

# Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/3877,UREgulowac-w-szystkiego-sie-nie-da.html>  
24.04.2024, 05:08

Strona znajduje się w archiwum.

## UREgulować wszystkiego się nie da

Rozmowa z Markiem Woszczykiem, p.o. Prezesa URE. Nowa Energia, nr 6 (18)/2010.

Jak obecnie funkcjonuje rynek energii elektrycznej w Polsce?

Ciągle jest to rynek, na którym jeszcze nie zachodzą procesy właściwe dojrzałym, wolnym i konkurencyjnym rynkom. Ale sytuacja ta się zmienia, czemu sprzyja na przykład obowiązek giełdowy, jaki nałożyła tegoroczna nowelizacja ustawy Prawo energetyczne. W URE stale oceniamy zachodzące w energetyce zjawiska i obserwujemy rozwój rynku, po to, by nie przegapić momentu, w którym będzie można odpowiedzialnie dokończyć proces jego liberalizacji. Już w 2008 r. opublikowaliśmy mapę drogową uwolnienia rynku energii elektrycznej, pokazując warunki brzegowe, które powinny być spełnione, aby można było odpowiedzialnie podjąć decyzję o pełnym uwolnieniu tego rynku. Musimy pamiętać, że w obszarze, w którym nadal została utrzymana regulacja cen energii elektrycznej, mamy do czynienia z odbiorcą, którego pozycja negocjacyjna z przedsiębiorstwem energetycznym jest najsłabsza.

A co z płynnością i transparentnością rynku?

Poprawa funkcjonowania rynku energii pod tymi względami to także zasługa tzw. obliwa giełdowego, wynikającego z przepisu artykułu 49a ustawy Prawo energetyczne, który nakłada na wytwórców energii elektrycznej określone obowiązki co do sposobu oraz miejsca sprzedawania energii. Zmiana ta już przyniosła pozytywne efekty i płynność faktycznie rośnie. Ilość energii elektrycznej będącej przedmiotem handlu w szczególności poprzez Towarową Giełdę Energii, zdecydowanie wzrosła. Obowiązek ten wszedł w życie 9 sierpnia 2010 r. i już teraz obserwujemy relatywnie duże wolumeny transakcji energią elektryczną dokonywane na TGE. Oczywiście jest to pozytywne zjawisko, gdyż prowadzi do zwiększenia przejrzystości transakcji i zobiektywizowania wyceny dobra, jakim jest energia.

Które z działań podejmowanych przez URE w 2010r uznaje Pan za szczególnie istotne?

Prawo i powinność działania Regulator wywodzi z określonych ustawą celów istnienia organu regulacyjnego, którymi są promowanie konkurencji oraz równoważenie interesów wszystkich uczestników rynku energii. Realizacja tego drugiego celu wymaga zresztą często od Regulatora wyraźnego opowiedzenia się po stronie odbiorcy, będącego nadal w wielu przypadkach znacznie słabszą stroną rynkowej relacji z przedsiębiorstwami sektora. Stąd także precedensowa, kilkumiesięczna, ogólnopolska kampania edukacyjno-informacyjna przeprowadzona przez URE pod hasłem „Masz wybór”. To pierwszy zakrojony na tak szeroką skalę program edukacyjny przygotowany przez URE dla uczestników rynku energii. Jego celem było uzmysłowienie odbiorcom ich prawa do wyboru sprzedawcy oraz przekazanie podstawowych informacji o tym, jak z prawa tego można skorzystać. Innym zrealizowanym w roku 2010 działaniem, które zostało podjęte przez regulatora z myślą o stworzeniu kompendium wiedzy o tym, czego odbiorca może oczekiwać a nawet domagać się od przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego i gazowego było utworzenie zbioru dobrych praktyk sprzedawców i dystrybutorów.

Co się udało w pełni zrealizować z zamierzonych celów?

