

Artykuł pochodzi z archiwalnych zasobów firmy EKO-KONSULT sp. z o.o. 80-557 Gdańsk,
ul. Narwicka 6.

Wszystkie prawa zastrzeżone.

Korzystanie za zgodą firmy EKO-KONSULT biuro@ekokonsult.pl



Kwartalnik „Problemy Ocen Środowiskowych” wydawany cyklicznie w latach 1998 – 2012, przez EKO-KONSULT był jedynym wydawnictwem w Polsce, poświęconym wyłącznie ocenom środowiskowym planowanych inwestycji oraz strategicznym ocenom oddziaływania na środowisko. Dla praktyków OOS, ale również dla osób początkujących może nadal stanowić wartościowe źródło wiedzy np. w zakresie prezentowanych case study i przeglądu stosowanych metodyk - w tym kontekście znaczna część artykułów zachowuje sporo aktualności.

Marek Zerka

Polityka elektroenergetyczna Unii Europejskiej - Dyrektywa IEM a stan polskich przygotowań do wejścia na wspólny europejski rynek elektroenergetyczny

Podstawowe oddziaływanie na polską elektroenergetykę jakie pojawi się w trakcie integracji Polski z Unią Europejską obejmując między innymi:

- kształtowanie się wspólnej polityki energetycznej krajów członkowskich Unii Europejskiej,

- kreowanie konkurencyjnych rynków energii oraz połączona z tym liberalizacja i demonopolizacja sektorów energetyki,
- rozwój wspólnego wewnętrznego rynku energii (w tym rynku energii elektrycznej), na podstawie rozwoju wymiany i konkurencji międzynarodowej pomiędzy krajami członkowskimi, a w ramach tego między innymi oddziaływanie w zakresie:
 - wyboru systemu organizacyjnego dostępu do sieci (negocjowany lub regulowany dostęp stron trzecich czy model wyłącznego nabywcy),
 - powołania operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych oraz ustalenia zakresu ich uprawnień i odpowiedzialności,
 - ustalania kryteriów w dysponowaniu źródłami energii elektrycznej i połączeniami międzysystemowymi,
 - przyjęcia procedur udzielania pozwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych (koncesjonowanie lub przetargi),
 - zdefiniowania grupy tzw. odbiorców kwalifikowanych (posiadających prawo dostępu do rynku) oraz określenia zasad dostępu do rynku,
 - przyznania priorytetów odnawialnym źródłom energii elektrycznej oraz produkcji w skojarzeniu,
 - wydzielenia finansowo-księgowego różnych rodzajów działalności,
 - zapewnienia przejrzystości cen energii elektrycznej i systemów taryfowych,
 - rozstrzygnięcia sporów i zapobiegania nadużywaniu pozycji dominującej,
 - ustalania zakresu zobowiązań z tytułu użyteczności publicznej przedsiębiorstw,
- obowiązujące, wdrażane i projektowane zasady, mechanizmy i procedury ochrony środowiska naturalnego w zakresie działalności elektroenergetyki,
- zasady polityki fiskalnej w stosunku do przedsiębiorstw elektroenergetycznych,
- zasady udzielania zamówień na dostawy towarów i usług obowiązujące przedsiębiorstwa energetyczne,
- obowiązujące zasady prowadzenia rachunkowości księgowej i sprawozdawczości.

W zakresie przygotowań Polski do procesu integracyjnego występuje konieczność dostosowywania polskich przepisów prawnych do treści przepisów stosowanych w Unii oraz włączania do systemu prawnego przepisów unijnych (zgodnie z zasadą nadrzędności aktów prawnych UE w stosunku do systemów prawnych krajów członkowskich). Wymagania te w istotny sposób wpływają na sposób funkcjonowania (obecnie i w przyszłości) polskiego sektora elektroenergetycznego, w tym w szczególności na warunki jego uczestnictwa w konkurencyjnym europejskim rynku energii elektrycznej.

Obecnie podstawowymi celami wspólnej polityki energetycznej krajów członkowskich Unii Europejskiej są: wzrost konkurencyjności gospodarki, zachowanie bezpieczeństwa energetycznego i skuteczna ochrona środowiska. Osiąganie tych celów ma zapewnić szereg zróżnicowanych działań, wśród których szczególnego znaczenia nabiera inicjatywa wdrożenia i rozwoju konkurencyjnych europejskich rynków energii, w tym zwłaszcza w sektorach elektroenergetyki i gazu ziemnego. Budowa jednolitego rynku energii elektrycznej jest prowadzona na podstawie zasad dotyczących wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej oraz wdrażania konkurencji, przyjętych jako efekt konsekwentnego dążenia do ustanowienia wewnętrznego rynku jako obszaru, w ramach którego dokonuje się swobodny przepływ dóbr, ludzi, usług i kapitału. Podstawy kreowania wspólnego rynku energii elektrycznej przedstawione zostały w Traktacie Karty Energetycznej oraz w Dyrektywach z 1990 roku w sprawie przesyłu energii elektrycznej przez sieci oraz w sprawie procedur we Wspólnocie poprawiających przejrzystość cen gazu i energii elektrycznej. Jednakże najszersze zasady organizacji tego rynku zostały przedstawione w Dyrektywie 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (tzw. Dyrektywa IEM) przewidującej stopniowe otwieranie krajowych rynków energii elektrycznej na konkurencję międzynarodową.

