

# DOCELOWY MODEL RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Materiał opracowany przez Zespół ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej  
Towarzystwa Obrotu Energiją

**Warszawa, październik 2007**

## **Skład Zespołu ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej TOE:**

Leszek Nowak - przewodniczący Zespołu, BOT Górnictwo i Energetyka S.A.

Janusz Bil - wiceprzewodniczący Zespołu, Vattenfall Trading Services Sp. z o.o.

Jarosław Bogacz - Everen Sp. z o.o.

Szymon Brachaczek - „KARBONIA PL” Sp. z o.o.

Iwona Kozibroda - Mercuria Energy Trading Sp. z o.o.

Marek Kulesa - TOE

Janusz Kurzak - Sempra Energy Europe Limited

Marek Kuteń - N.V. Nuon Energy Trade & Wholesale

Maciej Olejniczak - PSE - ELECTRA S.A.

Tomasz Pawlicki - EnergoPartner Sp. z o.o.

Stanisław Poręba - BOT Górnictwo i Energetyka S.A.

Piotr Rogóż - Electrabel Polska S.A.

Włodzimierz Tyszko - InterEnergia Sp. z o.o.

Michał Wilczkiewicz - E.On Polska Sp. z o.o.

Ewa Wolder - ELNORD S.A.

Grzegorz Biczal - JES Energy Sp. z o.o.

## SPIS TREŚCI:

<b>1. WSTĘP .....</b>	<b>4</b>
<b>2. RYNEK HURTOWY .....</b>	<b>5</b>
2.1. Specyfika energii elektrycznej jako towaru .....	5
2.2. Fundamenty modelu rynku energii .....	5
2.3. Rynek bilansujący .....	7
2.4. Rynek bilansujący – propozycje TOE .....	8
2.5. Opłaty za korzystanie z infrastruktury sieci przesyłowej.....	13
2.6. Rynek rezerw mocy (krótkoterminowe rezerwy mocy) .....	14
2.7. Rynek zdolności wytwórczych (długoterminowe rezerwy mocy) .....	14
<b>3. RYNEK DETALICZNY .....</b>	<b>18</b>
3.1. Obszar konkurencji – wolnego, w pełni konkurencyjnego rynku energii vs. regulacja .....	18
3.2. Sprzedawca z urzędu, sprzedawca awaryjny .....	21
3.3. Znaczenie i rodzaje umów na detalicznych rynkach energii elektrycznej.....	23
3.4. Procedura zmiany sprzedawcy .....	25
3.5. Rola i zadania przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, wybrane zagadnienia .....	27
3.6. Materiały źródłowe, literatura do rozdziału 3 .....	28
<b>4. WYMIANA MIĘDZYSYSTEMOWA.....</b>	<b>29</b>
4.1. Sposoby zarządzania ograniczeniami transgranicznych mocy przesyłowych.....	29
4.2. Metody podziału mocy dla poszczególnych horyzontów czasowych.....	32
4.3. Aukcje intra-day .....	32
4.4. Pewność mocy (kompensata za ograniczenie mocy) .....	33
4.5. Rynek wtórny.....	34
4.6. <i>Flow-based</i> – jako metoda wyznaczania dostępnych mocy przesyłowych .....	35
<b>5. REGULACJA MONOPOLI NATURALNYCH.....</b>	<b>36</b>
5.1. Podstawy regulacji.....	36
5.2. Przegląd metod regulacji - regulacja kosztowa i regulacja bodźcowa .....	36
5.3. Formuła RPI-X – podstawy .....	38
5.4. Współczynnik poprawy efektywności X – podstawowy parametr pułapowej formuły regulacji .....	39
5.5. Praktyczne wdrożenie formuły RPI-X .....	41
5.6. Zwrot z kapitału i zasady wyceny aktywów przesyłowych .....	42

## Załącznik 1. Metody zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym

## 1. WSTĘP

W 2006 roku Ministerstwo Gospodarki zainicjowało prace legislacyjne nad nowym projektem ustawy - Prawo energetyczne. Potrzeba zmian jest wynikiem wielokrotnych nowelizacji obowiązującej ustawy, które sprawiły, że jej przepisy stały się mało przejrzyste i niespójne. Prace nad nowym projektem ustawodawstwa dla rynków energii elektrycznej, ciepła i gazu skłoniły jednocześnie Ministerstwo, Prezesa URE i uczestników rynku do rewizji niektórych istniejących rozwiązań w zakresie modeli funkcjonowania tych rynków i ponownego wszczęcia rozważań o charakterze koncepcyjnym co do kształtu przyszłych regulacji. Dyskusje na ten temat toczyły się dość intensywnie pod koniec 2006 roku w ramach trzech grup roboczych powołanych przez Ministerstwo Gospodarki. W odpowiedzi na inicjatywę Ministerstwa Gospodarki powstało kilka propozycji w zakresie modelu rynku energii elektrycznej. Swoje opracowania przygotowały: Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz PSE-Operator SA. Po licznych dyskusjach na różnych forach nie uzyskano jednak do połowy 2007 roku konsensusu i nie wypracowano jednej spójnej koncepcji obejmującej wszystkie segmenty docelowego modelu rynku energii elektrycznej w Polsce.

W związku z powyższym Rada Zarządzająca Towarzystwa Obrót Energii (TOE) na posiedzeniu w dniu 23 kwietnia 2007 r. powołała Zespół ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej, którego zadaniem była dyskusja istniejących rozwiązań modelowych oraz wypracowanie propozycji TOE dot. docelowego modelu rynku energii elektrycznej.

W ramach pięciu spotkań roboczych Zespołu zostały szeroko przeanalizowane cztery następujące obszary docelowego modelu rynku energii elektrycznej, będące jednocześnie głównymi rozdziałami przedmiotowego opracowania:

- 1) rynek hurtowy,
- 2) rynek detaliczny,
- 3) wymiana międzysystemowa,
- 4) regulacja monopolu naturalnych.

## 2. RYNEK HURTOWY

### 2.1. Specyfika energii elektrycznej jako towaru

Energia elektryczna jest towarem, posiadającym następujące charakterystyczne właściwości:

- a) brak możliwości magazynowania,
- b) duża zmienność zapotrzebowania w ciągu doby i w ciągu roku,
- c) możliwość pobierania przez odbiorcę energii do wysokości mocy przyłączeniowej (a nie wedle ilości określonych w umowie/kontrakcie),
- d) brak możliwości kontrolowanego ograniczania dostaw do wybranych odbiorców,
- e) ograniczone zastosowanie taryf opartych o ceny czasu rzeczywistego (niska elastyczność popytu).

Wskazane powyżej cechy odróżniają energię elektryczną od innych towarów, z którymi mamy na co dzień do czynienia na rynkach. Jest to jedyny towar, który jest konsumowany dokładnie w tym samym momencie, w którym został wyprodukowany. Wskutek tego zachodzi konieczność ciągłego bilansowania podaży i popytu. Bilansowanie to odbywa się na specjalnie do tego dedykowanym segmencie rynku hurtowego, zwanym rynkiem bilansującym.

### 2.2. Fundamenty modelu rynku energii

Zasady funkcjonowania rynku hurtowego są określone przede wszystkim przez przyjęty sposób organizacji mechanizmu bilansowania podaży i popytu oraz przyjętą metodologię w zakresie zarządzania ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym. Przegląd metod zarządzania ograniczeniami zamieszczono w załączniku nr 1 do niniejszego opracowania.

Zasadniczo, najważniejsze kryteria jakie powinien spełniać model rynku energii to:

- stabilność i przejrzystość przyjętych rozwiązań,
- promowanie konkurencji,

- zapewnianie pokrycia kosztów operacyjnych wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału,
- brak dyskryminacji,
- prostota, zrozumiałość, łatwość w administrowaniu i weryfikowalność.

Ponadto zasady te powinny gwarantować przenoszenie sygnałów, które będą:

- wskazywać na pożądaną z punktu widzenia systemu lokalizację źródeł i odbiorów,
- wskazywać obszary wymagające inwestycji,
- zachęcać do efektywnego wykorzystywania systemu oraz efektywnego zarządzania generacją i poborem energii,
- stwarzać bodźce dla operatora systemu do minimalizacji kosztów ograniczeń i usług systemowych.

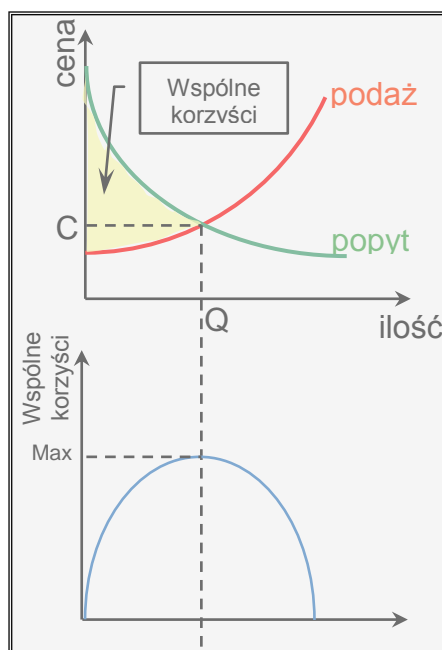
oraz spełniać kryteria minimalizacji:

- długoterminowych kosztów kapitałowych i operacyjnych poprzez dokonywanie najwłaściwszych wyborów w zakresie lokalizacji źródeł oraz rozwoju sieci,
- krótkoterminowych kosztów operacyjnych funkcjonowania systemu poprzez przesyłanie sygnałów do odbiorców i wytwórców o wartości energii elektrycznej w danej chwili i lokalizacji w systemie.

W związku powyższym można zdefiniować następujące fundamenty modelu rynku energii elektrycznej:

- 1) Cenotwórstwo powinno być oparte o koszty krańcowe (*marginal cost*) albo koszty alternatywne (*opportunity cost*).
- 2) Jak najmniej kosztów powinno być pokrywanych w formie 'podatków'.
- 3) Model rynku powinien:
  - a) zapewniać efektywność i maksymalizację korzyści producentów i konsumentów - tzw. *maximum social welfare* (patrz rysunek 2.1),
  - b) sprzyjać niezawodnemu prowadzeniu systemu elektroenergetycznego,
  - c) gwarantować długoterminowe bezpieczeństwo dostaw,
  - d) uwzględniać fizykę zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym, w tym naturę sieci oczkowych i specyficzne cechy energii elektrycznej jako towaru.

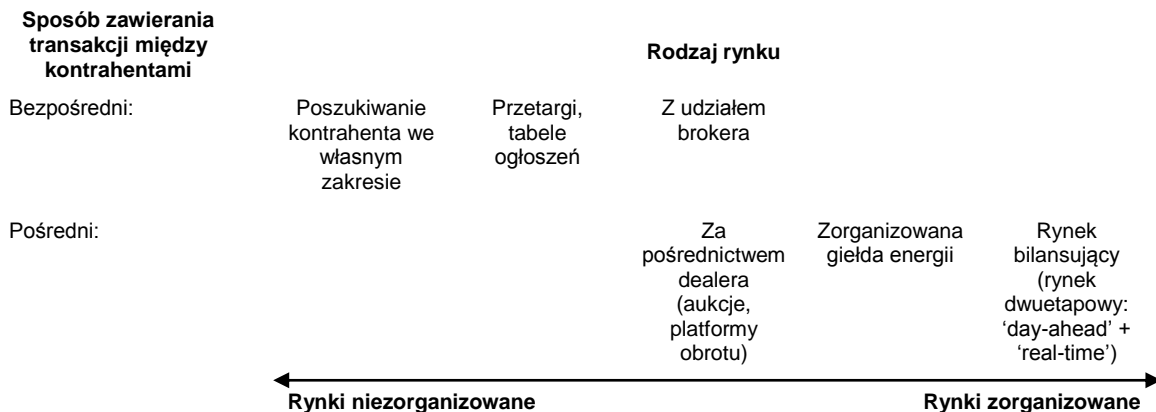
- 4) Ze względu na specyfikę energii elektrycznej jako towaru, kluczową rolę w wycenie energii elektrycznej i zdolności przesyłowych odgrywa rynek bilansujący.
- 5) Ekonomiczny rozdział obciążeń powinien być prowadzony przez operatora systemu przesyłowego na scentralizowanym rynku bilansującym na podstawie ofert producentów i odbiorców, z uwzględnieniem ograniczeń przesyłowych, prowadząc do ustalenia się cen równowagi rynkowej w węzłach sieci.
- 6) Opłaty za wykorzystanie sieci powinni ponosić zarówno producenci jak i odbiorcy.



Rysunek 2.1. Maksymalizacja korzyści producentów i konsumentów na rynku

### 2.3. Rynek bilansujący

Model rynku energii powinien w szczególności opisywać zasady funkcjonowania rynku bilansującego. Właściwe zaprojektowanie tego elementu rynku hurtowego jest niezwykle istotne dla bezpieczeństwa energetycznego, niezawodnego prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego, zapewnienia właściwych sygnałów inwestycyjnych, a także stanowi punkt wyjścia do rozwoju i poprawnego funkcjonowania innych segmentów rynku. Handel energią elektryczną może odbywać się na różnych segmentach rynku, które poglądowo przedstawiono na rysunku 2.2.



Rysunek 2.2. Segmenty rynku energii

Istotna rola rynku bilansującego wynika ze wspomnianych wcześniej właściwości energii elektrycznej jako towaru, z których wynika potrzeba ciągłego bilansowania popytu i podaży w każdym węźle systemu elektroenergetycznego w sposób uwzględniający istniejące ograniczenia przesyłowe oraz wymagania w zakresie poziomów napięcia i częstotliwości. Stąd też ceny na rynku bilansującym będą się zmieniać w zależności od relacji podaży i popytu (tj. będą wzrastać wraz ze wzrostem popytu i spadać wraz z jego spadkiem) oraz zależnie od aktualnej dostępności zasobów przesyłowych i produkcyjnych.

