

Aktualna sytuacja wielkich odbiorców na rynku energii elektrycznej w Polsce

Wielcy odbiorcy w Polsce, inaczej niż w krajach, które wprowadziły radykalne reformy w elektroenergetyce (Wielka Brytania – 1989/1990, Niemcy – 1998), dotychczas w niewielkim stopniu korzystają z konkurencji na rynku energii elektrycznej. Jest to przede wszystkim rezultat braku zorganizowania się tej grupy uczestników rynku i oddziaływania na rzecz wdrożenia przez rząd właściwych regulacji, zapewniających działanie mechanizmów rynkowych (w szczególności zapewniających: niedopuszczenie do rozrastania się stranded costs, naprawę opłaty przesyłowej, naprawę rynku bilansującego). Jest to także rezultat braku aktywności indywidualnej wielkich odbiorców, która powinna polegać na ich czynnym uczestnictwie we wszystkich segmentach rynku (w tym na giełdzie, oraz na rynku operatorów OHT, zwłaszcza w przypadku posiadania własnych źródeł wytwórczych).

Potencjał korzyści wynikających z uczestnictwa wielkich odbiorców w konkurencyjnym rynku energii elektrycznej w Polsce był dotychczas oczywiście znacznie mniejszy niż w takich krajach, jak Wielka Brytania czy Niemcy. Przy obecnych cenach potencjały te stają się jednak już porównywalne. Zatem dalsza bierność wielkich odbiorców stwarza dodatkowe zagrożenie dla ich konkurencyjności na globalizujących się rynkach towarów (surowców).

Jest to główny powód, który powinien zmienić podejście wielkich odbiorców z biernego na aktywne. Drugim powodem jest to, że psucie mechanizmów rynkowych wynikające z państwowej regulacji (i politycznych zaniechań) osiągnęło stan groźny dla samej elektroenergetyki. Dlatego liberalizacja będzie wymuszana przez coraz większą część podmiotów w elektroenergetyce, najlepiej przygotowanych do konkurencji. Do zmian jakościowych, które będą następowały w sektorze, powinni oczywiście przyłączyć się wielcy odbiorcy i tym sposobem zapewnić sobie należną im rolę na rynku energii.

Kontrakty długoterminowe – znikające rozwiązania w pełzającym procesie

Problem kontraktów długoterminowych należy rozwiązać stosując równolegle kilka mechanizmów rynkowych bądź to konkurencyjnych względem siebie, bądź to dopełniających się. Przy tym na obecnym etapie należałoby uznać za właściwą (kierunkowo) propozycję rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych, której trzy główne cechy są następujące: wdrożenie handlu pozwoleniami na emisję, wyeliminowanie subsydiowania skrótnego między

odbiorcami końcowymi, utworzenie (wynikające z programu prywatyzacyjnego Ministerstwa Skarbu Państwa) przedsiębiorstwa *BOT*, obejmującego elektrownie *Bełchatów*, *Opole*, *Turów* (wraz z powiązаныmi technologicznie kopalniami węgla brunatnego w przypadku elektrowni *Bełchatów* i *Turów*).

Inne rozwiązanie problemu, proponowane przez *PSE SA*, polega na: (1) utworzeniu spółki celowej (SC), która przejmie zobowiązania powiązane z kontraktami długoterminowymi, przy jednoczesnej likwidacji kontraktów, (2) spłacie przez SC zobowiązań środkami z ustawowo gwarantowanych wpływów pochodzących z restrukturyzacyjnej opłaty systemowej (ROS). Rozwiązanie to kolejny raz sprowadza się jednak do całkowitego uwolnienia stron kontraktów długoterminowych (w tym także banki) i Ministerstwo Skarbu Państwa od ryzyka rynkowego i obciążenia tym ryzykiem wyłącznie odbiorców końcowych. Dlatego rozwiązanie to powinno być (jeśli będzie wdrażane) ograniczone do kontraktów długoterminowych wytwórców już sprywatyzowanych. Przy tym nawet w przypadku tych kontraktów powinny nastąpić modyfikacje zmierzające do zwiększonego udziału sprywatyzowanych przedsiębiorstw w zarządzaniu restrukturyzacją własnego zadłużenia.

