

# Expected Range of Cooperation Between Transmission System Operators and Distribution System Operators After Implementation of ENTSO-E Grid Codes

## Authors

Tomasz Pakulski  
 Jarosław Klucznik

## Keywords

ENTSO-E grid code, ancillary service, wind

## Abstract

The authors present the prospects of cooperation between transmission system operators (TSO) and distribution system operators (DSO) after entry into force ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) grid codes. New areas of DSO activities, associated with offering TSO aggregated services for national power system regulation based on the regulation resources connected to the distribution grid, and services on the distribution system level as part of the creation of local balancing areas (LBA) are presented. The paper also presents the possibilities of providing ancillary services by different types of distributed generation sources in the distribution network. The LBA concept, which involves integrated management of local regulation resources including generation, demand, and energy storage is described. The options of the renewable energy sources (RES) using for voltage and reactive power control in the distribution network with the use of wind farms (WF) connected to the distribution system are characterized.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015202**

## 1. Introduction

Grid codes are instruments used to create common energy market in the European Union (EU). They contain common principles of operation and management of power systems, and are designed to eliminate technical barriers for further market integration [18]. They specify requirements that ensure the achievement and maintenance of a satisfactory level of the system operation security through coordinated operation of the transmission grids and distribution systems, such as the assurance of access to the appropriate level of ancillary services.

Currently in Europe ENTSO-E is in the process of revising the regulations covering the operational activities of power systems. After approval by the European Commission (EC), the new rules will automatically and immediately apply in all countries of the Community, including Poland, without the need for their implementation into national law. Close cooperation between the entities that consist the energy sector as a whole, i.e. TSO and DSO operators, regulatory bodies, and relevant grid users: producers and consumers, will be the key to ensuring the secure power system operation by creating a mutually interdependent and co-responsible system [13, 14].

## 2. Change in the DSO role after entry into force grid codes

As a result of the entry into force grid codes developed for ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) and the EC by ENTSO-E, it should be expected that new obligations and new rights will be imposed on DSOs in the process of ensuring the national power system's operational security and reliability.

The new areas of DSO activities may include, in particular, issues related to:

- management of regulation resources connected to the distribution grid, including purchasing of ancillary services from generating units and consumers connected to the distribution network (Network Code on Demand Connection [art. 20–22]) [1]
- supervision and control of the availability of regulation resources and sharing regulation resources for TSO in the aggregated services form for national power system regulation (Network Code Loads Frequency Control and Reserves [art. 68] and Network Code Operational Planning and Scheduling [art. 52–53]) [3, 4]
- active voltage control in the distribution network implemented by the DSO basis on the agreements with TSOs (Network Code Operational Security [art. 10], Network Code

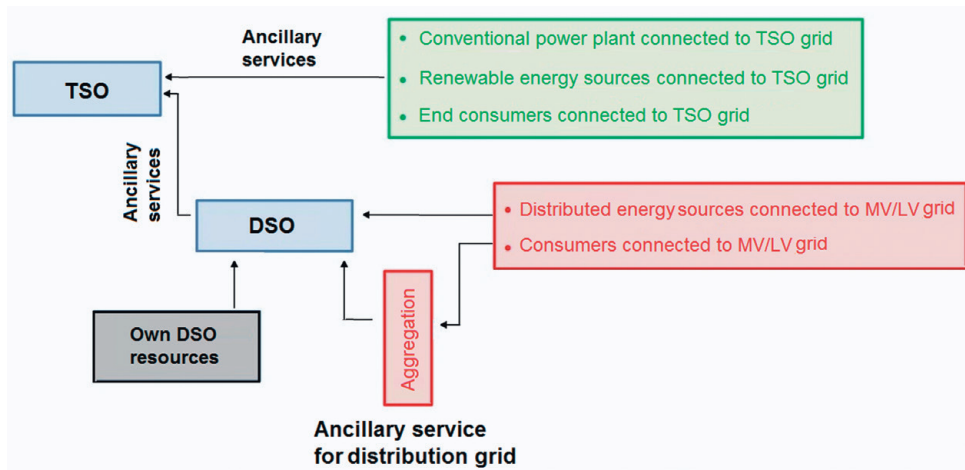


Fig. 1. Change in the DSO role after entry into force grid codes, own study on the basis of [5]

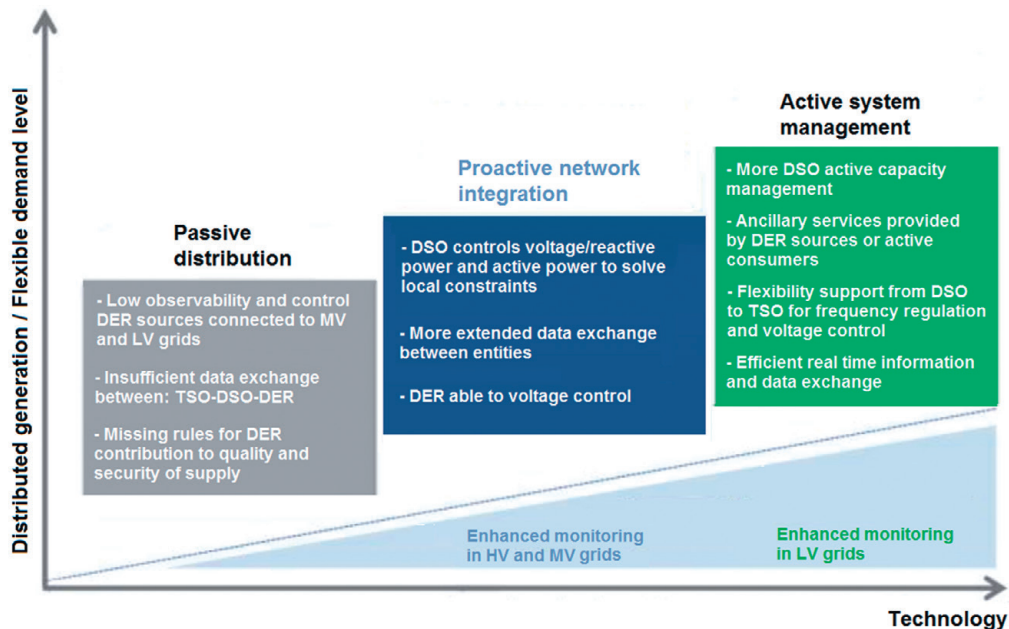


Fig. 2. Active management of distribution network, own study on the basis of [6]

on Demand Connection [art.16]), in order to maintain the voltage at interconnection point with the transmission grid within a predetermined range [1, 2]

