

PORTFEL ZAKUPOWY WIELKIEGO ODBIORCY PRZEMYSŁOWEGO (struktura zakupów na rynku bilateralnym, rynku bilansującym i na giełdzie energii)

Każdy odbiorca na krajowym rynku energii ma zagwarantowane dostarczenie energii elektrycznej. Istnieją jednak dwie formy jej zakupu.

Zakład Energetyczny, do sieci którego przyłączony jest odbiorca, zobowiązany jest do dostarczenia odbiorcy energii po cenie zawartej w opracowanej przez ZE taryfie. Taryfa ta kontrolowana jest przez URE. Taka forma handlu nazywa się taryfowym obrotem energii.

Jeżeli zgodnie z tzw. zasadą TPA odbiorca posiada prawo dostępu do sieci elektroenergetycznej (zgodnie z prawem dostępu do sieci), może on swobodnie wybierać dostawcę (np. elektrownię), u którego dokona zakupu energii. Przedsiębiorstwa eksploatujące sieć przesyłową i sieci rozdzielcze są zobowiązane do przesłania zakupionej przez odbiorcę energii, oczywiście jeżeli jest to technicznie możliwe. Taka forma handlu energią nazywa się pozataryfowym obrotem energią.

Zamówienie energii elektrycznej dla wielkich odbiorców przemysłowych, wymaga stworzenia portfela zakupów wymagające jednak uwzględnienia:

- przygotowania wielkiego odbiorcy przemysłowego do aktywnego udziału w rynku energii,
- szans i zagrożeń związanych z korzystaniem z zasady TPA,
- oceny efektywności ekonomicznej alternatywnych dostaw energii.

Zgodnie z harmonogramem uzyskiwania prawa dostępu do sieci od 1 stycznia 2002 r. ponad 600 odbiorców energii, zużywających rocznie ponad 10 GWh energii uzyskało prawo zakupu energii poza dotychczasowym dostawcą, czyli lokalną spółką dystrybucyjną (Zakładem Energetycznym). Teoretycznie energia może być kupowana bezpośrednio od wytwórców energii, w innych Zakładach Energetycznych lub w firmach zajmujących się handlem energią, czyli tzw. spółkach obrotu. Zwłaszcza te ostatnie oferują odbiorcom często nominalnie niższe ceny energii oraz korzyści finansowe wynikające ze zmiany dotychczasowego dostawcy energii. Kupując energię poza lokalnym Zakładem Energetycznym odbiorca energii musi mieć jednak świadomość, że staje się uczestnikiem rynku ze wszelkiego rodzaju konsekwencjami tego faktu. Uzyskuje szereg praw, które dają mu szansę na obniżenie kosztów zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną, traci jednak stabilność kosztów energii wynikającą z taryfy swego dotychczasowego dostawcy. Nałożone zostają również na niego obowiązki wynikające z przestrzegania dokumentów określających zasady funkcjonowania rynku energii, a mianowicie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci: Rozdzielczej, Przesyłowej oraz Regulaminu Rynku Bilansującego. Jak każda decyzja biznesowa, również decyzja o zmianie dostawcy energii musi więc opierać się o rzetelną i

* PARTNER NA RYNKU ENERGII Sp. z o.o. Oddział Gliwice, ul. Berbeckiego 6, 44-100 Gliwice, tel./fax.: (032) 231 89 45, e-mail: partnerre@partnerre.com.pl, www.partnerre.com.pl

niezależną analizę uwzględniającą uwarunkowania prawne, techniczne i ekonomiczne rynku energii w Polsce.

Oszacowanie szans i zagrożeń związanych z budową portfela zakupów pozwala na aktywny udział w rynku energii, doskonalenie się w mechanizmach rynkowych istniejących w Europie i na świecie.

Przypomnijmy że odbiorcy energii elektrycznej dokonujący rocznych zakupów tej energii w wielkości nie mniejszej niż 500, 100, 40 GWh uzyskiwali sukcesywnie prawo do korzystania z usług przesyłowych już w poprzednich latach.

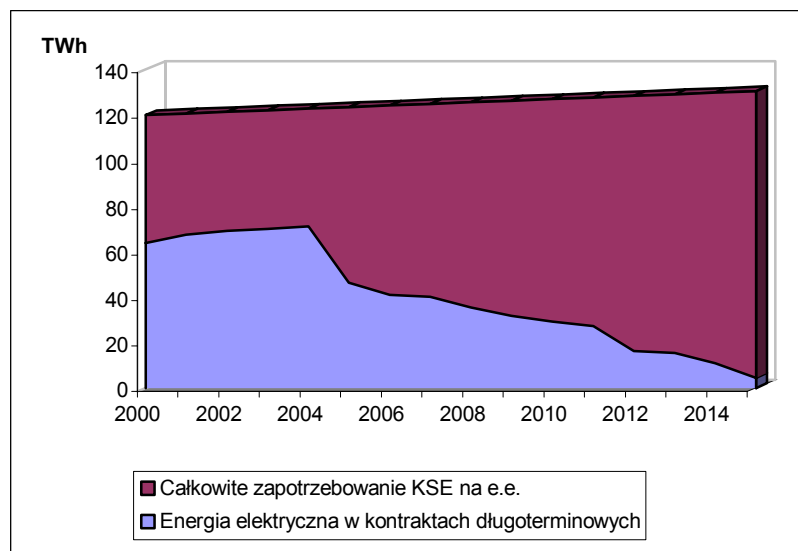
Struktura portfela zakupu energii elektrycznej odbiorcy taryfowego

