

## OCZEKIWANY ZAKRES WSPÓLPRACY OPERATORÓW SYSTEMÓW PRZESYŁOWYCH Z OPERATORAMI SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH PO WEJŚCIU W ŻYCIE KODEKSÓW SIECIOWYCH ENTSO-E

Tomasz PAKULSKI<sup>1</sup>, Jarosław KLUCZNIK<sup>2</sup>

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 82 11; fax: 58 341 76 85; e-mail: t.pakulski@ien.gda.pl
2. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk  
tel.: 58 349 81 69; fax: 58 341 76 85; e-mail: j.klucznik@ien.gda.pl

**Streszczenie:** Autorzy artykułu prezentują perspektywę współpracy pomiędzy operatorami systemu przesyłowego (OSP) a operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) po wprowadzeniu kodeksów sieciowych przez ENTSO-E<sup>1)</sup>. W artykule przedstawiono nowe obszary aktywności OSD związane z oferowaniem zagregowanych usług OSP dla potrzeb regulacji KSE z wykorzystaniem zasobów regulacyjnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz usług dla potrzeb regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego w ramach tworzenia Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB). Przedstawiono koncepcję LOB polegającą na zintegrowanym zarządzaniu lokalnymi zasobami regulacyjnymi po stronie generacji, zapotrzebowania i magazynowania energii. Scharakteryzowano możliwości wykorzystania generacji odnawialnej (OZE) do regulacji napięcia i mocy biernej w sieci dystrybucyjnej.

**Słowa kluczowe:** kodeksy sieciowe ENTSO-E, usługa regulacyjna, farmy wiatrowe

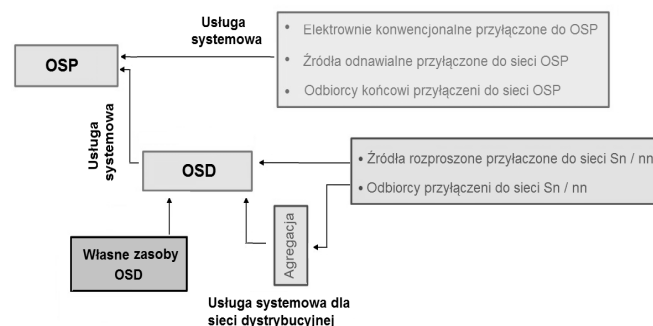
### 1. WSTĘP

Kodeksy sieciowe stanowią instrument w celu stworzenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz mają na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku [1]. Określają wymagania zapewniające osiągnięcie i utrzymanie zadowalającego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu poprzez skoordynowaną pracę sieci przesyłowych i systemów dystrybucyjnych m.in. poprzez zapewnienie dostępu do odpowiedniego poziomu usług systemowych (ang. *ancillary services*).

Po zatwierdzeniu kodeksów przez Komisję Europejską (KE) nowe przepisy zaczną automatycznie i niezwłocznie obowiązywać we wszystkich krajach Wspólnoty, w tym również w Polsce bez konieczności ich implementacji do przepisów prawa krajowego. Ścisła współpraca pomiędzy podmiotami tworzącymi cały sektor energetyczny (operatorzy OSP, OSD, regulatorzy, wytwórcy, odbiorcy) będzie kluczem do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu poprzez stworzenie systemu wzajemnie współzależnego i współodpowiedzialnego [2, 3].

### 2. ZMIANA ROLI OSD PO WPROWADZENIU KODEKSÓW SIECIOWYCH

Na skutek wejścia w życie kodeksów sieciowych opracowanych dla ACER<sup>2)</sup> i KE przez ENTSO-E, należy oczekiwać nałożenia na OSD nowych obowiązków, ale również uprawnień w procesie zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE.