Udało nam się wprowadzić uproszczoną procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. W praktyce nowy sprzedawca może wykonać większość działań za odbiorcę, załatwić prawie wszystkie formalności - „krok po kroku” prezentujemy ten proces na poradnikowej stronie internetowej [www.maszwybor.ure.gov.pl.](http://www.maszwybor.ure.gov.pl), przygotowanej przez URE dla odbiorców energii.

Udało nam się również skrócić czas trwania procedur związanych ze zmianą sprzedawcy. Obecnie pierwsza zmiana trwa do 30 dni, a przy każdej kolejnej czas ten nie przekracza 14 dni.

W 2010r rozpoczęliśmy wreszcie w URE systematyczny proces upowszechniania wśród odbiorców indywidualnych znajomości praw przysługujących im na rynku energii elektrycznej. Prowadzimy kampanię informacyjno-edukacyjną na ten temat, na którą pozyskaliśmy finansowanie ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego. Niestety budżet URE nie pozwala tutaj na specjalną aktywność, dlatego też szukamy finansowania zewnętrznego. Uważam, że jest to wręcz nasz obowiązek. Oprócz kampanii w radio i telewizji (wątek edukacyjny URE w serialu TVP oglądało prawie 7,5 mln widzów), na billboardach i w ulotkach dystrybuowanych przez rzeczników konsumentów, przeprowadziliśmy też całą serię szkoleń dla odbiorców tzw. III Wieku. Naszych 9 oddziałów aktywnie w tym uczestniczyło (przeszkoliliśmy prawie półtora tysiąca odbiorców energii z tej grupy wiekowej).

Jakie kolejne zmiany udało się Państwu wprowadzić?

Wraz z nowelizacją ustawy Prawo energetyczne udało nam się dokonać kilku zmian, które są bardzo istotne dla rynku, a dotyczą głównie zasad funkcjonowania rynku hurtowego. Mam tutaj na myśli wdrożenie rynku dnia bieżącego. Chodzi o to, aby maksymalnie zbliżyć moment kontraktowania energii z momentem jej konsumpcji oraz aby jak najwięcej energii było przedmiotem handlu na rynku podstawowym, a nie na rynku technicznym-bilansującym.

W obszarze funkcjonowania rynku hurtowego w 2010 r. skupiliśmy się w dużej mierze na kwestiach harmonizacji zasad udostępniania połączeń międzysystemowych na rynkach regionalnych Europy Środkowo-Wschodniej oraz na Rynku Północnym. Uruchomiony został m.in. rynek dnia bieżącego na połączeniach transgranicznych granic południowych i granicy zachodniej. Ponadto zwiększony został zakres informacji publikowanych przez operatora systemu przesyłowego, jak choćby planów rozwoju, czy też harmonizacji zasad udostępniania mocy przesyłowych na granicach pomiędzy siedmioma krajami w Europie Środkowo-Wschodniej, które w pełni zaczną obowiązywać od początku 2011 r. Prace te toczyły się już od kilku lat, ponieważ harmonizacja wspomnianych zasad dotyczyła wielu krajów, co samo w sobie stanowiło duże wyzwanie i wymagało czasu. Na tym rynku regionalnym pod przewodnictwem URE został także opracowany raport dotyczący dostępności do informacji istotnych dla uczestników rynku (tzw. Transparency Report). Istotnym osiągnięciem jest również uruchomienie w połowie grudnia bieżącego roku rynkowych zasad udostępniania mocy przesyłowych połączenia transgranicznego pomiędzy Polską i Szwecją (SwePol Link), opartych na transakcjach sprzedaży energii elektrycznej zawieranych na giełdach energii w Polsce i Szwecji.

Jakie działania zostały podjęte w kierunku ochrony odbiorcy wrażliwego, które są wymagane przez dyrektywy drugie?

