



Europejski rynek energii elektrycznej

szanse i wyzwania

05.06.2017

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

- **Najważniejsze uwarunkowania funkcjonowania KSE**
- **Największe wyzwania dla krajowego sektora energetycznego**
- **Zmiany na krajowym rynku energii elektrycznej**
- **Efektywny rynek energii w Europie**

- **Kluczowe czynniki zewnętrzne oddziałujące na polski system elektroenergetyczny**
 - Pogłębiająca się integracja: sieciowa, rynkowa, polityczna
 - Polityka środowiskowa UE: ograniczanie emisji gazów cieplarnianych
 - Postępująca informatyzacja i cyfryzacja: technologie „smart grid”
 - Generacja rozproszona i lokalne źródła wytwórcze
 - Rozwój technologii OZE
 - Rozwój technologii magazynowania energii
 - Aktywizacja strony popytowej: prosumenci, off-grid
 - Elektromobilność

- **Kluczowe czynniki wewnętrzne oddziałujące na polski system elektroenergetyczny**
 - Wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych
 - Oparcie bezpieczeństwa dostaw o krajowe jednostki wytwórcze
 - Utrzymanie niskich kosztów dostaw energii do odbiorców
 - Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej: rozbudowa sieci przesyłowej (eliminacja ograniczeń przesyłowych) i modernizacji sieci dystrybucyjnej (automatyzacja, elastyczność, elementy „smart grid”)
 - Konieczność zastąpienia dużej liczby starzejących się jednostek wytwórczych, niespełniających norm środowiskowych
 - Mała elastyczność elektrowni ciepłych

- **Zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa dostaw**
 - Pogłębiająca się integracja rynku to zwiększona presja konkurencyjna zza granicy oddziałująca na ceny energii (zwłaszcza import subsydiowanej energii OZE)
 - Aktualne ceny energii elektrycznej w Europie nie stwarzają warunków dla inwestycji w nowe moce wytwórcze, niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw
 - **Należy zapewnić narzędzia dla zadbania o bezpieczeństwo dostaw energii w dłuższym terminie (odpowiednie wynagrodzenia zasobów je zapewniających)**
- **Przygotowanie sieci do nowych warunków pracy**
 - Rozsądna rozbudowa systemu przesyłowego
 - Nowoczesny, inteligentny system dystrybucyjny, umożliwiający nowe rozwiązania zarządzania popytem i źródłami rozproszonymi
 - „Indywidualizacja” odbiorców (różna ocena VOLL) umożliwi wyrażenie i wyegzekwowanie ich potrzeb, zmieniając sposób organizacji sektora
 - **Należy zadbać o „wartość dodaną sieci”, inwestując w nowoczesną infrastrukturę sieciową i IT, umożliwiającą rozwój nowych modeli businessowych odpowiadających na zmieniające się potrzeby odbiorców**