W szeregu kwestiach Dyrektywa IEM pozostawia krajom członkowskim znaczną swobodę wyboru różnych rozwiązań, pod warunkiem jednak osiągnięcia porównywalnych efektów w kluczowych zagadnieniach, do których należy między innymi zakres otwarcia rynków krajowych na konkurencję międzynarodową. Dlatego też istotnego znaczenia nabiera konieczność wdrożenia skutecznych systemów regulacji działalności firm energetycznych, bez względu na przyjęte rozwiązania szczegółowe. W obszarach występowania monopolu naturalnych regulacja ma przede wszystkim zapobiegać nadużywaniu pozycji dominującej, podczas gdy w obszarach konkurencyjnych winna zapewniać, że jasne i zrozumiałe zasady gwarantują równe warunki funkcjonowania. W każdym z przyjętych systemów regulacja ma zapewniać stosowanie nie dyskryminujących zasad świadczenia usług i współpracy przedsiębiorstw oraz właściwych standardów usług. System regulacji polskiego sektora energetyki, wynikający z przepisów ustawy Prawo energetyczne w dużym stopniu wypełnia przedstawione wyżej postulaty i warunki.

Harmonogram wdrożenia przepisów

Podstawowy harmonogram wdrożenia Dyrektywy IEM obejmuje następujące etapy:

- 19 lutego 1997r. - Dyrektywa IEM weszła w życie,

- 19 lutego 1998r. - upłynął termin na rozpatrzenie pomocniczych środków harmonizacyjnych oraz składanie wniosków w sprawie przejściowych odstępstw od przepisów Dyrektywy IEM,
- 19 lutego 1999r. - nastąpiło wdrożenie Dyrektywy IEM przez większość krajów członkowskich Unii, obowiązuje stopień otwarcia rynku wyliczony na podstawie progu 40 GWh (wstępnie szacowano, że będzie to stanowić około 22% rynku, jednak na początku listopada 1997r. Komisja stwierdziła, że otwarcie osiągnie poziom powyżej 26%),
- 19 lutego 2000r. - ma nastąpić wdrożenie Dyrektywy IEM przez Belgię i Irlandię, dla wszystkich krajów obowiązuje stopień otwarcia rynku wyliczony na podstawie progu 20 GWh (około 27% rynku), upływa termin na przedłożenie stanowisk w sprawie pomocniczych środków harmonizacyjnych,
- 19 lutego 2001r. - ma nastąpić wdrożenie Dyrektywy IEM przez Grecję,
- 19 sierpnia 2001r. - upływa termin przeglądu klauzuli o „negatywnej wzajemności” (*negative reciprocity*),
- 19 lutego 2003r. - obowiązuje stopień otwarcia rynku wyliczony na podstawie progu 9 GWh (około 33% rynku),
- 19 lutego 2006r. - przyjęcie ewentualnych zmian Dyrektywy IEM.

W dniu 19 lutego 1999r. upłynął termin, do którego kraje członkowskie były zobowiązane do wprowadzenia w życie rozwiązań prawnych, regulacji i przepisów administracyjnych niezbędnych do zapewnienia dostosowania do przepisów Dyrektywy. Przedłużony termin dostosowania uzyskały Belgia (o 1 rok), Grecja (o 2 lata) i Irlandia (o 1 rok).

Należy wyraźnie podkreślić, że Dyrektywa IEM dotyczy otwierania rynków energii elektrycznej krajów członkowskich na konkurencję międzynarodową (w ramach Unii Europejskiej), natomiast przepisy polskiej ustawy Prawo energetyczne ograniczają obowiązek świadczenia usług przesyłowych do krajowej energii elektrycznej. Jest to istotna różnica, która będzie musiała być uwzględniona w procesach harmonizacji prawa.

Struktura odbiorców finalnych w Polsce wskazuje, że na podstawie pierwszego kryterium zawartego w Dyrektywie IEM (dotyczącego odbiorców zużywających powyżej 100 GWh rocznie) otwarcie rynku energii elektrycznej już w pierwszym etapie wynosiłoby około 37%. Wielkość ta wynika z dominacji wielkich odbiorców i z upływem czasu, w trakcie dokonującej się restrukturyzacji polskiej gospodarki, może ulegać zmianie.