W mijającym roku przyjęte zostały założenia ustawy chroniącej odbiorcę wrażliwego, który zdefiniowany został jako dotychczasowy beneficjent pomocy społecznej. Rozpoczęły się także prace nad nadaniem tym założeniom kształtu zapisów ustawowych. Sposób rozwiązania tych kwestii różni się co prawda od tego, za którym optował Prezes URE. Proponowaliśmy rozwiązanie w ramach funkcjonującego systemu pomocy społecznej, jako najtańszy i najbardziej efektywny sposób. Istotną zaletą systemu proponowanego przez URE była jego przejrzystość, prostota i brak konieczności angażowania w jego obsługę samych odbiorców wrażliwych, jak i przedsiębiorstw sektora. Rozwiązanie, które - mam nadzieję - zostanie przyjęte niebawem przez Parlament, będzie trochę inne. Angażuje się same przedsiębiorstwa energetyczne w udzielanie tejże pomocy. Niemniej jednak samo uregulowanie tej kwestii, co do zasady trzeba ocenić bardzo pozytywnie.

Jakie zadania są jeszcze nierozpoczęte, a niosą ze sobą dość duże ryzyka w przypadku ich niewdrożenia?

Jedną z kwestii od lat nieuregulowaną w sposób prawidłowy, to sprzedaż awaryjna do odbiorcy końcowego w sytuacji, w której dotychczasowy sprzedawca z przyczyn obiektywnych nie może już świadczyć usługi (np. bankrutuje). Powstaje pytanie, kto przejmuje tę sprzedaż? Obecnie ta kwestia jest regulowana na poziomie umów z odbiorcą, co oznacza, że możliwe są różne rozwiązania. Nie ma tutaj przesądzenia systemowego i jednolitego, co powoduje pewne ryzyko i niepewność po stronie odbiorcy końcowego. Odbiorca może mieć podpisaną umowę, płacić regularnie rachunki za energię i z przyczyn całkowicie niezawinionych zostać pozbawionym ciągłości dostaw energii. Jest to oczywiście niedopuszczalne, szczególnie kiedy dotyczy odbiorców w gospodarstwach domowych.

Trzeba zadbać o wyprocedowanie rozwiązań w tym zakresie, w taki sposób, aby były one proste i mogły zostać podejmowane automatycznie - z dbałością o bezpieczeństwo odbiorców energii.

Czy nie niepokoi Pana brak powszechności umów kompleksowych po zmianie sprzedawcy - to rozwiązanie jest przecież korzystne dla odbiorców?

W momencie, w którym rezygnujemy z dotychczasowego sprzedawcy z urzędu i wybieramy nowego sprzedawcę, z reguły jesteśmy zobowiązani rozdzielić dotychczasową umowę kompleksową na umowę sprzedaży i umowę dystrybucji. Samo w sobie nie jest to wadliwe, ale z punktu widzenia oszczędności wynikających ze zmiany sprzedawcy, jakie możemy uzyskać w gospodarstwie domowym, staje się jednak istotną barierą - w momencie rozdzielania umów, musimy opłacać dwa rachunki, co wiąże się z nieco większym wysiłkiem i ewentualną prowizją od dodatkowej transakcji. Ponadto odbiorcy często nie rozumieją dlaczego w miejsce wystarczającej dotychczas jednej umowy nagle konieczne są dwie odrębne - to także stanowi psychologiczną barierę odejścia od modelu umowy kompleksowej. Ocena konieczności rozdzielania umów, jako bariery w procesie zmiany sprzedawcy sformułowana została także przez grupę ekspertów zajmujących się problematyką konsumencką w ramach Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG), którzy jednocześnie dostrzegają podstawowy walor takiego rozdzielania - wkład w edukację odbiorcy na niełatwy temat architektury rynku energii. Takie wnioski przedstawione są m.in. w raporcie ERGEG oceniającym implementację wytycznych grupy ekspertów przy DG SANCO (Komisja Europejska) w sprawie uproszczenia rachunków za energię.