- use of the services for the control at the distribution system level, in particular to create local balancing areas (LBA).

Depending on the installed power and specific technologies, distributed sources are able to:

- provide via DSO/aggregator the ancillary services for TSO to balance the system in real time, i.e. frequency control, power reserve, constraint management, and voltage control. However the achievement of the flexibility level corresponding to the regulation capabilities of a classical conventional power plant will require the appropriate aggregation of sources and integration of their operational management system at the distribution network level.

- provide the ancillary services for DSO to ensure secure operation of the distribution network.

In both cases, for the control, the possibility of using operator's own resources, including resources within a LBA is assumed. The provisions of the Network Code on Demand Connection [art. 20–22] provide that, a distribution network is treated as an aggregated consumer connected to a transmission network, which can provide ancillary services in the form of aggregate demand, known as DSR (Demand Side Response). The services may be provided at the TSO's request under a relevant agreement concluded with the operator/aggregator for the provision of such service.

The ancillary services categories include, for example:

- demand side response active power control (DSR APC)
- demand side response reactive power control (DSR RPC)

Plant type	Technology		Type of ancillary service			Availability
			Active power control	Reactive power control	Island operation	
Wind power plants	Synchronous generator (converter connection)		Yes	Yes	Yes	Limited (depending on weather conditions), capacity increase: forecasting, aggregation, energy storage
	Asynchronous generator	Pitch control	Yes	No	No	
		Stall control	No	No	No	
	DFIG double-fed generator		Yes	Yes	Yes	
Agricultural and sewage biogas plants	Synchronous generator		Yes	Yes	Yes	High (very high with biogas tanks)
Landfill biogas plants	Synchronous generator		Yes, limited	Yes, limited	Yes, limited	Limited (depending on accumulated biogas)
	Asynchronous generator		No	No	No	
CHP	Synchronous generator		Yes	Yes / Yes, limited	Yes	Limited (depending on heat, cold balance)
Hydroelectric plants	Synchronous generator		Yes	Yes	Yes	High (very high with water reservoir)
	Asynchronous generator		No	No	No	

Tab. 1. Capabilities of providing ancillary services by various distributed generation source types

- demand side response transmission constraint management (DSR TCM).

Participation in the provision of services is not obligatory, it is only voluntary. In a case where one of the services is offered by a distribution grid, this is equivalent to sharing the resources on which it is physically implemented, for automatic load shedding in the event of the reduction of DSR LFDD frequency and/or DSR LVDD voltage in the grid below predefined thresholds (Demand Side Response Low Frequency/Voltage Demand Disconnection). The TSO determines the degree and rate of the demand disconnection, while the DSO in cooperation with the TSO defines the method of execution, i.e. indicates the geographical area in which it will be implemented.

The new role of the DSO as an active system operator that offers ancillary services will require close coordination and cooperation with various entities, especially in the matters of information exchange in the ICT layer [1, 2, 3, 4, 5]. Particularly important is the cooperation between TSO and DSO operators in the matters of exchange of information regarding the operation of distributed energy sources<sup>1</sup>.

### 3. Use of ancillary services within LBA

The main aim of LBA concept is to increase the energy supply reliability, and to improve the distribution grid operational security. Generally, this area can be defined as a separate part of the distribution system, within which the current generation is compensated with the current demand. Moreover, it is characterized by the capabilities of isolated operation and synchronous operation with the national power system NPS [9, 10].

The creation of LBA areas is already duty for DSO, but this balancing is of a passive nature and its scope doesn't correspond to the new challenges, especially the intensive growth of distributed generation and smart grid solutions. Passive balancing is based on the current conditions of grid operation without improve the grid's performance and operation and security of supply in case of power deficit or deep failures in the national power system [8].

The innovativeness concept of an actively balanced LBA consists of technological integration within one solution for the active management of local resources on the side of generation, demand, energy storage and distribution grid control using bi-directional power flow and information transfer. The LBA concept combines a new kind of ancillary service implemented in the distribution network area, which may be offered by the DSO to the TSO as a support for balancing in the national power system [5, 8].

LBA applications include, for example:

- active and reactive power balancing, taking into account the technical conditions of distribution grid's operation and inter-operation with transmission network
- system recovery after failures, including the ability to operate in isolated manner and its resynchronization with the grid<sup>2</sup>.

Appropriate management of regulation resources with the use of local balancing will allow, for example, to increase the distribution grid's capacity to connect distributed generation sources, renewable energy sources in particular, resulting in the reduction

<sup>1</sup> From the DSO point of view the active grid management in real time will require obtaining information including: distributed sources output forecasts, planning and monitoring of their performance, availability, and constraints.

<sup>2</sup> When the system operational security is at risk, and the technical conditions permit.

