

Jacek KAMIŃSKI*

Reformy rynkowe w sektorze elektroenergetycznym i ich skutki dla górnictwa węgla kamiennego

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono reformy rynkowe, jakie przeprowadzane są w sektorze elektroenergetycznym w Europie od początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, ich cele i oczekiwane efekty dla odbiorców energii elektrycznej. Do najważniejszych reform rynkowych należą bez wątpienia komercjalizacja i prywatyzacja sektora, wdrożenie rozdziału działalności (unbundling) i zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) oraz konkurencji w wytwarzaniu i sprzedaży energii elektrycznej. Ze względu na fakt, iż reformy te przeprowadzane są w sektorze silnie powiązanym w polskich warunkach z górnictwem węgla kamiennego, co jest konsekwencją wysokiej pozycji węgla jako podstawowego paliwa do produkcji energii elektrycznej, podjęto w artykule próbę przeanalizowania skutków, jakie wdrożenie tych reform może mieć dla górnictwa w długim okresie czasu.

SŁOWA KLUCZOWE: reformy rynkowe, sektor elektroenergetyczny, węgiel kamienny

Wprowadzenie

Reformy rynkowe w sektorze elektroenergetycznym są odzwierciedleniem ogólnoświatowego trendu liberalizacyjnego w gospodarce, zmierzającego do zmniejszenia roli państwa

* Mgr inż. — Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
e-mail: kamjacek@min-pan.krakow.pl

Recenzent: dr inż. Urszula LORENZ

w sektorach uważanych dotychczas za takie, które nie mogą funkcjonować na zasadach rynkowych. Wymienić należy tu przede wszystkim elektroenergetykę, telekomunikację, transport kolejowy i lotniczy. Reformy rynkowe są konsekwencją nie tylko braku możliwości zapewnienia przez państwo koniecznych zasobów ekonomicznych i finansowych przedsiębiorstwom funkcjonującym we wspomnianych sektorach, ale wynikają także z nadmiernego poziomu kosztów przenoszonych bezpośrednio na ceny. Jednym z głównych celów liberalizacji jest wymuszenie wzrostu efektywności przedsiębiorstw oraz obniżenie kosztów prowadzenia działalności, a w konsekwencji cen oferowanych konsumentom. Wdrażanie reform rynkowych w elektroenergetyce wpływa pośrednio na sektor bardzo silnie z nim związany, a mianowicie górnictwo węgla kamiennego. Wynika to z faktu, iż to właśnie węgiel jest podstawowym paliwem do produkcji energii elektrycznej w Polsce, będąc jednocześnie głównym składnikiem kosztów wytwarzania. Zmuszeni do agresywniejszego działania na rynku wytwórcy energii elektrycznej będą więc w coraz większym stopniu wywierać presję na górnictwo, chcąc przerzucić na nie część ryzyka, którym nie będą już mogli obarczyć konsumenta.

Celem artykułu jest analiza reform rynkowych w sektorze elektroenergetycznym pod kątem ich wpływu na górnictwo węgla kamiennego w długim terminie czasu. Artykuł rozpoczyna się krótkim przedstawieniem reform liberalizujących rynek energii elektrycznej. Następnie przeprowadzono analizę oddziaływań wspomnianych reform na górnictwo węgla kamiennego. W podsumowaniu zawarto najważniejsze wnioski z przeprowadzonych badań.

Reformy rynkowe w sektorze elektroenergetycznym

Idea wdrożenia reform rynkowych w sektorze elektroenergetycznym powstała w pewnym sensie jako konsekwencja analizy funkcjonowania tego sektora w formie monopolu. Struktura ta zapewniała wprawdzie większe bezpieczeństwo energetyczne państwa, ale z drugiej strony wiązała się z licznymi wadami, wśród których jako najistotniejsze wymienić należy (Couch 2004):

- ✧ niegospodarność i nieefektywność działania przedsiębiorstw energetycznych, a w konsekwencji straty pokrywane zazwyczaj przez konsumentów lub ze środków budżetowych,
- ✧ ograniczony dostęp do kapitału inwestycyjnego w przedsiębiorstwach będących własnością Skarbu Państwa,
- ✧ nadmierny wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej, powodujący wzrost cen,
- ✧ nieodpowiedni poziom świadczonych usług.

Reformy rynkowe w sektorze elektroenergetycznym doprowadzić mają z czasem do (Dyrektywa 2003/54/EC; Mielczarski 2000):

- ✧ poprawy efektywności funkcjonowania sektora elektroenergetycznego,
- ✧ obniżki kosztów dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego,

- ✧ stworzenia zachęt do inwestowania w nowoczesne źródła wytwarzania energii i rozwój nowych technologii,
- ✧ zapewnienia odbiorcom możliwości wyboru dostawcy energii, poprzez wprowadzenie konkurencji na rynku energii elektrycznej,
- ✧ wzrostu standardów usług,
- ✧ poprawy jakości zasilania w energię elektryczną.

Pomimo tak szerokich celów, jakie przyświecają wdrożeniu reform rynkowych w sektorze elektroenergetycznym, jednym z najczęściej wymienianych korzyści, które bezpośrednio odczuć ma konsument, jest obniżka cen energii elektrycznej. Warto jednak zauważyć, że urynkowanie elektroenergetyki nie może być kojarzone jedynie ze spadkiem cen energii dla wszystkich grup odbiorców¹. W polskich warunkach można spodziewać się jednak niższych cen dla sektorów zużywających duże ilości energii, co zostanie szerzej opisane w dalszej części artykułu.

