

Prospects for TSOs' Cooperation in the European Competitive Energy and Power Reserves Market in the Context of Solutions Proposed by ENTSO-E

Author

Tomasz Pakulski

Keywords

ENTSO-E network codes, power reserve, TSO cooperation

Abstract

The author has presented the prospects for cooperation between transmission system operators (TSOs) in balancing energy and power reserves after the introduction of ENTSO-E network codes. New areas of TSO activity are presented, as well as powers related to the process of ensuring the NPS operation's safety and reliability within the framework of the created model of the European competitive energy market. In particular, issues related to the exchange and sharing of reserves and the exchange and settlement of balancing services.

The requirements for TSOs' co-operation within Coordinated Balancing Areas (CoBA) and the implications of implementing functions performed within CoBAs were presented in this paper. The terms of TSOs' cooperation with Balancing Service Providers (BSP) and Balance Responsible Parties (BRP) in terms of acquisition, activation and settlement of balancing products have been defined.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017213

Received: 02.02.2017

Accepted: 27.03.2017

Available online: 30.06.2017

1. Introduction

The main objective of the European model of the energy market developed by the European Commission (EC) is to reduce the overall operating costs of the power system (PS) and to create conditions for reliable energy supply. To this end, proposals were made for specific market mechanisms in the form of a set of ENTSO-E network codes. They define the requirements to achieve and maintain a satisfactory level of PS operational security through coordinated operation of transmission grids and cooperation of TSO operators. The requirements set out in the codes are intended to contribute to operational security of the interconnected PSs and to the proper performance of the energy market between synchronous areas (SA). In addition, they should allow for a satisfactory level of frequency quality, and for efficient use of the power system resources throughout the European Union.

The regulations and requirements for the European market model with regard to power reserves and ancillary services are contained in network codes for:

- load-frequency control and reserves (LFC&R NC) – sets out uniform requirements and rules for frequency regulation in terms of dimensioning, activation, cross-border exchange and sharing of reserves: Frequency Containment Reserve (FCR), Frequency Restoration Reserve (FRR), Replacement Reserve (RR)
- The common concepts are equivalent to the existing primary, secondary, and tertiary reserves
- electricity balancing (EB NC) – regulates issues related to acquiring and cross-border exchanges of balancing services in the area of reserves and balancing energy.

2. TSO cooperation in the European energy and power reserve market

2.1. Load Frequency Control (LFC) Blocks and Areas

The Codes assume that continental Europe's (CE) synchronous area will consist of several mutually connected Load Frequency

Control (LFC) Blocks managed by the central regulator. Each LFC Block will include at least one LFC Area. The idea of dividing continental Europe into LFC Blocks and Areas is shown in Fig. 1.

2.2. Coordinated Balancing Areas

The Codes provide for the establishment of Coordinated Balancing Areas (CoBA). The CoBA concept assumes that each TSO is required to create at least one CoBA with at least two TSOs from different EU Member States. Within each CoBA area at least one reserve or balancing energy product should be exchanged. The TSO in a CoBA should regularly exchange products for its own needs and to regulate the FRR/RR frequency in this Area. A model of CoBA creation is shown in Fig. 2.

The model also assumes the possibility of exchanging balancing services between two connected CoBAs, where balancing services are already exchanged within the individual CoBAs. Fig. 3 shows the dependencies of standard energy and reserve products exchanged within CoBA.

2.3. TSO cooperation within CoBA

According to the assumptions set out in the Codes, each TSO in a CoBA should cooperate with the other TSOs in defining a common proposal for this area in terms of:

- requirements for the performance of algorithms optimizing CoBA functions to minimize the aggregated costs, in particular:
 - Capacity Procurement Optimisation Function
 - Activation Optimisation Function
- exchange of balancing services with other CoBAs
- a common method for setting prices for energy reserves and balancing products

- common requirements and rules for balancing reserves
- settlement, exchange and sharing reserves between TSOs in CoBA, so called TSO-TSO Settlement Function.

2.4. Operator agreements

All TSOs operating in a CoBA are required to enter into Synchronous Area’s operator agreements not later than 12 months after the entry into force of the LFC&R and EB Codes between:

- all TSOs from one SA and all TSOs from the other SA, so called Synchronous Area Operational Agreement, or
- TSOs from different LFC Blocks in the same AS, so called LFC Block Operational Agreement.

The agreements should include:

- rules for defining reserves in individual LFC Blocks
- methodology for determining maximum volumes of reserve exchange/sharing between LFC Blocks in the same SA or different SAs
- roles and responsibilities of TSOs involved in the reserve exchange or sharing in a SA or between SAs
- operating procedures in the case of lack of FRR and RR reserves
- requirements for the availability of FRR/RR reserves, and the requirements for inspection and monitoring of the control quality after reserve activation.

3. Reserve exchange and sharing

Determining the demand for reserves is the responsibility of individual TSOs. Each TSO should provide sufficient reserves of power at any time, in accordance with its dimensioning methodology set out in the Code, so called Dimensioning Rules.

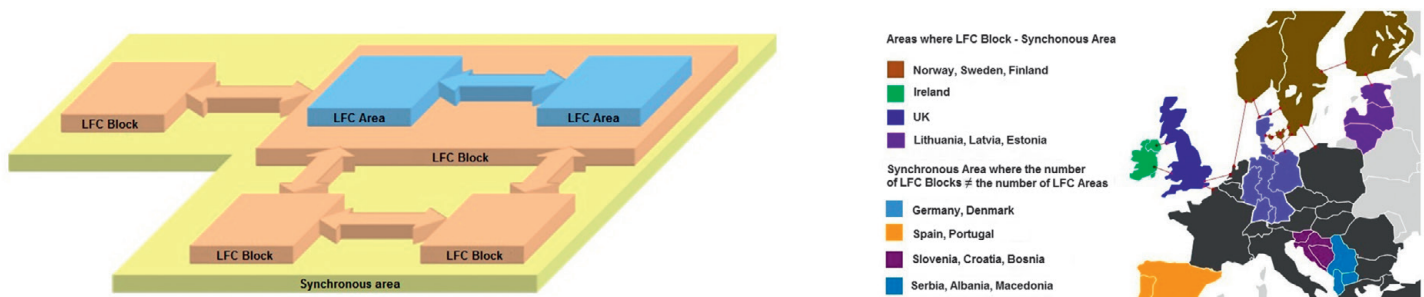


Fig. 1. Division of Synchronous Area into LFC Blocks and Areas [2]

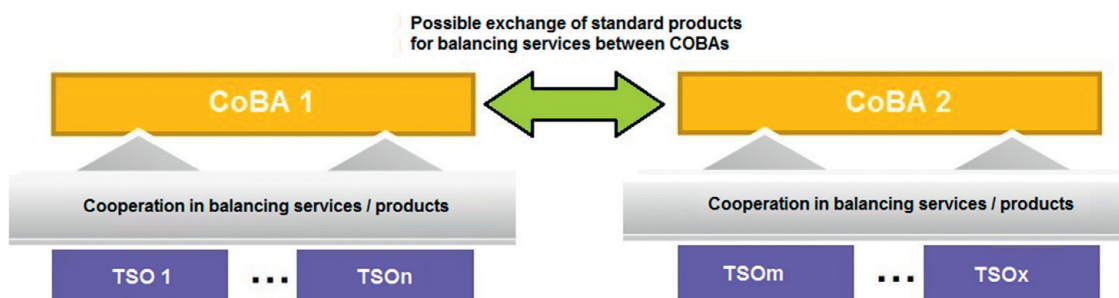


Fig. 2. CoBA Balancing Area creation model [5]