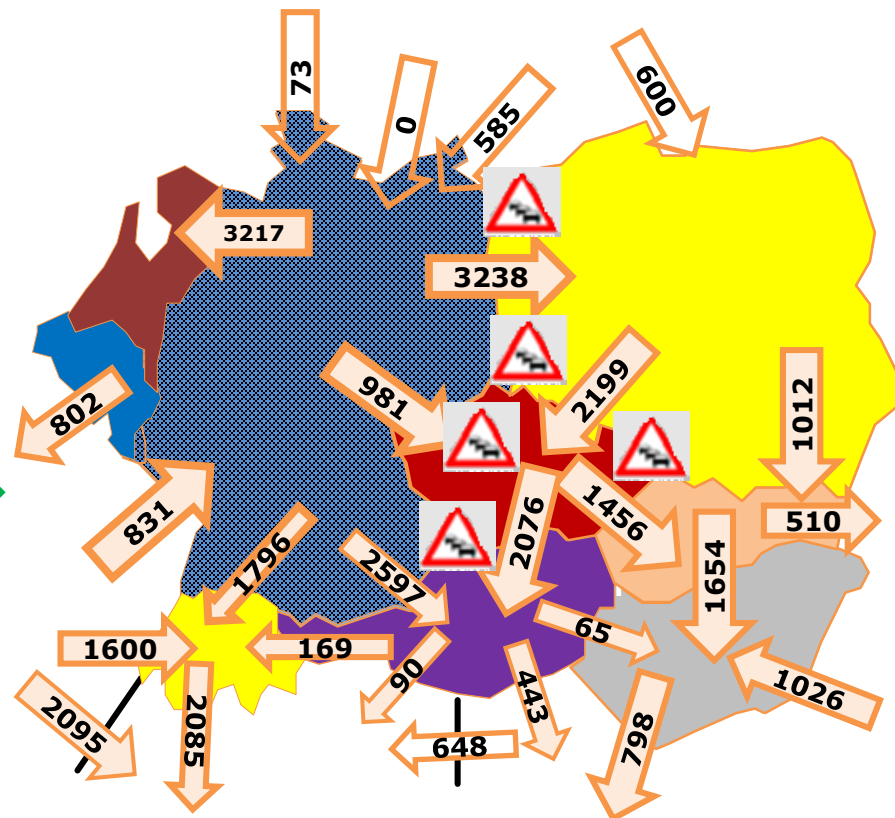
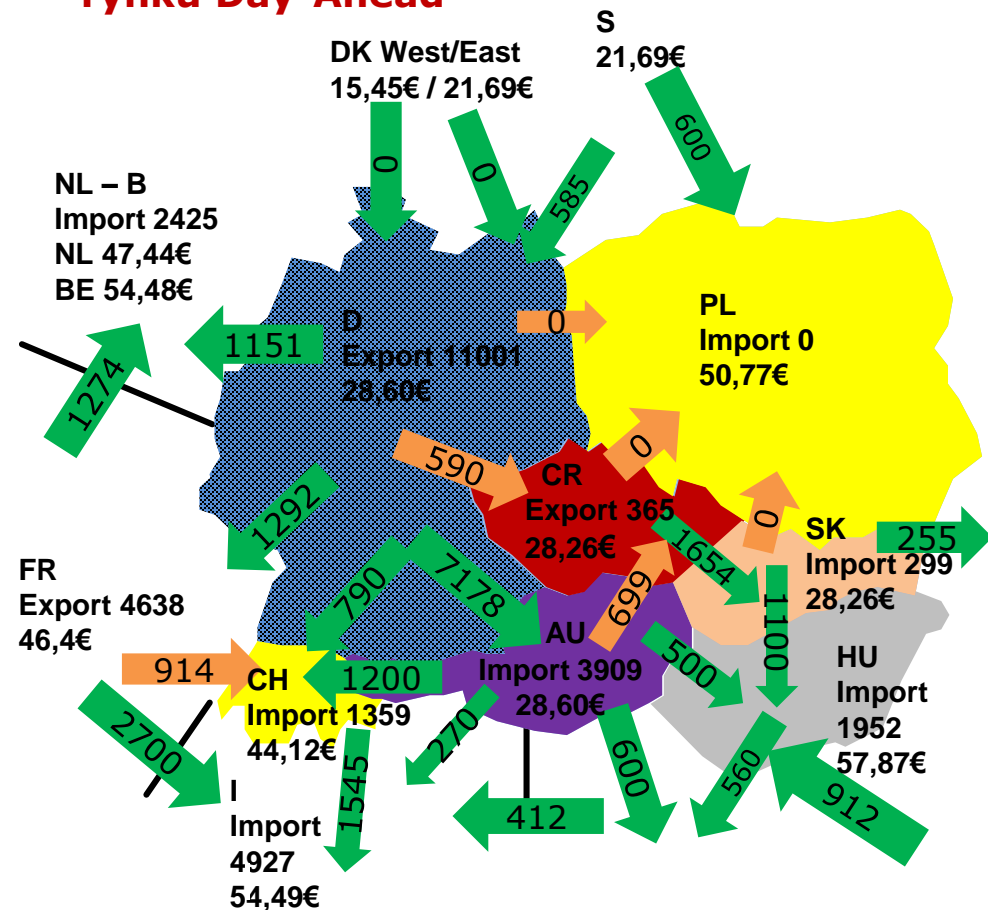
- **Poprawa mechanizmów rynkowych**
 - Wyrażenie warunków pracy systemu przez ceny (integracja rynku i sieci)
 - Wdrożenie Flow-Based ma być środkiem poprawy koordynacji dla wyznaczania i alokacji międzystrefowych zdolności przesyłowych (warunek: poprawne strefy)
 - **Sterowanie zasobami i koordynacja pracy systemu przez ceny**
- **Utworzenie warunków dla zmiany miksu energetycznego**
 - Rosnący udział OZE w miksie to zwiększona zmienność warunków pracy systemu
 - Coraz istotniejsza rola importu energii (SE, LT, DE)
 - Największą korzyścią z posiadania źródeł konwencjonalnych nie będzie energia, ale pewność dostaw i zapewnienie możliwości zbilansowania systemu
 - Niezbędne są: nowe elastyczne źródła, sieci, technologie komunikacji, DSR
 - ...oraz nowe narzędzia do zarządzania systemem (metody, rozwiązania IT)
 - **Narzędzia do realizacji powyższego są ograniczone:**
 - **kreowanie mechanizmów rynkowych przez Państwo (w tym regulowanych)**
 - przy zachowaniu spójności z rynkiem konkurencyjnym i prawodawstwem EU
 - oraz respektowaniu zasad EU w zakresie pomocy publicznej i interwencji państwa

