

New European Electricity Market Regulations and their Impact on the Domestic Market

Authors

Henryk Majchrzak
 Konrad Purchała
 Kamil Smolira

Keywords

European electricity market, target market model, legal regulations

Abstract

The process of building the European electricity market was initiated in the 1980s. Recently, however, significant acceleration of this process can be observed, resulting in many legal regulations determining the current and future market design. The paper discusses legal regulations shaping the energy market in Europe, both the existing ones and those still being drafted, as well as their impact on the domestic electricity market.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015304

1. Development of the Community electricity market

In recent years there has been a significant acceleration of the process of building the common electricity market of the European Union. Due to the ambitious project timeline implementation processes run in parallel with legislative process that lay down a formal legal basis for the implemented mechanisms. It should be emphasized that the ongoing work will result in the development and implementation of solutions that determine the shape of the market for decades to come.

The reform of the electricity markets in Europe was launched in the second half of the 1980s. It consisted in changing the organisation of electric power sectors, i.e. primarily the deregulation and privatisation of vertically integrated monopoly energy companies, and the introduction of competition to the rules for electricity trading. As a result, electricity has become a market commodity, which entailed the development of physical and financial markets and growth of the power exchanges importance. Competition has been introduced between energy producers and between end users suppliers, while retaining the natural monopoly in the area of transmission and distribution grids. Initially, a significant progress in the energy market liberalisation was accomplished basically only in the Nordic countries and the UK. It was only in 1997, when Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity came into force, that a breakthrough occurred in other countries. In 2003 the Directive was replaced by new Directive 2003/54/EC, which was in force until the adoption of the so-called Third Energy Package in 2009. A significant contribution to the creation of the internal energy market

also brought Regulation (EC) No. 1228/2003 of the European Parliament and Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, which laid down the general principles of management of transmission capacities on interconnectors between Member States. A condition for the effective functioning of the internal market in electricity is to ensure the security of its supply. Principles and actions in this respect are regulated by Directive 2005/89/EC of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment.

2. The Third Energy Package

Currently, the implementation of the European energy policy with regard to the construction of the electricity market is based on the so called Third Energy Package, adopted in 2009, and which entered into force on 3 March 2011. The Package implementation was meant to promote liberalisation and further development of competition on the markets for electricity and gas, as well as to improve the standard of service and security of supply. To achieve these objectives, The Third Energy Package has:

- established The Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), the mandate of which is to ensure proper coordination of the regulators' activities, to monitor the cooperation between transmission system operators (TSO), and to monitor the market operation and the integration process' progress
- formalised the cooperation of transmission system operators by establishing The European Network of Transmission System Operators for Gas and Electricity (ENTSO-G and ENTSO-E)

- determined tools for the implementation of a single energy market, which include network codes drawn up on the basis of framework guidelines
- strengthened the role of national regulatory bodies by extending their rights and imposing the obligation to ensure their independence
- introduced new rules for the effective separation of electricity supply and generation from its transmission
- strengthen consumer rights and protection of vulnerable customers.

Elements of The Third Energy Package in electricity are the following legal acts:

- **Regulation EC No. 713/2009** of the European Parliament and the European Council of 13 July 2009, establishing the Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER) [2]
- **Regulation EC No. 714/2009** of the European Parliament and the European Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity [3]
- **Directive 2009/72/EC** of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity [4].

3. Network Codes

The Third Package, by way of Regulation 714/2009, provides for drawing up supplementary regulations, i.e. network codes detailing the Regulation and elaborating on EU-wide solutions for electricity market and system operations. The network codes are developed by ENTSO-E based on ACER framework guidelines, then they must obtain ACER's recommendation and are forwarded to the European Commission. The Commission subjects them to the so called comitology process, whereby Member States within the Cross-Border Committee finally agree on the codes content. Once approved by the Cross-Border Committee the network codes are published as the European Commission's regulations which are directly applicable in Member States without the need to transpose them into national laws. The following network codes are provided for:

For system operations

- **Operational Security (OS)** [9]. The Code contains the basic requirements for ensuring safe and reliable system operations, and formalises in legal terms the ENTSO-E Operational Handbook. Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, forwarded to the European Commission
- **Operational Planning and Scheduling (OPS)** [10]. Code for operational planning of TSOs' operations and cooperation coordination, including the implementation of cross-system exchanges, Day Ahead Congestion Forecast (DAFC) processes, etc. Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, forwarded to the European Commission
- **Load Frequency Control and Reserves (LFCR)** [11]. Code for rules of frequency regulation in the interconnected system (definition of technical characteristics of products, reserves etc.). Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, forwarded to the European Commission

- **Emergency & Restoration (ER)** [12]. Code contains rules of conduct in emergency situations. Status as of March 2015: drafting by ENTSO-E in progress, the draft's public consultations already held
- **Staff Training & Certification (STC)**. Code details TSO responsibilities for operator personnel training and certification. Status: no specific date for work commencement.

For connections to the system

- **Requirements for Generators (RFG)** [13]. Code provides for the harmonisation in the EU of technical requirements for generators connected to the system. Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, EC comitology process in progress
- **Demand Connection (DCC)** [14]. Harmonisation of technical requirements for consumers connected to the system, foundation for the development of Smart Grid technology, demand response etc. Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, EC comitology process in progress
- **HVDC Connections (HVDC)** [15]. Determination of requirement for HVDC installation connections. Code applies to, inter alia, off-shore installations, DC connections in synchronous grid and between systems. Status as of March 2015: delivered to ACER.