Zgodnie z ustaleniami dokonanymi w trakcie przeglądu zgodności legislacji Polski i Unii Europejskiej w listopadzie 1998r. w Brukseli, strona polska wstępnie zadeklarowała, iż z dniem akcesji dostęp do importowanej energii będą mieli odbiorcy, którzy zużywają co najmniej 100 GWh rocznie.

Zasady rozwoju podsektora wytwarzania (art. 4, 5 i 6 Dyrektywy)

Przepisy Dyrektywy przewidują dwa równoważne systemy rozwoju podsektora wytwórczego, przy czym każdy z nich musi spełniać warunki obiektywności, przejrzystości i niedyskryminacji. Pierwszy z nich to system udzielania pozwoleń na budowę źródeł, w którym można stosować tylko dopuszczone Dyrektywą kryteria. Mogą one dotyczyć przede wszystkim bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego, ochrony środowiska, obowiązujących zasad lokalizacji inwestycji energetycznych, wykorzystania gruntów państwowych, wydajności energetycznej, rodzajów paliw stosowanych do produkcji energii elektrycznej oraz oceny wiarygodności ubiegającego się o pozwolenie. Wyrazem daleko idącego kompromisu w zakresie kształtu przepisów Dyrektywy jest jednak możliwość uwzględniania w tych kryteriach również przepisów dotyczących nakładania na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków o charakterze użyteczności publicznej. Można uznać, że system koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych, zawarty w polskiej ustawie Prawo energetyczne spełnia warunki takiego właśnie systemu pozwoleń. Wydanie koncesji związane jest z dokonywaną przez Prezesa URE oceną wiarygodności finansowej, możliwości technicznych i organizacyjnych podmiotów ubiegających się o koncesję, a także uwzględnia założenia polityki energetycznej państwa oraz słabo zdefiniowany interes społeczny.

Drugi z systemów proponowany przez Dyrektywę przewiduje organizację procedury przetargowej na nowe moce wytwórcze. Powinna odwoływać się ona do przewidywanego zapotrzebowania na nowe moce, opracowywanego na podstawie systematycznie prowadzonych badań i prognoz, z uwzględnieniem możliwości pokrywania zapotrzebowania również poprzez połączenia międzysystemowe. Procedury te muszą spełniać kryteria obiektywności, jawności i równego traktowania oferentów, a za ich organizację i monitorowanie powinien być odpowiedzialny podmiot nie związany z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Według informacji Komisji Europejskiej zdecydowana większość krajów członkowskich wybrała system udzielania pozwoleń, czyli koncesjonowania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Operatorzy systemów (art. 7 - 12 Dyrektywy)

W Dyrektywie przyjęto, że każdy z systemów przesyłowych w ramach Wspólnoty musi podlegać centralnemu zarządzaniu i sterowaniu, w celu zapewnienia bezpieczeństwa, niezawodności i wydajności ich pracy, w interesie zarówno wytwórców, jak i odbiorców energii elektrycznej. Zadanie to ma wypełniać, działający w sposób obiektywny, przejrzysty i niedyskryminujący operator systemu przesyłowego. Zadania i warunki funkcjonowania operatora systemu obejmują między innymi:

- odpowiedzialność za dysponowanie energią i mocą w systemie, oraz za bezpieczeństwo, niezawodność i wydajność systemu elektroenergetycznego, w tym także poprzez zapewnienie dostępności wszystkich niezbędnych do tego usług systemowych,
- odpowiedzialność za dysponowanie urządzeniami wytwórczymi w powierzonym obszarze oraz międzysystemowymi połączeniami wymiany z innymi systemami,
- zobowiązanie do opracowania i publikowania nie rzadziej niż raz na dwa lata prognozy dotyczącej prawdopodobnego przyrostu zdolności wytwórczych i przesyłowych, konieczności rozwoju połączeń międzysystemowych, potencjalnych zdolności przesyłowych i zapotrzebowania na energię elektryczną,
- obowiązek zapewnienia operatorom innych systemów połączonych z systemem danego operatora, odpowiedniej informacji, pozwalającej na bezpieczną i wydajną pracę, skoordynowany rozwój i współpracę systemów połączonych,
- zakaz dyskryminacji poszczególnych użytkowników lub grup użytkowników, zwłaszcza w interesie własnych (podległych) przedsiębiorstw lub akcjonariuszy,
- kraj członkowski może narzucić operatorowi systemu w ramach jego funkcji dysponowania źródłami, obowiązek priorytetowego traktowania źródeł odnawialnych, wykorzystujących odpady lub wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu; dla zachowania bezpieczeństwa zasilania priorytety mogą zostać przyznane miejscowym pierwotnym nośnikom energii, do wysokości nie przekraczającej poziomu 15% rocznego krajowego zużycia energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej.