Wdrożenie reform rynkowych umożliwiających osiągnięcie wspomnianych celów jest procesem skomplikowanym, kosztownym i długotrwałym, trwającym zazwyczaj od kilku do kilkunastu lat. Za kluczowe w procesie liberalizacji rynku energii elektrycznej należy uznać następujące, wzajemnie ze sobą powiązane, reformy (Rousaki i in. 1999; Vine i in. 2003):

- ✧ Komerccjalizacja — rozumiana jako wprowadzenie celów komercyjnych w procesie zarządzania jednostkami gospodarczymi, których właścicielem jest Skarb Państwa. Przedsiębiorstwa energetyczne stają się jednostkami niezależnymi, w pełni odpowiedzialnymi za swoje działania na rynku, na zasadach podobnych do przedsiębiorstw sektora prywatnego.
- ✧ Prywatyzacja — oznacza przekazanie jednostek gospodarczych będących w posiadaniu Skarbu Państwa właścicielom prywatnym. Państwo może zdecydować, czy sprywatyzować cały sektor energetyczny czy też jego część. Najczęściej w pierwszej kolejności prywatyzowany jest podsektor wytwarzania energii elektrycznej, a dopiero później podsektor transmisji i dystrybucji energii elektrycznej.
- ✧ Unbundling — czyli podzielenie funkcji pełnionych przez zintegrowane pionowo podmioty i traktowanie ich jako odrębnie prowadzone działalności, w strukturze danego przedsiębiorstwa lub jako osobne przedsiębiorstwo. Najważniejszym celem wprowadzenia unbundlingu jest wydzielenie działalności podlegających regulacji od działalności konkurencyjnej. Unbundling ma ważne znaczenie w procesie kreowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej ze względu na funkcję przeciwdziałającą subsydiowaniu skrośnemu (Theobald, Koszałka 2003).
- ✧ Dostęp stron trzecich do sieci (zasada TPA — *Third Party Access*) — czyli umożliwienie uprawnionym odbiorcom zakupów energii elektrycznej bezpośrednio u wytwórców. Odbiorcy uiszczają ponadto opłatę transmisyjną za przesył energii od producenta. Początkowo możliwe było wybranie jednego z trzech modeli dostępu do sieci

¹ Dotychczasowe obserwacje wykazują, że ceny mogą wzrosnąć w niektórych segmentach rynku (Vine i in. 2003, Sioshansi 2001).

(Dyrektywa 96/92/EC): regulowanego, negocjowanego lub modelu pojedynczego kupca (*single buyer*). Od 2003 r. możliwy jest tylko system TPA regulowany (Dyrektywa 2003/54/EC), w którym administracyjnie określone są warunki usług przesyłowych zatwierdzane przez organ regulacyjny w formie taryfy, niedyskryminującej przedsiębiorstwa z innych państw Unii Europejskiej.

- ✧ Konkurencja — jest kluczową reformą liberalizującą rynek energii elektrycznej. W odróżnieniu od przesyłu i dystrybucji, w sektorach wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej można ją wprowadzić. W sektorze wytwarzania energii elektrycznej producenci konkurują na rynku hurtowym, natomiast w sektorze sprzedaży spółki obrotu konkurują na rynku detalicznym.

Prekursorem wprowadzania rozwiązań rynkowych w sektorze elektroenergetycznym w Europie jest Wielka Brytania, która zapoczątkowała wdrażanie zmian już z początkiem lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku. Od 1990 r. zaczęły obowiązywać w Wielkiej Brytanii nowe zasady na wykreowanym rynku energii elektrycznej. Wyprodukowana przez elektrownie energia była sprzedawana do scentralizowanego rynku ofertowego energii elektrycznej (*pool*), skąd następnie była kupowana przez dostawców (dystrybutorów) detalicznych. Wprowadzone w owym czasie w Wielkiej Brytanii rozwiązania rynkowe były kompromisem, jaki udało się uzyskać w sektorze elektroenergetycznym zdominowanym przez związki zawodowe, niechętne jakimkolwiek zmianom zmierzającym do poprawy funkcjonowania elektroenergetyki (Green 2003). Kolejnymi, powstałymi do połowy lat dziewięćdziesiątych, były rynki energii w Norwegii, Finlandii i Szwecji. Pozytywne doświadczenia z pierwszych lat funkcjonowania tych rynków skutkowały przyjęciem przez Parlament Europejski i Radę Dyrektywy 96/92/EC w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, stanowiącej podwaliny dla europejskiego rynku energii. Dyrektywa określiła między innymi strukturę, w jakiej funkcjonować mają narodowe rynki energii oraz czas, w jakim wybrane grupy odbiorców mają mieć możliwość skorzystania z zakupu energii na zasadach rynkowych. Dyrektywa 96/92/EC została 26 czerwca 2003 r. zastąpiona dyrektywą 2003/54/EC. Jednym z najważniejszych zapisów w niej zawartych jest ustalenie terminu pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej na 1 lipca 2004 r. dla wszystkich odbiorców prowadzących działalność gospodarczą, a od 1 lipca 2007 r. dla wszystkich gospodarstw domowych.

