

RYNEK NEGAWATÓW

Perspektywy wdrożenia instrumentów zarządzania popytem w polskim systemie elektroenergetycznym

**Wojciech Lubczyński – Dyrektor Projektu SMART GRID
PSE Operator S.A.**

Konferencja EUROPOWER

Warszawa, 08 marca 2012

Negawaty – co to takiego ?

❑ **NEGAWAT - zaoszczędzony Megawat**

„ Najtańsza energia to energia zaoszczędzona ”

❑ **Projekt nowej dyrektywy efektywnościowej (Energy Efficiency Directive)**

- **Wprowadza obowiązek traktowania Negawatów na takich samych zasadach jak Megawaty**
- **Określa obowiązek wprowadzenia usług systemowych opartych o Negawaty**
- **Określa obowiązek opracowania Planu Działań (Action Plan) dla wprowadzenia usług Demand Response (reakcja strony popytowej)**

Programy zarządzania stroną popytową

ZARZĄDZANIE STRONĄ POPYTOWĄ



Reakcja strony popytowej (Demand Response/DR lub DSR)

Kształtowanie krzywej obciążeń poprzez sterowanie obciążeniem (zmniejszenie obciążenia lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem)

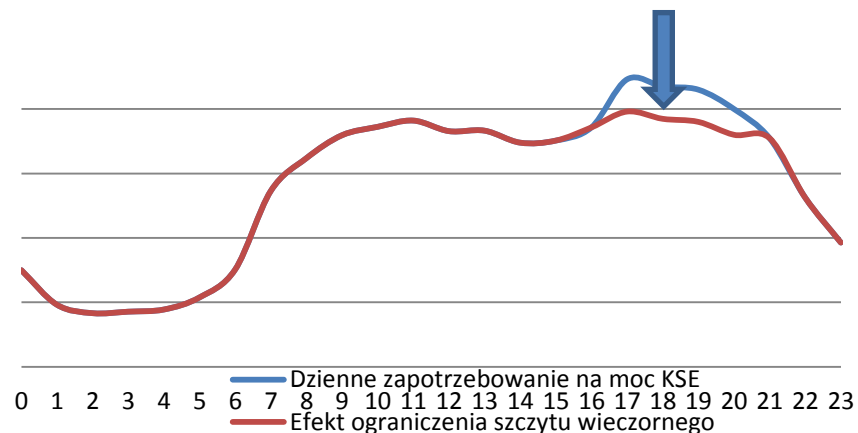
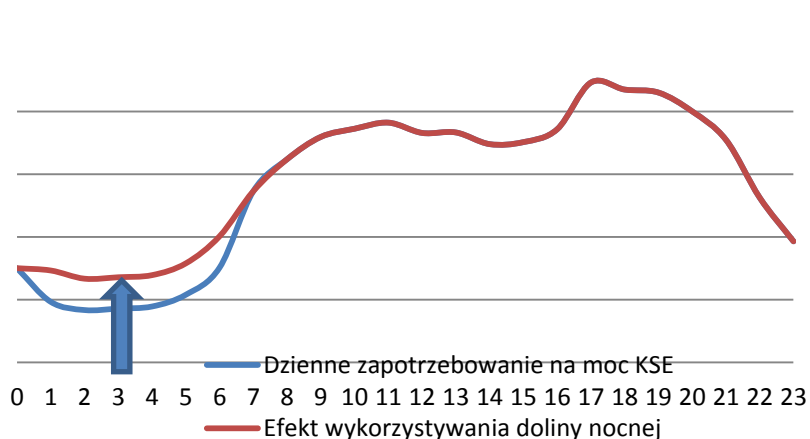
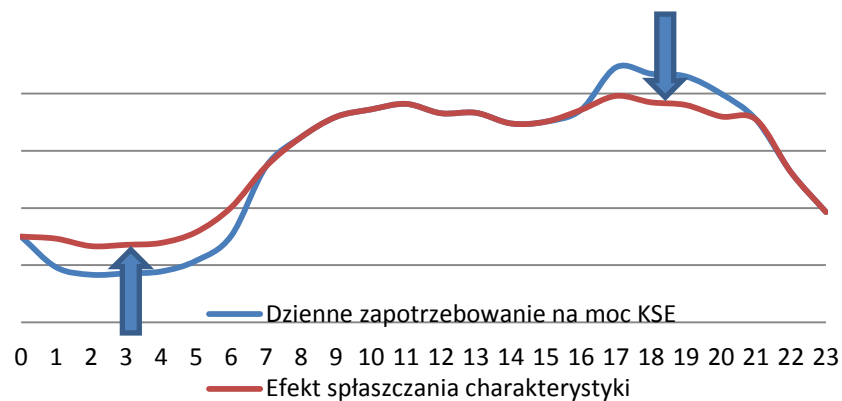
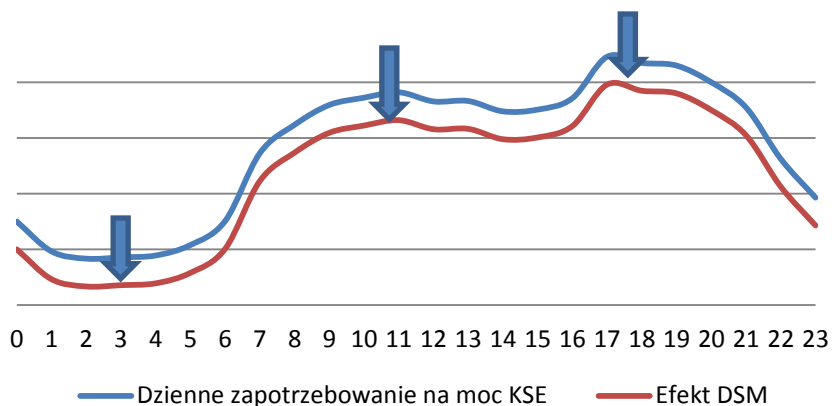
Efektywne i oszczędne wykorzystanie energii