Wytwórcy niesprywatyzowani powinni natomiast w całości przejąć zarządzanie restrukturyzacją własnego zadłużenia, przy naturalnym założeniu, że skutki tego rozwiązania przełożą się bezpośrednio na wartość przedsiębiorstw w procesie prywatyzacji. Zarówno w przypadku wytwórców sprywatyzowanych jak i niesprywatyzowanych należy założyć, że spółka SC (gdyby powstała) będzie pełnić względem banków funkcję gwaranta spłaty zadłużenia.

Podkreśla się, że przedstawiona propozycja przejęcia przez niesprywatyzowane przedsiębiorstwa z kontraktami długoterminowymi zadania restrukturyzacji własnego zadłużenia (po wprowadzeniu handlu pozwoleniami na emisję i utworzeniu *BOT*) jest w pełni uprawniona, zwłaszcza w świetle doświadczeń związanych z wprowadzeniem akcyzy na energię elektryczną. Rozwiązanie ze spółką SC i opłatą ROS wymaga natomiast specjalnej ustawy sejmowej. Ponadto rozwiązanie to jest obciążone trudnościami związanymi z podatkami, podobnie jak rozwiązanie *SOK*. Należy się w związku z tym liczyć, że tak jak wszystkie wcześniejsze propozycje rozwiązania kontraktów długoterminowych (w tym rozwiązanie w postaci systemu *SOK*) nie zostanie ono wdrożone (szanse uchwalenia specjalnej ustawy, o której jest tu mowa, w obecnej sytuacji polityczno-gospodarczej Polski są bardzo chwiejne).

Rynek bilansujący — konieczność naprawy poprzez alokację kosztów na tych, którzy je powodują, a także poprzez głęboką decentralizację, rozszerzenie zakresu udziału spółek obrotu oraz zapewnienie uczestnictwa wielkich odbiorców na rynku bilansującym

W połowie 2003 roku konieczna jest zasadnicza przebudowa rynku bilansującego. Wśród najważniejszych zmian kierunkowych, które powinny być uwzględnione w tej przebudowie, wymienić można poniższe.

- 1) Przełamanie antyrynkowego układu interesów na rynku bilansującym. Chodzi o układ interesów polegający na korzyściach wytwórców i stratach PSE SA w obszarze działalności operatorskiej. Jedne i drugie w wyniku obecnych, złych zasad funkcjonowania rynku bilansującego (wprowadzonych w drugiej połowie 2002 roku) znacznie wzrosły.
- 2) Decentralizację rynku bilansującego. Decentralizacja rynku bilansującego oznacza daleko idącą delegację (możliwość delegacji) uprawnień i odpowiedzialności za bilansowanie podaży i popytu na rynku energii elektrycznej z poziomu OSP na poziom operatorów OHT reprezentujących PSE SA (w tym przypadku *Electric*), spółki dystrybucyjne, spółki obrotu energią elektryczną, grupy przemysłowe (takie np. jak: *PKN ORLEN*, *KGHM*, *Nafta Polska*, *Polskie Huty Stali*, *Kompania Węglowa*), inne grupy odbiorców, wytwórców. Decentralizacja rynku bilansującego oznacza także integrowanie w ramach funkcji OHT handlu energią elektryczną niezbędnych dla tego handlu usług regulacyjnych/systemowych (kupowanych na konkurencyjnych rynkach tych usług, np. bezpośrednio od *Elektrowni Szczytowo-Pompowych SA*).
- 3) Zapewnienie neutralności operatora OSP. Oznacza to wprowadzenie zasady pokrycia kosztów ograniczeń (elektrowniowych, sieciowych w sieci przesyłowej oraz sieciowych w sieciach 110 kV) przez tych, którzy te ograniczenia powodują (wytwórców, PSE SA, spółki dystrybucyjne). Problem kosztów ograniczeń musi być powiązany z opłatami przesyłowymi.

