

*Malgorzata Kozak\*, Andrzej Sanderski\*\**

## DOŚWIADCZENIA UNII EUROPEJSKIEJ W LIBERALIZOWANIU KRAJOWYCH RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

### 1. GENEZA LIBERALIZACJI

Strategiczne znaczenie jakie dla gospodarki każdego państwa mają sektory elektroenergetyczny i gazowy oraz specyficzne uwarunkowania techniczne charakteryzujące sektory znalazły odzwierciedlenie w ich organizacji. Wysoki koszt budowy sieci przesyłowych oraz w przypadku sektora elektroenergetycznego wysoki koszt budowy mocy wytwórczych, jak również chęć poszczególnych państw do kontrolowania sektora doprowadziły do powstania monopolu. Dodatkowym obciążeniem były kontrakty długoterminowe zawierane zarówno w sektorze elektroenergetycznym jak i gazowym (kontrakty typu take-or-pay). Takiemu modelowi rynku nieodłącznie towarzyszyć musiały wysokie koszty, wąski zakres i niski standard usług oraz wysokie ceny energii elektrycznej i gazu dla odbiorcy końcowego. W dobie globalizacji taka organizacja rynku stanowi niepotrzebny ciężar dla sektorów i całej europejskiej gospodarki, hamując wzrost konkurencyjności branży i konsumpcję, co niekorzystnie przekłada się na wzrost gospodarczy (PKB).

Liberalizacja, czyli wprowadzenie zasad konkurencji do poszczególnych sektorów, stała się więc koniecznością, co znalazło potwierdzenie w opublikowanym w 1988 r. *Roboczym dokumencie na temat wewnętrznego rynku energetycznego*, z którego wynikało, iż stworzenie wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu powinno m. in. wzmocnić solidarność między państwami członkowskimi oraz zwiększyć zdolności dostosowawcze przedsiębiorstw i ich zdolność do konkurowania z przedsiębiorstwami spoza

\* Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, Urząd Regulacji Energetyki.

\*\* Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych, Urząd Regulacji Energetyki.

obszaru Unii Europejskiej. Główne przeszkody (problemy) w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu to:

- brak harmonizacji technicznych warunków dostaw energii elektrycznej i gazu do odbiorców,
- brak harmonizacji sposobów ustalania cen i struktur taryf, brak przejrzystości cen dla odbiorców,
- niejednolite standardy dot. ochrony środowiska naturalnego,
- monopol na zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną i gaz,
- zróżnicowane obciążenia podatkowe i sposoby ich nakładania.

W przypadku sektora gazowego problemem są kontrakty typu take-or-pay oraz powiązanie cen gazu naturalnego z cenami innych paliw (w szczególności ropy naftowej). Dodatkowo wzrasta popyt na gaz ze strony europejskiego rynku, przy dość stałym poziomie produkcji własnej, z czym wiążą się konieczne inwestycje infrastrukturalne w rozbudowę zdolności przesyłowych.

Należy przy tym zauważyć, iż zintegrowana sieć przesyłowa na terenie Europy i fakt, że ponad połowa zużywanego gazu w Europie przekracza w swej drodze do odbiorcy przynajmniej jedną granicę, powoduje że między rynkami narodowymi już teraz istnieją silne powiązania i zależności. Liberalizacja ułatwi dalszą integrację rynków narodowych w jednolity rynek europejski.

Stworzenie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu wymaga:

- ustanowienia przejrzystych i przewidywalnych reguł prawnych,
- wprowadzania systemu zezwoleń i koncesji pozwalających na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz, opartego na zasadach przejrzystości i niedyskryminacji,
- wprowadzenia przejrzystych i niedyskryminacyjnych taryf i warunków dostępu do sieci także w handlu transgranicznym,
- stworzenia takich warunków, aby zaistniałe spory pomiędzy uczestnikami rynku mogły być szybko rozstrzygane przez odpowiednie organy administracji w celu zapewnienia konkurencji, przejrzystości rynku i eliminowania działań dyskryminacyjnych,
- wyznaczenia harmonogramu otwierania rynków przez poszczególne kraje czyli przyznawania prawa do wyboru swojego własnego dostawcy przez poszczególne grupy odbiorców,
- jasnego określenia zobowiązań z zakresu użyteczności publicznej, które powinny być stosowane na niedyskryminacyjnych warunkach,
- stworzenia warunków uniemożliwiających użycie formuły użyteczności publicznej do blokowania, czy też wpływania na uczestników rynku w zakresie wyboru źródła dostawcy energii lub gazu.

Ze względu na odmienności techniczne i różnice w funkcjonowaniu sektorów energii elektrycznej i gazu była potrzeba ujęcia zagadnień regulacyjnych w odrębnych aktach prawnych<sup>1</sup>.

W lutym 1992 r. Komisja przedstawiła propozycje dyrektyw, zawierających przesłanki prawne mające stanowić podstawy prawne funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz „Ogólne memorandum wyjaśniające”, w którym proponowano całościowy program liberalizacji rynku energii elektrycznej ujęty w trzy etapy<sup>2</sup>.

## 2. PRZESŁANKI PRAWNE

Proces liberalizacji rynku rozpoczęła wydana dyrektywa dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku elektroenergetycznego nr 96/92/EC oraz analogiczna dyrektywa w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu nr 98/30/EC.

Te podstawowe, fundamentalne dyrektywy przyjęły, że liberalizacja rynków energii elektrycznej i gazu przeprowadzona będzie stopniowo<sup>3</sup>, przy zachowaniu bezpieczeństwa i ciągłości dostaw do odbiorców oraz stanowiły, że państwa członkowskie będą miały prawo wyboru odpowiednich systemów regulacyjnych z proponowanych przez dyrektywy<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> Proces rozpoczęto od wydania w 1990 r. dyrektywy o transzycie energii elektrycznej przez sieci przesyłowe nr 90/547/EWG. Rok później przyjęto dyrektywę o transzycie gazu sieciami gazowymi nr 91/296/EWG. Również w 1990 r. przyjęto dyrektywę wprowadzającą instrumenty mające na celu zwiększanie przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej dla przemysłowych i indywidualnych odbiorców.

<sup>2</sup> I etap – wydanie i wprowadzenie w życie dyrektyw dotyczących przejrzystości cen i tranzytu. II etap – przygotowanie i wdrożenie przesłanek prawnych umożliwiających wprowadzenie zasad konkurencji do sektora elektroenergetycznego poprzez: znoszenie monopolu, tak aby umożliwić wolność wejścia na dany rynek nowym podmiotom, unbundling (oddzielenie od siebie w działalności energetycznej wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i dostaw energii elektrycznej), wprowadzenie zasady TPA tj. umożliwienie dostępu tzw. stronie trzeciej do systemu przesyłowego za wynagrodzeniem dla właściciela sieci. Ilość podmiotów uprawnionych do skorzystania z zasady TPA jest głównym wyznacznikiem otwarcia rynku i funkcjonowania konkurencji. III etap – rozszerzenie kategorii podmiotów korzystających z dostępu do sieci (włączając w to gospodarstwa domowe).

<sup>3</sup> Ma to umożliwić podmiotom działającym na rynku dostosowanie się w sposób elastyczny i uporządkowany do działania w warunkach konkurencji.

<sup>4</sup> Zasady zawarte w dyrektywach musiały uwzględniać zróżnicowanie w funkcjonowaniu systemów energetycznych w państwach członkowskich (np. ówczesnie Francja i Włochy posiadały silnie scentralizowane systemy elektroenergetyczne, natomiast w Wielkiej Brytanii i krajach Skandynawskich rozpoczęły się procesy liberalizacji sektora). Należy jednak zauważyć, iż możliwość wyboru danego modelu regulacyjnego niekiedy utrudnia budowę jednolitego unijnego rynku energii.