Oddziaływanie reform liberalizujących rynek energii elektrycznej na górnictwo węgla kamiennego

Wdrożenie rynkowych reform w sektorze elektroenergetycznym powoduje, że funkcjonujące w nim podmioty zmieniają podejście do prowadzonej dotychczas działalności.

Stają się bardziej odpowiedzialne za przeprowadzane działania wiedząc, że nie mogą już oczekiwać pomocy ze strony państwa, podobnie jak nie mogą bezproblemowo przesuwać całości kosztów (bez względu na sensowność ich ponoszenia) na konsumentów. Dlatego też w głównej mierze próbują przenieść ryzyko, związane z funkcjonowaniem na rynku, na dostawców paliw do produkcji energii elektrycznej, w tym na górnictwo węgla kamiennego.

Komercjalizacja i prywatyzacja

Komercjalizacja przeprowadzona w polskim sektorze elektroenergetycznym zwiększyła w znacznym stopniu efektywność działania przedsiębiorstw energetycznych. Doświadczenia z prywatyzacji niektórych polskich elektrowni i elektrociepłowni wskazują, że efektywność funkcjonowania sprywatyzowanych podmiotów wzrasta w jeszcze większym stopniu w stosunku do podmiotów skomercjalizowanych.

Charakterystycznym dla sektora elektroenergetycznego z przewagą własności państwowej w Niemczech, Hiszpanii czy Wielkiej Brytanii było wspieranie krajowych producentów węgla kamiennego poprzez ograniczenia możliwości dokonywania zakupów importowanego węgla nawet, gdy import tego surowca z zagranicy był bardziej opłacalny (Whittington, Bellhouse 2000). Ograniczenia takie miały charakter:

- ✧ formalny — np. regulacje w zakresie ograniczeń importu węgla,
- ✧ nieformalny — np. zobligowanie zarządów elektrowni do kupowania węgla krajowego, nie wynikające z żadnych regulacji.

W przypadku, gdy producent energii elektrycznej i dostawca paliwa mają tego samego właściciela (w polskich warunkach — Skarb Państwa), nawet po przeprowadzonej komercjalizacji sytuacje takie są wciąż możliwe. Jednakże w przypadku podmiotów sprywatyzowanych, funkcjonujących w sektorze wytwarzania, producent energii elektrycznej w procesie podejmowania decyzji największy nacisk kładzie na argumenty ekonomiczne. Dlatego też, jeżeli z jakiegokolwiek powodu bardziej będzie dla niego opłacalne kupowanie węgla importowanego, to będzie z takiej możliwości korzystał. Jeśli natomiast zaoferowane zostaną mu odpowiednie warunki zakupu węgla krajowego, pozostanie przy węglu krajowym. Utrzymanie pozycji podstawowego dostawcy węgla do produkcji energii elektrycznej będzie więc w dużej mierze zależało od kształtowania się poziomu cen na rynkach światowych i konkurencyjności węgla krajowego. Potwierdzeniem takiej sytuacji jest fakt, iż praktycznie wszystkie sprywatyzowane podmioty sektora wytwarzania przeprowadzają na bieżąco kalkulację opłacalności pozyskania węgla z importu. Dla wytwórców sprywatyzowanych nie ma także znaczenia, czy węgiel przez nich kupowany jest subsydiowany czy nie, gdyż chcą oni dokonywać zakupów węgla o określonej jakości po możliwie najniższych cenach. Przykładem tego może być możliwość dokonywania zakupów paliwa z importu przez elektrownie funkcjonujące w północnej Polsce. Z badań przeprowadzonych w 2003 r. (Suwała, Kamiński 2003) wynika, iż cena węgla kamiennego sprowadzanego z portów ARA

może być konkurencyjna w porównaniu z ceną węgla krajowego dla odbiorców z północnej części Polski w długim terminie. W chwili obecnej ceny węgla na rynkach światowych wciąż utrzymują się na wysokim poziomie, skutkiem czego nie jest ekonomicznie uzasadnione importowanie węgla do Polski z portów ARA. W wypadku sprywatyzowania tych elektrowni podejmowane decyzje opierać się będą jedynie o rachunek ekonomiczny, więc jeśli cena węgla na rynkach światowych powróci do niższego poziomu, elektrownie te mogłyby zrezygnować z części węgla krajowego².

Konkurencja w sektorze wytwarzania energii elektrycznej

Wdrożenie konkurencji w sektorze wytwarzania jest jedną z najważniejszych reform rynkowych w elektroenergetyce. Bezpośrednim skutkiem wdrożenia tej reformy jest to, że elektrownie i elektrociepłownie, chcąc dalej prowadzić działalność gospodarczą, będą musiały rozpocząć prawdziwą walkę o klienta. Silna presja konkurentów na rynku energii elektrycznej skutkować będzie podjęciem przez elektrownie szeregu działań umożliwiających utrzymanie się na rynku. Jednym z podstawowych kierunków, zwłaszcza na typowym rynku produktów homogenicznych, jest ograniczenie kosztów produkcji. Do najważniejszych działań umożliwiających osiągnięcie tego celu zaliczyć należy:

- ✧ obniżkę poszczególnych składników kosztów wytwarzania energii elektrycznej, w tym kosztów paliwa i kosztów związanych z ochroną środowiska,
- ✧ modernizację i/lub ewentualną zmianę technologii wytwarzania,
- ✧ redukcję zatrudnienia,
- ✧ konsolidację poziomą,
- ✧ integrację pionową.

