

Styczeń to przede wszystkim czas podsumowań minionych 12 miesięcy. Generalnie brzmią one bardzo optymistycznie. Zwiększyła się produkcja energii elektrycznej i to dość wyraźnie. Imponujący wzrost w 2011 r. odnotowała Towarowa Giełda Energii. Obroty były większe o ponad 50%.

Doskonałe rezultaty odnotowała branża węglowa, a przecież węgiel kamienny i brunatny to prawie 90% polskiego prądu.

Z kolei w obszarze odnawialnych źródeł energii pękła psychologiczna bariera 3 000 MW zainstalowanej mocy.

Poza tym sporo miejsca w styczniowym przeglądzie prasy zajmą zmiany w prawie, mamy wszak tzw. trójpak energetyczny, którego znaczenie i dla energetyki i szerzej dla gospodarki jest trudne do przecenienia.

Oprócz tego bardzo ciekawe prognozy dotyczące energetyki światowej w horyzoncie 10, 20 i 30 lat. Zaczynamy jak zwykle od statystyki.

WIĘCEJ PRĄDU I MOCY

W 2011 r. wzrosła produkcja energii elektrycznej - podał Główny Urząd Statystyczny.

Produkcja energii wzrosła w 2011 r. o 3,6% w stosunku do 2010 r. W 2011 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 163,304 TWh.

Produkcja węgla kamiennego spadła w 2011 r. o 0,4% do 76,27 mln ton, a produkcja węgla brunatnego wzrosła o 11,3% do 62,78 mln ton - podał GUS.

www.cire.pl 27.01.2012

www.wnp.pl 27.01.2012

Nieco inne, ale bardzo zbliżone, liczby podaje PSE Operator.

Oto informacje o produkcji i zużyciu energii elektrycznej w Polsce w grudniu 2011 r. i w całym 2011 r.

W 2011 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła 163,153 TWh, co oznacza, że była większa niż w 2010 r. o 4,36%. Natomiast zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło w 2011 r. wg danych operatora systemu przesyłowego 157,910 TWh, co oznacza, że było większe niż w 2010 r. o 1,88%.

Elektrownie zawodowe ciepłe na węgiel kamienny w 2011 r. wyprodukowały 90,811 TWh energii elektrycznej, co oznacza w stosunku do 2010 r. wzrost produkcji o 1,79%. Natomiast elektrownie zawodowe na węgiel brunatny w 2011 r. wytworzyły 53,623 TWh, co oznacza w stosunku do 2010 r. wzrost produkcji o 8,42%.

Elektrownie wiatrowe, wg danych operatora, w 2011 r. wyprodukowały 2,798 TWh energii wobec 1,3 TWh w 2010 r.

Elektrownie gazowe w 2011 r. wytworzyły zaś 4,355 TWh wobec 4,167 TWh w 2010 r. Produkcja elektrowni wodnych wyniosła zaś 2,529 TWh wobec 3,268 TWh w 2010 r. Saldo wymiany zagranicznej energii elektrycznej wyniosło w 2011 r. minus 5,243 TWh, co oznacza, że o tyle eksport prądu był większy od importu. W 2010 r. saldo wymiany zagranicznej energii elektrycznej wyniosło minus 1,354 TWh.

www.wnp.pl 13.01.2012

Na koniec 2011 r. moc osiągalna Krajowego Systemu Elektroenergetycznego osiągnęła

36 700 MW. To o 3,6% więcej, niż rok wcześniej. Najbardziej, o ponad 96%, wzrosła moc elektrowni wiatrowych.

Najwięcej mocy do systemu wprowadzają elektrownie ciepłe centralnie dysponowane (największe, głównie węglowe elektrownie). Na koniec grudnia 2011 r. stanowiły 66% mocy osiągalnej systemu

elektroenergetycznego w Polsce (24 361 MW). W tej grupie w ostatnim roku przybyło 500 MW (2,1%). Największe znaczenie miała tu czerwcową synchronizacja bloku o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów. W ciągu ostatnich 12 miesięcy część jednostek została natomiast wyłączona. Zdecydowanie najwięcej nowej mocy wprowadziły elektrownie wiatrowe. W 2011 r. przybyło ponad 890 MW w wietrze, ma już w tej chwili moc 1 815 MW (wzrost o 96% r/r).

O ponad 200%, do 670 MW, wzrosła natomiast moc elektrowni wiatrowych, traktowana przez operatora systemu przesyłowego jako dyspozycyjna.

Moc dyspozycyjna wszystkich krajowych elektrowni wyniosła w grudniu 28 555 MW (wzrost rok do roku o 5,6%). Największe zapotrzebowanie (22 grudnia) nie przekroczyło natomiast 24 780 MW.

W grudniu 2011 r. obciążenie systemu wynosiło 22 993 MW. Ze względu na wyjątkowo ciepłą zimę było o 1% mniejsze niż przed rokiem.

PSE Operator dysponował w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych rezerwą mocy w wysokości ponad 4 756 MW.

Polska była w grudniu 2011 r. eksporterem energii. Saldo wymiany handlowej zamknęło się wielkością minus 625 MW.

www.cire.pl 13.01.2012

WIĘKSZY EKSPORT

W 2011 r. znaczny wzrost eksportu energii elektrycznej.

Firmy energetyczne sporo zarobiły w 2011 r. na eksporcie energii elektrycznej.

Przez 11 miesięcy 2011 r. eksport energii wyniósł prawie 10,5 TWh wobec niecałych 7,1 TWh w całym 2010 r.

PSE Operator udostępniał więcej mocy przesyłowych na granicach z Czechami, Niemcami i ze Słowacją i spółki obrotu na tym skorzystały, bo ceny energii na tamtych rynkach są wyższe niż w Polsce.

Wpływ na wzrost eksportu energii miała również decyzja Niemiec o zamknięciu elektrowni jądrowych, która spowodowała wzrost zapotrzebowania na energię z importu u naszych zachodnich sąsiadów.

Polska energetyka radzi sobie lepiej niż sektor energetyczny w krajach OECD - wynika z najnowszego raportu przygotowanego na zlecenie Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. W krajach OECD w I półroczu 2011 r. produkcja energii elektrycznej wzrosła o 1,2%, a w Polsce - o ponad 5%. Szybciej rosła tylko w Turcji (o ok. 7%).

- Nadmiar wyprodukowanej i niezużytej energii elektrycznej w kraju został zbilansowany wyższą wymianą z zagranicą. Eksport w tym okresie wzrósł aż o prawie 48% - mówi Janusz Smardz z Agencji Rynku Energii.

Wskutek kryzysu i zamykania bloków jądrowych produkcja energii elektrycznej na zachodzie Europy spadła i to mimo szybkiego dodawania nowych mocy w odnawialnych źródłach.

Wg firmy doradczej Capgemini istnieje zagrożenie wystąpienia nawet braków w dostawach energii elektrycznej na zachodzie Europy.

Tymczasem dla polskich firm to szansa na zwiększenie przychodów. W 2011 r. sprzedały za granicę ponad 7% wyprodukowanej energii za ok. 2,5 mld zł. To o niemal 1 mld zł więcej niż rok wcześniej.

Średnia cena energii na niemieckiej giełdzie EEX wyniosła w 2011 r. 51 € (ok. 225 zł), a w Polsce 199 zł za 1 MWh.

Polskie ceny energii są konkurencyjne m.in. z powodu osłabienia złotego. Elektrowniom sprzyjają też niskie ceny praw do emisji CO₂.

- Nie grozi nam w perspektywie do 2016 r. deficyt energii elektrycznej. W tej chwili jest jej pod dostatkiem, a ceny na rynku hurtowym wykazują na razie tylko niewielką tendencję wzrostową - ocenia Janusz Smardz.

Przypomina, że to prawdopodobnie ostatni rok tak taniej energii. W 2013 r. ceny mogą wzrosnąć z powodu opłat za emisję CO2 będących przede wszystkim skutkiem podpisanego przez Polskę pakietu klimatyczno-energetycznego.

Rzeczpospolita 5.01.2011

CHĘTNIEJ ZMIENIAMY SPRZEDAWCĘ

Urząd Regulacji Energetyki podał najnowsze dane na temat zmian sprzedawców energii elektrycznej. Wynika z nich, że do końca października 2011 r. ogólna liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę prądu sięgnęła okrągłej liczby 28 000. Z tego 18 313 to byli odbiorcy przemysłowi z grup taryfowych A, B, C, a pozostałe 9 687 klienci elektroenergetyki z grupy taryfowej G, w której dominują gospodarstwa domowe.