Ważne jest przy tym, że osiągnięty już rozwój metod budowania taryf (i rozliczania opłat) umożliwia, np. w przypadku opłaty za wykorzystanie sieci, stosowanie godzinowej zmienności stawek tej opłaty. Ogłaszanie w planach koordynacji dobowej (PKD) prognozowanych stawek umożliwiłoby uczestnikom rynku reagowanie na zamiany w systemie elektroenergetyki za pomocą transakcji na giełdzie.

Proponowane rozwiązanie prowadziłyby do samodzielnego zmniejszenia liczby i stopnia oddziaływania ograniczeń. (Najbardziej odpowiednimi dla warunków polskich metodami rozdziału kosztów ograniczeń sieciowych na użytkowników sieci są metody węzłowa i dystansowa. Stosowana obecnie metoda rozdziału obciążeń na rynku bilansującym

powinna być uzupełniona o wyznaczanie godzinowych wartości kosztów krańcowych, które powinny być podstawą do określania opłaty przesyłowej za wykorzystanie sieci. Wszechstronne naświetlenie problematyki można znaleźć w pracy doktorskiej R. Koraba pt. „Modele efektywnych taryf przesyłowych w sieciach elektroenergetycznych”, Politechnika Śląska, marzec 2003).

Opłata przesyłowa — konieczność naprawy poprzez przywrócenie opłat węzłowych i dystansowych oraz poprzez przywrócenie częściowej alokacji kosztów przesyłu na wytwórców

W celu zapewnienia konkurencji na rynku energii elektrycznej musi nastąpić całkowita zmiana sposobu stosowania opłaty przesyłowej. Przede wszystkim jest konieczne wyeliminowanie drastycznej patologii, polegającej na wykorzystaniu w ostatnich latach opłaty przesyłowej do remonopolizacji elektroenergetyki poprzez lokowanie w tej opłacie wszystkich kosztów sektora, których nie udaje się pokryć na rynku konkurencyjnym oraz poprzez jej wykorzystanie do subsydiowania skrośnego między odbiorcami. Jednocześnie konieczne jest zapewnienie opłacie przesyłowej funkcji zbliżonej do funkcji, jaką pełni opłata transportowa na każdym konkurencyjnym rynku towarów i usług; to oznacza, że koszty opłaty przesyłowej muszą ponosić konkurujący ze sobą wytwórcy (trzeba tu uwzględnić, że wytwórcy są silnymi podmiotami i znacznie skuteczniej mogą wpływać na obniżanie kosztów przesyłu niż odbiorcy).

Zmiany, które w zakresie opłaty przesyłowej są konieczne polegają generalnie na przywróceniu wymienionych poniżej rozwiązań, które wcześniej już istniały (konieczna jest naturalnie w niektórych przypadkach modyfikacja rozwiązań, stosownie do nowych uwarunkowań).

- Przywrócenie opłat sieciowych węzłowych, a w szczególności dystansowych. Jest to niezbędne w celu wyeliminowania subsydiowania skrośnego między odbiorcami końcowymi zasilanymi z sieci o danym poziomie napięciowym, w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania rynku bilansującego, a także w celu zagwarantowania przemysłowym źródłom wytwórczym obiektywnych warunków rynkowych rozwoju.
- Przywrócenie pełnego finansowania przyłączy przez użytkowników sieci. To rozwiązanie jest niezbędne w celu wyeliminowania subsydiowania skrośnego między odbiorcami końcowymi zasilanymi z sieci o danym poziomie napięciowym, zagwarantowania przemysłowym źródłom wytwórczym obiektywnych warunków rynkowych rozwoju, a dodatkowo także w celu ograniczenia inwestowania w wielkie źródła systemowe.
- Przywrócenie zasady pokrywania kosztów opłaty przesyłowej przez wytwórców. Przy tym na obecnym etapie należy zdecydowanie rozszerzyć, jakościowo i ilościowo,