Operator systemu jest wyznaczany przez kraj członkowski lub przez przedsiębiorstwo będące właścicielem systemu przesyłowego. Operator systemu powinien być niezależny, co najmniej pod względem zarządzania, od innych rodzajów działalności nie związanych z systemem przesyłowym. Nie wymaga to jednak ustanowienia oddzielnego przedsiębiorstwa.

Chociaż Dyrektywa IEM wymaga jedynie rozdzielenia zarządczego i rachunkowego działalności operatora systemu od innych rodzajów działalności, jednak większość krajów członkowskich i ich firm elektroenergetycznych decyduje się na rozdzielenie pełne (funkcje

operatora systemu realizowane są przez wydzielone przedsiębiorstwo, które nie podlega kontroli ze strony żadnego innego przedsiębiorstwa energetycznego, zaangażowanego w istotny sposób w wytwarzanie energii elektrycznej) lub prawne (funkcje operatora systemu realizowane są przez wydzielone przedsiębiorstwo, które może być w sposób bezpośredni lub pośredni kontrolowane przez inne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej).

Zgodnie z przepisami wykonawczymi do ustawy Prawo energetyczne (w tym zwłaszcza rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998r. *w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców*), PSE SA jako przedsiębiorstwo sieciowe jest zobowiązane do wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego. Przy tym operator systemu przesyłowego definiowany jest jako przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej, odpowiedzialne za ruch, utrzymanie i rozwój tej sieci oraz jej połączeń z innymi sieciami, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jest to definicja i zakres przypisanych funkcji zbieżne z regulacjami wdrażanymi w tym zakresie w Unii Europejskiej.

Dyrektywa IEM nakłada na kraje członkowskie obowiązek zapewnienia, że zostaną opracowane i wydane minimalne zasady i wymagania techniczno-ruchowe przyłączania do sieci. Tego typu dokument określany często jako *Kodeks sieci* zawiera warunki przyłączenia i prowadzenia ruchu sieci (przesyłowej lub rozdzielczej). Publikowanie warunków przyłączenia ogranicza ryzyko związane z wejściem na rynek energii elektrycznej, wyraźnie i z góry określając dla wszystkich potencjalnych uczestników obowiązujące na nim „zasady gry”. W celu zapewnienia właściwego (bezpiecznego i ekonomicznego) funkcjonowania systemu przesyłowego, niezbędne jest również publikowanie zasad współpracy ruchowej, które będą określały podział zadań i odpowiedzialności pomiędzy operatorem systemu i innych uczestników rynku. Przyjmuje się, że określenie „*minimalne zasady i wymagania techniczno-ruchowe*”, oznacza minimalny zestaw zasad niezbędny do zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego. Dla pełnego wykorzystania korzyści jakie oferuje połączony system przesyłowy (z uwzględnieniem międzynarodowych połączeń wymiany), każdy z uczestników rynku przyłączony do sieci musi stosować się do obowiązujących zasad technicznych i handlowych, aby sprawiedliwie uczestniczyć w utrzymywaniu właściwych warunków pracy systemu, unikać lub ograniczać skutki

powodowanych przez własne urządzenia zakłóceń, które mogłyby dotyczyć innych podmiotów oraz respektować przyjęte zobowiązania.

Niezależność i wolny od dyskryminacji charakter działania operatora systemu przesyłowego w ramach struktury sektora elektroenergetyki mają kluczowe znaczenie dla rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej na obszarze Unii Europejskiej. Wstępnie zaproponowana definicja niedyskryminacji wskazuje, że wszystkie organizacje (zarówno w ramach własnej organizacji jak i wchodzące w skład innych przedsiębiorstw) w tych samych warunkach są traktowane jednakowo. Środkami zapewniającymi wolne od dyskryminacji traktowanie jest zwiększanie przejrzystości procesów podejmowania i wdrażania decyzji. Dlatego też operator systemu musi być niezależny, co najmniej pod względem zarządzania, od innych rodzajów działalności nie związanych z jego systemem przesyłowym. Prowadzenie ruchu przez system przesyłowy na określonym obszarze lub w kraju musi określać zasady:

- dostępu do sieci,
- ustalania składu jednostek wytwórczych,
- planowania i dysponowania jednostkami wytwórczymi,
- podejmowania działań w przypadku występowania ograniczeń w sieci przesyłowej,
- postępowania w sytuacjach zagrożeń,
- zarządzania usługami systemowymi,
- stosowania zasad technicznych,
- dysponowania połączeniami międzysystemowymi,
- dysponowania przepływami energii w systemie.