Z owych 28 000 odbiorców, którzy na koniec października 2011 r. korzystali z prawa zmiany sprzedawcy, w pierwszych 10 miesiącach 2011 r. sprzedawcę zmieniło 19 049 odbiorców. Liczba odbiorców przemysłowych korzystających z prawa wyboru sprzedawcy prądu - grupy A, B, C - wzrosła w okresie styczeń - październik 2011 r. o 10 702 odbiorców, a w samym październiku 2011 r. o 1843. Z kolei liczba odbiorców z grupy taryfowej G, którzy w okresie styczeń-październik 2011 r. zmienili sprzedawcę prądu, wyniosła 8 347, a w samym październiku liczba zmian wyniosła 2 754.

www.wnp.pl 5.01.2012

28,1 TWh energii elektrycznej kupili w ciągu 10 miesięcy 2011 r. odbiorcy korzystający z prawa zmiany sprzedawcy. To więcej niż w całym 2010 r. Wówczas dostawy dla takich odbiorców wyniosły ok. 24,7 TWh, ale było ich też znacznie mniej, bo 8 951.

Najwięcej odbiorców, którzy korzystali z prawa zmiany sprzedawcy było przyłączonych do sieci Tauron Dystrybucja. Było ich 10 739, a dostawy dla nich w pierwszych 10 miesiącach 2011 r. wyniosły ok. 10,6 TWh.

Także duża liczba odbiorców przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja korzysta z prawa zmiany sprzedawcy. Na koniec października 2011 r. takich klientów było 7 202, a dostawy dla nich w okresie styczeń-październik 2011 r. wyniosły ok. 4,9 TWh.

W ramach wolnego rynku znaczące ilości energii kupują też odbiorcy Vattenfall Distribution Poland, który obecnie należy już do Tauron Polska Energia. Na koniec października 2011 r. klientów przyłączonych do sieci Vattenfall Distribution Poland, a będących odbiorcami TPA było stosunkowo niewielu, bo 1067, ale dostawy w okresie styczeń-październik 2011 r. wyniosły dla nich ok. 4,5 TWh.

www.wnp.pl 9.01.2012

Duży odbiorcy korzystają z możliwości negocjowania cen prądu, a nawet zakupu bezpośrednio na TGE. Małe i średnie firmy mają możliwość przebierania w bogatej ofercie sprzedawców. Szacuje się, że przy zużyciu 3 500 kWh rocznie, zmieniając dostawcę, można precyzyjnie dopasować ofertę do swoich potrzeb i zaoszczędzić średnio 200-300 zł w skali roku. Ekspertci twierdzą, że oszczędności mogą sięgnąć nawet 20%.

Obecnie w Polsce działa kilkanaście spółek, od których można kupić prąd. Sprzedawcę może zmienić każdy odbiorca, i to wielokrotnie. Firmy kuszą klientów rabatami, stałymi, gwarantowanymi cenami prądu. Ekspertci ostrzegają, by jednak nie kierować się wyłącznie ceną. Należy dokładnie przeanalizować ofertę dotychczasowego sprzedawcy i konkurentów, biorąc pod uwagę także inne warunki, takie jak opcje płatności (w tym termin płatności i sposób jej realizacji), okres obowiązywania umowy czy warunki wypowiedzenia.

Zmiana dostawcy jest bardzo prosta. Wystarczy zgłosić się do nowego sprzedawcy i podpisać z nim umowę, a eksperci tej firmy bezpłatnie dopełnią formalności, w tym wypowiedzą za nas umowę

poprzedniemu dostawcy. Możemy zrobić to również na własną rękę. Trzeba pamiętać, że pierwsza zmiana dostawcy trwa do 30 dni (kolejne zajmują już tylko do 14 dni), a zmiana sprzedawcy może się wiązać z koniecznością dostosowania liczników.

Nowa umowa powinna zacząć obowiązywać w dniu wygaśnięcia umowy z dotychczasowym sprzedawcą, dzięki czemu zagwarantowana jest ciągłość sprzedaży. Są dwie możliwości: możesz zawrzeć umowę kompleksową, zawierającą w sobie elementy umowy dystrybucyjnej i sprzedaży (możliwe jest tylko wówczas, gdy sprzedawca ten porozumiał się w tej sprawie z operatorem), jak też wybrać możliwość polegającą na zawarciu oddzielnych umów - dystrybucyjnej i sprzedaży (w takim przypadku będziesz otrzymywał od nich oddzielne faktury, zaś kolejna zmiana sprzedawcy będzie się wiązała z rozwiązaniem umowy sprzedaży).

Procedura zmiany sprzedawcy obowiązująca przy kolejnej zmianie jest krótsza i prostsza niż przy pierwszej. Nie jest konieczne zawarcie nowej umowy o świadczenie usług dystrybucji, nie ma potrzeby dostosowywania liczników.

Dziennik Gazeta Prawna 9.01.2012

Klienci indywidualni coraz częściej rezygnują z usług największych grup energetycznych. 2011 r. był pod tym względem przełomowy - tylko w ciągu 10 miesięcy sprzedawcę energii zmieniło 8 300 odbiorców. Tymczasem w latach 2007-10 na taki krok zdecydowało się zaledwie 1300 osób.

Osoby prywatne, w przeciwieństwie do przedsiębiorców, mogą liczyć na stosunkowo niewielkie upusty cenowe, sięgające 20-100 zł rocznie. Firmy kuszą jednak dodatkowymi usługami, oferując np. ubezpieczenia zdrowotne. - Wiele osób podejmuje decyzję o zerwaniu dotychczasowych umów nie tylko ze względu na cenę, ale gdy irytuje ich sprzedawca, np. zbyt dużą biurokracją - zauważa Paweł Owczarski, prezes Energii dla Firm, do której przeszło 94% wszystkich klientów indywidualnych, zmieniających sprzedawców w 2011 r.

Rzeczpospolita 28.01.2012

FIRMY TNĄ KOSZTY

Polska Grupa Energetyczna wprowadza program poprawy efektywności, który ma przynieść do 2016 r. 1,53 mld oszczędności.

Program składa się on z 2 elementów: redukcji kosztów oraz zwiększenia przychodów z obecnie prowadzonej działalności, m.in. spalania biomasy.

- Program ma na celu poprawę efektywności działania i zarządzania organizacją. Jego realizacja w głównym stopniu oprze się na działaniach wewnątrz Grupy, ale efekty odczują również klienci, którym będą oferowane konkurencyjne produkty i wyższa jakość obsługi - mówi Paweł Skowroński, pełniący obowiązki prezesa zarządu PGE.

Rzeczpospolita 11.01.2011

Redukcja zatrudnienia w państwowych firmach energetycznych nabiera coraz większego rozmachu. Tylko w 2011 r. spółki zmniejszyły je o blisko 2 000, a wciąż ogłaszane są kolejne programy dobrowolnych odejść. W samej Polskiej Grupie Energetycznej pracę w 2012 r. stracić może ponad 1000 osób. Ta największa grupa energetyczna w Polsce zatrudnia obecnie ponad 46 000 pracowników. Pozostali energetyczni giganci: gdańska Energa, katowicki Tauron i poznańska Enea zredukują w 2012 r. zatrudnienie o kilkaset osób łącznie.

Firmy nie przeprowadzają zwolnień, bo nie pozwalają im na to podpisane przed laty gwarancje pracownicze. Zamiast tego wdrażają programy dobrowolnych odejść, z których pracownicy skorzystać mogą, ale nie muszą. Do wybrania tej opcji mobilizują ich jednak wysokie odprawy - sięgające

nawet 26 miesięcznych pensji. W większości firm w 2014 r. kończą się gwarancje zatrudnienia, a to otworzy drogę do przeprowadzania zwolnień na mniej korzystnych dla pracowników warunkach.

Biorąc pod uwagę, że średnie pensje w energetyce przekraczają 5 000 zł, odprawy mogą wynosić nawet 130 000 zł. W praktyce ich wysokość uzależniona jest od wielu czynników, takich jak staż pracy czy liczba lat, jakie pozostały pracownikowi do emerytury.

Ekspert nie ma wątpliwości, że cięcie kosztów i redukcje zatrudnienia są konieczne.

- Zwłaszcza że w porównaniu z innymi europejskimi spółkami energetycznymi w polskich firmach jest przerost zatrudnienia - zauważa Stanisław Ozga, analityk DM PKO BP. W polskich elektrowniach zatrudnionych jest nawet 4 razy więcej pracowników w przeliczeniu na 1 MW niż na zachodzie Europy.

Energa już od 3 lat prowadzi procesy restrukturyzacyjne w swoich spółkach. Od tego czasu liczba pracowników w całej grupie zmalała o prawie 890 osób, a w 2012 r. redukcja obejmie kolejnych 338 pracowników. W 2010 r. w porównaniu z 2007 r. jej przychody wzrosły o 30%, a zysk netto o 350%.

Programy redukcji kosztów realizują również Tauron i Enea. Ten pierwszy w latach 2010-12 chce zaoszczędzić 1 mld zł, Enea do 2013 r. - 190 mln zł.