Nie mamy niestety obecnie w tej kwestii sprzyjającej atmosfery do dyskusji. Wprawdzie TOE uzgodniło wzór umowy kompleksowej z odbiorcą końcowym, to jednak PTPiREE odmówiło zajęcia się pracami nad zapisami standardowej umowy generalnej argumentując odmowę brakiem rozstrzygnięcia co do docelowego modelu rynku (prace grupy przy Ministrze Gospodarki i implementacja trzeciego pakietu). Będziemy się starali, aby to rozwiązanie się pojawiło. Myślę, że jest tutaj możliwe osiągnięcie porozumienia ze środowiskiem energetycznym, tak jak udało się np. przyjąć wzorzec generalnej umowy dystrybucji.

Czy ADR, czyli alternatywne sposoby rozwiązywania sporów pomiędzy odbiorcą, a przedsiębiorstwem, jakie pojawiają się na każdym rynku, także na rynku energii elektrycznej, znajdują się w kompetencjach prezesa URE?

Dzisiaj prezes URE ma kompetencje do rozstrzygania sporów, jednak od jego decyzji przysługuje odwołanie do sądu. Nie jest to więc alternatywa dla postępowania sądowego. Musimy pamiętać, że postępowanie przed prezesem URE jest postępowaniem w trybie administracyjnym, które podlega odpowiednim przepisom prawa. Jednym z wymogów III Dyrektywy jest udostępnienie konsumentom tanich i szybkich procedur rozstrzygnięcia sporów. Czas jest tutaj bardzo istotny. Jeżeli spór miałby być rozstrzygany np. przez kilka lat, to oczywiście bardzo zniechęci konsumenta do ubiegania się o swoje prawa. Szczególnie interesująca wobec tego wydaje się być zatem inicjatywa utworzenia w maju

2010 r. sądu arbitrażowego przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii. Niestety wysokie koszty sądowe i administracyjne w tym przypadku tworzą barierę dostępu dla stron będących w sporze o niskiej wartości przedmiotu.

Dużo mówi się ostatnio o niezależności Regulatora, jakie warunki Pana zdaniem musiałyby być spełnione, aby niezależność ta została osiągnięta?

Wdrożenie III Pakietu jest przed nami i powinno nastąpić w marcu 2011 r. Dyrektywy III Pakietu nie pozostawiają złudzeń co do tego, że Regulator powinien mieć zagwarantowany odpowiedni stopień niezależności. Mówię tutaj o warunkach odwołania prezesa URE, czy też sposobie jego powoływania a także niezależności w sensie budżetowym. Urząd powinien dysponować odpowiednimi zasobami kadrowymi i finansowymi, aby móc wypełniać wszystkie obowiązki, które Państwo na niego nakłada.

Poważnym problemem polskiej energetyki jest konieczność przeprowadzenia modernizacji sieci i inwestycji w nowe źródła. Jaką wiedzą na temat planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych dysponuje URE?

Dwa lata temu przeprowadziliśmy badania ankietowe, dotyczące planów inwestycyjnych przedsiębiorstw zarówno w sektorze wytwarzania, jak i w sektorze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. Obraz, który się wyłonił z badania ankietowego, niestety nie był optymistyczny. Z badania wynika, że w latach 2015-2016 r. może wystąpić ryzyko deficytu dostępnej mocy wytwórczej na terenie kraju. W listopadzie 2010 rozpoczęliśmy analogiczne badanie zmierzające do ustalenia stanu bezpieczeństwa elektroenergetycznego naszego kraju w perspektywie do 2030 r. Chcemy stwierdzić na ile sytuacja uległa zmianie, czy uległa poprawie, czy też nie. Wyniki powinniśmy poznać wkrótce.

Jakie jeszcze aspekty funkcjonowania rynku energii budzą niepokój Prezesa URE?

Niepokoi nas struktura rynku energii elektrycznej. Prezes URE ma promować rozwój konkurencji, jednocześnie nie mając zbyt wielu narzędzi, aby to promowanie móc skutecznie przeprowadzać. Procesy konsolidacyjne w sektorze elektroenergetyki trwają, co niesie za sobą różnorakie ryzyka. Jednym z nich jest pogorszenie warunków konkurencji wskutek mniejszej liczby graczy na rynku.