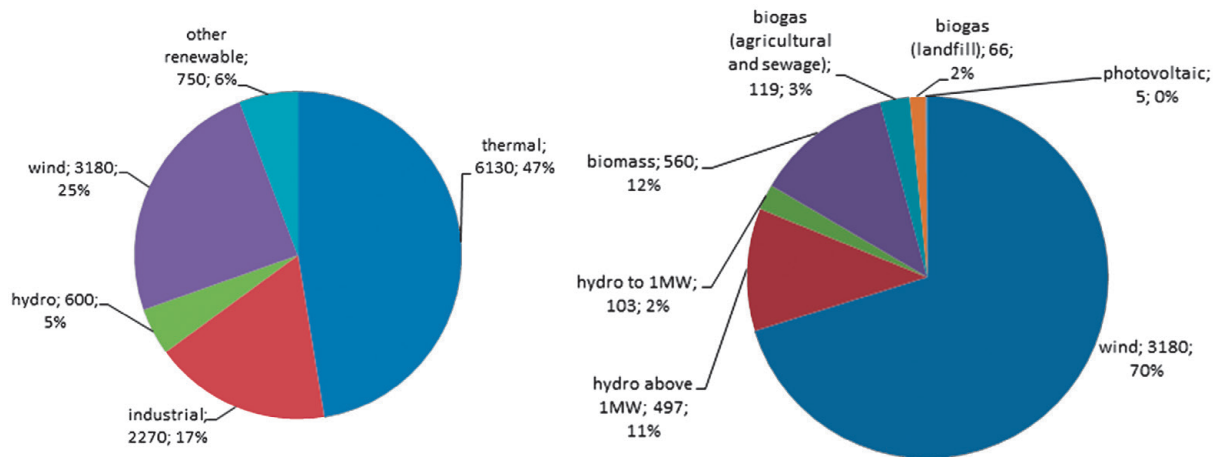


Fig. 3. Power installed capacities of various distributed energy sources technologies connected to the distribution grid (exclusive of centrally dispatched generating units), as of 30 September 2014, own study based on [16, 17]

of greenhouse gas emissions and/or of the grid losses associated with the energy transformation and transmission from the level of large conventional power plants to end consumers.

The utilisation of the control potential of sources connected to the distribution network for local balancing also can be an alternative to launch sources with relatively high unit generation cost covering peak demand, or the development of additional infrastructure in order to improve the reliability of supply or to cover the growing demand of a developing region. It can also lead to a real peak demand reduction in the national power system. Implementation of the local balancing model will require application of new technical solutions, mainly in the smart grid domain.

#### 4. Technical capability to provide ancillary services by various distributed energy sources

The technical capability of providing various ancillary services by identified distributed generation sources, connected to distribution network is described in Table 1 [11, 12]. The shares of various types of generation with technological details are shown in Fig. 3.

The theoretical volume of regulation resources in the distribution grids of the entire national power system was estimated at about 13 GW<sup>3</sup>. Estimated value indicate that the largest regulation resources<sup>4</sup> will be in thermal and industrial CHP units, and, although to a lesser extent in RES sources, especially wind farms<sup>5</sup>.

#### 5. Voltage and reactive power control in distribution grid using wind farms

The introduction of the grid codes will change the role of wind farms connected to the distribution grid in voltage and reactive power control. Agreements between TSOs and DSOs will

ensure the ability to control and use renewable generation (RES), including wind farms.

Efficient use of wind farms requires the technical capabilities to control them. For this purpose it is necessary that wind farms are equipped with dedicated control systems.

Wind farm control systems supplement the functionality of the wind farm controller delivered by the wind turbines manufacturer in order to meet all voltage and reactive power control requirements. Supplementation involves both, the requirements set out in IRIESP Transmission Grid Code issued by PSE, and those set out in IRIESD Distribution Grid Code issued by individual distribution companies [15].

In particular, they include the following functions:

- regulation at the interconnection point according to the following criteria: reactive power, power factor ( $\cos\phi$ ), voltages according to pre-set static characteristics
- interoperation with the wind turbine controller (server) in order to fully utilise the farm's reactive power generation capacity
- control of static reactive power sources (inductors, capacitors) in the regulation of a selected parameter at the interconnection point
- control of circuit-breakers at the wind farm substation (switching on additional transformers to parallel operation, and changing substation topology in case of high wind generation)
- voltage control in the grid inside wind farm with the farm's transformers
- control system integration with SCADA at the farm's substation
- remote adjustment of the control system from dispatching centres (central, regional) via SCADA

<sup>3</sup> With the exception of centrally dispatched generating units, as of 30 September 2014. In fact, the estimated potential may differ materially from that presented. The real scope should be determined with regard to the specifics of particular technologies, grid environment, installation time, equipment and infrastructure, generator type etc. in particular. Detailed technical audits are required at individual facilities in order to determine which units will be able to provide specific regulation services and to what extent.

<sup>4</sup> Installed capacity criterion.

<sup>5</sup> Approx. 70% of the total capacity of RES sources connected to the distribution grid.

- in the case of farms directly connected to the 110 kV switchgear in LV/HV substations the use of wind farm as a controlled source of reactive power supporting transformer voltage regulation implemented by the automatic voltage control system (ARST), as part of coordinated control.

Wind farms equipped with automatic controls consisting of farm controller and control system, from the point of view of the power system and the transformer substation master control system ARST (if both systems are coordinated), constitute a single source of reactive power. It has its own characteristic  $Q = f(P)$  that indicates the currently available range of reactive power control, dependent on the active power output.

To assure the ability to control a large number of wind farms connected to the distribution network (from the TSO level) the aggregation is required of wind farms in selected areas. Such aggregation will allow for group supervision and control of generation unit operation.

The generation management module allows the following choices:

- one of several control modes: automatic, manual, or according to a defined schedule
- individual control parameters, e.g. maximum active power, voltage level, of reactive power output.