Działania te bardzo silnie oddziałują na dostawców paliw do produkcji energii elektrycznej. Dość charakterystyczna jest wspomniana już wcześniej próba przenoszenia ryzyka związanego z funkcjonowaniem na konkurencyjnym rynku energii na dostawców paliw do produkcji energii elektrycznej.

Producent energii elektrycznej, który chce skutecznie konkurować z innymi podmiotami sektora wytwarzania, uwzględnia wszelkie koszty, jakie niesie za sobą wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o wybrane nośniki energii pierwotnej i technologie produkcji energii. Po przeprowadzeniu analizy opłacalności projektów inwestycyjnych podejmuje decyzję o wyborze najkorzystniejszego dla niego projektu.

² Osobnym zagadnieniem wymagającym analizy są możliwości przeładunkowe portów, przygotowanych głównie do eksportu polskiego węgla.

Ceny nośników energii pierwotnej i stabilność dostaw paliw

Czynnikiem wpływającym bezpośrednio na zależności między reformami rynkowymi w sektorze elektroenergetycznym a górnictwem jest cena nośników energii pierwotnej, wpływająca na konkurencyjność węgla kamiennego w porównaniu z innymi nośnikami energii. Ze względu na znaczny udział kosztów paliwowych w kosztach produkcji energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych na węglu kamiennym i brunatnym (średnio ok. 55% w 2003 r.) stanowi on jeden z najważniejszych obszarów, w których zarządy elektrowni i elektrociepłowni szukają oszczędności. Wynegocjowanie korzystniejszych warunków zakupu paliwa wiąże się z możliwością zaoferowania odbiorcy niższych cen energii elektrycznej lub powiększeniem zysku generowanego przez przedsiębiorstwo. Można się więc spodziewać, że presja konkurencji w sektorze wytwarzania skutkować będzie większym naciskiem na spółki węglowe, aby sprzedawały węgiel taniej. Należy jednak podkreślić, że pozycja negocjacyjna elektroenergetyki będzie silnie uzależniona od ceny węgla kamiennego na rynkach światowych. Przy obecnych, wciąż wysokich, cenach węgla importowanego to właśnie sektor górniczy ma większy wpływ na kształtowanie cen w procesach negocjacyjnych. Sytuacja ta może się jednak istotnie zmienić w przypadku obniżenia cen węgla importowanego.

Istotnym efektem reform rynkowych w elektroenergetyce jest stworzenie — poprzez liberalizację rynku — dogodniejszych warunków dla rozwoju elektroenergetyki opartej o gaz ziemny. Wynika to przede wszystkim z niższych nakładów inwestycyjnych, koniecznych do poniesienia w przypadku kotłów i turbin gazowych (ok. 600 EUR/kW, przy około 1200–1600 EUR/kW mocy zainstalowanej dla instalacji opartych o węgiel kamienny), a w związku z tym krótszego okresu zwrotu inwestycji. Jednakże w warunkach Polski, rozwój elektroenergetyki opartej o gaz ziemny uzależniony będzie głównie od konkurencyjności tego paliwa w stosunku do węgla. Pozytywny wpływ na ewentualny rozwój elektroenergetyki gazowej może mieć liberalizacja rynku gazu, która podobnie jak w sektorze elektroenergetycznym wpłynąć powinna na obniżenie cen gazu dla dużych odbiorców. Tymczasem utrzymanie monopolistycznej pozycji PGNiG S.A. z pewnością nie wpływa korzystnie na pozycję gazu jako konkurencyjnego paliwa do produkcji energii elektrycznej. Dalsze opóźnienie otwarcia rynku gazu skutkować będzie utrzymaniem niskiej konkurencyjności tego paliwa. Na niekorzyść gazu ziemnego świadczy również fakt, iż ze względu na znacznie większy udział kosztów paliwowych w elektrowniach gazowych są one szczególnie wrażliwe na ryzyko zmieniających się cen, co nabiera szczególnego znaczenia w aspekcie znacznej w ostatnich latach fluktuacji cen gazu ziemnego³. Warto podkreślić, że zaletą węgla kamiennego w porównaniu z gazem jest również możliwość łatwego magazynowania, co umożliwi korzystanie ze zgromadzonych wcześniej zapasów w okresie wysokich cen lub w przypadku przejściowych problemów z dostawą paliwa. Magazynowanie gazu jest znacznie bardziej skomplikowane i kosztowne. Na konkurencyjnych

³ Planowanie długoterminowe staje się tym trudniejsze, im bardziej niestabilna jest cena paliwa.

rynkach energii popyt i dostępność nośników energii pierwotnej są znacznie trudniejsze do przewidzenia, więc ryzyko związane z brakiem dostaw paliwa musi być uwzględniane w działalności przedsiębiorstwa (Rousaki i in. 1999; Lee 2004; Couch 2004).