DSR – dobrowolne, tymczasowe dostosowanie zapotrzebowania na moc, realizowane przez użytkownika końcowego:

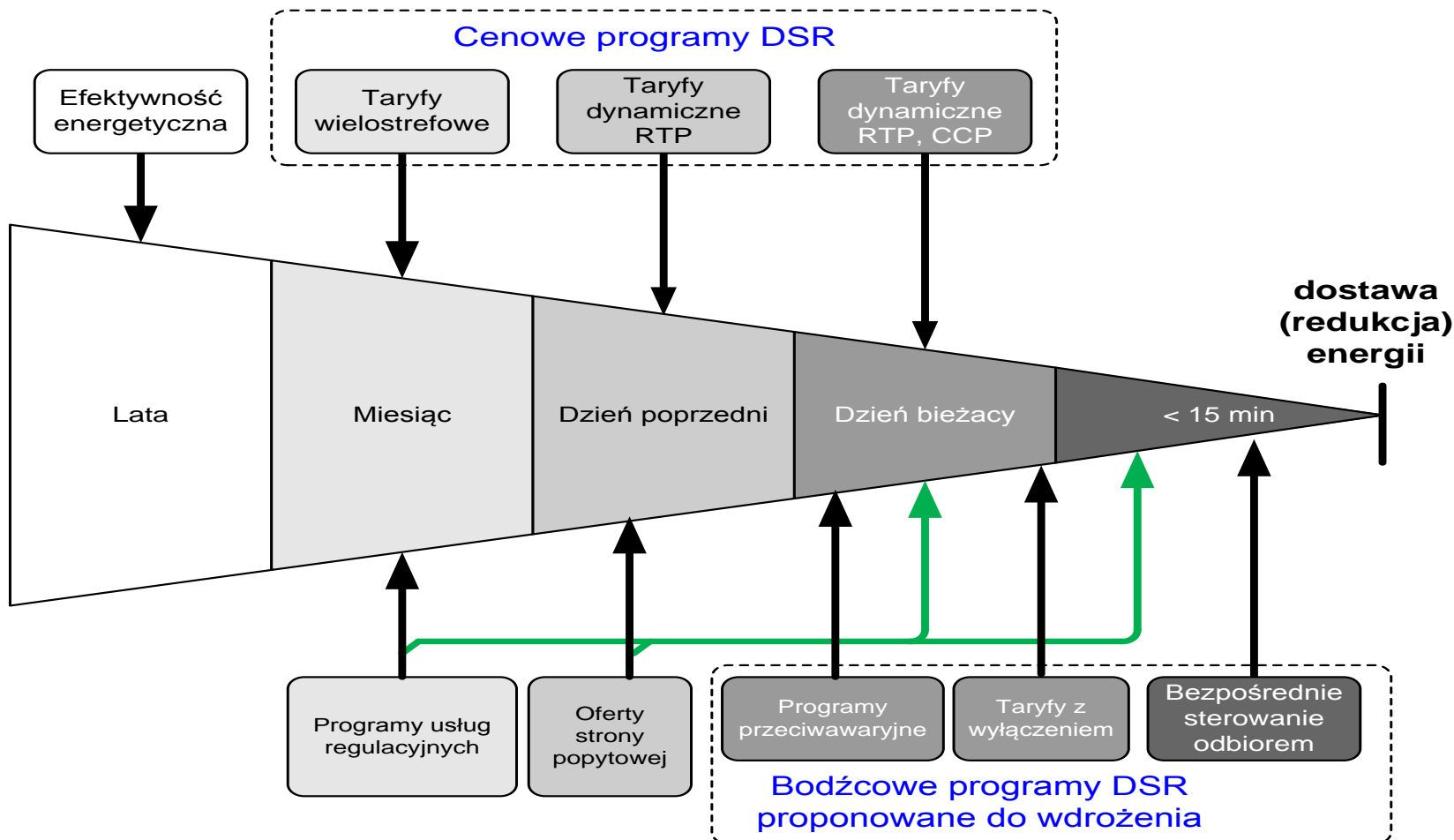
- Realizowane na podstawie umowy lub
- W odpowiedzi na sygnał cenowy energii elektrycznej (cena taryfowa lub rynkowa)