Dyrektywy w szczególności unormowały sprawy dotyczące:

- przesyłu i dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną i gazem,
- zasady organizacji i działania sektorów (min. unbundling),
- zasady dostępu do rynku,
- praw i obowiązków operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Ponadto dyrektywa elektroenergetyczna ustaliła zasady dotyczące wytwarzania energii elektrycznej, w tym kryteria i procedury stosowane w zaproszeniach do przetargu oraz udzielania zezwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych. Dyrektywa gazowa dodatkowo reguluje zasady transportu, składowania i skraplania gazu.

Dla zaistnienia warunków konkurencji na rynku najważniejszy jest wybór dostawcy. Ze względu na konieczność dostosowania się zarówno przedsiębiorstw wytwórczych, jak i przesyłowych oraz samych odbiorców do nowych zasad, dyrektywy wprowadziły zasadę stopniowego otwarcia rynku (czyli stopniowego przyznawania prawa poszczególnym grupom odbiorców do wyboru dostawcy).

Dyrektywa elektroenergetyczna następująco określa minimalne poziomy otwarcia rynków: na dzień 19.02.1999 r. powinno wynieść ono minimum 26% rynków krajowych, w 2000 r. – 28%, w 2003 r. – 33%<sup>5</sup>.

Dyrektywa gazowa w sposób analogiczny określa, że do 10.08.2000 r. otwarcie rynku powinno osiągnąć minimum 20%, do 10.08.2003 r. – 28%, do 10.08.2008 r. – 33%.

W celu umożliwienia odbioru energii elektrycznej zakupionej od wytwórców przez uprawnionych odbiorców dyrektywa przewidziała trzy metody: negocjowany dostęp do systemu, regulowany dostęp do systemu lub procedurę jednego nabywcy<sup>6</sup>.

Dyrektywa gazowa pozostawia swobodę wyboru rodzaju dostępu do sieci między dostępem regulowanym<sup>7</sup>, lub negocjowanym w drodze umów<sup>8</sup>.

<sup>5</sup> Należy jednakże zauważyć, iż projekt nowelizacji dyrektywy przewiduje, iż z dniem 1 stycznia 2003 r. uprawnienia do wyboru swojego własnego dostawcy uzyskają wszyscy odbiorcy poza bytowo-komunalnymi, którzy nabeżdą to prawo z dniem 1 stycznia 2005 r.

<sup>6</sup> Negocjowany dostęp do systemu opiera się na systemie negocjacji warunków dostępu do sieci przez uprawniony podmiot z operatorami systemów, regulowany dostęp do systemu opiera się na publikowanych na użytek systemów przesyłu i dystrybucji taryfach. W celu promocji przejrzystości i umożliwienia negocjacji operatorzy systemu w pierwszym roku po wprowadzeniu dyrektywy mieli obowiązek opublikować zakres cen na użytek systemów przesyłu i dystrybucji. Ceny publikowane na kolejne lata powinny opierać się na przeciętnej cenie uzgodnionej w negocjacjach we wcześniejszym 12-miesięcznym okresie. Metoda ta nie funkcjonuje w żadnym z państw członkowskich.

<sup>7</sup> Hiszpania, Irlandia, Włochy, Luxemburg, Austria, Finlandia, Szwecja, UK.

<sup>8</sup> Belgia, Niemcy.

Możliwe jest łączenie elementów charakterystycznych dla obu rodzajów regulacji w dostęp hybrydowy<sup>9</sup>.

Przedsiębiorstwa gazowe i elektroenergetyczne w myśl postanowień dyrektyw mogą jednakże odmówić dostępu do sieci w ściśle określonych przez dyrektywę przypadkach:

- braku zdolności przesyłowej,
- konieczności wywiązania się z usług publicznych, nałożonych na nie przez rząd narodowy,
- gdyby umożliwienie dostępu naraziło je na poważne trudności ekonomiczne i finansowe<sup>10</sup>.

Dyrektywy zawierają też „klauzulę wzajemności” zgodnie z którą, państwo członkowskie może odmówić dostępu do sieci uprawnionemu odbiorcy, jeśli w kraju pochodzenia wnioskodawcy przedsiębiorstwo takie nie ma (jeszcze) statusu odbiorcy uprawnionego<sup>11</sup>.

Dla zapobieżenia dyskryminacji<sup>12</sup> dyrektywy narzucają państwom członkowskim podjęcie kroków zapewniających:

- oddzielenie przynajmniej w zakresie zarządzania działalnością wytwórczej, przesyłowej i obrotu,
- wprowadzenie oddzielnego systemu kont dla każdej z działalności i prowadzenia ich w taki sposób jakby była prowadzona przez osobne przedsiębiorstwa,
- zachowanie tajemnicy handlowej pomiędzy zależnymi podmiotami.

<sup>9</sup> Dania, Francja, Holandia.

<sup>10</sup> Wynikające w przypadku sektora gazowego z realizacji zobowiązań długoterminowych typu „take-or-pay”, w przypadku sektora elektroenergetycznego związane jest to z występowaniem „stranded costs” (koszty okresu przejściowego; koszty te mogą przybrać kilka form np.: zobowiązania nałożone na przedsiębiorstwa elektroenergetyczne w przeszłości z powodów socjalnych lub ochrony środowiska, które spowodowały dodatkowe inwestycje, kontraktów na zakup paliwa lub mocy, które zaczęły obowiązywać przed 1999 r. i których wartość była określona na podstawie spodziewanych kosztów, których poziom został określony przed wprowadzeniem liberalizacji; realizacja takich kontraktów jest obecnie zbyt kosztowna). W celu rozwiązania tych problemów dyrektywy przewidują możliwość odstąpienia przez państwa członkowie od reguł w nich ustalonych do otwarcia rynków (np. może być to ograniczenie wejścia na rynek dla nowych podmiotów), przy czym zgoda na takie odstąpienie musi zostać udzielona przez Komisję. Do końca 2000 r. Komisja otrzymała 12 wniosków.

<sup>11</sup> Klauzula ta stanowi odpowiedź na obawy krajów najbardziej zaawansowanych w liberalizacji dotyczące nieuczciwej konkurencji ze strony krajów, które liberalizują swoje rynki w stopniu znacznie wolniejszym.

<sup>12</sup> Przed wydaniem dyrektyw sieci przesyłowe w większości należą do wertykalnie zintegrowanych przedsiębiorstw zajmujących się jednocześnie przesyłem i sprzedażą gazu (w przypadku energii elektrycznej dochodzi dodatkowo wytwarzanie). Takie zintegrowanie działalności przez jedno przedsiębiorstwo powoduje realne ryzyko, iż przedsiębiorstwo będzie dyskryminowało inne podmioty w chwili ubiegania się o nie np. o skorzystanie z sieci w celu przesyłu.

Dodatkowo ze względu na fakt, iż koszt wytworzenia energii elektrycznej ma zdecydowany wpływ na finalną płatność za energię elektryczną, dyrektywa elektroenergetyczna wprowadziła mechanizmy pozwalające kontrolować koszt budowy nowych mocy wytwórczych<sup>13</sup>, wprowadzając dwa systemy: procedurę autoryzacji i procedurę przetargową<sup>14</sup>.

Nałożenie przez dyrektywy na państwa członkowskie obowiązku powołania organu regulacyjnego z uprawnieniami do rozstrzygania sporów i kompetencjami do wglądu w księgi rachunkowe jest konsekwencją wprowadzenia zmian w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych, otwarcia rynku przy jednoczesnym pozostawieniu przedsiębiorstwom możliwości odmowy uprawnionym podmiotom dostępu do systemu.

