

Legislative Barriers to the Development of DSR Services in Poland

Authors

Piotr Chylmański
Andrzej Kroczek

Keywords

demand management, aggregator, Demand Side Response

Abstract

The paper reports steps taken by Enspirion sp. z o.o. to develop DSR services in the Polish market. The authors focused on characterizing the target market, as well as identifying legislative barriers that prevent further development of aggregator activities.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017202

Received: 13.03.2017

Received in revised form: 25.05.2017

Accepted: 22.06.2017

Available online: 30.06.2017

1. Introduction

In August 2015, it turned out that the supply side regulation of the National Power System (NPS) for the first time in many years was insufficient and a threat to the security of the electricity supply materialized. It is worth noting that the Transmission System Operator (TSO) has for several years pointed out that the drop in the system reserve level is below the required minimum of 18% [1]. It was considered that the only realistic possibility was to introduce supply rationing, i.e. administrative control of the demand side. Supply rationing was a power solution, which, however, prevented us from experiencing a blackout. Unfortunately, the cost of this procedure was borne by the Polish economy, which was not prepared for electricity supply restrictions.

Industrial processes that consume electricity are neither continuous nor easily forecastable. They have their inertia and buffers that do not interrupt production nor generate associated losses. Therefore, the question may be asked: would the voluntary participation of consumers in the service in return for remuneration be the optimum solution? According to analysts, the demand management capacity is currently estimated at around 2 GW, which represents about 8% of peak domestic demand [2]. This is sufficient to effectively rescue the system at critical moments. In view of the decommissioning of the old coal powered units along with progress in the industry and the deployment of unstable renewable energy sources (wind and solar), the diversification of security through changing the demand patterns for electricity is essential. This is also reflected in the cost of demand

management services which is several times lower than that of peak-load generation capacity procurement. So far, the supply side has been discussed and analysed. This discussion has mainly focused on building conventional energy sources, restoring degraded generation units, or supporting RES. This results in the NPS balancing by matching the supply curve to the demand curve with an assumed reserve level.

In the USA in the 1980s energy engineers concluded that the simultaneous control of supply and demand is better for the NPS and the economy. Thus, the Demand Side Response (DSR) service was introduced as a paid for demand side activity to support power system stability. Unfortunately, energy consumers are more dispersed and less predictable than centralized generation sources. As a result, demand side control requires specialized knowledge from many industries, an understanding of the manufacturing processes involved in them, and IT tools that support such tasks.

Currently DSR in the Polish market is restricted to paid-for electricity consumption control within a specific period of time. These services are based on benefit sharing by beneficiaries involved in the process, i.e. electricity consumers, trading companies and the transmission system operator. They all are linked to the aggregator, whose task is to acquire demand side capacity. This task is to facilitate the optimal level of cooperation with service ordering parties, technical supervision, provision of IT solutions, use of own measuring equipment, and the settlement of accounts. An essential element also provided by the aggregation company is the education of energy consumers

towards efficient electricity consumption management and knowledge of the energy market. At the moment, the aggregator's advantage and, at the same time, challenge is that, by guaranteeing a managed bandwidth, it provides itself with a security buffer in the form of more power than it has contracted with the customer. This ensures the voluntary participation of energy consumers with the service. For example, a minimum band of 10 MW is required to participate in the reduction of power demand for Polish Power Grids. The aggregator strategy allows for the participation in the service of entities with smaller capacities through their aggregation and assumes that the responsibility for the failure of power reduction lies within the aggregator. The only active aggregator in the Polish market is Enspirion of the Energa Group.

A virtual power plant has been operating in Enspirion for three years already. During this time, many difficulties have been encountered, the overcoming of which contributes to improving the efficiency of this service. Enspirion's business involves travelling thousands of kilometres by road and having meetings with energy consumers. Many companies did not believe that they could be paid for changing their peak energy consumption times, even a few times more than they had paid for the electricity. Many were convinced that electricity was a primary medium that they never survive without. This was due to the monopoly of energy companies and their capacity surpluses, which reinforced this misconception. Many companies, when joining a supply chain for the production of goods, do not assume that energy is traded in a free market, and that free markets change over time. Enspirion has analysed many sets of data provided by PSE, to discover that the first major collapse of the system was due to take place in late summer 2015. This was due to the growing peak demand for electricity in the summer. Naturally, the forecasts that come true add credibility to the solutions Enspirion offers. In addition, we have been able to take another step towards optimizing this service and have designed a system for automatic power reduction in industrial facilities.

Since its inception in 2013, Enspirion has acquired a 600 MW band, behind which several dozen entities – the largest electricity consumers in the country – sometimes with a low reduction potential but with high participation efficiency, are involved.

2. The role of the aggregator

The role of the aggregator is to build a virtual power plant as a tool for providing ancillary and balancing services. The virtual power plant is a group of jointly managed units on the demand and supply side alike. The demand side participates through two mechanisms. The first of these is to decrease or increase the demand for electricity, by way of halting or shifting production processes. This is possible due to the use of natural energy storage in production facilities. The other mechanism is an operation with own generation. Island operation supports the power system, but also covers the costs incurred for emergency power supply testing. The supply side is capable of regulation by increasing or decreasing electricity production. The systems especially suited to participate in virtual power plant are RES,

CHP and guaranteed power supply systems. RES by maximizing capacity in stable sources such as biogas and biomass, and by the full utilization of the electricity output of unstable sources such as wind and photovoltaic power plants. CHPs have regulation capabilities that are not fully utilized in the current market model due to low pricing incentives. They can control their electricity output through by operating in condensation mode when electricity prices are high. Another element that can be used in the virtual power plant is a guaranteed power supply system. They allow for parallel operation using UPS systems or diesel generators. It is important to diversify the service participant portfolio so as to create a self-balancing electric power system from the virtual power plant. There are works in progress in the West to correlate demand with wind turbine output. In order to fully exploit the potential of a virtual power plant, it is necessary to create an IT tool. Such a system analyses the electricity consumption in industrial plants or generation from their own sources, in relation to many external factors. The most important factors are the current electricity prices on the markets, weather conditions, transmission grid failures, and failures of centrally organized generating units. The system, by analysing these data as they come in, is able to determine the energy performance required on the demand and supply sides. An additional support for the concept of a virtual power plant is the addition of the prediction mode to the IT system. Based on historical data and forecasts, the system itself plans the operations of the entities against the needs of the virtual power plant and the NPS.

With such a tool, the aggregator may provide services such as:

- Demand management for electricity trading companies. The main incentive to start such a service should be the electricity market prices. It would be used by entities for whom it would be profitable to reduce or increase the demand for electricity at the prices set by a given trading company. Electricity market analysis indicates a trend of ever-increasing cost-effectiveness and the potential scale of the task of running such a service. However, for its full implementation, it is necessary to describe processes of the aggregator and establish its formal definition, abolish price brackets for electricity, introduce a capacity market, as well as current access to the measurement data of service participants and prices from the electricity markets.
- Demand management for distribution companies. For distribution companies, the main incentive to use aggregator services is to reduce the fees for distribution services. This includes optimizing reactive and active power. Also, on the demand side the distribution system operator (DSO) could increase the electricity supply reliability and streamline the grid's operational management, as well as reducing the capital expenditure for grids. Lowering the SAIDI and SAIFI ratios after 2020 would bring tangible financial benefits to all distribution companies. Activity in this area should be supported by transferring the costs of providing aggregator services directly to the DSO regulated income. An interesting solution would be to vary the hourly electricity prices, e.g. by means of a quality charge rate. The most important thing is the introduction of a law allowing distribution companies to use auxiliary services.

- Demand management for TSOs. Emergency services should take precedence over the rest of the service, as their implementation supports the NPS. With high efficiency of service, the aggregator may become a schedule unit on the balancing market. However, this requires establishing the definition of an aggregator in the legal order. Providing frequency and voltage regulation services is a normal, established practise in Western countries.

3. Use of DSR services

Aggregator activities and the use of DSR services are positioned at the interface between the power industry and the public. The target market is located between these two primary groups. The first one consists of physical service providers, i.e. electricity consumers and small, distributed electricity generators. In the Polish system, energy consumption can be divided into three basic consumer groups:

1. High voltage consumers – WN (tariff A)

There are about 300 entities in this group in Poland, consuming 24,348 GWh per year, and on average each of them consumes 69,966 MWh, which corresponds to an average power demand of 8 MW. These are energy-intensive industrial consumers, for whom the electricity cost is a very important factor affecting the profitability of their core business.