For the market

- **Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)** [8]. The key code from the point of view of the implementation of an integrated market in Europe, which contains rules for calculation and allocation of transmission capacities, requirements for day ahead and intraday market processes. Status as of March 2015: in December 2014 approved by EU Member States in the comitology process, entry into force anticipated mid-2015.
- **Forward Capacity Allocation (FCA)** [16]. Code detailing the general principles of long-term transmission rights allocation, including the establishment of a common allocation platform and rules for operator guarantees of firmness of capacity. Status as of March 2015: ACER's recommendation obtained, forwarded to the European Commission
- **Electricity Balancing (EB)** [17]. Code containing rules for power systems balancing. It envisages the gradual harmonisation of national balancing markets, and the creation of a pan-European balancing market. Status as of March 2015: ACER's processing before recommendation in progress.

4. CACM Regulation

The CACM code is the first network code approved by the Cross-Border Committee in December 2014 and is currently awaiting a positive opinion of the European Parliament and the European Council under so called scrutiny procedure. Entry into force of the CACM code as the "Regulation laying down guidelines for transmission capacity allocation and congestion management" (CACM Regulation) is scheduled for mid-2015. The CACM Regulation is a key piece of legislation from the point of view of the implementation of an integrated market in Europe, regulating, among others, the following issues:

- Obligation to harmonise many aspects of the energy markets in all EU Member States, such as energy price caps and floors on power exchange markets, exchanged products, gate closure time for the day ahead and intra-day market bidding, methods of transmission capacity calculation and allocation, methods of cross-border remedial actions cost-sharing.
- Definition of the pan-European day ahead and intraday markets' operating modes.

Day-Ahead Market shall be based on the Market Coupling (MC) common mechanism connecting the day ahead markets in all EU Member States. The MC mechanism of European day ahead markets' integration is supposed to operate according to a single price coupling principle. Under this mechanism the national power exchange – in addition to their basic market services, such as setting energy prices, and assurance of transactions' anonymity and of financial security – also provide an additional service in the form of efficient allocation of cross-border transmission capacities. Cross-border transmission capacities are allocated by way of implicit auction by power exchanges and transmission system operators working in close co-operation.

The target market model for cross-border transmission capacity allocation within the **Intraday Market** is a continuous implicit allocation. Setting up of a common EU-wide Shared Order Book – SOB, enabling energy trade on the intra-day market, utilizing transmission capacities available throughout Europe is envisaged. As in the case of the day ahead a market, the European intraday market allows energy trading throughout Europe, and any bid submitted in any country will be visible in all EU countries, as long as the required transmission capacity is available.

- Introduction of the concept of capacity calculation regions (CCR), under which the transmission capacity calculation processes and other TSO actions are coordinated. The proposal of CCR definition shall be developed by ENTSO-E and submitted for ACER approval three months after the entry into force of the CACAM Regulation, and it is assumed that it will be based on the regions specified in point 3.2 letters b) and d) of Annex I to Regulation (EC) No. 714/2009.
- Determination of cross-border transmission capacity calculation and allocation principles. In accordance with CACAM Regulation only two transmission capacity calculation and allocation methods shall be allowed across the EU: Coordinated Net Transfer Capacity (Coordinated NTC) and Flow-Based Allocation FBA [1]. FBA allocation must be applied in the regions of Central and Eastern Europe (CEE), Central-West Europe (CWE) and the northern border of Italy (NBI). In addition, all neighbouring regions which adopt FBA allocation shall be obligated to connect to apply a common allocation methodology. The application of FBA allocation will allow taking into account the interdependencies between trade transactions concluded and physical flows in major transmission lines and coordinating the capacity allocation process across many borders. This will allow for partial reduction of adverse phenomena currently occurring in connected transmission systems, such as unscheduled flows, which adversely impact the Polish transmission system.

- Obligation and procedure of Member State's appointment of Nominated Electricity Market Operators (NEMO), as well as the obligations imposed on NEMOs in the process of construction and development of the energy market. It is assumed that the NEMO role will be played by power exchanges.
- Introduction of competition between NEMOs within a country and between countries. The purpose of the competition between power exchanges is to ensure the highest quality of services for market participants
- Obligation to consult with market participants all specific solutions for the energy market developed by TSOs and NEMOs, at national and European levels alike
- Adoption of the principle of TSOs' and NEMOs' decision making by qualified majority voting. When implementing market solution TSOs and NEMOs have so far taken decisions unanimously, so here CACM introduces a new quality in relations between operators and exchange markets.

5. Other EU regulations

In addition to the regulations included in The Third Energy Package, and those arising from provisions of its network codes, also other regulations having a significant impact on the functioning and development of the energy market in the EU were recently introduced.

REMIT Regulation (1227/2011) Regulation of the European Parliament and of the Council (EU) No. 1227/2011 of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency [5] provides the legal framework for monitoring wholesale energy markets, aimed at detection and prevention of abusive practices affecting wholesale energy markets, in particular the prevention of influencing the level of prices in this market. With the entry into force of the REMIT Regulation, i.e. 28 December 2011, the legal standards apply with regard to the requirement to provide inside information to the public, and the ban on its improper use and manipulation in the wholesale energy market. Other duties, i.e. the obligation to provide ACER with transaction details and with so-called fundamental data, enter into force on the dates specified in the implementing regulation to REMIT.

On 7 January 2015 the Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 of 17 December 2014 on data reporting implementing Article 8(2) and Article 8(6) of REMIT Regulation entered into force. This regulation imposes obligations on market participants to provide transaction data to ACER. Depending on the transaction type, these obligations arise with effect from 7 October 2015 or 7 April 2016. Moreover, the regulation introduces the obligation to provide ACER through ENTSO-E central information transparency platform with information on device status, i.e. on the capacity and utilisation of facilities for generation, storage, transmission of electricity or consuming electricity, including those relating to planned or unplanned unavailability of these facilities, which shall arise on 7 October 2015.