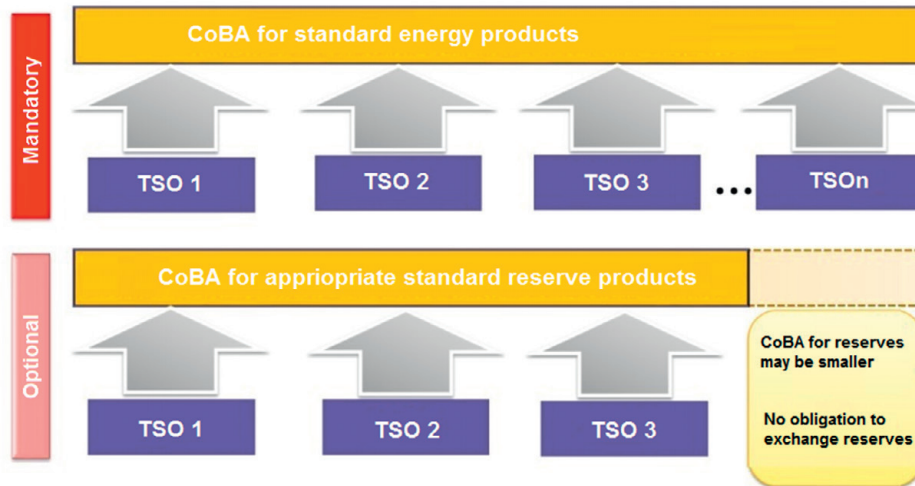


Fig. 3. Dependencies of standard energy and reserve products in CoBA [5]

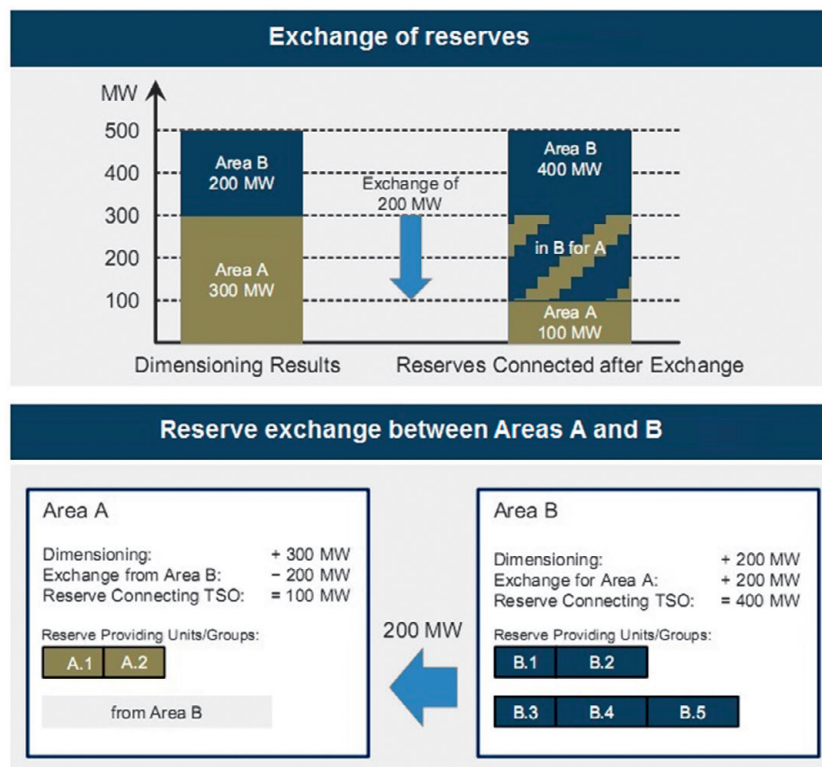


Fig. 4. Reserve exchange of – idea and example [2]

The size of the required reserve may be limited in the event of entering into an agreement for the exchange or sharing of reserves between individual LFC Areas within the same LFC Block or between LFC blocks in the same SA or different SAs.

3.1. Exchange of FRR/RR reserves in Synchronous Area

An example of the exchange of 200 MW power reserve between TSOs from one LFC Area (B) to another LFC Area (A) is shown in Fig. 4.

Each TSO in a SA containing more than one LFC Block, involved in the exchange of FRR/RR reserves in the SA, should ensure fulfill the requirements in Tab. 1.

3.2. Sharing of FRR/RR reserves in Synchronous Area

The reserve sharing process allows for the reduction of the FRR reserves required in the LFC Block relative to the level resulting from the application of the Reserve Dimensioning Rules, by concluding a sharing agreement with a TSO from another LFC Area. An example of the sharing of 100 MW power reserve between one LFC Area (A) and another LFC Area (B) is shown in Fig. 5.

Under the operator agreement the TSO from LFC Block (A) will be able to make a portion of its own reserve available to a TSO from another LFC Block (B), which experiences local balancing problems.

Synchronous Area	FRR/RR reserve exchange allowed	FRR/RR reserve exchange limitations
Synchronous Area containing more than one LFC Block	Between TSOs from different LFC Blocks	The TSOs from the LFC Blocks between which reserves are exchanged should ensure that at least 50% of the total FRR/RR reserve resulting from the Dimensioning Rules and prior to each decrease in the reserve due to its sharing, is still available in each LFC Block
	Between TSOs from different LFC Areas in the same LFC Block	TSOs in LFC Areas in the same LFC Block may in their operator agreements specify internal limits of the FRR reserves exchange between individual LFC Areas to ensure that they are distributed evenly across the SAs.

Tab. 1. Requirements and restrictions for FRR/RR reserve exchange in Synchronous Area

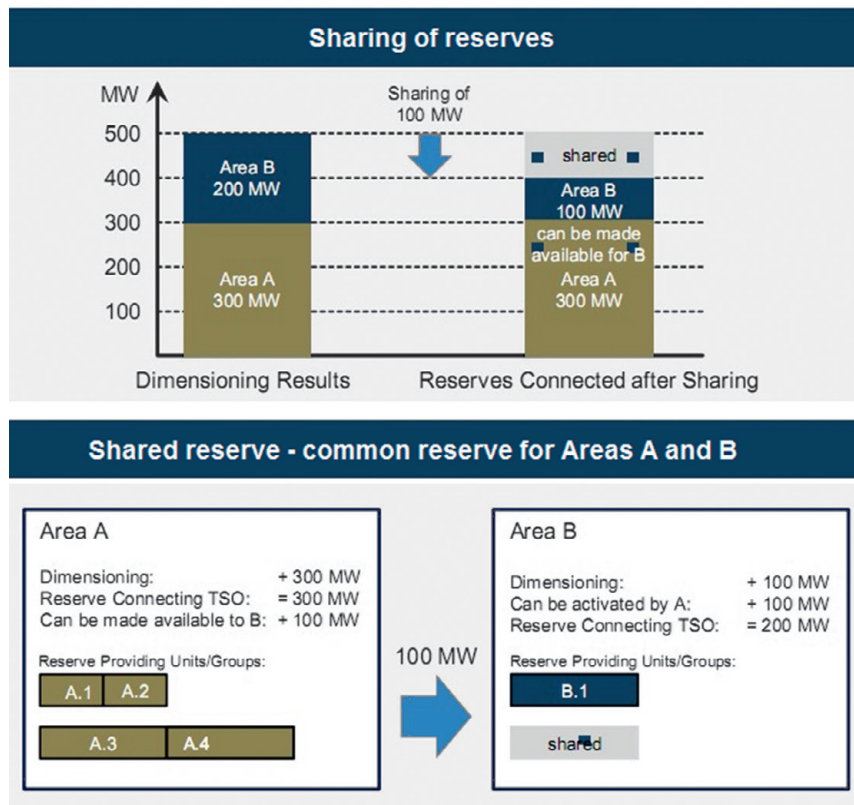


Fig. 5. Reserve sharing – idea and example [2]