[definicja ENTSO-E]

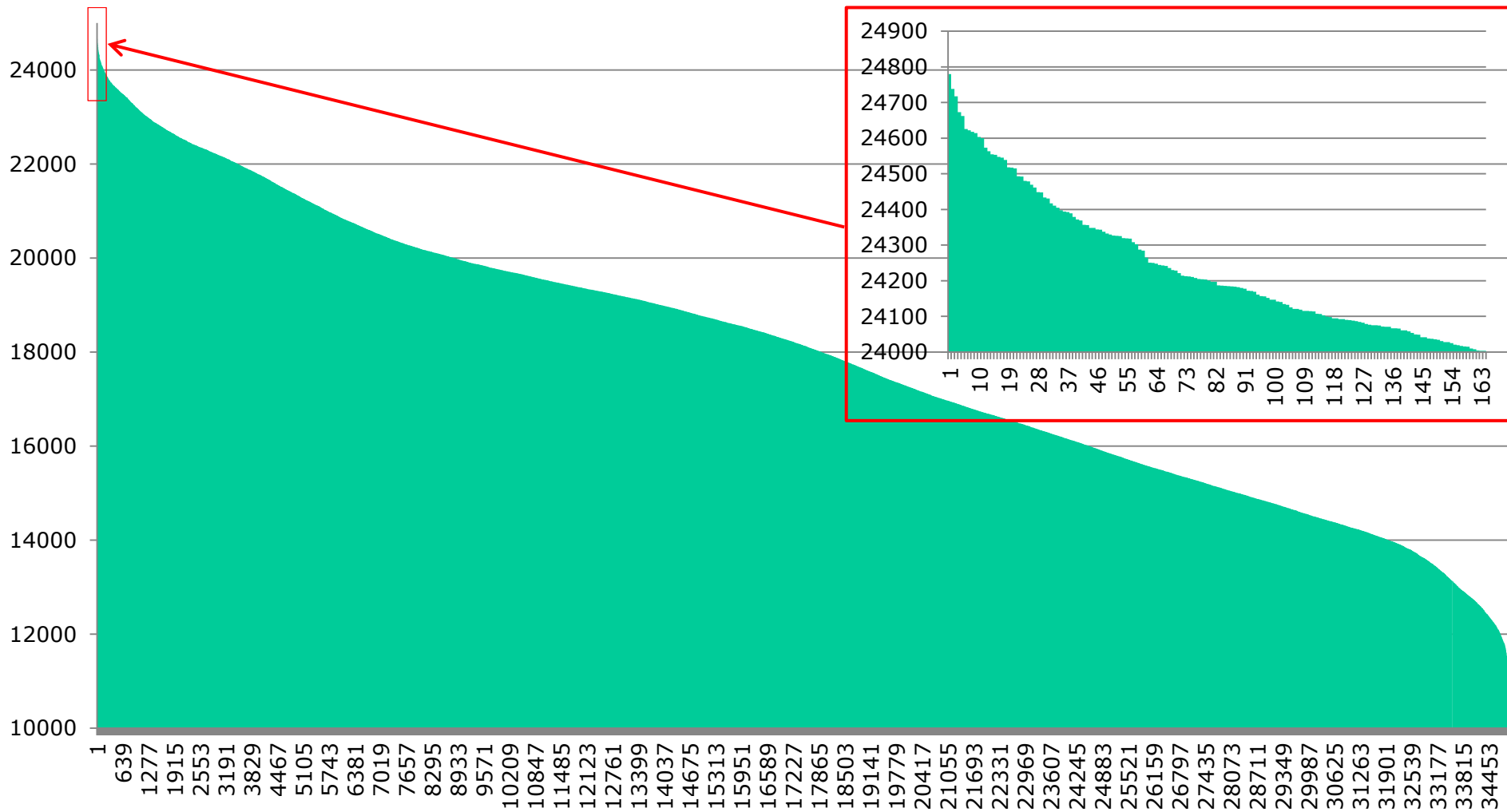
Przykłady reakcji strony popytowej



Rola Demand Response w planowaniu oraz sterowaniu pracą KSE



Uporządkowany wykres mocy 15-minutowej



Dotychczasowe doświadczenia z programów pilotażowych

- Odbiorcy muszą przystosować swoje procesy produkcyjne (procedury)**
- Odbiorcy nie posiadają całodobowych służb ruchowych (komunikacja)**
- Musi istnieć możliwość wyznaczenia standardowego profilu obciążenia (profil odniesienia)**
- Muszą istnieć systemy pomiarowe pozwalające zmierzyć i potwierdzić redukcję (pomiar redukcji)**
- Odbiorcy są demotywowani przez przedsiębiorstwa obrotu w przypadkach odchyień od profilu (rozliczenia z POB)**
- Odbiorcy opowiadają się za mieszanym modelem wynagradzania za redukcję uwzględniającym składnik za gotowość i składnik za redukcję**
- Standaryzacja współpracy z odbiorcami w zakresie redukcji obciążenia napotyka trudności ze względu na różne procesy technologiczne odbiorców**
- Z perspektywy Operatora Systemu Przesyłowego preferowanym modelem jest współpraca z agregatorem, który współpracuje z odbiorcami**

Perspektywy wprowadzenia programów bodźcowych

❑ Odbiorcy grup A i B