zakres pokrywania kosztów opłaty przesyłowej przez wytwórców w stosunku do stanu, kiedy zasada ta obowiązywała tylko użytkowników sieci przesyłowej i polegała na rozłożeniu kosztów sieci przesyłowej między wytwórców i zakłady energetyczne po połowie. Obecnie należałoby wprowadzić zasadę pokrywania przez wytwórców kosztów usługi przesyłowej, np. w wysokości 50%, zarówno siecią przesyłową jak i sieciami rozdzielczymi. (Wprowadzenie zasady pokrywania kosztów usługi przesyłowej przez wytwórców zagwarantuje obniżenie kosztów usług przesyłowych na skutek poprawy efektywności ekonomicznej w tym segmencie elektroenergetyki, a także zapewni obiektywne warunki rynkowe rozwoju produkcji energii elektrycznej, mianowicie ograniczy rozwój wielkich źródeł systemowych, przyspieszy rozwój generacji własnej w przypadku wielkich odbiorców przemysłowych).

Potencjał korzyści wielkich odbiorców – konieczność zastąpienia ekonomiki kosztowej i rozrastającej się regulacji w elektroenergetyce ekonomiką rynkową (pełnym otwarciem rynku)

Ekonomika rynkowa małych (w tym przemysłowych) źródeł energii elektrycznej jest bardzo wrażliwa na rozwiązania handlowo-własnościowe.

Możliwe są przy tym trzy warianty rozwiązania problemu.

Warianty handlowo-własnościowe:

I. Wytwórca lokalny sprzedaje energię elektryczną do spółki dystrybucyjnej

Cena sprzedaży (na rynku, przy istniejących regulacjach): **120 zł/MWh**, Akcyza: **20 zł/MWh**.

- Maksymalny dopuszczalny koszt bez akcyzy: **100 zł/MWh**.

II. Wytwórca lokalny sprzedaje energię elektryczną bezpośrednio do odbiorcy

Cena sprzedaży: **180 zł/MWh** (wg zasady kosztu unikniętego, w stosunku do taryfy spółki dystrybucyjnej).

- Maksymalny dopuszczalny koszt w przypadku źródła nie będącego odnawialnym (po odjęciu akcyzy): **160 zł/MWh**.
- Maksymalny dopuszczalny koszt w przypadku źródła odnawialnego (nie obciążonego akcyzą): **180 zł/MWh**.

III. Źródło przemysłowe stanowi własność odbiorcy (produkcja na potrzeby własne)

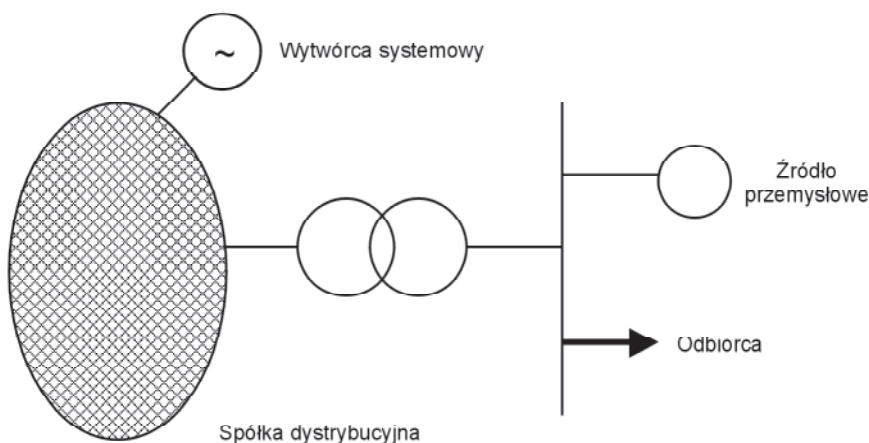
Wartość energii: **180 zł/MWh** (wg zasady kosztu unikniętego, w stosunku do taryfy spółki dystrybucyjnej).

- Maksymalny dopuszczalny koszt: **180 zł/MWh** (niezależnie od tego czy źródło jest odnawialne czy nie).

Chociaż przedstawione dane liczbowe mają tylko charakter ilustracyjny, to jednak wynika z nich znaczny potencjał korzyści dla wielkich odbiorców, osiągalny w przypadku produkcji energii elektrycznej we własnych źródłach. Możliwe do zastosowania nowe technologie wytwórcze znacznie ten potencjał zwiększają.