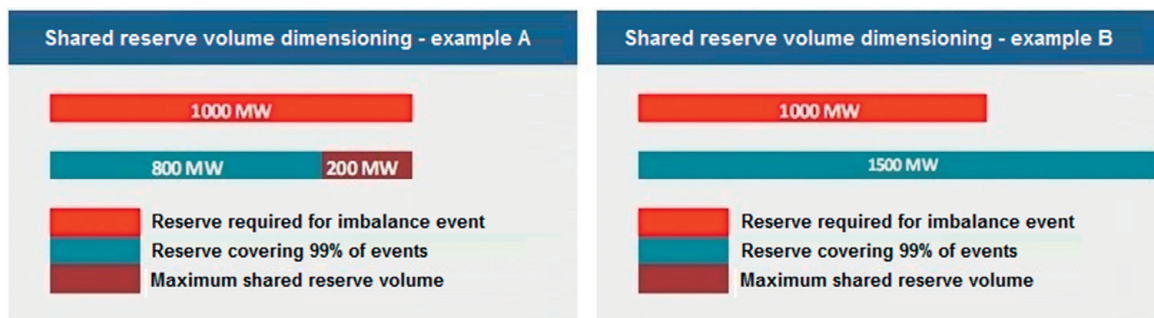


Fig. 6. Maximum shared reserve volume determination – examples A and B [2]

It is possible to conclude a unilateral operator agreement that can be concluded for reserve sharing, under which the TSO from Area B may use the reserves located in Area A but not the other way around, or a bilateral agreement under which the reserves in Area B are available also to the TSO from Area A. The shared reserve volume, by which the FRR reserves required for a LFC Block in continental Europe’s Synchronous Area can

be reduced, should not exceed 30% of the demand for reserve resulting from the expected highest simultaneous imbalance in the LFC Block, the so called Dimensioning Incident. Examples illustrating the maximum volume of reserve shared between LFC Areas are shown in Fig. 6.

3.3. Reserve exchange and sharing between Synchronous Areas

Each TSO in each Synchronous Area should specify in an operator agreement the method for determining the maximum reserve volumes available for exchange or sharing between Synchronous Areas. The agreement should include the impact on the interoperation of the SAs, between which reserves are exchanged/shared, and also reserve exchange or sharing stability, and operational security.

4. Balancing reserve acquisition and activation rules

4.1. Balancing reserve acquisition in CoBA Area

Each TSO is responsible for the acquisition of balancing reserves out of the FRR/RR control process from their providers (BSP) on

a market basis, in accordance with established balancing rules, so called T&C. An overall reserve acquisition scheme is shown in Fig. 7.

The Code defines the ability to acquire reserves independently, while balancing the areas of responsibility of individual TSOs (national level), and in common within the CoBA (cross-border level).

Common reserve acquisition within a CoBA is the responsibility of all TSOs in the CoBA declaring the exchange or sharing of balancing reserves with other TSOs in a SA or between SAs. Each TSO should specify their maximum available transmission capacity, so called Cross Zonal Capacity, and should ensure the fulfilment of operational security requirements [3].

Operators declaring the exchange or sharing of balancing reserves with other TSOs within CoBA:

- should develop a unified method of acquiring reserves from BSPs, exchanged or shared in this Area

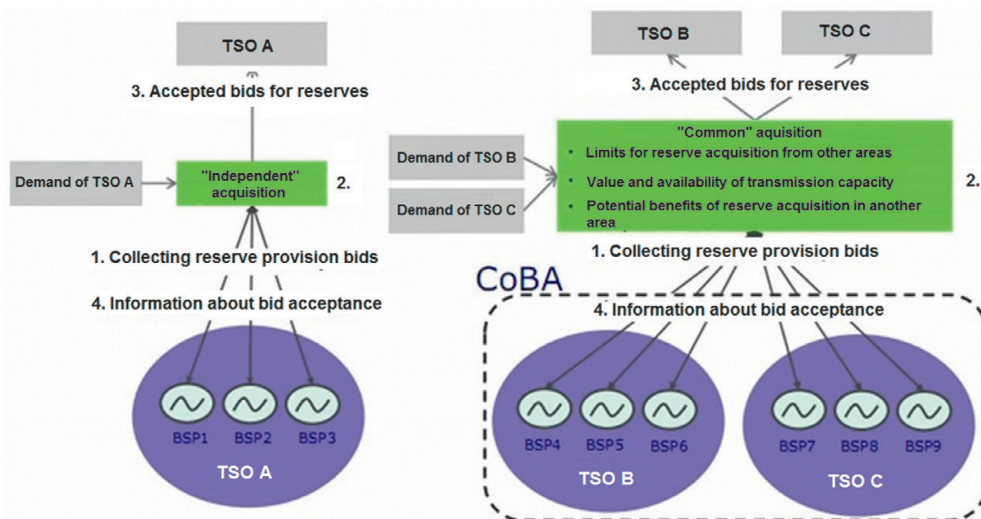


Fig. 7. Reserve acquisition rules – independently and within CoBA [6]

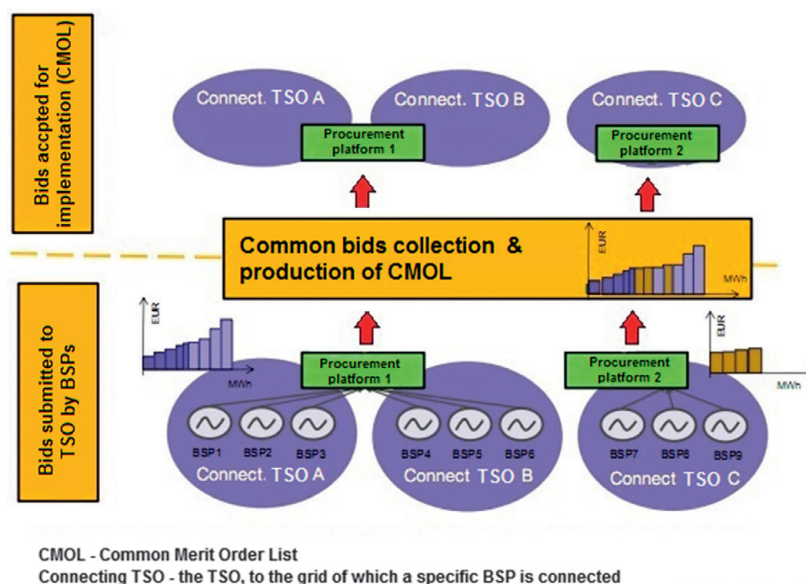


Fig. 8. Balancing energy bid acquisition rules [5]

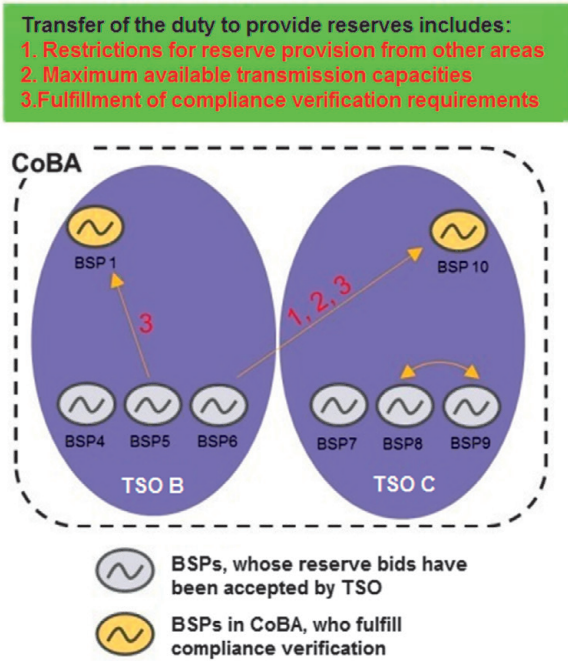


Fig. 9. Transfer of the duty to provide reserves within CoBA [5]

- are obliged to forward all bids for the type of reserve received from the BSPs connected to their grids to the global mechanism for optimizing the use of reserves throughout the CoBA. Market participants submit bids for reserves and energy only to the TSO in the grid area to which they are connected. Selection is based on a set of bids sorted in order of their prices according to the CMOL Common Merit Order List. An overall bid acquisition scheme is shown in Fig. 8.

4.2. Balancing reserve transfer in CoBA Area

The Code assumes the possibility of transferring the duty to provide reserves between different BSPs within the same CoBA.