Rzeczpospolita 16.01.2012

TGE BIJE KOLEJNE REKORDY

Obrót na wszystkich rynkach, dedykowanych energii elektrycznej, na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), wyniósł w 2011 r. 126,679 TWh. To 78% wytworzonej energii w Polsce i ponad 80% jej łącznego zużycia. W porównaniu z 2010 r., obrót wzrósł o 55%.

Dzięki temu, TGE jest liderem wśród giełd energii w regionie Europy środkowo-wschodniej, ustępując tylko giełdzie EPEX Spot, która jest jednak giełdą wielonarodową.

Najwyższa płynność na parkiecie TGE została odnotowana w listopadzie, z wolumenem na poziomie 15,472 TWh, natomiast najniższa w styczniu, z wolumenem obrotu na poziomie 2,248 TWh.

W 2011 r. dokonano podsumowania rocznego funkcjonowania tzw. obliga giełdowego - czyli prawnego obowiązku kierowania co najmniej 15% wytworzonej energii, do publicznych form sprzedaży. Polscy wytwórcy szybko docenili ten wymóg i przekonali się o tym, że równowagę pomiędzy odbiorcami a sektorem wytwarzania, może zapewnić tylko otwarty, dobrze działający rynek energii, gwarantujący przejrzystość zawieranych transakcji. Dzięki temu, na parkiet Towarowej Giełdy Energii zostało skierowane prawie 80% wytworzonej w Polsce energii. Jest to o wiele więcej, niż ustawowy limit. Obligo giełdowe to nie tylko większa przejrzystość rynku, to przede wszystkim większa jego płynność, która umożliwia transgraniczne połączenia z rynkami ościennymi.

- Cieszymy się, że branża energetyczna aktywnie uczestniczy w handlu energią na naszej giełdzie. Dzięki temu, systematycznie rośnie płynność polskiego rynku energii, a co za tym idzie, wzrasta znaczenie Polski na arenie międzynarodowej. Jest to dobry znak w świetle kolejnych wyzwań jakie stoją przed nami, związanych z uruchomieniem następnych rynków na TGE. Obecnie intensywnie pracujemy nad tym, aby podobnym zainteresowaniem cieszyła się możliwość hurtowego obrotu gazem na naszym parkiecie - mówi Grzegorz Onichimowski, prezes zarządu TGE.

www.wnp.pl 19.01.2012

W 2011 r. na Rynku Dnia Następnego (RDN), członkowie Towarowej Giełdy Energii S.A. zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej, o łącznej wartości 19 740 974 MWh. Stanowi to wzrost o 160,52 % w stosunku do łącznych obrotów w 2010 r. W skali miesiąca, najwyższy wolumen obrotów na TGE, odnotowano w maju, kiedy to ilość energii, będącej przedmiotem transakcji zawartych na RDN, osiągnęła 1 900 754 MWh. Najniższa aktywność na parkiecie RDN była w lutym, kiedy to ilość energii będącej przedmiotem transakcji osiągnęła 1 363 414 MWh.

Średnioważona cena energii elektrycznej dla całej doby, ze wszystkich transakcji kupna/ sprzedaży w 2011 r., wyniosła 205,19 zł/MWh. Jest to wzrost w stosunku do 2010 r. o 4,17 zł. Najwyższą miesięczną cenę za energię elektryczną na RDN odnotowano w listopadzie - 240,41 zł/MWh. Najniższą zaś w grudniu. Średnioważona cena wyniosła wtedy 181,53 zł/MWh.

Udział transakcji zawartych w 2011 r. na Rynku Dnia Następnego, w łącznym godzinowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, wzrósł z poziomu 4,83% w 2010 r. do 12,70%.

W 2011 r. na Rynku Terminowym Towarowym (RTT), członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/ sprzedaży energii elektrycznej o łącznej wartości 106 907 111 MWh. Stanowi to wzrost o 44% w stosunku do łącznych obrotów w 2010 r. Największy obrót zanotowano na kontraktach o profilu BASE - łącznie było to 93 888 581 MWh, na kontraktach o profilu PEAK5 - 11 284 710 MWh. W skali miesiąca, najwyższy wolumen obrotów odnotowano w listopadzie, kiedy to ilość energii będącej przedmiotem transakcji zawartych na RTT, osiągnęła 13 697 159 MWh. Najniższą aktywność odnotowano w styczniu - 782 634 MWh.

Najbardziej płynnym kontraktem w 2011 r., był kontrakt roczny w dostawie pasmowej w 2012 r. Wolumen obrotu na kontrakcie BASE_Y-12 wyniósł 72 547 056 MWh (8 259 MW) - stanowi to 68% łącznego wolumenu na parkiecie RTT. Średnia cena kontraktu BASE_Y-12 w całym 2011 r. ukształtowała się na poziomie 202,39 zł/MWh.

www.cire.pl 19.01.2012-01-30

www.rynekinfrastruktury.pl 19.01.2012

I jeszcze jedna informacja, ale tym razem z innej dziedziny.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK) zgodził się na przejęcie Towarowej Giełdy Energii (TGE) przez Giełdę Papierów Wartościowych (GPW). Zgodnie z przepisami transakcja podlega zgłoszeniu do urzędu antymonopolowego, jeżeli biorą w niej udział przedsiębiorcy, których łączny obrót w roku poprzedzającym przekroczył 1 mld € na świecie lub 50 mln € w Polsce.

- Postępowanie przeprowadzone przez UOKiK wykazało, że transakcja nie doprowadzi do istotnego ograniczenia konkurencji na rynku usług ułatwiających obrót hurtowy energią elektryczną - czytamy w komunikacie.

UOKiK ocenił, że zdecydowana większość energii w hurcie sprzedawana jest w transakcjach dwustronnych, przede wszystkim w ramach własnych grup kapitałowych.

- Istotne jest zatem zwiększanie ilości energii sprzedawanej poprzez giełdę, co sprzyja zapewnieniu porównywalnych warunków konkurencji dla wszystkich podmiotów. Z tego względu od 2010 r. istnieje wymóg sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne nie mniej niż 15% wytworzonej w ciągu roku energii na giełdzie. Zwiększenie ilości oraz wartości tego typu transakcji jest niezwykle ważne dla rozwoju rynku energii w Polsce - czytamy dalej w komunikacie. W listopadzie GPW poinformowała, że zawarła z akcjonariuszami Towarowej Giełdy Energii (TGE) umowę nabycia 1.164.750 akcji TGE, stanowiących łącznie 80,33% kapitału zakładowego za cenę 154 zł za 1 akcję. Łączna cena wyniosła 179,37 mln zł.

www.cire.pl 12.01.2012

www.wnp.pl 12.01.2012

W 2010 r. TGE zarobiła na czysto 19,7 mln zł. Analitycy prognozują, że zysk spółki w 2011 r. sięgnąć mógł 29,5 mln zł. Spółce pomaga wprowadzony w 2010 r. wymóg sprzedaży przez przedsiębiorstwa energetyczne nie mniej niż 15% wytworzonej w ciągu roku energii na giełdzie.

Rzeczpospolita 12.01.2012

JAKIE ZMIANY W PRAWIE W 2012 R.

Z początkiem 2012 r. weszła w życie część przepisów ustawy o efektywności energetycznej. Na horyzoncie są jednak o wiele większe zmiany, które wprowadzi trójpak energetyczny. Przed energetyką kolejny rok oczekiwania na ustawę o korytarzach infrastrukturalnych. Od 1 stycznia na sprzedawców energii elektrycznej nałożony został nowy obowiązek. Wszedł w życie razem z częścią ustawy o efektywności energetycznej. Zgodnie z nowymi przepisami sprzedawcy zobowiązani są informować swoich odbiorców o ilości zużytej przez nich energii elektrycznej w poprzednim roku.

Niewątpliwie jednym z najważniejszych energetycznych zagadnień rozpoczynającego się roku będzie dyskusja nad rządowymi projektami ustaw: Prawo energetyczne, Prawo gazowe i o odnawialnych źródłach energii. Tzw. trójpak energetyczny zawiera wiele rozwiązań, nad którymi branża będzie chciała dyskutować.

Najbardziej kontrowersyjnym zagadnieniem będzie model wsparcia odnawialnych źródeł energii. Podczas dyskusji nad projektem Prawa energetycznego z pewnością przebiegać będą się mocno tematy wsparcia odbiorców wrażliwych oraz obligatoryjnej instalacji inteligentnych liczników. Dla gazowników jedną z istotniejszych propozycji, która także może być mocno dyskutowana, jest handel w tzw. punkcie wirtualnym.