### 3. ZAAWANSOWANIE W TWORZENIU JEDNOLITEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Większość państw członkowskich implementowała postanowienia Dyrektywy do ustawodawstwa krajowego bez opóźnień.

**Otwarcie rynku.** W zasadniczej sprawie dla stanu liberalizacji rynku tj. jego otwarcia, poszczególne państwa członkowskie zdecydowały się na znacząco większy jego zakres w stosunku do podanego w dyrektywie<sup>15</sup>.

Miarą korzyści z otwierania rynków jest ilość odbiorców, którzy zmienili dostawców przy czym jest wyraźna korelacja pomiędzy ilością zmian a stopniem otwarcia rynku. Aczkolwiek, co potwierdza poniższa tabela, proces zmian dostawcy idzie opornie. Jest on powstrzymywany m.in. przez dotychczasowych dostawców, którzy proponują negocjacje dotychczasowych warunków umów i dostawy według niższych cen. Należy jednak zauważyć, iż w ten sposób również przejawia się wzrost konkurencji na rynku.

<sup>13</sup> Postanowienia odnoszące się do poszukiwania, wydobywania węglowodorów zawarte są w dyrektywie w sprawie warunków udzielania i korzystania z autoryzacji w celu poszukiwań, eksploatacji i produkcji węglowodorów nr 94/22/EC.

<sup>14</sup> Większość państw członkowskich wybrała procedurę autoryzacji polegającą na wyspecyfikowaniu kryteriów oraz określeniu procedur przydziału upoważnień na budowę zdolności wytwórczych, ze względu na największą przejrzystość i najbardziej efektywne mechanizmy tej procedury.

<sup>15</sup> Wielka Brytania, Niemcy, Szwecja i Finlandia zdecydowały się na 100% otwarcie rynku, Dania poddała 90% rynku regułom konkurencji. Holandia i Hiszpania mają osiągnąć 100% otwarcie rynku w 2007 r., Francja, Grecja i Portugalia nie zamierzają otwierać swoich rynków poza minimalny poziom określony w dyrektywie. W rezultacie więcej jak 60% ogólnounijnego zapotrzebowania na energię elektryczną będzie liberalizowanego, ponad 2/3 konsumentów będzie uprawnionych do wyboru swojego dostawcy.

Tabela 1

Ilość energii elektrycznej (w %) dostarczanej w wyniku zmiany dostawcy lub renegotjacji umowy

Kraj	Otwarcie rynku w 2000 r.	Duży przemysł		Drobny przemysł/gospodarstwa domowe	
		Zmiana dostawcy	Renegocjowanie umowy z dotychczasowym dostawcą	Zmiana dostawcy	Renegocjowanie umowy z dotychczasowym dostawcą
Austria	100	5-10	-	-	-
Belgia	35	5-10	-	-	-
Dania	90	-	86	-	-
Finlandia	100	30	70	10-20	50
Francja	30	5-10	-	-	-
Grecja	30	-	-	-	-
Hiszpania	54	5	50	-	-
Holandia	33	10-20	-	-	-
Irlandia	30	30	35	-	-
Niemcy	100	10-25	50	5	20
Portugalia	30	5	-	-	-
Szwecja	100	100	0	15	15
W. Brytania	100	80	-	30	-
Włochy	45	10-20	-	-	-

Źródło: *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Brussels, 3.12.2001.

**Ceny i opłaty za energię elektryczną.** Płatności za energię elektryczną, jakie ponoszą odbiorcy wynikają z tarf przedsiębiorstw energetycznych. Generalnie taryfy producentów zawierają ceny za energię elektryczną (EURO/MWh), natomiast taryfy przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych zawierają opłaty za usługi przesyłowe, które we wszystkich państwach członkowskich opierają się na kombinacji mocy (EURO/MW/rok) i przesyłu (EURO/MWh). Dyrektywa nie zawiera żadnych wytycznych w zakresie zasad ustalania taryf, porównując jednak rozwiązania jakie istnieją, w przypadku taryf przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych w państwach członkowskich, można wyodrębnić następujące modele:

- model tzw. „znaczka pocztowego”<sup>16</sup>,
- model ze zróżnicowaniem opłaty w zależności od odległości na jaką ma być przesłana energia elektryczna<sup>17</sup>.

W żadnym z państw członkowskich odbiorcy nie sygnalizowali konstrukcji taryfy jako problemu. Problemem jest jednak poziom opłat za usługi przesyłowe<sup>18</sup>.

Ceny energii elektrycznej (bez usług przesyłowych) wykazują pewne zbieżności w obrocie hurtowym. Podstawowa cena w roku 2001 wynosiła około 20 EURO/MWh.

Średnie płatności za energię elektryczną dla gospodarstw domowych wciąż zasadniczo różnią się między państwami członkowskimi i wynoszą od 65 EURO/MWh w Szwecji do 144 EURO/MWh we Włoszech<sup>19</sup>.

**Kontrola przestrzegania warunków konkurencji.** Dla podmiotów działających na rynku oraz odbiorców uprawnionych do korzystania z zasady TPA, najważniejsze znaczenie ma kontrola przestrzegania warunków konkurencji przez uczestników rynku, która jest sprawowana przez regulatora (obowiązek jego powołania wynika z dyrektywy), posiadającego kompetencje pozwalające na rozstrzygnięcie sporów związanych z dostępem do systemów elektroenergetycznych<sup>20</sup>.

W państwach członkowskich, które przyjęły model zatwierdzania taryf *ex ante*<sup>21</sup>, rozstrzygnięcie sporów przez regulatora w sprawach dostępu do

---

<sup>16</sup> Brak zróżnicowania opłat w zależności od dystansu na jaki przesyłana jest energia elektryczna.

<sup>17</sup> Zróżnicowanie takie w taryfach zostało wprowadzone w Grecji, Irlandii, Włoszech, Szwecji i Wielkiej Brytanii.

<sup>18</sup> I tak opłaty za przesył kształtują się średnio w przypadku niskiego napięcia na poziomie 10 EURO/MWh, w przypadku średniego napięcia ceny nie przekraczają 20 EURO/MWh, a najbardziej drogi dla odbiorcy jest przesył sieciami wysokiego napięcia, z wyjątkiem Austrii, Niemiec i Hiszpanii nie przekracza 40 EURO/MWh (podane ceny są cenami netto).

<sup>19</sup> Ceny netto z czerwca 2001 r.

<sup>20</sup> Zasadnicze różnice są zauważalne w działaniach poszczególnych regulatorów powiązanych majątkowo z podmiotami działającymi na rynku (zdarza się to w sytuacji, gdy przedsiębiorstwa w części należą do państwa). Znacznie silniejsza regulacja występuje tam gdzie brak jest takich powiązań.

<sup>21</sup> Regulator nadzoruje cały proces tworzenia taryfy i kształtowania warunków dostępu do sieci, zachowując kontrolę nad obrotem i dochodami czerpanymi przez przedsiębiorstwa z tej działalności, do regulatora należy również ustalanie (lub aprobowanie) metody taryfikacji – (model przyjęty w większości państw członkowskich). Drugi model *ex post* polega na zatwierdzaniu taryf przedstawionych regulatorowi przez przedsiębiorstwa, który może posiadać kompetencje do interweniowania w przedstawione taryfy (system ten funkcjonuje w tych państwach członkowskich, w których przedsiębiorstwa przesyłu nie są w żaden sposób powiązane z innymi podmiotami z sektora elektroenergetycznego).



systemu elektroenergetycznego nie jest zbyt częste co może być spowodowane wcześniejszym zatwierdzeniem taryf i warunków oraz ich publikacją.