#### 2.4. Rynek bilansujący – propozycje TOE

W zakresie rynku bilansującego proponujemy przede wszystkim całkowite rozdzielanie obrotu energią elektryczną od bilansowania i zarządzania systemem elektroenergetycznym. Dane o zawieranych kontraktach handlowych powinny być dostępne dla operatorów systemu, ale nie mogą przesądzać o poziomie generacji lub odbioru w poszczególnych węzłach systemu. Składane na rynku bilansującym oferty powinny być wyłącznie informacją dla OSP o udostępnianych przez uczestników rynku zasobach wraz z oferowanymi cenami za skorzystanie z tych zasobów. Tak więc producenci zgłaszałiby podstawowo (pomijamy tu kwestie krótkoterminowych rezerw mocy i usług systemowych):

- a) dostępne zdolności wytwórcze dla każdej godziny [MW],
- b) cenę ofertową za skorzystanie z tych zdolności [zł/MW]



Odbiorcy zaś zgłaszałyby informację o zapotrzebowaniu w węzłach systemu w podziale na:

- a) popyt cenowo elastyczny (oferta zawiera informację powyżej jakiej wartości ceny odbiorca wyraża zgodę na ograniczenie dostaw o określoną ilość MW),
- b) popyt cenowo nieelastyczny [MW].

Powyższe informacje (przekazywane w postaci ofert) uzupełnione o prognozowane zapotrzebowanie na moc i energię byłyby wykorzystywane przez operatora do bilansowania systemu elektroenergetycznego. Osiągnięcie takiego stanu wymaga także, w naszej opinii, ściślejszej współpracy OSP z Towarową Giełdą Energii, która obecnie prowadzi Rynek Dnia Następnego.

Na rynku bilansującym, oprócz bilansowania, powinno być także realizowane zadanie zarządzania ograniczeniami. Przyjęta metoda zarządzania ograniczeniami powinna być skoordynowana w ramach rynków regionalnych, o których mowa w propozycji nowelizacji Dyrektywy 2003/54/EC (tzw. trzeci pakiet energetyczny) oraz z wizją przyszłego wspólnego rynku energii w UE. Powinna być zatem zapewniona kompatybilność stosowanych metodologii najpierw w ramach rynków regionalnych a docelowo na rynku europejskim.

Niezależnie od przyjętego ostatecznie podejścia w tym zakresie TOE wyraża pogląd, że rozwiązaniem referencyjnym, uznawanym w teorii za najbardziej efektywne, jest model oparty o lokalizacyjne ceny krańcowe. Ten model traktujemy jako perspektywiczny w kontekście rozwoju rynku energii w Polsce. Tym niemniej TOE dopuszcza inny sposób organizacji rynku jako rozwiązanie przejściowe. Zważywszy, że obecnie na większości rynków europejskich stosowany jest model bilansowania z jedną ceną rozliczeniową TOE uważa, że do czasu dojścia do rozwiązania perspektywicznego należy usprawnić stosowane w Polsce rozwiązania w zakresie rynku bilansującego poprzez następujące działania:

- a) wprowadzenie rynku dnia bieżącego, który uzupełni aktualnie funkcjonujący rynek *spot*, oraz pozwoli na poprawę warunków do zarządzania niezbilansowaniem;
- b) usunięcie pułapów (górných i dolnych) dla cen stosowanych do rozliczeń na rynku bilansującym, ewentualnie, w celu ochrony odbiorców przed naruszeniem warunków konkurencji, ustalenie ich na dostatecznie wysokim poziomie;
- c) przejście z cenotwórstwa średniego na cenotwórstwo krańcowe w algorytmie wyliczania ceny rozliczeniowej.

Każde z rozwiązań powinno być przed jego wdrożeniem porównane ze wspomnianym rozwiązaniem referencyjnym pod względem efektywności, a także poprzedzone wykonaniem przynajmniej przybliżonych analiz obliczeniowych. TOE uważa, że docelowo należy dążyć do uwzględnienia lokalizacyjnego charakteru składanych przez uczestników ofert. Stąd też uważamy za pożądane podjęcie analiz w zakresie możliwości oparcia rynku bilansującego na mechanizmie krańcowych cen lokalizacyjnych. Warunki wstępne, które naszym zdaniem są niezbędne dla wdrożenia tej metodologii są następujące:

- 1) zapewnienie pełnej transparentności, wiarygodności i obiektywności informacji o funkcjonowaniu rynku energii,
- 2) dostępność opomiarowania i niezbędnej infrastruktury teleinformatycznej dla potrzeb kalkulacji cen w trybie on-line,
- 3) zbudowanie modelu systemu elektroenergetycznego obejmującego co najmniej sieci o napięciach: 750, 400, 220 i 110 kV,
- 4) istnienie przesłanek wskazujących, że inne kraje Unii Europejskiej zaadoptują zbliżoną metodologię na własnych rynkach wewnętrznych. Zważywszy na projekt budowy wspólnego europejskiego rynku energii, TOE stoi na stanowisku, że nie byłoby pożądane, aby systemy bilansowania i zarządzania ograniczeniami w poszczególnych krajach członkowskich były diametralnie różne. Istotne jest więc zapewnienie kompatybilności w sensie możliwości współpracy rynków ze sobą.

Po spełnieniu ww. warunków, model rynku hurtowego powinien być oparty na następujących przesłankach:

- 1) Rola i zadania OSP powinny być zdefiniowane w ustawie.
- 2) OSP musi prowadzić rynek bilansujący składający się z rynku dnia następnego i z rynku czasu rzeczywistego oraz zapewniać do niego otwarty i równoprawny dostęp wszystkim uczestnikom rynku.
- 3) Rynek bilansujący stanowi podstawę dla niezawodnego prowadzenia systemu elektroenergetycznego w warunkach wolnego rynku energii i jest jednocześnie fundamentem całego modelu rynku.
- 4) Na rynku bilansującym jest w sposób zintegrowany oferowana energia elektryczna i zdolności przesyłowe (cena węzłowa '*spot*' jest w istocie aukcją typu '*implicite*', w ramach której wyznaczana jest cena energii, cena zdolności przesyłowych i cena strat przesyłowych).

- 5) Rynek bilansujący, zawierający wszystkie elementy pokazane na rysunku 2.3, musi mieć charakter regulowanego rynku zorganizowanego, którego zasady działania będą podlegać ścisłym regulacjom. Ramowe zasady funkcjonowania tego rynku powinny zostać ustanowione w drodze ustawy – Prawo energetyczne, a zasady szczegółowe – w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- 6) OSP prowadzi ekonomiczny rozdział obciążeń na podstawie ofert producentów i odbiorców, z uwzględnieniem ograniczeń przesyłowych, prowadząc do ustalenia się cen równowagi rynkowej w węzłach sieci.
- 7) Informacje o cenach w danej godzinie i w danym węzle sieci są powszechnie dostępne w trybie on-line.
- 8) OSP oferuje zbywalne finansowe prawa przesyłu w celu umożliwienia uczestnikom rynku zarządzania ryzykiem zmienności cen w węzłach sieci. Finansowe prawa przesyłu stanowią rynkowy mechanizm udostępniania ograniczonych zasobów przesyłowych.
  - a) OSP powinien w miarę możliwości jednocześnie optymalizować rynek energii z rynkiem usług systemowych. Koszty tych usług powinny być na bieżąco przenoszone na uczestników rynku (a nie poprzez składnik jakościowy w taryfie operatora jak to jest obecnie). Dodatkowo postulujemy, w miarę możliwości, wprowadzenie rozwiązań umożliwiających uczestnikom rynku samodzielne zapewnianie sobie określonych usług systemowych (głównie rezerw).
  - b) OSP jest neutralny finansowo co oznacza, że suma opłat pobieranych przez OSP jest równa sumie płatności na rzecz uczestników rynku i kosztów funkcjonowania OSP.

W związku z powyższym OSP musi pełnić następujące funkcje (patrz też rysunek 2.3):

- **Bilansowanie**

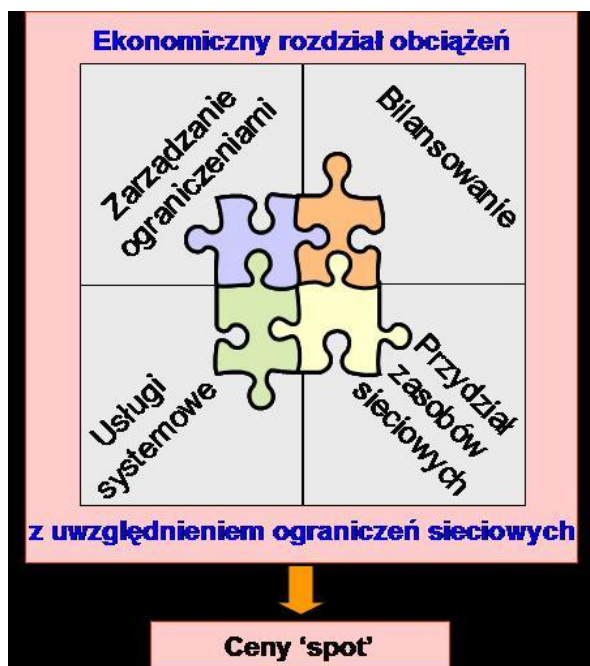
Dotrzymanie zadanych poziomów częstotliwości w systemie elektroenergetycznym wymaga ciągłego zachowania równowagi między produkcją a poborem i stratami energii i mocy.

- **Dysponowanie**

W celu utrzymania powyższej równowagi OSP dysponuje mocą jednostek wytwórczych, tj. ustala programy pracy tych jednostek oraz, tam gdzie to możliwe, także odbiorów energii.

- **Zarządzanie ograniczeniami**

Ograniczenia w sieci przesyłowej limitują swobodę wyboru przez OSP jednostek wytwórczych, które będą służyły do bilansowania podaży i popytu w danym momencie. Zwykle oznacza to konieczność ograniczenia produkcji w tanich, ale niekorzystnie zlokalizowanych w sieci elektrowniach na rzecz droższych, ale zlokalizowanych bliżej węzłów odbiorczych. Wiele ograniczeń w systemie nie ma charakteru trwałego i zależy od aktualnej konfiguracji sieci i dostępnych jednostek produkcyjnych. Nagłe zdarzenia w systemie, jak np. awarie, mogą diametralnie zmienić warunki pracy całego systemu i bieżący rozkład ograniczeń. Zarządzanie ograniczeniami ma przeciwdziałać ustaleniu się rozplądów mocy w systemie w sposób zagrażający bezpieczeństwu pracy tego systemu na skutek pogwałcenia praw fizyki. To z kolei wymaga skoordynowanego nadzoru i prowadzenia centralnych obliczeń w czasie rzeczywistym.



Rysunek 2.3. Rola i zadania rynku bilansującego

Poza rynkiem bilansującym, pozostałe segmenty rynku energii pokazane na rysunku 2.3 nie wymagają regulacji ustawowych. Sensu stricto nie są one więc elementami modelu rynku jako takiego i nie są przedmiotem rozważań niniejszego opracowania. Przy prawidłowo funkcjonującym rynku czasu rzeczywistego segmenty te wykształcą się samoistnie, gdyż będą służyć uczestnikom rynku do zabezpieczania ryzyka zmienności cen 'spot'. Cena 'spot' będzie stanowić punkt odniesienia, tj. pełnić będzie rolę ceny referencyjnej dla transakcji zawieranych na innych segmentach rynku, przy czym zawieranie transakcji na tych segmentach będzie się odbywać całkowicie

niezależnie od rozliczeń na rynku bilansującym. Pamiętać przy tym należy, że w proponowanym rozwiązaniu uczestnik rynku ma zawsze możliwość wyboru między transakcją na rynku *'forward'* (po cenie *'forward'*) a transakcją na rynku dnia następnego (po cenie *'spot'*). Z kolei na rynku czasu rzeczywistego rozliczane są po cenach czasu rzeczywistego odchylenia od pozycji z rynków *'forward'* i/lub rynku dnia następnego.

W praktyce, przy tak zaprojektowanym rynku, większość transakcji będzie realizowana poprzez segment kontraktów bilateralnych, w którym zawierane są umowy na dostawę energii z wyprzedzeniem czasowym w stosunku do realizacji dostaw - obejmujący szerokie spektrum kontraktów: od kontraktów wieloletnich, negocjowanych i zawieranych bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku; do wysoce standaryzowanych kontraktów zawieranych na giełdach energii lub platformach obrotu z wyprzedzeniem kilku godzin do momentu realizacji dostawy. Do segmentu tego zaliczyć należy również wszelkie kontrakty finansowe, dla których instrumentem bazowym jest energia elektryczna. Segment kontraktów bilateralnych, obejmujący kontrakty na dostawę energii elektrycznej oraz finansowe prawa przesyłu, jest podstawowym i najważniejszym elementem zarządzania ryzykiem na rynku hurtowym.

## **2.5. Opłaty za korzystanie z infrastruktury sieci przesyłowej**

Podstawowym zadaniem taryf przesyłowych w warunkach rynku konkurencyjnego jest dążenie do takiej struktury cen, która będzie promować efektywne inwestycje w sieć i w nowe źródła, a także efektywne działania operacyjne zmierzające do minimalizacji kosztów systemu i maksymalizacji stopnia wykorzystania majątku sieciowego.

Do infrastruktury sieci przesyłowej zaliczamy:

- a) majątek przyłączy w części w jakiej nie został sfinansowany opłatami za przyłączenie do sieci,
- b) majątek wspólnej sieci, służącej do transportu energii elektrycznej od producentów do przyłączy odbiorców.

Na koszty infrastruktury przesyłowej składają się:

- a) koszty utrzymania i eksploatacji,
- b) uzasadniony zwrot z kapitału (z aktywów regulacyjnych),
- c) koszty administracyjne OSP.