Uznaje się, że do zarządzania siecią operatorowi systemu konieczne jest przekazywanie znacznego zakresu informacji technicznych i handlowych, przez większość podmiotów przyłączonych do sieci. W wielu przypadkach konieczne więc będzie bezwzględne zachowanie przez operatora poufności tak uzyskanych danych. Podczas bieżącego prowadzenia ruchu można osiągnąć dodatkowe korzyści ekonomiczne poprzez krótkookresową optymalizację w ramach połączonych sieci. W tych warunkach niezależny operator systemu powinien przejmować odpowiedzialność za związane z tym decyzje, zakładając, że będzie to realizowane w sposób całkowicie przejrzysty i wolny od dyskryminacji, a także bez naruszania przepisów art.8. Zadaniem niezależnego operatora systemu powołanego na wydzielonym obszarze lub na terenie całego kraju jest ustanowienie neutralnych mechanizmów koordynacji, które będą sprzyjać rozwojowi konkurencji bez tworzenia zagrożeń dla bezpieczeństwa i niezawodności systemu.

Przepisy polskiej ustawy Prawo energetyczne nie odnoszą się wprost do zakresu oraz trybu wydania regulacji o charakterze kodeksów sieci. Regulację w tym zakresie stanowią przepisy rozporządzenia Ministra Gospodarki w *sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego, eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców*. Nakładają one na przedsiębiorstwa sieciowe obowiązek opracowania regulaminów prowadzenia ruchu i eksploatacji, których obiektywność i równość traktowania stron podlegałyby kontroli ze strony organów regulacji, w ramach warunków udzielonej koncesji na działalność sieciową.

Priorytety dla źródeł energii elektrycznej (art.8 Dyrektywy)

Przepisy Dyrektywy IEM dają krajom członkowskim możliwość zobligowania operatora systemu odpowiedzialnego za dysponowanie źródłami do priorytetowego traktowania źródeł odnawialnych, produkujących energię elektryczną z odpadów lub w skojarzeniu (tzw. źródła *RWC - Renewable, Waste and Cogeneration*). Zobowiązanie to rodzi szereg dodatkowych pytań i wątpliwości, które obecnie są szeroko dyskutowane. Jedno z nich dotyczy kwestii, który z podmiotów powinien być zobligowany do zakupu energii pochodzącej z tych źródeł, jeśli dobrowolne zakupy przez odbiorców okażą się niewystarczające. Można przyjmować tu różne rozwiązania, w tym na przykład:

- obarczenie obowiązkiem zakupu energii pochodzącej z tego typu źródeł przedsiębiorstw energetycznych posiadających wyłączność dostaw dla określonej grupy odbiorców, dzięki czemu możliwe będzie przeniesienie dodatkowych kosztów w cenie energii elektrycznej,
- nadanie określonych priorytetów w określaniu zestawu jednostek produkcyjnych, jakie ma miejsce w obligatoryjnym poolu, gdy jednocześnie wszyscy dostawcy mają obowiązek dokonywania zakupów energii z jednego źródła,
- nałożenie obowiązku na wytwórców utrzymania określonego udziału „zielonej” energii w całości ich produkcji energii elektrycznej i/lub zobowiązanie dostawców/odbiorców utrzymania określonego udziału „zielonej” energii w całości ich zakupów.

Kolejna kwestia dotyczy zasad stanowienia cen na energię elektryczną pochodzącą ze źródeł RWC. Proponuje się tu między innymi następujące rozwiązania:

- określona dopłata do inwestycji (ustalony udział w finansowaniu inwestycji lub stała dopłata niezależna od ponoszonych kosztów inwestycyjnych),
- określona dopłata do każdej wyprodukowanej jednostki energii elektrycznej,
- dopłata uzależniona od zdolności wytwórczych (mocy) i dyspozycyjności źródeł,

- konkurencja w grupie źródeł RWC, poprzez ich odrębny udział w procesie ofertowania energii na rynku energii elektrycznej (utworzenie niezależnego konkurencyjnego segmentu rynku),
- swobodnie zawierane umowy długoterminowe z innymi wytwórcami lub dostawcami na dostawy energii ze źródeł RWC.