## 6. Conclusions

Close cooperation between TSO and other entities, i.e. DSO, regulatory bodies, and grid users, is necessary to fulfill the requirements of the ENTSO-E grid codes, and to create common energy market in the European Union. Due to the progressive decentralization of power systems, particularly important is the quality of cooperation with DSO operators, because to their grids which are and will be connected intensively the distributed sources and consumers who create flexible demand.

The new provisions of the ENTSO-E grid codes will increase the DSO participation in balancing generation and demand of energy. It should be expected that DSOs will become the coordinators of energy activities of entities connected to the grid, ensuring efficient grid management, thereby contributing to the achievement of the main objectives of the national energy policy [8]. At the same time they will be active managers of the distribution systems, involved in building security of the power system operated by the TSO [6, 7, 14].

It's expected that in the future TSOs will be able to use the local resources connected to the distribution network (generation and demand) for the control purposes in a greater range than so far. Providing of aggregated ancillary services will support the TSO in frequency and voltage balancing as well as in system recovery after failures in the national power system.

The assessment of the technical capabilities of various distributed generation sources indicates a significant potential for power system operation support through ancillary services.

While individual sources may have some disadvantages that prevent their use in some services, the appropriate aggregation and implementation of control algorithms can reduce or completely offset these disadvantages.

In the future a DSO that provides aggregated ancillary services will be a valuable partner for a TSO in ensuring the security of electricity supply.

*The study was funded by GEKON – Generator of Ecological Concepts, contract No. GEKON1/O2/213880/30/2014.*

## REFERENCES

1. ENTSO-E Network Code on Demand Connection, December 2012.
2. ENTSO-E Network Code on Operational Security, February 2013.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Planning and Scheduling, March 2013.
4. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, June 2013.
5. Delfanti M., Galliani A., Olivieri V., The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch, Cired Workshop, Rome, June 2014.
6. Stromsather J., Costa Rausa C.F., Mallet P., EvolvDSO, New and evolving DSO role for efficient DRES integration in distribution networks, Cired Workshop, Rome, June 2014.
7. Ahmadi A.R. et al., Technical and economic impacts of active network management on transmission system operation, Cired Workshop, Rome, June 2014.
8. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania [Local balancing areas], *Energia Elektryczna*, Oct. 2012.
9. Czyżewski R., OZE, Czy system jest gotowy? [RES. Is the system already ready?], Centrum Strategii Energetycznych, June 2013.
10. Wierzbowski M., Aktywne zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej SN z generacją rozproszoną [Active management of MV distribution grid operation with distributed generation], *Energia Elektryczna*, Feb. 2013.
11. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Metodyka wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN [Methods of use of regulation services provided by distributed generation in MV grid development planning], *Acta Energetica* 2014, No. 2/19.
12. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną [Capability of distributed generation to provide regulation services], *Acta Energetica* 2014, No. 2/19.
13. Kaliś H., Zarządzanie redukcją obciążenia. Świadczenie usług systemowych przez przemysłowych odbiorców energii elektrycznej w aspekcie zapisów kodeksu sieci ENTSO-E [Load reduction management. Ancillary services provision by industrial consumers in view of ENTSO-E grid code], Czeladź, 2013.
14. Andruszkiewicz J., Uzupełnianie prawa europejskiego. Kodeksy sieciowe [Supplementing the EU law. Grid codes], *Energia Elektryczna* 2013, No. 3

15. Kołodziej D., Klucznik J., Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo [Wind farm use for voltage and reactive power control in Dunowo node], *Acta Energetica* 2014, No. 1.
16. <http://www.ure.gov.pl/>.
17. <http://www.pse.pl/>.
18. <https://www.entsoe.eu/>.
- 

### **Tomasz Pakulski**

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: [t.pakulski@ien.gda.pl](mailto:t.pakulski@ien.gda.pl)

Graduated in electrical engineering from Faculty of Electrical and Control Engineering of Gdańsk University of Technology (2005). Now a technical and engineering specialist in the Department of Strategy and System Development. Professional interests: power system operation; development of conventional and renewable generation, ancillary and regulation services; Smart Grid solutions and initiatives.

### **Jarosław Klucznik**

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: [j.klucznik@ien.gda.pl](mailto:j.klucznik@ien.gda.pl)

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering (2007) and Faculty of Management and Economics (2010) of Gdańsk University of Technology. MSc Eng. in power systems. Now in Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. Scientific interests: power distribution calculations in power systems and system automatic control engineering, e.g. ARST automatic voltage control systems and wind farms control systems (URST).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 14–19. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Oczekiwany zakres współpracy operatorów systemów przesyłowych z operatorami systemów dystrybucyjnych po wejściu w życie kodeksów sieciowych ENTSO-E

### Autorzy

Tomasz Pakulski  
Jarosław Klucznik

### Słowa kluczowe

kodeksy sieciowe ENTSO-E, usługa regulacyjna, farmy wiatrowe

### Streszczenie

Autorzy artykułu prezentują perspektywę współpracy pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP) a operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) po wprowadzeniu kodeksów sieciowych przez ENTSO-E (ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Przedstawiono nowe obszary aktywności OSD, związane z oferowaniem zagregowanych usług OSP na potrzeby regulacji KSE, z wykorzystaniem zasobów regulacyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz usług na potrzeby regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego, w ramach tworzenia lokalnych obszarów bilansowania (LOB). Zaprezentowano możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej w sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono koncepcję LOB polegającą na zintegrowanym zarządzaniu lokalnymi zasobami regulacyjnymi po stronie generacji, zapotrzebowania i magazynowania energii. Scharakteryzowano możliwości wykorzystania generacji odnawialnej (OZE) do regulacji napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem farm wiatrowych (FW) przyłączonych do systemu dystrybucyjnego.