Koszty te są pokrywane w ramach opłat przewidzianych taryfą operatora. **W taryfie uwzględnia się saldo kosztów i przychodów operatora pochodzących z rozliczeń na rynku bilansującym po krańcowych cenach lokalizacyjnych**, w szczególności ewentualną nadwyżkę ze sprzedaży praw przesyłowych (tzw. *congestion rent*).

TOE proponuje odejście od zasady „znaczka pocztowego”, wedle której opłaty za korzystanie z sieci nie są uzależnione od lokalizacji. W zakresie korzystania z infrastruktury systemu elektroenergetycznego należy wprowadzić taryfy zależne od względnego wzajemnego położenia odbiorców i wytwórców w sieci elektroenergetycznej, które będą właściwie uwzględniać ekonomię źródeł zlokalizowanych w pobliżu odbiorów energii, a także pozwalać na generowanie sygnałów inwestycyjnych, zarówno w zakresie budowy nowych źródeł, jak i rozbudowy sieci.

## 2.6. Rynek rezerw mocy (krótkoterminowe rezerwy mocy)

Wytwórca energii elektrycznej może dostarczać energię albo, alternatywnie, opcję (lub inaczej - gotowość) dostawy tej energii na polecenie operatora systemu. Opcja dostawy energii jest tożsama ze sprzedażą krótkoterminowej rezerwy mocy, będzie zatem wyceniana po koszcie alternatywnym. Dlatego też rynek rezerw mocy<sup>1</sup> może być zintegrowany z rynkiem bilansującym. Choć rynek rezerw jest zwykle rynkiem jednego kupującego - operatora systemu, TOE uważa za zasadne wprowadzenie rozwiązań umożliwiających uczestnikom rynku samodzielne zapewnianie sobie rezerw mocy. Rynek rezerw mocy może przybrać formę aukcji. Szczegóły jego funkcjonowania powinny być opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

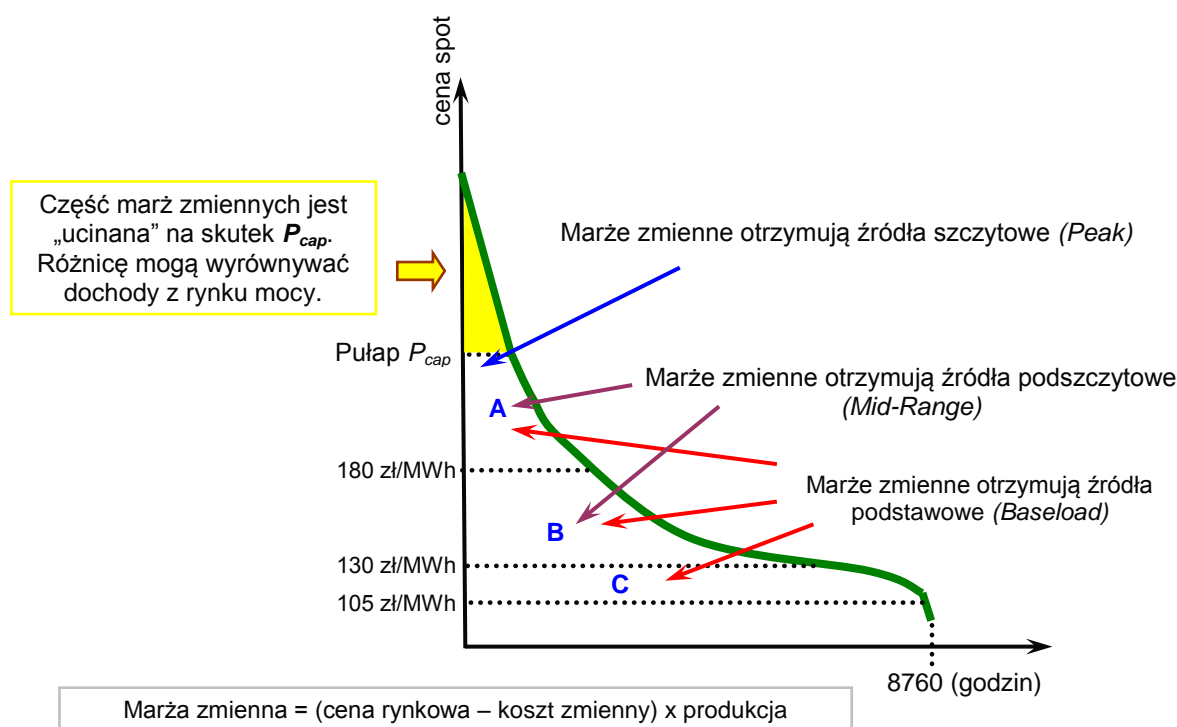
## 2.7. Rynek zdolności wytwórczych (długoterminowe rezerwy mocy)

Doświadczenia z funkcjonowania rynków energii elektrycznej wskazują, że istnieją solidne podstawy ekonomiczne uzasadniające wprowadzenie rynku zdolności wytwórczych. W celu zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej należy rozważyć wprowadzenie takiego rynku w ramach nowego modelu rynku energii w Polsce. Należy podkreślić, że podstawą do wprowadzenia rynków

---

<sup>1</sup> Dotyczy rezerwy wirującej (minutowej, sekundowej) oraz rezerwy gorącej.

mocy w innych krajach były właściwościami energii elektrycznej jako towaru, wymienione w rozdziale 2.1. Ideę rynku zdolności wytwórczych pokazano na rysunku 2.4.



Rysunek 2.4. Pokrywanie kosztów stałych producentów na rynku hurtowym. Wstęp do ekonomii rynku zdolności wytwórczych.

Rynki zdolności wytwórczych (tzw. capacity markets) muszą być jednak bardzo starannie zaprojektowane i spójne z zasadami cenotwórstwa przyjętymi na rynku bilansującym (w szczególności z polityką ustalania pułapów  $P_{cap}$  dla cen spot). Rynek mocy nie może stać się wyłącznie narzędziem do transferu środków pieniężnych od odbiorców do producentów bez żadnej wartości dodanej oraz bez widocznej poprawy długoterminowej niezawodności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dlatego wprowadzenie rynku zdolności wytwórczych powinno być przemyślane i poprzedzone gruntowną analizą podstaw ekonomii hurtowych rynków energii elektrycznej z uwzględnieniem uwarunkowań krajowych. W szczególności należy rozważyć zasadność wprowadzenia rynku zdolności wytwórczych w kontekście konsolidacji pionowej firm (produkcji, obrotu hurtowego i sprzedaży detalicznej). Konsolidacja sama w sobie jest już bowiem środkiem do pobudzenia inwestycji w nowe moce wytwórcze, a jej celem, wedle zamierzeń rządu, jest ograniczenie ryzyka inwestycyjnego.

Zadaniem rynku zdolności wytwórczych jest zapewnienie budowy niezbędnych mocy wytwórczych w określonym czasie, tj. z odpowiednim wyprzedzeniem uwzględniającym długotrwały okres inwestycyjny. Rynek zdolności wytwórczych może spełnić tę rolę poprzez stabilizację przychodów producentów, co długoterminowo zwiększa gwarancję pokrycia kosztów stałych wytwórców (w tym zwrotu z kapitału) w części w jakiej koszty te nie zostały pokryte marżą zmienną generowaną przez ceny energii na rynku hurtowym. Dotyczy to w szczególności tych jednostek wytwórczych, których czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest na tyle krótki, że liczba godzin ich pracy nie jest wystarczająca do uzyskania marży zmiennej wystarczającej dla pokrycia kosztów stałych. Poziom niezbędnych rezerw mocy powinien być określony w oparciu o prognozowane zapotrzebowanie szczytowe w systemie elektroenergetycznym z odpowiednim marginesem bezpieczeństwa. Zdolności wytwórcze znajdujące się powyżej tego marginesu nie powinny być opłacane przez rynek zdolności wytwórczych.

Pewną analogią rynku zdolności wytwórczych są przetargi na nowe moce wytwórcze. Taki mechanizm przewidziano w art. 16a ust. 1 Prawa energetycznego, zgodnie z którym:

*„W przypadku możliwości wystąpienia niedoboru w zakresie zaspokojenia długookresowego zapotrzebowania na energię elektryczną, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 1, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii, Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.”*

Przetargi na nowe moce wytwórcze są jednak narzędziem o charakterze administracyjnym. W praktyce znane są i z powodzeniem stosowane mechanizmy rynkowe, które lepiej spełniają zadanie zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania. Największe doświadczenia w tym zakresie mają rynki amerykańskie, gdzie funkcjonują rozwinięte rynki zdolności wytwórczych w postaci tzw. *capacity obligations*.

Z dokumentów Unii Europejskiej nie wynika, aby istniały jakiegokolwiek przeszkody we wdrożeniu rynku zdolności wytwórczych oraz, że rynek taki mógłby nie być spójny z koncepcją wspólnego europejskiego rynku energii elektrycznej. Tezę taką można postawić po analizie zapisów Dyrektywy 2005/89/EC z dnia 18 stycznia 2006 r.



dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Punkt (10) preambuły ww. Dyrektywy stanowi, że:

*„Środki, które mogą być wykorzystane w celu zapewnienia utrzymania odpowiednich poziomów rezerwowych mocy wytwórczych, powinny opierać się na mechanizmach rynkowych i powinny być niedyskryminacyjne; mogą one obejmować takie środki jak: gwarancje i porozumienia umowne oraz opcje mocowe i zobowiązania mocowe. Środki te mogą zostać także uzupełnione o inne niedyskryminacyjne instrumenty takie jak opłaty za moc.”*

### 3. RYNEK DETALICZNY

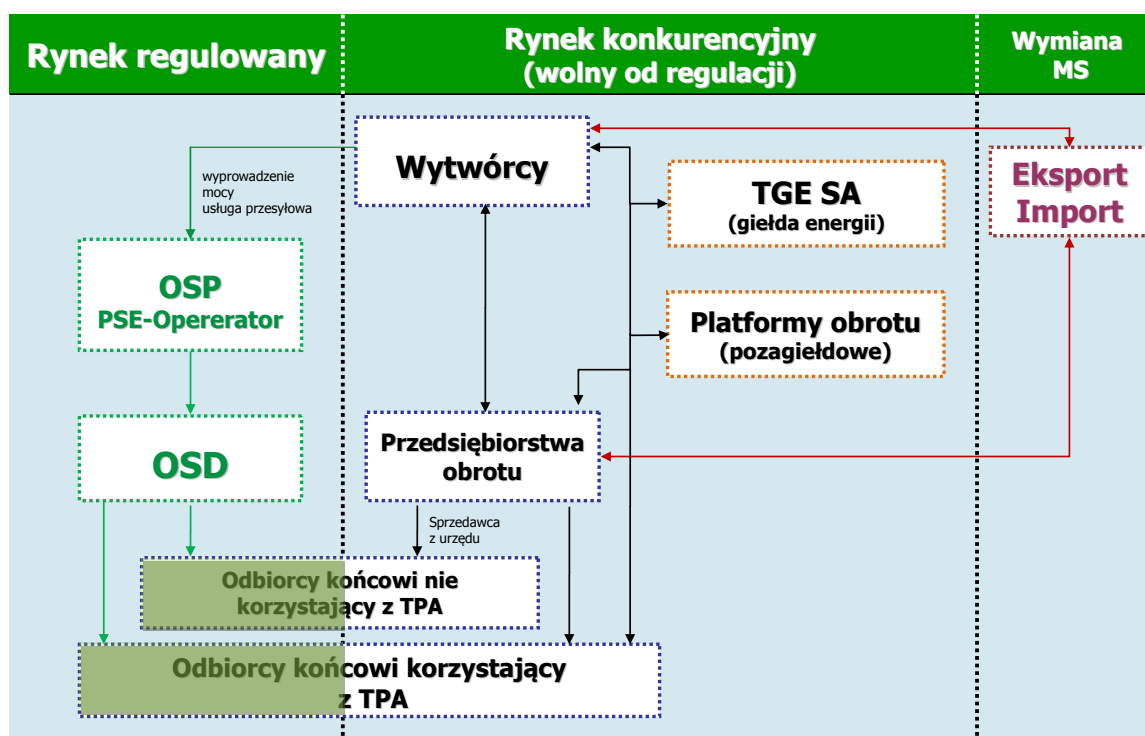
#### 3.1. Obszar konkurencji – wolnego, w pełni konkurencyjnego rynku energii vs. regulacja

Jednym z głównych celów wszystkich zmian i liberalizacji rynków energii zarówno w Polsce, jak i w krajach Unii oraz ogólnie zmian we wszystkich sektorach paliwowo-energetycznych, jest poprawa warunków (głównie cenowych, ale także obsługi) dostaw do odbiorców końcowych produktów, jakimi są nośniki energii poprzez wprowadzenie (w maksymalnie możliwy sposób) konkurencji w poszczególnych obszarach tego rynku. Głównym podmiotem każdego rynku jest bowiem klient/odbiorca i to on decyduje, od kogo zakupi energię (elektryczną, ale także ciepło, gaz, inne nośniki energii), na jakich warunkach i po jakiej cenie.

Na poziomie unijnym ramy wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej określiła dyrektywa [1]. W Polsce podstawę prawną rynków energii (energii elektrycznej, ciepła i gazu) stanowi ustawa – Prawo energetyczne [3] oraz wydane na jej podstawie akty wykonawcze – rozporządzenia.

Z punktu widzenia kształtowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej szczególne znaczenie ma także zaprezentowana 10 stycznia 2007 r. nowa europejska polityka energetyczna określona w komunikacie Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego [2], a w odniesieniu do odbiorców dodatkowo dyskutowane od lipca 2007 roku na poziomie Unii Europejskiej propozycje zapisów Europejskiej Karty Praw Odbiorców Energii Elektrycznej [10] oraz trwające prace nad tzw. trzecim pakietem legislacyjnym (w tym m.in. nad zmianami dyrektywy [1]).