Odbiorca taryfowy korzysta z dostawy energii elektrycznej przez lokalny zakład energetyczny wg taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Mimo pewnych możliwości handlowych zakładu energetycznego zaoferowanie atrakcyjnej ceny energii wielkiemu odbiorcy przemysłowemu natrafia na bariery wynikające z tworzenia cen, które muszą przenieść obciążenia z tytułu obowiązkowych zakupów. Jednak mimo wszystko na wysokość uzyskanej ceny może złożyć się ta część energii, którą lokalny zakład uzyskuje z innych źródeł. Do taryfy są przenoszone koszty wynikające z kontraktów długoterminowych i z obowiązkowych zakupów energii „zielonej” oraz wytworzonej w skojarzeniu z ciepłem.

Kontrakty długoterminowe KDT

Spółka dystrybucyjna jest zobowiązana zakupić energię z kontraktów długoterminowych zawartych przez PSE SA z wytwórcami.

Minimalne ilości energii tzw. MIE przypadająca na dane przedsiębiorstwo energetyczne są określane w Taryfie PSE SA, zatwierdzonej przez Prezesa URE. W chwili obecnej jest to średnio ok. 60% zapotrzebowania spółki dystrybucyjnej.



Rys. 1. Całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną a ilość energii w kontraktach długoterminowych

Zmiany MIE można oczekiwać chyba dopiero po rozwiązaniu KDT.

Energia „zielona” oraz wytworzona w skojarzeniu z ciepłem

Zgodnie z rozporządzeniem [[8]] występuje obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne energii pochodzącej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych, pochodzącej z: elektrowni wodnych, elektrowni wiatrowych, biomasy, biogazu, biopaliw oraz słonecznych kolektorów do produkcji ciepła.

Ilość obowiązkowego zakupu energii ze źródeł odnawialnych określa rozporządzenie jako procent sprzedaży przez dane przedsiębiorstwo do odbiorców końcowych.

Dodatkową wytyczną do określenia ilości i ceny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stanowiących obligatoryjny zakup są wytyczne URE przyjęte przy zatwierdzaniu taryf zakładów energetycznych.

Kontrakty bilateralne

Jednym z podstawowych źródeł zakupu energii są kontrakty bilateralne. Mogą być zawierane bezpośrednio z wytwórcami energii elektrycznej jak również z przedsiębiorstwami obrotu. Specyficznym rodzajem kontraktów bilateralnych jest zakup energii z limitu kontraktów długoterminowych MIE, energii ekologicznej i z produkcji w skojarzeniu, jednak ze względu na obligatoryjny charakter tych transakcji a także odmienny sposób kształtowania cen, traktuje się je jako osobny segment portfela. Kontrakty bilateralne mogą być zawierane w różnym horyzoncie czasowym i w zależności od czasu obowiązywania ceny kreowane są na bazie różnych poziomów odniesienia.

Rynek giełdowy

Kolejnym źródłem zakupu energii elektrycznej są rynki zorganizowane takie jak Giełda Energii, iHE i POOE. Oferowane przez nie produkty pozwalają na zawarcie transakcji w horyzoncie czasowym : dziennym, tygodniowym, miesięcznym.

Zakupy na GE i w POEE są obciążone opłatą za transakcje ponoszona przez obie strony, tak więc przy analizie cen należy uwzględnić koszt transakcji.

Rynek Bilansujący

Rynek Bilansujący jest to segment rynku, na którym zawierane są transakcje przez Operatora Systemu Przesyłowego w celu zbilansowania produkcji energii elektrycznej z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

Jest to rynek techniczny, służący wyłącznie do rozliczania odchyleń, zapewniający stałe równowagę bilansu w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Cena na rynku bilansującym zmienia się w czasie i jest określana powykonawczo na podstawie cen przyjętych ofert na Rynku Bilansującym w danej godzinie doby.

Przygotowania wielkiego odbiorcy przemysłowego do udziału w rynku energii

Wielki odbiorca przemysłowy uzyskując dostęp do sieci staje się tzw. odbiorcą uprawnionym do korzystania z usług przesyłowych. Uprawnienie do korzystania z usług przesyłowych umożliwia zawieranie bezpośrednich umów zakupu energii elektrycznej od wytwórców lub przedsiębiorstw obrotu. Przedsiębiorstwami obrotu są firmy posiadające koncesję na obrót energią elektryczną. Mogą nimi być spółki dystrybucyjne posiadające

w swojej strukturze organizacyjnej jednostki zajmujące się obrotem energią elektryczną oraz oddzielne firmy powołane do prowadzenia obrotu energią elektryczną. Wyjście odbiorcy z segmentu taryfowego i **zawarcie indywidualnej umowy** na zakup energii elektrycznej będzie się wiązało z wykupieniem usługi przesyłowej u operatora systemu rozdzielczego bądź przesyłowego. Realizacja indywidualnego zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę będzie wymagała także uregulowania **pełnienia funkcji operatora handlowo – technicznego**. Atrakcyjność dla wielkiego odbiorcy indywidualnej umowy na zakup energii elektrycznej będzie zatem uzależniona od ceny energii elektrycznej oferowanej przez wytwórców bądź przedsiębiorstwa obrotu i kosztów usługi przesyłowej naliczonej przez właściwego operatora oraz kosztów realizacji pełnienia niezbędnych funkcji na rynku energii elektrycznej. Obciążenie umowy opłatą przesyłową będzie uzależnione od kosztów przesyłu, które ta umowa spowoduje.