Możliwość swobodnego dokonywania zakupów na obszarze Unii przez tzw. uprawnionych odbiorców niesie dwa podstawowe problemy. Pierwszy z nich dotyczy wprowadzanych mechanizmów zapewniania zakupów i finansowania energii odnawialnej. Drugi, wynikający z pierwszego, związany jest z możliwością odbiorców, zobligowanych do zakupu określonej części zapotrzebowania na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, pozyskiwania tych dostaw za granicą. Mechanizm uprzywilejowanego traktowania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, mówiący o możliwości przyznawania priorytetów w dysponowaniu między innymi źródłami odnawialnymi, stanowi wyjątek od podstawowej reguły, która zobowiązuje do stosowania kryteriów ekonomicznych w dysponowaniu źródłami wytwórczymi i połączeniami międzysystemowymi. Jest to mechanizm, który w rzeczywistości był już stosowany przez większość krajów członkowskich jeszcze przed liberalizacją rynku, polegający na tym, że operator systemu przesyłowego dokonuje zakupów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, zwykle po mniej korzystnych cenach niż z innych źródeł, a następnie alokuje dodatkowe koszty na wszystkich swoich odbiorców. Tu należałoby podkreślić, że Dyrektywa IEM ogranicza się tylko do uprzywilejowanego dysponowania źródłami i nie obejmuje zasad zapewniania subsydiowania bezpośredniego lub pośredniego źródeł odnawialnych. Nie daje także podstaw krajom członkowskim do nadawania operatorom systemu przesyłowego prawa do nakładania obowiązku na uprawnionych odbiorców zakupu „ich” części energii odnawialnej, zarówno wprost, jak i poprzez nakładanie dodatkowych opłat lub tzw. „zielonych certyfikatów”. Dlatego też, bez odpowiednich dodatkowych działań i środków wspomagających ze strony krajów członkowskich, ukierunkowanych na rozwój i wdrożenie polityki promującej źródła odnawialne, mechanizm zapewniony przez Dyrektywę IEM miałby bardzo ograniczone oddziaływanie.

Polskie Prawo energetyczne przewiduje możliwość nałożenia przez Ministra Gospodarki na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną określonego obowiązku zakupu między innymi energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych, w tym odnawialnych. Jest to przepis fakultatywny, który nie rozwiązuje problemów, związanych chociażby z cenotwórstwem czy też zasadami pokrywania dodatkowych kosztów.

W trakcie prac nad projektem tego rozporządzenia od samego początku zarysowały się istotne rozbieżności co do zakresu obowiązkowych zakupów, podmiotów, na które nakładany byłby obowiązek oraz zasad ustalania cen energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Przepisy Dyrektywy IEM przewidują też możliwość nadania przez kraje członkowskie ograniczonych priorytetów w dysponowaniu tymi źródłami energii elektrycznej, które wykorzystują krajowe paliwa pierwotne. Należy podkreślić, że energia elektryczna produkowana w źródłach wodnych i odnawialnych (za wyjątkiem biomasy) nie mieści się w tej definicji. Są to co prawda „*pierwotne źródła energii*” jednak nie „*paliwa*”. Należy również zaznaczyć, że podejmowane lub przewidywane do wdrożenia przez kraje członkowskie środki na podstawie przepisów tego artykułu, dotyczą głównie paliw niekonkurencyjnych. Stąd zastosowanie przepisów do krajowych paliw konkurencyjnych nie ma właściwego uzasadnienia, gdyż siły rynkowe wymuszają wystarczające ich wykorzystanie i nie są konieczne mechanizmy ochronne.

Rozdzielenie i przejrzystość rachunkowości (art. 13 - 15 Dyrektywy)

Dla unikania działań dyskryminujących, subsydiowania skrośnego i naruszania warunków konkurencji na podstawie przepisów artykułów 13, 14 i 15 konieczne jest rozdzielenie i zachowanie przejrzystości prowadzonej księgowości i rachunkowości, w tym zwłaszcza prowadzenie odrębnych rachunków dla działalności wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej, wymagające badania i kontroli organów regulacji. Wymaganiom tym odpowiadają przepisy zawarte w polskim Prawie energetycznym.

Dostęp do sieci elektroenergetycznej (art. 16 - 19 Dyrektywy)

Dyrektywa IEM przewiduje możliwość wyboru przez kraje członkowskie systemu negocjowanego lub regulowanego dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej, albo też systemu wyłącznego nabywcy. Różnica pomiędzy tymi systemami dotyczy raczej struktury transakcji handlowych niż ich skutku, gdyż wyłączny nabywca działa jako pośrednik w obrocie energią elektryczną na warunkach zapewniających takie same jak w systemie dostępu stron trzecich do sieci, korzyści z wynegocjowanych kontraktów wytwórcom i odbiorcom. Zapewnia to przepis, który przewiduje możliwość zobowiązania wyłącznego nabywcy do zakupu zakontraktowanej przez uprawnionego odbiorcę energii elektrycznej po cenie równej różnicy ceny taryfowej dla tego odbiorcy i taryfowym kosztem przesyłu i

dystrybucji. Najczęściej wybieranym systemem w krajach Unii Europejskiej jest system regulowanego dostępu stron trzecich do sieci.