The rules for transferring reserves in CoBAs are set in common by all TSOs in the CoBA within the framework of balancing rules (T&C). An overall model of the balancing reserve transfer in CoBA is shown in Fig. 9.

4.3. Activation and exchange of balancing services in CoBA Area

The cross-border balancing market is intended to finally operate in accordance with the TSO-TSO model. Each operator shall forward the bids to the CoBA's central activation mechanism, which is implemented by AOF Activation Optimisation Function. The mechanism will select bids in the optimization process, aiming to cover the demand for balancing energy or reserves across the CoBA, taking into account, among other things: bid prices and availability, balancing energy demand, available transmission capacities, technical limitations, and operational security. An example of the bid activation is shown in Fig. 10.

5. Settlements between market participants

The Code defines the following mechanisms of the settlement between TSOs, Balancing Service Providers (BSPs) and Balance Responsible Parties (BRPs):

- TSO-BSP – settlement between TSO and the BSPs connected in the TSO's area of responsibility, for the supply of balancing energy and reserves
- TSO-BRP – settlement between TSO and the BRPs acting in the TSO's area of responsibility, for the energy imbalance
- TSO-TSO – settlement between individual TSOs, for the balancing energy and reserve exchanged between them.

The TSO-TSO settlement model is shown in Fig. 11. Pricing mechanisms and settlement rules for the acquired balancing reserves, both between TSO and BSP/BRP and between TSOs, will be defined by the TSOs in CoBA declaring the cross-border exchange of balancing reserves.

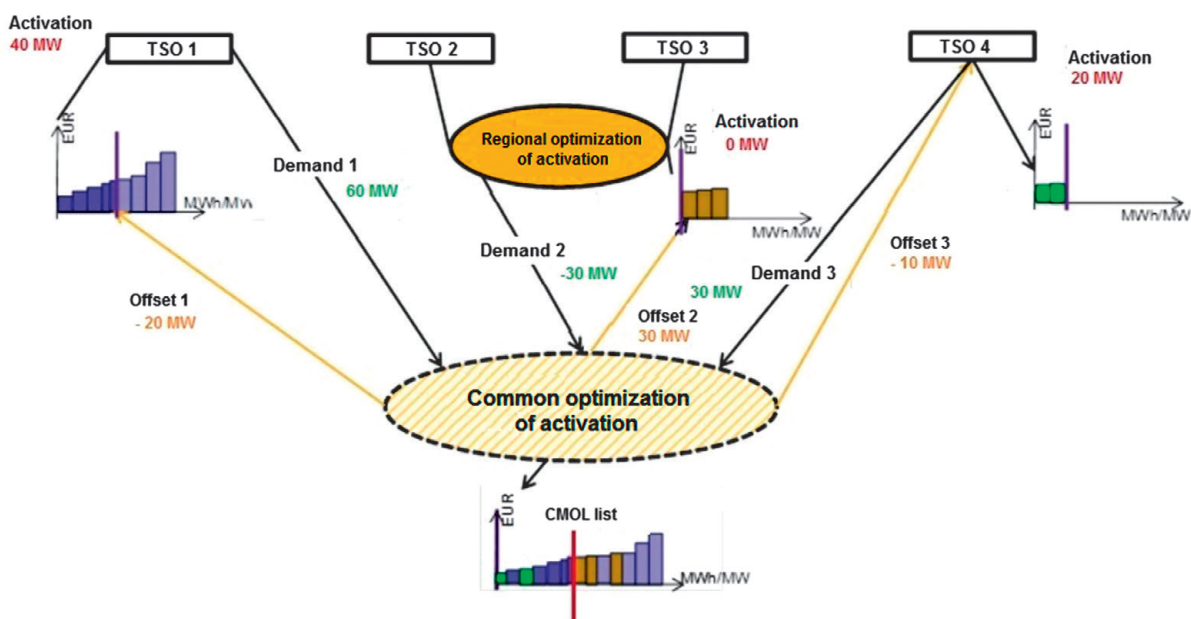


Fig. 10. An example of the activation of balancing energy bids from individual TSOs [5]

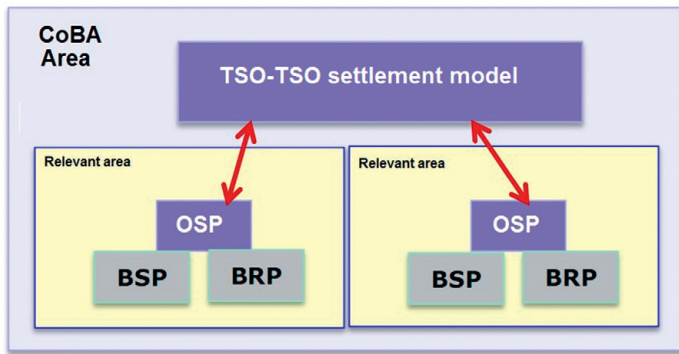


Fig. 11. TSO-TSO settlement model [6]

6. Summary and conclusions

This article presents the prospects of cooperation between TSO operators in balancing energy and power reserves after the introduction of the network codes. The solutions proposed by ENTSO-E introduce new areas of TSO activity and the powers related to the process of ensuring the NPS operation's security and reliability within the framework of the developed model of the European competitive energy market. These include in particular issues related to the exchange and sharing of reserves and the exchange and settlement of balancing services. The aim of the actions will be to reduce the total operating costs of the power system, and to create conditions for reliable energy supplies throughout the European Union.

The European energy market will be divided into blocks, within which the power and frequency will be controlled, and a common power reserve will be acquired. The creation of Coordinated Balancing Areas will allow for optimizing the common acquisition of balancing reserves, with maintaining operational safety, and taking into account technical constraints and available transmission capacities.

The Network Codes provide for the ability to exchange or share reserves with other TSOs located in the same or different Synchronous Areas. The process of sharing reserves is intended

to optimize the volume of reserves held in the power system, and consequently shall lead to a reduction in the required reserves relative to those resulting from the overall methodology of their dimensioning. The exchange of reserves will allow each TSO to maintain security and flexibility in the process of acquiring reserves within its own area of activity. At the same time, it will contribute to increasing the efficiency of the use of regulation resources across the European Union. The reserve exchange process, unlike the reserve sharing, will only change the geographic distribution of the reserves but will not affect the total reserves held in the system.

The target market model will be the TSO-TSO exchange model, which will require close co-operation between operators, and in particular the definition of the roles and responsibilities of the operators involved in the reserve exchange and sharing within a Synchronous Area or between Synchronous Areas.

Efficient cooperation of operators will be essential to fulfill ENTSO-E Codes' requirements and to create a unified, competitive energy market across the European Union.

REFERENCES

1. "ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", June 2013.
2. "ENTSO-E Supporting Document for the Network code on Load-Frequency Control & Reserves", 28.06.2013.
3. "ENTSO-E Network Code on Operational Security", 24.09.2013.
4. "ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing", version 3.0, 6.08.2014.
5. "ENTSO-E Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing", 06.08.2014.
6. "Kodeks sieci w zakresie bilansowania" [Network Code on Electricity Balancing], PSE, Konstancin-Jeziorna, 2.08.2013.
7. www.pse.pl.
8. www.ure.gov.pl.
9. www.entsoe.eu.

Tomasz Pakulski

Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Graduated in electrical engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at Gdańsk University of Technology (2005). Now a technical and engineering specialist in the Department of Strategy and System Development. His professional interests include issues of power system operation and development of conventional and renewable energy sources, ancillary and regulation services, forecasting, and smart grid actions and initiatives.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Perspektywy współpracy OSP na europejskim konkurencyjnym rynku energii i rezerw mocy w kontekście rozwiązań proponowanych przez ENTSO-E

Autor

Tomasz Pakulski

Słowa kluczowe

kodeksy sieciowe ENTSO-E, rezerwy mocy, współpraca OSP

Streszczenie

Autor zaprezentował perspektywy współpracy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych (OSP) w zakresie energii bilansującej oraz rezerw mocy po wprowadzeniu kodeksów sieciowych ENTSO-E. Przedstawiono nowe obszary aktywności OSP oraz uprawnień związanych z procesem zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w ramach tworzonego modelu europejskiego, konkurencyjnego rynku energii. Obejmują one w szczególności zagadnienia związane z wymianą i współdzieleniem rezerw oraz wymianą i rozliczaniem usług bilansowania.