Głównym celem strategii zakupów na rynku konkurencyjnym przez wielkiego odbiorcę powinno być obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej w stosunku do kosztów zakupu energii elektrycznej obowiązujących go jako odbiorcę taryfowego. W tym celu należy wystosować zapytania ofertowe do dostawców w celu określenia cen energii elektrycznej po jakich możliwy jest pozataryfowy zakup energii elektrycznej, następnie należy podpisać oddzielną umowę na świadczenie usług przesyłowych.

Kolejny etap przygotowań powinien obejmować **dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych** do wymogów stawianych odbiorcom uprawnionym korzystającym z zasady dostępu do sieci. Systemy pomiarowo – rozliczeniowe powinny być oparte na nowoczesnych systemach komunikacyjnych, informatycznych i pomiarowych, aby wspomagać pracę operatorów systemów i umożliwić niezawodne, szybkie i rzetelne przekazywanie informacji między uczestnikami rynku energii elektrycznej. Jednocześnie pojawiają się zagrożenia spowodowane nieprzystosowaniem przedsiębiorstw przemysłowych do uczestniczenia w rynku energii. Wielcy odbiorcy przemysłowi muszą posiadać systemy pomiarowo – rozliczeniowe które pozwolą im na monitorowanie cen jednogodzinnych i ustalanie trendu ich zmian, co pozwala na najbardziej efektywny ekonomicznie zakup energii. Aktywne uczestniczenie wielkich odbiorców przemysłowych w rynku energii elektrycznej musi być wspomagane przez odpowiednie narzędzia informatyczne do procesów planistycznych i prognostycznych, które uwzględniają strukturę i specyfikę danego przedsiębiorstwa i pozwalają wybrać najkorzystniejszego dostawcę energii elektrycznej.

Nowoczesne systemy pomiarowo - rozliczeniowe są swoistym połączeniem systemu pomiarowego (pozyskiwanie i akwizycja danych pomiarowych) i systemu handlowego wspomagającego procesy rozliczeniowe. Nowoczesne systemy pomiarowo - rozliczeniowe odbiorców uczestniczących bezpośrednio lub pośrednio w rynku bilansującym, zgodnie z instrukcją [4] muszą spełniać następujące wymagania:

- dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej (kategorii 1 i 2), wytwórców, autoproducentów oraz odbiorców pozataryfowych wymagane są dwa równoważne pod względem metrologicznym i funkcjonalnym układy pomiarowe: podstawowy i rezerwowy;
- transmisja danych z podstawowego układu pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej (kategorii 1 i 2) odbiorców powinna być realizowana bezpośrednio z wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej łączami komutowanymi w cyklach dobowych;
- protokoły transmisji danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej i urządzeń rejestrujących powinny być ogólnie dostępne, a format danych udostępnianych na wyjściach liczników akceptowany przez właściwe, dla kategorii i rodzaju pomiaru, systemy bilansująco - rozliczeniowe funkcjonujące u Operatora Sieci Rozdzielczej;

- liczniki energii elektrycznej powinny posiadać co najmniej klasę dokładności odpowiednią dla kategorii pomiaru i umożliwiać jednokierunkowy pomiar energii czynnej i dwukierunkowy pomiar energii biernej;
- liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym w zakresie od 1 do 60 min. okresie uśredniania oraz automatyczne zamykanie okresu obrachunkowego;
- liczniki energii elektrycznej oraz urządzenia rejestrujące powinny być wyposażone w zegary czasu rzeczywistego synchronizowane ze źródła zewnętrznego (DCF 77 lub GPS) co najmniej raz na dobę z dokładnością do 1 minuty;
- urządzenia rejestrujące powinny umożliwiać transmisję danych bezpośrednio z poszczególnych Fizycznych Punktów Pomiarowych. Dla podstawowych układów pomiarowo-rozliczeniowych transmisję danych należy realizować z wyjść szeregowych liczników energii elektrycznej, a dla rezerwowych układów pomiarowo-rozliczeniowych z wyjść impulsowych liczników energii elektrycznej;
- należy stosować odrębne urządzenia rejestrujące dla układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego umożliwiające automatyczne zamykanie okresu obrachunkowego;
- w przypadku stosowania kilku urządzeń rejestrujących w jednym układzie pomiarowym należy zapewnić galwaniczną separację sygnałów wejściowych tych urządzeń;
- układy i systemy pomiarowo-rozliczeniowe energii elektrycznej mogą zostać włączone do systemu bilansującego OSR po zakończeniu testów funkcjonalnych zgodnie z obowiązującą procedurą integracyjną

Ostatnim krokiem będzie podpisanie umowy sprzedaży energii elektrycznej z dostawcą oferującym najkorzystniejsze warunki cenowe.