With respect to the implementation of DSR type services, they are characterized by the high unitary potential of the services provided, and a high motivation factor for their implementation due to their capabilities. The average power contracted in demand management services is 40%, this rises to 60% with a positive response to the aggregator's offer to provide services (4). This gives an initial potential for demand management of 600 MW.

It should be noted that the existing model of service provision remuneration provides for the payment for service provision only, which was not well received by some contractors. The expected model would be remuneration for readiness to reduce, but this method of settlement must be based on the certainty of delivery of the contracted power. Following the experiences of the years 2014–2016, PSE Polish Power Grids SA launched in the third quarter of 2016 a study of the implementation of the second remuneration model under the so called guaranteed program (5). During the same period, TSO also allowed for participation in the operational power reserve of an active receiving schedule unit and lowered for it the requirements for participation in the balancing market (6). The actions taken significantly change the situation and are in line with the expectations of electricity consumers. It is also assumed that this will contribute to the development of the service and the activation of its greater potential.

2. Medium voltage consumers – SN (tariff B)

There are about 34,000 entities in this group, consuming 43,584 GWh per year, and on average each of them consumes 1,271 MWh, which corresponds to an average power demand of 0.15 MW. These customers are mainly industry, large-scale facilities, municipal and the telecommunications

infrastructure. This group is characterized by the high volatility of electricity demand and very different shares of energy costs in the final product or service.

Because of the diversity of needs, the current model is not attractive to this group, as it requires a substantial commitment to service provision, and yet its profitability is relatively minor. With its ratio of power acquired by the aggregator to expenses and efforts thereby incurred the group is positioned to be the next to acquire manageable power. At the present stage of market development, its usable power capacity is difficult to estimate, and the scale of activity so far concerns a small group.

The "B" tariff consumers, due to their size, cannot provide power reduction on their own, because at TSO level the minimum entry threshold for system services using demand management is 10 MW. Activity in the DSO area, where the minimum size could be lower, is currently legally prohibited. However, due to the transformation of the power industry, work on the launch of ancillary services in distribution is in progress and the necessity of their implementation has been raised [7]. Another advantage of these customers is that it is a large group of entities that make service delivery standards' development possible. Standard offers and solutions pre-prepared for specific market segments reduce the power acquisition cost. Limited enterprise energy structures require the aggregator to offer a change in the energy consumption profile through remote commands in the so-called Automated Demand Side Response (ADSR) formula. The implementation of ADSR solutions requires a significant development of tools in the areas of telecommunications, computer science and automation. The experience of developed markets indicates that the work in this direction is the basis for developing a product offering for the commercial power industry.

3. Low voltage consumers – nN (tariff C)

There are more than 16 million consumers in this group of legal and natural persons, consuming 53,898 GWh annually, on average one user consumes 3.2 kWh. The high degree of fragmentation and low unit power positions of this group means that it is the last one to aggregate power. The research carried out in the implementation of such projects as Kalisz Consumer Test, Smart Toruń and Living Lab tests at GK Energa (8), shows that the potential of this group will be acquirable after the implementation of widely accessible ADSR technologies, systemic management approaches and appropriate legislation.

The second primary group is the commercial energy industry, which is the aggregator's customer and recipient of demand management services. This potential is currently only allowed for:

- ancillary services in part related to intervention services at the 200 MW level, and operating power reserve
- electricity spot market in bilateral agreements with its participants
- balancing market
- planned power market [9].

In view of the experience of Western markets, ancillary services have the largest degree of potential in transmission and distribution.

DSR products, due to the specificity of the energy markets, have an impact on all its areas, from which four main categories may be distinguished.

4. Specificity of the electricity market

1. Commercial electricity generators

The national power generation capacity is 41,243 MW, of which 25,130 MW is generated in centrally organized units, and 16,113 MW in non-centrally organized units. The share of wind power plant installed capacity in non-centrally organized units is over 5900 MW (10). Centrally organized units are the system's foundation and they bear the main burden of maintaining the stability and balancing the NPS. Coal and lignite fuelled units account for 23 434 MW. The use of this technology has many limitations, such as the need to shut down units for repairs, the operating range is limited to within the maximum and technical minimum power outputs, start time and costs, and the rate and range of load changes [11].

The impact and cost of the limitations mentioned above may also be minimized through demand management. In the current electricity market model, demand management for generators needs to be allocated in ancillary services, which are managed by the TSO.

2. Electricity sellers

Demand management services fit well with the optimization of the contractual position of electricity sellers in the spot markets. The primary electricity spot market in Poland is the day-ahead-market (DAM) run by the Polish Power Exchange. There are ca 40 entities participating in the DAM. The trading volume on the DAM was 27.5 TWh and, in contrast to the futures market, it is following an upward trend. The average amount of power contracted at every hour is 3.145 GW. This amount determines the potential use of DSR services.

Currently, this mechanism is used in Energa Obrót SA with the service price referring to the market prices of energy. The service scope was extended to include a payment for readiness. Further development of this area requires the evolution of IT tools for forecasting and the implementation of automation systems.

3. Transmission system operator

There is only one TSO in Poland – PSE Polish Power Grids SA. Its main business is the provision of electricity transmission services through the maintenance and extension of the transmission infrastructure, and the stable operation of the NPS. The following ancillary services, divided into three basic groups, and the balancing market, are used to support the NPS operation:

a. Regulation ancillary services

- Primary regulation
- Secondary regulation
- Operation in over/under-load (tertiary control)

- Automatic voltage and reactive power regulation
 - Operational power reserve
- b. Regulation ancillary services of intervention reserve
- Intervention operation
 - Intervention cold reserve
 - Demand reduction at TSO request

c. Other

- Active generating schedule unit launch
- Non-centrally organized generating units availability
- Recovery of the National Power System.

At present, the demand potential may be utilized on the balancing market and its relevant services: operational power reserve and demand reduction at TSO request. The prospective area is the whole range of regulation services.

The development in response to the potential of the demand side for grid infrastructure will be the same as that for the distribution grid. In the new concept of intervention programs using consumption management potential, the operator introduced a location parameter.

4. DSO

The distribution grid is divided between six large operators:

- ENEA Operator sp. z o.o. – coverage area 58,193 km², number of consumers 2.4 mln
- ENERGA-OPERATOR SA – coverage area 74,677 km², number of consumers 2.9 mln
- PGE Dystrybucja SA – coverage area 122,433 km², number of consumers 5.2 mln
- innogy Stoen Operator sp. z o.o. – coverage area 510 km², number of consumers 0.9 mln
- TAURON Dystrybucja SA – coverage area 57,069 km², number of consumers 5.3 mln
- PKP Energetyka SA – coverage area the entire country, number of customers is 43,000.

Currently, the service provision for this market has been blocked by law and the costs of activities in this area are not considered as expenses eligible for the distribution tariff. Despite this, the Polish Association for Electricity Transmission and Distribution (PTPIRE) is working on the possible use of ancillary services in this area, in the strategies of the energy groups, demand management development is allocated in the area of distribution.

5. Legislative barriers

The experience that we have gained and the tools that have been developed allow for a fair assessment of the usefulness of the aggregator in the domestic electricity market. However, we must emphasise the lack of legislation enabling us to operate effectively and to implement new products. Legal provisions to drive innovative solutions are required to participate in such a heavily regulated market. Upon analysis of the current legal status, we suggest the following provisions:

1. Supplement to the glossary in Art. 3 of the *Energy Law* of the definition of “aggregator”, and definition of “power management services” and “demand reduction services”