Zaprezentowano wymagania określające współpracę operatorów OSP w ramach obszarów skoordynowanego bilansowania (CoBA) oraz konsekwencje wynikające z implementacji funkcji realizowanych w ramach CoBA. Określono zasady współpracy OSP z dostawcami usług bilansowania (BSP) oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (BRP) w zakresie pozyskiwania, aktywacji i rozliczania produktów bilansowania.

Data wpływu do redakcji: 02.02.2017

Data akceptacji artykułu: 27.03.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

1. Wstęp

Głównym celem tworzonego przez Komisję Europejską (KE) europejskiego modelu rynku energii jest obniżenie całkowitych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (SE) oraz stworzenie warunków dla niezawodnych dostaw energii. W tym celu opracowano propozycje konkretnych mechanizmów działania rynku w postaci zbioru kodeksów sieciowych ENTSO-E. Określają one wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy SE poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych oraz wzajemną współpracę operatorów OSP. Wymogi określone w kodeksach mają przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy połączonych SE oraz właściwego funkcjonowania rynku energii pomiędzy obszarami synchronicznymi (OS). Dodatkowo mają pozwolić na utrzymanie zadowalającego poziomu jakości częstotliwości oraz na efektywne wykorzystanie zasobów systemu elektroenergetycznego w całej Unii Europejskiej.

Przepisy i wymagania dotyczące europejskiego modelu rynku w zakresie rezerw mocy oraz regulacyjnych usług systemowych zawarte są w kodeksach sieciowych dotyczących:

- regulacji częstotliwości i mocy oraz rezerw regulacyjnych (ang. *LFC&R NC*) – określa jednolite wymagania i zasady dotyczące prowadzenia regulacji częstotliwości w zakresie wymiarowania, aktywowania, wymiany transgranicznej oraz współdzielenia rezerw: Frequency Containment Reserve (FCR), Frequency Restoration Reserve (FRR), Replacement Reserve (RR). Wypracowane wspólne pojęcia są odpowiednikami obecnie istniejącej rezerwy pierwotnej, wtórnej i trójnej.
- bilansowania elektroenergetycznego (ang. *EB NC*) – reguluje zagadnienia związane z pozyskiwaniem oraz transgraniczną wymianą usług bilansujących w zakresie rezerw oraz energii bilansującej.

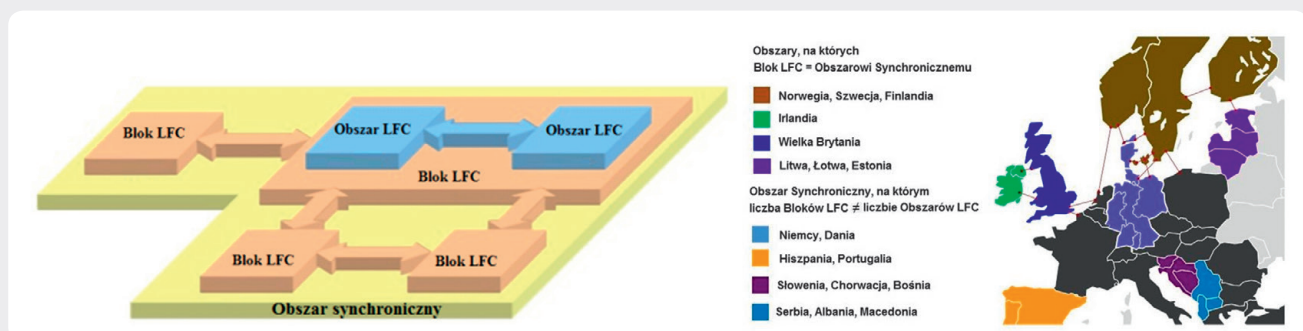
2. Współpraca OSP na europejskim rynku energii i rezerw mocy

2.1. Bloki i obszary regulacji mocy i częstotliwości (LFC)

Kodeksy zakładają, że obszar synchroniczny Europy kontynentalnej (CE) będzie się składał z wielu wzajemnie połączonych bloków regulacji mocy i częstotliwości (ang. *LFC Block*), zarządzanych przez centralnego regulatora. W skład każdego bloku LFC będzie wchodził co najmniej jeden obszar LFC (ang. *LFC Area*). Ideę podziału OS Europy kontynentalnej na bloki i obszary LFC przedstawiono na rys. 1.

2.2. Obszary skoordynowanego bilansowania

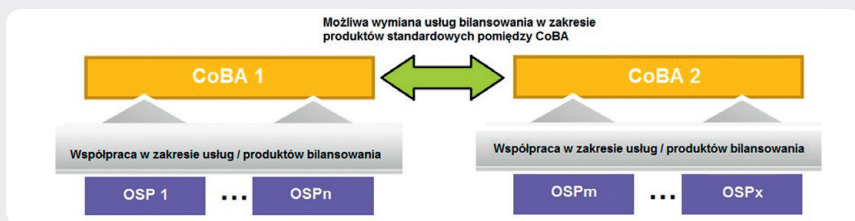
Kodeksy przewidują powstanie obszarów skoordynowanego bilansowania (CoBA). Koncepcja tworzenia obszarów CoBA zakłada, iż każdy OSP jest zobowiązany stworzyć co najmniej jeden obszar CoBA z co najmniej dwoma OSP z różnych krajów członkowskich UE. W ramach każdego obszaru CoBA powinno dojść do wymiany



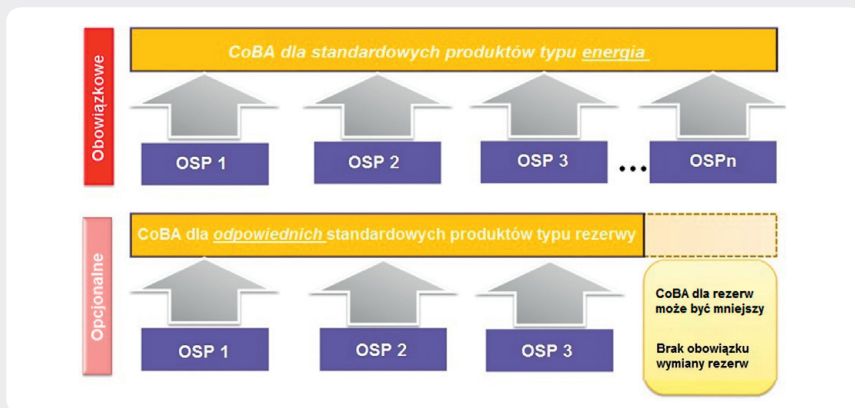
Rys. 1. Podział obszaru synchronicznego na bloki i obszary LFC [2]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

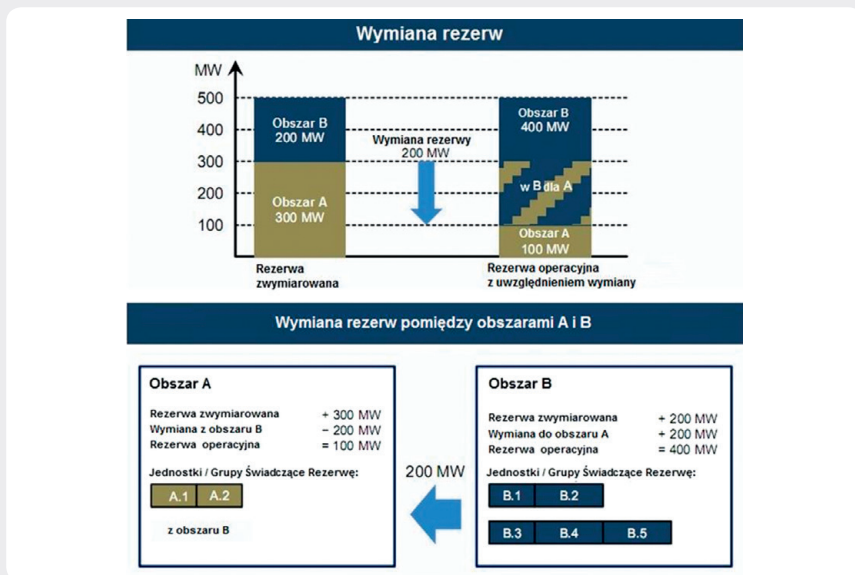
PL



Rys. 2. Model tworzenia obszarów skoordynowanego bilansowania CoBA [5]