Transparency Regulation (543/2013). Commission Regulation (EU) No. 543/2013 on the submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No. 714/2009 of the European Parliament and of the Council [6].

This regulation appoints ENTSO-E as the organisation responsible for the development of a central information transparency platform and for publication of market data on the platform. At the same time, pursuant to the Regulation, primary owners of the data, i.e. those responsible for the creation of the data – including electricity generators and consumers, are obliged to provide complete sets of required data by TSO. Acquisition of relevant data and their provision to ENTSO-E for publication is a responsibility of TSO. The central information transparency platform for the European energy market was launched by ENTSO-E on 5 January 2015 [18].

Regulation EC No. 347/2013 Regulation (EU) No. 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure lays down rules for the timely development of trans-European energy networks in order to achieve the EU energy policy objectives aiming to ensure the functioning of the internal energy market and security of supply in the EU, to promote energy efficiency and energy saving, and the development of new and renewable energy sources, as well as to promote interconnection between power systems. Regulation 347/2013 sets out a list of priority corridors and areas of energy infrastructure (Projects of Common Interest – PCI projects), which is to be updated every two years. Projects included in this list are considered necessary from the energy policy point of view, and are granted the status of the highest possible importance in the country and are treated in accordance with this status within the processes of granting required permissions and administrative approvals, including those relating to environmental impact assessment. PCI projects are eligible for EU financial assistance in the form of grants from Connecting Europe Facility (CEF) and financial instruments such as the Cohesion Fund and the European Regional Development Fund (ERDF), and the support of the European Investment Bank and others.

EEAG Guidelines The European Commission's Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020 (EEAG) [7], published on 9 April 2014, set out new rules of state aid for RES, energy infrastructure and measures taken to ensure the adequacy of generation capacity. On the basis of EEAG Guidelines the European Commission will evaluate the State aid schemes notified by the Member States in accordance with Art. 108 (3) of the Treaty on the Functioning of the European Union.

6. Summary

Speeding up the process of building the European energy market made it necessary to develop a large number of legal regulations, which provide a formal basis for the introduction of new solutions and making changes in the existing mechanisms. The new regulations enforce a wider opening of all segments of the national electricity markets and their gradual harmonisation towards the single European market, which should significantly improve the situation of its participants through further development of competition, increased liquidity and facilitated access to the market. Also conducted are activities related to ensuring equal access to information and transparency of energy markets,

and regulating the rules of public aid for energy market participants in each Member State. Although the European Commission believes that completion of the internal market for electricity requires full implementation of the existing legal framework by all Member States, the Energy Union concept announced in February 2015 heralds many more legislative changes. These changes are to ensure the establishment of the Energy Union, covering five interrelated dimensions, i.e. energy security, integrated internal energy market, energy efficiency, decarbonisation of the economy, and research and innovation. Under this initiative the European Commission declares that it will take many actions to ensure the Energy Union implementation, including new proposals for legislative acts, very important also for the electricity sector. In particular, legislative proposals have been announced already for 2016 regarding security of supply, as well as proposals of the new electricity market model.

REFERENCES

1. Schavemaker P.H., Beune R.J.L., Flow-based market coupling and bidding zone delimitation: Key ingredients for an efficient capacity allocation in a zonal system, 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm 2013.
2. Regulation (EC) No. 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713>.
3. Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No. 1228/2003 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714>.
4. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072>.
5. Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227>.
6. Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No. 714/2009 of the European Parliament and of the Council [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0543>.
7. The European Commission: Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/ C 200/01) [online], [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).
8. Commission Regulation (EU) establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (wersja robocza 05.12.2014) [online], <http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/D03752701-en.pdf>.

9. ENTSO-E: Network Code on Operational Security, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2015/01/130924-AS-NC_OS_2nd_Edition_fnal.pdf.
10. ENTSO-E: Network Code on Operational Planning and Scheduling, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130924-AS_NC-OPS_2nd_Edition_fnal.pdf.
11. ENTSO-E: Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 1.28.06.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf.
12. ENTSO-E: Working Draft Network Code on Emergency and Restoration, 22.01.2015 [online], https://www.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/NC_ER/150122_Network_Code_on_Emergency_and_Restoration_V2.pdf.
13. ENTSO-E: Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 08.03.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130308_Final_Version_NC_RfG1.pdf.
14. ENTSO – E: Network Code on Demand Connection, 21.12.2012 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/121221_fnal_Network_Code_on_Demand_Connection.pdf.
15. ENTSO-E: Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules, 30.04.2014 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140430-NC-HVDC.pdf>.
16. ENTSO-E: Network Code on Forward Capacity Allocation, 01.10.2013 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/131001-NC-FCA-fnal.pdf>.
17. ENTSO-E: Network Code on Electricity Balancing, 06.08.2014 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.pdf.
18. ENTSO-E: Transparency Platform [online], <https://transparency.entsoe.eu>.