Jednym ze sposobów zabezpieczenia się przed drastycznymi wahaniami cen może być zawieranie kontraktów długoterminowych na zakup węgla. Tymczasem obserwacje na rynkach zliberalizowanych na świecie wskazują, iż stopniowo odchodzi się od kontraktów długoterminowych na zakup węgla. Zauważalna jest tendencja do skracania terminów kontraktów na dostawy węgla tak, aby zsynchronizować dostawy węgla z popytem na energię elektryczną. Ilość węgla kamiennego zakupywanego w kontraktach długoterminowych jest obecnie silnie uzależniona od długoterminowych prognoz sprzedaży energii elektrycznej. Odzwierciedleniem tej tendencji jest zwiększenie udziału transakcji spotowych w całkowitej ilości węgla importowanego do Unii Europejskiej z 14% w 1980 r. do 65% w 2000 r.⁴ (Copley 2004). Wytwórcy odchodzą od kontraktów długoterminowych, licząc na okazyjne zakupy węgla w niższej cenie.

Regulacje w zakresie ochrony środowiska

Dla wytwórców funkcjonujących na konkurencyjnym rynku energii regulacje w zakresie ochrony środowiska stanowią istotny punkt w długoterminowych planach rozwojowych. Wynika to przede wszystkim z faktu, iż koszty związane z ochroną środowiska są jedną z ważniejszych pozycji w strukturze kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Obniżenie ich stanowi atut pozwalający uzyskać przewagę nad pozostałymi konkurentami, umożliwia obniżenie ceny energii elektrycznej bez ponoszenia strat lub zwiększa wynik finansowy producenta. Czynnikiem ten ma jeszcze większe znaczenie w aspekcie braku możliwości bezpośredniego przeniesienia kosztów związanych z ochroną środowiska na konsumentów. W zależności od obciążeń, jakie nakładane są na wytwórcę przez państwo, producent wybierze takie paliwo i taką technologię produkcji, która umożliwi mu osiągnięcie najwyższej efektywności ekonomicznej. Z punktu widzenia kosztów środowiskowych wytwórca może więc dokonać wyboru między następującymi opcjami (Kamiński 2003):

- ✧ optymalizacja zakupu paliw tak, aby sprostały wymaganiom emisyjnym,
- ✧ modernizacja lub budowa nowych kotłów,
- ✧ budowa instalacji odsiarczania i odpylania spalin,
- ✧ zmiana technologii produkcji energii elektrycznej na oparte o paliwa emitujące mniej szkodliwych związków do atmosfery (np. gaz ziemny),
- ✧ inwestycja w odnawialne źródła energii.

⁴ W wyniku takich zmian w zakupach węgla kamiennego bardzo silnie rozwinął się rynek instrumentów pochodnych, pozwalający zabezpieczać się przed skutkami fluktuacji cen węgla, co bezpośrednio wpływa na zmniejszenie ryzyka działalności wytwórców. Rynek instrumentów pochodnych będzie rozwijał się wraz z rozwojem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej (Rousaki i in. 1999).

Potwierdzeniem ważności tego czynnika dla podmiotów funkcjonujących na rynku konkurencyjnym jest fakt, iż bardzo często przeprowadzają oni analizy, które mają dać odpowiedź na pytanie: jak kształtować politykę w zakresie ochrony środowiska przy najniższych możliwych kosztach. Wnioski z takich analiz są kluczowe dla przyszłości przedsiębiorstwa, jako że decyzje o budowie lub modernizacji muszą być podejmowane na wiele lat przed terminem oddania do użytku. Warto podkreślić, iż najczęściej takie analizy prowadzone są przez podmioty sprywatyzowane, aktywnie uczestniczące w rynku energii elektrycznej.

Kluczowymi dla funkcjonowania elektroenergetyki opartej na węglu są normy ograniczające emisję SO_2 , NO_x i pyłu. Nowe, znacznie bardziej rygorystyczne regulacje wynikające z dyrektywy LCP (Dyrektywa 2001/80/EC) ze względu na derogacje zaczną obowiązywać w Polsce od 2016 i 2017 roku. Jednak dla elektrowni i elektrociepłowni istotna będzie konieczność dostosowania się do postanowień Dyrektywy 2001/81/EC oraz ustaleń zapisanych w Traktacie akcesyjnym Polski, które nakładają limity krajowe emisji. Implementacja tych regulacji wymagać będzie znacznych inwestycji w elektroenergetyce, co może wpłynąć na poważne ograniczenie zdolności konkurowania elektrowni węglowych z innymi dostawcami energii elektrycznej. Dalsze zaostżanie przepisów z zakresu ochrony środowiska i konieczność szybkiego dostosowania się do nich może spowodować niechęć wytwórców do produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego. Dlatego też, chcąc utrzymać się na rynku mogą oni w długiej perspektywie czasu zrezygnować z tego paliwa. Wdrażanie coraz ostrzejszych norm wpływa także na pogorszenie sytuacji polskich producentów energii elektrycznej na europejskim rynku energii. Ich konkurencyjność po wdrożeniu nowych norm znacznie spadnie w porównaniu z wytwórcami z innych państw, nie wykorzystujących w tak znacznym stopniu węgla.