Rys. 1. Zmiana roli OSD po wejściu w życie kodeksów sieci – opracowanie własne na podstawie [4]

Nowe obszary aktywności OSD mogą objąć w szczególności zagadnienia związane z:

- zarządzaniem zasobami regulacyjnymi przyłączonymi do sieci dystrybucyjnej, w tym również z zakupem przez OSD usług regulacyjnych ze źródeł i od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej<sup>3)</sup> [5];
- nadzorem i kontrolą nad dostępnością zasobów regulacyjnych oraz udostępnieniem zasobów regulacyjnych OSP w postaci zagregowanych usług, dla potrzeb regulacji KSE<sup>4), 5)</sup> [6, 7];
- aktywną regulacją napięcia w sieci dystrybucyjnej, realizowaną przez OSD w oparciu o zawarte umowy z OSP<sup>6)</sup> w celu utrzymania w punkcie przyłączenia z siecią przesyłową napięcia w zadanym zakresie [5, 8];

<sup>1)</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>2)</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators

<sup>3)</sup> NC on Demand Connection (art. 20–22)

<sup>4)</sup> NC Loads Frequency Control and Reserves (art. 68)

<sup>5)</sup> NC Operational Planning and Scheduling (art. 52–53)

<sup>6)</sup> NC Operational Security (art. 10)

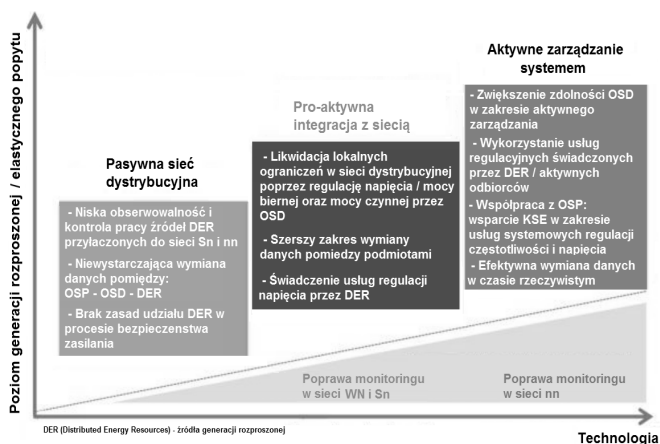
- wykorzystaniem usług dla potrzeb regulacji na poziomie systemu dystrybucyjnego, w szczególności do tworzenia Lokalnych Obszarów Bilansowania (LOB).

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

- dostarczać za pośrednictwem OSD / agregatora usługi systemowe dla OSP do bilansowania systemu w czasie rzeczywistym tj. regulacje częstotliwości, rezerwę mocy, zarządzanie ograniczeniami czy regulację napięcia<sup>7)</sup>.
- świadczyć usługi regulacyjne dla potrzeb OSD w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci dystrybucyjnej.

W świetle zapisów kodeksów<sup>8)</sup>, sieć dystrybucyjna jest traktowana jako zagregowany odbiorca, przyłączony do sieci przesyłowej, który może świadczyć usługi systemowe w formie zagregowanego popytu DSR<sup>9)</sup>. Świadczenie usług może odbywać się na polecenie operatora OSP na podstawie stosownej umowy zawartej z operatorem / agregatorem o świadczenie takiej usługi. Kategorie usług obejmują m.in.: regulację mocy czynnej, regulację mocy biernej czy też zarządzanie redukcją ograniczeń sieciowych.

Nowa rola OSD jako aktywnego operatora systemu oferującego usługi systemowe wymagać będzie ścisłej koordynacji, współpracy z poszczególnymi OSP a OSD szczególnie w warstwie ICT w kwestii wymiany informacji odnośnie pracy źródeł rozproszonych<sup>10)</sup> [4, 5, 6, 7, 8].