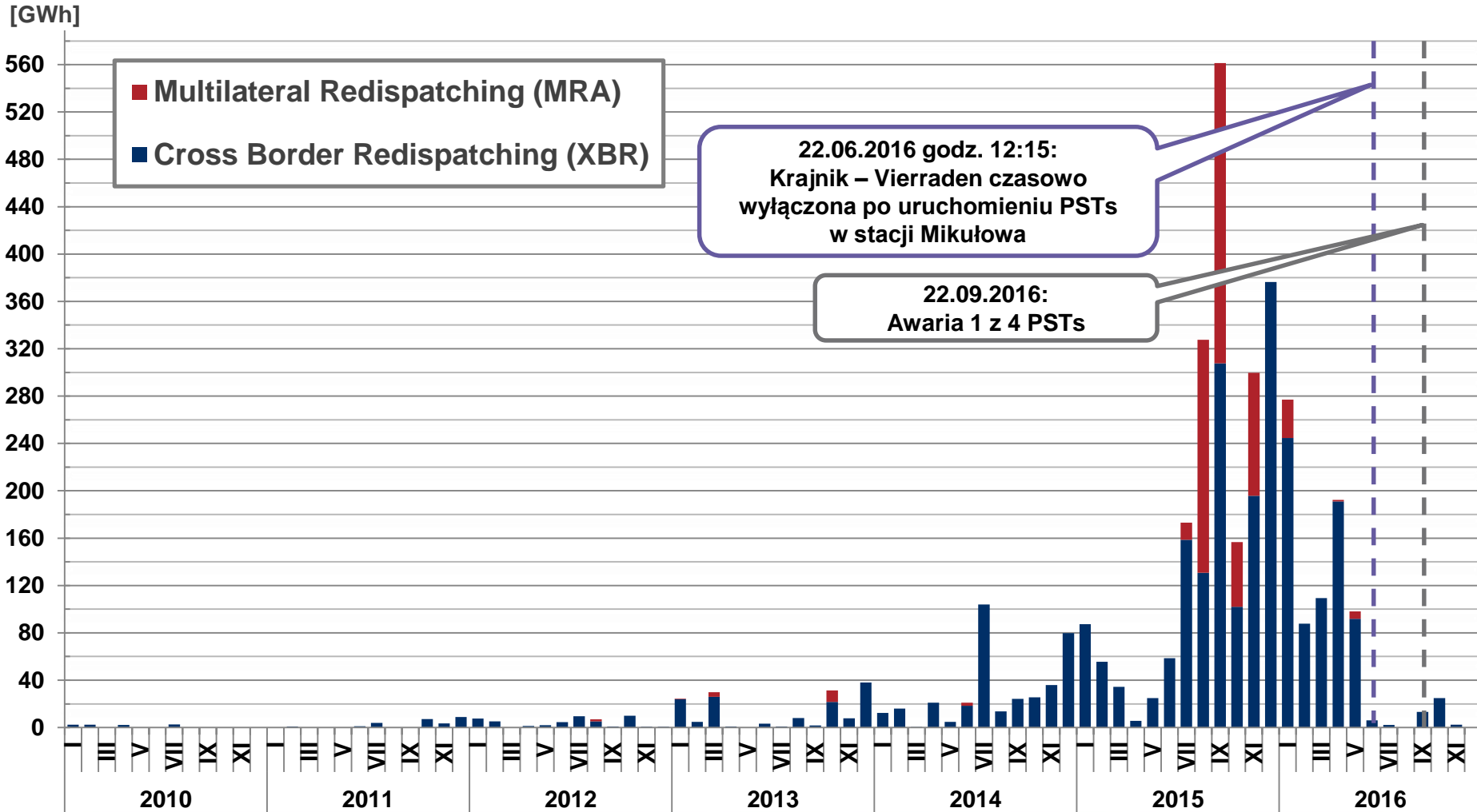
- **Regionalne centrum koordynacji RSC**
 - Wspomagające Operatorów w zapewnianiu bezpieczeństwa pracy systemu
 - Planowanie operacyjne dnia następnego i dnia bieżącego
 - Średniokresowa koordynacja włączeń elementów sieciowych
 - Koordynacja stosowania międzyoperatorskich środków zaradczych typu redispatching
 - Wyznaczanie zdolności przesyłowych
 - Rola doradcza w stosunku do OSP



