

DSM i DSR

**stan obecny jako punkt wyjścia do rozwiązań
na mono rynku energii elektrycznej OZE**

TAURON Polska Energia S.A.

ELEKTROWNIE



ELEKTROCIĘPŁOWNIE



ELEKTROWNIE WODNE



ELEKTROWNIE WIATROWE



KOPALNIE



DYSTRYBUCJA ENERGII



Największy dystrybutor i sprzedawca energii elektrycznej w Polsce – dostarcza ponad 45 TWh energii elektrycznej rocznie do ponad 5,3 mln klientów

Druga co do wielkości zintegrowana grupa energetyczna w Polsce, kontroluje pełen łańcuch wartości, od wydobycia węgla aż po sprzedaż energii elektrycznej klientom końcowym

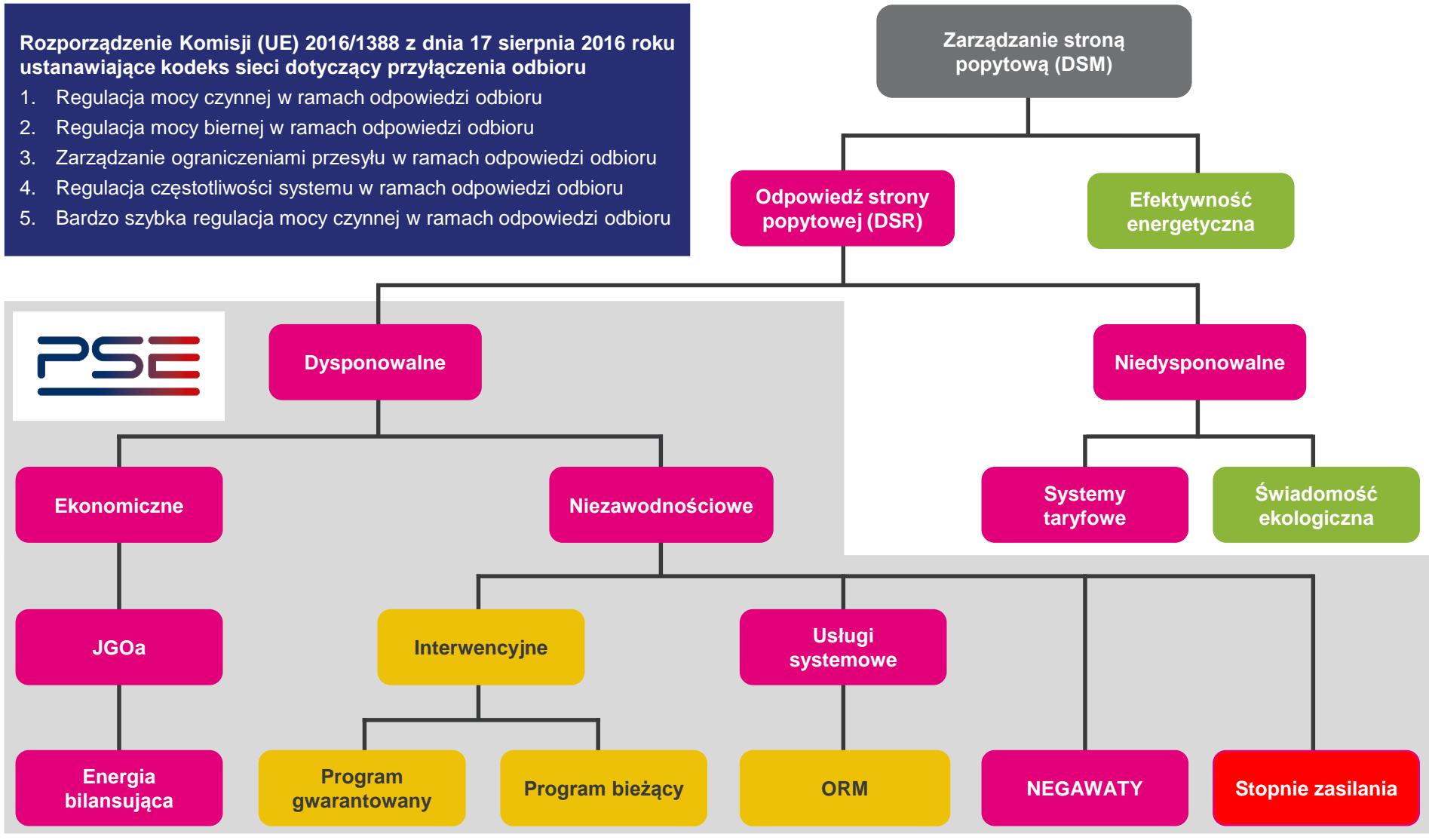
Zespół Analiz Rynku Hurtowego

- ośmiu doświadczonych analityków rynkowych
- rynki energii elektrycznej i produktów powiązanych
- rynki paliw i *commodities* (min. EUA, BRENT)
- wsparcie analityczne dla całej Grupy Kapitałowej