**Bezpieczeństwo i ciągłość dostaw, ochrona odbiorców.** Jedną z zasad na których opiera się konstrukcja dyrektywy odnosi się do bezpieczeństwa i ciągłości dostaw. Tradycyjne podejście do bezpieczeństwa dostaw w większości państw członkowskich przejawiało się tym, iż wybrane przedsiębiorstwo (przedsiębiorstwa) mogły zwracać długoterminowe kontrakty na zakup energii z jej producentami. Ponadto, przedsiębiorstwom tym przyznawano wyłączne prawa sprzedaży wyprodukowanej lub zakupionej za granicą energii w części lub na obszarze całego kraju. W ten sposób eliminowano ryzyko związane z inwestycjami, których okres zwrotu był bardzo długi i zabezpieczano ciągłość dostaw. Dyrektywa dopuszcza możliwość pozostawienia kontraktów długoterminowych, jednakże obecnie Komisja Europejska zaproponowała sposób pozwalający w pewnym stopniu rozwiązać ten problem<sup>22</sup>.

Traktowanie energii elektrycznej jako jednego z podstawowych dóbr spowodowało wprowadzenie pewnych mechanizmów (dopuszczalnych przez dyrektywę) zabezpieczających odbiorców. Przejawia się to poprzez:

- możliwość przyłączenia się podmiotu do sieci za „rozsądną” opłatą niezależnie od lokalizacji przyłączanego obiektu,
- ochronę osób starszych, niepełnosprawnych lub o niskich dochodach,
- utworzenie rezerw w przypadku np. bankructwa dostawcy, tak aby mógł działać do czasu ostatecznego przejęcia odbiorców przez nowego dostawcę,
- określenie pułapów cen jakie za energię elektryczną mogą być zapłacone przez odbiorców detalicznych (gospodarstwa domowe),
- ograniczenia wstrzymania dostaw w przypadku zalegania z płatnościami za dostarczoną energię przez gospodarstwa domowe.

Z pewnością dostaw bardzo ściśle powiązana jest jej jakość. W większości państw członkowskich regulatorzy określili minimalny poziom standardów jakościowych, zostały również przewidziane sankcje w przypadku nieprzestrzegania tych obowiązków<sup>23</sup>.

<sup>22</sup> Mechanizm ten wygląda następująco: kontrakty dwustronne pomiędzy dostawcami a producentami energii elektrycznej mogą być kontynuowane, jednak ilości energii zakontraktowane będą mogły być ponownie sprzedawane na rynku wtórnym, oczywiście przed dostarczeniem energii końcowemu odbiorcy. System ten działa na rynku skandynawskim w Wielkiej Brytanii, Holandii i Niemczech.

<sup>23</sup> Ustalenie minimalnych standardów zabezpiecza jakość dostaw i pozwala nowym graczom na rynku dostosować się do obowiązujących standardów. Oferowanie przez dostawców wyższych standardów pozytywnie wpływa na konkurencję pomiędzy graczami na rynku.

**Bariery w liberalizacji rynków.** Przeszkodą we wprowadzaniu mechanizmów rynkowych jest duża koncentracja mocy, istniejąca w większości państw członkowskich<sup>24</sup>. Powoduje to, iż wejście na rynek nowych graczy jest praktycznie niemożliwe bez ścisłej kontroli hurtowego obrotu energią elektryczną i rynku bilansującego. Aby ułatwić wprowadzenie zasad konkurencji większość państw członkowskich wprowadziła obowiązek sprzedaży zdolności wytwórczych przez głównych dostawców<sup>25</sup>.

Zasadniczo oczekuje się, że otwarcie rynku powinno w pewnym stopniu doprowadzić do rozproszenia dotychczas uprzywilejowanych graczy ze względu na wzrost handlu transgranicznego oraz ze względu na fakt, iż firmy powinny poszukiwać miejsca dla siebie na innych rynkach. Jednak występują ograniczenia techniczne. Całkowity fizyczny przepływ energii elektrycznej pomiędzy państwami członkowskimi wynosi ok. 7–8% całkowitego zużycia energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Kiedy porównujemy to ze zdolnościami przesyłowymi to okazuje się, że połączenia pomiędzy państwami członkowskimi są praktycznie w całości wykorzystane. Oznacza to, że w celu umożliwienia funkcjonowania wspólnego wewnętrznego rynku unii konieczna jest większa integracja narodowych rynków.

Obecnie w niewielkim stopniu istnieje koordynacja pomiędzy operatorami systemów lub regulatorami w celu np. zapewnienia rzeczywistego odzwierciedlenia w przedstawianych odbiorcom taryfach poniesionych kosztów związanych z przesyłaniem energii elektrycznej<sup>26</sup>.

**Ochrona środowiska.** Otwarcie rynku musi współgrać z wymaganiami ochrony środowiska jakie obowiązują w unii. Dlatego działania podejmowane przez poszczególne państwa członkowskie w tym zakresie są ukierunkowane również postanowieniami dyrektywy w sprawie zwiększenia udziału energii

<sup>24</sup> Z danych dostarczonych Komisji Europejskiej wynika, że w większości państw członkowskich następuje znaczna koncentracja mocy wytwórczych. Ilość energii elektrycznej wytworzona przez trzech największych wytwórców w poszczególnych państwach członkowskich w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej przez wszystkich producentów w danym państwie członkowskim wynosi od 44% w Wielkiej Brytanii do 98% we Francji.

<sup>25</sup> Działania takie najbardziej widoczne są w Wielkiej Brytanii i we Włoszech gdzie ENEL musi sprzedać moce wytwórcze w wielkości 150 000 MW przed 2003 r. Inne państwa członkowskie takie jak Francja czy Irlandia umożliwiły sprzedaż energii elektrycznej na rynku za pomocą specjalnych procedur (aukcje).

<sup>26</sup> W większości przypadków pobierane są opłaty za każdorazowe skorzystanie z danego systemu odrębnie w każdym państwie członkowskim. Powoduje to nawarstwienie opłat i zniechęca do skorzystania z możliwości zakupu energii elektrycznej w innym państwie członkowskim.

ze źródeł odnawialnych, protokołem z Kioto<sup>27</sup> i zaleceniami Komisji Europejskiej dotyczących ograniczenia emisji gazów.

#### 4. ZAAWANSOWANIE W TWORZENIU JEDNOLITEGO RYNKU GAZU

Niemal wszystkie kraje wprowadziły już zalecenia dyrektywy gazowej do swej krajowej legislacji zwykle w postaci nowelizacji dotychczasowego lub nowego aktu prawnego regulującego sektor gazowy lub elektroenergetyczny oraz planują otworzyć w pełni swój rynek gazu do 2008 r.<sup>28</sup> Według stanu na połowę roku 2001, około 79% wielkości całego zużycia gazu przez państwa Unii jest już otwarte na konkurencję, choć w poszczególnych państwach, stopień otwarcia rynku jest silnie zróżnicowany<sup>29</sup>.

Wyznacznikiem skuteczności i stopnia zaawansowania w tworzeniu jednolitego europejskiego rynku gazu mogą być (a) poprawa warunków dostępu do sieci, (b) stopień penetracji rynku przez nowe spółki, (c) wykorzystanie prawa swobodnego wyboru dostawcy gazu przez odbiorców, (d) zmiany cen gazu.

**Warunki dostępu do sieci.** Za parametry niedyskryminacyjnego dostępu do sieci zwykle przyjmuje się charakter dostępu do sieci, oparty na kosztach uzasadnionych, a zarazem przejrzysty system taryfowania, dostęp i koszt usług równoważenia systemu przesyłowego oraz dostęp do objętości magazynowych.

