznika: ładny profil Pomoc Wgłoguj się

ładny profil

Adres Punktu Poboru Energii:	82-340 POGRODZIE.
Sprzedawca:	Energa-Obrót SA
Numer Punktu Poboru Energii:	480037210000000246
Taryfa:	G12
Typ:	Odbiorca

Ostatnie odczyty licznika

Strefa 1 (dzienna): 000675,00 kWh
2012-11-14 00:00

Strefa 2 (nocna): 000425,00 kWh
2012-11-14 00:00

Akwizycja danych została wykonana zdalnie przy użyciu inteligentnego licznika energii elektrycznej.

Planowane przerwy w dostawach:

Od	Do	Typ
2012-12-05 05:57	2012-12-10 12:00	Planowany

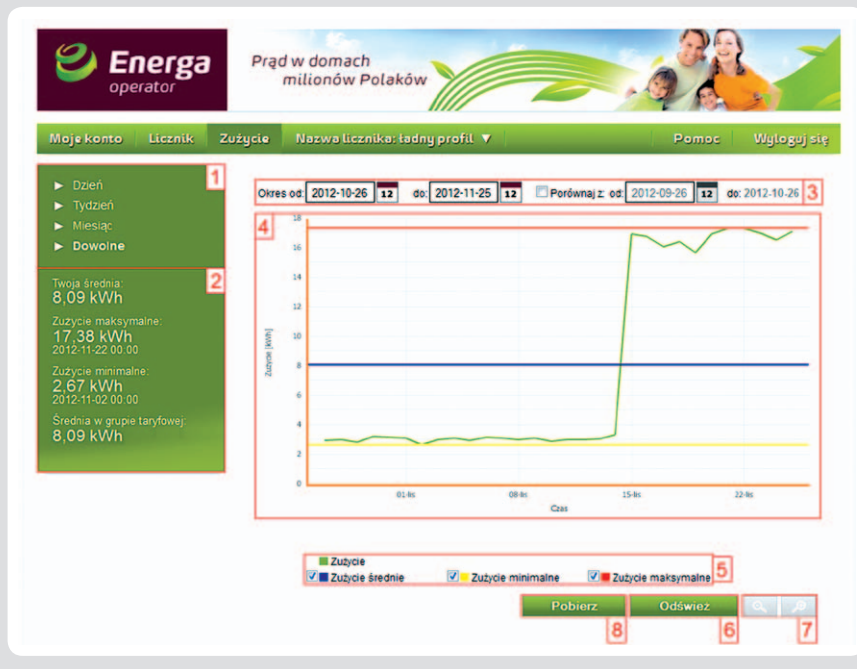
4

Strona główna Mapa serwisu Grupa ENERGA Helpdesk Regulamin Pytania i odpowiedzi Wersja: 1.03
(c) ENERGA-OPERATOR SA

Rys. 4. Widok zakładki „Licznik”

energii wyczerpania się limitu energii, którą można dostarczyć do odbiorcy, do systemu AMI wysyłane jest polecenie wstrzymania lub ograniczenia dostaw. Po stronie sprzedawcy leży zapewnienie obsługi kanałów płatności za energię dostarczaną w modelu przedpłatowym. Realizacja przedpłatowego modelu sprzedaży energii z wykorzystaniem infrastruktury AMI powoduje, że usługa dostępna dzisiaj z dużymi ograniczeniami będzie dostępna dla wszystkich zainteresowanych odbiorców. Dużą zaletą rozwiązania jest to, że do realizacji przedpłatowej

sprzedaży energii nie będą wymagane, tak jak ma to miejsce dzisiaj, specjalne, dosyć kosztowne liczniki. Obecnie ENERGA-OPERATOR SA prowadzi z ENERGA-OBROT SA testy funkcjonowania platformy do sprzedaży energii w modelu przedpłatowym. Po zakończeniu testów usługa będzie mogła zostać udostępniona odbiorcom. Szacowany termin udostępnienia rozwiązania, zależny od ENERGA-OBROT SA, to druga połowa 2013 roku.



Rys. 5. Widok zakładki „Zużycie”

5. Wnioski końcowe

Systemy inteligentnego opomiarowania są obecnie rozwiązaniami, których powszechnie nie stosują operatorzy sieci dystrybucyjnych na świecie. Na ich wdrożenie decydują się wyłącznie najbardziej innowacyjne podmioty, postrzegające energię nie tylko przez pryzmat dostarczenia energii elektrycznej, ale też przez daleko idącą optymalizację kosztów swoich działań oraz możliwości dostarczenia odbiorcom nowych produktów i usług.