Grafiki wymiany po rynku Day-Ahead

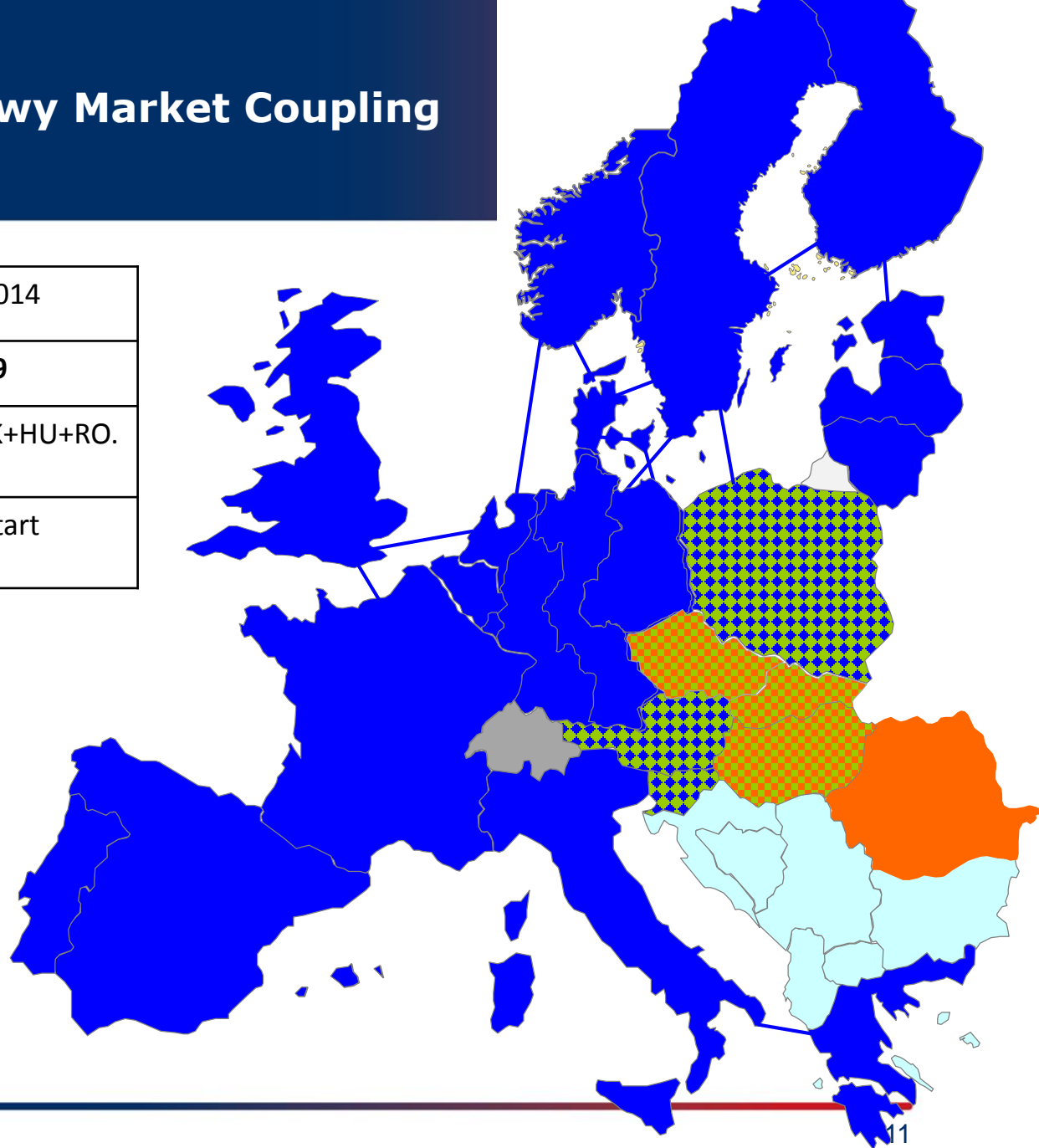
Wynikowe przepływy fizyczne (wyznaczone w procesie DACF)





- **ENTSO-E**
 - Podstawowa platforma współpracy międzyoperatorskiej
 - Szereg obowiązków wynikających z wdrożenia Kodeksów Sieciowych
- **Capacity Calculation Regions (CCR)**
 - Regionalne platformy współpracy międzyoperatorskiej (harmonizacja)
 - Postępująca harmonizacja regionalna zasad pracy systemu, rynku, itd.
 - Szereg obowiązków wynikających z wdrożenia Kodeksów Sieciowych
- **Platforma alokacji JAO**
 - Centralna platforma alokacji długoterminowych zdolności przesyłowych, zapewniających rynkowi narzędzia dla zarządzania ryzykiem
 - Zharmonizowane zasady alokacji zdolności długoterminowych w UE
- **Współpraca TSO-NEMO-uczestnicy rynku**
 - Multi Regional Coupling, XBID, Stakeholder Committee, konsultacje publiczne

MRC	Market Copuling od lutego 2014
CEE	Planowany start połowa 2019
4M	Tymczasowe połączenie CZ+SK+HU+RO. Start listopad 2014
Szwajcaria	Gotowość w grudniu 2014. Start zależny od uzgodnień CH-UE



- **Poprawa efektywności mechanizmu market coupling na LitPol i SwePol**
 - Odrębne sprawdzanie warunków sieciowych i warunków pracy jednostek wytwórczych
 - Planowane uruchomienie: 1.07.2017

- **Dostosowanie harmonogramu rynku Day-Ahead – bramka o godz. 12:00**
 - Przesunięcie braki handlowej TGE na godz. 12:00, a tym samym zrównanie warunków konkurencji dla krajowych i zagranicznych uczestników rynku
 - Planowane uruchomienie: ASAP