### 1. Wstęp

Kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej (UE). Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku [18]. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych (ang. *ancillary services*).

Obecnie w Europie ENTSO-E jest w trakcie rewizji przepisów obejmujących działania operacyjne pracy systemu elektroenergetycznego. Po zatwierdzeniu przez Komisję Europejską (KE) nowe przepisy zaczną automatycznie i niezwłocznie obowiązywać we wszystkich krajach wspólnoty, w tym również w Polsce, bez konieczności ich implementacji do przepisów prawa krajowego. Ścisła współpraca pomiędzy podmiotami tworzącymi cały sektor energetyczny, tj.: operatorów OSP, OSD, regulatorów i odbiorców, będzie kluczem do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu poprzez stworzenie systemu wzajemnie współzależnego i współodpowiedzialnego [13, 14].

### 2. Zmiana roli OSD po wprowadzeniu kodeksów sieciowych

Na skutek wejścia w życie kodeksów sieciowych, opracowanych dla ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) i KE przez ENTSO-E, należy oczekiwać nałożenia na OSD nowych obowiązków, ale również uprawnień w procesie zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE. Nowe obszary aktywności OSD mogą objąć w szczególności zagadnienia związane z:

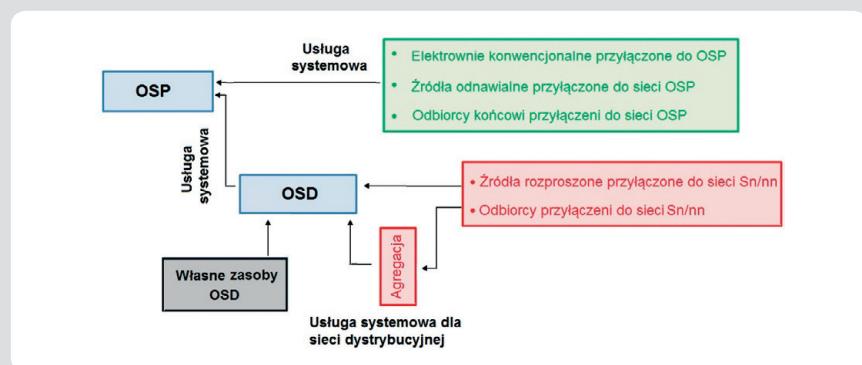
- zarządzaniem zasobami regulacyjnymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, w tym również z zakupem przez OSD usług regulacyjnych ze źródeł i od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (ang. *Network Code on Demand Connection* [art. 20–22]) [1]
- nadzorem i kontrolą nad dostępnością zasobów regulacyjnych oraz udostępnieniem zasobów regulacyjnych OSP w postaci zagregowanych usług, na potrzeby regulacji KSE (ang. *Network Code Loads Frequency Control and Reserves* [art. 68] i *Network Code Operational Planning and Scheduling* [art. 52–53]) [3, 4]
- aktywną regulacją napięcia w sieci dystrybucyjnej, realizowaną przez OSD na podstawie zawartych umów z OSP (ang. *Network Code Operational Security* [art. 10], *Network Code on Demand Connection* [art. 16]), w celu utrzymania w punkcie przyłączenia z siecią przesyłową napięcia w zadanym zakresie [1, 2]
- wykorzystaniem usług na potrzeby regulacji na poziomie systemu

dystrybucyjnego, w szczególności do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania (LOB).

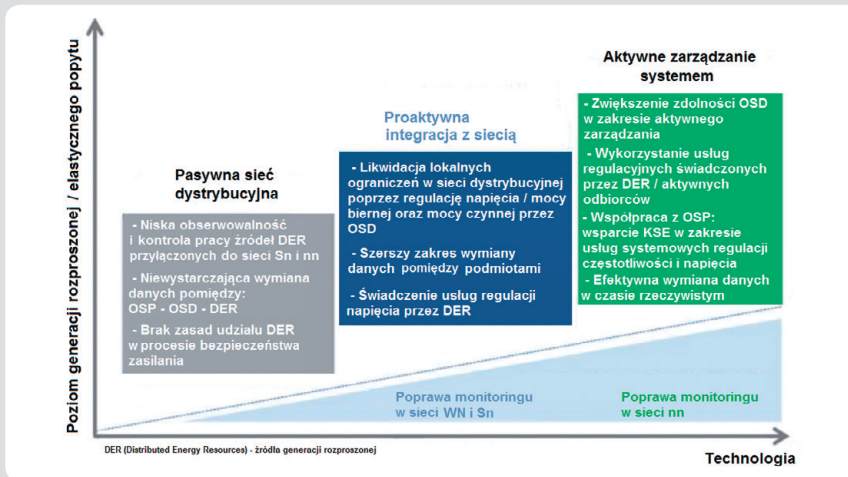
W zależności od wielkości mocy zainstalowanej oraz od konkretnej technologii źródła rozproszone mogą:

- dostarczać za pośrednictwem OSD/agregatora usługi systemowe dla OSP do bilansowania systemu w czasie rzeczywistym, tj. regulację częstotliwości, rezerwę mocy, zarządzanie ograniczeniami czy regulację napięcia. Osiągnięcie elastyczności na poziomie odpowiadającym możliwościom regulacyjnym klasycznej elektrowni konwencjonalnej będzie jednak możliwe dzięki odpowiedniej agregacji źródeł oraz integracji systemu zarządzania ich pracą na poziomie sieci dystrybucyjnej
- świadczyć usługi regulacyjne na potrzeby OSD w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej.

W obu przypadkach do celów regulacji zakłada się możliwość wykorzystania własnych zasobów operatora, w tym również wykorzystanie zasobów w ramach LOB.