W przypadku podjęcia decyzji o uczestnictwie w rynku giełdowym i bilansującym należy odpowiednio przygotować kadrę do realizacji zakupów w tych segmentach rynku oraz rozpocząć działania mające na celu budowę portfela zakupów energii elektrycznej w tych segmentach.

Struktura portfela zakupu energii elektrycznej odbiorcy pozataryfowego

Kontrakty bilateralne

Kontrakty bilateralne zakupu energii elektrycznej możemy podzielić ze względu na czas realizacji. Zdecydowana większość kontraktów bilateralnych jest oparta o produkcję elektrowni systemowych.

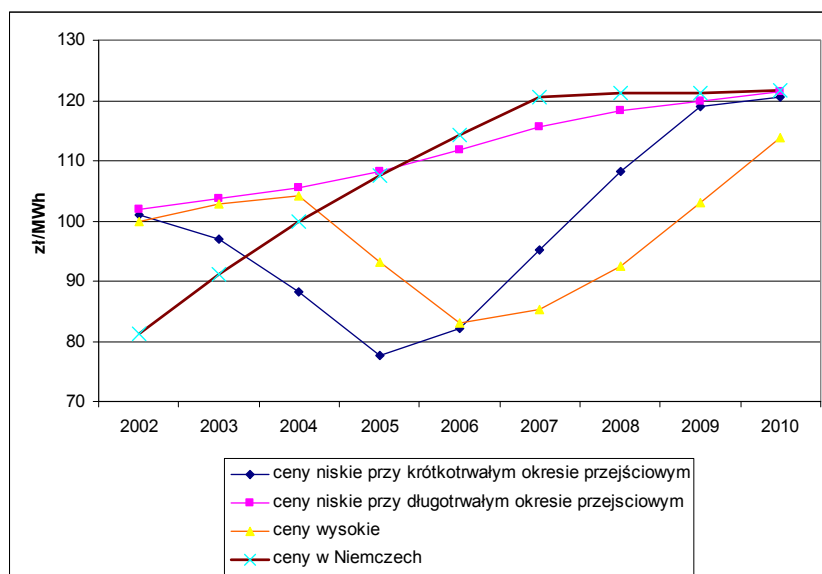
Przy prognozowaniu rozwoju cen energii elektrycznej należy wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- rozwój cen energii elektrycznej jest uzależniony od interakcji między poszczególnymi sektorami rynku energetycznego, jak: rynek energii elektrycznej, rynek ciepłowniczy, gazowy czy rynek węgla,
- wielkość importu energii elektrycznej tj. stopień otwarcia rynku krajowego na energię z Europy, który ma wpływ na kształtowanie cen energii,
- harmonogram ubytków mocy zainstalowanej w KSE.

Powyższe uwarunkowania będą oddziaływać na cenę energii elektrycznej w okresie przejściowym rozumianym jako okres, w którym zostaną zredukowane kontrakty

długoterminowe zawarte przez PSE SA. W tym okresie prawdopodobnie zbiegną się również czynniki warunkujące zmiany cen energii w postaci uwolnienia rynku polskiego oraz integracji z Unią Europejską.

Poniżej przedstawiono możliwość kształtowania się cen energii z uwolnionego rynku w zakresie zakupów krótkoterminowych np. do miesiąca.



Dla scenariuszy rozwoju cen energii elektrycznej bazę porównywalną stanowi prognozowana linia rozwoju cen energii w Niemczech w latach 2002-2010. Cena energii elektrycznej w Polsce w roku 2002 stanowi punkt wyjściowy dla trzech możliwych scenariuszy rozwoju cen energii elektrycznej do roku 2010:

- scenariusza cen niskich przy krótkotrwałym okresie przejściowym,
- scenariusza cen niskich przy długotrwałym okresie przejściowym,
- scenariusza cen wysokich.

Różnice między przedstawionymi scenariuszami są widoczne w:

- możliwej cenie minimalnej,
- w punkcie zwrotnym w rozwoju cen energii i długości trwania okresu przejściowego.

Dwa pierwsze scenariusze są uzasadnione wprowadzeniem konkurencji na polski rynek oraz redukcji obligatoryjnych zakupów energii „minimum take”. W tym przypadku ceny energii elektrycznej, obniżą się do poziomu jej kosztów produkcji i będą się kształtować, w zależności od cen węgla kamiennego, w okolicach 80 zł/MWh.

Liberalizacja oraz zmniejszanie udziału energii z kontraktów długoterminowych nie wpływa jeszcze na zachowania polskich odbiorców przemysłowych. Procesy liberalizacji będą odgrywały istotną rolę w sektorze energetycznym w najbliższych latach. Niepokojąca jest relatywnie wolna reakcja wielkich odbiorców energii na istniejące obecnie możliwości zmiany dostawców na tych, którzy oferują niższe i atrakcyjniejsze ceny. Sytuacja taka jest niebezpieczna dla wspomnianych odbiorców, hamuje bowiem ich zdolność konkurencyjną w stosunku do Europy Zachodniej.