- rekomendacje dla obszaru handlu i strategii
- prognozy krótko, średnio i długoterminowe
- AT oraz modele fundamentalne i ekonometryczne
- czynny udział w PKEE, TGPE, TOE i EURELECTRIC

Demand Side Management (DSM) – typologia podziału

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 roku ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru

1. Regulacja mocy czynnej w ramach odpowiedzi odbioru
2. Regulacja mocy biernej w ramach odpowiedzi odbioru
3. Zarządzanie ograniczeniami przesyłu w ramach odpowiedzi odbioru
4. Regulacja częstotliwości systemu w ramach odpowiedzi odbioru
5. Bardzo szybka regulacja mocy czynnej w ramach odpowiedzi odbioru

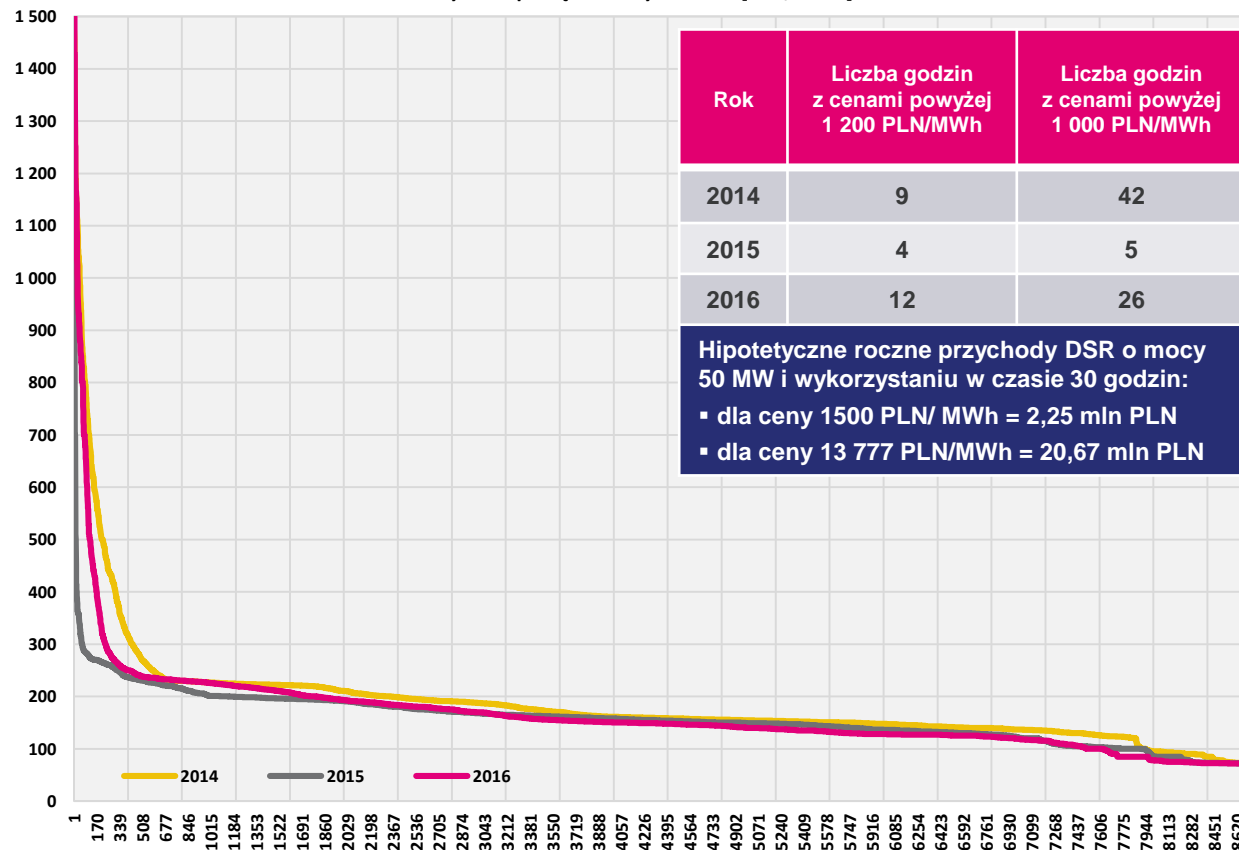


JGOa – specyfika i wykorzystanie

Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JGOa):