Krajowi wytwórcy energii elektrycznej, chcąc zabezpieczyć się przed niekorzystnym wpływem regulacji środowiskowych, poszukują rozwiązań najbardziej korzystnych dla nich pod względem kosztowym. Jednym z najtańszych rozwiązań jest zakup węgla o odpowiedniej jakości, pozwalający na sprostanie limitom, bez kosztownych inwestycji. Już teraz widoczny jest znaczny wzrost zainteresowania węglami niskosiarkowymi (o zawartości siarki poniżej 0,6%), gdyż są one w stanie zapewnić wytwórcom spełnienie ograniczenia emisji SO_2 bez ponoszenia dodatkowych kosztów inwestycyjnych w instalacje odsiarczania. Przykładem potwierdzającym dążenie producentów przygotowujących się do pełnego otwarcia rynku energii są 15-letnie umowy na zaopatrzenie w węgiel niskosiarkowy elektrociepłowni z Grupy EDF. Elektrociepłownie Kogeneracja S.A. i EC Kraków S.A. zgodnie z kontraktem kupią od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. 1,4 miliona ton węgla niskosiarkowego rocznie, co pozwoli im zredukować emisję SO_2 o 50% od początku 2008 r. Znacznie bardziej opłacalne dla tych wytwórców było więc zapewnienie sobie stałego dopływu paliwa o odpowiedniej jakości niż inwestowanie w kosztowne instalacje odsiarczania spalin. Pozytywnym aspektem z punktu widzenia przedsiębiorstwa górniczego będzie uzyskanie gwarancji wieloletniej sprzedaży wysokokalorycznego i niskosiarkowego węgla, co pozwoli KHW S.A. zoptymalizować procesy produkcyjne i inwestycyjne.

Istotnym czynnikiem, wpływającym na decyzje producentów o wyborze paliwa do produkcji energii elektrycznej, jest dążenie Unii Europejskiej do ograniczenia emisji CO₂. W szczególnie trudnej pozycji znajduje się węgiel kamienny i brunatny, którego spalanie powoduje znaczną emisję tego gazu. W najbliższym czasie regulacje w zakresie CO₂ mogą w znaczny sposób zniechęcić właścicieli elektrowni do inwestowania w źródła oparte o węgiel, co pośrednio wynika z wysokich cen, jakie osiągają uprawnienia do emisji na rynku europejskim⁵.

Unbundling i dostęp stron trzecich do sieci (TPA)

Unbundling, czyli rozdział działalności w przedsiębiorstwach energetycznych, jest jedną z podstawowych reform liberalizujących rynek energii elektrycznej. Skutki wprowadzenia rozdziału działalności są dla producentów węgla pozytywne, podobnie jak dla wielu innych przedsiębiorstw, zużywających znaczne ilości energii elektrycznej. Wdrożenie tej reformy utrudnia bowiem spółkom dystrybucyjnym działania monopolistyczne, a w szczególności subsydiowanie skrośne pomiędzy działalnością przesyłową i handlową, co wpływa znacząco na opłacalność skorzystania przez spółki węglowe z możliwości, jakie daje im zasada dostępu stron trzecich do sieci, a mianowicie zakupu energii bezpośrednio od producenta.

Wspomniane wyżej reformy stwarzają nowe warunki funkcjonowania nie tylko wytwórcom energii elektrycznej, ale przede wszystkim jej odbiorcom. Nie pozostają oni już tylko biernymi odbiorcami taryf zatwierdzanych przez organ regulacyjny, lecz jeśli tylko wykazują chęć, stają się aktywnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej. Szczególne uprawnienia mają duzi odbiorcy, wśród których z całą pewnością wymienić można kopalnie węgla kamiennego, działające w strukturach spółek węglowych. Większość z nich już parę lat temu uzyskała prawo do korzystania z zasady TPA, choć do dziś nie wszystkie z niej korzystają. Ma to tym większe znaczenie ze względu na udział kosztów energii w kosztach produkcji węgla kamiennego (4,89% w 2004 r.). Skorzystanie z możliwości jakie stwarza górnictwu zasada dostępu do sieci i ewentualne obniżenie kosztów energii tylko o 7,7 gr/tonę wydobytego węgla (co stanowi zaledwie 1% średniego, jednostkowego kosztu energii) pozwoliłoby na osiągnięcie oszczędności 7,82 mln zł w skali całego sektora górnictwa węgla kamiennego.

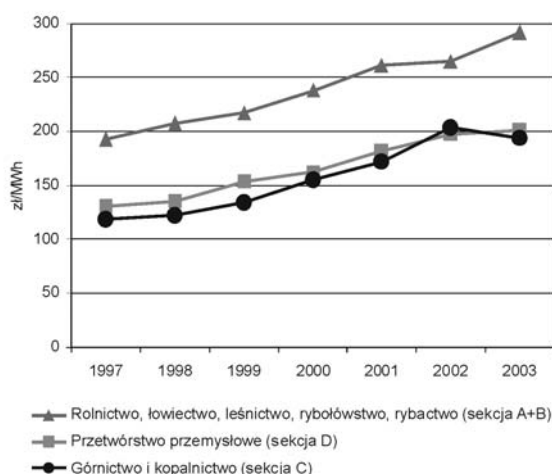
Przykładem przedsiębiorstwa, które podjęło ryzyko wejścia na konkurencyjny rynek energii i z powodzeniem na nim funkcjonuje, osiągając redukcję kosztów zużywanej energii jest Katowicki Holding Węglowy S.A. Spółka ta systematycznie rozwija politykę w zakresie efektywnego wykorzystania energii m. in. poprzez system wewnętrznego bilansowania i bieżącego optymalizowania procesu zakupów energii elektrycznej. KHW S.A. wykorzystuje także możliwości dodatkowego zwiększenia przychodów poprzez sprzedaż energii