- **Wdrożenie warunków Multi-NEMO**
 - Nowe platformy giełdowe w Polsce: Oprócz TGE, także EPEX i NPS uzyskały status NEMO
 - Obecnie trwa proces przygotowywania i zatwierdzania warunków współpracy wielu giełd w Polsce.
 - Po zatwierdzeniu warunków MNA przez URE, ich implementacja będzie trwała ok. 1 rok
 - Planowane uruchomienie: połowa 2018

- **Kodeksy Rynkowe**

- Rozporządzenie 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM)
- Rozporządzenie 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (FCA)
- Wytyczne dotyczące bilansowania (BAL) – przyjęte w marcu 2017, jeszcze nie opublikowane przez KE

- **Kodeksy Operacyjne**

- Wytyczne dotyczące bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego (OS NC) - przyjęte w maju 2016, jeszcze nie opublikowane przez KE
- Wytyczne dotyczące pracy systemu w warunkach zagrożenia i odbudowy systemu po awarii (E&R NC) - przyjęte w październiku 2016, jeszcze nie opublikowane przez KE

- **Kodeksy Przyłączeniowe**

- Rozporządzenie 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (RfG)
- Rozporządzenie 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (DCC)
- Rozporządzenie 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (HVDC)

■ Wdrożenie Kodeksów Sieciowych

- Szereg wymagań nałożonych na Operatorów i NEMO
- Na poziomie europejskim, regionalnym i krajowym

■ Przykładowe zadania europejskie

- Ustalenie minimalnych i maksymalnych cen energii na giełdach
- Ustalenie algorytmu market coupling dla DA i ID
- Ustalenie europejskich zasad aukcji zdolności przesyłowych długoterminowych

■ Przykładowe zadania regionalne

- Wyznaczanie zdolności przesyłowych
- Stosowanie operatorskich środków zaradczych (redispatching) oraz podział ich kosztów
- Ustalenie procedur rezerwowych dla market coupling

■ Przykładowe zadania krajowe

- Określenie zasad współpracy wielu NEMO w kraju

Network Code/Guideline		Art.	CCR Obligation*	NC/GL milestone delivery method	
CACM	Day ahead	20.2	• Common Capacity Calculation Methodology for DA	Sept 2017	→ In progress
		27.2	• Setting up Coordinated Capacity Calculator	Jul 2018	
	Intraday	20.2	• Common Capacity Calculation Methodology for ID	Sept 2017	→ In progress
		27.2	• Setting up Coordinated Capacity Calculator	Jul 2018	
	Re dispatch & Countertrading	35.1	• Proposal for a coordinated RD & CT	March 2018	
		74.1	• Proposal for RD&CT cost sharing	March 2018	
		74.7	• Further harmonize re dispatching and countertrading cost sharing methodologies with other CCRs	Dec 2018	
	General	35.3	• Report assessing the harmonization of coordinated RD&CT	March 2018	
		44	• Fallback procedures for DA FB MC	May 2017	→ Submitted
	80.4	• Proposal for sharing regional costs (#NEMOs and TSOs cooperating in a region)	2017		
FCA	Long Term	31.3	• Regional design of LTRs in CCRs where LTRs exist	Apr 2017	→ Submitted
		10.1	• Common Capacity Calculation Methodology for LT	Sept 2018	
		16.1	• Methodology for splitting LT capacities	Sept 2018	
		21.1	• Operational rules for merging the individual grid models	Jun 2018	
		42	• IF PREFERRED by TSOs: alternative coordinated fallback solutions	Jun 2018	
		21.2	• Operational rules for coordinated capacity calculators	Sept 2019	

* The obligations shall take into account all potential bidding zone configuration, amongst others the DE-AT border

* Regulatory procedures can delay some of the deadlines

■ Wdrożenie Flow-Based Market Coupling na połączeniu synchronicznym

- Prace nad FBA przeniesione do regionu CORE (wykorzystanie doświadczeń z CWE FBA)
- Obecny projekt zakłada koordynację na wszystkich granicach regionu CORE, w tym DE-AT
- Planowane uruchomienie: druga poł. 2019 r.