W Polsce wdrożenia systemów AMI są całkowitą nowością i – co oczywiste – decyzje o ich realizacji muszą być dogłębnie przemyślane, a realizacja ściśle nadzorowana i monitorowana. Systemy inteligentnego opomiarowania w Polsce są postrzegane głównie jako narzędzie, które pozwala na optymalizację odczytów wskazań liczników realizowanych przez inkasentów. Jest to błędne założenie,

ponieważ na rozwiązania tego typu należy patrzeć dużo szerzej. Inteligentne opomiarowanie pozwoli w przyszłości na pełne bilansowanie sieci energetycznej na wszystkich jej poziomach. Istotnie będzie utrudniony nielegalny pobór energii elektrycznej. W czasie zbliżonym do rzeczywistego będzie analizowany stan sieci elektroenergetycznej, dzięki czemu będzie możliwe szybkie lokalizowanie i usuwanie awarii oraz zarządzanie siecią w sposób uniemożliwiający *blackout* lub wystąpienie rozległych awarii zasilania. Na bieżąco będzie monitorowana jakość energii dostarczanej do odbiorcy końcowego, gwarantując niezakłóconą pracę jego urządzeń.

Nie bez znaczenia są też ekologiczne aspekty wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania. W lokalizacjach, w których zostanie wdrożony taki system, w dużo większej niż obecnie skali będzie można wykorzystywać odnawialne źródła energii

oraz, co istotne, nimi zarządzać i oceniać wpływ ich działania na sieć elektroenergetyczną. Obecnie rozwiązanie takie nie jest możliwe w skali całej sieci.

Kolejnym ważnym aspektem wdrożenia AMI jest czynnik społeczny, związany z dostawami energii elektrycznej. Wdrożenie AMI, zgodnie z oczekiwaniami URE, pozwoli na zagwarantowanie odbiorcom wrażliwym dostaw energii na tzw. poziomie społecznym.

To wszystko nie stanie się oczywiście z dnia na dzień i prawdopodobnie pełne wykorzystanie inteligentnego opomiarowania zajmie długie lata. Niemniej, mając na uwadze ekonomiczną opłacalność tego przedsięwzięcia, od wdrożenia sieci inteligentnych nie ma już odwrotu. To oczywiste, że w trakcie pierwszej fazy wdrożenia wystąpiły różnego typu problemy i trudności, jednakże znane są sposoby, aby je rozwiązać. Po kilkunastu miesiącach pracy zbudowano rozwiązanie, które nie zostało wdrożone przez żadnego operatora sieci dystrybucyjnej, w szczególności w zakresie odczytów liczników w profilu 15-minutowym.

W trakcie realizacji Etapu I wdrożenia AMI w ENERGA-OPERATOR SA zdobyto wiele doświadczeń pozwalających na jednoznaczne wykazanie, że efektywne wdrożenie systemu AMI jest możliwe. Należy podkreślić, że doświadczenia te zostały już uwzględnione w przygotowywaniu kolejnych etapów projektu.

Bibliografia

1. ENERGA - OPERATOR SA, Podsumowanie wdrożenia Etapu I projektu AMI wg stanu na dzień 31 grudnia 2012, Gdańsk, styczeń 2013.
2. Urząd Regulacji Energetyki, 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, Warszawa, maj 2011.
3. Urząd Regulacji Energetyki, Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2011, lipiec 2011.

Robert Masiąg

mgr inż.
ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: robert.masiag@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego, kierunku elektrotechnika, Politechniki Lubelskiej. Po zakończeniu studiów podjął pracę w dużej firmie telekomunikacyjnej, gdzie zajmował się zarządzaniem infrastrukturą telekomunikacyjną oraz informatyczną. Kierował zespołami specjalistów, realizując duże i złożone projekty informatyczne. Największy z nich to opracowanie koncepcji budowy i wdrożenia centralnego systemu kolekcji danych, obsługującego rekordy bilingowe pochodzące od ponad 10 mln klientów. W ostatnich latach odpowiadał za jednoczesny rozwój kilkunastu systemów informatycznych w obszarach kolekcji danych bilingowych oraz rozliczeń międzyoperatorskich. W ENERGA-OPERATOR SA pełni rolę pełnomocnika zarządu ds. wdrożenia sieci inteligentnej i m.in. kieruje pracami związanymi z realizacją prac projektowych wdrożenia systemu AMI, który będzie stanowił bazę do budowy Smart Grid.