Większość krajów z wyjątkiem Niemiec i Austrii, wybrała regulowany dostęp do sieci na podstawie publikowanych taryf<sup>30</sup>. Taryfy nie są jednolite

<sup>27</sup> Około 20% produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w nowych mocy zainstalowanych w Europie pochodzi z elektrowni wiatrowych. Państwa członkowskie w celu wspierania zużycia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bardzo często prowadzą specjalną politykę podatkową – energia ze źródeł odnawialnych obciążona jest innymi stawkami. Pomimo tego koszt wyprodukowania energii w źródłach odnawialnych jest nieco wyższy niż w elektrowniach konwencjonalnych, co powoduje, że część korzyści jakie zostały osiągnięte poprzez liberalizację rynków (redukcja cen) zostaje utraconych. Jednakże ze względu na krótki okres działania rynków nie jest możliwa dokładna ocena wpływu jaki na rynki ma zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych.

<sup>28</sup> Portugalia i Luxemburg wprowadziły zapisy dyrektywy do krajowej legislacji dopiero w 2001 r., Francja nadal jeszcze nie dokonała implementacji dyrektywy, a w Niemczech wdrożenie nie jest kompletne. Tylko Francja i Dania planują pełne otwarcie rynku później niż do końca 2008 r. Grecja i Portugalia uzyskały derogacje od stosowania zapisów dyrektywy ze względu na status rozwijających się rynków gazu, a Finlandia ze względu na brak połączenia sieci gazowej z siecią państw Unii.

<sup>29</sup> Od 20–30% we Francji i Danii, poprzez 45–55% w Luxemburgu, Szwecji, Holandii, Belgii i Austrii, do 72–96 w Hiszpanii, Irlandii i Włoszech. W Wielkiej Brytanii i Niemczech otwarcie rynku – przynajmniej nominalnie – wynosi 100%.

<sup>30</sup> Holandia stosuje dostęp hybrydowy (regulowany dla dystrybucji, negocjowany dla przesyłu), a Belgia, która początkowo wybrała dostęp negocjowany, przechodzi obecnie na dostęp regulowany.

i w niektórych krajach (Austrii, Niemczech, Belgii i Francji) obowiązują opłaty dystansowe (point-to-point), w innych (Wielkiej Brytanii i Włoszech) opłaty strefowe, czyli zmienne w zależności od punktów wejścia i wyjścia, a w niektórych (Luxemburgu, Danii i Szwecji a także w Hiszpanii w odniesieniu do największych klientów) obowiązują standardowe opłaty ryczałtowe (poststamp). Powszechnie jako barierę w dostępie uznawany jest warunek zawierania 12-miesięcznych umów na przesył, co utrudnia efektywne planowanie i umożliwia faworyzowanie powiązanych spółek. Koszt dostępu do sieci również jest bardzo zróżnicowany w poszczególnych państwach Unii i waha się od 0,36 do 2,47 Euro/MWh/100km<sup>31</sup>.

Kwestia opłat tranzytowych oraz rezerwacji zdolności przesyłowych jest niezwykle istotna w przypadku gazu, gdzie ponad 60% konsumpcji całej EU-15 przechodzi przez co najmniej jedną granicę (w elektryczności jest to tylko 7%). Tak wielki udział obrotu transgranicznego wynika z lokalizacji głównych źródeł gazu dla Europy, a kwestia ta jest istotna zwłaszcza, że połowa państw UE jest niemal całkowicie uzależniona od importu. Zarazem właśnie w kwestii opłat tranzytowych i struktury тариф osiągnięto najmniejszy postęp jeśli chodzi o ujednocnianie obowiązujących rozwiązań<sup>32</sup>.

Zasady równoważenia systemu również mogą stanowić barierę w skutecznym promowaniu mechanizmów wolnej konkurencji. Zbyt restrykcyjny system bilansowania, pozornie spełniający warunki równych szans konkurencji, może faworyzować dotychczasowych uczestników rynku. W niektórych krajach obowiązuje uciążliwy system bilansowania godzinowego, a wysokość opłat za zrównoważenie systemu jest zbyt wysoka<sup>33</sup>. Niejednolite są również warunki dostępu do objętości magazynowych<sup>34</sup>.

Klauzula wzajemności postrzegana jest również jako instrument ograniczenia wejścia na rynek nowym podmiotom z krajów, w których otwarcie

<sup>31</sup> Najtańszy dostęp do sieci oferowany jest w Wielkiej Brytanii, Niemczech oraz Holandii, najdroższy w Szwecji i Włoszech.

<sup>32</sup> Brak tych uregulowań często jest przyczyną ograniczania dostępu pod pretekstem braku zdolności przesyłowych (Austria, Niemcy). Odpowiedzi na wnioski o dostęp do sieci są przekazywane z opóźnieniem (Austria, Niemcy), a odmowa niewystarczająco uzasadniana, często brak jest uzasadnienia na piśmie. Tak więc dostęp do sieci często jest jedynie teoretyczny, w praktyce nowi gracze na rynku napotykać tu na znaczne trudności.

<sup>33</sup> Zasady bilansowania systemu najkrytyczniej ocenione zostały w Belgii, Danii, Niemczech oraz w Holandii. Najlepiej oceniono systemy stosowane w Irlandii i Wielkiej Brytanii.

<sup>34</sup> W Austrii, Irlandii, Szwecji i Luxemburgu nie ma możliwości korzystania z usług magazynowania gazu bądź to z powodu braku infrastruktury (zbiorników) lub z powodu braku formalnego uregulowania tej kwestii (w Austrii). We Francji, Holandii i Belgii magazynowanie jest dostępne jedynie w ramach usług bilansowania (flexibility services), świadczonych w powiązaniu z umowami o świadczenie usług przesyłowych. Zaledwie w kilku krajach (Danii, Niemczech, Wielkiej Brytanii, Włoszech i Hiszpanii) dostęp do objętości magazynowych jest możliwy bez formalnych ograniczeń, choć może być dostępny na różnych zasadach (np. umowy dwustronne, licytacje).

rynku jest mniejsze. Niemcy planują ograniczenie klauzuli wzajemności do rynku energii elektrycznej.

Udział gazu przesyłanego na podstawie kontraktów TPA w całości sprzedaży jest nadal bardzo niewielki w większości krajów członkowskich<sup>35</sup>. Wyluczając Wielką Brytanię, gdzie udział ten wynosi 100%, udział sprzedaży w ramach TPA w całości obrotu gazem dla UE-14 wynosi 7,3% (uwzględniając Wielką Brytanię – 29,5%). Holandia i Hiszpania notują największą dynamikę wzrostu obrotów w ramach TPA od czasu wejścia w życie dyrektywy (odpowiednio 8% i 7%)<sup>36</sup>.

**Nowi gracze na rynku.** Nie tylko oznaką, ale i warunkiem pojawienia się konkurencji są nowi gracze na rynku<sup>37</sup>. Kilka przypadków udanego zaistnienia na rynku miało miejsce w Niemczech, Holandii, Hiszpanii i Francji. Natomiast żadnych prób zaistnienia na rynku nie zanotowano w Danii, Szwecji, Finlandii i Luxemburgu (gdzie główny dostawca obniżył ceny). Pozostałe kraje notowały kilka prób mniej lub bardziej udanego wejścia na rynek<sup>38</sup>.

Choć z jednej strony rozczarowuje fakt, że rynek zdominowany jest przez dotychczasowe, duże koncerny energetyczne, to jednak już sam fakt, że zaczynają oferować gaz na rynkach innych państw i po niższych cenach, świadczy o pozytywnych zmianach jakie niosą za sobą przepisy dyrektywy.