W perspektywie integracji Polski z Unią Europejską, podejmowanie decyzji o wyborze dostawcy energii elektrycznej na podstawie konkurencyjności cenowej, może w przyszłości stanowić o znaczeniu polskiego rynku energii i jego pozycji na europejskim rynku globalnym.

Rynek giełdowy

Po wejściu w życie dobowo-godzinowego rynku bilansującego mamy do czynienia z załamaniem się obrotów na Giełdzie Energii. Taka tendencja obrotów może zostać utrzymana do czasu kształtowania się cen na rynku bilansującym poniżej ofert na Giełdzie Energii. Również ma tu niebagatelne znaczenie wielkość przekontraktowania na rynku w stosunku do wielkości podanych w miesięcznych planach koordynacyjnych.

Plany rozwojowe Giełdy Energii SA dotyczą dwóch obszarów: rynku kontraktów miesięcznych SPOT oraz Rynku Terminowego. Rynek SPOT, w ramach którego funkcjonuje Rynek Dnia Następnego (RDN) może zostać wzbogacony o Rynek Dnia Bieżącego, czyli możliwość zawierania transakcji z wyprzedzeniem przynajmniej 5 godzin przed fizyczną dostawą. Wprowadzenie tego instrumentu jest uzależnione od wprowadzenia zmian do sposobu funkcjonowania Rynku Bilansującego a także wzrostu obrotów na funkcjonującym już RDN do poziomu co najmniej 8% w skali całego rynku energii.

Drugim obszarem, który w najbliższym okresie może ulec rozwojowi jest Rynek Terminowy. Pierwszym produktem są kontrakty terminowe rozumiane jako umowa pomiędzy dwoma stronami, z której wynika wzajemne zobowiązanie do dostarczenia/przyjęcia energii elektrycznej w ustalonym okresie w przyszłości po cenie określonej w chwili zawarcia umowy (dokonania transakcji giełdowej).

Scenariusze cenowe dla tego segmentu rynku są takie same jak wcześniej opisane dla kontraktów bilateralnych w okresie kontraktów miesięcznych SPOT.

W latach 2001 i 2002 można wyróżnić trzy charakterystyczne okresy funkcjonowania GE, które są ściśle związane z funkcjonowaniem Rynku Bilansującego (RB):

- 1) styczeń – sierpień 2001 r. – okres funkcjonowania GE w warunkach miesięcznego Rynku Bilansowego,
- 2) wrzesień 2001 r. – czerwiec 2002 r. – wprowadzenie dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego,
- 3) lipiec 2002 r. – grudzień 2002 r. – zmiana Regulaminu RB polegająca na wprowadzeniu rozchylenia cen zakupu i sprzedaży energii przez upoważnionych odbiorców, głównie spółki dystrybucyjne.

Nie wszystkie z obserwowanych zjawisk są zgodne z oczekiwaniami. Jednakże pomimo przedłużających się prac nad restrukturyzacją KDT i ograniczeń dotyczących odbiorców TPA mechanizmy konkurencyjne na rynku energii elektrycznej zaczynają działać. Aktualnie, jak w każdym okresie przejściowym, mają miejsce różne deformacje. Jednak w najbliższym czasie rynek energii elektrycznej powinien zostać poddany w pełni mechanizmom rynkowym. Procesy te mogą zachodzić w skali kraju poprzez restrukturyzację KDT i po otwarciu rynku międzynarodowego po akcesji Polski do UE. Wówczas nieprawidłowości powinny stanowić margines. Powinno okazać się, jakie są naprawdę koszty produkcji energii, czy istnieje możliwość ich redukcji i czy zostaną one pokryte przy rynkowej cenie sprzedaży.

Rynek bilansujący

W dniu 1 września 2001r. został uruchomiony segment bilansujący rynku energii elektrycznej, w ramach którego planowanie i rozliczenia kontraktów i transakcji handlowych następują w systemie dobowo-godzinowym.

Obecnie sytuacja na rynku bilansującym jest sytuacją przejściową, która ustabilizuje się w wyniku dostosowania się uczestników rynku do mechanizmów rynkowych. Nie powinna ona więc być podstawą do pośpiesznej oceny przyjętych rozwiązań rynkowych i nadmierne nerwowych reakcji uczestników rynku.

Innym elementem, który decyduje o tym, że obecny etap działania rynku bilansującego należy określić jako fazę przejściową jest fakt, że ilości energii w dotychczas zawieranych kontraktach bilateralnych były określane w okresach miesięcznych. Brak uzgodnionych grafików przy zawieraniu umów skutkuje obecnie trudnościami przy realizacji tych kontraktów a tym samym znacznymi obrotami na rynku bilansującym. Tym samym obserwujemy obecnie, że w godzinach szczytowych obroty na rynku dotyczą energii z ofert wytwórców, zaś obroty w godzinach poza szczytem są czynnikiem przekontraktowań spółek dystrybucyjnych.

Można się jeszcze spodziewać przejściowej sytuacji, w której znacząca część przedsiębiorstw energetycznych zachęcona niskimi cenami na Rynku Bilansującym nie zawrze transakcji zakupu energii elektrycznej, w kontraktach bilateralnych pokrywających całość zapotrzebowania, szczególnie w godzinach szczytu. Znaczący wzrost popytu pociągnie za sobą wzrost cen, jednak w miarę nabywania doświadczenia uczestnicy Rynku Bilansującego będą pokrywać zapotrzebowanie w godzinach szczytu z kontraktów bilateralnych.