Rys. 3. Zależności w zakresie standardowych produktów typu energia i rezerwy w obszarze CoBA [5]



Rys. 4. Wymiana rezerw – idea oraz przykład [2]

przynajmniej jednego produktu w zakresie rezerw bądź energii bilansującej. OSP z obszaru CoBA powinien regularnie dokonywać wymiany produktów na własne potrzeby oraz na potrzeby regulacji częstotliwości FRR/RR w tym obszarze. Model tworzenia CoBA przedstawiono na rys. 2. Model zakłada ponadto możliwość wymiany usług bilansowania pomiędzy dwoma połączonymi obszarami CoBA, w przypadku gdy usługi bilansowania są już wymieniane wewnątrz poszczególnych obszarów CoBA. Na rys. 3 zaprezentowano zależności w zakresie standardowych produktów typu

energia i rezerwy wymienianych w obszarze CoBA.

2.3. Współpraca OSP w ramach CoBA
Zgodnie z założeniami przedstawionymi w kodeksach każdy OSP z obszaru CoBA powinien współpracować z innymi OSP w określaniu wspólnej propozycji dla tego obszaru w zakresie: wymagań dla działania algorytmów optymalizujących funkcje w ramach CoBA w celu minimalizowania łącznych kosztów, w szczególności:

- optymalizacji wspólnego pozyskiwania rezerw bilansujących (ang. Capacity Procurement Optimisation Function)
- optymalizacji aktywacji ofert bilansujących (ang. Activation Optimisation Function)
- wymiany usług bilansowania z innymi obszarami CoBA
- wspólnej metody ustalania cen w zakresie rezerw oraz produktów bilansowania w zakresie energii
- wspólnych wymagań i zasad dotyczących pozyskiwania rezerw bilansujących
- rozliczania, wymiany i współdzielenia rezerw pomiędzy OSP w CoBA (ang. TSO-TSO Settlement Function).

2.4. Umowy operatorskie

Wszyscy OSP działający w ramach CoBA są zobowiązani zawrzeć umowy operatorskie obszaru synchronicznego, nie później niż 12 miesięcy po wejściu w życie kodeksów LFC&R oraz EB, pomiędzy:

- wszystkimi OSP z jednego OS oraz wszystkimi OSP z drugiego OS (ang. Synchronous Area Operational Agreement) lub
- OSP z różnych bloków LFC na tym samym OS (ang. LFC Block Operational Agreement).

Umowy powinny zawierać m.in.:

- zasady określania wielkości rezerw w poszczególnych blokach LFC
- metodykę określania maksymalnych wolumenów wymiany/współdzielenia rezerw pomiędzy blokami LFC w tym samym lub w różnych OS
- role i zakres odpowiedzialności operatorów OSP zaangażowanych w wymianę lub współdzielenie rezerw na OS lub pomiędzy OS
- procedury ruchowe na wypadek wyczerpania się rezerw FRR i RR
- wymagania dotyczące dyspozycyjności rezerw FRR/RR oraz wymagania jakości regulacji po aktywacji rezerw.

3. Wymiana i współdzielenie rezerw

Obowiązek określenia zapotrzebowania na rezerwy spoczywa na poszczególnych OSP. Każdy z operatorów OSP powinien zapewnić wystarczającą ilość rezerw mocy w dowolnym czasie, zgodnie z przedstawioną w kodeksie metodyką jej wymiarowania (ang. Dimensioning Rules). Wielkość wymaganej rezerwy może zostać ograniczona w przypadku zawarcia umowy wymiany (ang. Exchange) lub współdzielenia (ang. Sharing) rezerw pomiędzy poszczególnymi obszarami LFC, znajdującymi się w obrębie tego samego bloku LFC lub pomiędzy blokami LFC w tym samym lub w różnych OS.

3.1. Wymiana rezerw FRR/RR w obszarze synchronicznym

Przykład wymiany pomiędzy OSP rezerwy mocy o wartości 200 MW z obszaru LFC (B) do obszaru LFC (A) przedstawiono na rys. 4. Każdy z OSP w OS, zawierający więcej niż jeden blok LFC, zaangażowany w wymianę rezerw FRR/RR w danym OS, powinien zapewnić spełnienie wymagań zawartych w tab. 1.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Obszar synchroniczny	Wymiana rezerw FRR/RR dozwolona	Ograniczenia dla wymiary rezerw FRR/RR
Obszar synchroniczny zawierający więcej niż jeden blok LFC	Pomiędzy OSP z różnych bloków LFC	Operatorzy OSP z bloków LFC, między którymi dokonywana jest wymiana rezerw, powinni zagwarantować, że minimum 50% łącznej rezerwy FRR/RR, wynikającej z procesu wymiarowania (ang. <i>Dimensioning Rules</i>) i przed każdym zmniejszeniem rezerwy ze względu na jej współdzielenie, jest dalej dostępna w każdym z bloków LFC
	Pomiędzy OSP z różnych obszarów LFC tego samego bloku LFC	Operatorzy z obszarów LFC wchodzących w skład tego samego bloku LFC mogą określić w umowach operatorskich wewnętrzne limity wymiany rezerw FRR/RR pomiędzy poszczególnymi obszarami LFC w celu zapewnienia równomiernego ich rozprówdzenia na OS

Tab. 1. Wymagania i ograniczenia dotyczące wymiany rezerw FRR/RR na obszarze synchronicznym

3.2. Współdzielenie rezerw FRR/RR w obszarze synchronicznym

Proces współdzielenia rezerw umożliwia zmniejszenie wymaganej wielkości rezerw FRR w bloku LFC w stosunku do poziomu wynikającego z zastosowania metodyki wymiarowania rezerw (ang. *Dimensioning Rules*), poprzez zawarcie umowy współdzielenia z OSP z innego obszaru LFC. Przykład współdzielenia rezerwy mocy o wartości 100 MW pomiędzy obszarami LFC (A) oraz LFC (B) przedstawiono na rys. 5.

OSP z bloku LFC (A) będzie mógł na podstawie umowy operatorskiej udostępnić część własnej rezerwy operatorowi OSP z innego bloku LFC (B), na którym wystąpiły lokalne problemy z bilansowaniem. Możliwe jest zawarcie jednostronnej umowy operatorskiej na współdzielenie rezerw, w której OSP z obszaru B może wykorzystać rezerwy ułokowane w obszarze A, ale nie odwrotnie lub umowy dwustronnej, w której OSP z obszaru A ma również dostęp do rezerw w obszarze B.

Wielkość rezerwy współdzielonej, o którą można zredukować rezerwy FRR, wymagane dla bloku LFC w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej nie powinna przekraczać 30% zapotrzebowania na rezerwę wynikającą z oczekiwanego najwyższego jednoczesnego wystąpienia niebilansowania w bloku LFC (ang. *Dimensioning Incident*). Przykłady ilustrujące maksymalny wolumen rezerwy współdzielonej pomiędzy obszarami LFC przedstawiono na rys. 6.