- zbiór fizycznych miejsc dostarczania energii rynku bilansującego (RB), w których przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcze mogące podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP (sterowane odbiory energii), lub poprzez które są reprezentowane dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii URD

Wykres uporządkowany cen CRO [PLN/MWh]



Wykorzystanie:

- JGOa została wprowadzona do stosowania począwszy od 2015 roku
- obecnie w mechanizmie uczestniczy tylko jeden odbiorca końcowy
- do dnia 17 marca b.r. rozwiązanie nie znalazło zastosowania
- powodem braku wykorzystania JGOa są przede wszystkim niskie ceny CRO w okresach deficytu mocy oraz wysokie koszty dostępu do rynku bilansującego
- w okresie 2015-2016 roku łączna liczba godzin z cenami przekraczającymi poziom 1000 PLN/MWh wyniosła 31 h
- impulsem do wykorzystania JGOa może być harmonizacja ograniczeń cenowych na rynku *spot* zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej
- teoretycznie ceny rynku bilansującego w momentach zagrożenia powinny osiągnąć wartość VoLL szacowaną według PSE S.A. na 13 777 PLN/MWh

Redukcja zapotrzebowania na polecenie – tzw. „negawaty”

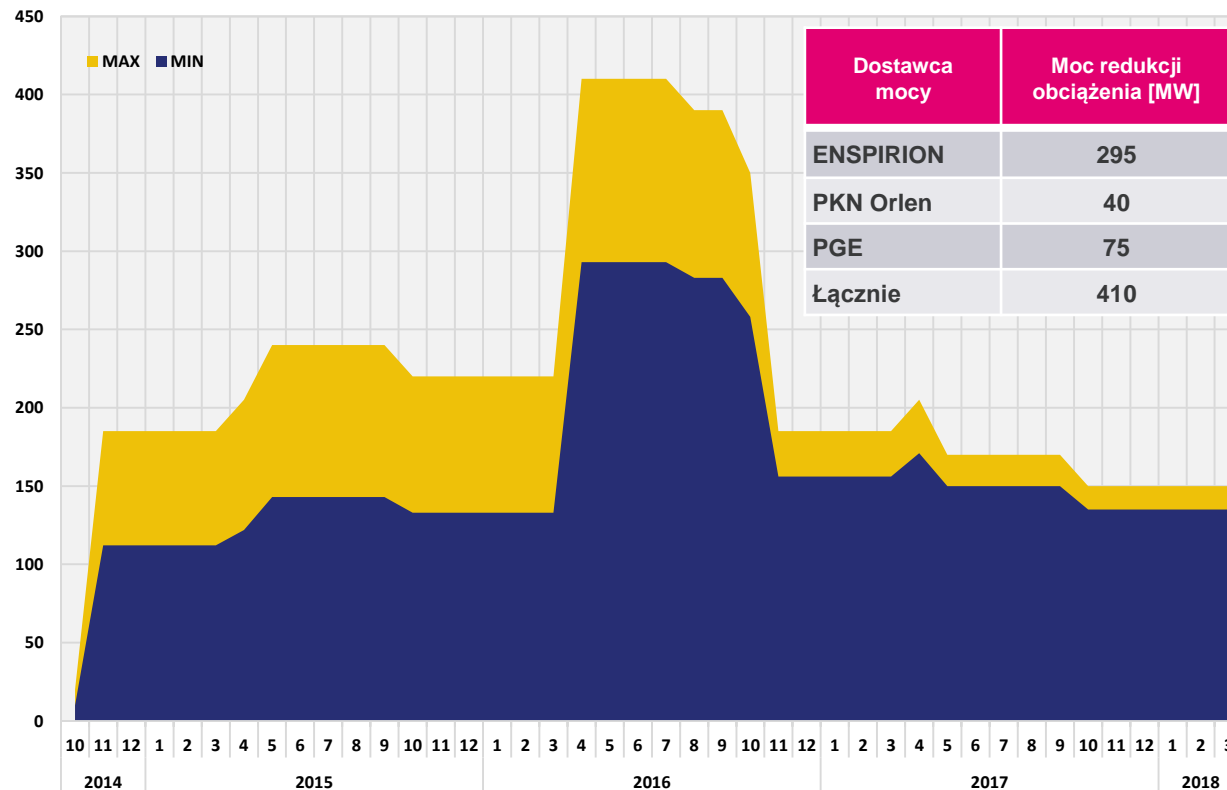
Specyfika i wykorzystanie tzw. „negawatów”:

- mechanizm wszedł do użytku w październiku 2014 roku i powinien znaleźć zastosowanie w okresie do końca marca 2018 roku
- do końca 2016 roku ogłoszono sześć przetargów ale ostatnie postępowanie zostało unieważnione ze względu na nowe plany PSE S.A.
- łącznie zakontraktowano ok. 410 MW redukcji po średniej cenie wykonania kontraktu na poziomie 1 300 PLN/MW

Działanie:

- PSE S.A. przesyła zapytanie określające oczekiwane wielkości redukcji w bloku Podstawowym i Dodatkowym
- w odpowiedzi wykonawcy przedstawiają tzw. „deklarację redukcji” ale wielkość mocy nie może być mniejsza niż wolumen gwarantowany w umowie
- wielkości redukcji jest określana na podstawie profilu planowanego, profilu historycznego lub wartości bazowej
- w przypadku uruchomienia mechanizmu PSE wysła informację o aktywacji programu i następnie polecenie redukcji
- wynagrodzenie za redukcję obliczane jest według wzoru $E_{\text{DEKLAROWANA}} \times C_{\text{UMOWY}}$
- jeżeli redukcja nie została wykonana wypłacane jest dodatkowo wynagrodzenie za przygotowanie redukcji (25% kwoty za deklarowaną wielkość redukcji) i wstępne przygotowanie do wykonania redukcji (5% wynagrodzenia za deklarowaną wielkość redukcji po szóstym przypadku)

Łączna moc redukcji zakontraktowanej w ramach tzw. „negawatów” [MW]



Interwencyjne Programy DSR (IP-DSR) – główne elementy

Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP:

- 500 MW mocy dyspozycyjnej w każdej godzinie przedziału gwarancji
- większa swoboda w definiowaniu produktów – 7 parametrów
- efektywne kryteria wyboru ofert na etapie kontraktacji (problem plecakowy)
- bieżąca konkurencja pomiędzy wykonawcami w ramach obu programów
- racjonalne konsekwencje niewykonania usługi
- zróżnicowane metody wyznaczania wielkości redukcji
- certyfikacja techniczna ORed
- obowiązkowe testy redukcji w programie gwarantowanym
- 7 marca b.r. ogłoszono przetarg i na czerwiec planowana jest kontraktacja

Program Gwarantowany:

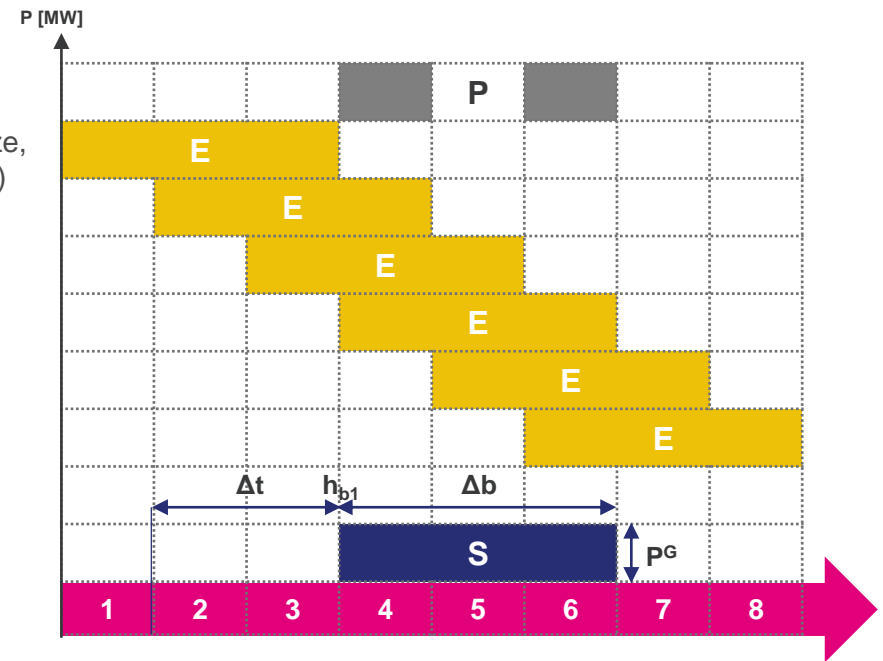
- jeden lub więcej produktów o mocy gwarantowanej 10-100 MW
- okres świadczenia usługi – pakiet nr 1 (kwiecień–wrzesień, dni robocze, 10:00–18:00), pakiet nr 2 (październik–marzec, dni robocze, 16:00–20:00)
- Produkt stały (S), Produkt elastyczny (E), Produkt przerywany (P)
- opłata za gotowość i wykorzystanie
- obowiązkowa odpowiedź na wezwanie do złożenia propozycji sprzedaży
- pełen zestaw parametrów oferty na etapie kontraktacji usługi