- Aggregator – professional entity responsible for managing aggregated production or reduction bands for operators.
2. Amendment to Art. 9c, Para. 3, Points 1) and 8) of the Energy Law by specifying that the DSO is responsible for co-operation with the TSO to ensure the security of electricity supply, the security of the power system operation and the appropriate transmission capacity in the distribution grid; moreover, from the perspective of DSR services development, it seems reasonable to extend the responsibilities of DSOs to include the procurement of ancillary services necessary for the proper functioning of the power system in the area under DSO management, including through cooperation with aggregators
 3. Amendments to individual provisions of the Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions for power system operation, including:
 - the definition of “ancillary service” in § 2, point 23 of the Regulations, by specifying that ancillary services are provided for the power transmission system operator or distribution system operator in the area of its operation, this is necessary for the operator’s assurance of the power system’s proper performance, its operational reliability and maintenance of electricity quality parameters
 - § 13, para. 4, point 5, by the obligation of the TSO and DSOs to transmit measurement data also at the request of the aggregator
 - technical requirements for the electrical energy metering and billing systems referred to in point 5 of Annex 1 to the Regulation in such a way as to enable effective recording and retrieval of data by aggregators for the purpose of providing DSR services
 4. Amendments to individual provisions of the Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed rules for the shaping and calculation of tariffs and settlements in the trading of electricity, including:
 - the definition of “ancillary services” in § 2, point 12 of the Regulation (in the same manner as described in point 3)
 - rules for setting the fee rates for data sharing for the provision of DSR services; Introduction of provisions explicitly permitting the possibility of allocating DSR service costs to eligible tariff costs
 5. Introduction to the Energy Law of provisions regulating the system of remuneration for consumers participating in the provision of demand reduction services at the request of TSO/OSD
 6. Introduction to the Energy Law of provisions that will allow DSOs to take into account the costs of the reduction service in these DSO tariff calculations.
 7. Amendments to the IRIESP Transmission Grid Code, which will have to be included in the Code and tariffs, consisting in particular of:
 - regulation of realization methods of DSO services on demand for the TSO in order to provide demand reduction services for the TSO
 - allowing aggregators to acquire hourly read-outs from measurement and billing systems in minimum 15-minute intervals for the provision of intervention power reduction services
 8. Full implementation in Polish law of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2012 on energy efficiency, which, inter alia, obliges Member States to promote the use of energy acquired by way of DSR services [3]; Imposes on the TSO and DSOs the obligation of non-discriminating treatment of aggregators; it obliges NRAs (ERO President), TSOs and DSOs to work closely with DSR service providers.
- The legal solutions above will facilitate the development not only of aggregators but also of competitiveness in the electricity market and will contribute to the maximum use of RES output. The introduction of these provisions will also result in a predictable system of financing for aggregators, which will be able to provide services to various entities, thereby leveraging their full potential. Currently, aggregators can only offer their services to TSOs, and the remuneration model stipulates that only reductions are rewarded. In our opinion, this model should be altered after testing this service under current conditions. DSR is an innovative service for the NPS, and only the acquisition of an effectively managed band may result in a readiness fee. This is the fee that the ordering party pays before using the service and it guarantees the beneficiary a specified revenue.

6. Current areas of DSR use

In Poland, with the current IRIESP transmission grid code configuration, the only areas where demand management can be exercised are the balancing market (RB) and ancillary regulation services in the area of intervention reserve. On September 29, 2016 PSE SA launched a consultation process for amending the IRIESP code, pursuant to CB/16/2016 update card – System Balancing and System Restriction Management [12]. The aforementioned document proposes many changes, the main objective of which was to increase the resources that could contribute to NPS balancing, and to improve the price signals supporting NPS balancing, especially during periods of power shortage. Consumers can participate in the balancing market, where their controlled loads are represented in the market by a dedicated type, i.e. active receiving schedule unit. Placing a reduction offer by a customer at a specified time means selling on the balancing market the energy previously purchased, or resigning of energy purchase on the balancing market. The reference level for such a reduction is the planned power consumption, the accuracy of which cannot be higher than 5% of the actual consumption. The amendment proposed in the update card CB/16/2016 extends this error to 10% and limits it only to the load reduction hours offered. The challenge for these types of calls could be: short call time of 50 minutes, low number of implementation hours due to the number of price hikes on the balancing market, and a parameter limiting the number of load reduction offers due to grid conditions.

The IRIESP update card mentioned above includes the possibility of being paid within the operational power reserve scheme. In general, the amendments shall increase the remuneration for operational power reserve during periods of insufficient system reserve (below 9%) in the NPS. Generating and receiving units that have submitted their bids but are not activated, and fit into the 9 percent reserve in the price stack, will be paid for readiness. Unfortunately, the currently proposed amendment to the IRIESP grid code provides for a much lower chance to be rewarded like this for the recipient balancing mechanism unit offers. This is so, because in an active generating schedule, the unit's offer price for forced electricity generation is deducted from the original offer price, increased by the unit cost of CO₂ emission allowances. Only this reduced offer goes to the operational power reserve price stack. Prices offered by active generating schedule units are directly included in the stack. The weighted average price for operational power reserve from hourly dues amounted to 65.02 PLN/MWh according to the TSO simulation, while the minimum price offered on the balancing market was 70 PLN/ MWh. This change restricts the active generating schedule of the unit's participation to the conditions which threaten the NPS, and predicting such a condition requires services in place that monitor the system's stability, which is not in the consumer domain.

The regulation of ancillary services in the area of intervention reserve has been extended to include the service: "Demand reduction at TSO request", which is designed for demand management. Currently, the remuneration system is based on a service fee, which limits the level of interest, however, in the update card No. CB/16/2016 the service is developed into two modes: guaranteed and current. The guaranteed program is intended to book the capacity and to guarantee the supply one year or three months ahead, and the fee shall be split into fixed (readiness) and variable (performance) components. The current program is to provide power for the daily time horizon with only performance paid for. Details of regulation services shall be consulted in the near future and their implementation is scheduled for completion by the end of June 2017.

According to the TSO's assurances, the amendments are intended to provide a basis for the launch of the power market, which corresponds to the conclusions from recent consultations on it – it didn't go unnoticed that the proposed solutions are merely illustrative [12].

The development of RES and competition in the energy market creates a space for new forms of cooperation. When it comes to Western markets (e.g. USA, France, UK), it may be seen that the power sector (generation, transmission, and distribution) is no longer the exclusive domain of energy corporations, which are being pushed out of the power generation and distribution business by prosumers. The focus of energy companies is moving towards energy market revival, which aims to:

- ensure security of supply
- protect the environment
- cost-optimize supplies
- support competition in the energy market
- outsource in the energy sector.

The shaping of a new energy model may be observed in the German market. E.ON gets rid of conventional power plants and focuses on RES generation, grid and distribution management, and offering new end-user solutions [13]. Companies in the highly developed Western electricity markets are becoming customer-oriented. It is worth noting that this company is not an isolated example. Fortum has established an individual customer-based virtual power plant in Finland. Its managed capacity is much lower than that of industrial consumers, but mass-scale roll-out of this solution may help to balance the power grid [14]. With these actions Western companies are responding to the changing energy market. This is also related to the power sector's division into conventional and innovative categories. This is where the aggregator entity comes into play, which, through direct contact with electricity consumers manages their demand and the output of their sources. In this way, it maximizes the use of RES energy and stays in touch with industrial plants, the aggregator develops their energy efficiency.

7. Conclusions

Demand side activation will turn out to be a more effective tool than building peak capacities, as it does not require long-term planning that takes into account market electricity prices, and is triggered at the system's most critical moments. The aggregator should be seen as a complement to the NPS and a market participant that stabilizes the output of conventional sources. Unfortunately, our actions are limited due to the lack of laws governing aggregation. In the face of a threat to the NPS stability, the aggregator proposes ready-made solutions, all it takes is to create an environment for the development of such services.

REFERENCES

1. "PSE przygotowuje się na niedobór rezerw mocy" [PSE is getting ready for power reserve shortage], PAP [online], http://energetyka.wnp.pl/pse-przygotowuje-sie-na-niedobor-rezerw-mocy,193377_1_0_0.html [access: 25.05.2017].
2. Demand Response: "A Study of the Potential in Europe", SIA Partners, 2015 [online], http://energy.sia-partners.com/wp-files/2015/02/20141218_Article_DR-potential-in-Europe-1.pdf [access: 25.05.2017].
3. "Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2013" [Statistics of the Polish Power Generation Industry 2013], Agencja Rozwoju Energetyki S.A., Warsaw 2014.
4. "Enspirion's own study of the implementation of DSR services in 2014–2016", not published.
5. "Presentation from a meeting on the DSR Interventions Program", PSE, Konstancin-Jeziorna 2016.
6. Karta Aktualizacji IRIESP [IRiESP Grid Code Update Card] CB/16/2017, PSE, Konstancin-Jeziorna 2016.
7. "Sprawozdanie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej za rok 2014" [Annual 2014 Report of the Polish Society for Transmission and Distribution of Electricity] [online], <http://docplayer.pl/5710668-Sprawozdanie-polskiego-towarzystwa-przesylu-i-rozdzialu-energii-elektrycznej.html> [access: 25.05.2017].