Henryk Majchrzak

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: henryk.majchrzak@pse.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology in Gliwice. In 2001 at the Technical University of Opole he defended his doctoral thesis on the problem of start-up losses of power units, and was appointed an assistant professor at the Institute of Power Stations and Measuring Systems at the university. In 2003 he graduated from the executive MBA program at the Faculty of Management and Information Technology, University of Economics in Wrocław, obtaining a master's degree in economics. From the beginning of his career in 1986 he has been professionally involved with the energy sector. He climbed the promotion ladder, from the position of field operator to on-duty operations engineer at Bełchatów Power Plant, and from 1991 he worked as head of the unit operations department, and then chief operations engineer at Opole Power Plant. From 1998 he was deputy technical director for operations, in 2004 he was appointed member of the management board, technical director. In 2005 he was appointed chairman of the board and CEO of BOT Elektrownia Opole SA. In 2008 he won the competition for the position of Chairman of the Board of BOT Górnictwo i Energetyka SA. Then he was VP for investment and generation in PGE SA, and in 2009-2010 – director of the Energy Department at the Ministry of Economy. Since July 2010, a board member of PSE.

Konrad Purchała

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: konrad.purchala@pse.pl

Director of Energy Market Development at PSE SA. Graduated from the Faculty of High Power Technology at Warsaw University of Technology and doctoral studies at the Faculty of Electrical Power Engineering of University of Leuven in Belgium. An Erasmus scholar in Belgium. From 2005 Tractebel Project Manager, Power System Consulting (GdF-Suez group), adviser in energy markets and power systems. From 2009 in PSE Operator SA, first as an advisor to the board and then in the Department of System Operation as the task director responsible for integration of energy markets. Since February 2012 Director of Energy Market Development.

Kamil Smolira

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: kamil.smolira@pse.pl

He obtained his MSc. Eng. degree in 2003 and Dr. Eng. degree in 2008 for the thesis on the analysis of balancing mechanisms in real-time markets at the Faculty of Electronics and Information Technology of Warsaw University of Technology. Employed at Warsaw University of Technology until 2011. Since 2012 in Polskie Sieci Energetyczne SA, Energy Market Development Department. His interests include: operations research, decision support systems, energy markets. He has authored and co-authored more than 20 publications.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–43. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Nowe regulacje europejskie w obszarze rynku energii elektrycznej i ich wpływ na rynek krajowy

Autorzy

Henryk Majchrzak
Konrad Purchała
Kamil Smolira

Słowa kluczowe

europejski rynek energii elektrycznej, docelowy model rynku, regulacje prawne

Streszczenie

Proces budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej zapoczątkowano już w latach 80. ubiegłego wieku. W ostatnich czasie można jednak zaobserwować znaczne jego przyspieszenie, skutkujące powstaniem dużej liczby regulacji prawnych determinujących aktualne oraz przyszłe rozwiązania rynkowe. W artykule zostały omówione wprowadzone oraz będące jeszcze na etapie opracowywania regulacje prawne, decydujące o kształcie rynku energii w Europie, oraz ich wpływ na rynek krajowy.

1. Rozwój wspólnotowego rynku energii elektrycznej

W ostatnich latach nastąpiło znaczne przyspieszenie procesu budowy wspólnotowego rynku energii elektrycznej Unii Europejskiej. Ze względu na ambitny harmonogram budowy rynku procesy implementacyjne przebiegają równoległe z procesami legislacyjnymi ustalającymi formalne podstawy prawne dla implementowanych mechanizmów. Niemniej należy podkreślić, że trwające prace będą skutkowały wypracowaniem i implementacją rozwiązań determinujących kształt rynku na następne dziesięciolecie.

Reforma rynków energii elektrycznej w Europie została zapoczątkowana w drugiej połowie lat 80. Polegała ona na zmianie organizacji sektorów elektroenergetyki, czyli przede wszystkim deregulacji i prywatyzacji monopolistycznych pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz wprowadzeniu konkurencji do zasad obrotu energią elektryczną. W konsekwencji energia elektryczna stała się towarem rynkowym, co pociągnęło za sobą rozwój rynków fizycznych i finansowych. Większego znaczenia zaczęły nabierać giełdy energii. Wprowadzono konkurencję między wytwórcami energii oraz między sprzedawcami energii do odbiorców końcowych, zachowując jednak naturalny monopol w obszarze sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych. Początkowo znaczące postępy w zakresie liberalizacji rynku energii zanotowano w zasadzie jedynie w krajach skandynawskich i Wielkiej Brytanii. Dopiero w 1997 roku, gdy weszła w życie Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 roku, dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, nastąpił przełom również w innych krajach. W 2003 roku wspomniana dyrektywa została zastąpiona nową Dyrektywą 2003/54/WE, która obowiązywała do czasu przyjęcia tzw. trzeciego pakietu energetycznego w 2009 roku. Znaczący wkład w tworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej wniosło również Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 roku, w sprawie

warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, które określiło ogólne zasady zarządzania zdolnościami przesyłowymi na połączeniach wzajemnych pomiędzy państwami członkowskimi. Warunkiem efektywnego funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw tej energii. Zasady i działania w tym zakresie uregulowane zostały w Dyrektywie 2005/89/WE z 18 stycznia 2006 roku, dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych.

2. Trzeci pakiet energetyczny

Obecnie realizacja europejskiej polityki energetycznej w zakresie budowy rynku energii elektrycznej opiera się na przyjętym w 2009 roku tzw. trzecim pakiecie energetycznym, który wszedł w życie 3 marca 2011 roku. Wdrożenie pakietu miało sprzyjać liberalizacji i dalszemu rozwojowi konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, a także poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw. Dla osiągnięcia tych celów trzeci pakiet energetyczny:

- powołał do życia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), której zadaniem jest zapewnienie właściwej koordynacji działań regulatorów, monitorowanie współpracy między operatorami systemów przesyłowych (OSP) oraz monitorowanie rynku i przebiegu procesu integracji
- sformalizował współpracę operatorów systemów przesyłowych poprzez utworzenie Europejskich Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu i Energii Elektrycznej (ENTSO-G i ENTSO-E)
- ustalił narzędzia wdrożenia jednolitego rynku energii, jakimi są kodeksy sieciowe, opracowywane na podstawie wytycznych ramowych
- wzmocnił rolę krajowych organów regulacyjnych poprzez rozszerzenie uprawnień oraz wprowadzenie obowiązku zapewnienia ich niezależności
- wprowadził nowe zasady dotyczące skutecznego rozdziału działalności w zakresie dostaw i wytwarzania od przesyłu energii elektrycznej

- wzmocnił prawa konsumenta i ochronę odbiorców wrażliwych.