- ❑ Programy przeciwwawaryjne (EDRP) – przetarg na zakup usług w przygotowaniu
- ❑ Programy z wyłączeniem (IXC)
- ❑ Programy bezpośredniego sterowania odbiorem (DLC) – przetarg na zakup usług w przygotowaniu

❑ Odbiorcy grup C i G

- ❑ W trakcie przygotowania jest program pilotażowy „taryf z redukcją” skierowany do odbiorców za pośrednictwem przedsiębiorstw obrotu

❑ Agregatorzy

- ❑ Agregowanie usług redukcji realizowanych przez dużych odbiorców (usługa oczekiwana przez Operatora Systemu Przesyłowego) – przetarg na zakup usług w przygotowaniu
- ❑ Po zrealizowaniu programu pilotażowego „taryf z redukcją” PSE Operator przeprowadzi postępowanie na zakup usług od przedsiębiorstw obrotu lub agregatorów (warunkiem jest posiadanie przez odbiorców inteligentnego opomiarowania)

Charakterystyka programów DLC i EDRP

Opis programu

DLC

EDRP

Adresowane do dużych odbiorców przemysłowych lub agregatorów

Powiadomienie (minimum)	15 minut	dzień n-1 18.00
Maks. czas reakcji (minimum)	30 minut	2 – 3h
Planowany wolumen [MW]	100	250
Minimalny czas trwania [h]	2	1
Maksymalny czas trwania [h]	5	6
Łączny czas trwania w roku [h]	60	120
Opłata stała	Tak	Tak
Opłata za MWh	Tak	Tak