Z punktu widzenia funkcji regulacyjnych rynek energii elektrycznej w Polsce, tak jak i w większości krajów Unii można podzielić na rynek regulowany oraz nieregulowany. **Zakłada się docelowo, że obszar regulowany będzie obejmował jedynie działalność sieciową (operatorską), natomiast działalność wytwórcza i cały obszar obrotu energią elektryczną będzie odbywał się na rynku konkurencyjnym.** Schemat obszarów pełnienia funkcji regulacyjnych w docelowym modelu rynku energii elektrycznej w Polsce przedstawiono na rysunku 3.1.



Rys. 3.1. Schemat obszarów pełnienia funkcji regulacyjnych w docelowym modelu rynku energii elektrycznej w Polsce

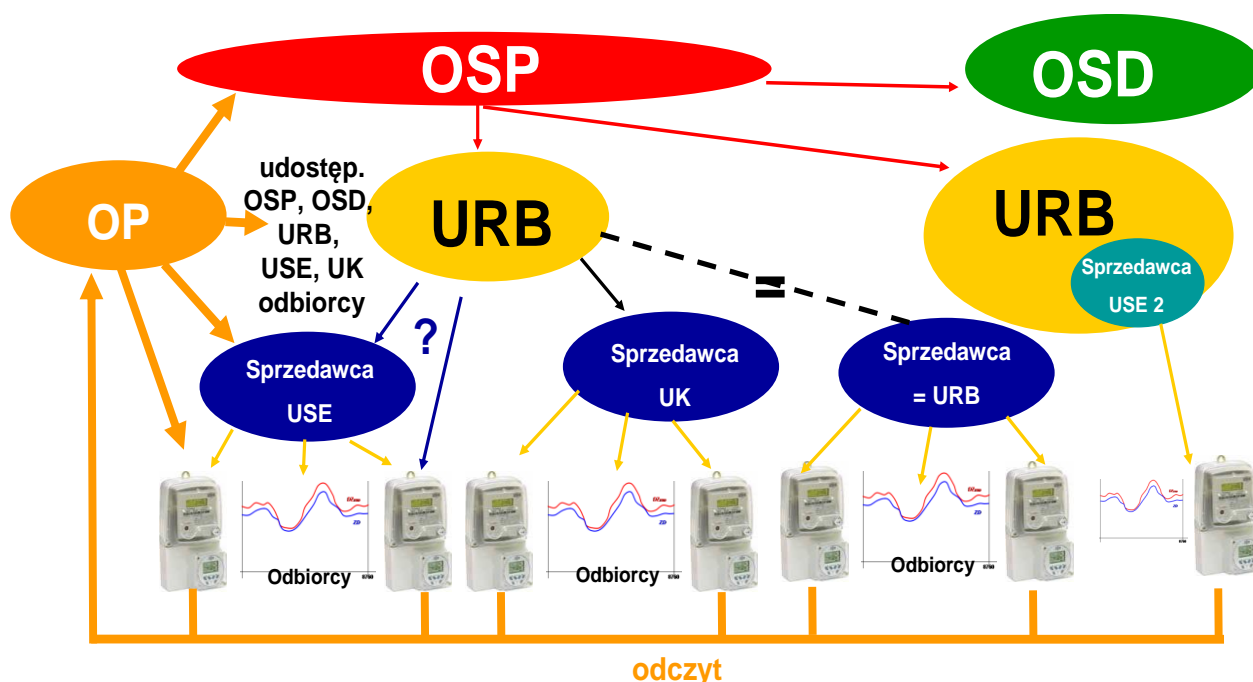
W docelowym modelu rynku energii elektrycznej **proponujemy więc całkowite odejście od zatwierdzania taryf w całym segmencie obrotu na rynku energii elektrycznej** (włącznie z taryfami dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi). Zakłada się bowiem, że prawidłowo zaimplementowane mechanizmy konkurencyjne, przy zachowaniu dostatecznej liczby podmiotów na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej będą wystarczające do realizacji zapisów przewidzianych dyrektywą [1], a w obszarze sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych także zapisami projektu Europejskiej Karty Praw Odbiorców Energii [10].

Należy jednak podkreślić, że wprowadzenie pełnej konkurencji w sektorze energii elektrycznej powinno uwzględniać także zapisy art. 3 ust. 5 dyrektywy [1]<sup>2</sup>. **Zapisy te zdaniem zespołu autorskiego powinny być realizowane poprzez inne mechanizmy wsparcia (poza konkurencyjnym obrotem energią elektryczną), a nie poprzez jakiegokolwiek subsydiowanie pomiędzy, czy w ramach poszczególnych grup odbiorców.** Naszym zdaniem dla tego typu odbiorców powinny zostać wdrożone, na poziomie innych ustaw, instrumenty

<sup>2</sup> mówiące, że: *Państwa Członkowskie podejmują właściwe środki dla ochrony odbiorców końcowych, w szczególności zapewniają wprowadzenie odpowiednich zabezpieczeń chroniących słabych odbiorców, łącznie ze środkami pomagającymi tym odbiorcom uniknąć odłączenia od sieci.*

zapewniające im korzystanie z energii elektrycznej przy uwzględnieniu ich uwarunkowań.

W ramach docelowego modelu rynku energii elektrycznej zakłada się rozdzielenie bilansowania handlowego od technicznego oraz uproszczenie mechanizmów bilansowania handlowego. W przypadku odbiorców detalicznych zakłada się brak konieczności wiedzy odbiorców (jeżeli tylko nie są zainteresowani bezpośrednim udziałem w mechanizmie bilansowania) o zasadach i warunkach bilansowania zarówno handlowego jak i technicznego. Z punktu widzenia produktowego konieczne będzie więc uwzględnianie w cenach energii elektrycznej kompleksowego produktu obejmującego także usługę bilansowania. Produkt taki w obszarze rynku detalicznego powinien stanowić standard oferty sprzedawców. Oczywiście w przypadku zainteresowania odbiorców udziałem w bilansowaniu handlowym uwzględnienie tego faktu może zostać wprowadzone na poziomie zawieranych umów oraz ustalania zasad współpracy pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą końcowym. Schemat możliwości realizacji sprzedaży energii elektrycznej oraz świadczenia usług bilansowania dla różnych przypadków przedstawiono na rysunku 3.2 poniżej.



Rys. 3.2. Rola i znaczenie mechanizmu bilansowania dla różnych uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce

W tym obszarze z punktu widzenia rynku odbiorcy końcowego zdecydowanie pozytywny wpływ będzie miało także wprowadzenie Rynku Dnia Bieżącego (patrz: propozycje TOE w obszarze rynku hurtowego).

Kolejnym niezwykle ważnym z punktu widzenia sprzedawców i odbiorców elementem modelu rynku energii elektrycznej powinno być uregulowanie zasad i uproszczenie procedur tworzenia tzw. ponadobszarowych grup bilansujących i rozliczeń w ramach tych grup. Proponujemy weryfikację istniejącego modelu tworzenia ponadobszarowych grup bilansujących, ujednoczenie w tym aspekcie zapisów na wszystkich poziomach formalno-prawnych rynku energii elektrycznej w Polsce (ustawa, rozporządzenia, instrukcje).

### **3.2. Sprzedawca z urzędu, sprzedawca awaryjny**

Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo energetyczne [3] sprzedawca z urzędu (dalej dla potrzeb analizy ograniczony do elektroenergetyki) jest to przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. W tym miejscu należy dodatkowo przypomnieć, że usługa kompleksowa, która jest ściśle związana z pełnieniem roli sprzedawcy z urzędu, zdaniem autorów, nie może ograniczać się jedynie do sprzedawców z urzędu. W związku z licznymi wątpliwościami dotyczącymi tej kwestii oraz problemami implementacyjnymi (w połowie 2007 roku) w zakresie możliwości świadczenia usług kompleksowych przez sprzedawców nie będącymi sprzedawcami z urzędu **proponujemy jednoznaczne uregulowanie możliwości świadczenia usługi kompleksowej przez wszystkich sprzedawców energii elektrycznej do odbiorców końcowych** oraz zapisanie na poziomie ustawy możliwości łączenia rozliczeń usług za świadczenie usług dystrybucyjnych (przesyłowych) oraz sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom. Na obecnym etapie rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce zadania sprzedawcy z urzędu zostały określone w zapisach ustawy. Jednak liczne pytania praktyczne uniemożliwiają implementację sprzedawców z urzędu oraz uruchomienie procedur przetargowych w tym segmencie regulacji.

W docelowym modelu rynku energii elektrycznej **proponujemy ograniczenie obowiązków sprzedawcy z urzędu do sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców, którzy utracili swojego sprzedawcę z przyczyn niezależnych od**

**tych odbiorców. Sprzedawca z urzędu** w proponowanym modelu **pełniłby rolę tzw. sprzedawcy awaryjnego czy rezerwowego** (patrz dalej) przez ściśle określony (jak najkrótszy) okres, w którym odbiorca byłby zobowiązany do znalezienia sobie nowego sprzedawcy na rynku. Z punktu widzenia realizowanych celów nastąpiłaby więc rezygnacja z dotychczasowego modelu sprzedawcy z urzędu i zastąpienie go sprzedawcą awaryjnym (oczywiście niewykluczone jest nazwanie go sprzedawcą z urzędu).

Uwzględniając liczne uwarunkowania zewnętrzne i wewnętrzne świadczenia usług sprzedaży awaryjnej (przy wprowadzeniu powyższych zmian) TOE proponuje, aby w docelowym modelu rynku energii elektrycznej sprzedaż awaryjna realizowana była przez OSD, na terenie którego odbiorca przyłączony jest do sieci. W proponowanym modelu realizacja tej funkcji byłaby tutaj nie sprzedażą, a w pewnym sensie dostawą energii elektrycznej po cenie wynikającej bezpośrednio z Rynku Bilansującego i kosztów obsługi danego odbiorcy, koszt dostawy podlegałby regulacji ex-post. W związku z powyższym docelowo proponujemy określenie realizacji tej funkcji jako dostawcy z urzędu (a nie sprzedawcy).

Należy podkreślić także, że w obowiązującym brzmieniu ustawy ustawodawca w art. 9a, ust. 6 na sprzedawcę z urzędu oprócz obowiązków charakterystycznych dla wszystkich sprzedawców energii elektrycznej, nałożył dodatkowy obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesje na jej wytwarzanie. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, określanej przez Prezesa URE. Mając na uwadze prognozowane kształtowanie się cen energii elektrycznej, prognozy wytwarzania i zakupu energii elektrycznej przez odbiorców, a także wprowadzone w rozporządzeniu systemowym [7] preferencyjne zasady bilansowania tego typu źródeł **proponujemy odejście od ww. obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE przez sprzedawców z urzędu.**

### **3.3. Znaczenie i rodzaje umów na detalicznych rynkach energii elektrycznej**

W obszarze rynku energii elektrycznej można wyróżnić następujące, główne rodzaje umów pomiędzy odbiorcami i przedsiębiorstwami energetycznymi:

- umowy sprzedaży energii elektrycznej,
- umowy dystrybucyjne (umowy na świadczenie usług dystrybucyjnych),
- umowy na świadczenie usług bilansowania handlowego.

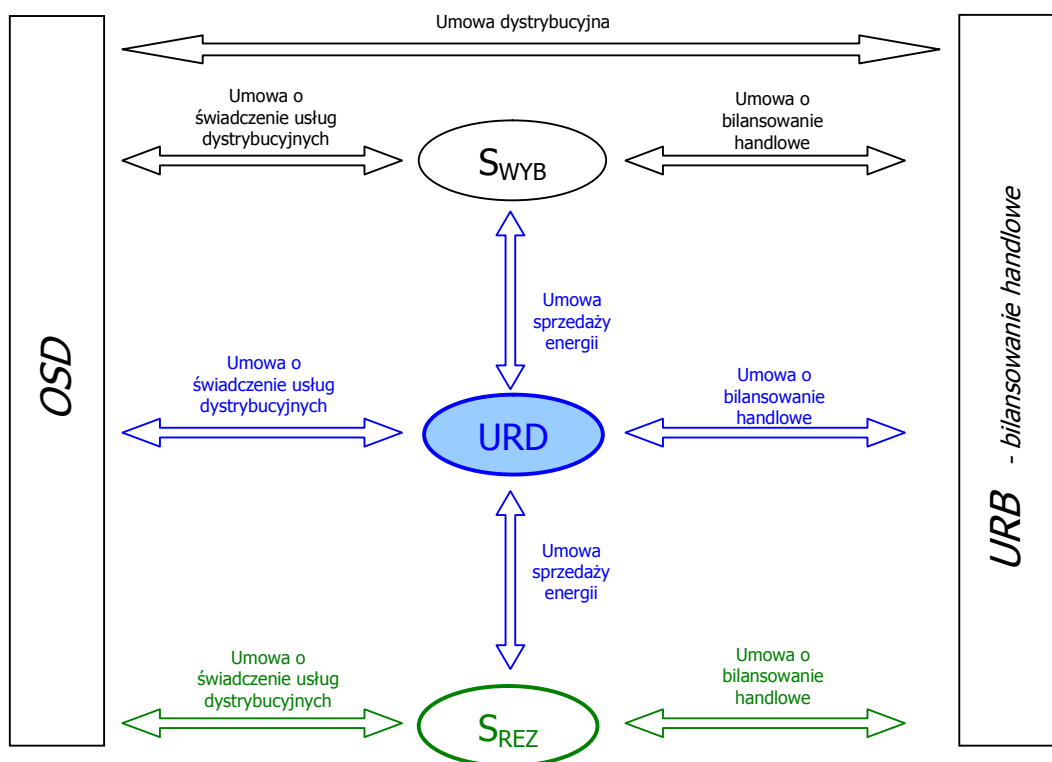
Oczywiście z odbiorcami w obszarze elektroenergetyki zawierane są także i inne umowy np. dzierżawy urządzeń, agregujące rozliczania usług i produktów (nie tylko energetycznych), które jednak nie są przedmiotem modelu.