⁵ Od 2005 r. rozpoczął funkcjonowanie europejski system handlu pozwoleniami na emisję według zasad określonych w Dyrektywie 2003/87/EC.

elektrycznej indywidualnym odbiorcom⁶ (Borsucki 2003 i 2004). Pomimo pozytywnych doświadczeń Holdingu z funkcjonowaniem na rynku energii elektrycznej należy wspomnieć, że związane jest ono również z szeregiem problemów. Najwięcej z nich należy doszukiwać się po stronie spółek dystrybucyjnych, które o ile to tylko możliwe nadinterpretują zapisy prawne tak, aby utrudnić odejście odbiorcy od standardowych rozliczeń taryfowych⁷.

Wdrożenie zasady TPA tworzy też szersze możliwości zawierania między spółkami węglowymi a elektrowniami umów wiązanych. Kopalnie mogłyby kupować energię elektryczną głównie od tych wytwórców, którym sprzedają paliwo do jej produkcji. Umowy te będą z pewnością korzystniejsze dla kopalni, niż taryfy oferowane przez zakłady energetyczne.

Problemem istotnym z punktu widzenia podmiotu kupującego energię na konkurencyjnym rynku energii jest jednak konieczność zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przykładem z sektora górnictwa może być KHW S.A., który musi kupować energię odnawialną stanowiącą określony procent sprzedaży całkowitej. Zatem paradoksalnie, producent węgla wspiera w ten sposób konkurencyjne w stosunku do węgla odnawialne źródła energii. Niedopełnienie tego obowiązku wiąże się z poważnymi karami finansowymi⁸.



Rys. 1. Ceny energii elektrycznej dla wybranych sekcji PKD, ceny bieżące [zł/MW·h]
 Źródło: opracowanie na podstawie: (Gospodarka..., 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004)

Fig. 1. Electricity prices for selected sectors, current prices [zł/MW·h]

⁶ Wydzielona część KHW S.A. pełni więc funkcję klasycznej „spółki obrotu” energią elektryczną, która kupuje energię u wytwórcy i dostarcza odbiorcy końcowemu, który uiszcza dodatkowo opłatę przesyłową.

⁷ Potwierdzeniem trudności w praktycznym wykorzystaniu zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA) są dane URE o liczbie podmiotów korzystających z niej. Główne bariery w szerszym wejściu odbiorców na rynek energii wynikają z: regulacji prawnych, regulacji technicznych, regulacji organizacyjno-strukturalnych oraz ograniczonego dostępu do informacji (szerzej: Skobel, Grabowski 2005).

⁸ Kara jest proporcjonalna do stopnia niewypełnienia obowiązku. Wynosi ona dwukrotność iloczynu niepokrytej zakupami ilości energii i średniej ceny energii ze źródeł odnawialnych.

Odzwierciedleniem pozytywnych aspektów, jakie niesie ze sobą reforma rynkowa w sektorze elektroenergetycznym, są zmiany zaobserwowane w cenach energii, uiszczanych przez górnictwo i kopalnictwo w porównaniu z innymi sekcjami PKD w 2003 r. (rys. 1).

W latach 1997—2002 zauważalny był systematyczny wzrost cen energii elektrycznej we wszystkich przedstawionych sekcjach. Jednakże w 2003 r. przy znacznym wzroście ceny energii dla rolnictwa, łowiectwa, leśnictwa, rybołówstwa i rybactwa (do prawie 300 zł/MW·h) nastąpiła stabilizacja ceny energii oferowanej dla przetwórstwa przemysłowego i — co warto podkreślić — spadek ceny, po jakiej kupowało energię górnictwo i kopalnictwo, do poziomu 193,78 zł/MW·h. Potwierdza to zwiększoną aktywność na kształtującym się w Polsce rynku energii elektrycznej dużych odbiorców, w tym przede wszystkim górnictwa. Należy przypuszczać, iż tendencja ta będzie miała charakter trwały.

Podsumowanie

Reformy rynkowe przeprowadzane systematycznie w sektorze elektroenergetycznym wpływają na funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego. Skutkują one z jednej strony pewnymi nowymi możliwościami, które może wykorzystać sektor górniczy będący znaczącym odbiorcą energii elektrycznej, z drugiej strony powodując zmianę pozycji górnictwa węgla kamiennego jako dostawcy paliwa do produkcji energii elektrycznej. Konieczność konkurowania elektrowni i elektrociepłowni między sobą oraz zwiększony nacisk właścicieli prywatnych na zarządy, aby osiągały coraz lepsze wyniki finansowe powodują, iż sektor górniczy będzie musiał dostosować się do nowych warunków. Konkurencja w elektroenergetyce skutkuje tym, że węgiel kamienny będzie musiał w długiej perspektywie czasu konkurować z innymi nośnikami energii pierwotnej, wykorzystywanymi w sektorze wytwarzania energii elektrycznej. W polskich warunkach, biorąc pod uwagę nośniki kopalne, wymienić należy przede wszystkim: węgiel brunatny i gaz ziemny oraz w bardzo ograniczonym stopniu mazut. W obecnej chwili najkorzystniejszą cenę energii elektrycznej zaoferować mogą elektrownie na węglu brunatnym (120,69 zł/MW·h — 2004 r.) i to właśnie one będą miały najsilniejszą pozycję na rynku. Energia produkowana w elektrowniach na węglu kamiennym i elektrociepłowniach osiągając wyższe ceny (odpowiednio 152,50 zł/MW·h i 148,72 zł/MW·h) będzie trudniejsza do sprzedania na w pełni konkurencyjnym rynku, co w połączeniu z ostrzejszymi regulacjami w zakresie ochrony środowiska w długiej perspektywie czasu może skutkować zmniejszonym popytem na energię elektryczną produkowaną w elektrowniach ciepłych na węglu kamiennym, a w konsekwencji doprowadzić może do ograniczenia popytu na ten nośnik energii. W krótkiej perspektywie czasu, krajowy węgiel kamienny jako paliwo do produkcji energii elektrycznej w porównaniu z gazem i odnawialnymi źródłami energii pozostaje bezkonkurencyjny.