Nadzieję na sprawną debatę i szybkie procedowanie wszystkich 3 projektów ustaw ma przewodniczący sejmowej podkomisji stałej ds. energetyki. - Myślę, że projekty ustaw trafią do Sejmu w marcu, najpóźniej kwietniu, a prace nad ustawami zakończą się jeszcze przed wakacjami. Po nich ustawy trafią do Senatu i Prezydenta. Chcemy, aby do końca roku wszystkie ustawy i rozporządzenia do nich, w tym zmieniony mechanizm wsparcia OZE, już funkcjonowały - mówi Andrzej Czerwiński. Nie mniej oczekiwana jest ustawa o korytarzach infrastrukturalnych. Mimo obietnic, skupione na trój-paku, Ministerstwo Gospodarki nadal nie skierowało projektu ustawy o korytarzach na posiedzenie Rady Ministrów i dalej do Sejmu. Wolę zajęcia się ustawą, mającą ułatwić i przyspieszyć inwestycje liniowe, coraz głośniejszymi wyrażają postawie.

Najprawdopodobniej jednak parlamentarny projekt i tak będzie musiał poczekać na propozycję rządową w „zamrażarce”. Dopiero gdy oba projekty znajdą się w Sejmie, marszałek pozwoli na ich wspólne rozpatrywanie.

Posłowie chcą się również zająć regulacjami systemu inteligentnych sieci energetycznych. Póki co, do projektu Prawa energetycznego włączone zostały zapisy o inteligentnych licznikach (systemie AMI) i operatorze informacji pomiarowych. Chociaż rozważano rozbudowanie projektu o cały inteligentny system, to jedna w gronie ekspertów, powołanymi przy Ministrze Gospodarki, zdecydowano, że będzie to osobna ustawa.

Po przedstawieniu założeń przez grupę ekspercką, mogą one zostać ubrane w język ustawy albo przez Ministerstwo Gospodarki, albo posłów. Jak tłumaczy Andrzej Czerwiński, za tym drugim rozwiązaniem przemawia szybkość procedowania.

www.cire.pl 2.01.2012

Ministerstwo Gospodarki podjęło decyzję o powrocie do prac nad projektem ustawy o korytarzach przesyłowych. Niebawem resort poinformuje o przekazaniu dokumentu do konsultacji społecznych i międzyresortowych.

- Do konsultacji trafi projekt ustawy w takim brzmieniu, jaki został uzgodniony jeszcze przed wyborami - powiedział wiceminister gospodarki Tomasz Tomczykiewicz. - Mam nadzieję, że w ciągu kilku miesięcy projekt trafi do Sejmu - dodał.

Projekt ustawy przeszedł już konsultacje społeczne w 2011 r. Najwięcej zastrzeżeń zgłaszały samorządy, które obawiają się utraty części swoich uprawnień.

Ustawa o korytarzach przesyłowych umożliwić ma pozyskanie terenów pod inwestycje liniowe poprzez decyzję administracyjną. Dotychczasowe rozwiązania ustanawiania służebności na drodze

umowy lub przed sądem powodowały znaczne wydłużanie się czasu inwestycji. Ponadto, służebność będzie mogła być ustanowiona na wielu nieruchomościach jednocześnie a nie na każdej z osobna. W zależności od znaczenia korytarza, decyzję wydawać będzie starosta lub wojewoda. Na drodze administracyjnej ustalane będzie także odszkodowanie przysługujące właścicielowi gruntu lub użytkownikowi wieczystemu. Ustawa określa także sposób ustalania wartości gruntu i wysokość odszkodowania przysługującego w zależności od stopnia ingerencji w nieruchomość. Za szybkie wydanie gruntu właścicielowi przysługiwać będzie ponadto 5-procentowa bonifikata.

www.cire.pl 13.01.2011

GAZOWE PRZEMIANY

Zacznijmy od Prawa gazowego.

22 grudnia 2011 r. Minister Gospodarki opublikował projekt ustawy. Projekt poddano 30-dniowym konsultacjom społecznym. Ustawa miałyby wejść w życie 1 lipca 2012 r., co chyba nie wydaje się realne.

Prawo gazowe ma w sposób kompleksowy regulować zasady funkcjonowania rynku gazu ziemnego. Wydzielenie regulacji sektora gazowniczego z zakresu Prawa energetycznego wynika ze specyfiki gazu ziemnego i technicznych wymagań związanych z organizacją jego transportu, a także ze stopnia rozwoju tego rynku. Taki zabieg ma również umożliwić łatwiejsze reagowanie na zmiany w otoczeniu prawnym bądź faktycznym, oraz pozwolić na większą przejrzystość przepisów oraz pewność prawa. Całościowe uregulowanie zasad funkcjonowania rynku gazu ziemnego w jednym, odrębnym akcie prawnym ma ponadto gwarantować zastosowanie rozwiązań najlepiej odpowiadających potrzebom sektora.

Obok wydzielenia przepisów regulujących sektor gazowniczy, ustawodawca zaproponował w projekcie Prawa gazowego szereg zmian w stosunku do regulacji obowiązującego Prawa energetycznego. To rezultat implementacji przepisów prawa europejskiego, w szczególności tzw. III pakietu liberalizacyjnego, w tym Dyrektywy 2009/73/WE, oraz krajowej koncepcji „uwolnienia” rynku gazu ziemnego w Polsce. Podsumowując zakres zmian należy wskazać w szczególności na:

- wprowadzenie koncesji na sprzedaż gazu ziemnego w miejsce koncesji na obrót;
- dostosowywanie standardu regulacji działania operatorów systemów gazowych do wymagań III pakietu liberalizacyjnego;
- wprowadzenie wirtualnego punktu sprzedaży gazu ziemnego w ramach sieci;
- wprowadzenie instytucji pro-konsumenckich lub ich dostosowanie do wymogów przepisów europejskich;
- uregulowanie działalności w zakresie skraplania gazu ziemnego;
- „uelastycznienie” zasad kształtowania cen gazu poprzez wprowadzenie możliwości ich wyliczania na podstawie metodologii zatwierdzonej przez Prezesa URE;
- wzmocnienie pozycji Prezesa URE poprzez przyznanie mu nowych kompetencji.

Na wzór regulacji europejskich polski ustawodawca wprowadził również mechanizm certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, za który lokalnie będzie odpowiedzialny Prezes URE, oraz rozdzielenie nadzoru właścicielskiego nad operatorem system przesyłowego i przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo (PGNiG S.A.) pomiędzy odpowiednio Ministra Gospodarki i Ministra Skarbu Państwa.

www.cire.pl 5.01.2011

Stąd też coraz bliżej do giełdowego rynku gazu.

Gaz-System i Towarowa Giełda Energii rozpoczęły współpracę, by stworzyć giełdowy rynek gazu w Polsce.

- Obrót gazem na giełdzie jest jednym z elementów budowania konkurencyjnego rynku gazu. Wspólnie z Towarową Giełdą Energii S.A. chcielibyśmy już wkrótce udostępnić takie rozwiązanie dla uczestników rynku gazu w Polsce i przyczynić się do jego liberalizacji - powiedział prezes Gaz-Systemu Jan Chadam.

- Proces tworzenia wolnego rynku gazu jest procesem złożonym i wymaga współpracy wszystkich jego uczestników. Podobnie jak PSE Operator w elektroenergetyce, Gaz-System jest najważniejszym elementem infrastruktury techniczno-logistycznej rynku gazu, natomiast TGE infrastruktury handlowej, będącej gwarantem przejrzystości zawieranych transakcji. Podjęcie współpracy przez obie firmy jest ważnym krokiem ku liberalizacji polskiego rynku gazu - zaznaczył prezes Towarowej Giełdy Energii Grzegorz Onichimowski.

Wg planów Urzędu Regulacji Energetyki, który przygotował plan liberalizacji rynku gazu w Polsce, I etapem "programu uwalniania gazu" ma być utworzenie w połowie 2012 r. giełdy - miejsca hurtowego handlu gazem. - Dziś rynku hurtowego gazu w Polsce nie ma, nie ma żadnej zorganizowanej platformy wymiany handlowej, gdzie spotykałyby się oferty kupna i sprzedaży choćby 2 graczy rynkowych. PGNiG sprowadza lub wydobywa gaz i sprzedaje go odbiorcy końcowemu. Nie ma zatem obecnie mechanizmu rynkowego obiektywizującego wycenę towaru, jakim jest gaz - poinformował na początku stycznia prezes URE Marek Woszczyk.

Jak podkreślił, osią proponowanej "mapy drogowej" jest dobrowolne zobowiązanie się PGNiG do przeprowadzenia tzw. programu uwalniania gazu. - Polega on na tym, że podmiot dominujący oferuje do odsprzedaży w określonym i znanym wcześniej trybie, czasie i miejscu część posiadanego gazu innym podmiotom zainteresowanym hurtowym zakupem gazu. Dzięki temu powstanie hurtowy rynek obrotu gazem - powiedział Woszczyk.

W jego ocenie - z uwagi na uwarunkowania prawne - optymalnym miejscem handlu byłaby giełda gazu. - Taki rynek jest regulowany i nadzorowany m.in. przez Komisję Nadzoru Finansowego. W myśl polskich regulacji obrót na giełdzie towarowej jest automatycznie wyłączony spod regulacji cenowej. Ustawa tym samym potwierdza, że cena ustalona w wyniku gry popytu i podaży na giełdzie towarowej ma charakter ceny rynkowej - wyjaśnił prezes URE.