**Zmiany dostawcy przez odbiorców (*switching*).** Papierkiem lakmusowym funkcjonowania mechanizmów konkurencji jest dynamika z jaką uprawnieni odbiorcy zmieniają dotychczasowego dostawcę gazu oraz spadek cen, który może nastąpić nawet bez zmiany dostawcy, a jedynie w obliczu realnej możliwości (groźby) jego zmiany.

Należy uznać, że w okresie kilku miesięcy po wprowadzeniu dyrektywy, odsetek uprawnionych, dużych odbiorców, którzy zmienili dostawcę jest niewielki i wynosi od kilku do kilkunastu procent<sup>39</sup>. Dane dotyczące

<sup>35</sup> W Belgii, Danii, Francji, Luxemburgu, Szwecji i Niemczech praktycznie nie istnieje lub jest mniejszy niż 3%. Największa sprzedaż gazu w ramach TPA odbywa się w Irlandii (25%), Włoszech (16%), Holandii (17%), Hiszpanii (7%) i Austrii (5%).

<sup>36</sup> W przypadku Hiszpanii praktycznie cały obrót w ramach TPA pojawił się dopiero po wejściu w życie dyrektywy.

<sup>37</sup> Nowymi graczami na danym rynku narodowym mogą być istniejące przedsiębiorstwa gazowe, które wchodzi na rynki innych krajów (do połowy 2001 r. zanotowano 6 takich przypadków), producenci gazu, którzy próbują sprzedawać gaz bezpośrednio (5 przypadków) oraz spółki handlowe (obrotu) – zarówno oddziały istniejących koncernów energetycznych, jak również spółki obrotu nie działające dotychczas na rynku i nie posiadające zaplecza majątkowego specyficznego dla branży (kilkanaście lub więcej przypadków).

<sup>38</sup> Należy zaznaczyć, że przyczyny nieudanego wejścia niekoniecznie muszą leżeć po stronie wadliwych mechanizmów liberalizacji rynku (nowi gracze mogli nie zdobyć wystarczających zasobów gazu do swojej oferty lub była ona nieatrakcyjna cenowo).

<sup>39</sup> Spośród państw Unii (poza Wielką Brytanią), w grupie największych odbiorców gazu, najwyższy odsetek odbiorców, którzy zmienili dostawcę notuje Holandia i Irlandia (ponad

dynamiki zmiany dostawcy korespondują z przytoczonymi wcześniej danymi dotyczącymi dostępu do sieci. W krajach, które oferują najlepsze warunki dostępu do sieci (mierzone wielkością udziału TPA w całości obrotów) notuje się również największą ilość przypadków zmiany dostawcy przez klientów.

Wśród przyczyn dla których uprawnieni odbiorcy nie korzystają z możliwości zmiany dostawcy wyróżnić należy przyczyny wynikające z uregulowań prawnych, z relacji klienta i dostawcy, oraz braku wystarczającej konkurencji.

Zdecydowanie najwięcej powodów braku zmiany dostawcy wiąże się z wysokimi kosztami transportu od granicy do punktu dostawy oraz przyjętymi zasadami bilansowania systemu (Austria, Dania, Francja, Niemcy, Holandia, Belgia)<sup>40</sup>. Inne powody w tej grupie to niewystarczające rozdzielenie działalności przesyłowej od handlowej oraz trudności z dostępem do sieci spowodowane brakiem dostępu do objętości magazynowych lub brakiem zdolności przesyłowych (Francja, Holandia, Włochy, Hiszpania)<sup>41</sup>.

Pozostawanie przy dotychczasowym dostawcy wynika często z wiążących umów długoterminowych, ale także z poprawy oferowanych warunków i większej elastyczności wobec potrzeb odbiorcy<sup>42</sup>. Z jednej strony jest to kolejnym dowodem działania wolnej konkurencji, z drugiej należy mieć na uwadze możliwość jej wypaczenia poprzez wykorzystywanie dominującej pozycji na rynku (sprzedaż poniżej kosztów, subsydiowanie skrośne działalności).

W trzeciej grupie powodów można wskazać brak rzeczywistej konkurencji między dostawcami wynikający z integracji pionowej lub poziomej spółek energetycznych.

W większości krajów dokonano rozdziału działalności (*unbundling*) przynajmniej na poziomie księgowania kosztów<sup>43</sup>. Z informacji jakie prze-

---

30%). W przypadku Holandii jednak, zmiana dostawców jest możliwa od 1999 r. i wiąże się częściowo z oddaniem do użytku nowego gazociągu importowego. Najbardziej z prawa zmiany dostawcy korzystali odbiorcy w Danii, Luxemburgu, Szwecji, Niemczech, Austrii i Belgii (poniżej 5%).

<sup>40</sup> Na przykład w przypadku Niemiec mamy do czynienia ze zjawiskiem nawarstwiania opłat przesyłowych (*pancaking*) za przesył regionalnymi sieciami, we Francji stosowane są drogie, dystansowe opłaty przesyłowe, w Holandii natomiast istnieją dwie różne taryfy, dyskryminujące nowych graczy względem istniejących przedsiębiorstw (wyższe koszty bilansowania, wymóg godzinowego bilansowania).

<sup>41</sup> Na przykład we Francji magazynowaniem zarządza spółka obrotu powiązana kapitałowo z głównym dostawcą co powoduje konieczność negocjowania z bezpośrednim konkurentem.

<sup>42</sup> Szczególnie widoczne jest to w Niemczech, choć zmiany w traktowaniu odbiorcy zaszły tu znacznie wcześniej, bo w momencie wejścia na rynek Wingas przed 11 laty. Także w Hiszpanii główny dostawca zaoferował znaczące obniżki opłat, aby zachęcić odbiorców do lojalności.

<sup>43</sup> W Belgii, Danii, Włoszech i Hiszpanii istnieje pełen rozdział organizacyjny (prawny) przesyłu od funkcji handlowych. We Włoszech wymagane jest powołanie oddzielnych spółek,

kazywane są przez nowych graczy na rynku wynika jednak, że faktyczny rozdział, a w szczególności obowiązek zachowania konfidencjonalności informacji nie jest przestrzegany.

Na przykład w Niemczech regionalni dostawcy nadal ograniczają się do oferowania usług na swoim terenie. Tłumaczyć to należy powiązaniem kapitałowymi między głównymi spółkami gazowymi i obawami, że wzajemna konkurencja doprowadzi do zmniejszenia wartości poszczególnych firm (shareholder value). Przynajmniej w kilku innych krajach związki kapitałowe między firmami lub ich pionowa integracja mogą przyczynić się do istnienia barier w wyborze dostawcy gazu<sup>44</sup>.

**Zmiany cen.** Z punktu widzenia końcowego odbiorcy warunki dostępu do sieci, możliwość wyboru dostawcy, czy pojawienie się nowych graczy na rynku jest tylko środkiem do celu jakim powinien być trwały spadek cen, przy zachowaniu ciągłości i bezpieczeństwa dostaw. Ocena wpływu liberalizacji na poziom cen jest trudna zważywszy jak niewiele czasu upłynęło od liberalizacji. Trudno jest również wykazać, czy i w jakim stopniu zmiana cen była wynikiem otwarcia rynku, a na ile powodowały ją inne, niezależne czynniki. Jeszcze trudniej jest wykazać wpływ liberalizacji na wzrost popytu i konkurencyjności gazu w stosunku do innych paliw.