Stosowana przez niektóre podmioty na rynku strategia zaopatrywania się w znaczne ilości energii elektrycznej na Rynku Bilansującym w najbliższym czasie może okazać się bardzo niebezpieczna ze względu na następujące czynniki:

- okres przejściowy wdrożenia mechanizmów Rynku Bilansującego może być uzasadnieniem do wprowadzenia korekt ceny na tym rynku (co wydaje się prawdopodobne zważywszy na nieracjonalnie niskie ceny, do których nie „przyznają się” wytwórcy a co wskazuje na możliwość funkcjonowania błędnych algorytmów wyliczenia ceny rozliczeniowej na tym rynku,
- nagłe ubytki mocy w systemie, które zwykle mają miejsce w okresie jesienno-zimowym (awaria bloków w wielkich elektrowniach) mogą skutkować gwałtowną zmianą ceny na Rynku Bilansującym,
- unikanie przekontraktowań przez spółki dystrybucyjne doprowadzi do sytuacji, gdy na cenę rozliczeniową na Rynku Bilansującym będą miały wpływ jedynie oferty wytwórców. W takich okolicznościach ten segment rynku będzie bardzo silnie narażony na niebezpieczeństwo „zmowy” wytwórców.

Rynek bilansujący w dłuższej perspektywie czasu będzie się charakteryzował znacznymi fluktuacjami cen w godzinach szczytu oraz pozostałych godzinach doby. Ceny energii z Rynku Bilansującego w godzinach szczytu z pewnością przewyższą ceny w pasmowych kontraktach bilateralnych z wytwórcami. Stosunek tych cen będzie ulegał zmianie w zależności od stopnia obciążenia systemu elektroenergetycznego tj. w sezonie zimowym różnice będą się zwiększały natomiast w sezonie letnim ceny Rynku Bilansującego w godzinach szczytu mogą być zbliżone do cen w pasmowych kontraktach bilateralnych. W pozostałych godzinach doby ceny Rynku Bilansującego będą kształtować się na poziomie kosztów zmiennych elektrowni systemowych.

Kantor energii

Kantor w sposób ciągły pokazuje ofertę cenową sprzedaży i kupna energii dla wszystkich 24-ech godzin doby „dnia następnego”, nie pozostawiając żadnych „pustych” godzin bez oferty cenowej. Ceny zmieniają się w sposób ciągły (ciągłość zmian cen oznacza tu np. zmianę ceny co kilkadziesiąt sekund lub co minutę) odpowiadając na reakcje uczestników. Po uruchomieniu sesji ceny sprzedaży mają tendencję malejącą, a ceny zakupu rosnącą, do chwili aż będą na tyle atrakcyjne by zawarta została transakcja. Po zawarciu pierwszej transakcji na daną godzinę, oferty cenowe zakupu i sprzedaży oscylują wokół ceny transakcyjnej z ostatniej transakcji, starając się doprowadzić do zawarcia kolejnej transakcji, itd. W rezultacie umożliwia to zawarcie maksymalnej liczby transakcji, z możliwych do zawarcia na daną godzinę. Funkcją celu w algorytmie ustalania cen jest uzyskanie możliwie największej płynności. Oferowane w ten sposób ceny są zatem notowaniami ciągłymi z poziomem zbliżonym do cen rzeczywistego rynku (ceny transakcyjne) na daną chwilę. System aktywnych notowań ciągłych w sposób zasadniczy odróżnia Kantor Energii od tabeli ofert. Natomiast główną przewagą w stosunku do zasad funkcjonowania giełdy – oprócz ciągłości notowań – jest to, iż transakcje w Kantorze są zawierane w czasie rzeczywistym po określonych, widocznych na ekranie komputera cenach.

Dodatkowym elementem różniącym Kantor od giełdy, na korzyść Kantoru, jest proces aktywnej animacji rynku (zmian cen w taki sposób, aby możliwe było zawarcie maksymalnej liczby transakcji na daną godzinę), prowadzonej przez cały czas trwania sesji handlowej. Jest to możliwe w wyniku przyjęcia na siebie przez firmę handlową, która jest stroną wszystkich zawieranych w Kantorze transakcji, ryzyka rynku czyli ryzyka cenowego i ryzyka niezbilansowania zawartych transakcji. Dzięki temu nie ma też w Kantorze niebezpieczeństwa nieprzyjęcia lub redukcji oferty, co jest stałym elementem ryzyka przy składaniu ofert na giełdzie.