Rzeczpospolita 10.01.2012

Dziennik Gazeta Prawna 11.01.2012

Gaz-System jest spółką odpowiedzialną za przesył gazu ziemnego na terenie Polski. Firma zarządza majątkiem wartości ok. 5 mld zł, na który składają się głównie elementy systemu przesyłowego, m.in. ponad 9 700 km gazociągów wysokiego ciśnienia, 15 tłoczni, 56 węzłów oraz 970 punktów wyjścia. Spółka zatrudnia ponad 2 000 osób.

TGE S.A. w 2011 r. została przejęta przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie.

Parkiet 11.01.2012

Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych posiada już gotowy system rozliczeń ilościowych i finansowych rynku gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii - mówi Ireneusz Łazor, prezes Izby Rozliczeniowej Giełd Towarowych (IRGIT).

System będzie mógł rozliczać transakcje na rynku spot i forward. Zgodnie z wymogami UE, notowania na rynku gazu muszą być w MWh a nie w metrach sześć. lub w dżulach. Tam, gdzie transakcje na rynku gazu rozliczane są w inny sposób, jak w metrach sześć., jak to jest np. na Węgrzech, konieczne będzie przeliczenie na MWh.

- Jeżeli nie będzie niespodzianek, jak np. problemy techniczne, to rynek gazu na TGE może zostać uruchomiony na przełomie II i III kwartału 2012 r. - prognozuje Ireneusz Łazor. Gaz System i Towarowa Giełda Energii rozpoczęły współpracę w zakresie stworzenia giełdowego rynku gazu w Polsce. W ramach współpracy zostały powołane w spółkach zespoły robocze, które

zajmą się przygotowaniem rozwiązań prawnych, organizacyjnych oraz technicznych w celu stworzenia giełdowego obrotu gazem. Obecnie przygotowwany jest projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej uwzględniający wprowadzenie węzła wymiany handlowej (tzw. punktu wirtualnego) oraz współpracy z TGE. Propozycje zmian do Instrukcji zostaną wkrótce przedstawione uczestnikom rynku do konsultacji.

www.wnp.pl 12.01.2012

CO ZMIENIA PROJEKT USTAWY O OZE

Ministerstwo Gospodarki tłumaczy, że głównym celem projektu jest wdrożenie jednolitego i czytelnego systemu wsparcia dla producentów zielonej energii.

Stabilny system wsparcia ma być gwarancją systematycznego rozwoju zielonej energii w kraju. W dalszym ciągu zachowany pozostaje obowiązek zakupu z urzędu wytworzonej energii elektrycznej. Mechanizm wsparcia dla producentów energii elektrycznej z OZE nadal przewiduje też wystawianie dokumentów, a wynikające z nich prawa majątkowe będą mogły być wprowadzone do obrotu m.in. na Towarowej Giełdzie Energii. Każdy podmiot prowadzący działalność polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedający tę energię odbiorcom końcowym, będzie także zobowiązany posiadać określony udział energii elektrycznej wytworzonej z OZE, w przeciwnym razie będzie musiał uiścić opłatę zastępczą.

Projekt nowej ustawy różnicuje jednak strumienie przychodów z praw majątkowych wynikających z uzyskanych świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów). Wartość tzw. współczynników korekcyjnych zależeć będzie od technologii służącej do produkcji zielonej energii. Oznacza to, że w mniejszym stopniu niż obecnie wspierana będzie produkcja prądu w dużych elektrowniach wiatrowych i wodnych. Stracą także elektrownie współpalające węgiel z biomasą. Skorzysta natomiast generacja rozproszona.

Zielone certyfikaty będą przyznawane nowym elektrowniom na 15 lat. Natomiast elektrowniom powstałym przed datą wejścia w życie ustawy będą przysługiwać, wg przepisów, przez okres kolejnych 15 lat, liczony od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia. Zielone certyfikaty będą przysługiwać instalacjom wybudowanym przed 1997 r., tylko i wyłącznie jeśli poddane zostały modernizacji pochłaniającej minimum 30% wartości początkowej.

Ustawa o OZE ma doprowadzić do przyspieszenia wykorzystania zielonej energii, tak aby możliwe było osiągnięcie 15,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii finalnej brutto do 2020 r., zakładanego w Krajowym Planie Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Obecnie projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii skierowany został do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych.

www.wnp.pl 8.01.2012

Resort gospodarki chce wyrzucić przepisy faworyzujące finansowo wytwórców eko-zasilania.

Projekt ustawy o OZE proponuje zniesienie nałożonego przez starą ustawę obowiązku wykupu przez zakłady energetyczne energii ze źródeł odnawialnych, czyli z wiatru, wody, słońca oraz biogazowni.

Stare regulacje przewidywały, że duże zakłady energetyczne mają obowiązek przyjąć zieloną energię od dostawcy i zapłacić za nią producentowi co najmniej tyle, ile wynosiła średnia cena energii w danym roku ustalona przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W 2011 r. było to ok. 190 zł za 1 MWh. W nowej ustawie przepisu o gwarantowaniu ceny minimalnej wykupu energii już nie ma, co - zdaniem ekspertów - spowoduje znaczny jej spadek.

To nie koniec złych wieści dla producentów zielonej energii. Spadnie też wartość certyfikatów, które są drugim - oprócz ceny za wyprodukowany prąd - elementem dochodów z produkcji eko-energii. W praktyce wygląda to tak, że do ceny (na razie gwarantowanej) za wytworzony prąd producent dodaje

sprzedaż certyfikatów. Obecna wartość certyfikatu odpowiadającego 1 MWh wynosi maksymalnie 270 zł. Po zmianach cena spadnie o ok. 30%.

Najmocniej przeciwko proponowanym przez resort gospodarki modyfikacjom protestują producenci energii wiatrowej. - Zmiany doprowadzić mogą do bankructw wielu firm, które zainwestowały w elektrownie wiatrowe - mówi Krzysztof Prasałek, prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

Kto zatem może zyskać na zmianie prawa?

Zdaniem Grzegorza Wiśniewskiego, prezesa Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO), zadowoleni mogą być duzi gracze, czyli zakłady energetyczne, bo już nie musiałyby płacić za drogą zieloną energię.

Pośrednio zyskają też producenci energii z biomasy - choć również stracą na certyfikatach, ich biznes nadal będzie opłacalny. Interes się dopnie m.in. z tego powodu, że ich inwestycje są znacznie mniej kosztowne niż budowa farm wiatrowych.

Dziennik Gazeta Prawna 9.01.2012

Sposób obliczania wartości opłaty zastępczej, a więc pośrednio także ceny zielonego certyfikatu, który przyjęto w projekcie ustawy o OZE, dla niektórych inwestorów z branży może być ryzykowny. W obecnym systemie wsparcia dla producentów energii odnawialnej, wartość opłaty zastępczej na dany rok podawana jest przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w terminie do końca marca. URE ustalając wartość opłaty na dany rok, zwiększa ją o wartość średniej inflacji w roku ubiegłym. Dlatego wartość opłaty zastępczej wzrasta co roku o ok. 2-3%.

Nowy sposób obliczania opłaty zastępczej przedstawiony przez Ministerstwo Gospodarki w projekcie ustawy o OZE zakłada, że będzie się ją co roku obliczać odejmując od stałej wartości 470 zł średnią cenę energii na rynku hurtowym w roku wcześniejszym, a otrzymana wartość zostanie zwiększona o średnioroczną inflację z roku wcześniejszego.

Przyjmijmy dla przykładu, że średnia cena energii elektrycznej w 2011 r. wyniosła 200 zł. Oznacza to, że zgodnie z nowymi zasadami jednostkowa wartość opłaty zastępczej wyniosłaby w 2012 r. 270 zł - powiększona o wskaźnik inflacji z 2011 r. Referencyjna wartość zielonego certyfikatu byłaby zatem nieznacznie niższa do wartości opłaty zastępczej podanej przez URE na 2011 r. (274,92 zł/MWh). Jeśli jednak w kolejnych latach wzrastać będzie cena energii (a jest to przesądzone), adekwatnie spadać będzie też jednostkowa wartość opłaty zastępczej (zielonego certyfikatu). Jeśli np. w 2013 r. cena energii na rynku hurtowym wzrośnie do poziomu 250 zł, co przewiduje Ministerstwo Gospodarki, cena opłaty zastępczej w 2014 r., a więc i referencyjna cena zielonego certyfikatu, spadnie do poziomu 220 zł. Jeśli trend wyraźnego wzrostu cen energii elektrycznej utrzyma się także w kolejnych latach i osiągnie np. 350 zł, zielony certyfikat będzie kosztował wówczas w następnym roku zaledwie ok. 120 zł powiększone o wartość inflacji.

www.ogrzewnictwo.pl 10.01.2012

WIECEJ ZIELONEJ MOCY

Wg danych Urzędu Regulacji Energetyki, na koniec grudnia 2011 r. było w kraju 1515 instalacji produkujących zieloną energię. Ich łączna moc wynosi 3 082 MW, co oznacza wzrost o 21%.