Literatura

- BORSUCKI D., 2003 — KHW S.A. — wielozakładowe przedsiębiorstwo na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej, Rynek Energii Elektrycznej, Od Restrukturyzacji ... Do Unii Europejskiej, Referaty dodatkowe i referaty sponsorowane, Tom II, Lublin.
- BORSUCKI D., 2004 — Optymalizacja zarządzania mediami energetycznymi kopalń KHW S.A., Polityka Energetyczna, t.7, Zeszyt specjalny, IGSMiE PAN, Kraków.
- COPLEY Ch., 2004 — Coal Demand and Trade — Growth and Structural Change in a Competitive World Market, Materiały konferencyjne: Międzynarodowa Konferencja „Przyszłość węgla w gospodarce świata”, WEC - GIPH, Katowice.
- COUCH G.R., 2004 — Competitive situation of coal for power generation, IEA Clean Coal Centre, Londyn.
- Dyrektywa 2001/80/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania.
- Dyrektywa 2003/54/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej i uchylecia Dyrektywy 96/92/EC.
- Dyrektywa 2003/87/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 października 2003 r. ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w ramach wspólnoty zmieniająca dyrektywę Rady nr 96/61/EC.
- Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
- Gospodarka paliwowo-energetyczna, wydania z lat 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- GREEN R., 2003 — Failing electricity markets: should we shoot the pools?, Utilities Policy 11 (2003), Elsevier Science.
- KAMIŃSKI J., 2003 — Technologies and Costs of SO₂ emissions reduction for energy sector, Applied Energy 75 (2003), Elsevier Science.
- LEE W., 2004 — US lessons for energy industry restructuring: based on natural gas and California electricity incidents, Energy Policy 32 (2004), Elsevier Science.
- MIELCZARSKI W., 2000 — Rynki energii elektrycznej, Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Agencja Rynku Energii S.A., Energoprojekt-Consulting S.A., Warszawa.
- ROUSAKI K., BUSHELL A., McCONVILLE A., 1999 — Liberalisation of electricity markets and coal use, IEA Coal Research, Londyn.
- SIOHANSI F.P., 2001b — Opportunities and perils of the newly liberalized European electricity markets, Energy Policy 29 (2001), Elsevier Science.
- SKOBEL T., GRABOWSKI G., 2005 — Odbiorcy na rynku energii elektrycznej, Materiały XI Konferencji Naukowo-Technicznej, Rynek Energii Elektrycznej, Bezpieczeństwo energetyczne Polski w strukturze Unii Europejskiej, Tom I, Lublin, str. 167.
- SUWAŁA W., KAMIŃSKI J., 2003 — Dostawcy paliw a liberalizacja rynku energii, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej, Rynek Energii Elektrycznej, Od Restrukturyzacji ... Do Unii Europejskiej, Referaty dodatkowe i referaty sponsorowane, Tom II, Lublin, str. 119.

- THEOBALD Ch., KOSZAŁKA D., 2003 — Wymogi unijne odnośnie przejrzystości struktury przedsiębiorstw energetycznych, Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej, Rynek Energii Elektrycznej, Od Restrukturyzacji ... Do Unii Europejskiej, Tom II, Lublin, str. 87.
Traktat o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej.
- VINE E., HAMRIN J., EYRE N., CROSSLEY D., MALONEY M., WATT G., 2003 — Public policy analysis of energy efficiency and load management in changing electricity businesses, Energy Policy 31 (2003), Elsevier Science.
- WHITTINGTON H.W., BELLHOUSE G.M., 2000 — Coal-fired generation in a privatised electricity supply industry, Electrical Power and Energy Systems 22 (2000), Elsevier Science.

Jacek KAMIŃSKI

Market reforms in the electricity sector and their impact on hard coal sector

Abstract

The paper describes market reforms that have been undertaken in the electricity sector in Europe since the beginning of the 90s, the main purposes and expected results for the final consumers of electricity. The most important market reforms are commercialisation and privatisation of the energy sector, introduction of unbundling and Third Party Access rule and finally the introduction of competition in the electricity generation and sale. Due to the strong connections between electricity sector and coal mining, as coal is the most important primary energy source for electricity production in Poland, the analysis on the possible impacts of the market reforms in electricity sector on hard coal sector has been done.

KEY WORDS: market reforms, energy sector, hard coal