Wraz z ostatnią nowelizacją ustawy Prawo energetyczne prezes URE uzyskał możliwości wyznaczania z urzędu operatorów na sieciach, które dotychczas tego operatorstwa były pozbawione.

W przypadku sektora elektroenergetyki dotyczy to głównie sieci należących do segmentu tzw. „energetyki przemysłowej”. W połowie września upłynął ustawowy czas, kiedy to właściciele sieci mogli występować do prezesa URE z wnioskami o wyznaczenie siebie samych na operatorów, bądź powierzenie innym tego operatorstwa. Takich wniosków do urzędu wpłynęło ponad dwieście. Proces ich rozpatrywania jest w toku.

A jak kształtuje się rynek gazu w Polsce?

Nie doszło ostatnio do żadnych spektakularnych zmian, jeżeli chodzi o strukturę tego rynku czy o warunki poprawiające konkurencję. PGNiG był i pozostaje podmiotem dominującym na rynku gazu.

Natomiast istotna zmiana dotyczy uregulowania kwestii operatorstwa na polskim odcinku gazociągu Jamalskiego. Możliwość wyznaczenia operatora z urzędu była narzędziem, które pozwoliło skutecznie wyznaczyć niezależnego operatora systemu na tym gazociągu. Dotychczas nie było bowiem podmiotu, który formalnie był odpowiedzialny za realizację takich funkcji operatorskich jak przykładowo oferowanie uczestnikom rynku gazu usług przesyłania w sposób niedyskryminacyjny, czy też dostarczanie wszystkim zainteresowanym informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania tym gazociągiem. Istotą funkcjonowania jednolitego rynku i kolejnych dyrektyw jest zagwarantowanie dostępu do infrastruktury sieciowej dla wszystkich, którzy spełniają warunki dostępu do tej infrastruktury. W odniesieniu do gazociągu jamalskiego ma to gwarantować instytucja niezależnego operatora tego systemu, którym został wyznaczony GAZ-SYSTEM. Obecnie konieczne jest opracowanie przez GAZ-SYSTEM i zatwierdzenie przez nas dokumentu jakim jest Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, która będzie określać szczegółowe warunki dostępu stron trzecich do usług przesyłowych na tym rurociągu. Jest to podstawowy warunek, aby w przypadku polskiego odcinka tego gazociągu, instytucja TPA mogła zostać uruchomiona.

Jakie zmiany nas jeszcze czekają na rynku gazu?

W „*Polityce energetycznej Polski do 2030 r.*” na prezesa URE nałożono obowiązek opracowania mapy drogowej liberalizacji rynku gazu. To niezbędny element dla rozpoczęcia procesu liberalizacji. Jesteśmy na etapie przygotowywania takiej mapy. Jest to dokument podobny do tego dla rynku energii elektrycznej i ma przedstawiać cele strategiczne oraz plan działań niezbędnych do podjęcia, które miałyby doprowadzić do istotnej poprawy konkurencji na rynku gazu ziemnego.

Jakie są zalety zmiany systemu taryfowego na poziomie sieci przesyłowej na system typu Entry-Exit?

Taka zmiana to właściwie kwestia operacyjna. System taki powinien zdecydowanie poprawić warunki konkurencyjności. W nowym systemie taryfowym - inaczej niż obecnie - każdy punkt wejścia i wyjścia z systemu jest wyceniany w sposób odrębny i posiada swoją stawkę za skorzystanie z usługi transportu. Na podstawie takiej taryfy można wybrać sobie drogę transportu. Taryfa stymuluje więc i informuje w jakich kierunkach lub w jakich częściach systemu infrastruktura powinna być rozwijana, bo jest zapotrzebowanie na usługi na tych konkretnych odcinkach. To rynek i jego uczestnicy - a nie decyzje operatora lub innego podmiotu - decydują o tym, które elementy systemu mają ulec poprawie, Zmiana ta jest wymagana przepisami nowych rozporządzeń unijnych. Mam tutaj na myśli rozporządzenie nr 715 odnośnie dopuszczenia do funkcjonowania dzisiejszych systemów taryfowych w Polsce, czyli systemu typu point-to-point, bądź stawek dystansowych, jakie dotychczas funkcjonowały na gazociągu Jamalskim. Obecnie trwają prace robocze, a za niedługo rozpoczną się konsultacje międzyresortowe

nowego projektu rozporządzenia taryfowego gazowego, które będzie wprowadzało to rozwiązanie.