Docelowy model umów zawieranych w dwóch charakterystycznych grupach odbiorców przedstawiono na rysunku 3.3. Zakłada się, że funkcję sprzedawcy (a raczej dostawcy) rezerwowego będzie pełnił OSD (patrz poprzedni rozdział pracy).

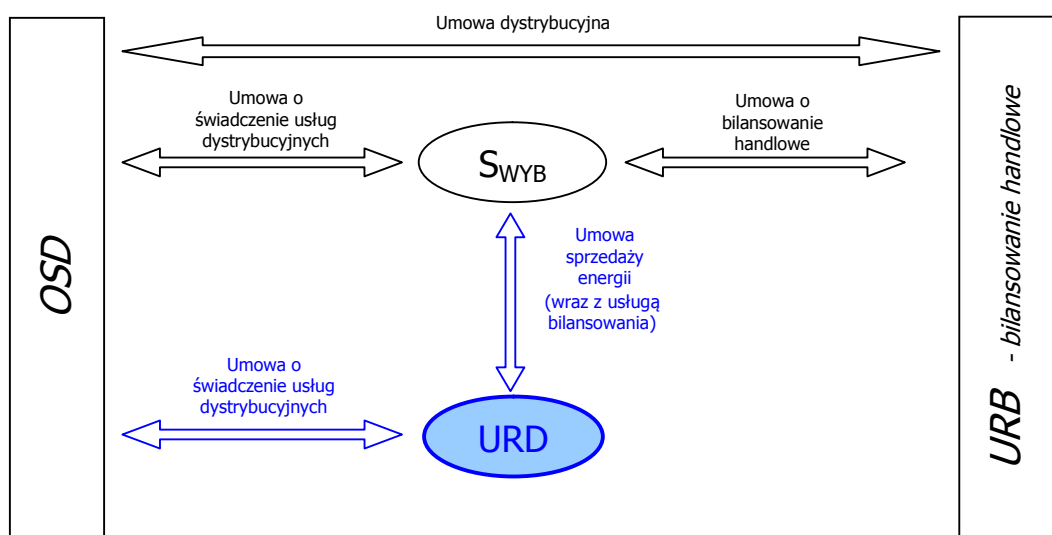
Ważnym z punktu widzenia implementacji modelu elementem, który został już zaznaczony w poprzednich rozdziałach pracy jest umożliwienie podpisywania umów kompleksowych każdemu sprzedawcy energii elektrycznej.

Ze względu na monopolistyczny charakter działalności sieciowej szczególną uwagę należy poświęcić także ujednoczeniu wymagań i zawartości umów dystrybucyjnych. Negatywne doświadczenia spółek obrotu w podpisywaniu tzw. generalnych umów dystrybucyjnych skłaniają do wniosku o konieczności weryfikacji i ujednoczenia przez wszystkich OSD proponowanych umów generalnych. W docelowym modelu rynku energii elektrycznej umowy te powinny być bezpośrednio dostępne na stronach internetowych poszczególnych OSD.

Duży odbiorca chcący wybrać sprzedawcę rezerwowego



Odbiorca będący gospodarstwem domowym



Rys. 3.3. Zestawienie umów zawieranych na rynku odbiorców końcowych w obszarze sprzedaży, dystrybucji oraz bilansowania handlowego

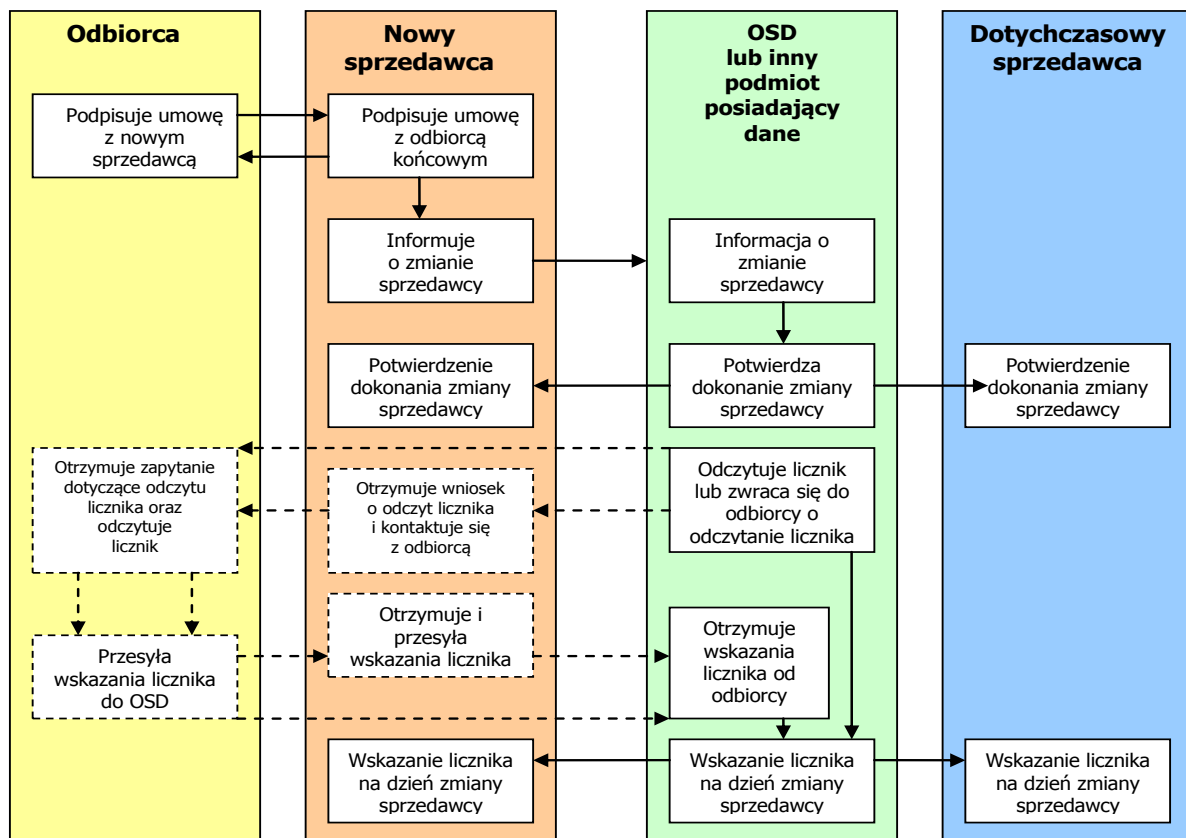


### 3.4. Procedura zmiany sprzedawcy

Jednym z warunków umożliwiających odbiorcom praktyczne skorzystanie z zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) jest opracowanie i wdrożenie jednolitej procedury zmiany sprzedawcy. Teoretycznie od dłuższego czasu podejmowane są kroki zmierzające do ujednoczenia funkcjonujących u dotychczasowych sprzedawców (tu także i dostawców – jako OSD) procedur zmiany sprzedawcy. Jednak do tej pory (druga połowa 2007 roku) nie doczekaliśmy się ujednoczenia tej procedury, co więcej wymogi zmiany sprzedawcy u wielu OSD zniechęcają, a czasami wręcz uniemożliwiają zmianę sprzedawcy uprawnionym do tego odbiorcom. Do głównych założeń takiej procedury, zdaniem autorów modelu, można zaliczyć następujące jej cechy:

- jednolita procedura dla całego kraju,
- ściśle określone (zamknięte) przedziały czasowe poszczególnych punktów procedury,
- ściśle określone na poziomie stosownego rozporządzenia wymagania techniczne dotyczące zmiany sprzedawcy,
- uwzględnienie w procedurze możliwości bilansowania grupowego oraz rozliczeń wg profili obciążeń,
- wprowadzenie jednolitych druków wymaganych podczas zmiany sprzedawcy z minimalnym wymaganym zakresem informacji,
- brak ponoszenia jakichkolwiek, dodatkowych kosztów zarówno przez odbiorców jak i przez nowych sprzedawców.

Temat procedury zmiany sprzedawcy był także przedmiotem prac zespołów zadaniowych ERGEG, w ramach dokumentu [9] zaproponowano do wdrożenia na poziomie poszczególnych krajów przedstawioną na poniższym rysunku propozycję ujednoczenia procedury zmiany sprzedawcy. Niestety dokumenty ERGEG, mimo ich dużej wagi zarówno dla regulatorów poszczególnych państw członkowskich, jak i przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii elektrycznej nie mają wiążącego charakteru.



Rys. 3.2. Propozycja ERGEG procedury zmiany sprzedawcy [9]

W ramach docelowego modelu rynku energii elektrycznej proponuje się kolejno:

- dokonanie weryfikacji i oceny funkcjonowania wprowadzonych procedur zmiany sprzedawcy;
- opracowanie przez Prezesa URE (poprzez DPK) w porozumieniu z towarzystwami branżowymi tzw. wzorcowej procedury zmiany sprzedawcy (analogicznej jak ERGEG), przy założeniu: określenia bezwzględnego maksymalnego czasu trwania procedury (np. 30 dni), przeniesienie maksymalnej liczby części składowych (poszczególnych kroków) procedury na sprzedawcę, braku konieczności pokrywania przez odbiorcę i sprzedawców jakichkolwiek kosztów związanych ze zmianami systemów i układów pomiarowych;
- dostosowanie istniejących w IRiESD procedur do ww. wzorca;
- zobowiązanie OSD do zamieszczania procedur zmiany sprzedawcy na swoich stronach internetowych w łatwo dostępnym miejscu.

### **3.5. Rola i zadania przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, wybrane zagadnienia**

W ramach obszaru przyłączania odbiorców do systemu elektroenergetycznego proponuje się pozostawienie obecnych uwarunkowań przyłączania odbiorców do systemu elektroenergetycznego określonych w ustawie oraz rozporządzeniu systemowym i taryfowym oraz pokrywania kosztów za przyłączenie (przy zastrzeżeniu zmian dotyczących układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych: patrz poniżej).

Istotną z punktu widzenia odbiorców proponowaną zmianą jest ponoszenie przez Operatorów Pomiarów – OP kosztów instalacji nowych i zmiany istniejących układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych na ich koszt na wszystkich poziomach napięć, przy jednoczesnej możliwości przeniesienia kosztów tych inwestycji poprzez taryfę dystrybucyjną.

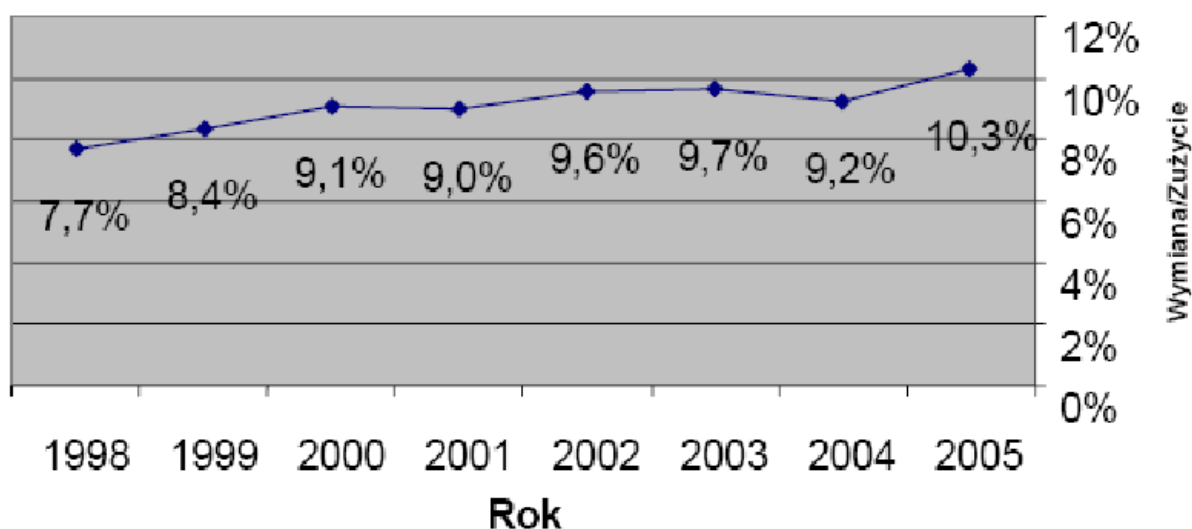
W obszarze działalności OP docelowo proponuje się poddanie regułom konkurencji obszarów charakterystycznych dla realizacji tej funkcji, tj. umożliwienie świadczenia wszystkich funkcji OP przez inne niż OSD zainteresowane podmioty, przy założeniu spełnienia określonych na poziomie prawa wymagań dotyczących warunków, posiadanych kwalifikacji, możliwości technicznych i formalnych świadczenia tych usług.

### 3.6. Materiały źródłowe, literatura do rozdziału 3

- [1] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz. U. L 176 , z 15.07.2003)
- [2] Europejska polityka energetyczna. Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego. Bruksela, 10 stycznia 2007 r., KOM(2007) 1 wersja ostateczna
- [3] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1504, z późn. zm.)
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (Dz. U. Nr 267, poz. 2657)
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187 z późn. zmianami)
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 lutego 2006 r. w sprawie wyłonienia sprzedawców z urzędu dla paliw gazowych i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 30, Poz. 209)
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623)
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128 poz. 895)
- [9] Supplier Switching Process An ERGEG Best Practice Proposition for Public Consultation. Ref: E05-CFG-03-05, Brussels, 15.06.2006
- [10] Towards a European Charter on the Rights of Energy Consumers. Communication from the Commission. Commission of the European Communities. Brussels, 5.7.2007. COM(2007)386 final

## 4. WYMIANA MIĘDZYSYSTEMOWA

Na wstępie należy zwrócić uwagę na rosnące znaczenie rozwiązań dotyczących wymiany międzysystemowej. Wraz z postępem liberalizacji rynku w Europie wzrasta proporcja wymiany międzysystemowej do całkowitej konsumpcji energii elektrycznej, patrz rys. 4.1.