Elementami trzeciego pakietu energetycznego w zakresie energii elektrycznej są następujące akty prawne:

- **Rozporządzenie WE nr 713/2009** Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej z 13 lipca 2009 roku, ustanawiające Agencję ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER) [2]
- **Rozporządzenie WE nr 714/2009** Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej [3]
- **Dyrektywa 2009/72/EC** Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [4].

3. Kodeksy sieciowe

Trzeci pakiet, poprzez Rozporządzenie 714/2009, przewiduje opracowanie regulacji uzupełniających, tzn. kodeksów sieciowych, doprecyzowujących to rozporządzenie i dookreślających wspólnotowe rozwiązania w zakresie rynku energii elektrycznej oraz pracy systemów. Kodeksy są opracowywane przez ENTSO-E na podstawie wytycznych ramowych ACER, następnie muszą uzyskać pozytywną opinię ACER, po czym są przekazywane do Komisji Europejskiej. KE poddaje je tzw. procesowi komitologii, gdzie kraje członkowskie w ramach tzw. Komitetu Cross-Border Committee uzgadniają ostatecznie treść kodeksów. Po uzyskaniu akceptacji Komitetu Cross-Border Committee kodeksy sieciowe są publikowane jako rozporządzenia Komisji Europejskiej, które obowiązują bezpośrednio w krajach członkowskich bez konieczności transponowania ich do prawa krajowego. Przewidywane są następujące kodeksy sieciowe:

Dotyczące pracy systemu

- **Operational Security (OS)** [9]. Kodeks zawiera podstawowe wymagania dla zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu, formalizuje w sensie prawnym ENTSO-E Operational

Handbook. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE

- **Operational Planning and Scheduling (OPS)** [10]. Kodeks dotyczący operacyjnego planowania pracy i koordynacji współpracy OSP, m.in. realizacja wymiany międzysystemowej, procesy planowania pracy systemu na dzień następny (ang. *Day Ahead Congestion Forecast* – DACF) itd. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE
- **Load Frequency Control and Reserves (LFCR)** [11]. Kodeks dotyczący zasad regulacji częstotliwości w połączonym systemie (definicja charakterystyki technicznej wykorzystywanych produktów, rezerw itd.). Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, przekazany do KE
- **Emergency & Restoration (ER)** [12]. Kodeks zawiera zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych. Status na marzec 2015: w trakcie opracowywania przez ENTSO-E, odbyły się już publiczne konsultacje draftu Kodeksu ER
- **Staff Training & Certification (STC)**. Kodeks precyzujący obowiązki OSP w zakresie szkolenia i certyfikacji personelu operatorskiego. Status: brak konkretnej daty rozpoczęcia prac.

Dotyczące przyłączenia do systemu

- **Requirements for Generators (RFG)** [13]. Kodeks przewidujący harmonizację w UE wymagań technicznych dla wytwórców przyłączanych do systemu. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, w trakcie procedowania przez KE w procesie komitologii
- **Demand Connection (DCC)** [14]. Harmonizacja wymagań technicznych dla odbiorców przyłączanych do systemu, fundament dla rozwoju technologii Smart Grid, *demand response* itd. Status na marzec 2015: uzyskana pozytywna opinia ACER, w trakcie procedowania przez KE w procesie komitologii
- **HVDC Connections (HVDC)** [15]. Określenie wymagań dla przyłączenia instalacji stałoprądowych – HVDC. Kodeks dotyczy m.in. instalacji *off-shore* (sieci morskich), połączeń DC w sieci synchronicznej i pomiędzy systemami. Status na marzec 2015: kodeks HVDC przekazany do ACER.

Dotyczące rynku

- **Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)** [8]. Kluczowy kodeks z punktu implementacji zintegrowanego rynku w Europie, zawierający zasady wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, wymagania dla procesów rynku dnia następnego i bieżącego. Status na marzec 2015: kodeks w grudniu 2014 roku uzyskał akceptację państw członkowskich UE w procesie komitologii, przewidywane wejście w życie to połowa 2015 roku
- **Forward Capacity Allocation (FCA)** [16]. Kodeks precyzujący ogólne zasady alokacji długoterminowych praw przesyłowych, m.in. stworzenie wspólnej platformy alokacji oraz zasady gwarantowania przez operatorów udostępnianych zdolności. Status na marzec 2015:

uzyskana pozytywna opinia ACER, kodeks przekazany do KE

- **Electricity Balancing (EB)** [17]. Kodeks zawiera zasady dotyczące bilansowania systemów elektroenergetycznych. Zakłada on stopniową harmonizację krajowych rynków bilansujących oraz stworzenie paneuropejskiego rynku bilansującego. Status na marzec 2015: kodeks jest obecnie procedowany przez ACER przed wydaniem opinii.