Kantor Energii nie ma na celu i nie zastępuje żadnego z istniejących już na rynku narzędzi do handlu energią, lecz je wszystkie uzupełnia (między innymi poprzez elastyczne dostosowanie godzin trwania sesji handlowych). Filozofię tą odzwierciedla również sposób prezentacji cen Kantoru Energii na ekranach komputerów u jego uczestników. Ceny ofert w Kantorze Energii, zarówno zakupu jak i sprzedaży dla wszystkich godzin doby handlowej, pojawiają się u każdego uczestnika Kantoru na ekranie jego komputera w formie wąskiego paska w górnej części ekranu w taki sposób, aby nie zasłaniać innych aplikacji wyświetlanych w tym samym czasie na ekranie. Równocześnie z obserwacją cen i/lub zawieraniem transakcji w Kantorze Energii, każdy uczestnik może jednocześnie na tym samym ekranie wyświetlać np. strony giełdy, platform handlowych czy też arkusze kalkulacyjne z analizami pokrycia zapotrzebowania.

Strategia zakupów energii elektrycznej

W pierwszym etapie budowania strategii zakupów energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej należy dokonać wyboru dostawcy pomiędzy spółką dystrybucyjną a spółką obrotu. Wprawdzie występują różnice cenowe pomiędzy tymi dostawcami, ale w przypadku spółki obrotu istnieje możliwość obniżenia oferowanych cen w trakcie negocjacji handlowych uwzględniających indywidualny charakter wielkiego odbiorcy przemysłowego.

Kolejnym etapem rozwoju strategii zakupów energii elektrycznej byłoby wejście zarówno na Giełdę Energii jak i na rynek bilansujący. W zależności od poziomów cen w poszczególnych segmentach rynku energii należy zbudować portfel zakupów, którego podstawę stanowią będą kontrakty bilateralne, resztę w kolejności Giełda Energii i rynek bilansujący.

Przedstawione powyżej etapy przygotowania strategii zakupów energii elektrycznej przez wielkiego odbiorcę na rynku konkurencyjnym zakładają brak barier w szczególności prawnych związanych z realizacją zasady dostępu stron trzecich do sieci. Jedną z ważniejszych przeszkód w realizacji dostępu do sieci może być stanowisko spółek dystrybucyjnych kwestionujące prawo np. „odbiorców rozproszonych” do zawierania bezpośrednich umów sprzedaży energii elektrycznej, co może skutkować odmową zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych uzasadnioną brakiem technicznych warunków lub też niemożliwością utrzymania dotychczasowych technicznych warunków dostaw energii.

Głównym celem strategii zakupów na rynku konkurencyjnym przez wielkiego odbiorcę powinno być obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej w stosunku do kosztów zakupu energii elektrycznej obowiązujących odbiorcę taryfowego.

W tym celu należy wystosować zapytania ofertowe do dostawców w celu określenia cen energii elektrycznej po jakich możliwy jest pozataryfowy zakup energii elektrycznej, następnie należy podpisać oddzielną umowę na świadczenie usług przesyłowych z lokalną spółką dystrybucyjną.

Kolejny etap przygotowań powinien obejmować dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymogów stawianych odbiorcom uprawnionym korzystającym z zasady dostępu do sieci.

Ostatnim krokiem będzie podpisanie umowy sprzedaży energii elektrycznej z dostawcą oferującym najkorzystniejsze warunki cenowej.

Drugi etap przygotowań uwarunkowany wystąpieniem zmian na Giełdzie Energii oraz na rynku bilansującym. W przypadku podjęcia decyzji o uczestnictwie w tych segmentach rynku należy odpowiednio przygotować kadrę do realizacji zakupów na Giełdzie Energii i na rynku bilansującym oraz rozpocząć działania mające na celu budowę portfela zakupów energii elektrycznej.

Zarządzanie ryzykiem portfela zakupów

Na rynku energii dokonuje się transakcji kupna i sprzedaży energii elektrycznej, mocy oraz usług systemowych. Działają na nim wytwórcy, spółki dystrybucyjne, operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, wreszcie wielcy odbiorcy przemysłowi i spekulanci. Spekulanci wpływają przeważnie pozytywnie na płynność i efektywność rynku.

Pojęcie ryzyka także w finansach nie jest jednoznacznie zdefiniowane. Najczęściej wyróżnia się ryzyko rynkowe (ceny) i ryzyko niedotrzymania warunków. Należy też uwzględniać ryzyko płynności, prawne i operacyjne.

Pomiar ryzyka rynkowego jest potrzebny do analiz odchyleń od oczekiwanych cen lub stóp zwrotu. Najczęstszą miarą jest VaR – wartość narażona na ryzyko; jest to całościowa miara ryzyka. Definiuje się ją jako stratę, która z pewnym prawdopodobieństwem nie zostanie przekroczona w określonym czasie.

Wartość narażona na ryzyko kontraktów na energię elektryczną jest funkcją czasu ich trwania, typu kontraktu, wielkości dostawy, bieżącej ceny energii oraz zmienności cen energii. Wniosek z tego wypływa, że VaR nie zależy od ceny wykonania kontraktu.

Nie każdy rodzaj ryzyka jest niepożądany i nie każdy wymaga zabezpieczenia. Jednak ważne jest by każdy uczestnik rynku był świadomy i rozumiał ryzyko, na jakie jest narażony, oraz był w stanie nim zarządzać.