Rys. 1. Zmiana roli OSD po wejściu w życie kodeksów sieci, opracowanie własne na podstawie [5]



Rys. 2. Aktywne zarządzanie siecią dystrybucyjną, opracowanie własne na podstawie [6]

W świetle zapisów kodeksów (ang. *Network Code on Demand Connection* [art. 20–22]) sieć dystrybucyjna jest traktowana jako zagregowany odbiorca, przyłączony do sieci przesyłowej, który może świadczyć usługi systemowe w formie zagregowanego popytu DSR (ang. *Demand Side Response*). Świadczenie usług może się odbywać na polecenie operatora OSP na podstawie stosownej umowy zawartej z operatorem/agregatorem o świadczenie takiej usługi. Kategorie usług systemowych obejmują m.in.:

- regulację mocy czynnej DSR APC (ang. *Demand Side Response Active Power Control*)
- regulację mocy biernej DSR RPC (ang. *Demand Side Response Reactive Power Control*)
- zarządzanie redukcją ograniczeń sieciowych DSR TCM (ang. *Demand Side Response Transmission Constraint Management*).

Udział w świadczeniu usług nie jest obowiązkowy, a ma jedynie charakter dobrowolny. W przypadku, gdy jedna z usług jest oferowana przez sieć dystrybucyjną, równoznaczne jest udostępnienie zasobów, na których jest ona fizycznie realizowana, do celów automatycznego zrztu obciążenia w przypadku obniżenia częstotliwości DSR LFDD i/lub napięcia DSR LVDD w sieci poniżej zdefiniowanych progów (ang. *Demand Side Response Low Frequency/Voltage Demand Disconnection*). OSP określa wówczas wielkość oraz szybkość odłączania zapotrzebowania, natomiast OSD przy współudziale OSP określa metodę realizacji, tj. wskazuje obszar geograficzny, na którym będzie ono realizowane.

Nowa rola OSD jako aktywnego operatora systemu oferującego usługi systemowe będzie wymagać ścisłej koordynacji, współpracy z poszczególnymi podmiotami,

szczególnie w kwestii wymiany informacji w warstwie ICT [1, 2, 3, 4, 5]. Szczęólnego znaczenia nadaje się współpracy pomiędzy operatorami OSP i OSD w kwestii wymiany informacji odnośnie pracy źródeł rozproszonych<sup>1</sup>.

### 3. Wykorzystanie usług regulacyjnych w ramach LOB

Koncepcja LOB ma na celu zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnych. Generalnie obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Ponadto charakteryzuje się zdolnością do pracy wyspowej oraz możliwością podjęcia pracy synchronicznej z KSE [9, 10].

Obowiązek tworzenia LOB już obecnie spoczywa na OSD, jednak bilansowanie ma charakter pasywny i zakresem nie odpowiada nowym wyzwaniom, jakim jest w szczególności intensywny rozwój generacji rozproszonej czy rozwój działań typu Smart Grid. Pasywne prowadzenie bilansowania bazuje na aktualnych warunkach pracy sieci, ale nie uwzględnia poprawy efektywności funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy sieci i dostaw w stanie deficytu mocy lub głębokich awarii w KSE [8].

Innowacyjność LOB prowadzącego aktywne bilansowanie polega na technologicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Koncepcja LOB łączy nowy rodzaj usługi o charakterze systemowym, realizowanej w obszarze sieci dystrybucyjnej,

która może być oferowana OSP przez OSD jako wsparcie dla bilansowania KSE [5, 8]. LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową
- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią<sup>2</sup>.

Odpowiednie zarządzanie zasobami regulacyjnymi z wykorzystaniem bilansowania lokalnego pozwoli m.in. na zwiększenie zdolności przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródeł generacji rozproszonej, w szczególności źródeł OZE, prowadząc w efekcie do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych czy też obniżenie wskaźnika strat sieciowych związanych z jej przesyłaniem i transformowaniem od poziomu dużych elektrowni konwencjonalnych do odbiorcy końcowego.

Wykorzystanie możliwości regulacyjnych źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na potrzeby bilansowania lokalnego może być również alternatywą dla uruchomienia źródeł o stosunkowo wysokich jednostkowych kosztach wytwarzania, pokrywających szczytowe zapotrzebowanie, czy też budowy dodatkowej infrastruktury w celu poprawy niezawodności zasilania lub zaspokajania zapotrzebowania rozwijającego się regionu. Może prowadzić również do realnego ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię z KSE.

Wdrożenie modelu bilansowania lokalnego będzie wymagać zastosowania nowych rozwiązań technicznych głównie w zakresie sieci inteligentnych.

### 4. Techniczne możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne źródła generacji rozproszonej

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej przyłączone do sieci dystrybucyjnej scharakteryzowano w tab. 1 [11, 12]. Udział poszczególnych typów generacji z wyszczególnieniem technologii przedstawiono na rys. 3.

Teoretyczną wielkość zasobów regulacyjnych w sieci dystrybucyjnej w skali KSE, wynikającą z przyłączonej generacji, określono na poziomie ok. 13 GW<sup>3</sup>. Przedstawione wyniki wskazują, że największe zasoby regulacyjne<sup>4</sup> będą istniały w źródłach CHP ciepłych oraz przemysłowych, w mniejszym stopniu będą dotyczyć źródeł OZE, w ich przypadku dominującą rolę będą prawdopodobnie odgrywać elektrownie wiatrowe<sup>5</sup>.

### 5. Regulacja napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem farm wiatrowych

Wprowadzenie kodeksów sieciowych zmieni rolę wykorzystania farm wiatrowych

<sup>1</sup> Z punktu widzenia OSD do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskiwanie informacji obejmujących m.in.: prognozy produkcji źródeł rozproszonych, planowanie i monitoring ich pracy, dyspozycyjności, ograniczenia.