Przepisy Unii Europejskiej w zakresie różnych form organizacji dostępu do systemu mają charakter warunkowy. Ich stosowanie może zostać wyłączone lub ograniczone jeśli stanowiłoby to zagrożenie dla osiągnięcia przez przedsiębiorstwa celów realizowanych w interesie ogólnogospodarczym. Wiąże się to z możliwością nakładania przez kraje członkowskie na przedsiębiorstwa zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej. Przepisy dotyczące zasad funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej nie zawierają bezpośrednich ograniczeń przedmiotowych w zakresie dostępu do systemu (na przykład co do rodzajów źródeł, krajów lub kierunków pochodzenia energii elektrycznej), a jedynie możliwość nadawania pewnych priorytetów. Ponadto Dyrektywa IEM nie zawiera bezpośrednich ograniczeń co do podmiotowego zakresu stosowania danej formy dostępu do sieci. Wymaga jednak uzyskiwania na poszczególnych etapach wdrożenia przepisów otwarcia poszczególnych rynków krajowych na konkurencję w stopniu nie mniejszym niż to wynika z obowiązującego harmonogramu. Poszczególne kraje mają więc swobodę w definiowaniu grup podmiotów uprawnionych do korzystania z usług przesyłowych w takim zakresie, który pozwoli uzyskać zakładany stopień otwarcia rynku.

Należy wyraźnie zaznaczyć, że wbrew początkowym propozycjom ustalone w Dyrektywie progi zużycia rocznego nie dotyczą indywidualnych odbiorców lecz służą tylko do obliczenia procentowego otwarcia rynków, jednakowego we wszystkich krajach członkowskich. Wymagany jednolity stopień otwarcia rynków energii elektrycznej w poszczególnych krajach członkowskich obliczany jest na podstawie udziału grup odbiorców finalnych, o określonym zużyciu rocznym energii elektrycznej, w całkowitym zużyciu energii elektrycznej na obszarze Unii. Tak obliczony procentowy stopień otwarcia rynków dotyczy wszystkich krajów członkowskich. Zgodnie z zasadą subsydialności, wdrożenie tego otwarcia w poszczególnych krajach może się różnić z powodu zróżnicowania definicji tzw. uprawnionych odbiorców. Artykuł 19 nakłada w tym zakresie szereg obowiązków na kraje członkowskie i Komisję Europejską.

W świetle tych przepisów dostęp do sieci w Polsce ma charakter dalece ograniczony (dotyczy jedynie energii elektrycznej wytworzonej w kraju, co stanowi bezpośrednią osłonę krajowego rynku przed konkurencją ze strony energii wytworzonej poza granicami), warunkowy (przepisy zawierają szereg warunków, które mogą stanowić podstawę do odmowy wykonania usługi przesyłowej, zwłaszcza odnosząc się do warunków technicznych i ekonomicznych oraz uzależniając obowiązek świadczenia usług przesyłowych od utrzymania

niezawodności dostarczania i jakości energii elektrycznej w ramach obowiązujących standardów) oraz podlega regulacji (zwłaszcza w zakresie stanowienia opłat przesyłowych i rozwiązywania sporów związanych z dostępem do sieci). Dlatego uzasadnione jest stwierdzenie, że w Polsce stopniowo wdrażany jest ograniczony przedmiotowo, warunkowy i regulowany system dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych i rozdzielczych. Pod względem przyjętych mechanizmów i tempa wdrożenia system ten jest bardzo zbliżony do rozwiązań obowiązujących w krajach Unii Europejskiej, jednakże kreując konkurencję na rynku krajowym jest zdecydowanie bardziej ostrożny w otwieraniu go na konkurencję międzynarodową. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998r. *w sprawie określenia harmonogramu uzyskiwania prawa, przez poszczególne grupy odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, do korzystania z usług przesyłowych*, udzielenie prawa dostępu do sieci odbiorcom o zużyciu co najmniej 100 GWh rocznie od stycznia 1999r. otworzyło rynek energii krajowej w około 37%.

W Dyrektywie zawarta jest również tak zwana zasada „negatywnej wzajemności”. Wynika z niej, że można odmówić realizacji transakcji sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy dwoma krajami, jeśli na podstawie istniejących przepisów analogiczna transakcja sprzedaży nie byłaby możliwa do kraju eksportera. Wprowadzenie tej zasady wynikało z obawy, że przedsiębiorstwa energetyczne działające w systemach silnie chronionych przed konkurencją (oczywiście w ramach przepisów Dyrektywy IEM) będą wykorzystywały szersze otwarcie innych systemów. Nie jest jeszcze jasne jaki podmiot miałby prawo zablokowania tego typu transakcji i kontroli czy zachowana jest zasada wzajemności. Przyjmuje się, że wchodzi to w naturalny sposób w zakres działalności operatora systemu przesyłowego.

Dyrektywa IEM dopuszcza również wprowadzenie rozwiązań tzw. „okresu przejściowego” (art. 23 - 24 Dyrektywy). Na wprowadzenie rozwiązań przejściowych uzasadnionych podjęciem zobowiązań lub udzieleniem gwarancji przez kraje członkowskie przed wejściem w życie Dyrektywy IEM wyraża zgodę Komisja Europejska.