8. "Enspirion's own study", not published, of the DSR services implementation in 2014–2016.
9. "Projekt Ustawy o rynku mocy" [Draft Power Market Act], Ministry of Energy, 2016.
10. "Informacje o zasobach wytwórczych" KSE [Details of generating units in the NPS] (as of 30.11.2016), PSE.
11. Pawlik M., "Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – Nowe wyzwania" [Advanced Power Blocks – New Challenges], 2013.
12. "Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy" [Functional solutions of the power market], Ministry of Energy, 30.09.2016, Warsaw [online] <https://n-2-14.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/84f0f20482cde7e5eacaf7364a643d33/22c51182-9bba-47f7-bf11-f9f32217047e.pdf> [access: 10.07.2017].
13. "E.ON pozbywa się konwencjonalnych elektrowni i skupi się na OZE" [E.ON gets rid of conventional power plants and focuses on RES generation], Gramwzielone.pl [online], <http://www.cire.pl/item,123004,1,0,0,0,0,0,eon-pozbywa-sie-konwencjonalnych-elektrowni-i-skupi-sie-na-oze.html> [access: 25.05.2017].
14. "Fortum skorzysta z usług indywidualnych odbiorców do bilansowania sieci" [Fortum will use the services of individual consumers to balance the grid], CIRE.PL [online], <http://www.cire.pl/item,126056,1,0,0,0,0,0,fortum-skorzysta-z-uslug-indywidualnych-odbiorcow-do-bilansowania-sieci.html> [access: 25.05.2017].

Piotr Chylmański

Enspirion sp. z o.o.

e-mail: piotr.chylmanski@enspirion.pl

DSR specialist at Enspirion sp. z o.o. In the company since 2015. Graduated in Power Engineering from Gdańsk University of Technology, Faculty of Electrical Engineering and Automatics. He completed postgraduate studies in Energy Market Operations at the Warsaw School of Economics. Currently he studies economic analytics at the Faculty of Management and Economics of Gdańsk University of Technology as well as energy efficiency in the public sector at the Faculty of Electrical Engineering and Automatics.

Andrzej Kroczek

Enspirion sp. z o.o.

e-mail: andrzej.kroczek@enspirion.pl

A graduate of Rzeszów University of Technology. He received an MSc in Engineering (2004) in metrology and measurement systems at the Faculty of Electrical Engineering and Computer Science. He participated in projects to optimize energy costs and build local CHP systems. His professional interests include the management of energy flows in enterprises, power sector transformations, and Demand Side Response (DSR) services. Manager in the DSR Services Department.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Bariery legislacyjne dla rozwoju usług DSR w Polsce

Autorzy

Piotr Chylmański
Andrzej Kroczek

Słowa kluczowe

zarządzanie popytem, agregator, Demand Side Response

Streszczenie

W artykule opisano działania podejmowane przez Enspirion sp. z o.o., zmierzające do rozwoju usług DSR na polskim rynku. Autorzy skupili się na scharakteryzowaniu rynku docelowego, a także wskazaniu barier legislacyjnych, które uniemożliwiają dalszy rozwój działalności podmiotów agregacyjnych.

Data wpływu do redakcji: 13.03.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 25.05.2017

Data akceptacji artykułu: 22.06.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Wprowadzenie

W sierpniu 2015 roku okazało się, że regulacja stroną podaźową Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po raz pierwszy od wielu lat była niewystarczająca i wystąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Warto zauważyć, że operator systemu przesyłowego (OSP) już od kilku lat wskazuje na spadek rezerwy w systemie poniżej wymaganego minimum 18% [1]. Uznano, że jedyną możliwością jest wprowadzenie stopni zasilania, czyli administracyjnego sterowania stroną popytową. Stopnie zasilania były rozwiązaniem siłowym, które jednak uchroniło nas przed *blackoutem*. Niestety, koszty tej procedury poniosła polska gospodarka, która nie była przygotowana na ograniczenia w dostawach energii elektrycznej.

Procesy przemysłowe, w których wykorzystuje się energię elektryczną, nie są ciągłe i laminarne. Mają one swoją bezwładność i bufor, które nie powodują przerwania produkcji i nie generują strat za tym idących. W związku z powyższym można sobie zadać pytanie: czy dobrowolny udział odbiorców w usłudze w zamian za wynagrodzenie nie byłby optymalnym rozwiązaniem? Według analityków potencjał zarządzania popytem obecnie szacuje się na ok. 2 GW, co stanowi około 8% szczytowego krajowego zapotrzebowania na moc [2]. Jest to ilość wystarczająca do efektywnego ratowania systemu w krytycznych momentach. W perspektywie wycofywania starych bloków węglowych, rozwoju przemysłu i budowy niestabilnych źródeł OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna) dywersyfikacja bezpieczeństwa poprzez kreowanie zmian zapotrzebowania na energię elektryczną jest niezbędna. Przemawiają za tym również koszty, które w przypadku usług zarządzania popytem są o kilkadziesiąt razy niższe niż w przypadku budowy szczytowych mocy wytwórczych. Dotychczas przedmiotem dyskusji i analiz była głównie strona podaźowa. Skupiano się głównie na budowie konwencjonalnych źródeł energii, pomocy zdegradowanym jednostkom wytwórczym, czy wspieraniu OZE. Skutkuje to tym, że KSE bilansowany jest poprzez podążanie krzywej

podażowej za krzywą popytową z zakładanym poziomem rezerwy. W latach 80. XX wieku w Ameryce energetycy doszli do wniosku, że jednoczesne sterowanie zarówno podażą, jak i popytem jest o wiele bardziej korzystne dla systemu elektroenergetycznego i gospodarki. Tym samym wprowadzono usługę Demand Side Response (DSR) jako odpłatne działania strony popytowej wspierające stabilność systemu elektroenergetycznego. Niestety, odbiorcy energii są bardziej rozproszeni i mniej przewidywalni niż scentralizowane źródła wytwórcze. W rezultacie sterowanie stroną popytową wymaga specjalistycznej wiedzy z wielu gałęzi przemysłu, zrozumienia dla procesów produkcyjnych w nich zachodzących i narzędzi informatycznych wspierających realizowanie tego typu zadań.

Obecnie DSR na polskim rynku sprowadza się do odpłatnego sterowania zużyciem energii elektrycznej w wyznaczonym czasie. Usługi te są realizowane w modelu podziału korzyści wobec beneficjentów biorących udział w tym procesie, czyli odbiorców energii elektrycznej, spółek obrotu i operatora systemu przesyłowego. Spoiwem łączącym wszystkie te podmioty jest agregator, którego zadaniem jest pozyskanie potencjału strony popytowej. Zadaniem agregatora jest wypracowanie optymalnych warunków współpracy ze zleceniodawcą takich usług, nadzór techniczny, zapewnienie rozwiązań informatycznych, zastosowanie własnych urządzeń pomiarowych i prowadzenie rozliczeń. Istotnym elementem, który również realizuje firma agregująca, to edukacja odbiorców energii w kierunku efektywnego zarządzania zużyciem energii elektrycznej i znajomości wdrożonego rynku energii. W tej chwili przewagą agregatora, a jednocześnie wyzwaniem, jest to, iż gwarantując pasmo zarządzane zapewnia sobie bufor bezpieczeństwa w postaci większej ilości mocy niż ma zakontraktowane w umowach ze zleceniodawcą. Tym samym zapewnia odbiorcom energii dobrowolność udziału w usłudze. Przykładowo, aby móc brać udział w redukcji zapotrzebowania na moc dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych, wymagane jest minimalne pasmo 10 MW.