Inne programy DSR i inne usługi

- ❑ **Dla odbiorców grup A i B i przedsiębiorstw obrotu**
 - ❑ PSE Operator analizuje możliwość zmian w obecnym modelu rynku, pozwalających odbiorcom na składanie ofert redukcji zapotrzebowania na rynku bilansującym – oferta dla przedsiębiorstw obrotu i agregatorów
- ❑ **Aktywacja zespołów prądotwórczych**
 - ❑ Realizacja programów pilotażowych z odbiorcami dysponującymi zespołami prądotwórczymi i/lub agregatorami
 - ❑ Wariant I – aktywacja zespołów prądotwórczych z jednoczesnym odciążaniem sieci
 - ❑ Wariant II – aktywacja zespołów prądotwórczych pracujących synchronicznie z siecią
 - ❑ Po przeprowadzeniu programów pilotażowych zawarcie stosownych umów z agregatorami takich usług
- ❑ **Potencjał zespołów prądotwórczych oszacowano na ok. 1000 MW w skali kraju**

Charakterystyka usługi aktywacji zespołów prądotwórczych

Adresowane do odbiorców dysponujących już obecnie zespołami prądotwórczymi lub planujących nowe instalacje.

Powiadomienie (minimum)	15min
Maks. czas reakcji (minimum)	30min
Planowany wolumen [MW]	100
Minimalny czas trwania [h]	1
Maksymalny czas trwania [h]	5
Łączny czas trwania w roku [h]	100
Opłata stała	Tak
Opłata za MWh	Tak

Spodziewane efekty - pozyskanie możliwości aktywacji zespołów prądotwórczych na polecenie OSP na poziomie ok. 100 MW w krótkiej perspektywie i w dalszej perspektywie łącznie ok. 400 MW.

Wdrożenie programów cenowych

- ❑ **Dla odbiorców grup A i B**
 - ❑ Taryfy dystrybucyjne wielostrefowe
 - ❑ Programy taryf dynamicznych oferowane przez przedsiębiorstwa obrotu
- ❑ **Dla odbiorców grup C i G**
 - ❑ Taryfy dystrybucyjne wielostrefowe
 - ❑ Programy sprzedawców typu Time of Use
 - ❑ Warunkiem wdrożenia programów DR jest inteligentne opomiarowanie
 - ❑ Warunkiem koniecznym jest zwolnienie sprzedawców z obowiązku zatwierdzania taryf dla grupy G
- ❑ **Konieczne działania**
 - ❑ Konieczne badania marketingowe oczekiwań odbiorców:
 - ❑ ocena % populacji zainteresowanej programami DR
 - ❑ optymalna oferta dla odbiorców
 - ❑ Wdrożenie w skali masowej inteligentnego opomiarowania

Obecne bariery

- **Rynek premiujący usługi wytwórców**
- **Brak w przepisach usług DR traktowanych jako alternatywa wytwarzania**
- **Nie wykształcony rynek usług Demand Response**
- **Brak inteligentnego opomiarowania**
- **Brak podmiotów specjalizujących się w pozyskiwaniu klientów zdolnych do redukcji zapotrzebowania**
- **Brak u odbiorców świadomości cen energii i energii jako produktu**
- **Brak nawyków oszczędzania energii, w tym elektrycznej**
- **Brak obowiązku przyłączania zespołów prądotwórczych do sieci OSD i standardowych warunków technicznych ich przyłączenia**
- **Brak standardów dla usług Demand Reponse**
- **Mechanizmy demotywujące w stosunku do odchyleń od profilu**

Rekomendowane zmiany do projektu uPE dotyczące wsparcia zarządzania popytem

- **Wprowadzenie obowiązku wdrożenia inteligentnego opomiarowania i ustalenie terminu realizacji tego obowiązku**
- **Rozszerzenie pojęcia pracy interwencyjnej i uwzględnienie ograniczania odbioru energii elektrycznej jako działania równoważnego do wytwarzania przez źródła interwencyjne**
- **Kwalifikacja ograniczenia odbioru energii elektrycznej jako usług systemowych przy spełnieniu warunków technicznych**
- **Wprowadzenie decyzją Prezesa URE w stosunku do taryf dla energii elektrycznej dla operatorów sieciowych stref czasowych i poziomu zróżnicowania stawek sieciowych dla poszczególnych stref czasowych**
- **Umożliwienie funkcjonowania agregatorów**
- **Uprawnienie odbiorców do zawarcia umów na świadczenie usług redukcji obciążenia**
- **Kwalifikacja kosztów związanych z pozyskaniem usług redukcji obciążenia jako kosztów uzasadnionych**

Dziękuję za uwagę

Wojciech.Lubczynski@pse-operator.pl