Podsumowanie

Pełne wdrożenie Dyrektywy i osiągnięcie zakładanych w niej celów przez kraje członkowskie może napotkać na szereg trudności. Wynika to przede wszystkim z kompromisowego w wielu punktach charakteru przepisów i pojawiających się trudności interpretacyjnych. Dotyczyć to może zwłaszcza takich kwestii, jak pozostawienie możliwości utrzymania zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej, pomimo coraz szerszego rozwijania mechanizmów konkurencji w ramach Unii. Przepisy Dyrektywy dają możliwość

krajom członkowskim nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązań o charakterze użyteczności publicznej, o ile są one uzasadnione bezpieczeństwem zasilania, względami ekonomicznymi (ceny) lub aspektami ochrony środowiska. Zobowiązania te muszą być przejrzyste i możliwe do zweryfikowania, a także opublikowane i przedłożone Komisji Europejskiej. Istnieje jednak obawa, że użyteczność publiczna może być wykorzystywana do odchodzenia od zobowiązań wynikających z Dyrektywy w takich obszarach jak udzielanie zezwoleń na budowę nowych źródeł, zapewnienie dostępu do sieci, możliwość budowy bezpośrednich linii elektroenergetycznych. Przewidywane środki nadzwyczajne, między innymi w przypadku kryzysu na rynku energii czy zagrożenia dla integralności systemu elektroenergetycznego, mogą być nadużywane niezgodnie z wolą ustawodawcy. Dotyczy to również warunków przejściowych wdrożenia przepisów Dyrektywy, w tym zwłaszcza w zakresie tak zwanych inwestycji „stranded”. W wielu krajach przedsiębiorstwa będą dążyły do odzyskania kosztów poniesionych na inwestycje, które w warunkach konkurencji o charakterze międzynarodowym nie mają uzasadnienia ekonomicznego. Mechanizmy i procedury odzyskiwania tych kosztów mogą utrudniać szybkie i efektywne wdrożenie konkurencji. Innym potencjalnym problemem może być możliwość stosowania krajowych preferencji w zakupie energii elektrycznej z określonych źródeł, co z kolei może wywoływać spory wynikające z braku przejrzystości procesów i nierównego traktowania podmiotów. Niezależni wytwórcy mogą napotkać na trudności w uzyskaniu koncesji na budowę nowych źródeł w związku z przepisem, który powołuje się na użyteczność publiczną. Również przepis odnoszący się do ustanowienia zasad technicznych wykorzystania systemu może potencjalnie być wykorzystywany do utrudniania niezależnym wytwórcom dostępu do rynku.

Jednocześnie jednak występuje wyraźna determinacja Komisji Europejskiej szybkiego i skutecznego wdrożenia przepisów, przejawiająca się między innymi w tworzeniu warunków do powoływania operatorów systemu, konsekwentnego ograniczania warunków przejściowych proponowanych przez kraje członkowskie, rozwijaniu jednolitych zasad cenotwórstwa usług przesyłowych i tranzytowych, a także w równoległym wdrażaniu konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Daje ona szansę na przełamanie pojawiających się utrudnień w wykorzystaniu przepisów Dyrektywy.

Polska, posiadając stosunkowo nowoczesną ustawę Prawo energetyczne, nie powinna mieć zasadniczych trudności w przystosowaniu regulacji wewnętrznych, które pozwolą skutecznie osiągać cele wskazane w Dyrektywie IEM. Nie należy przy tym też zapominać, że prawodawstwo Unii Europejskiej ciągle podlega kolejnym modyfikacjom i uaktualnianiu co wymaga dodatkowych przygotowań i przekształceń harmonizacyjnych w

polskim prawie w zakresie elektroenergetyki i ochrony środowiska. Jednakże o silnej pozycji krajowych przedsiębiorstw energetycznych na europejskim rynku energii elektrycznej zadecydują nie tylko dostosowania legislacyjne, ale przede wszystkim konsekwencja w opracowaniu i wdrożeniu programów restrukturyzacji sektora, w tym konsolidacji przedsiębiorstw w poszczególnych podsektorach, programów prywatyzacji oraz budowy konkurencyjnych rynków energii. Wymaga to również rozwoju efektywnej regulacji, zwłaszcza przedsiębiorstw o charakterze monopolu naturalnego, a także tych segmentów rynku, gdzie stopień konkurencji jest jeszcze niewystarczający.

Mgr inż. Marek Zerka

Wiceprezes Zarządu

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.,

Warszawa

Literatura:

1. Directive 96/92/EC: Official Journal of the European Communities No. L27 30.I.97,
2. Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej z komentarzem Marka Zerki, PSE SA 1998 r.,
3. Rozwój europejskiego rynku energii elektrycznej - oczekiwania Unii Europejskiej oraz implikacje dla polskiego sektora elektroenergetycznego, M. Zerka, konferencja "Energy in Poland", 26-27 listopad 1998 r.