■ Uruchomienie europejskiego rynku intra-day

- XBID ma zostać uruchomiony w pierwszym kwartale 2018
- Alokacja w trybie handlu ciągłego (początkowo ATC, perspektywicznie FBA)
- Polska pracuje obecnie nad utworzeniem tzw. Local Implementation Project dla LitPol i SwePol, w dalszej kolejności planowane jest wdrożenie LIP dla połączeń synchronicznych
- Planowane uruchomienie: przełom 2018/2019 (zależne od postępów projektu XBID)

■ Transgraniczny rynek bilansujący

- Kodeks bilansowania został przyjęty przez KE i państwa członkowskie UE, czeka na publikację w dzienniku UE (spodziewane pod koniec 2017)
- Integracja rynków bilansujących nastąpi po 3-5 latach od wejścia Kodeksu EB w życie

■ Europejski rynek energii elektrycznej nie wspiera bezpieczeństwa

- Uproszczona reprezentacja sieci w procesach rynku UE (niewłaściwa struktura obszarów rynkowych, NTC / uproszczenia związane z FBA)
- Grafiki wytwórców i odbiorców oparte na nieefektywnych sygnałach cenowych
- Konieczna duża skala działań OSP poza rynkiem w celu skorygowania jego wyników

■ Niewystarczające sygnały inwestycyjne dla generacji

- Rynkowe inwestycje blokowane przez problem "brakujących pieniędzy"
- Ryzyko regulacyjne (polityka klimatyczna, kodeksy rynkowe i sieciowe, pakiet czysta energia, działania naprawcze podejmowane przez poszczególne kraje UE)
- Krótkoterminowa natura cen energii, kontrowersyjne wahania cen (rozdzielenie sygnałów inwestycyjnych i siły rynkowej), stabilność cen dla odbiorców
- Priorytet dostępu do sieci dla określonych technologii wytwarzania

■ Inwestycje w rozwój sieci przesyłowej nie są panaceum na problemy w funkcjonowaniu rynku energii

- Usuwanie wszystkich ograniczeń nie jest ekonomicznie uzasadnione
- Rozwój generacji rozproszonej i DSR może zmniejszać zapotrzebowanie na przesył energii i zmieniać jego kierunki - ryzyko inwestycji osieroconych
- Duże trudności z budową nowych linii (również podziemnych instalacji kablowych)

■ **Perspektywa długo- i średnioterminowa**

- **Rynek mocy** jako równoprawny segment rynku energii elektrycznej, zapewniający wystarczalność mocy wytwórczych poprzez terminowy rozwój zasobów wytwórczych, odpowiednich pod względem: (i) wolumenu, (ii) technologii (iii) lokalizacji
- **Narzędzia do zarządzania ryzykiem:** długoterminowe prawa przesyłowe (PTR/FTR), kontrakty różnicowe (CfD), itd.

■ **Perspektywa krótkoterminowa**

- **Mechanizm łączenia rynków (market coupling)** Dnia Następnego i Bieżącego, alokujący w optymalny sposób zasoby wytwórcze i sieciowe KSE (w tym import/eksport) przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy systemu, szacujący wartość energii elektrycznej w danym okresie czasu i danej lokalizacji.

■ **Perspektywa czasu (niemal) rzeczywistego**

- **Rynek czasu rzeczywistego**, przekazujący poprzez ceny energii bilansującej i rezerw mocy dokładne informacje o potrzebach systemu (odbiorców) i **rzeczywistej wartości energii** w danej lokalizacji, tworząc zachęty do odpowiedniej reakcji ze strony wszystkich uczestników rynku, wspierając efektywne wykorzystanie zasobów (przesyłowych, wytwórczych, elastyczności popytu)

Konieczne jest przeprojektowanie rynków energii elektrycznej w celu odzwierciedlenia całego łańcucha wartości oraz stworzenia właściwych bodźców dla inwestycji, zarządzania systemem oraz jego rozwoju



Dziękuję za uwagę

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.