Źródło: Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego: Sprawozdanie ze stosowania rozporządzenia WE nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej

Rys. 4.1. Transgraniczna wymiana energii elektrycznej w UE

### 4.1. Sposoby zarządzania ograniczeniami transgranicznych mocy przesyłowych

Metody stosowane w Europie:

- Aukcje dzienne:
  - lista priorytetowa,
  - metoda pro-rata,
  - aukcje explicit,
  - aukcje implicite,
- Aukcje na dłuższe terminy:

- fizyczne moce udostępniane metodą pro-rata,
- fizyczne moce udostępniane w aukcjach *explicite*,
- kontrakty finansowe „na różnicę”,
- aukcje na finansowe prawa przesyłowe (FTR).

### **Rekomendacja TOE:**

Aukcje spełniają warunki opisane jako konieczne w Dyrektywie 1228/2003. Dyrektywa zawiera również ogólne zasady organizacji *explicit auctions*, tak więc jest bezdyskusyjnym, że jest to metoda akceptowana. Za jej skutecznością przemawia również jej powszechność w Europie.

Za rozwiązanie docelowe i modelowe dla rynku spot uznać należy **aukcje implicit** – poprzez wprowadzenie metody *market coupling* we współpracy z operatorami i giełdami działającymi na rynkach sąsiednich. Takie rozwiązanie, wykorzystujące giełdy do alokowania mocy w wymianie międzysystemowej zapewnia relatywnie szybką implementację rozwiązań, które spełniają oczekiwania i są akceptowane przez wszystkie strony (traderów, operatorów, instytucje UE czy regulatorów). Formalnie wszyscy uczestnicy rynku mają (a na pewno powinni mieć) dostęp do rynku giełdowego, na każdej giełdzie obowiązują jasne i przejrzyste zasady regulujące kwestie zabezpieczeń i rozliczeń. Te cechy giełd, jak również ich szczególne miejsce na rynku, biorąc pod uwagę nadzór lokalnych komisji papierów wartościowych i giełd daje gwarancje jasności, przejrzystości i bezpieczeństwa obrotu rozszerzającego się na moce w wymianie międzysystemowej. Dodatkowo zaletą aukcji typu *implicit* jest lepsze wykorzystanie połączeń wynikające z przepływu energii prawie zawsze w kierunku od rynku o niższej cenie do rynku o cenie wyższej. Tymczasem doświadczenia pokazują, iż tam, gdzie stosowane są *aukcje explicit*, w około 10-20% przypadków (godzin), przepływ energii jest w niewłaściwym kierunku, co stanowi dodatkowy koszt dla odbiorców energii oraz wprowadza zaburzenia na rynku.

Jednakże ze względu na:

- brak dostatecznej płynności na Towarowej Giełdzie Energii;
- słabo rozwinięte rynki spot u części sąsiadów Polski;

TOE na obecnym poziomie rozwoju rynku rekomenduje **aukcje explicit** zarówno dla aukcji dziennych jak i aukcji na dłuższe terminy. Jednocześnie uważa, iż bezpieczne dla wolnego rynku wprowadzenie aukcji typu *implicit* powinno nastąpić w momencie, gdy wolumeny obrotu na Polskiej giełdzie oraz na giełdach energii w sąsiednich systemach będą wielokrotnie większe od dostępnych na aukcjach mocy.

Połączeniem transgranicznym, które już teraz może zostać poddane regułom aukcji *implicit* jest **kabel bałtycki**. Pożądanym jest aby był on jak najszybciej udostępniony dla uczestników rynku i aby dla części dostępnej przepustowości stosować właśnie aukcje *implicit*. Takie rozwiązanie pozwoli również ocenić stopień przygotowania rynku do aukcji *implicit* na innych przekrojach.

Poza tym istnieje kilka bardzo ważnych kwestii/uwarunkowań, które muszą być spełnione by metoda *implicite* mogła być z powodzeniem stosowana:

- odpowiednie zasady regulujące rynek powinny zapewniać maksymalny, dostępny poziom mocy oferowanej przez operatora (operatorów); moce oferowane jako dostępne dla giełd muszą być pewne i operator powinien być odpowiedzialny za *redispatching*, w sytuacji gdy z przyczyn obiektywnie uzasadnionych zmuszony jest do wycofania/redukcji zaoferowanych wcześniej mocy;
- w celu uwzględnienia przepływów węzłowych w metodologii *implicit*, koniecznym jest by operatorzy dotknięci tego typu zjawiskiem zobowiązani byli do opracowania i codziennej publikacji modelu pojemności w sieci oraz zestawu tzw. PTDF (Power Transfer Distribution Factor), które byłyby jasne, przejrzyste i czytelne dla uczestników rynku;
- powinny istnieć kryteria jakościowe wobec giełd energii odpowiedzialnych za zarządzanie przepływami międzysystemowymi; kryteria te powinny uwzględniać takie aspekty jak: wymagania dot. członkostwa, procedury rozstrzygania sporów, procedury nadzoru nad rynkiem, wymagania odnośnie sposobu publikowania informacji rynkowych czy sposoby przeprowadzania audytów;
- powinny być opracowane pewne programy pilotażowe/przejściowe oraz szczegółowe opisy zasad i procedur wyznaczania cen (*matching*); efektem tego może być konieczność zmodyfikowania obecnych zasad funkcjonowania giełd (w całości lub w części), jak np. zaadaptowanie zharmonizowanych bramek czasowych dla zgłaszania zleceń czy publikowania wyników sesji; taki proces ustanawiania reguł mógłby być również opracowany i zaprojektowany przez zespół o charakterze regionalnym, składający się z właściwych regulatorów, operatorów, giełd i przedstawicieli uczestników rynku (np. TOE); ta sama grupa mogłaby w przyszłości być odpowiedzialna także za nadzór/monitorowanie wdrożenia oraz za kolejne, konieczne modyfikacje; bez wątplenia bardzo istotnym z punktu widzenia powodzenia całego przedsięwzięcia jest właściwe przygotowanie i stworzenie takiego zespołu.

## 4.2. Metody podziału mocy dla poszczególnych horyzontów czasowych

Rozporządzenie 1228/2003 mówi: *„Całkowite zdolności połączeń wzajemnych są oferowane w serii aukcji organizowanych co roku, co miesiąc, co tydzień, codziennie lub kilka razy dziennie, odpowiednio do potrzeb danych rynków. Każda z takich aukcji alokuje określoną część dostępnej zdolności przesyłowej oraz całą pozostałą zdolność, jaka nie została alokowana w poprzednich aukcjach”.*

Nie ma wskazań KE, co do podziału mocy na poszczególne horyzonty czasowe.

### Rekomendacja TOE:

**TOE rekomenduje oferowanie większej części mocy w krótkich okresach** (aukcje dzienne) przy kontroli sposobu przydziału mocy przez operatora prowadzonej przez regulatora.

Aukcje typu „multi year” (proponowane przez organizacje europejskie) mogą wnieść spore zagrożenie płynące ze strony wielkich, multinarodowych czempionów, którzy pomimo teoretycznego unbundlingu mają potencjał do wpływania na poziom cen energii w poszczególnych krajach, co przy pewnych możliwościach wpływania na wielkość ATC w krótkich okresach nie byłoby rozwiązaniem efektywnym w skali rynków. Gdyby spełnione były pewne warunki typu: właściwa transparentność rynku, autentyczny unbundling, duża płynność na rynkach typu spot i forward, wówczas istotnie około 20-30 % można by poddać tego typu aukcjom. Obecnie, ze względu na ograniczoną liczbę potencjalnych uczestników takich aukcji w stosunku do liczby uczestników aukcji krótkoterminowych oraz ze względu na bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego i potrzebę zwiększania pewności mocy aukcje krótkoterminowe są uzasadnione.

## 4.3. Aukcje intra-day

TOE uważa, iż w momencie wprowadzenia rynków intra-day na rynkach wewnętrznych – aukcje te są **zasadne i konieczne**. Dla efektywności transgranicznych rynków intra-day, niezwykle istotna będzie **koordynacja poszczególnych rynków** wewnętrznych pod względem strukturalnym, organizacyjnym, prawnym, jak również informatycznym.



#### 4.4. Pewność mocy (kompensata za ograniczenie mocy)

### **TOE rekomenduje wprowadzenie zasad zapewniających całkowitą pewność (firmness) transgranicznych mocy przesyłowych.**

Może to zostać osiągnięte na dwa sposoby:

- a) zapewnienie 100% fizycznej pewności mocy,
- b) w przypadku konieczności ograniczenia mocy pokrycie całkowitego kosztu poniesionego przez uczestników (na poziomie pełnego *spreadu* pomiędzy cenami spot).

Zasada pewności transgranicznych mocy przesyłowych powinna być równoważna powszechnie stosowanej w obrocie energią elektryczną zasadzie pewności dostaw energii elektrycznej. Jedynym odstępstwem od powyższych zasad powinna być obiektywnie zdeterminowana i wąsko zdefiniowana siła wyższa.

Mocy przesyłowych obecnie oferowanych na polskich granicach nie można określić jako pewnych, a wręcz można mówić o prawnej motywacji dla Operatorów do ograniczania już udostępnionych mocy pod pozorem niejasno sprecyzowanego i nieprzejrzystego „bezpieczeństwa systemu”. Sytuacja ta w połączeniu z zasadami kompensowania za ograniczenia mocy wprowadzanymi przez Operatora, gdzie Operator zwraca cenę zapłaconą za moce przesyłowe a nie koszty faktycznie poniesione przez posiadacza mocy, czyni niemożliwym skuteczne zabezpieczenie się przed ewentualnością ograniczenia mocy.

#### **Rekomendacja TOE:**

Operator Systemu Przesyłowego powinien z przychodów aukcyjnych finansować wzmocnienie istniejących i budowę nowych interkonektorów, tak by nawet sprzedaż mocy w długim okresie dawała pewność, że moc zaoferowana w ten sposób nie ulegnie ograniczeniom. Z tych samych środków Operatorzy powinni zorganizować fundusz, z którego finansowane byłyby transakcje typu „counterpurchase” na właściwych, sąsiednich rynkach, w sytuacji konieczności ograniczania planowanej wymiany międzysystemowej.

Jeżeli Operator podejmie działania zmierzające do eliminacji ryzyka pewności mocy, będzie to prowadzić do zwiększenia skuteczności systemu wymiany i w efekcie do zwiększenia zyskowności wszystkich uczestników wymiany (włączając w to Operatorów). To Operator jest podmiotem, który jest w stanie najlepiej wycenić ryzyko pewności mocy i dlatego na nim powinien ciążyć ten obowiązek. Jeśli to inni uczestnicy rynku są zmuszani do wyceny tego ryzyka, należy przyjąć, że mogą to ryzyko wyceniać zbyt wysoko, co w efekcie prowadzi do zmniejszania cen

oferowanych za udostępniane moce, do zmniejszenia przychodów Operatora, a zatem do zwiększenia kosztów funkcjonowania całego systemu.

Operator jest w stanie i powinien korzystać z całego wachlarza działań prowadzących do zwiększenia pewności mocy (w horyzoncie krótkoterminowym - countertading oraz redispatching, w średnioterminowym - odkupywanie sprzedanych mocy na rynku wtórnym i w długoterminowym - budowa nowych mocy przesyłowych lub zwiększanie przepustowości istniejących).

Dlatego też krytycznie należy spojrzeć na rozwiązania wprowadzone do nowych zasad obowiązujących w 2007 roku, które zmierzają do zmniejszenia pewności mocy poprzez zwiększenie uznaniowości Operatora w ograniczaniu mocy. Rozwiązania takie stoją w oczywistej sprzeczności z artykułem 6 (1) Regulacji 1228/2003.

Zgodnie z tą Regulacją już obecnie Operator jest zobowiązany do stosowania wymienionych powyżej rozwiązań w horyzoncie krótkoterminowym. Operator powinien niezwłocznie implementować stosowanie countertadingu i redispatchingu jako bezwarunkowych obowiązków (z wyjątkiem zaistnienia obiektywnie stwierdzonej siły wyższej).

Jak uzasadniono powyżej zapewnienie 100% pewności mocy powinno przynieść pozytywne efekty dla wszystkich uczestników rynku oraz docelowo w bardzo istotnym stopniu przyczynić się do powstania europejskiego rynku energii (a przynajmniej silnie zintegrowanych i spójnych rynków regionalnych).

#### 4.5. Rynek wtórny

Obecnie funkcjonujący rynek wtórny mocy nie jest wystarczająco płynny. Stworzenie efektywnego rynku wtórnego mocy przesyłowych będzie prowadziło do pozytywnych efektów po stronie wszystkich uczestników rynku.

Po implementacji rozwiązań prowadzących do 100% pewności mocy w sytuacji sprzedaży przez Operatora zbyt dużej ilości mocy generującej ryzyko niewykonania przez niego swoich zobowiązań powinien on mieć **możliwość odkupienia** ich na rynku. Będzie to pozwalało w rynkowy i bezpieczny sposób odpowiadać na niespodziewane zdarzenia w sieci. Oczywiście takie rozwiązanie nie wyklucza działań zapobiegawczych w horyzoncie krótkoterminowym (countertrading, redispatching).