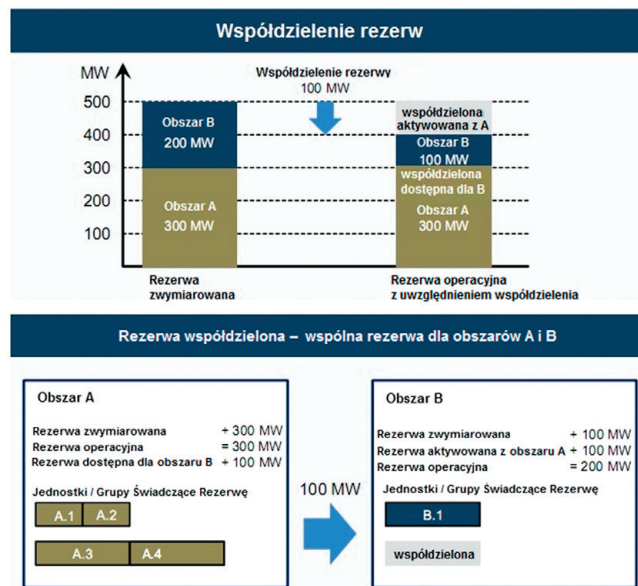
3.3. Wymiana i współdzielenie rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi

Każdy z OSP, w każdym z obszarów synchronicznych, powinien określić w umowie operatorskiej metodykę wyznaczania maksymalnych wolumenów dla wymiany lub współdzielenia rezerw pomiędzy obszarami synchronicznymi. Umowa powinna zawierać m.in. wpływ na wzajemną pracę OS, między którymi dokonywana jest wymiana/współdzielenie rezerw, stabilność procesu wymiany lub współdzielenia rezerw oraz bezpieczeństwo ruchowe.

4. Zasady pozyskiwania i aktywacji rezerw bilansujących

4.1. Pozyskiwanie rezerw bilansujących w obszarze CoBA

Każdy OSP jest odpowiedzialny za pozyskanie rezerw bilansujących z procesu regulacji FRR/RR od ich dostawców (BSP) w sposób rynkowy, zgodnie z ustalonymi zasadami bilansowania (ang. *T&C*). Ogólny schemat pozyskiwania rezerw przedstawiono na rys. 7.



Rys. 5. Współdzielenie rezerw – idea oraz przykład [2]



Rys. 6. Określenie maksymalnego wolumenu rezerwy współdzielonej – przykład A i B [2]

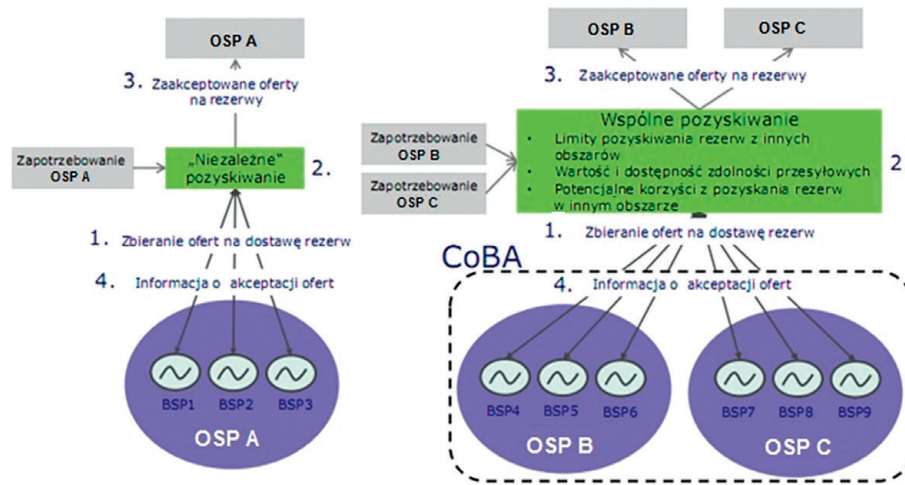
Kodeks definiuje możliwość pozyskiwania rezerw w sposób niezależny, w ramach bilansowania obszaru odpowiedzialności poszczególnych OSP (poziom krajowy) oraz wspólny w ramach obszaru CoBA (poziom transgraniczny). Wspólne pozyskiwanie rezerw w ramach obszaru CoBA obowiązuje wszystkich OSP z CoBA deklarujących wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP, w danym OS lub pomiędzy OS. Każdy z OSP powinien określić maksymalne dostępne zdolności przesyłowe (ang. *Cross Zonal Capacity*) oraz zapewnić spełnienie wymagań dotyczących zachowania bezpieczeństwa ruchowego [3]. Operatorzy deklarujący wymianę lub współdzielenie rezerw bilansujących z innymi OSP w ramach CoBA:

- powinni opracować ujednoczoną metodę pozyskiwania rezerw od BSP, wymiennych lub współdzielonych w tym obszarze
- mają obowiązek przekazania wszystkich ofert na dany typ rezerwy, otrzymanych od BSP podłączonych do ich sieci, do globalnego mechanizmu optymalizującego wykorzystanie rezerw w całym obszarze CoBA.

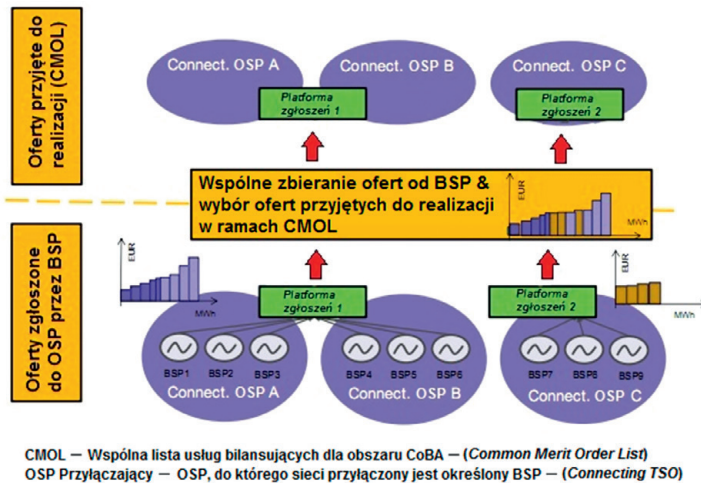
Uczestnicy rynku zgłaszają oferty na rezerwy i energię wyłącznie do OSP w obszarze sieci, do którego są przyłączeni. Wybór następuje w oparciu o stos cenowy ofert uszeregowanych według listy CMOL (ang. *Common Merid Order List*). Ogólny schemat pozyskiwania ofert przedstawiono na rys. 8.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

PL



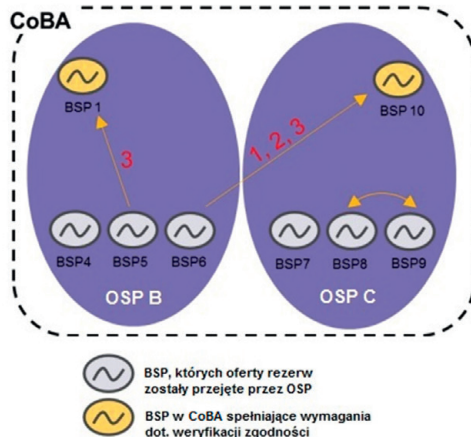
Rys. 7. Zasady pozyskiwania rezerw – w sposób niezależny oraz w ramach CoBA [6]



Rys. 8. Zasady pozyskiwania ofert energii bilansującej [5]

Transfer obowiązku świadczenia rezerw uwzględnia:

1. Ograniczenia w zakresie dostarczania rezerw z innych obszarów
2. Maksymalne dostępne zdolności przesyłowe
3. Spełnienie wymagań w zakresie weryfikacji zgodności



Rys. 9. Transfer obowiązku świadczenia rezerw w ramach obszaru CoBA [5]

4.2. Transfer rezerw bilansujących w obszarze CoBA

Kodeks zakłada możliwość transferu obowiązku świadczenia rezerw pomiędzy różnymi BSP w ramach tego samego obszaru CoBA. Zasady transferu rezerw w CoBA są ustalane wspólnie przez wszystkich OSP z CoBA w ramach zasad bilansowania (T&C). Ogólny model transferu obowiązku świadczenia rezerw w obszarze CoBA przedstawiono na rys. 9.