Ponad 1/2 mocy jest zainstalowana w farmach wiatrowych, w ciągu roku przybyło w tej branży 436 MW. Na koniec 2011 r. w Polsce było 526 farm wiatrowych o mocy 1616 MW.

W kraju jest 746 hydroelektrowni o mocy 951 MW i 171 biogazowni o mocy 103,5 MW. Wg danych URE, 19 elektrowni na biomasę ma łączną moc prawie 410 MW, a do tego 47 elektrowni prowadzi współspalanie biomasy. Zieloną energię elektryczną produkuje 6 instalacji fotowoltaicznych o mocy 1,1 MW.

Na koniec 2010 r. łączna moc odnawialnych źródeł wynosiła 2 556 MW.

Rzeczpospolita 13.01.2012

W Polsce w 2011 r. w energetyce odnawialnej przybyło 525,620 MW zainstalowanej mocy. W największym stopniu rozwój zielonej energetyki zawdzięczamy inwestycjom w energetykę wiatrową - wzrost o ponad 80%.

Na pozostałe niespełna 20% przyrostu zielonej mocy w 2011 r. złożyły się inwestycje w źródła biogazowe, wodne, słoneczne, a przede wszystkim biomasowe - wzrost w ciągu roku o 53,490 MW.

Z kolei moc elektrowni biogazowych wzrosła w 2011 r. o 20,643 MW.

Moc zainstalowana elektrowni wodnych wzrosła w 2011 r. o 14,346 MW.

Nieco wyraźniej stała się widoczna w statystykach fotowoltaika. Na koniec 2010 r. moc zainstalowana elektrowni słonecznych w Polsce wynosiła ledwie 0,033 MW, a na koniec 2011 r. osiągnęła poziom 1,125 MW.

W 2011 r. przybyło instalacji współspalania, których liczba wzrosła z 41 do 47. Dla porównania: całkowita moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym na koniec 2010 r. wg danych PSE Operator wynosiła 35 756 MW. Danymi za 2011 r. jeszcze nie dysponujemy.

www.wnp.pl 13.01.2012

Inwestycje w odnawialne źródła energii opłacają się zarówno małym, jak i dużym firmom, i to niekoniecznie tylko z branży energetycznej. W kraju działa już ponad 400 elektrowni wiatrowych. Liczba działających biogazowni w 2011 r. wzrosła do ponad 160. Intensywnie, z przyrostem ok. 30% na rok, rozwija się sektor kolektorów słonecznych.

Wg szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej łączne nakłady na inwestycje budowlano-montażowe w tych branżach w 2011 roku wyniosły ok. 3,9 mld zł i pozostaną na podobnym poziomie także w 2012 r.

Ale OZE jest wciąż za mało w stosunku do wyznaczonego przez Ministerstwo Gospodarki celu, dlatego cena certyfikatów potwierdzających produkcję zielonej energii jest wysoka - wynosi ok. 270 zł za 1 MWh. Firmy zarabiają na ich sprzedaży koncernom energetycznym.

Opłacalność budowy farmy zależy bezpośrednio od jej lokalizacji. Na wybudowanie 1 MW mocy w farmach wiatrowych trzeba wydać średnio 7 mln zł. Zwrot inwestycji następuje średnio po 9 latach. Przy sprzyjających warunkach inwestycja może się zwrócić w ciągu 5 lat.

Budowa biogazowni jest w przeliczeniu na jednostkę mocy 3 razy droższa od farm wiatrowych, dlatego powstaje ich mniej. Realizacja inwestycji jest opłacalna przy własnej bazie surowcowej (np. posiadania odpadów z przemysłu spożywczego, rolnego) i korzystaniu z publicznych dotacji. Pula funduszy unijnych na ten cel jednak się skończyła.

Kolektory słoneczne ogrzewające wodę są, w przeliczeniu na jednostkę mocy, 3 razy tańsze od farm wiatrowych. W dodatku do ich montażu dopłaca Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Użytkownik instalacji nie zarabia jednak na sprzedaży zielonych certyfikatów, taki mechanizm jest dopiero planowany.

Zdaniem ekspertów nie przyspieszy natomiast rozwój produkcji prądu z promieni słonecznych.

Dlaczego inwestycje w ekologiczne elektrownie będą rosły?

- Do 2020 r. 15% zużycia energii ma pochodzić z odnawialnych źródeł, teraz jest to ok. 10%.
- Od 2016 r. przestaną pracować najstarsze elektrownie, najszybciej zastąpią je farmy wiatrowe.
- Komisja Europejska rozlicza państwa z systemów wsparcia rynku zielonej energii.
- Koszt fotowoltaiki (produkcja energii ze słońca) spada o kilkadziesiąt procent rocznie, to jedna z najszybciej rozwijających się branż. na świecie.

Co może natomiast pokrzyżować plany inwestorów?

- Bez wsparcia branża nadal nie jest konkurencyjna.
- Brak stabilności dotacji do zielonej energii.
- Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii zmniejsza atrakcyjność inwestycji.

- Brakuje rozwiniętej sieci przesyłowej, polityka firm dystrybucyjnych nie sprzyja eko-elektrowniom.
- Niska cena praw do emisji CO₂ zachęca do korzystania z energii z węgla.

Rzeczpospolita 12.01.2012

I na zakończenie tej części jeszcze krótko o biomasie.

Zgodnie zapowiedziami, w kwietniu nastąpi uruchomienie, przez Towarową Giełdę Energii Parkietu Biomasy, będącego internetową platformą obrotu. Parkiet Biomasy to pierwszy krok do stworzenia transparentnego i ogólnie dostępnego rynku biomasy w Polsce.

Towarowa Giełda Energii tworzy parkiet, na którym będzie można zawierać transakcje kupna/sprzedaży biomasy w systemie aukcji i tabeli ofert. Taka forma transakcji jest najbardziej optymalna dla tego typu surowca. Zarówno tabele ofert jak i aukcje pozwalają na szczegółowy opis przedmiotu transakcji, a informacje o aukcjach pojawiają się z dużym wyprzedzeniem. Strony transakcji, dopiero po zawarciu transakcji, wiedzą z kim zawarły umowę. Taki sposób zawierania transakcji pozwala na obiektywizm i transparentność rynku.

- Mam nadzieję, że uruchomienie Parkietu Biomasy, spowoduje w Polsce wzrost zainteresowania tym surowcem, jako najbardziej efektywnym kosztowo środkiem zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery. To szczególnie istotne w kontekście wymogów Pakietu Klimatyczno-Energetycznego wprowadzonego przez Komisję Europejską - powiedział Dariusz Bliźniak, wiceprezes TGE SA. Uczestnikiem Parkietu Biomasy może zostać każdy podmiot zajmujący się produkcją biomasy stałej, surowców używanych do jej wytwarzania, spalaniem biomasy oraz pośrednictwem w handlu biomasą.

W ostatnim czasie można zaobserwować dynamiczny wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach wykorzystujących technologię współspalania.

W 2009 r. wyprodukowano 4 143 332 MWh, czyli o 51% więcej niż w 2008 r. Ponadto nadal utrzymuje się wysoki udział biomasy w produkcji energii elektrycznej z OZE. W 2010 r. wyniósł on 56%.

Biomasa jest 3. naturalnym źródłem energii na świecie, co do wielkości. Warto ją wykorzystywać z wielu powodów. Przede wszystkim jej spalanie nie wpływa negatywnie na środowisko naturalne. Ilość CO₂ emitowana do atmosfery podczas spalania biomasy równoważona jest ilością CO₂ pochłanianego przez rośliny, które odtwarzają biomasę w procesie fotosyntezy. Ogrzewanie biomasą również staje się opłacalne.

Zgodnie z definicją UE, biomasa oznacza podatne na rozkład biologiczny frakcje produktów, odpady i pozostałości przemysłu rolnego (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych z nim gałęzi gospodarki, jak również podatne na rozkład biologiczny frakcje odpadów przemysłowych i miejskich (Dyrektywa 2001/77/WE).

www.biznescodnia.pl 19.01.2012

Szacuje się, że rynek biomasy w Polsce wart jest 1,8-2,0 mld zł i ma dynamicznie rosnąć. Spółki energetyczne coraz chętniej wykorzystują ten surowiec w swoich elektrowniach - jako samodzielne paliwo albo współspalane z węglem.

Dlatego część koncernów, w tym Tauron, chce mieć własne plantacje roślin, z których mogłyby otrzymywać energetyczną biomasę.