Rys. 2. Aktywne zarządzanie siecią dystrybucyjną – opracowanie własne na podstawie [9]

### 3. WYKORZYSTANIE USŁUG REGULACYJNYCH W RAMACH LOB

Koncepcja LOB ma na celu zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę bezpieczeństwa funkcjonowania sieci dystrybucyjnych. Generalnie obszar ten można zdefiniować jako wydzieloną część systemu dystrybucyjnego, w której bieżące wytwarzanie energii jest równoważone aktualnym zapotrzebowaniem. Ponadto charakteryzuje się zdolnością do pracy wyspowej oraz możliwością podjęcia pracy synchronicznej z KSE [10, 11].

<sup>7)</sup> Osiągnięcie elastyczności na poziomie odpowiadającym możliwościom regulacyjnym klasycznej elektrowni konwencjonalnej będzie możliwe dzięki odpowiedniej agregacji źródeł oraz integracji systemu zarządzania ich pracą na poziomie sieci dystrybucyjnej;

<sup>8)</sup> Network Code on Demand Connection (art. 20–22)

<sup>9)</sup> DSR – Demand Side Response

<sup>10)</sup> Z punktu widzenia OSD do aktywnego zarządzania siecią w czasie rzeczywistym niezbędne będzie pozyskiwanie informacji obejmujących m.in prognozy produkcji źródeł rozproszonych, planowanie i monitoring ich pracy, dyspozycyjności, ograniczenia, etc.

Obowiązek tworzenia LOB już obecnie spoczywa na OSD, jednak bilansowanie ma charakter pasywny i zakresem nie odpowiada nowym wyzwaniom, jakim jest w szczególności intensywny rozwój generacji rozproszonej, czy rozwój działań typu *smart grid*. Pasywne prowadzenie bilansowania bazuje na aktualnych warunkach pracy sieci, ale nie uwzględnia poprawy efektywności funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy sieci i dostaw w stanie deficytu energii lub głębokich awarii w KSE [12].

Innowacyjność LOB prowadzącego aktywne bilansowanie polega na technologicznym zintegrowaniu w ramach jednego rozwiązania aktywnego zarządzania lokalnymi zasobami po stronie wytwarzania, zapotrzebowania, magazynowania energii elektrycznej oraz sterowania siecią dystrybucyjną z wykorzystaniem dwukierunkowego przepływu mocy oraz przekazywanych informacji. Koncepcja LOB łączy nowy rodzaj usługi o charakterze systemowym, realizowanej w obszarze sieci dystrybucyjnej, który może być oferowany przez OSD na rzecz OSP jako wsparcie dla bilansowania KSE [4, 12].

LOB może być wykorzystywany m.in. do:

- bilansowania mocy czynnej i biernej z uwzględnieniem technicznych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz jej współpracy z siecią przesyłową;
- odbudowy systemu po awarii systemowej, obejmującej możliwość przejścia do pracy na system wydzielony i ponownej synchronizacji z siecią<sup>11)</sup>.

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

Wdrożenie modelu bilansowania lokalnego będzie wymagać zastosowania nowych rozwiązań technicznych głównie z zakresu sieci inteligentnych.

### 4. TECHNICZNE MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA USŁUG REGULACYJNYCH PRZEZ POSZCZEGÓLNE ŹRÓDŁA GENERACJI ROZPROSZONEJ

Możliwości techniczne świadczenia poszczególnych usług regulacyjnych przez zidentyfikowane źródła generacji rozproszonej przyłączone do sieci dystrybucyjnej scharakteryzowano w tabeli 1 [13, 14]. Udział poszczególnych typów generacji z wyszczególnieniem technologii przedstawiono w tabeli 1.