<sup>2</sup> W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne.

<sup>3</sup> Z wyłączeniem jednostek JWCD, stan na 30 września 2014. W rzeczywistości wyznaczony potencjał może istotnie różnić się od przedstawionego. Realny zakres powinien być wyznaczony z uwzględnieniem specyfiki konkretnej technologii, otoczenia sieciowego, okresu instalacji, wyposażenia i infrastruktury, w szczególności typu generatora itp. Wymagane będzie wykonanie szczegółowych audytów technicznych na poszczególnych obiektach, które pozwolą określić, które z jednostek będą w stanie świadczyć określone usługi regulacyjne i w jakim zakresie.

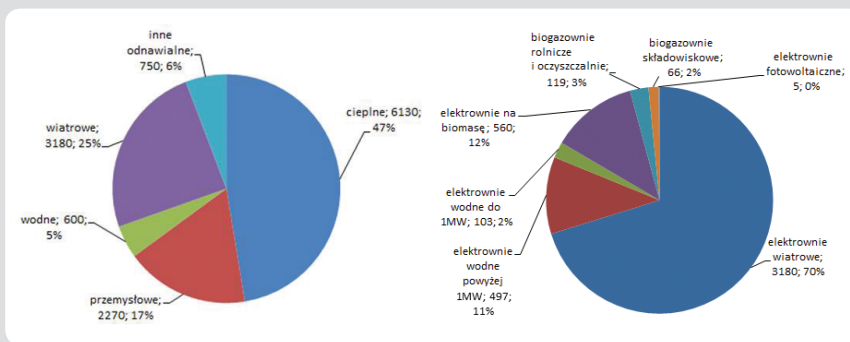
<sup>4</sup> Kryterium mocy zainstalowanych źródeł.

<sup>5</sup> Ok. 70% łącznej mocy źródeł OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.



Typ elektrowni	Technologia		Rodzaj usługi regulacyjnej			Dyspozycyjność
			Regulacja mocy czynnej	Regulacja mocy biernej	Praca wyspowa	
Elektrownie wiatrowe	Generator synchroniczny (połączenie przez przekształtnik)		Tak	Tak	Tak	Ograniczona (zależna od warunków atmosferycznych), zwiększenie możliwości: prognozowanie, agregacja, magazyny energii
	Generator asynchroniczny klatkowy	Pitch control	Tak	Nie	Nie	
		Stall control	Nie	Nie	Nie	
	Generator asynchroniczny, dwustronnie zasilany typu DFIG		Tak	Tak	Tak	
Biogazownie rolnicze oraz przy oczyszczalniach ścieków	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	Wysoka (bardzo wysoka przy wykorzystaniu zbiorników biogazu)
Biogazownie składowiskowe	Generator synchroniczny		Tak ograniczone	Tak ograniczone	Tak ograniczone	Ograniczona (zależna od zgromadzonego biogazu)
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	
CHP	Generator synchroniczny		Tak	Tak/Tak ograniczone	Tak	Ograniczona (zależna od bilansu ciepła, chłodu)
Elektrownie wodne	Generator synchroniczny		Tak	Tak	Tak	Wysoka (bardzo wysoka przy wykorzystaniu zbiornika wodnego)
	Generator asynchroniczny		Nie	Nie	Nie	

Tab. 1. Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez poszczególne typy źródeł generacji rozproszonej



Rys. 3. Moce zainstalowane źródeł w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek JWCD), stan na 30 września 2014, opracowanie własne na podstawie [16, 17]

przyłączonych do sieci dystrybucyjnej w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej. Umowy pomiędzy OSP a OSD zapewnią możliwość sterowania i wykorzystania generacji odnawialnej (OZE), w tym farm wiatrowych.

Dla efektywnego wykorzystania farm wiatrowych konieczne jest zapewnienie możliwości technicznych w zakresie sterowania. W tym celu niezbędne jest, aby farmy wiatrowe były wyposażone w układy regulacji farm wiatrowych.

Układ regulacji farmy wiatrowej uzupełnia funkcjonalność sterownika farmy wiatrowej, dostarczonego przez producenta siłowni wiatrowych, tak aby spełnione były wszystkie wymagania w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej. Uzupełnieniu podlegają wymagania zawarte zarówno w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP), wydanej przez PSE, oraz wymagania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD), wydanej przez poszczególne spółki dystrybucyjne [15].

W szczególności są to następujące funkcje:

- regulacja w punkcie przyłączenia według kryteriów: mocy biernej, współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ), napięcia według zadanych charakterystyk statycznych
- współpraca ze sterownikiem (serwerem) siłowni wiatrowych w celu pełnego wykorzystania możliwości farmy do generacji mocy biernej
- sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej (dławiki, baterie kondensatorów) w procesie regulacji wybranej wielkości w punkcie przyłączenia
- sterowanie wyłącznikami stacji farmy wiatrowej (załączanie dodatkowego transformatora do pracy równoległej i zmiana topologii stacji w przypadku wysokiej generacji wiatrowej)
- regulacja napięć w sieci wewnątrz farmy wiatrowej za pomocą transformatorów farmy
- integracja układu regulacji z SCADA w stacji farmy
- zdalne sterowanie układem regulacji z ośrodków dyspozytorskich (CDM, ODM) za pośrednictwem SCADA

- w przypadku farm przyłączonych bezpośrednio do rozdzielni 110 kV w stacjach elektroenergetycznych NN/WN wykorzystanie farmy wiatrowej jako sterowanego źródła mocy biernej wspomagającego regulację transformatorową, realizowaną przez układ automatycznej regulacji stacji transformatorowej (ARST), regulacja skoordynowana.