Bilans zmian cen gazu w Europie na przestrzeni ostatnich kilku lat (od 1995 r.) jest niekorzystny. Ceny (bez podatku) dla dużych odbiorców przemysłowych wzrosły w tym okresie od 21% w Wielkiej Brytanii do 122% w Szwecji. W mniejszym zakresie, ale również wzrosły ceny dla gospodarstw domowych. Wzrosła jednocześnie konsumpcja gazu we wszystkich krajach z wyjątkiem Holandii (spadek zużycia o 9%).

Niemniej, począwszy od 2001 r., w większości krajów UE o rozwiniętym rynku, ceny gazu dla największych (a więc uprawnionych) odbiorców zaczęły spadać i to zarówno w wyniku faktycznej zmiany dostawcy, jak i groźby jego zmiany<sup>45</sup>.

W krajach w których odsetek odbiorców, którzy skorzystali z prawa zmiany dostawcy jest największy (Wielka Brytania 90%, Holandia i Irlandia 30%) ceny kształtują się na najniższym poziomie ok. 20–24 Euro/MWh dla dużych odbiorców przemysłowych oraz 29–32 Euro/MWh dla gospodarstw

choć mogą mieć wspólnych właścicieli. W Wielkiej Brytanii istnieje całkowity właścicielski rozdział przesyłu od funkcji handlowych.

<sup>44</sup> Komisja ma świadomość tego problemu i są już podejmowane działania w kierunku zwiększenia liczby niezależnych dostawców gazu dla Europy. Przykładem jest zaangażowanie Komisji w negocjacje z norweskim zrzeszeniem eksporterów gazu GFU lub starania rządu włoskiego zmierzające do uporządkowania struktury właścicielskiej rynku gazowego.

<sup>45</sup> Ceny gazu dla dużych odbiorców przemysłowych rosły znacząco począwszy od połowy 1999 r. aż do stycznia 2001. We wszystkich krajach za wyjątkiem Wielkiej Brytanii zaobserwowano wyraźny spadek cen gazu dla odbiorców przemysłowych w okresie od stycznia do połowy 2001.

domowych. W grupie największych odbiorców najmniej korzystne ceny posiadają Niemcy i Luxemburg i właśnie tam stopień wykorzystania prawa wyboru dostawcy jest niewielki.

We Francji, Holandii i Belgii spadek cen stał się głównym powodem zmiany dostawców, a groźba utraty klientów zmusiła Distrigaz do różnicowania oferty cenowej dla odbiorców. W Niemczech główny operator obniżył ceny o 10% (luty 2001), w Hiszpanii nowi gracze zaoferowali konkurencyjne stawki opłat, a podobnie uczynił ich dotychczasowy, główny konkurent.

Trudno jednak dostrzec wyraźniejsze oznaki odejścia od powiązania cen gazu z cenami ropy naftowej/oleju opałowego, co podnosi znacznie poziom ryzyka cenowego<sup>46</sup>. Przykładem może być polski rynek gazu, gdzie niemal wszystkie kontrakty importowe zawierają indeksację cen gazu cenami olejów opałowych, a okresowe silne fluktuacje cen olejów opałowych prowadzą do utraty konkurencyjności gazu na rzecz innych paliw.

**Pozostałe zmiany wynikłe z liberalizacji.** Jednym z pożądaných efektów liberalizacji jest to, że nie tylko otwiera rynek dla nowych graczy, ale wpływa na zmianę zachowań dotychczasowych przedsiębiorstw poprzez redukcje cen i oferowanie korzystniejszych warunków na jakich zawierane są kontrakty.

Zmianą dotychczasowych zachowań jest też niewątpliwie sam fakt ekspansji na sąsiednie rynki regionalne lub narodowe. Kolejnym przejawem liberalizacji jest pojawienie się nowych produktów i usług w ofercie przedsiębiorstw, takich jak usługi związane z zarządzaniem ryzykiem (alianse z firmami ubezpieczeniowymi).

Kolejne zmiany zachowań dotyczą struktury i zarządzania zakupami. Zaobserwowano przykłady łączenia się dystrybutorów w Niemczech, Włoszech i – w mniejszym stopniu – Holandii) oraz formowania przez dystrybutorów konsorcjów zakupowych<sup>47</sup>.

## 5. PODSUMOWANIE

Pomimo implementacji postanowień obu dyrektyw do ustawodawstwa krajowego i pomimo formalnego otwarcia rynków krajowych w stopniu

<sup>46</sup> Tylko jeden operator w Berlinie (Gasag) zaoferował kontrakt, w którym ceny nie były związane z cenami oleju opałowego.

<sup>47</sup> Przykładem jest niemiecko-holenderskie konsorcjum dystrybutorów „Trianel Energie” czy konsorcjum spółek municypalnych „Plurigas” we Włoszech (Mediolan, Brescia, Genua). Jest też sygnał o utworzeniu zakupowego konsorcjum przemysłowego we Francji (Rhodia, Pechiney, St. Gobain i Solvay).



zdecydowanie większym niż wymagają tego zapisy dyrektyw, trudno jeszcze mówić o istnieniu jednolitego konkurencyjnego rynku, w podziale na rynek energii elektrycznej i gazu. Jest jednak znaczący postęp, miarą którego jest spadkowa tendencja dynamiki cen. Do pokonania pozostało jeszcze szereg barier i trudności. W przypadku obu sektorów są to:

- bardzo wysoki koszt dostępu do sieci oraz brak jednolitego pan-europejskiego systemu taryfikacji usług przesyłowych, zapobiegającego m.in. nawarstwianiu się opłat przesyłowych (pancaking);

- struktura opłat taryfowych, które nie są publikowane z odpowiednio dużym wyprzedzeniem, jak również są zbyt mało elastyczne i zbyt wysokie, aby stanowić skuteczną zachętę do wchodzenia na rynek dla nowych graczy i umożliwiają subsydiowanie powiązanych kapitałowo spółek obrotu z działalności przesyłowej.

- duża koncentracja mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz koncentracja na rynku produkcji gazu;

- niewystarczające oddzielenie operatorów systemu przesyłowego od pozostałej działalności przedsiębiorstw związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną i gaz.

Utrudnieniem w budowie jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu są przeszkody transgraniczne. W wielu punktach w Europie sieci elektroenergetyczne i gazowe nie mają wystarczającej przepustowości, aby przesłać energię lub gaz do wszystkich potencjalnych odbiorców. Ponadto system opłat za transgraniczny przesył zniechęca do obrotu energią elektryczną czy gazem z innymi państwami członkowskimi. Dlatego konieczne jest podjęcie działań w celu stworzenia przejrzystego systemu opłat transgranicznych, wymiany informacji, ujednoczenia procedur przydziału zdolności przesyłowych pomiędzy krajami.

Wydaje się również, że w wielu przypadkach zasady bilansowania systemu są bardziej uciążliwe niż wynikałoby to z czysto technicznej konieczności, a wysokość opłat nie wynika bezpośrednio z poniesionych kosztów bilansowania. Dodatkowym problemem jest różnica w okresie dla jakiego kalkulowana jest opłata za usługi bilansujące, oraz minimalny okres w jakim kontraktuje się energię elektryczną lub gaz u producentów.

W przypadku realizowania postanowień dyrektywy w zakresie rozdziału zarządzania poszczególnymi rodzajami działalności większość państw członkowskich przyjęła zasadę formalnoprawnego rozdzielenia operatora systemu przesyłowego od pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw. Nie zawsze jednak rozdział ten przynosi pożądane rezultaty. Wątpliwe jest, aby mógł być osiągnięty przejrzysty i niedyskryminacyjny dostęp dla stron trzecich, kiedy istnieją więzi między spółką przesyłową a handlową w postaci wspólnego zarządu lub struktury właścicielskiej. Należy przyjąć, że tylko pełen rozdział właścicielski jest w stanie zapewnić niedyskryminacyjny dostęp do sieci i w pełni konkurencyjny rynek energii elektrycznej i gazu.