Agregator umożliwia udział w tej usłudze podmiotom o mniejszej zdolności poprzez zsumowanie ich potencjałów i wzięcie odpowiedzialności za brak realizacji redukcji na siebie. Jedynym aktywnie działającym agregatorem na polskim rynku jest firma Enspirion z Grupy Kapitałowej Energa. Budowa wirtualnej elektrowni w Enspirion trwa już trzy lata. W tym czasie napotkano wiele trudności, których pokonywanie przyczynia się do poprawy sprawności tej usługi. Działalność Enspirion to tysiące kilometrów w podróży i spotkaniem z odbiorcami energii. Wiele przedsiębiorstw nie dowierzało, że za przesunięcie zużycia energii w czasie mogą otrzymać wynagrodzenie i to kilkukrotnie przewyższające cenę, którą płacą za jej konsumpcję. Przeświadczenie wielu osób było takie, iż energia elektryczna jest podstawowym medium, którego nigdy nie powinno zabraknąć. Wynikało to z monopolu koncernów energetycznych i nadwyżek w mocy wytwórczej energii, które umacniały wszystkich w tym błędnym przekonaniu. Wiele firm, zapewniając łańcuch dostaw w celu produkcji dóbr, nie zakłada, że zakup energii odbywa się w sposób rynkowy, a rynki zmieniają się w czasie. Enspirion przeprowadził wiele analiz na danych udostępnionych przez PSE, które pokazywały, że pierwsze poważne załamanie systemu miało nastąpić pod koniec lata 2015 roku. Spowodowane było to rosnącym szczytowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w okresie letnim. Sprawdzające się prognozy uwiarygadniają rozwiązania, które proponuje Enspirion. Ponadto udało się wykonać kolejny krok w kierunku optymalizacji tej usługi i zaprojektowano układ do automatycznej realizacji redukcji na obiektach przemysłowych. Działając od 2013 roku, Enspirion pozyskał pasmo 600 MW, za którym kryje się kilkadziesiąt podmiotów – najwięksi odbiorcy energii elektrycznej w kraju, a czasami podmioty o niskim potencjale redukcyjnym, ale wysokiej sprawności udziału.

2. Rola agregatora

Rolą agregatora jest zbudowanie wirtualnej elektrowni jako narzędzia służącego do świadczenia usług systemowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

i bilansujących. Wirtualna elektrownia jest to grupa wspólnie zarządzanych jednostek zarówno po stronie popytowej, jak i podaźowej. Strona popytowa realizuje swój udział za pomocą dwóch mechanizmów. Pierwszy z nich to redukcja bądź zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną, polegające na wstrzymaniu bądź przesunięciu procesów produkcyjnych. Wiąże się to z wykorzystaniem naturalnych magazynów energii występujących w zakładach produkcyjnych. Drugim z mechanizmów jest praca z wykorzystaniem własnej generacji. Praca wyspowa wspiera system elektroenergetyczny, ale także zapewnia pokrycie kosztów poniesionych na testy awaryjnego zasilania. Strona podaźowa ma możliwości regulacyjne poprzez zwiększenie lub zmniejszenie produkcji energii elektrycznej. Szczególnie zdolności do uczestnictwa w wirtualnej elektrowni mają OZE, elektrociepłownie oraz układy zasilania gwarantowanego. OZE poprzez zarządzanie produkcją w stabilnych źródłach energii, jakimi są źródła biogazowe i biomasowe, a także poprzez planowane ograniczanie lub magazynowanie energii elektrycznej niestabilnych źródeł, jakimi są elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne. Elektrociepłownie posiadają możliwości regulacyjne, które w obecnym modelu rynku nie są w pełni wykorzystywane ze względu na zbyt niskie bodźce cenowe. Mogą one regulować generacją energii elektrycznej poprzez pracę na kondensację przy wysokich cenach energii elektrycznej. Kolejnym elementem mogącym znaleźć zastosowanie w wirtualnej elektrowni są układy zasilania gwarantowanego. Zapewniają one działalność Odbiorcy przy wykorzystaniu układów UPS czy generatorów Diesla. Istotne jest dywersyfikowanie portfela uczestników tej usługi, tak aby stworzyć z wirtualnej elektrowni samobilansujący się system elektroenergetyczny. Na Zachodzie są obecnie prowadzone prace, w których koreluje się zapotrzebowanie z generacją elektrowni wiatrowych. Chcąc w pełni wykorzystywać potencjał wirtualnej elektrowni, niezbędne jest stworzenie narzędzia informatycznego. System taki poddaje analizie względem wielu czynników zewnętrznych agregowany pobór energii elektrycznej odbiorców i ich generacji własnej. Do najważniejszych należą ceny energii elektrycznej na rynkach, sytuacja pogodowa, awarie sieci przesyłowych, a także awarie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. System, analizując na bieżąco te dane, jest w stanie określić charakterystyki, z jakimi powinny pracować strona popytowa i podaźowa. Wsparciem wirtualnej elektrowni jest wzbogacenie jej systemu informatycznego o predykcję. Bazując na danych historycznych i prognozach, system zaplanuje pracę podmiotów względem potrzeb wirtualnej elektrowni i KSE.

Dysponując takim narzędziem, agregator może świadczyć takie usługi, jak:

- Zarządzanie popytem na potrzeby spółek zajmujących się obrotem energią elektryczną. Głównym bodźcem dla uruchomienia takiej usługi powinny być ceny rynków energii elektrycznej.

Realizowałyby ją podmioty, dla których opłacalne byłoby redukcowanie lub zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną przy cenach określonych przez daną spółkę obrotu. Analiza rynków energii elektrycznej wskazuje na coraz większą opłacalność i częstotliwość uruchamiania takiej usługi. Jednakże dla pełnego jej wdrożenia niezbędne jest opisanie procesów, wprowadzenie definicji agregatora, zniesienie widełek cenowych dla energii elektrycznej, wprowadzenie rynku mocy, a także bieżący dostęp do danych pomiarowych uczestników usługi i cen z rynków energii elektrycznej

- Zarządzanie popytem na potrzeby spółek dystrybucyjnych. Głównym bodźcem do korzystania z usług agregatora poprzez spółki dystrybucyjne jest obniżenie opłat z tytułu świadczenia usług dystrybucji. Składa się na to optymalizacja mocy biernej i czynnej. Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) za pomocą strony popytowej mógłby również podnieść pewność dostaw energii elektrycznej i usprawnić prowadzenie sieci oraz ograniczyć nakłady inwestycyjne w sieć. Obniżenie współczynników SAIDI i SAIFI po 2020 roku przyniosłoby wymierne korzyści finansowe wszystkim spółkom dystrybucyjnym. Działalność w tym obszarze powinna być wsparta poprzez przenoszenie kosztów świadczenia usług agregatora w sposób bezpośredni do przychodu regulowanego OSD. Ciekawym rozwiązaniem byłoby zróżnicowanie cen godzinowych energii elektrycznej, np. poprzez stawkę opłaty jakościowej.

Najważniejsze jest umożliwienie spółkom dystrybucyjnym korzystanie z usług systemowych.

- Zarządzanie popytem na potrzeby OSP. Usługi interwencyjne powinny być nadrzędne dla pozostałych usług, ponieważ uruchamiane wspierają KSE. W przypadku uzyskania wysokiej sprawności usługi agregator może się stać jednostką grafików na rynku bilansującym. Wymaga to jednak wprowadzenia definicji agregatora do porządku prawnego. Świadczenie usług regulacji częstotliwości i napięcia jest również osiągalne.

3. Wykorzystanie usług DSR

Działania agregatora i wykorzystanie usług typu DSR odbywają się na styku energetyki zawodowej i odbiorców. Rynek docelowy znajduje się pomiędzy tymi dwoma podstawowymi grupami. Pierwszą z nich stanowią fizyczni wykonawcy usług, czyli odbiorcy energii elektrycznej i mali rozproszeni wytwórcy energii elektrycznej. W polskim systemie zużycie energii można podzielić na trzy podstawowe grupy odbiorców:

1. Odbiorcy wysokiego napięcia – WN (Grupa taryfowa A)

Odbiorcy tej grupy to ok. 300 podmiotów w kraju, zużywających rocznie 24 348 GWh, a średnio jeden odbiorca zużywa 69 966 MWh, co odpowiada średniemu zapotrzebowaniu na moc na poziomie 8 MW. Odbiorcy ci to przemysłowi odbiorcy energochłonni, dla których koszt energii elektrycznej jest

bardzo istotnym czynnikiem wpływającym na przychodowość działalności podstawowej. W odniesieniu do realizacji usług typu DSR charakteryzują się oni wysokim potencjałem jednostkowym świadczonych usług i wysoką motywacją do ich realizacji ze względu na możliwości. Średnia wielkość kontraktowanej mocy w usługach zarządzania popytem kształtuje się na poziomie 40%, przy pozytywnej odpowiedzi na ofertę agregatora do realizacji usług wynoszącej 60% (4). Daje to potencjał wyjściowy zarządzania popytem na poziomie 600 MW.