Teoretyczną wielkość zasobów regulacyjnych w sieci dystrybucyjnej wynikającą z przyłączonej generacji określono na poziomie ok. 13 GW<sup>12)</sup>. Przedstawione wyniki wskazują, że największe zasoby regulacyjne<sup>13)</sup> będą istniały w źródłach CHP ciepłych oraz przemysłowych, w mniejszym stopniu dotyczyć będą źródeł OZE, w przypadku któ-

<sup>11)</sup> W warunkach zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, gdy pozwolą na to warunki techniczne

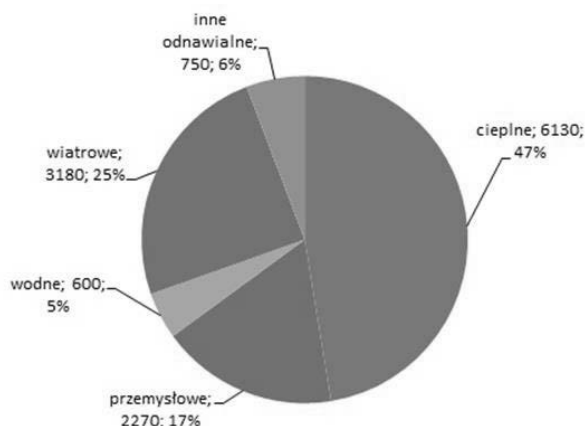
<sup>12)</sup> Realny zakres regulacyjny powinien być wyznaczony z uwzględnieniem specyfiki konkretnej technologii, otoczenia sieciowego, okresu instalacji, wyposażenia i infrastruktury, w szczególności typu generatora, etc.

<sup>13)</sup> Kryterium mocy zainstalowanych źródeł.

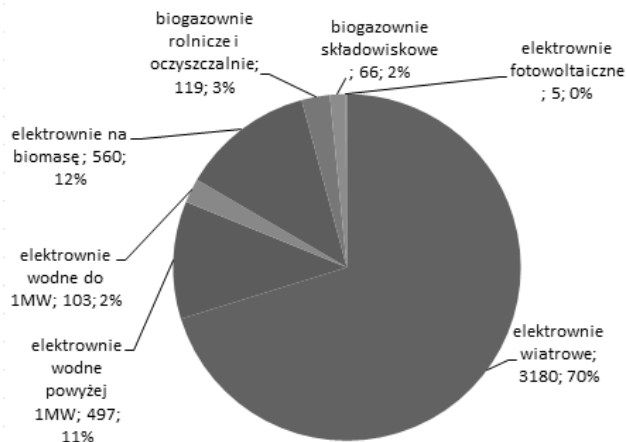
rych dominującą rolę będą prawdopodobnie odgrywać elektrownie wiatrowe.

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

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



Rys. 3. Moce zainstalowane źródeł w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek JWCD) – stan na 30.09.2014 – opracowanie własne na podstawie [15, 16]



Rys. 4. Moce zainstalowane źródeł OZE w poszczególnych technologiach przyłączone do sieci dystrybucyjnej – stan na 30.09.2014 – opracowanie własne na podstawie [15, 16]

## 5. REGULACJA NAPIĘCIA I MOCY BIERNEJ W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ Z WYKORZYSTANIEM FARM WIATROWYCH

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

Dla efektywnego wykorzystania farm wiatrowych konieczne jest zapewnienie możliwości technicznych w zakresie sterowania. W tym celu niezbędne jest, aby farmy wiatrowe wyposażone były w układy regulacji farm wiatrowych. Układy te zapewniają spełnienie wszystkich wymagań w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego (IRiESP) wydanych przez PSE oraz wymagań Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego (IRiESD) wydanych przez poszczególne spółki dystrybucyjne [17].

Są to w szczególności następujące funkcje:

- regulacja w punkcie przyłączenia według kryteriów: mocy biernej, współczynnika mocy ( $\cos\phi$ ), napięcia według zadanych charakterystyk statycznych;
- współpraca ze sterownikiem (serwerem) siłowni wiatrowych w celu pełnego wykorzystania możliwości farmy do generacji mocy biernej;
- sterowanie statycznymi źródłami mocy biernej (dławiki, baterie kondensatorów) w procesie regulacji wybranej wielkości w punkcie przyłączenia;
- sterowanie wyłącznikami stacji FW (załączanie dodatkowego transformatora do pracy równoległej i zmiana topologii stacji w przypadku wysokiej generacji wiatrowej);
- regulacja napięć w sieci wewnątrz FW za pomocą transformatorów farmy;
- integracja układu regulacji z SCADA w stacji farmy;
- zdalne sterowanie układem regulacji z ośrodków dyspozytorskich (CDM, ODM) za pośrednictwem SCADA;
- w przypadku farm przyłączonych bezpośrednio do rozdzielni 110 kV w stacjach elektroenergetycznych NN/WN, wykorzystanie FW jako sterowanego źródła mocy biernej wspomagającego regulację transformatorową realizowaną przez układ ARST<sup>14)</sup> (regulacja skoordynowana).

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, składającą się z sterownika FW i układu regulacji, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi pojedyncze, sterowalne źródło generacji mocy biernej.

Zapewnienie możliwości sterowania dużą ilością farm wiatrowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z poziomu OSP), wiąże się z koniecznością agregacji farm wiatrowych na wybranych obszarach. Agregacja umożliwi grupowe nadzorowanie i sterowanie pracą jednostek wytwórczych.

## 6. WNIOSKI

Ścisła współpraca pomiędzy OSP a innymi podmiotami tj. OSD, organami regulacyjnymi, wytwórcami, użytkownikami sieci jest niezbędna do spełnienia wymagań kodeksów ENTSO-E i osiągnięcia sukcesu w kwestii tworzenia ujedno-

<sup>14)</sup> ARST – automatyczna regulacja stacji transformatorowej

liconego rynku energii w całej Unii Europejskiej. Ze względu na postępującą decentralizację systemów elektroenergetycznych szczególnie istotna jest współpraca z operatorami OSD, do sieci których intensywnie są i będą przyłączane źródła rozproszone oraz odbiorcy kreujący elastyczny popyt.

Wprowadzenie zapisów kodeksów sieciowych ENTSO-E spowoduje wzrost udziału operatorów OSD w bilansowaniu produkcji i zapotrzebowania na energię. Należy oczekiwać, że OSD staną się w dużej mierze koordynatorami aktywności energetycznej podmiotów przyłączonych do sieci, zapewniając efektywne zarządzanie pracą sieci, tym samym przyczyniając się do realizacji głównych celów polityki energetycznej Polski [12]. Będą jednocześnie pełnić rolę aktywnych menedżerów systemów dystrybucyjnych uczestniczących w budowaniu bezpieczeństwa systemu zarządzanego przez OSP [3, 9, 18].

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

O ile pojedyncze źródła mogą posiadać różnego rodzaju wady, uniemożliwiające ich wykorzystanie w niektórych usługach, jednak odpowiednie ich zagregowanie oraz implementacja odpowiednich algorytmów sterowania pozwalają zmniejszyć lub całkowicie zniwelować te wady.

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

## 7. BIBLIOGRAFIA

1. <https://www.entsoe.eu/>.
2. Kaliś H., Zarządzanie redukcją obciążenia. Świadczenie usług systemowych przez przemysłowych odbiorców energii elek-

trycznej w aspekcie zapisów kodeksu sieci ENTSO-E, Czeladź, 2013.

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

## EXPECTED RANGE OF COOPERATION BETWEEN TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS AND DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS AFTER IMPLEMENTATION OF ENTSO-E GRID CODES

Article describes perspectives of cooperation between Polish Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operator (DSO) after implementation of ENTSO-E grid codes. New areas of DSO activity associated with aggregation of ancillary services for National Power System (NPS) are presented. Aggregated ancillary services include control resources in distribution system and services used in the creation of Local Balancing Areas. Concept of Local Balancing Area presents integrated management of local control resources including generation, load and energy storage. Article also describes use of renewable generation sources (RES) for voltage and reactive power control in the distribution network.

**Keywords:** ENTSO-E grid code, ancillary services, wind farm