Możliwość odkupywania mocy przez Operatora nie jest jedyną przyczyną, dla której warto stworzyć efektywny wtórny rynek mocy. Rynek taki w znakomity sposób ułatwiłby uczestnikom rynku zarządzanie swoimi portfelami kontraktów, zarówno

krajowych jak i transgranicznych. Często dochodzi do sytuacji, w której moce zakupione w aukcjach rocznych czy miesięcznych nie są wykorzystywane przez podmiot, który je nabył. Gdyby wtórny rynek mocy istniał, podmiot taki byłby w stanie zaoferować niepotrzebne moce dla innych uczestników rynku. Możliwość taka będzie wyceniana przez uczestników i powinna pozytywnie wpłynąć na ich skłonność do oferowania wyższych cen za moce. Ważne, aby rynek wtórny umożliwiał **swobodne definiowanie produktów podlegających wymianie** – tak jak dzieje się to na rynku energii elektrycznej – od prostych produktów bazowych do dowolnych profili obciążenia.

#### **4.6. *Flow-based* – jako metoda wyznaczania dostępnych mocy przesyłowych**

Ponieważ metoda Flow-based w połączeniu z zasadą możliwości kompensacji grafików (schedules netting) prowadzi do maksymalizacji wykorzystania fizycznych możliwości połączeń transgranicznych, TOE rekomenduje takie rozwiązanie przy założeniu, że będzie ono prowadziło do zwiększenia pewności udostępnianych mocy. Bez wątpienia metoda ta sprzyja minimalizacji różnic cenowych między rynkami i pozwala na optymalne wykorzystywanie połączeń międzysystemowych.

## 5. REGULACJA MONOPOLI NATURALNYCH

### 5.1. Podstawy regulacji

Istnieją obszary gospodarki, w których konkurencja nie jest możliwa, gdyż popyt może być zaspokojony po niższym koszcie dla konsumentów przez jedną firmę obsługującą dany rynek, niż przez wiele konkurujących ze sobą firm. Mówimy wówczas o tzw. monopolu naturalnym, do którego zalicza się m.in. transport energii elektrycznej (przesyłanie i dystrybucja). Umożliwienie konkurencji między potencjalnymi firmami w tych obszarach wymagałoby budowy przez każdą z nich równoległych sieci energetycznych, a to zdecydowanie podniosłoby ogólny koszt świadczenia usług. Ochrona konsumentów przed monopolistyczną pozycją przedsiębiorstwa wymaga w efekcie nadzoru organu regulacyjnego, albo, alternatywnie, kontroli państwa poprzez ustanowienie państwowych (samorządowych, komunalnych) przedsiębiorstw sieciowych. Oprócz ochrony interesów konsumentów regulacja powinna także chronić interesy właścicieli majątku, zabezpieczając ich przed wywłaszczeniem.

### 5.2. Przegląd metod regulacji - regulacja kosztowa i regulacja bodźcowa

Największe doświadczenie w zakresie regulacji przedsiębiorstw sieciowych posiadają Stany Zjednoczone. Przywiązanie do prywatnej własności i otoczenie jej specjalną ochroną stanowi tradycję tego kraju. Stąd też zaprojektowany w USA system regulacji za pomocą stopy zwrotu<sup>3</sup> miał przede wszystkim na celu ochronę własności poprzez gwarancję zwrotu poniesionych nakładów oraz uzyskiwanie takiej stopy zwrotu, która będzie na tyle atrakcyjna dla inwestorów, aby zachęcić ich do kontynuowania działalności i dalszego inwestowania. System ten nie spełniał jednak pozostałych kryteriów prawidłowej regulacji. Podstawową jego wadą jest zapewnianie gwarancji inwestorom do zwrotu z zainwestowanego kapitału bez poprawy efektywności, zarówno w zakresie kosztów operacyjnych jak i nakładów

<sup>3</sup> tzw. *rate of return* lub *cost of service regulation*

inwestycyjnych, co prowadzi do przeinwestowania i zbędnego podnoszenia standardów jakościowych świadczonych usług.

Formuła regulacji za pomocą stopy zwrotu zapewniała przedsiębiorstwu przychody na pokrycie kosztów operacyjnych, amortyzacji oraz zwrotu na zainwestowanym kapitale. Za każdym razem gdy aktualne ceny nie zapewniałyby przedsiębiorstwu niezbędnych przychodów, przedsiębiorstwo mogło wnioskować do regulatora o podwyżkę cen. W celu stworzenia zachęty do poprawy efektywności początkowo regulator uciekał się do przeprowadzania wyrwykowych przeglądów czy poczynione inwestycje oraz poniesione przez przedsiębiorstwo koszty były uzasadnione. Jednak ze względu na asymetrię informacyjną (przedsiębiorstwo zawsze będzie lepiej poinformowane o swoich kosztach, a także jest w stanie uzasadnić swoje inwestycje) skuteczność powyższych przeglądów była niewielka, a niekiedy prowadziła do nie uznawania przez regulatora zwrotu nakładów inwestycyjnych, które w momencie ich poniesienia były uzasadnione. Kolejną modyfikacją regulacji kosztowej było pojawienie się tzw. opóźnień regulacyjnych<sup>4</sup>. Polegało to na tym, że wnioski przedsiębiorstw o podwyższenie cen były odwlekane w czasie w taki sposób, że musiało ono, niekiedy przez długi okres czasu, kontynuować działalność w oparciu o niezmienną cenę, ponosząc coraz to bardziej wzrastające koszty. Przedsiębiorstwu świadomemu faktu, że jego koszty nie będą natychmiast przeniesione na ceny świadczonych usług, dawało to bodziec do ograniczania kosztów. Niestety opóźnienia regulacyjne należy traktować raczej jako efekt uboczny opisanych powyżej niedogodności wynikających z asymetrii informacyjnej i jako jedyne narzędzie, za pomocą którego regulator starał się łagodzić tę asymetrię. Tym niemniej praktyka stosowania opóźnień regulacyjnych doprowadziła do wniosków, że kalkulacja cen na kolejny okres oparta na kosztach historycznych, tj. poniesionych w poprzednim okresie, może w efekcie stwarzać pewne bodźce do redukcji kosztów.

Ucywilizowaną formą opóźnień regulacyjnych, łagodzącą mankamenty regulacji kosztowej, jest regulacja bodźcowa (RPI-X). Polega ona na tym, że w okresach między przeglądami regulacyjnymi przedsiębiorstwo ma prawo do zachowania całości lub części zysków wynikających z poprawy efektywności. Im dłuższy okres regulacji (okres między przeglądami) tym bodziec do poprawy efektywności jest większy.

Efektywna regulacja powinna stanowić substytut rynku konkurencyjnego i starać się imitować jego cechy, a więc, poprzez stwarzanie możliwości osiągnięcia ponadprzeciętnych zysków, zachęcać przedsiębiorstwa do efektywnego działania, inwestowania na uzasadnionym poziomie i obniżania kosztów. Niższe koszty mogą w efekcie oznaczać niższe ceny dla odbiorców w przyszłości. Powyższe zasady stoją u podstaw tzw. regulacji bodźcowej (RPI-X).

---

<sup>4</sup> od ang. *regulatory lags*

### 5.3. Formuła RPI-X – podstawy

Formuła RPI-X polega na ustaleniu przez regulatora pewnego początkowego pułapu przychodów<sup>5</sup> oraz współczynnika(-ów), przez który te przychody będą indeksowane w kolejnych latach okresu regulacji. Ideą jest tu imitowanie rynku konkurencyjnego, gdzie przedsiębiorstwo nie może dowolnie podnosić cen w ślad za każdorazową zmianą ponoszonych kosztów, tak jak to było przy regulacji za pomocą stopy zwrotu. Jednocześnie, dzięki powiązaniu współczynnika indeksującego z poziomem inflacji (RPI) oraz wzrostem produktywności przedsiębiorstw (X), obiektywne zmiany kosztów, dotyczące wszystkie firmy działające na rynku, są odpowiednio przenoszone w ceny. Jeżeli dane przedsiębiorstwo będzie w stanie poprawić efektywność i zredukować koszty poniżej poziomu założonego przez regulatora, wówczas osiągnie ponadprzeciętne zyski, które będą mogły być zachowane przez właścicieli w trakcie całego okresu regulacji. Oderwanie cen od ponoszonych kosztów, jak to ma miejsce na rynkach konkurencyjnych, stwarza zachętę do ich obniżania, której brak był podstawowym mankamentem regulacji kosztowej.

Przychody regulowanego przedsiębiorstwa ustala się na poziomie zapewniającym pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych, amortyzacji, zwrotu z kapitału oraz podatków – według wzoru (1) albo (2). Istotna różnica między regulacją kosztową (rate of return) a regulacją pułapową (price cap albo RPI-X) polega jednak na tym, że: (i) regulacja kosztowa opiera się na kosztach historycznych bądź aktualnie ponoszonych (ceny śledzą koszty), podczas gdy regulacja pułapowa opiera się na projekcji kosztów jakie przedsiębiorstwo będzie ponosić przez pewien okres czasu w przyszłości, (ii) w przypadku regulacji kosztowej ceny ustala się na bazie kosztów rzeczywistych przedsiębiorstwa, zaś w przypadku regulacji pułapowej na bazie kosztów jakie ponosiłoby porównywalne, wirtualne przedsiębiorstwo działające efektywnie, zaś dla wyznaczenia tych kosztów regulator posługuje się metodami porównawczymi<sup>6</sup>. Taki też sens powinno mieć rozumienie pojęcia kosztów uzasadnionych, o których mowa w Prawie Energetycznym.

Formuła wyznaczania przychodu regulowanego może mieć jedną z dwóch poniższych postaci:

$$R = K_{oper} + A + WACC_{PRE-TAX} \times WRA + P_{inne} \quad (1)$$

albo

<sup>5</sup> Pułap ten może także dotyczyć średniej ceny świadczonych usług, koszyka cenowego itp.

<sup>6</sup> tzw. *yardstick competition*

$$R = K_{oper} + A + WACC_{POST-TAX} \times WRA + P_{doch} + P_{inne} \quad (2)$$

gdzie:

$R$	-	przychód przedsiębiorstwa stanowiący podstawę kalkulacji taryfy
$K_{oper}$	-	koszty operacyjne przedsiębiorstwa (gotówkowe)
$A$	-	amortyzacja
$WACC_{PRE-TAX}$	-	nominalna stopa zwrotu z kapitału przed opodatkowaniem (tzw. „pre-tax”)
$WACC_{POST-TAX}$	-	nominalna stopa zwrotu z kapitału po opodatkowaniu (tzw. „post-tax”)
$WRA$	-	wartość majątku przedsiębiorstwa będąca podstawą wyznaczania wysokości zwrotu z kapitału
$P_{doch}$	-	wydatki z tytułu podatku dochodowego od przedsiębiorstw (CIT)
$P_{inne}$	-	wydatki z tytułu podatków innych niż dochodowy

#### 5.4. Współczynnik poprawy efektywności X – podstawowy parametr pałapowej formuły regulacji

Wyznaczania współczynnika poprawy efektywności X dokonuje się w oparciu o projekcję finansową przedsiębiorstwa sporządzoną dla okresu regulacji. Poszczególne etapy wyznaczenia współczynnika X najwygodniej jest prześledzić na poniższym przykładzie. W tabeli 1 zawarto przykładową projekcję finansową przedsiębiorstwa energetycznego ubiegającego się o zatwierdzenie taryfy.

**Tabela 1. Projekcja finansowa przedsiębiorstwa (dla uproszczenia pominięto podatki)**

1.			Rok 1	Rok 2	Rok 3
2.	Koszty operacyjne		56,00	52,00	48,00
3.	Amortyzacja	=8+12	40,63	41,88	44,75
4.	Zwrot z kapitału (r=10%)	=0,10 x poz. 14	40,00	38,44	36,75
5.	Przychód ogółem	=2+3+4	136,63	132,31	129,50
6.	<b>Wartość regulacyjna aktywów</b>				
7.	Wartość majątku istniejącego na początek roku		400	360	320
8.	Amortyzacja od majątku istniejącego (r <sub>A</sub> =10%)		40	40	40
9.	Wartość majątku istniejącego na koniec roku	=7-8	360	320	280
10.	Wartość "nowego" majątku na początek roku		0	24,38	47,50
11.	Nowe inwestycje		25,00	25,00	90,00
12.	Amortyzacja od nowych inwestycji (r <sub>A</sub> =5%)		0,63	1,88	4,75
13.	Wartość "nowego" majątku na koniec roku	=10+11-12	24,38	47,50	132,75
14.	Wartość majątku ogółem na początek roku	=7+10	400,00	384,38	367,50
15.	Wartość majątku ogółem na koniec roku	=9+12	384,38	367,50	412,75
16.	<b>Cena wskaźnikowa</b>				
17.	Przychód ogółem		136,63	132,31	129,50
18.	Ilość energii		150	153	156
19.	Cena wskaźnikowa	=17/18	0,91	0,86	0,83
20.	Współczynnik X		-	5,0553%	4,0078%

Źródło: *Guidelines for price cap regulation of the Dutch electricity sector in the period from 2000 to 2003*, DTe- Netherlands Electricity Regulatory Service, Luty 2000

Obliczone w wierszu 5 przychody przedsiębiorstwa składają się z sumy kosztów operacyjnych, amortyzacji i zwrotu z kapitału. W przykładzie przyjęto, że koszt kapitału wynosi 10%. Dla uproszczenia zaprezentowany model finansowy został sporządzony przy RPI=0, tzn. w warunkach braku inflacji.

Uzasadniony poziom kosztów operacyjnych, zamieszczony w wierszu 2, wyznacza się w oparciu o analizy porównawcze, wykorzystując modele ekonometryczne. Założono, że koszty te będą spadać od wartości 56 w pierwszym roku okresu regulacji do 48 w roku ostatnim.

Sposób wyznaczenia współczynnika X jest pokazany w wierszach 17-20. Dla roku pierwszego współczynnik X nie musi być wyznaczany, gdyż jest zawarty w cenach i stawkach opłat skalkulowanych w taryfie dla tego roku, dających wynikowo przychód całkowity na dopuszczonym przez regulatora poziomie równym 136,63. W kolejnych latach współczynnik X jest po prostu procentową zmianą ceny wskaźnikowej w stosunku do roku poprzedniego.