Szczególne znaczenie wśród technologii mają przy tym technologie hybrydowe, które znacznie ułatwiają zarządzanie ryzykiem ekonomicznym źródeł wytwórczych. Na przykład, technologie hybrydowe zastosowane w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej, polegające na wykorzystaniu gazu ziemnego i biopaliw, mają szereg cech zapewniających im przewagę rynkową, a mianowicie:

- ◆ duże możliwości zarządzania ryzykiem rynkowym wynikające z połączenia dwóch biegunowo różnych struktur kosztów (gaz ziemny – wysokie koszty zmienne, niskie koszty stałe; biopaliwa – odwrotnie);
- ◆ wysoka elastyczność (ekonomika), regulacyjność (jakość) i pewność (bezpieczeństwo) dostaw ciepła, energii elektrycznej (a także zimna) w przemysłowych systemach energetycznych, wynikające z zastosowania gazu ziemnego w układach hybrydowych;
- ◆ korzystne perspektywy (technologiczne i ekonomiczne) zgazowywania biomasy jako podstawowego sposobu jej wykorzystania w energetyce (czyli duża zdolność technologii gazowo-biopaliwowych do absorpcji postępu technologicznego).



Rys. 1. Schemat systemu elektroenergetycznego

Ceny energii elektrycznej i gazu w perspektywie 20 lat – dobra wiadomość dla odbiorców końcowych na świecie, ale nie w Polsce

Pętla zadłużenia ekspansjonistycznych przedsiębiorstw energetycznych (szczególnie elektroenergetycznych) jest i będzie w najbliższych latach przyczyną ich przeceny. Oczywiście, przecena w tym przypadku będzie znacznie mniejsza niż w przypadku przedsiębiorstw telekomunikacyjnych (zwłaszcza europejskich) i ogólnie przedsiębiorstw z sektora nowej ekonomii, ale dla właścicieli i tak będzie to przecena niezwykle dotkliwa. Przykłady liczbowe (niektóre) ilustrujące zagrożenie są następujące: *EdF* ma dług około 30 mld euro (dług ten posłużył głównie do agresywnego sfinansowania zagranicznych inwestycji kapitałowych w krajach Ameryki Południowej, które otwały swoje rynki energii elektrycznej), jednocześnie Komisja Europejska prowadzi śledztwo odnośnie do nielegalnej (w świetle prawa konkurencji) pomocy państwa dla *EdF* w wysokości 1 mld euro (w postaci ulg podatkowych oraz obniżenia kosztu kredytów wynikającego z gwarancji państwowych).

Niemiecki *E.ON* wydał w ciągu ostatnich dwóch lat na akwizycję 30 mld euro, a obecnie stara się o kredyt 15 mld euro (największy, o jaki wystąpiło dotychczas przedsiębiorstwo europejskie) na refinansowanie długu i na nowe przejęcia. Długi amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych (elektroenergetycznych i gazowniczych) osiągnęły 500 mld USD i grożą serią bankructw (*ENRON* zbankrutował w pierwszej połowie 2002 roku na skutek utraty możliwości obsługi długu wynoszącego 17 mld USD).

Złe (nietrafione) inwestycje w warunkach konkurencji prowadzą generalnie do obniżenia wartości przedsiębiorstw, bo przy nadwyżkach mocy wytwórczych nie ma możliwości zwiększania ich przychodów (uzyskania zwrotu kapitału wynikającego z warunków na rynkach kapitałowych) poprzez wzrost cen. Na przykład niezależna prognoza agencji ratingowych (w tym agencji Standard & Poor) dla Wielkiej Brytanii mówi o tym, że ceny energii elektrycznej w tym kraju nie wzrosną w najbliższym dziesięcioleciu (ale obniży się wartość papierów dłużnych/obligacji wyemitowanych przez wytwórców). Duże znaczenie ma to, że prognoza dla Wielkiej Brytanii jest spójna z innymi prognozami, np. z prognozą dla USA. Mianowicie, zgodnie z raportem EIA (Energy Information Administration), opublikowanym na stronie [www.bchp.org/policy-energy.htm] przeciętna cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w USA w ciągu dwóch kolejnych dziesięcioleci (do 2020 roku) będzie praktycznie stabilna.