Program Bieżący:

- jeden lub więcej produktów o mocy gwarantowanej 10-100 MW
- okres świadczenia usługi – 12 miesięcy
- opłata za wykorzystanie
- dobrowolna odpowiedź na wezwanie do złożenia propozycji sprzedaży
- jeden parametr oferty na etapie kontraktacji usługi

Parametry produktów:

- C^G – cena za gotowość 89,70 i 132,70 [PLN/MW-h]
- C^{RZ_MAX} – cena max za redukcję 13 777 [PLN/MWh]
- P^G – moc redukcji [MW]
- Δb – długość bloku redukcji [h]
- typ produktu – S, E, P [-]
- h_{b1} – czas uruchomienia redukcji [-]
- Δt – czas aktywacji bloku redukcji [h]
- w_N – wskaźnik niedyspozycyjności
- premia za Δb , Δt i w_N



DSR w ramach rynku mocy – perspektywy rozwoju

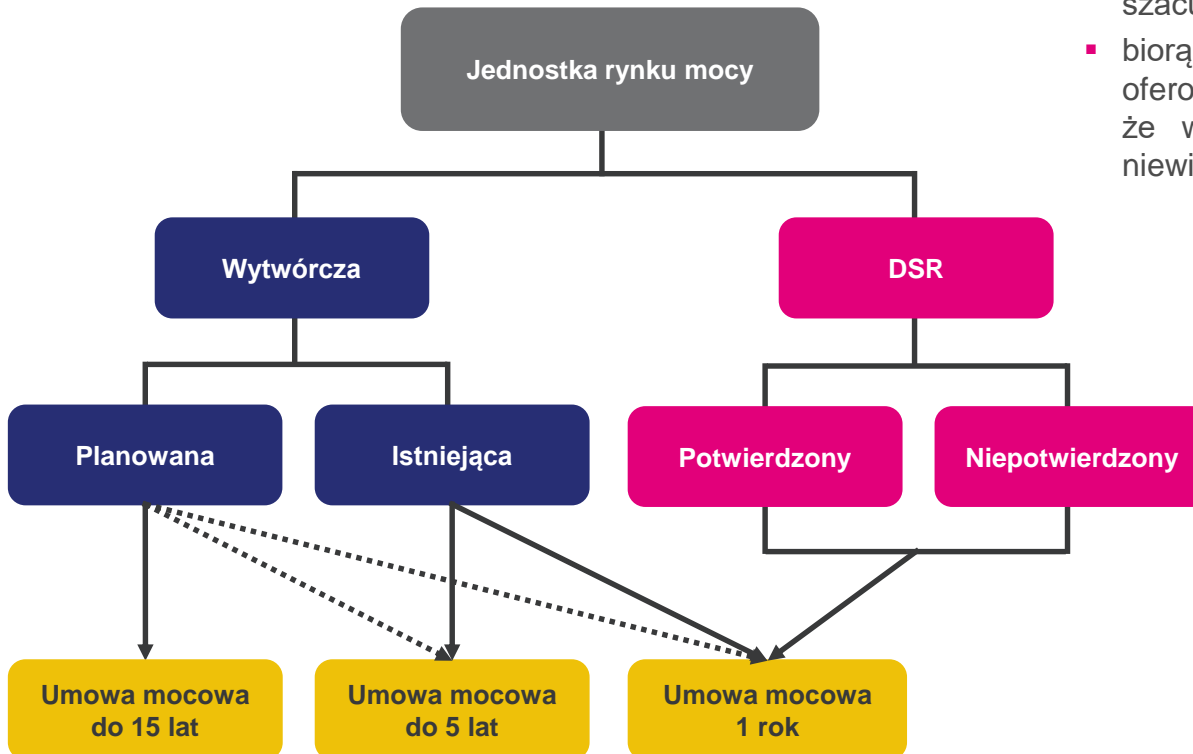
Wyniki symulacji aukcji z dostawą w 2021 roku:

- JRM Nowe: 326 tys. PLN/MW/a
 - JRM Modernizowane: 182 tys. PLN/MW/a
 - JRM Istniejące: 110 tys. PLN/MW/a
 - szacowany budżet 4 mld PLN*
- * w tym DSR w kwocie do 100 mln PLN

Doświadczenia Wielkiej Brytanii:

- w ramach przeprowadzonych aukcji zakontraktowano łącznie ok. 52,5 GW mocy, w tym ok. 1,4 GW DSR
- cena rozliczeniowa wyniosła ok. 22,5 GBP/kW, co w przybliżeniu odpowiada kwocie 110 tys. PLN/MW/a
- potwierdza to scenariusz polski z udziałem DSR w koszyku dla jednostek istniejących, który według szacunków jest wyceniany na 110 tys. PLN/MW/a
- biorąc pod uwagę atrakcyjność mechanizmów oferowanych przez PSE S.A. można przypuszczać, że wykorzystanie DSR w ramach rynku będzie niewielkie – poniżej 100 MW

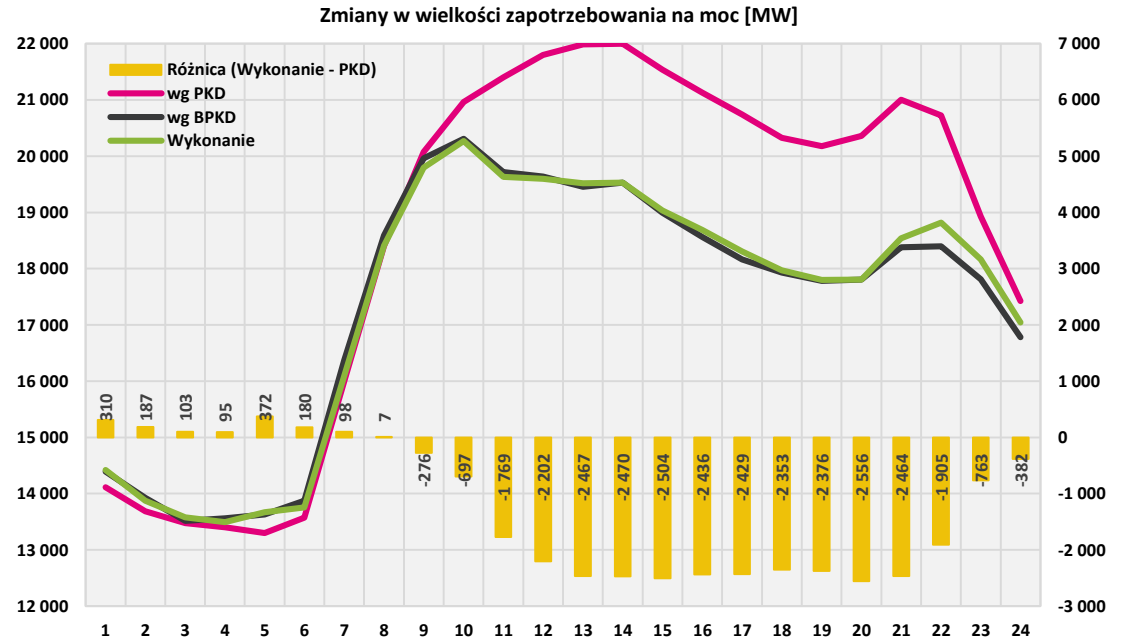
Krajowy potencjał DSR jest szacowany na ok. 600 MW z perspektywą 2000 MW w przypadku bardzo dobrze rozwiniętych zachęt ekonomicznych