Duża zmienność cen na rynkach energii zmusi wytwórców i wielkich odbiorców energii do zabezpieczenia się przed stratami. Elektroenergetyka już staje do silnej konkurencji ze strony europejskiego rynku energii oraz ze strony innych podmiotów krajowego kompleksu

paliwowo – energetycznego. Zatem jest niemal pewnikiem, że sprawne zarządzanie ryzykiem będzie w cenie. Nowoczesny rynek energii elektrycznej, nie tylko z powodu zarządzania ryzykiem, musi posiadać odpowiednią infrastrukturę informatyczną.

Systemy informatyczne wspomagające tworzenie portfeli zakupów

Na rynku dostępne są zestawy narzędzi wspomagających obrót energią. Wykorzystują one szczegółowe informacje dostarczone przez wielkiego odbiorcę i wspomagają prognozowanie zapotrzebowania mocy i ilości energii elektrycznej oraz optymalizację portfela kontraktów na zakup energii elektrycznej

Uzyskane w ten sposób wyniki bazujące na specyfice wielkiego odbiorcy przemysłowego można wykorzystać jako wygodny system informatyczny wspomagający udział przedsiębiorstwa obrotu na rynku energii elektrycznej na dwa sposoby:

- w celu określenia optymalnego składu portfela (czy należy dodać nową pozycję do portfela, usunąć lub też zmienić istniejącą pozycję),
- w celu budowy i oceny optymalnej strategii do zarządzania ryzykiem istniejącego portfela kontraktów Spółki.

Systemy te wspomagają zarządzanie portfelem kontraktów, wspierając procesy zakupów obligatoryjnych i na rynku konkurencyjnym.

Systemy umożliwiają także efektywne budowanie portfela kontraktów przy wykorzystaniu mechanizmów automatycznej komunikacji poprzez odpowiedni protokół (np. WIRE) z Rynkiem Bilansującym Energii Elektrycznej, przez internet z Giełdą Energii lub z Uczestnikami rynku energii.

Systemy umożliwiają monitorowanie procesów na rynku energii z zakresu prognozowania zużycia, planowania, budowy portfela kontraktów i zarządzania ryzykiem finansowym i rynkowym. Internet stwarza szansę korzystania z następujących usług świadczonych przez ORL: monitorowania i korygowania danych pomiarowo – rozliczeniowych, akwizycję rozliczeń bilansowych, monitorowanie i planowanie zapotrzebowania na moc i energię.

Stosowane systemy zabezpieczające gwarantują poufność dokonywanych transakcji i niezawodność.

Zakończenie

Najbliższe lata pokażą znaczenie krajowego rynku energii i pozwolą na ocenę zachowań na nim wielkich odbiorców przemysłowych. Wpływ dobrych doświadczeń z kraju i zza granicy może sprzyjać rozszerzeniu się mechanizmów rynkowych i pozwalać konkurować polskim firmom na rynkach Unii Europejskiej. Od aktywnej postawy na rynku energii wielkich odbiorców przemysłowych zależy rozległość i głębokość zachodzących zmian.

LITERATURA

- [1] Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. Nr 54 z późniejszymi zmianami, znowelizowana ustawą z dnia 26 maja 2000 r. Dz. U. Nr 48 poz. 555);
- [2] Ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych z dnia 18 grudnia 1998 r. (Dz. U. Nr 162, poz. 1121);
- [3] Ministerstwo Gospodarki. Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku. Warszawa, luty 2000;

- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej danej spółki dystrybucyjnej;
- [5] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Część ogólna. PSE S.A. Warszawa 2001 r.;
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. (Dz.U. Nr 85, poz. 957);
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną;
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku (Dz. U. Nr 122, poz. 1336);
- [9] Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych i ciekłych, dostarczaniu i poborze paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła oraz właściwości organów uprawnionych do kontroli przestrzegania wprowadzonych ograniczeń. (Dz.U. Nr 60, poz. 386);
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie określenia szczególnych rodzajów i zakresu działalności gospodarczej nie wymagających uzyskania koncesji. (Dz. U. Nr 98, poz. 621);
- [11] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie określenia harmonogramu uzyskiwania prawa, przez poszczególne grupy odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, do korzystania z usług przesyłowych. (Dz. U. Nr 107, poz. 671);
- [12] Weron A., Wyłomiańska A. – Minimalne prawdopodobieństwo straty producenta na rynku bilansującym. Energetyka nr 12/2002;
- [13] Weron A., Weron R. – Giełda energii. Strategie zarządzania ryzykiem. CIRE, Wrocław 2000;
- [14] Karaś P., Panek A. - Wybrane zjawiska zachodzące na polskim rynku energii elektrycznej, Biuletyn URE 2/2003;
- [15] Karaś P.: Niektóre problemy realizacji zasady TPA w elektroenergetyce. Biuletyn URE nr 2(22), 1 marca 2002 r.;
- [16] Figaszewska I., Jasienowicz A., Muras Z.: Zasada dostępu stron trzecich do sieci energetycznych. Biuletyn URE nr 2 (16), 1 marca 2001 r.;
- [17] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Część szczegółowa: Regulamin rynku bilansującego energii elektrycznej w Polsce. PSE S.A. Warszawa 2002 r.;
- [18] Astramowicz J.: Elektroniczny kantor energii, Biuletyn URE 2/2003;
- [19] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 20 stycznia 2003 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych. (Dz. U. Nr 17, poz. 158);
- [20] www.ure.gov.pl