Bardziej dokładnie: w 2000 roku cena ta wynosiła 6,9 UScentów/kWh, do 2006 roku jest spodziewana obniżka do około 6,3 UScentów/kWh, ten poziom ceny będzie się utrzymywał do około 2015 roku, następnie cena zacznie nieznacznie rosnąć do około 6,5 UScentów/kWh. Przyczyną obniżki cen w okresie do 2006 roku będzie obniżka kosztów eksploatacji (nie obejmujących kosztów paliwa), a także obniżka kosztów administracyjnych i innych. Przyczyną wzrostu cen po 2015 roku będzie wzrost cen gazu

ziemnego oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, głównie w sektorze komunalno-bytowym.

Innym ważnym doświadczeniem jest kryzys kalifornijski, a także napięty bilans energetyczny w Irlandii. Doświadczenie to pokazuje, że przy współczesnych możliwościach (technicznych, kapitałowych) prawidłowa jest sekwencja rozwojowa: najpierw silna gospodarka i w trybie nadążnym zaspokajanie potrzeb na energię elektryczną (nawet przy pewnych napięciach bilansowych).

Odwrotna sekwencja: najpierw budowa mocy wytwórczych, aby nie brakło jej gospodarce, która będzie się w przyszłości rozwijać, jest natomiast coraz mniej uprawniona (gdyż środków wydanych na rezerwy mocy braknie na rozwój gospodarki). Taka jednak sekwencja została niestety zastosowana w Polsce. Wszystkie inwestycje objęte kontraktami długoterminowymi kosztują około 30 mld zł. Uwzględniając te inwestycje i niezbędne dalsze, a także wysokie ceny węgla i wysokie koszty pracy należy się liczyć w Polsce z systematycznym wzrostem cen energii elektrycznej w okresie do 2020 roku (przy obecnej przeciętnej cenie około 6 UScentów/kWh).

Zakończenie

Przytoczone ceny energii elektrycznej są cenami przeciętnymi dla odbiorców końcowych, tzn. uwzględniają przemysł, usługi i ludność. Porównanie perspektyw cenowych w Polsce, w UE i w USA w przypadku samego przemysłu jest jeszcze bardziej niekorzystne. Decyduje o tym w szczególności porównanie cen obecnych.

Na przykład w Polsce cena energii elektrycznej dla przemysłu wynosi około 4 UScentów/kWh i jest taka jak w USA (a także w Grecji, Irlandii). Jest to cena wyższa niż we Francji (3 UScentów/kWh). Coraz mniej jest natomiast krajów, w których jednostkowy koszt dostaw energii elektrycznej dla przemysłu jest wyższy niż w Polsce (do krajów takich należą jeszcze Niemcy, z ceną 7 UScentów/kWh).

Jeżeli zatem odbiorcy przemysłowi (zwłaszcza wielcy) nie zadbają we własnym zakresie o tańszą energię elektryczną, to będą systematycznie tracić konkurencyjność na światowych rynkach (i w Polsce). Dlatego kluczowe znaczenie ma zapewnienie sobie przez wielkich odbiorców dostępu do energii elektrycznej po cenach porównywalnych z cenami, które płacą ich (wielkich odbiorców) konkurenci (na rynkach globalnych).

Pełna liberalizacja rynku energii elektrycznej w tym segmencie nie może być dalej absolutnie hamowana. Pełna liberalizacja oznacza przy tym uwolnienie wielkich odbiorców (reprezentujących część gospodarki potrzebującą najpilniej głębokiej restrukturyzacji) od wszelkich stranded costs elektroenergetyki, nie tylko przyszłych, ale również obecnych (oczywiście, trzeba też wyeliminować mechanizm pokrywania stranded costs wielkich odbiorców w formie pomocy państwowej).