4. Rozporządzenie CACM

Kodeks CACM to pierwszy z kodeksów sieciowych, który uzyskał akceptację Komitetu Cross-Border Committee w grudniu 2014 roku i aktualnie oczekuje na pozytywną opinię Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej w ramach tzw. *scrutiny procedure*. Wejście w życie Kodeksu CACM jako „Rozporządzenie ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi” (Rozporządzenie CACM) jest planowane w połowie 2015 roku. Rozporządzenie CACM jest kluczowym aktem prawnym z punktu implementacji zintegrowanego rynku w Europie, regulującym m.in. następujące kwestie:

- Wprowadzenie zobowiązania do harmonizacji wielu aspektów rynków energii we wszystkich krajach członkowskich UE, m.in.: dopuszczalnych pułapów cen energii na rynkach giełdowych, wymienianych produktów, czasu zamknięcia bramki zgłaszania ofert dla rynku dnia następnego i rynku *intra-day*, metod wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych, metod podziału kosztów operatorskich środków zaradczych
- Zdefiniowanie sposobu działania paneuropejskiego rynku dnia następnego i paneuropejskiego rynku dnia bieżącego.

Rynek Dnia Następnego (RDN lub ang. *Day-Ahead*) ma zostać oparty na jednym wspólnym mechanizmie Market Coupling (MC), łączącym rynki dnia następnego we wszystkich krajach członkowskich UE. Mechanizm MC integrujący europejskie rynki dnia następnego ma funkcjonować według zasady *single price coupling*. W ramach tego mechanizmu krajowe giełdy energii – oprócz swoich podstawowych usług rynkowych, takich jak: wyznaczenie cen energii, zapewnienie anonimowości zawieranych transakcji czy bezpieczeństwa finansowego – świadczą także usługę dodatkową w postaci efektywnej alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Realizacja alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w ramach aukcji *implicit* jest realizowana przy ścisłej współpracy giełd energii i operatorów systemów przesyłowych. Docelowym modelem rynkowym dla alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w ramach **Rynku Dnia Bieżącego** jest niejawną alokacją ciągłą (ang. *implicit continuous allocation*). Przewidywane jest utworzenie wspólnej dla całej UE księgi zleceń (ang. *Shared Order Book* – SOB), umożliwiającej obrót energią w ramach rynku *intra-day*, wykorzystując dostępne w całej Europie zdolności przesyłowe. Podobnie jak w przypadku rynku dnia następnego, europejski rynek dnia bieżącego umożliwi obrót energią w całej Europie, a każda oferta zgłoszona w dowolnym kraju

będzie widoczna we wszystkich krajach UE, o ile będą dostępne wymagane zdolności przesyłowe.

- Wprowadzenie pojęcia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (ang. *capacity calculation regions* – CCR), w ramach których następuje koordynacja procesów wyznaczenia zdolności przesyłowych oraz innych działań podejmowanych przez OSP. Propozycja definicji CCR ma zostać opracowana przez ENTSO-E i przedłożona do akceptacji ACER już trzy miesiące po wejściu w życie Rozporządzenia CACM, zakłada się, że będzie ona oparta na regionach określonych w pkt 3.2 lit. b) i d) załącznika I do Rozporządzenia (WE) nr 714/2009
- Określenie zasad wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Zgodnie z Rozporządzeniem CACM dopuszczalne w całej UE będzie stosowanie jedynie dwóch metod wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych: Coordinated Net Transfer Capacity (Coordinated NTC) i Flow-Based Allocation FBA [1]. Alokacja FBA musi być stosowana w regionach Europy Środkowo-Wschodniej (CEE), Środkowo-Zachodniej (CWE) i północnej granicy Włoch (NBI). Ponadto wszystkie sąsiadujące regiony, które wprowadzą alokację FBA, mają obowiązek połączyć się w celu stosowania wspólnej metodyki alokacji. Zastosowanie alokacji FBA pozwoli na uwzględnienie współzależności pomiędzy zawieranymi transakcjami handlowymi a przepływami fizycznymi na głównych liniach przesyłowych i koordynację procesu alokacji, zdolności przesyłowych na wielu granicach. Umożliwi to częściowe ograniczenie niekorzystnych zjawisk występujących aktualnie w połączonych systemach przesyłowych, takich jak np. przepływy nieplanowe, które mają niekorzystny wpływ na polski system przesyłowy
- Obowiązek oraz tryb wyznaczania przez kraje członkowskie UE operatorów rynków krajowych (ang. *Nominated Electricity Market Operator* – NEMO), jak również obowiązki nakładane na NEMO w procesie budowy oraz rozwoju rynku energii. Przyjmuje się, że rola NEMO będzie pełniona przez giełdy energii
- Wprowadzenie zasady konkurencji pomiędzy NEMO w ramach jednego kraju oraz pomiędzy krajami. Celem wprowadzenia zasady konkurencji między giełdami jest zapewnienie najwyższej jakości usług uczestnikom rynku
- Wprowadzenie obowiązku konsultacji z uczestnikami rynku wszystkich szczegółowych rozwiązań dotyczących rynku energii opracowywanych przez OSP i NEMO, zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim
- Wprowadzenie zasady podejmowania decyzji przez OSP i NEMO w drodze głosowania większością kwalifikowaną. W prowadzonych dotychczas przez OSP i NEMO projektach implementacyjnych rozwiązań rynkowych decyzje były podejmowane jednogłośnie, więc CACM wprowadza tu nową jakość w stosunkach międzyoperatorskich i międzygiełdowych.

5. Inne regulacje UE

Oprócz regulacji wchodzących w skład trzeciego pakietu energetycznego oraz wynikających z jego postanowień kodeksów sieciowych, w ostatnim okresie wprowadzono również inne regulacje mające znaczący wpływ na funkcjonowanie i rozwój rynku energii w UE.