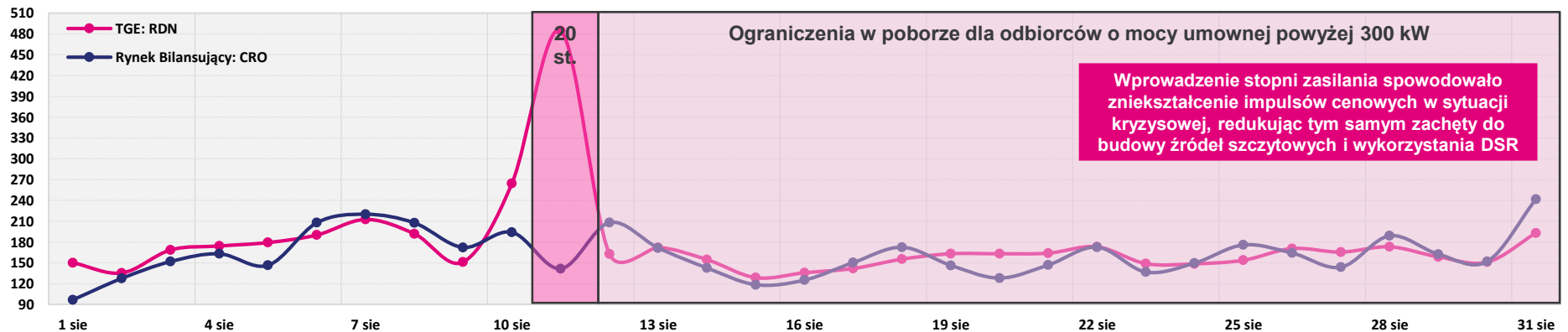
Deficyt w dniu 10 sierpnia 2015 roku – studium przypadku

Przebieg wydarzeń:

- fala upałów oraz niski poziom i wysoka temperatura wody w rzekach spowodowały skokowy spadek rezerwy mocy w systemie elektroenergetycznym
- uruchomiono wszystkie dostępne bloki wytwórcze, przesunięto planowane prace remontowe, wykorzystano zakontraktowane usługi DSR, sięgnięto po pomoc od operatorów zagranicznych (Czechy, Słowacja) i uruchomiono usługę wielostronnego *redispatchingu*
- w dniu 10 sierpnia wprowadzono administracyjne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w godz. 10:00-17:00 ogłoszony został 20 stopień zasilania, w godz. 17:00-22:00 ogłoszono 19 stopień zasilania, w okresie 11-31 sierpnia wprowadzono ograniczenia dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW



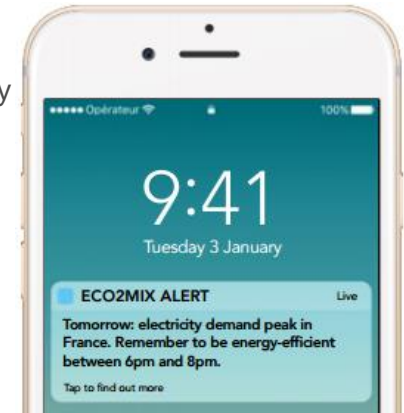
Średnie ceny energii elektrycznej na rynku spot – RDN i CRO [PLN/MWh]



Deficyt mocy w 2016 roku – przypadek francuski

Przebieg wydarzeń:

- nieplanowane wyłączenia reaktorów jądrowych i niska generacja OZE doprowadziły do spadku rezerwy mocy
- niska temperatura spowodowała wzrost zapotrzebowania do rekordowego poziomu ok. 100 GW
- w okresie zimowym spadek temperatury o 1°C powoduje wzrost zapotrzebowania o ok. 2,4 GW
- wykorzystane zostały pełne zdolności importowe na poziomie ok. 12 GW
- operator miał również do dyspozycji redukcję obciążenia dużych odbiorców na poziomie ok. 1,5-3,0 GW
- obniżenie napięcia w sieci o 5% pozwoliło osiągnąć kolejne oszczędności w ilości ok. 4 GW
- uruchomiono też aplikację **ECO2MIX** mającą na celu stymulowanie prostych działań efektywnościowych



Informacje ECO2MIX:

- używanie drobnych urządzeń AGD (piece, suszarki, pralki, zmywarki) w godzinach pozaszczytowych
- obniżenie temperatury ogrzewania komunalnego o 1-2°C (większość instalacji grzewczych we Francji jest zasilana energią elektryczną)
- wyłączenie sprzętu biurowego (komputery, drukarki, ekrany) po zakończeniu pracy
- ograniczenie wykorzystania instalacji oświetleniowych zwłaszcza w pustych pomieszczeniach
- całkowite wyłączenie urządzeń elektronicznych z pominięciem trybu pracy tzw. „stand-by”