Katowicki koncern chce do końca 2020 r. uruchomić 240 MW nowych mocy energetycznych opartych na biomasie. Kotły biomasowe instaluje właśnie w elektrowniach w Jaworznie i Stalowej Woli. Obie inwestycje pochłoną łącznie ok. 360 mln zł. Kolejna instalacja powstanie w Elektrociepłowni Tychy.

Tauron, który zużywał do tej pory 500 000 ton biomasy, zakłada, że jego zapotrzebowanie na to paliwo wzrośnie w 2012 r. do 850 000 ton. Natomiast realizacja nowych inwestycji spowoduje, że zużycie biomasy w grupie wzrośnie w 2013 r. do ok. 1,4 mln ton.

W 2011 r. w Polsce działało 19 elektrowni biomasowych i 47 wykorzystujących technologię współspalania biomasy z węglem.

Rzeczpospolita 21.01.2012

W Szczecinie oddano do użytku największy w kraju kocioł na biomasę.

Inwestycja kosztowała 400 mln zł. Dzięki niej 1/3 mieszkańców Szczecina ma ekologiczną energię elektryczną i ciepło.

Moc kotła wynosi 183 MWt, jest to jeden z największych kotłów na biomasę w Europie centralnej, który rocznie będzie zużywał ok. 800 000 ton biomasy.

Nowy kocioł jest w stanie wyprodukować przez rok 440 000 MWh zielonej energii elektrycznej i 1 900 000 GJ ciepła. Dzięki zastąpieniu węgla biomasą, elektrownia nie emituje prawie CO₂, emisja siarki zmniejszyła się o 69%, natomiast pyłów - o 63%, dodatkowo ilość odpadów zmalała o 80%. W kotle spalana jest w 80% biomasa leśna, czyli gałęzie, zrębki drewniane czy trociny, pozostałe 20% to biomasa pochodzenia rolniczego, np. wierzba energetyczna czy brykiety ze słomy.

www.cire.pl 25.01.2012

www.wnp.pl 25.01.2012

AFRYKAŃSKIE SŁOŃCE DLA EUROPY

Ale najpierw garść statystyki.

Zużycie zielonej energii brutto wyniosło w UE w 2010 r. 12,4% - podaje Eurobserv'er.

Udział odnawialnych źródeł w zużyciu energii elektrycznej był jeszcze większy i wyniósł na koniec 2010 r. 19,8%

Polska znalazła się na 16. miejscu w UE pod względem wykorzystania zielonej energii. Największy jej udział ma Szwecja - 46,9% , najmniejszy - 0,3% - Malta.

Polska w 2009 r. wykorzystywała 9% zielonej energii, a w 2010 r. - 9,9% Wyżej są Niemcy z wynikiem 10,7% a tuż za Polską znalazły się z wynikiem 9,7% Czechy.

Organizacja Eurobserv'er ocenia zużycie zielonej energii na 145 Mtoe. To o 10,4% więcej niż w 2009 r. Zużycie energii ogółem wzrosło o 2,1% do 1 170,7 Mtoe.

Zgodnie z dyrektywą 2009/28/CE do 2020 r. Unia ma wykorzystywać co najmniej 20% zielonej energii. To oznacza, że rocznie powinno przybywać ok. 10 Mtoe w nowych źródłach.

Rzeczpospolita 2.01.2012

www.cire.pl 2.01.2012

Wg raportu Bloomberg New Energy Finance w 2011 r. na świecie wyasygnowano 260 mld \$ na inwestycję w tzw. czystą energię, pomimo - jak podkreśla raport - kryzysu finansowego.

W stosunku do 2010 r. globalnie nakłady wzrosły o 5%. Kwota ta obejmuje przedsięwzięcia w energię odnawialną, biopaliwa i tzw. inteligentne technologie; nie obejmuje nakładów na gaz naturalny, energię nuklearną i czysty węgiel.

Największy wzrost, bo 36% odnotowano w sektorze energetyki solarnej, na którą wydano 136,6 mld \$. Co ciekawe, spadły nakłady na „wiatraki”, dokładnie o 17% - do 74,9 mld \$.

Najwięcej pieniędzy na czystą energię przeznaczyły USA (56 mld \$), wyprzedzając Chiny (47,4 mld \$). Szacuje się, że Amerykanie w ciągu najbliższych lat przeznaczą na „zieloną” energię 400 mld \$.

www.cire.pl 16.01.2011

Wielka elektrownia słoneczna na Saharze będzie produkować energię na potrzeby Europy.

Firma Nur Energie ogłosiła, że zbuduje na tunezyjskiej części Sahary gigantyczną elektrownię o mocy 2 000 MW.

- To pionierski projekt, który pokaże rządowi i państwu, że eksport energii słonecznej z Afryki Północnej do Europy jest możliwy. (...). Dziś jesteśmy przyzwyczajeni do transportu na tysiące kilometrów paliw tradycyjnych jak ropa naftowa i gaz. Spalamy je w pobliżu naszych miast, co powoduje zanieczyszczenia i inne zagrożenia dla ludzi i środowiska. Nasz projekt zakłada przesyłanie czystej i niewyczerpanej energii z serca pustyni wprost do europejskich domów. Tunezja zyska miejsca pracy, rozwój gospodarczy przychody ze sprzedaży prądu - wyliczał Kevin Sara, szef Nur Energy.

Elektrownia o nazwie TuNur stanie na obrzeżach Tunisu, gdzie promieniowanie słoneczne jest 3 razy silniejsze niż w Europie Środkowej. Będzie mieć 825 000 paneli słonecznych i zatrudniać ok. 20 000 ludzi. Jej moc wystarczy na zaopatrzenie w prąd 700 000 domów w Europie.

Pierwsze kompleksy solarne mają być wybudowane w Tunezji do 2014 r. w ramach projektu pod nazwą TuNur, a w 2016 r. powinna popłynąć z nich do Europy pierwsza energia. W tym celu niezbędna będzie budowa specjalnego połączenia po dnie Morza Śródziemnego przez Sycylię do Włoch.

Inwestorem obok firmy Nur Energy jest też Fundacja Desertec. To powstałe w 2009 r. międzynarodowe konsorcjum, które buduje elektrownie słoneczne. W jego skład wchodzi największe energetyczne koncerny jak ABB, Siemens, E.ON, RWE także Deutsche Bank i firma ubezpieczeniowa Munich Re.

Inwestorzy są gotowi wyłożyć na projekt ok. 400 mld €. W planach Desertec jest zajęcie 15% europejskiego rynku energetycznego.

Saharyjska elektrownia będzie budowana etapami. Pierwszy zakończy się w 2014 r., a drugi w 2016 r.

Rzeczpospolita 25.01.2012

www.cire.pl 25.01.2012

TANIO NA RYNKU CO2

W grudniu ceny praw do emisji CO2 spadły o 15%.

Ceny uprawnień do emisji CO2 pozostają pod wpływem utrzymującej się niepewności w światowej gospodarce oraz wysokiej nadpodaży jednostek - ocenia w najnowszym raporcie firma Consus. W ciągu minionego miesiąca ceny uprawnień EUA spadły o 14,7% do 6,76 € z 7,93 €, z kolei jednostki CER straciły na wartości 20,5% i na koniec miesiąca płacono za nie 4,34 €.

- W nadchodzących miesiącach niepewność co do rozwoju sytuacji ekonomicznej w UE będzie nadal wywierać presję na spadek cen uprawnień do emisji CO2. Dlatego w najbliższym czasie czeka nas kontynuacja spadków - przewiduje Juliusz Preś.

Jego zdaniem, dopiero wybicie kursu ponad poziom 9 € może zwiastować zmianę trendu na rynku CO2. Impulsem do ewentualnych wzrostów mogą być postępy prac Parlamentu Europejskiego nad dyrektywą zmierzającą do ograniczenia podaży uprawnień.

Rzeczpospolita 4.01.2012

www.wnp.pl 4.01.2012

Wszystko wskazuje na to, że 2012 r. upłynie pod znakiem rekordowo tanich uprawnień do emisji CO2, obecnie cena CO2 kosztuje zaledwie 7 €. W 2013 r. ceny CO2 wzrosną do 15 € za tonę - prognozuje Dom Inwestycyjny BRE Banku.

Zdaniem analityków może to mieć istotny wpływ na działalność firm z sektora elektroenergetycznego. Będzie to bowiem wspierać bardziej emisyjnych producentów, którzy do tej

pory byli wyceniani z dyskontem ze względu na perspektywę skokowego wzrostu kosztów CO2 po wejściu w życie pakietu klimatycznego.

- Z jednej strony tak duży spadek cen spowodowany jest obniżającym się popytem na energię i spowolnieniem gospodarczym (sprzedaż certyfikatów CO2 przez przemysł ograniczający produkcję) a z drugiej zagrożeniem podażą uprawnień z programów pomocowych UE zdeponowanych w Europejskim Banku Inwestycyjnym (300 mln ton czyli równowartość blisko 2-letniej emisji polskiej energetyki) - wskazuje DI BRE Bank.