## 5.5. Praktyczne wdrożenie formuły RPI-X

Praktyczne zastosowanie formuły RPI-X sprowadza się w istocie do odpowiedzi na pytanie: co i jak indeksować? W literaturze podaje się najczęściej trzy możliwości interpretacji formuły RPI-X zdefiniowanej następująco:

$$p_t = \left(1 + \frac{RPI - X_t}{100}\right) p_{t-1} \quad (3)$$

gdzie:

- $p_t$  - „ceny” w roku taryfowym  $t$ ,
- $p_{t-1}$  - „ceny” w roku taryfowym poprzedzającym rok taryfowy  $t$ ,
- RPI - wskaźnik inflacji w %,
- $X_t$  - współczynnik poprawy efektywności dla roku taryfowego  $t$  w %.

Pierwsza możliwość to zastosowanie wyżej zdefiniowanej formuły do każdej ceny i stawki opłat zawartej w taryfie. Wówczas jako  $p_t$  i  $p_{t-1}$  w powyższym wzorze należy rozumieć poszczególne ceny i stawki opłat, przy czym współczynnik  $X_t$  jest jednakowy dla każdej ceny i stawki. Podejście to nie jest jednak polecane w przypadku, gdy istnieje konieczność stopniowej przebudowy struktury cen i stawek opłat. Ponadto formuła ta nie daje możliwości dostosowywania się do zmieniających się warunków wynikających np. z przemieszczania się odbiorców między grupami taryfowymi, ze zmiany zachowań odbiorców w odpowiedzi na sygnały wysyłane przez określone ukształtowanie taryfy, czy też z konieczności stopniowego eliminowania subsydiowania skrośnego.

Druga możliwość jest w istocie podobna do pierwszego rozwiązania, ale indeksacja odbywa się przy indywidualnym dla każdej ceny i stawki współczynniku  $X_t$ , ustalonym przez regulatora. Umożliwia to, co prawda, stopniowe przebudowywanie struktury taryfy pod nadzorem regulatora, ale jednocześnie powoduje, że regulator zostaje uwikłany w politykę cenową i zarządzanie przedsiębiorstwem<sup>7</sup>, a ponadto musi prowadzić szczegółową analizę struktury kosztów w przedsiębiorstwie. Z tych powodów ta metoda również nie jest polecana.

---

<sup>7</sup> tzw. *micro-managing*

Trzecim rozwiązaniem (**zalecanym przez TOE**) jest przyjęcie, że  $p_t$  i  $p_{t-1}$  interpretuje się jako koszyk cenowy<sup>8</sup>, tj. jako średnią ważoną z poszczególnych cen i stawek. Wówczas formuła RPI-X przyjmuje postać:

$$\sum_i w_i p_{it} = \left(1 + \frac{RPI - X_t}{100}\right) \sum_i w_i p_{it-1} \quad (4)$$

gdzie:

$\sum_i$  - oznacza sumowanie po wszystkich pozycjach taryfowych, czyli cenach i stawkach.

Takie podejście jest najbardziej zbliżone do tzw. "liberalnej regulacji"<sup>9</sup>, która pozwala przedsiębiorstwu zarządzać strukturą taryfy, podczas gdy regulator czuwa wyłącznie nad zadanym, globalnym poziomem cen.

## 5.6. Zwrot z kapitału i zasady wyceny aktywów przesyłowych

W praktyce regulacyjnej zwrot z kapitału wyznacza się jako iloczyn stopy zwrotu (równej kosztowi kapitału) i pewnej bazy, zwanej *Wartością Regulacyjną Aktywów* (WRA). Zatem:

$$ZZK = \text{stopa zwrotu} * \text{wartość regulacyjna aktywów}$$

gdzie: ZZK – zwrot z kapitału.

Jako stopę zwrotu zwykle przyjmuje się średnioważony koszt kapitału, uwzględniający koszt kapitału własnego i obcego i zawierający określoną premię za ryzyko.

W wyroku z dnia 14 czerwca 2007 r. (sygn. VII C-upr 90/07) Sąd Rejonowy w Tarnowie wyraził dość interesujący pogląd w kwestii wysokości stopy zwrotu. Wyrok dotyczył opłat za najem, które są regulowane ustawą o ochronie lokatorów. W uzasadnieniu do wyroku sąd zaznaczył, że co do zysku, przepisy nie mówią, ile może on wynieść. Stanowią tylko, że ma być godziwy. Sąd podkreślił, że ustalenie obiektywnych i jednolitych kryteriów oceny jest trudne. W opinii sądu słuszne wydaje

<sup>8</sup> od ang. *price basket*

<sup>9</sup> od ang. *light-handed regulation*

się jednak odniesienie do średniego oprocentowania bonów skarbowych oraz obligacji, które kształtuje się obecnie na poziomie 5 proc., i tyle może wynieść zysk. W wyroku tym sąd pominął co prawda kwestię ryzyka, gdyż utożsamiał ryzyko inwestycji w kamienicę z ryzykiem nabycia bezpiecznych, rządowych papierów skarbowych, to jednak wyrok ten, poprzez odniesienie się do stóp procentowych z rynku finansowego, stanowi dość interesujący i zasadniczy krok w skromnym jak dotąd orzecznictwie w tej materii.

O ile nie ma zasadniczych wątpliwości co do zasad wyznaczania stopy zwrotu z kapitału, to znacznie więcej kontrowersji w teorii i praktyce regulacji budzi pojęcie WRA. W różnych krajach za wartość tę przyjmowano np. wartość aktywów netto (wartość księgową spółki), wartość odtworzeniową majątku, zoptymalizowaną wartość odtworzeniową czy wreszcie wartość rynkową aktywów spółki. Generalnie należy tu wskazać na jedną podstawową zasadę: tam gdzie dany rynek jest potencjalnie konkurencyjny za WRA należy przyjmować wartość odtworzeniową. Tylko wtedy bowiem będą zapewnione warunki do rozwoju konkurencji przez wchodzenie na rynek nowych podmiotów. Ustalenie WRA poniżej wartości odtworzeniowej stanowić będzie barierę wejścia dla nowych inwestorów, co w konsekwencji skutecznie zablokuje rozwój konkurencji. W przypadku monopoli naturalnych, poziom WRA jest zwykle kwestią politycznego wyboru i podjęcia decyzji co do kształtowania się cen dóbr i usług w danym segmencie gospodarki teraz i w przyszłości.

## **ZAŁĄCZNIK 1. METODY ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

Na rynku energii elektrycznej z ograniczeniami w systemie elektroenergetycznym mamy do czynienia w sytuacji, gdy zdolności przesyłowe istniejącej sieci elektroenergetycznej nie są wystarczające do przesłania energii z jednego miejsca (lokalizacji) sieci przesyłowej do drugiego. W takim przypadku, w sensie ekonomicznym, mamy do czynienia z nadwyżką popytu na usługę przesłania mocy przez określony fragment sieci przesyłowej w stosunku do istniejącej podaży wynikającej z fizycznych (technicznych) możliwości przesyłowych tego fragmentu sieci.

Pojęcie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi jest używane w odniesieniu do metod stosowanych w celu przeciwdziałania ustaleniu się rozplądów mocy w systemie w sposób zagrażający bezpieczeństwu pracy tego systemu na skutek pogwałcenia praw fizyki. Podejmowane w ramach tego działania polegają w ogólnym ujęciu na przydzielaniu dostępu do ograniczonych zasobów przesyłowych tym podmiotom, które chcą z nich skorzystać w celu realizacji dostaw energii. Zastosowane metody przydziału mogą być oparte na różnych zasadach, poczynając od administracyjnego rozdziału, np. na podstawie kontraktów historycznych, poprzez metody para-rynkowe kończąc na metodach w pełni opartych na mechanizmach konkurencji. Poniżej uwaga została skupiona na metodach o charakterze rynkowym.

### *1. Ceny węzłowe (nodal pricing)*

System oparty na krańcowych cenach węzłowych jest uznawany za najbardziej efektywny, w pełni rynkowy sposób zarządzania ograniczeniami. Cena węzłowa w danym węźle (ogólniej lokalizacji) jest definiowana jako zmiana kosztów w całym systemie elektroenergetycznym wywołana marginalną zmianą obciążenia w tym węźle. Algorytm wyznaczania krańcowych cen węzłowych jest często nazywany Locational Marginal Pricing (LMP).

Ogólna zasada wyznaczania cen LMP jest następująca: cena energii elektrycznej w danym węźle odzwierciedla najniższy możliwy koszt pokrycia dodatkowej jednostki zapotrzebowania w tym węźle, ponad bieżące zapotrzebowanie, z wykorzystaniem dostępnych jednostek wytwórczych oraz zdolności przesyłowych. Może to oznaczać konieczność ograniczenia produkcji w tanich, ale odległych elektrowniach na rzecz droższych, ale zlokalizowanych bliżej węzła odbiorczego. W ten sposób w cenie węzłowej uwzględniane są: (i) krańcowe koszty wytwarzania energii w źródłach

wytwórczych oraz (ii) dodatkowe koszty dostarczenia energii wynikające z ograniczeń przesyłowych i w efekcie konieczności uwzględniania droższych producentów przy doborze składu jednostek wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie w węzłach sieci. Przy takim sposobie wyznaczania cen energii elektrycznej różnica między ceną w dwóch węzłach jest ceną za skorzystanie ze zdolności przesyłowych w celu przesłania mocy i energii między tymi węzłami (jest to rynkowa wartość zdolności przesyłowych danego połączenia).

Niezależnie od kosztów ograniczeń, przy wyznaczaniu cen energii elektrycznej w metodzie LMP mogą być uwzględnione koszty strat przesyłowych wynikające z pokrycia zapotrzebowania w danym węźle. W takim przypadku cena węzłowa odzwierciedla również krańcowe koszty strat przesyłowych.

## *2. Podział rynku (market splitting)*

Dokonując agregacji węzłów w strefy przechodzimy z cen węzłowych (nodal pricing) na ceny strefowe (zonal pricing lub inaczej market splitting). Ta metoda stosowana jest obecnie na rynku skandynawskim. Polega ona na tym, że jeśli swobodny przepływ mocy pomiędzy dwoma obszarami przekracza zdolności przesyłowe łączące te obszary, to wówczas dokonuje się podziału rynku na strefy zgodnie z wcześniej zdefiniowanymi granicami tych stref. Wówczas w każdej strefie proces bilansowania popytu i podaży jest prowadzony oddzielnie co prowadzi do ustalenia się różnych cen równowagi rynkowej w poszczególnych strefach. W przypadku gdyby okazało się, że ograniczenia występują także wewnątrz strefy, to usuwane są one ad hoc za pomocą innych metod - np. counter trading (patrz punkt 2.4.4). Metoda cen strefowych lub inaczej obszarów cenowych ma swoje podstawy w algorytmie LMP i jest jego uproszczoną wersją (swego rodzaju kompromisem pomiędzy złożonością oraz poprawnością). Liczba stref może być różna i zależna od wielu czynników, jednakże ogólna zasada jest analogiczna jak w przypadku metody LMP. Należy przy tym zaznaczyć, że metoda market splitting ma zastosowanie w systemach, które mogą być podzielone na takie obszary, wewnątrz których ograniczenia nie występują lub występują sporadycznie.

## *3. Rynek zdolności przesyłowych (explicit auctions)*

Dostępne zasoby przesyłowe (połączenia sieci) mogą być również udostępniane (przydzielane) w ramach aukcji prowadzonych przez operatora lub inny podmiot. Rynek zdolności przesyłowych oparty na tego rodzaju aukcjach jest zwykle akceptowalnym rozwiązaniem dla zarządzania ograniczeniami na połączeniach między systemami elektroenergetycznymi o różnej organizacji rynków hurtowych po

obu stronach połączenia. Dobrym przykładem są połączenia transgraniczne między różnymi krajami. Jeśli taki rynek zdolności przesyłowych jest poprawnie zorganizowany i konkurencyjny, to można wykazać, że w wymiarze ekonomicznym daje on równoważne rezultaty jak metoda market splitting. W tej metodzie problemem jest oczywiście nierównoczesność handlu zdolnościami i energią, co wpływa na wzrost ryzyka uczestników rynku.

#### *4. Zmiana programów pracy jednostek wytwórczych z wykorzystaniem ofert przyrostowych i redukcyjnych (counter trading)*

Counter trading jest aktualnie stosowany w Polsce. Metoda ta polega na odpowiednim, jednoczesnym zmniejszaniu (redukcji) i zwiększaniu (przyroście) produkcji w określonych jednostkach wytwórczych w celu zapewnienia dopuszczalnych przepływów mocy w systemie, czyli doprowadzenie do takiego stanu pracy całego systemu, w którym nie następuje naruszenie ograniczeń technicznych wynikających z dostępnych zdolności przesyłowych. Cechą charakterystyczną tej metody jest to, że cała operacja jest dokonywana przez Operatora Systemu Przesyłowego, zwykle na dedykowanym do tego celu rynku bilansującym, na którym producenci składają oferty cenowe - redukcyjne i przyrostowe. W niektórych krajach w procesie tym biorą udział także odbiorcy, co oznacza dodatkowo możliwość redukcji lub zwiększenia zapotrzebowania. Operator Systemu Przesyłowego zadaje jednostkom wytwórczym odpowiednie programy pracy i dokonuje stosownych płatności w oparciu o przyjęte oferty cenowe. Counter trading jest finansowany z opłat przesyłowych pobieranych w ramach taryfy operatora. Metoda ta stosowana jest dla modeli rynków w postaci tzw. „miedzianej płyty”, co oznacza, że z perspektywy uczestnika rynku sieć przesyłowa posiada nieograniczone zdolności przesyłowe. Tym samym istniejące ograniczenia przesyłowe stają się dla uczestników rynku „niewidzialne”.