Istnieją też swoiste problemy oddzielne dla rynku energii elektrycznej i gazu. Na uwagę zasługują, w przypadku gazu, utrudniony dostęp do objętości magazynowych<sup>48</sup>. Natomiast dla wzrostu konkurencyjności rynku energii elektrycznej, poważnym problemem jest tzw. dualny charakter energii elektrycznej, czyli to, iż ma ona być towarem, ale również traktowana jest jako dobro o charakterze publicznym<sup>49</sup>. Poddając rynek energii elektrycznej procesom liberalizacji i mechanizmom rynkowym, dyrektywa elektryczna zaproponowała pewne mechanizmy umożliwiające państwu członkowskiemu wypełnianie obowiązków publicznych związanych z traktowaniem energii jako jednego z najniezbędniejszych dóbr<sup>50</sup>.

Liberalizacja powoduje poważne zmiany sytuacji ekonomicznej w sektorze elektroenergetycznym powodowane spadkiem przychodów z działalności energetycznej na skutek spadku cen<sup>51</sup>. To jest jedną z przyczyn podejmowania działań restrukturyzacyjnych, z których najpoważniejsze dotyczą zatrudnienia<sup>52</sup>.

W przypadku gazu, po kilkuletnim wzroście cen w drugiej połowie lat 90., od początku 2001 r. zauważalny jest trend spadku cen dla największych odbiorców przemysłowych<sup>53</sup>.

Mając świadomość, że liberalizacja rynku jest procesem rozłożonym na lata i wymagającym w przyszłości jeszcze wielu dostosowań organizacyjnych i prawnych, Komisja Europejska ustanowiła w 1998 r. Europejskie Elektryczne

<sup>48</sup> W wielu państwach spółki sieciowe nie zapewniają bezpośredniego dostępu do objętości magazynowych. W niektórych krajach dostęp do objętości magazynowych spółki przesyłowej nie jest w ogóle uregulowany lub jest dostępny tylko na potrzeby bilansowania.

<sup>49</sup> Problem ten zresztą jest także obecny w przypadku gazu, choć w znacznie mniejszym stopniu.

<sup>50</sup> Państwa członkowskie mogą zdefiniować zobowiązania o charakterze publicznym jako ochronę środowiska, bezpieczeństwo, ciągłość i jakość dostaw oraz politykę cenową oraz mogą podejmować kroki niezbędne do zrealizowania zobowiązań o charakterze publicznym jednakże podjęte działania nie powinny ograniczać wolnego handlu i zasad konkurencji w stopniu nie większym niż jest to konieczne. I tak np. we Francji i Grecji istnieją specjalne zasady ustalania cen energii elektrycznej dla odbiorców bez prawa do korzystania z zasady TPA. W Wielkiej Brytanii istnieją specjalne przepisy prawa ochraniające ludzi w podeszłym wieku i niepełnosprawnych. Zasady zapewniające budowę przyjaznych środowisku mocy wytwórczych (bardzo często droższych niż tzw. konwencjonalne) istnieją w Niemczech, Austrii, Danii i Grecji.

<sup>51</sup> Największy spadek cen energii elektrycznej po dwóch latach stosowania dyrektywy został zanotowany w Niemczech 40% dla odbiorców przemysłowych. Jednakże należy zauważyć, iż w niektórych państwach członkowskich odnotowano wzrost cen energii elektrycznej. W przypadku Holandii ceny dla odbiorców przemysłowych wzrosły o ok. 20%, natomiast we Włoszech drastycznie wzrosły ceny dla odbiorców indywidualnych przy jednoczesnym spadku cen dla odbiorców przemysłowych.

<sup>52</sup> Według raportu przedstawionego Komisji od 1998 r. do 2003 r. pracę w sektorze straci ok. 25% zatrudnionych. Należy przy tym zauważyć, iż już w latach 1990–1998 r. w sektorze elektroenergetycznym pracę straciło około 250 tys. osób.

<sup>53</sup> Trudno oczywiście przypisać odwrócenie tego trendu tylko i wyłącznie liberalizacji rynku, ale z pewnością miała ona w tym swój udział.

Forum Regulatorów, którego spotkania odbywają się w Florencji i którego zadaniem jest ocena dotychczasowych kroków podjętych przez państwa członkowskie zmierzających do utworzenia jednolitego rynku energii elektrycznej. Cykl spotkań został określony mianem Procesu Florenckiego. W przypadku rynku gazu odpowiednikiem Procesu Florenckiego jest ustanowione w 1999 r. Forum Madryckie.

Cykliczne spotkania organizowane dwa razy w roku w ramach Procesów Florenckiego i Madryckiego skupiają się w głównej mierze na wysiłkach zmierzających do wprowadzenia nowego, jednolitego transgranicznego systemu opłat przesyłowych oraz wprowadzenia bardziej przejrzystych zasad ustalania opłat transgranicznych odpowiadających poniesionym przez operatorów kosztom, uwzględniających zasady kompensowania.

Zmiany na europejskim rynku energii nie pozostają też bez wpływu na kraje aspirujące do członkostwa w unii, w tym Polskę, które powinny stopniowo przekształcać funkcjonowanie zmonopolizowanych struktur energetycznych oraz dostosowywać swoje systemy regulacyjne do rozwiązań zgodnych z obowiązującymi w unii<sup>54</sup>.

*Małgorzata Kozak, Andrzej Sanderski*

#### EXPERIENCE OF THE EUROPEAN UNION IN LIBERALISING DOMESTIC ELECTRIC ENERGY AND GAS MARKETS

It became necessary to liberalise or introduce competition principles to the electric energy and gas sectors due to their organisational form (monopolies) and burdens carried by their customers. Generally speaking, the liberalisation process in most EU countries was commenced when the directive concerning common principles governing the internal electricity market No. 96/92/EC and the directive concerning common principles of the internal gas market No. 98/30/EC were adopted.

The directives regulated, in particular, such issues as transmission, distribution and trade in electric energy and gas, principles of organisation of sectors, a principle of access to the market (negotiated access to the system, regulated access to the system, and the 'single buyer' model), rights and duties of distribution systems operators.

The directives introduced a principle of gradual opening of markets, however, some member countries decided to accept considerably bigger quantities in comparison with those specified in the directives. Implementation of provisions contained in the directives released a downward trend in dynamics of electric energy and gas prices in most member countries.

<sup>54</sup> W przypadku Polski, ustawa – prawo energetyczne i stosowne akty wykonawcze przewidują stopniowe otwarcie rynku energii elektrycznej i gazu. Ostatnia nowelizacja ustawy z lipca br. jest kolejnym etapem ujednoczenia prawa krajowego z unijnym. Osobną kwestią jest natomiast skuteczność implementacji rozwiązań prawnych w praktyce.

Despite it the introduction of competition rules to these sectors comes across difficulties. It is due not only to technical barriers (lack of a sufficient number of cross-border links) but also, for instance, to the fact that electric energy and gas are treated as goods the access to which should be guaranteed for all those interested in it. An additional problem is also the cost of access to a network, level and differentiation of transmission charges (post stamp model, distance charges, zone payments) in particular countries, which leads to the pancaking of transmission charges.

It should be noted that liberalisation brings about major changes in economic situation of particular companies operating in the market of electric energy and gas, which involves their restructuring and primarily reduction of employment in these sectors. The liberalisation process is spread over years and necessitates numerous adjustments in organisational and legal fields. Its expression is a cycle of regulators' meetings focussed on assessing steps taken by the member countries.