Rozporządzenie REMIT (1227/2011). Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [5] (*Regulation on Energy Market Integrity and Transparency – REMIT*) określa ramy prawne do monitorowania hurtowych rynków energii, mające na celu wykrywanie i zapobieganie praktykom stanowiącym nadużycia wpływające na hurtowe rynki energii, w szczególności zapobieganie wywieraniu wpływu na poziom cen na tym rynku. Z dniem wejścia w życie Rozporządzenia REMIT, tj. 28 grudnia 2011 roku, zastosowanie mają normy prawne dotyczące obowiązku podawania informacji wewnętrznych do wiadomości publicznej oraz zakazu niewłaściwego ich wykorzystywania i manipulacji na hurtowym rynku energii. Pozostałe obowiązki, tj. obowiązek przekazywania do ACER informacji o transakcjach oraz tzw. informacji podstawowych, wchodzą w życie w terminach określonych w rozporządzeniu wykonawczym do rozporządzenia REMIT.

7 stycznia 2015 roku weszło w życie Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 roku w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 Rozporządzenia REMIT. Rozporządzenie to nakłada na uczestników rynku obowiązki w zakresie przekazywania do ACER informacji o transakcjach. W zależności od rodzaju transakcji obowiązki te powstają z dniem 7 października 2015 roku lub 7 kwietnia 2016 roku. Ponadto rozporządzenie wprowadza obowiązek przekazywania do ACER za pośrednictwem centralnej platformy informacyjnej ENTSO-E informacji na temat stanu urządzeń, tj. informacji na temat zdolności i wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub zużywających energię elektryczną, w tym dotyczących planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji, który powstaje 7 października 2015 roku.

Transparency Regulation (543/2013). Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej zmieniające Załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 [6]. Rozporządzenie to wskazuje organizację ENTSO-E jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej na rzecz przejrzystości oraz za publikację na platformie informacyjnej danych rynkowych. Równocześnie, zgodnie z rozporządzeniem, pierwotni właściciele danych, tj. podmioty odpowiedzialne za tworzenie danych – w tym wytwórcy oraz odbiorcy energii, są zobowiązani do przekazywania do OSP kompletnych wymaganych danych. Za pozyskanie odpowiednich danych oraz ich dostarczenie do ENTSO-E w celu publikacji odpowiadają OSP. Centralna platforma informacyjna

dla europejskiego rynku energii została uruchomiona przez ENTSO-E 5 stycznia 2015 roku [18].

Rozporządzenie WE nr 347/2013. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 roku, w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, ustanawia przepisy dotyczące terminowego rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych z myślą o osiągnięciu celów unijnej polityki energetycznej, zmierzających do zapewniania funkcjonowania rynku wewnętrznego energii oraz bezpieczeństwa dostaw w UE, wspierania efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii, a także wspierania połączeń międzysystemowych między sieciami energetycznymi. Rozporządzenie 347 określiło listę priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej (projekt PCI), która ma podlegać aktualizacji co 2 lata. Projekty znajdujące się na liście unijnej są uważane za niezbędne z punktu widzenia polityki energetycznej oraz otrzymują status najwyższego możliwego znaczenia w kraju i są traktowane zgodnie z tym statusem w ramach procesów wydawania pozwoleń i zgód administracyjnych, w tym również dotyczących oceny wpływu na środowisko. Projekty PCI kwalifikują się do unijnej pomocy finansowej w formie dotacji z Funduszu CEF (ang. *Connecting Europe Facility*) oraz instrumentów finansowych, takich jak Fundusz Spójności i Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), wsparcie Europejskiego Banku Inwestycyjnego i innych.

Wytyczne EEAG. Wytyczne Komisji Europejskiej w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020 [7] (ang. *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020 – EEAG*) opublikowane 9 kwietnia 2014 roku, określają nowe zasady udzielania pomocy publicznej dla OZE, infrastruktury energetycznej oraz dla środków podejmowanych w celu zapewnienia wystarczalności zdolności wytwórczych. Na podstawie wytycznych EEAG Komisja Europejska będzie oceniała programy pomocy publicznej notyfikowane przez kraje członkowskie zgodnie z art. 108 (3) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

6. Podsumowanie

Przyspieszenie procesu budowy europejskiego rynku energii spowodowało konieczność opracowania dużej liczby regulacji prawnych, dających formalne podstawy do wprowadzenia nowych rozwiązań i przeprowadzenia zmian w funkcjonujących mechanizmach. Nowe regulacje wymuszają szersze otwarcie wszystkich segmentów krajowych rynków energii elektrycznej oraz stopniową ich harmonizację w kierunku jednolitego rynku europejskiego, co powinno znacząco poprawić sytuację jego uczestników poprzez dalszy rozwój konkurencji, zwiększenie płynności i ułatwienie dostępu do rynku. Prowadzone są również działania związane z zapewnieniem równego dostępu do informacji i transparentności rynku energii oraz uregulowaniem zasad przyznawania pomocy publicznej dla uczestników rynków energii

w poszczególnych krajach członkowskich. Chociaż Komisja Europejska uważa, iż dla zakończenia budowy wewnętrznego rynku energii elektrycznej konieczna jest pełna implementacja istniejących ram prawnych przez wszystkie państwa członkowskie, ogłoszona w lutym 2015 koncepcja Unii Energetycznej zapowiada wiele kolejnych zmian legislacyjnych. Zmiany te mają zapewnić powstanie Unii Energetycznej, rozpatrywanej w pięciu wzajemnie wpływających na siebie wymiarach, tj. bezpieczeństwie energetycznym, zintegrowanym wewnętrznym rynku energii, efektywności energetycznej, dekarbonizacji gospodarki oraz badaniach i innowacjach. W ramach tej inicjatywy Komisja Europejska zapowiada podjęcie wielu działań, które mają zapewnić wdrożenie Unii Energetycznej, w tym nowe propozycje zamian legislacyjnych, bardzo istotnych również dla sektora elektroenergetycznego. W szczególności już w 2016 roku zapowiadane są propozycje legislacyjne dotyczące bezpieczeństwa dostaw oraz propozycje nowego modelu rynku energii elektrycznej.