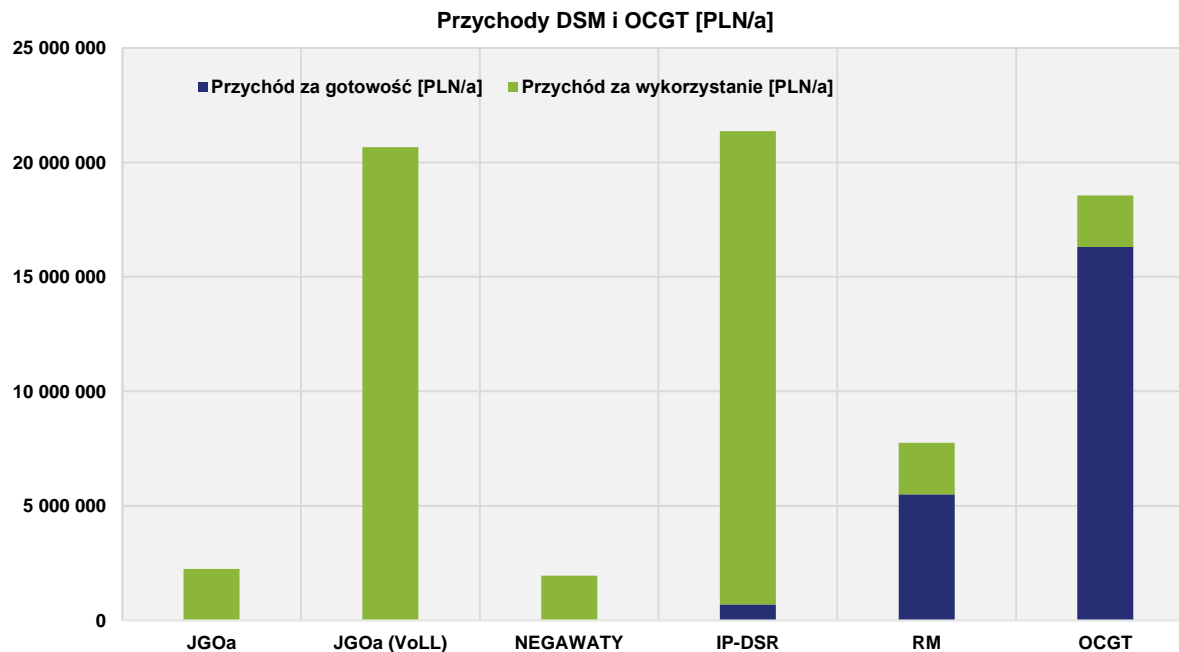
Podsumowanie

Główne wnioski:

- na dzień dzisiejszy istnieją dwa mechanizmy wykorzystania DSR w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu – JGOa i tzw. „negawaty”
- ze względu na niskie ceny rynku bilansującego w godzinach kryzysowych do dnia dzisiejszego nie odnotowano redukcji w ramach JGOa
- realne szanse na rozwój DSR w ramach JGOa stworzy harmonizacja ograniczeń cenowych do poziomu odpowiadającego VoLL
- jedynym działającym mechanizmem DSR są tzw. „negawaty” z mocą zakontraktowaną w okresie 2014-2018 roku na poziomie 150-400 MW
- nowe perspektywy rozwoju dla DSR stworzy dopiero IP-DSR oraz projektowany rynek mocy
- udział DSR będzie również możliwy w nowym modelu ORM ale przyjęty mechanizm rozliczeń ogranicza szanse na jego wykorzystanie
- największe zachęty ekonomiczne stwarza IP-DSR ale jest to jednocześnie najdroższe rozwiązanie z punktu widzenia obciążenia odbiorców
- w przyszłości obszar konkurencji wśród źródeł szczytowych zawęży się do DSR i OCGT

Kluczowe czynniki rozwoju DSR:

- wdrożenie rozwiązań systemowych mających na celu stworzenie zachęt ekonomicznych w okresie dojścia technologii rozproszonych do parytetu sieciowego
- wzrost wykorzystania inteligentnego opomiarowania wśród odbiorców masowych (komunalnych) wraz z wprowadzeniem taryf dynamicznych bądź cenotwórstwa czasu rzeczywistego
- wzrost wykorzystania rozproszonych instalacji prosumenckich wyposażonych w magazyny energii pozwalających na sterowanie profilem zapotrzebowania odbiorców
- spadek kosztów produkcji akumulatorów litowo-jonowych na potrzeby domowych magazynów energii i pojazdów elektrycznych



Dziękuję za uwagę

Sebastian Gola

Kierownik Zespołu Analiz Rynku Hurtowego

tel.: +48 693 320 501

e-mail: sebastian.gola@tauron.pl