Należy zaznaczyć, że dotychczasowy model płatności za realizację usług zakładał jedynie płatność za wykonanie usługi, co nie było dobrze odbierane przez tę grupę wykonawców. Oczekiwanym modelem było wynagradzanie za gotowość do realizacji redukcji, jednak ten sposób rozliczenia musi być oparty na pewności dostawy zakontraktowanej mocy. Po doświadczeniach z lat 2014–2016 Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA rozpoczęły w trzecim kwartale 2016 roku prace nad wdrożeniem drugiego modelu wynagradzania w tzw. programie gwarantowanym (5). W tym samym okresie OSP dopuścił również do udziału w ramach operacyjnej rezerwy mocy jednostkę grafikową odbiorczą aktywną oraz zmniejszył dla niej wymagania dotyczące uczestnictwa w rynku bilansującym (6). Podjęte działania zmieniają w istotny sposób sytuację i są odpowiedzią na oczekiwania odbiorców energii elektrycznej. Zakłada się również, że przyczyni się to do rozwoju usługi i uaktywnienia większego potencjału.

2. Odbiorcy średniego napięcia – SN (Grupa taryfowa B)

Odbiorcy tej grupy to 34 tys. podmiotów zużywających rocznie 43 584 GWh, a średnio jeden odbiorca zużywa 1271 MWh, co odpowiada średniemu zapotrzebowaniu na moc na poziomie 0,15 MW. Odbiorcy ci to przede wszystkim przemysł, duże obiekty wielkopowierzchniowe, infrastruktura komunalna i telekomunikacyjna. Grupa ta charakteryzuje się dużą zmiennością zapotrzebowania na energię elektryczną i bardzo zróżnicowanym poziomem kosztu energii w produkcji lub usłudze finalnej.

Z powodu zróżnicowania potrzeb obecnie stosowany model nie jest dla tej grupy atrakcyjny, wynika to z konieczności dużego zaangażowania w realizację usługi, a mimo to profity z jej świadczenia są niewielkie. Wielkość pozyskanej mocy przez agregatora w odniesieniu do kosztów i nakładu pracy pozycjonuje tę grupę jako kolejną do pozyskiwania mocy zarządzalnej. Na obecnym etapie rozwoju rynku jej potencjał mocy do wykorzystania jest trudny do określenia, a doświadczenia z dotychczasowej działalności dotyczą nielicznej grupy.

Odbiorcy grupy taryfowej „B”, ze względu na swoją wielkość, nie mogą świadczyć realizacji redukcji samodzielnie, ponieważ minimalny próg wejścia do usług systemowych na poziomie OSP wykorzystujących zarządzanie popytem wynosi 10 MW. Działalność na obszarze

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

OSD, gdzie wielkość minimalna mogłaby być niższa, jest na razie prawnie zablokowana. Jednak w związku z transformacją energetyki prace nad uruchomieniem usług systemowych w obszarze dystrybucji są prowadzone i konieczność ich implementacji jest podnoszona [7]. Kolejną zaletą tych odbiorców jest duża grupa podmiotów, która daje możliwość tworzenia standardów realizacji usług. Przygotowanie standardowych ofert i rozwiązań do konkretnych segmentów rynku obniża koszt pozyskania mocy. Ograniczone struktury energetyczne przedsiębiorców wymagają od agregatora przedstawienia oferty na przeprowadzenie zmiany profilu zużycia energii poprzez polecenia zdalne w formule tzw. Automated Demand Side Response (ADSR). Implementacja rozwiązań typu ADSR wymaga znacznego rozwinięcia narzędzi w obszarach telekomunikacji, informatyki i automatyki. Doświadczenia rozwiniętych rynków wskazują na to, że prace w tym kierunku są podstawą do rozwinięcia oferty produktowej na potrzeby energetyki zawodowej.

3. Odbiorcy niskiego napięcia – nN (Grupa taryfowa C)

Odbiorcy tej grupy to ponad 16 mln podmiotów i osób fizycznych, zużywających rocznie 53 898 GWh, a średnio jeden odbiorca zużywa 3,2 kWh. Duże rozdrobnienie i niewielki poziom jednostkowy mocy pozycjonuje tę grupę jako ostatnią do agregowania mocy. Na podstawie przeprowadzonych badań przy realizacji takich projektów, jak: Test Konsumentki Kalisz, Smart Toruń i Living Lab w GK Energa (8) wynika, że potencjał tej grupy będzie możliwy do pozyskania po wdrożeniu szeroko dostępnych technologii ADSR, systemowego podejścia w zarządzaniu i odpowiednich regulacji prawnych.

Drugą podstawową grupę stanowi energetyka zawodowa, która jest odbiorcą usług zarządzania popytem i klientem agregatora. Potencjał ten obecnie dopuszczony jest do:

- usług systemowych w części związanej z usługami interwencyjnymi na poziomie 200 MW oraz operacyjnej rezerwy mocy
 - rynku spot energii elektrycznej w umowach bilateralnych z jego uczestnikami
 - rynku bilansującego
 - projektowanego rynku mocy [9].
- Korzystając z doświadczeń rynków zachodnich, można zauważyć, że największy potencjał mają usługi systemowe na poziomie przesyłu i dystrybucji.

Produkty typu DSR ze względu na specyfikę rynku energii mają wpływ na wszystkie jego obszary, z których można wyróżnić cztery główne zbiory.

4. Specyfika rynku energii elektrycznej

1. Zawodowi wytwórcy energii elektrycznej Moc osiągalna elektrowni krajowych to 41 243 MW, z czego w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) jest 25 130 MW, w jednostkach wytwórczych niebędących centralnie

dysponowanymi (nJWCD) jest 16 113 MW. Udział mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w nJWCD wynosi ponad 5900 MW (10). JWCD są podstawą systemu i one ponoszą główny ciężar utrzymania stabilności i bilansowania KSE. Moc 23 434 MW stanowią jednostki oparte na technologiach wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny i brunatny. Korzystanie z tych rozwiązań niesie za sobą wiele ograniczeń, takich jak: konieczność wyłączenia jednostek z powodu remontów, ograniczenie zakresu pracy w przedziale mocy maksymalnej i minimum technicznego, czas i koszty rozruchu, czy szybkość i zakres zmian obciążenia [11].

Zminimalizowanie wpływu i kosztów powyższych ograniczeń można uzyskać również poprzez zarządzanie popytem. W obecnej konstrukcji rynku energii elektrycznej zarządzanie popytem na potrzeby wytwórców musi być alokowane w usługach systemowych, których dysponentem jest OSP.

2. Sprzedawcy energii elektrycznej

Wykorzystanie usług zarządzania popytem wpisuje się w optymalizację pozycji kontraktowej sprzedawców energii na rynkach spot. Podstawowym rynkiem spot energii elektrycznej w kraju jest rynek dnia następnego (RDN), prowadzony przez Towarową Giełdę Energii. Liczba podmiotów uczestniczących w RDN kształtuje się na poziomie 40. Wolumen obrotu na RDN wyniósł 27,5 TWh i w przeciwieństwie do rynku terminowego ma tendencję wzrostową. Średni poziom mocy, jaka jest kontraktowana w każdej godzinie, to 3,145 GW. Wielkość ta określa możliwości wykorzystania usług DSR.

Obecnie mechanizm ten wykorzystuje się w spółce Energa Obrót SA z ceną za usługę odniesioną do cen rynkowych energii. Wdrożono również ofertę realizacji usługi o płatność za gotowość. Dalszy rozwój tego obszaru wymaga ewolucji narzędzi informatycznych w dziedzinie prognoz i implementacji układów automatyki.

3. Operator systemu przesyłowego

Na polskim rynku energii rolę OSP sprawuje jeden podmiot – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Głównym przedmiotem jego działalności jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej poprzez utrzymanie i rozbudowę infrastruktury przesyłowej oraz prowadzenie stabilnej pracy KSE. Na potrzeby zapewnienia pracy KSE są wykorzystywane następujące usługi systemowe, podzielone na trzy podstawowe grupy, oraz rynek bilansujący:

- a. Regulacyjne usługi systemowe
 - regulacja pierwotna
 - regulacja wtórna
 - praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem (regulacja trójna)
 - automatyczna regulacja napięcia i mocy biernej
 - operacyjna rezerwa mocy
- b. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej
 - praca interwencyjna

- interwencyjna rezerwa zimna
- redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

c. Pozostałe

- usługa uruchomienia JGWA (jednostka grafikowa wytwórcza aktywna)
- usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD
- usługa odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Obecnie wykorzystanie potencjału popytu możliwe jest na rynku bilansującym oraz usługach: operacyjnej rezerwy mocy i redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Obszarem perspektywnym jest cały obszar usług regulacyjnych.