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się ze sterownika farmy wiatrowej i układu regulacji, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi pojedyncze źródło generacji mocy biernej. Posiada własną charakterystykę  $Q = f(P)$ , określającą aktualnie dostępny zakres regulacji mocy biernej zależny od generowanej mocy czynnej.

Zapewnienie możliwości sterowania dużą liczbą farm wiatrowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z poziomu OSP) wiąże się z koniecznością agregacji farm wiatrowych na wybranych obszarach. Agregacja umożliwi grupowe nadzorowanie i sterowanie pracą jednostek wytwórczych. Moduł zarządzania generacją pozwoli wybrać:

- jeden z kilku trybów regulacji: automatyczna, ręczna lub według zdefiniowanego harmonogramu
- indywidualne parametry regulacji, np. maksymalna moc czynna, poziom napięcia, generacja mocy biernej.

## 6. Wnioski

Ścisła współpraca pomiędzy OSP a innymi podmiotami, tj. OSD, organami regulacyjnymi, wytwórcami, użytkownikami sieci, jest niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i osiągnięcia sukcesu w kwestii tworzenia ujednoczonego rynku energii w całej Unii Europejskiej. Ze względu na postępującą decentralizację systemów

elektroenergetycznych szczególnie istotna jest współpraca z operatorami OSD, do ich sieci intensywnie są i będą przyłączane źródła rozproszone oraz odbiorcy kreujący elastyczny popyt.

Wprowadzenie zapisów kodeksów sieciowych ENTSO-E spowoduje wzrost udziału operatorów OSD w bilansowaniu produkcji i zapotrzebowania na energię. Należy oczekiwać, że OSD staną się w dużej mierze koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci, zapewniając efektywne zarządzanie pracą sieci, tym samym przyczyniając się do realizacji głównych celów polityki energetycznej państwa [8]. Jednocześnie będą pełnić rolę aktywnych menedżerów systemów dystrybucyjnych uczestniczących w budowaniu bezpieczeństwa systemu zarządzanego przez OSP [6, 7, 14].

Z zapisów kodeksów wynika, że w przyszłości przewiduje się możliwość, w większym niż dotychczas zakresie, wykorzystania przez OSP do celów regulacyjnych zasobów po stronie podaży i popytu, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Świadczenie zagregowanych usług systemowych będzie stanowiło wsparcie dla OSP w zakresie bilansowania częstotliwości i napięcia czy odbudowy systemu po głębokich awariach systemowych w KSE.

Ocena możliwości technicznych poszczególnych źródeł generacji rozproszonej wskazuje na znaczny potencjał wspomagania pracy systemu elektroenergetycznego, poprzez świadczenie przez nie usług regulacyjnych. O ile pojedyncze źródła mogą posiadać różnego rodzaju wady uniemożliwiające

ich wykorzystanie w niektórych usługach, to jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady.

OSD świadczący zagregowane usługi systemowe będzie w przyszłości cennym partnerem dla OSP w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

*Praca finansowana w ramach GEKON – Generator Koncepcji Ekologicznych, umowa nr GEKON1/O2/213880/30/2014.*

#### Bibliografia

1. ENTSO-E Network Code on Demand Connection, grudzień 2012.
2. ENTSO-E Network Code on Operational Security, luty 2013.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Planning and Scheduling, marzec 2013.
4. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, czerwiec 2013.
5. Delfanti M., Galliani A., Olivieri V., The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
6. Stromsather J., Costa Rausa C.F., Mallet P., EvolvDSO, New and evolving DSO role for efficient DRES integration in distribution networks, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
7. Ahmadi A.R. i in., Technical and economical impacts of active network management on transmission system operation, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014.
8. Wrocławski M., Lokalne obszary bilansowania, *Energia Elektryczna*, październik 2012.
9. Czyżewski R., OZE. Czy system jest gotowy?, Centrum Strategii Energetycznych, czerwiec 2013.
10. Wierzbowski M., Aktywne zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej SN z generacją rozproszoną, *Energia Elektryczna*, luty 2013.
11. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Metodyka wykorzystania usług regulacyjnych świadczonych przez generację rozproszoną przy planowaniu rozwoju sieci SN, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19.
12. Korpikiewicz J., Bronk L., Pakulski T., Możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez generację rozproszoną, *Acta Energetica* 2014, nr 2/19.
13. Kaliś H., Zarządzanie redukcją obciążenia. Świadczenie usług systemowych przez przemysłowych odbiorców energii elektrycznej w aspekcie zapisów kodeksu sieci ENTSO-E, Czeladź, 2013.
14. Andruszkiewicz J., Uzupelnianie prawa europejskiego. Kodeksy sieciowe, *Energia Elektryczna* 2013, nr 3.
15. Kołodziej D., Klucznik J., Wykorzystanie farm wiatrowych do regulacji napięcia i mocy biernej na przykładzie węzła Dunowo, *Acta Energetica* 2014, nr 1.
16. <http://www.ure.gov.pl/>.
17. <http://www.pse.pl/>.
18. <https://www.entsoe.eu/>.

#### Tomasz Pakulski

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
 e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, kierunku elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty inżynierowo-technicznego w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę pracy systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju klasycznych i odnawialnych źródeł energii, usługi systemowe i regulacyjne, działania i inicjatywy Smart Grid.

#### Jarosław Klucznik

mgr inż.

Institut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
 e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki (2007) oraz Wydziału Zarządzania i Ekonomii (2010) Politechniki Gdańskiej. Magister inżynier specjalności systemy elektroenergetyczne. Zatrudniony w gdańskim oddziale Instytutu Energetyki (2007). Do obszaru jego zainteresowań naukowych należą: obliczenia rozplływowe w systemie elektroenergetycznym oraz systemowa automatyka regulacyjna – układy regulacji transformatorowej ARST, układy regulacji farm wiatrowych URST.