Bibliografia

- Schavemaker P.H., Beune R.J.L., Flow-based market coupling and bidding zone delimitation: Key ingredients for an efficient capacity allocation in a zonal system, 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), Stockholm 2013.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 roku ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0713>.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714>.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072>.
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011R1227>.
- Rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 roku w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające Załącznik I do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 [online], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0543>.

7. Komisja Europejska: Wytoczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020(2014/C200/01)[online],[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)).
8. Commission Regulation (EU) establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (wersja robocza 05.12.2014) [online], <http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/D03752701-en.pdf>.
9. ENTSO-E: Network Code on Operational Security, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2015/01/130924-AS-NC_OS_2nd_Edition_final.pdf.
10. ENTSO-E: Network Code on Operational Planning and Scheduling, 24.09.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130924-AS-NC-OPS_2nd_Edition_final.pdf.
11. ENTSO-E: Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, 28.06.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf.
12. ENTSO-E: Working Draft Network Code on Emergency and Restoration, 22.01.2015 [online], https://www.entsoe.eu/Documents/Network_codes_documents/NC_ER/150122_Network_Code_on_Emergency_and_Restoration_V2.pdf.
13. ENTSO-E: Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, 08.03.2013 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130308_Final_Version_NC_RfG1.pdf.
14. ENTSO-E: Network Code on Demand Connection, 21.12.2012 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/121221_final_Network_Code_on_Demand_Connection.pdf.
15. ENTSO-E: Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules, 30.04.2014 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140430-NC-HVDC.pdf>.
16. ENTSO-E: Network Code on Forward Capacity Allocation, 01.10.2013 [online], <http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/131001-NC-FCA-final.pdf>.
17. ENTSO-E: Network Code on Electricity Balancing, 06.08.2014 [online], http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v03.pdf.
18. ENTSO-E: Transparency Platform [online], <https://transparency.entsoe.eu>.

Henryk Majchrzak

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: henryk.majchrzak@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach. W 2001 roku na Politechnice Opolskiej obronił pracę doktorską, obejmującą problematykę strat rozruchowych bloków energetycznych, i został adiunktem w Instytucie Elektrowni i Systemów Pomiarowych tej uczelni. W 2003 roku ukończył studia menedżerskie MBA na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, uzyskując tytuł magistra ekonomii. Od początku kariery zawodowej w 1986 roku był związany zawodowo z energetyką. Przeszedł kolejne szczeble awansu zawodowego, od stanowiska obchodowego po dyżurnego inżyniera ruchu w Elektrowni Belchatów, a od 1991 roku pracował jako kierownik wydziału ruchu bloków, następnie główny inżynier eksploatacji w Elektrowni Opole. Od 1998 roku pełnił funkcję zastępcy dyrektora technicznego ds. eksploatacji, w 2004 roku został powołany na stanowisko członka zarządu, dyrektora technicznego. W 2005 roku objął funkcję prezesa zarządu, dyrektora generalnego BOT Elektrowni Opole SA. W 2008 roku wygrał konkurs na stanowisko prezesa zarządu BOT Górnictwo i Energetyka SA. Następnie był wiceprezesem ds. inwestycji i wytwarzania w PGE SA, a w latach 2009–2010 – dyrektorem Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki. Od lipca 2010 roku piastował stanowisko członka zarządu PSE.

Konrad Purchała

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: konrad.purchala@pse.pl

Dyrektor Biura Rozwoju Rynku Energii PSE SA. Absolwent Wydziału Techniki Wielkich Mocy Politechniki Warszawskiej i studiów doktoranckich na Wydziale Elektroenergetyki Uniwersytetu w Leuven w Belgii. Stypendysta Erasmusa w Belgii. Od 2005 roku kierownik projektu Tractebel Engineering, Power System Consulting (grupa GdF-SUEZ), doradca w zakresie rynków energetyki i systemów elektroenergetycznych. Od 2009 roku pracuje w PSE Operator SA, początkowo jako doradca zarządu, a następnie w Departamencie Usług Operatorskich na stanowisku dyrektora zadania odpowiedzialnego za obszar integracji rynków energii. Od lutego 2012 roku dyrektor Biura Rozwoju Rynku Energii.

Kamil Smolira

dr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: kamil.smolira@pse.pl

Otrzymał tytuł mgr. inż. w 2003 roku oraz dr. inż. w 2008 roku za pracę „Analiza mechanizmów bilansowania na rynkach czasu rzeczywistego” na Wydziale Elektroniki i Technik Informatycznych Politechniki Warszawskiej. Na PW był zatrudniony do 2011 roku. Od 2012 roku pracuje w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych SA, w Biurze Rozwoju Rynku Energii. Jego zainteresowania obejmują: badania operacyjne, systemy wspomagania decyzji, rynki energii. Jest autorem i współautorem ponad 20 publikacji.