Zagospodarowanie potencjału strony popytowej dotyczącej infrastruktury sieciowej będzie tożsame jak w przypadku sieci dystrybucyjnej. W nowej koncepcji interwencyjnych programów wykorzystujących potencjał zarządzania zużyciem operator wprowadził parametr lokalizacji.

4. OSD

Sieć dystrybucyjna jest podzielona pomiędzy sześciu dużych operatorów:

- ENEA Operator sp. z o.o. – obszar działalności 58 193 km², liczba odbiorców 2,4 mln
- ENERGA-OPERATOR SA – obszar działalności 74 677 km², liczba odbiorców 2,9 mln
- PGE Dystrybucja SA – obszar działalności 122 433 km², liczba odbiorców 5,2 mln
- innogy Stoen Operator sp. z o.o. – obszar działalności 510 km², liczba odbiorców 0,9 mln
- TAURON Dystrybucja SA – obszar działalności 57 069 km², liczba odbiorców 5,3 mln
- PKP Energetyka SA – obszar działalności obejmuje cały kraj, liczba odbiorców 43 tys.

Obecnie realizacja usług na potrzeby tego rynku jest zablokowana prawnie i koszty działań w tym obszarze nie są traktowane jako wydatki kwalifikowane do taryfy dystrybucyjnej. Pomimo tego Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiRE) pracuje nad możliwością wykorzystania usług systemowych na tym obszarze, a w strategiach grup energetycznych rozwój zarządzania popytem jest alokowany w obszarze dystrybucji.

5. Bariery legislacyjne

Doświadczenie, które już zdobyliśmy, i wypracowane narzędzia pozwalają na rzetelną ocenę przydatności agregatora na krajowym rynku energii elektrycznej. Wskazujemy jednak na brak legislacji umożliwiającej nam skuteczne działanie i wdrażanie nowych produktów. Do uczestnictwa w tak mocno regulowanym rynku niezbędne są uwarunkowania prawne wymuszające rozwiązania innowacyjne. Analizując obecny stan prawny, sugerujemy wprowadzenie następujących zapisów:

1. Uzupelnienie słowniczka zawartego w art. 3 *Prawa energetycznego* o definicję „agregator”, a także zdefiniowania „usługi

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

zarządzania mocą” lub „usługi redukcji zapotrzebowania”

Agregator – profesjonalny podmiot odpowiedzialny za zarządzanie zagregowanym pasmem wytwórczym bądź redukcyjnym na potrzeby operatorów.

2. Zmiana art. 9c, ust. 3, pkt 1) i 8) Prawa energetycznego poprzez dookreślenie, że OSD jest odpowiedzialny za współpracę z OSP przy zapewnieniu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci dystrybucyjnej; nadto, z perspektywy rozwoju usług DSR, zasadne wydaje się rozszerzenie zakresu odpowiedzialności OSD o zakup usług systemowych niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w obszarze właściwości danego OSD, w tym poprzez współpracę z agregatorami
3. Zmiana poszczególnych zapisów rozporządzenia ministra gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym:
 - definicji „usług systemowych” zawartej w § 2, pkt 23 rozporządzenia, poprzez dookreślenie, że usługi systemowe stanowią usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego w obszarze jego funkcjonowania, niezbędne do zapewnienia przez tego operatora prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej
 - § 13, ust. 4, pkt 5, poprzez zobowiązanie OSP i OSD do przekazywania danych pomiarowych także na żądanie agregatora
 - wymagań technicznych dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej, o których mowa w pkt 5 załącznika nr 1 do rozporządzenia, w sposób umożliwiający efektywne rejestrowanie i pozyskiwanie danych przez agregatorów na potrzeby realizacji usług DSR
4. Zmiana poszczególnych zapisów rozporządzenia ministra gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym:
 - definicji „usług systemowych” zawartej w § 2, pkt 12 rozporządzenia (w taki sam sposób jak opisano w pkt 3)
 - zasad kalkulowania stawek opłat za udostępnianie danych na potrzeby świadczenia usług DSR; wprowadzenie zapisów dopuszczających wprost możliwość alokacji kosztów usługi DSR do taryfowych kosztów uzasadnionych
5. Wprowadzenie do ustawy Prawo energetyczne zapisów regulujących system wynagradzania odbiorców uczestniczących w świadczeniu usług redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP/OSD
6. Wprowadzenie do ustawy Prawo energetyczne przepisów, które pozwolą OSD uwzględnić koszty usług redukcji w kalkulacji taryf tych OSD

7. Wprowadzenie zmian w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, które będą musiały zostać uwzględnione w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej i taryfach, polegających w szczególności na:

- uregulowaniu sposobu realizacji przez OSD na rzecz OSP obowiązków w zakresie realizacji usług redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP
 - umożliwieniu agregatorom pozyskiwanie odczytów z układów pomiarowo-rozliczeniowych w ujęciu godzinowym na potrzeby rozliczenia oraz w ujęciu minimum 15-minutowym na potrzeby realizacji usług interwencyjnej redukcji mocy
8. Pełne implementowanie do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 22 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, która m.in. zobowiązuje państwa członkowskie do wspierania korzystania z energii pozyskiwanej w ramach usług DSR [3]; nakłada na OSP i OSD obowiązek niedyskryminacyjnego traktowania agregatorów; obliguje krajowe organy regulacyjne (prezesa URE), OSP i OSD do ścisłej współpracy z usługodawcami świadczącymi usługi DSR.

Powyższe rozwiązania prawne ułatwią rozwój, nie tylko agregatorowi, ale także konkurencyjności na rynku energii elektrycznej i przyczynią się do optymalnego wykorzystania energii generowanej w OZE. Wprowadzenie tych zapisów spowoduje również przewidywalny system finansowania agregatora, który będzie mógł świadczyć usługi dla różnych podmiotów, wykorzystując tym samym w pełni zgromadzony potencjał. Obecnie agregatorzy mogą zaoferować swoje usługi jedynie OSP. Naszym zdaniem model ten powinien się zmienić po przetestowaniu tej usługi w obecnych warunkach. DSR to innowacyjna usługa dla KSE i dopiero uzyskanie skutecznie zarządzanego pasma może skutkować opłatą za gotowość. Jest to opłata, którą zleceniodawca ponosi przed wykorzystaniem usługi i gwarantuje ona beneficjentom określony przychód.

6. Obecne obszary wykorzystania usługi DSR

W Polsce przy obecnej konfiguracji IRiESP, obszarami, w których można wykorzystać zarządzanie popytem, są rynek bilansujący (RB) i regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej. PSE SA 29 września 2016 roku uruchomiły proces konsultacji zmian w IRiESP, wynikających z projektu karty aktualizacji nr CB/16/2016 – *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi* [12]. W przedstawionym dokumencie zaproponowano wiele zmian, których głównym celem było zwiększenie zasobów mogących uczestniczyć w bilansowaniu oraz poprawa sygnałów cenowych wspierających bilansowanie KSE, zwłaszcza w okresach deficytu mocy. Odbiorcy mogą brać udział w RB, gdzie ich odbiory sterowane reprezentowane są na rynku w dedykowanym typie: jednostki grafikowej odbiorczej aktywnej (JGOa). Złożenie

oferty redukcyjnej przez odbiorcę w wyznaczonej godzinie oznacza sprzedaż na RB energii wcześniej zakupionej lub rezygnację z zakupu energii na RB. Poziomem odniesienia dla takiej redukcji jest planowany pobór mocy, którego dokładność nie może być wyższa niż 5% w stosunku do rzeczywistego poboru. Zmiana zaproponowana w karcie aktualizacji nr CB/16/2016 rozszerza ten błąd do 10% i ogranicza go jedynie do godzin ofert redukcji obciążenia. Wyzwaniem w realizacji tego typu zgłoszeń mogą być: krótki czas wywołania, który wynosi 50 minut, niewielka liczba godzin realizacji, wynikająca z liczby skoków cenowych na RB, oraz parametr ograniczający liczbę ofert redukcji obciążenia ze względu na warunki pracy sieci. We wspomnianej karcie aktualizacji IRiESP uwzględnia się możliwość uzyskania wynagrodzenia w ramach operacyjnej rezerwy mocy (ORM). Ogólnie zmiany zwiększają wynagrodzenie z tytułu ORM w okresach niedostatecznej rezerwy (poniżej 9%) w KSE. Jednostki wytwórcze i odbiorcze, które złożą swoje oferty, nie zostaną uruchomione i zmieszczą się w 9-proc. rezerwie w stosie cenowym, otrzymując wynagrodzenie za gotowość. Niestety, oferty JGOa w obecnej IRiESP mają dużo mniejsze szanse na uzyskanie tego typu wynagrodzenia. Wiąże się to z tym, że w przypadku oferty JGOa od ceny zaoferowanej odejmowana jest cena za wytwarzanie wymuszonej energii elektrycznej, powiększona o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO₂. Dopiero tak obniżona oferta trafia do stosu cenowego ORM. W przypadku JGOa cena oferty jest bezpośrednio brana do stosu. Średnia ważona cena za ORM z należności godzinowych wyniosła wg symulacji OSP – 65,02 zł/MWh, gdy minimalna cena ofert na RB wynosi 70 zł/MWh. Zmiana ta ogranicza udział JGOa do sytuacji zagrożenia w KSE, przy czym przewidzenie takiej okoliczności wymaga posiadania służb monitorujących stabilność systemu, co nie jest domeną odbiorców.

Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej zostały rozszerzone o usługę pn. „Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP”, która jest przeznaczona do zarządzania popytem. Po wprowadzeniu karty aktualizacji nr CB/16/2016 system wynagradzania został rozwinięty do dwóch trybów w zależności od rodzaju programu. Program gwarantowany ma zapewniać moc z wyprzedzeniem rocznym lub kwartalnym oraz gwarantuje dostawę, a wynagrodzenie ma być podzielone na część stałą (za gotowość) i zmienną (za wykorzystanie). Program bieżący ma zapewniać moc w horyzoncie dobowym z wynagrodzeniem jedynie za wykonanie. Wprowadzane zmiany wydają się być dobrą podstawą uruchomienia rynku mocy, co koresponduje z podsumowaniem zakończonych konsultacji dotyczących tego rynku. Rozwój OZE i konkurencyjności na rynku energii tworzy przestrzeń do realizacji nowych form współpracy. Gdy obserwuje się rynki zachodnie (np.: w USA, Francji, Wielkiej Brytanii), można zauważyć, że energetyka (produkcja, przesył i dystrybucja) przestaje być domeną tylko koncernów energetycznych, wypychanych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 17–23. When referring to the article please refer to the original text.

PL

przez energetykę prosumencką z obszaru generacji i dystrybucji energii elektrycznej. Punkt ciężkości firm energetycznych przesuwają się w kierunku animowania rynku energii, którego celem jest:

- zapewnianie bezpieczeństwa dostaw
- ochrona środowiska
- optymalizacja kosztowa dostaw
- wspieranie konkurencyjności rynku energii
- outsourcing energetyczny.

Kształtowanie się nowego modelu energetyki możemy zaobserwować na rynku niemieckim. Firma E.ON pozbywa się konwencjonalnych elektrowni na rzecz produkcji w OZE, zarządzania siecią i dystrybucją oraz oferowania nowych rozwiązań dla końcowych odbiorców energii [13]. Firmy na rozwiniętych zachodnich rynkach energii elektrycznej stają się zorientowane na potrzeby klienta. Warto zwrócić uwagę na to, że ww. firma nie jest odosobniona w takim działaniu. Fortum utworzyło w Finlandii wirtualną elektrownię w oparciu o odbiorców indywidualnych. Moc zarządzana jest dużo niższa niż u odbiorców przemysłowych, jednak implementacja tego rozwiązania w skali masowej może pomóc bilansować sieć elektroenergetyczną [14]. Działania zachodnich koncernów są odpowiedzią na zmieniający się rynek energetyczny. Wiąże się to także z rozdziałem energetyki na konwencjonalną i innowacyjną. W tym miejscu pojawia się podmiot agregatora, który poprzez bezpośredni kontakt z odbiorcą energii elektrycznej zarządza jego popytem oraz produkcją. W ten sposób optymalizuje wykorzystanie energii z OZE i mając kontakt z zakładami przemysłowymi rozwija ich efektywność energetyczną.

7. Wnioski

Zaktywizowana strona popytowa okaże się efektywniejszym narzędziem niż budowanie szczytowych mocy wytwórczych, ponieważ nie wymaga długofalowego planowania uwzględniającego rynkowe ceny energii elektrycznej, a jest uruchamiana w najbardziej krytycznych dla systemu momentach. Agregator powinien być postrzegany jako uzupełnienie KSE i uczestnik rynku stabilizujący produkcję energii elektrycznej w konwencjonalnych źródłach. Niestety, nasze działania są ograniczane ze względu na brak przepisów prawa dotyczących agregatorów. W obliczu zagrożenia stabilności KSE agregator proponuje gotowe rozwiązania, wystarczy jedynie stworzyć środowisko do rozwoju tego typu usług.

Bibliografia

1. PSE przygotowuje się na niedobór rezerw mocy, PAP [online], http://energetyka.wnp.pl/pse-przygotowuje-sie-na-niedobor-rezerw-mocy,193377_1_0_0.html [dostęp: 25.05.2017].
2. Demand Response: A Study of the Potential in Europe, SIA Partners, 2015 [online], http://energy.sia-partners.com/wpfiles/2015/02/20141218_Article_DR-potential-in-Europe-1.pdf [dostęp: 25.05.2017].
3. Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013, Agencja Rozwoju Energetyki SA, Warszawa 2014.
4. Opracowanie własne, Enspirion sp. z o.o. na podstawie realizacji usług DSR w latach 2014–2016, niepublikowane.
5. Prezentacja ze spotkania dotyczącego Interwencyjnych Programów DSR, PSE, Konstancin-Jeziorna 2016.

6. Karta Aktualizacji IRIESP CB/16/2017, PSE, Konstancin-Jeziorna 2016.
7. Sprawozdanie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej za rok 2014 [online], <http://docplayer.pl/5710668-Sprawozdanie-polskiego-towarzystwa-przesylu-i-rozdzialu-energii-elektrycznej.html> [dostęp: 25.05.2017].
8. Opracowanie własne, niepublikowane. Enspirion sp. z o.o. na podstawie realizacji usług DSR w latach 2014–2016
9. Projekt Ustawy o rynku mocy, Ministerstwo Energii, 2016.
10. Informacje o zasobach wytwórczych KSE (wg stanu na 30.11.2016), PSE.
11. Pawlik M., Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – Nowe wyzwania, 2013.
12. Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, Ministerstwo Energii, 30.09.2016, Warszawa [online] <https://n-2-14.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/84f0f20482cde7e5eacaf7364a643d33/22c51182-9bba-47f7-bf11-f9f32217047e.pdf> [dostęp: 10.07.2017].
13. E.ON pozbywa się konwencjonalnych elektrowni i kupi się na OZE, Gramwielone.pl [online], <http://www.cire.pl/item,123004,1,0,0,0,0,eon-pozbywa-sie-konwencjonalnych-elektrowni-i-skupi-sie-na-oze.html> [dostęp: 25.05.2017].
14. Fortum skorzysta z usług indywidualnych odbiorców do bilansowania sieci, CIRE.PL [online], <http://www.cire.pl/item,126056,1,0,0,0,0,fortum-skorzysta-z-uslug-indywidualnych-odbiorcow-do-bilansowania-sieci.html> [dostęp: 25.05.2017].

Piotr Chylmański

Enspirion sp. z o.o.

e-mail: piotr.chylmanski@enspirion.pl

Specjalista ds. DSR w Enspirion sp. z o.o. Zatrudniony w przedsiębiorstwie od 2015 roku. Absolwent Politechniki Gdańskiej, Wydziału Elektrotechniki i Automatyki na kierunku energetyka. Ukończył studium podyplomowe z zakresu funkcjonowania rynku energii w Szkole Głównej Handlowej. Obecnie studiuje analitykę gospodarczą na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, a także efektywność energetyczną w sektorze publicznym na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki.

Andrzej KroczeK

Enspirion sp. z o.o.

e-mail: andrzej.kroczeK@enspirion.pl

Absolwent Politechniki Rzeszowskiej. Tytuł zawodowy mgr. inż. (2004) uzyskał w dziedzinie metrologii i systemów pomiarowych na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki. Uczestniczył w projektach optymalizacji kosztów zużycia energii i budowy lokalnych układów CHP. Jego zainteresowania zawodowe obejmują zagadnienia związane z zarządzaniem przepływami energii w przedsiębiorstwach, transformacją elektroenergetyki i usługami wykorzystującymi Demand Side Respons (DSR). Pracuje na stanowisku kierownika w Dziale Usług DSR.