Czy na rynku ciepła również nastąpiły w 2010 r. jakieś istotne zmiany?

Dużą zmianą o charakterze jakościowym jest zmiana modelu regulacji ciepłownictwa w odniesieniu do kogeneracji. Podstawowa zasada w dotychczasowym systemie, w którym ciepłownictwo jest regulowane przez Prezesa URE - zgodnie z modelem cost based regulation - jest taka, że przedsiębiorstwo kalkuluje taryfę na podstawie kosztów uzasadnionych, które są później poddawane audytowi i weryfikacji w procesie zatwierdzania taryfy przez regulatora. Natomiast w przypadku kogeneracji występuje sytuacja, w której infrastruktura wytwórcza operuje jednocześnie na dwóch rynkach - nieregulowanym od 2000 r. rynku wytwarzania energii elektrycznej, gdzie ceny są ustalane przez sam rynek, oraz regulowanym, na którym elektrociepłownie sprzedają swoje ciepło.

Na czym polega zmiana modelu regulacji w odniesieniu do kogeneracji?

Zmiana polega na wprowadzeniu systemu regulacji benchmarkowej w oparciu o cenę referencyjną. Wiąże się ona w praktyce z uproszczonym systemem weryfikacji taryfy przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwo uzyskuje dużo większą niż dotychczas swobodę przy kształtowaniu swojej taryfy. Jedyne, co podlega sprawdzeniu to kwestia czy spełniony jest podstawowy warunek, tzn. czy taryfa mieści się poniżej ceny referencyjnej oraz czy spełnia warunki ograniczające dynamikę zmian tej ceny. W systemie tym nie poddaje się audytowi kosztów, w związku z tym cały wysiłek na wzrost efektywności przedsiębiorstwa może być konsumowany przez to przedsiębiorstwo. Nie widzę również ryzyka, jakoby to odbiorca był negatywnie obciążony nadmiernym przyrostem ceny. Trzeba pamiętać, że elektrociepłownie produkowały ciepło po cenach niższych niż ciepłownie. Dlatego ewentualna konwersja ciepłowni na elektrociepłownie, będzie mieć tylko pozytywny skutek dla odbiorców w postaci obniżenia cen.

Czy Pana zdaniem Prawo energetyczne powinno być rozdzielone na poszczególne podsektory?

Jak wiadomo, każde rozwiązanie ma swoje dobre i złe strony. Jest to kwestia wyważenia tego co zyskujemy, a co tracimy. Po takiej analizie powinniśmy dopiero podejmować decyzje kierunkowe i strategiczne, w którą stronę idziemy. Zdajemy sobie sprawę, że ustawa Prawo energetyczne w obecnej formie jest krytykowana i mogę powiedzieć, że ta krytyka jest po części uzasadniona. Jeżeli nowelizujemy ustawę pod kątem rynku energii elektrycznej, często nowelizacja rykoszetem dotyka innych rynków, gdzie akurat wprowadzane zmiany wywołują efekty zupełnie niepożądane. Jest to niewątpliwie argument przemawiający za rozdzieleniem, czy też wyodrębnieniem na gruncie Prawa energetycznego specyfiki funkcjonowania poszczególnych rynków, co najmniej od strony technicznej.