4.3. Aktywacja i wymiana usług bilansujących w obszarze CoBA

Transgraniczny rynek bilansujący ma docelowo działać zgodnie z modelem OSP-OSP. Każdy z operatorów będzie przekazywać oferty do centralnego mechanizmu aktywacji w CoBA, realizowanego za pomocą funkcji AOF (ang. *Activation Optimisation Function*). Mechanizm będzie wybierał oferty w procesie optymalizacji, dążąc do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą bądź rezerwy w całym obszarze CoBA, biorąc pod uwagę m.in.: ceny ofert i ich dostępność, zapotrzebowanie na energię bilansującą, dostępne zdolności przesyłowe, ograniczenia techniczne, bezpieczeństwo ruchowe. Przykład aktywacji ofert przedstawiono na rys. 10.

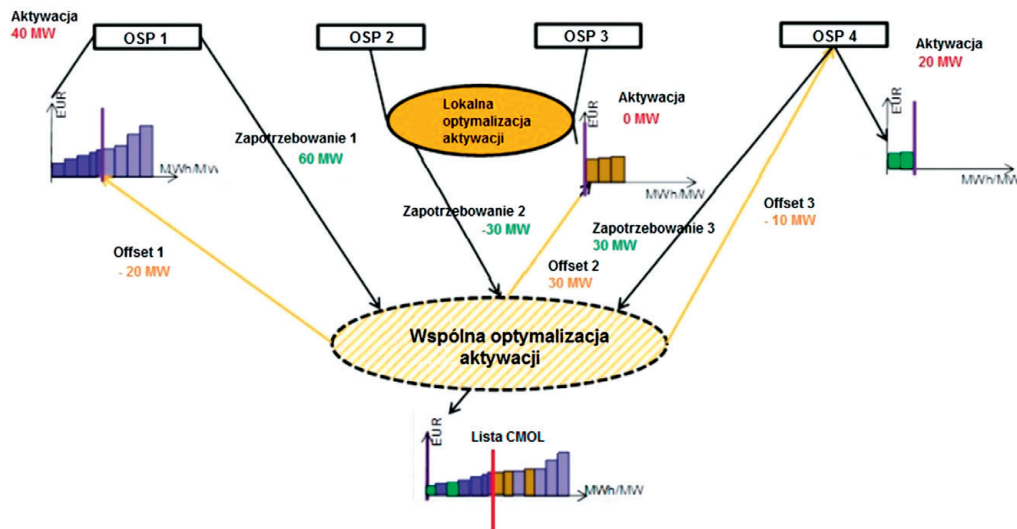
5. Rozliczenia pomiędzy uczestnikami rynku

Kodeks definiuje następujące mechanizmy rozliczeń pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP), dostawcami usług (BSP) oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie (BRP):

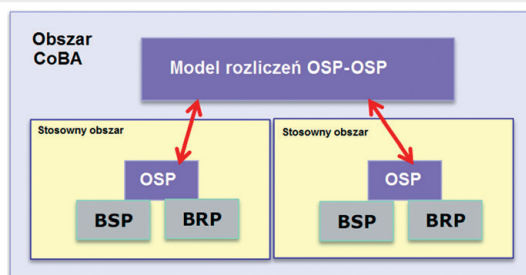
- OSP-BSP – rozliczenia pomiędzy OSP a BSP przyłączonymi w jego obszarze odpowiedzialności, w zakresie dostarczonej energii bilansującej oraz rezerw
- OSP-BRP – rozliczenia pomiędzy OSP a BRP działającymi w jego obszarze odpowiedzialności w zakresie energii niezbilansowania
- OSP-OSP – rozliczenia pomiędzy poszczególnymi OSP za wymienioną pomiędzy nimi energię bilansującą oraz rezerwy.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 10. Przykład aktywacji ofert energii bilansującej od poszczególnych OSP [5]



Rys. 11. Model rozliczeń OSP-OSP [6]

Model rozliczeń OSP-OSP przedstawiono na rys. 11.

Mechanizmy wyceny oraz zasady rozliczania pozyskanych rezerw bilansujących, zarówno pomiędzy OSP i BSP/BRP oraz pomiędzy operatorami, zostaną zdefiniowane przez OSP z CoBA, deklarujących transgraniczną wymianę rezerw bilansujących.

6. Podsumowanie i wnioski

W artykule zaprezentowano perspektywę współpracy pomiędzy operatorami OSP w zakresie energii bilansującej oraz rezerw mocy po wprowadzeniu kodeksów sieciowych. Proponowane przez ENTSO-E rozwiązania wprowadzają nowe obszary aktywności OSP oraz uprawnienia związane z procesem zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w ramach tworzonego modelu europejskiego, konkurencyjnego rynku energii. Obejmują w szczególności zagadnienia związane z wymianą i współdzieleniem rezerw oraz wymianą i rozliczaniem usług bilansowania. Celem działań będzie obniżenie całkowitych kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz stworzenie warunków

dla niezawodnych dostaw energii w całej Unii Europejskiej.

Europejski rynek energii zostanie podzielony na bloki, w obrębie których będzie prowadzona regulacja mocy i częstotliwości oraz będzie pozyskiwana wspólna rezerwa mocy. Utworzenie obszarów skoordynowanego bilansowania umożliwi optymalizację wspólnego pozyskiwania rezerw bilansujących, z zachowaniem bezpieczeństwa ruchowego, przy uwzględnieniu ograniczeń technicznych oraz dostępnych zdolności przesyłowych.

Kodeksy sieci wprowadzają możliwość wymiany lub współdzielenia rezerw z innymi OSP, znajdującymi się w tym samym lub w różnych obszarach synchronicznych. Proces współdzielenia rezerw w zamierzeniu optymalizuje wielkość rezerw utrzymywanych w systemie elektroenergetycznym i w konsekwencji prowadzi do zmniejszenia wymaganych rezerw w stosunku do wartości, która wynika z ogólnej metodyki ich wymiarowania.

Wymiana rezerw pozwoli każdemu OSP zachować bezpieczeństwo oraz elastyczność w procesie pozyskania rezerw w ramach własnego obszaru działalności. Jednocześnie

będzie przyczyniać się do zwiększenia efektywności wykorzystania zasobów regulacyjnych w całej Unii Europejskiej. Proces wymiany rezerw w przeciwieństwie do współdzielenia rezerw będzie zmienił jedynie rozmieszczenie geograficzne rezerw, ale nie będzie wpływał na łączną wielkość rezerw utrzymywanych w systemie.

Docelowym modelem rynku będzie model wymiany OSP-OSP, który będzie wymagał ścisłej współpracy pomiędzy poszczególnymi operatorami, w szczególności określenia roli i zakresu odpowiedzialności operatorów zaangażowanych w wymianę oraz współdzielenia rezerw na obszarze synchronicznym lub pomiędzy obszarami synchronicznymi.

Efektywna współpraca operatorów będzie niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i stworzenia ujednoliconego, konkurencyjnego rynku energii w całej Unii Europejskiej.

Bibliografia

1. ENTSO-E Network Code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013.
2. ENTSO-E Supporting Document for the Network code on Load-Frequency Control & Reserves, 28.06.2013.
3. ENTSO-E Network Code on Operational Security, 24.09.2013.
4. ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, version 3.0, 6.08.2014.
5. ENTSO-E Supporting Document for the Network Code on Electricity Balancing, 6.08.2014.
6. Kodeks sieci w zakresie bilansowania, PSE, Konstancin-Jeziorna, 2.08.2013.
7. www.pse.pl.
8. www.ure.gov.pl.
9. www.entsoe.eu.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 164–170. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Tomasz Pakulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, kierunku: elektrotechnika (2005). Zatrudniony na stanowisku specjalisty inżynierjno-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, prognozowanie, działania i inicjatywy Smart Grid.