Jednakże rozwiązanie, w którym mamy mieć kilka odrębnych ustaw takich jak: prawo gazowe, prawo elektroenergetyczne, prawo ciepłownicze, ma wady. Obawiam się o spójność aksjologiczną. Przede wszystkim, co należy wyraźnie podkreślić, rozwiązanie to

wymaga przesądzenia na wstępie szeregu strategicznych kwestii. Przykładowo błędem byłoby odrębne regulowanie w kilku ustawach np. kwestii przygotowania polityki energetycznej państwa. Innym zagadnieniem wymagającym rozstrzygnięcia na wstępie prac nad nowym prawem jest kwestia wyboru ustawy właściwej dla uregulowania zadań i statusu organu regulacyjnego, który jest przecież aktywny we wszystkich wymienionych obszarach.

Jakie Pana zdaniem byłoby zatem optymalne rozwiązanie?

Myślę, że optymalnym rozwiązaniem byłoby rozwiązanie zbliżone do Prawa podatkowego, gdzie funkcjonuje ordynacja podatkowa i są ustawy specjalizowane dotyczące podatku dochodowego od osób fizycznych, VAT, itd. Gdybyśmy w naszej branży stworzyli coś na wzór ordynacji energetycznej, która mogłaby inkorporować w siebie wszystkie „agregaty ekonomiczne” wspólne dla wszystkich rynków i spinać wszystkie regulacje branżowe... Widzę jednak tutaj pewne niebezpieczeństwo i ryzyko - rozregulowania całego systemu regulacji, jego rozbrojenia, na skutek projektowania odrębnych ustaw od początku do końca. Rozdzielając rynki, bez zarysowania na wstępie spójnej wizji funkcjonowania energetyki jako jednak pewnej całości, można doprowadzić do pogorszenia funkcjonowania sektora, a nie do poprawienia. Na pewno nie powinno być tak, że nad poszczególnymi podsektorami energetyki pracują zespoły, które się wzajemnej „nie widzą” a ich prace nie są w żaden sposób koordynowane.

Jak rozwija się rynek smart meteringu w naszym kraju?

Dyrektywy III Pakietu jednoznacznie nakładają na państwa członkowskie obowiązek wprowadzania inteligentnego opomiarowania. Państwo musi ocenić korzyści i koszty, zdecydować o zakresie wdrożenia i o jego terminie (w ramach wyznaczonych przepisami). Obecnie jesteśmy w fazie definiowania czym jest smart metering oraz smart grid. To ważne, ponieważ jeśli byśmy wdrożyli tylko inteligentne opomiarowanie, bez wykorzystania całego spektrum możliwości jakie ono niesie ze sobą dla samej sieci - w sensie infrastruktury, systemowym oraz zarządzania siecią, aktywnego zarządzania popytem, dla pozycji konsumenta, który może być również prosumentem - byłoby to dużym błędem.

Jakich zmian może oczekiwać odbiorca końcowy w 2011 r.?

W przyszłym roku państwo polskie powinno wdrożyć postanowienia obu dyrektyw III Pakietu. Elementy związane z wdrożeniem III Pakietu służą generalnie wzmocnieniu pozycji konsumenta. Są to m.in. alternatywne metody rozwiązywania sporów, sprawne rozpatrywanie skarg, ułatwienie w dostępie do informacji (single point of contact), prace na rzecz odejścia od rozliczeń opartych o prognozy i uczytelnienia rachunków za energię, lepsza reprezentacja interesów odbiorców. Zapowiadana jest też rekonstrukcja samego Prawa energetycznego. Mam nadzieję, że te zmiany wyjdą na dobre konsumentom.

Jakie przewiduje Pan zmiany w ciągu najbliższych kilku miesięcy?

Spodziewamy się wzrostu płynności, chociażby ze względu na fakt wdrożenia rozwiązań



market coupling, opartych na przepływach na różnicy cen energii na giełdach energii pomiędzy Polską, a rynkiem nordyckim. Rozwiązanie to zostało już uruchomione w połowie grudnia 2010 roku. W nowym roku czeka nas również uruchomienie połączenia gazowego w okolicach Cieszyna z systemem gazowym w Czechach.



Data publikacji : 17.01.2011  
Data modyfikacji : 17.01.2011

[Następny Strona](#)