Jak przypomniano w analizie, dynamicznie rośnie także liczba generowanych certyfikatów CER w ramach inwestycji w krajach rozwijających się, co poprzez transfer tych uprawnień do Europy wywiera dodatkową presję na notowania EUA (w 2011 r. wprowadzono 300 mln ton certyfikatów CER, a do 2020 r. spodziewanych jest kolejne 960 mln ton.).

Analizy DI BRE spodziewają się, że w 2013 r. ceny CO2 wyniosą 15 € za tonę.

www.wnp.pl 30.01.2012

Tymczasem Duńczycy, którzy obejmują po Polsce prezydencję w UE, nie będą forsować redukcji CO2 o 30%.

- Teraz tylko kilka krajów popiera pełne przejście do 30% redukcji emisji CO2; duńska prezydencja nie będzie forsować tego celu, jeśli nie uda jej się przekonać głównych gospodarek UE - zapewnił duński minister ds. klimatu i energii, Martin Lidegaard.

Dodał, że w marcu ministrowie UE ds. klimatu będą rozmawiać o 25% redukcji emisji CO2 do 2020 r. Obecnie kraje obowiązują cel 20%.

- Z wielu analiz wiemy, że efektywna ścieżka do naszych celów w 2050 r. zdecydowanie prowadzi poprzez 25% krajowej redukcji (emisji CO2) do 2020 r. Mamy kalkulacje z Komisji Europejskiej i innych instytucji - przekonywał Lidegaard.

KE w nieopublikowanym jeszcze raporcie wyliczyła, że całą gospodarkę UE (poza sektorem energetycznym) podniesienie celu redukcji CO₂ z 20% do 25% miałyby kosztować 25 mld €, czyli 0,17% wielkości unijnego PKB w 2020 r. Polską gospodarkę miałyby to kosztować 1,1 mld €, czyli 0,24% jej PKB z 2020 r. Koszt ten nie obejmuje pozwoleń na emisję CO2.

Koszty podniesienia celu redukcji emisji CO2 ponieśliby też konsumenci w UE - zapłaciliby w sumie do 2020 r. o 70 mld € więcej za energię. Ponadto w latach 2016-20 kraje UE musiałyby poczynić inwestycje w zielone technologie o łącznej wartości 18 mld € rocznie, w tym Polska - 0,8 mld €. KE proponuje jednak rekompensaty dla biedniejszych krajów UE, takich jak Polska, w postaci funduszy spójności i przesunięcia dochodów ze sprzedaży pozwoleń do emisji w UE.

Analizy kosztów zwiększenia celu redukcji CO2 domagała się Polska, która pod koniec czerwca 2011 r. zablokowała przyjęcie wniosków Rady UE ds. środowiska w sprawie ścieżki zwiększania redukcji emisji CO2 w UE do 2050 r. Zakładała ona, że do 2020 r. redukcja emisji CO2 wyniesie 25% (zamiast uzgodnionych w 2008 r. 20%), podczas gdy UE osiągnie do tego czasu cel 20% zwiększenia efektywności energetycznej. Polska obawia się, że jej gospodarka, oparta na węglu, ucierpiłaby najbardziej w wyniku dalszej redukcji emisji CO2.

www.cire.pl 24.01.2012

www.wnp.pl 24.01.2012

ATOMOWA NIEPEWNOŚĆ

Uran w ciągu ostatniego roku potaniał o 1/3.

Na początku 2012 r. uran kosztował 52 \$ za funt, podczas gdy w lutym 2011 r. było to 73 \$ za funt. Po awarii w Fukushima ceny uranu nie zanotowały większych wahań. Gwałtownie, choć chwilowo, spadły jedynie kursy akcji firm górniczych, wydobywających rudę uranu.

Między 1995 r. a 2005 r. cena spot uranu utrzymywała się w granicach 20 \$ za funt, potem bardzo szybko wzrosła i w 2007 r. osiągnęła rekordowe 140 \$. Z kolei w 2008 r. także szybko spadła do poziomu ok. 40 \$, na którym utrzymywała się do 2009 r. Wtedy zaczęła rosnać, dochodząc w lutym 2011 r. do maksimum - prawie 75 \$.

Analitycy szacują, że w perspektywie kilku lat cena uranu będzie jednak rosnać, w związku z rozbudową energetyki jądrowej. Na świecie w planach bądź w budowie jest ponad 200 reaktorów, które rocznie będą potrzebowały 33 000 ton paliwa. Obecne roczne zużycie w prawie 450 reaktorach to prawie 70 000 ton.

www.wcire.pl 7.01.2012

Firmy wstrzymują się z projektami w Europie, czekając na raport Brukseli o bezpieczeństwie reaktorów.

- Jeśli rekomendacje Komisji będą dotyczyły podniesienia zabezpieczeń elektrowni, to mogą one podnieść koszty inwestycji - mówi Izabela Van den Bossche, dyrektor ds. współpracy i rozwoju Fortum w Polsce.

Wszystkie kraje UE do końca grudnia wysyłały do Komisji Europejskiej swoje raporty z testów wytrzymałości reaktorów. Teraz przeprowadzane są „peer-reviews”, czyli testy porównawcze, które mają być zakończone do końca kwietnia. W czerwcu KE powinna ogłosić rezultaty tych badań. Choć Komisja nie ma uprawnień, by nakazać rządów wprowadzenie konkretnych rozwiązań, to może wydać zalecenia ich poprawy.

Rzeczpospolita 11.01.2012

Helsinki stawiają na atom.

Finowie mają 2 elektrownie jądrowe. Planują kolejną, ale nie zapominają też o zielonej energii. Oprócz OZE to elektrownie jądrowe, które dziś zaopatrują Finlandię w 28% energii, mogą przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wg rządowych wyliczeń inwestycje w tym sektorze pokryją nawet do 60% zapotrzebowania na energię, a tym samym zapewnią większą niezależność od dostaw rosyjskiego gazu.

Obok 4 już istniejących reaktorów atomowych (2 o mocy 488 MW i 2 po 860 MW) powstaje nowy, a w planach jest budowa 2 kolejnych. W elektrowni Olkiluoto na południu kraju powstaje 3. blok - wyposażony w reaktor III generacji o mocy 1630 MW. Ma być najnowocześniejszy na świecie.

Marcowa katastrofa w japońskiej Fukushima nie zachwiała wiary Finów w energię atomową. W sondażu przeprowadzonym na zlecenie największego dziennika „Helsingin Sanomat” prawie 85% Finów uznało, że ich reaktory są bezpieczne. Jednak ponad 1/2 społeczeństwa była przeciwna budowie kolejnych.

Rzeczpospolita 2.01.2012

Japońskie władze zamierzają doprowadzić do zamknięcia ponad 40-letnich reaktorów w elektrowniach atomowych po katastrofie w elektrowni Fukushima, będącej konsekwencją fal tsunami po trzęsieniu ziemi w marcu 2011 r.

3 reaktory tej elektrowni zostały zbudowane po 1967 r. Reaktory w elektrowniach w Tsuruga i Mihama w środkowej Japonii zostały zbudowane we wczesnych latach 70.

Większość 54 reaktorów atomowych w Japonii osiągnie wiek 40 lat w najbliższych latach.

Rząd japoński zapowiedział, że planuje wprowadzić w najbliższych miesiącach ustawę nakazującą zamknięcie reaktorów atomowych starszych niż 40 lat. Obecnie w Japonii nie ma ograniczeń w czasie pracy reaktorów atomowych.

Rzeczpospolita 7.01.2012

Tymczasem rezygnacja Niemiec z energetyki jądrowej będzie kosztować ten kraj do 2030 r. ok. 1,7 bln €. - Te koszty spadną na odbiorców energii elektrycznej i podatników - powiedział członek zarządu Siemensu Michael Suess, nadzorujący w tej firmie sektor technologii energetycznych.

Suess zaznaczył, że koszty rezygnacji mogą być niższe o ok. 300 mld €, jeśli Niemcy w większym niż to obecnie stopniu oprą się na energetyce gazowej.

Ocena kosztów rezygnacji opiera się na przewidywanym wzroście kosztów energii elektrycznej ze względu na plany rządu dotyczące gwałtownego wzrostu wykorzystania OZE.

Wg rosyjskiego eksperta z branży energetycznej Wasilija Konuzina Niemcy uciekając od energetyki jądrowej nadal będą od niej uzależnieni.

- Tyle, że będzie to zagraniczna energetyka jądrowa. Obecnie nie ma możliwości szybkiego i pewnego zstąpienia bloków jądrowych OZE. To oznacza potrzebę importu energii. W ogromnej części będzie to energia wyprodukowana w reaktorach. Spodziewam się, że nasza elektrownia w Obwodzie Kaliningradzkim będzie w znacznej części produkowała energię na eksport do Niemiec - dodaje Konuzin.

www.wnp.pl 24.01.2012

RENESANS WĘGLA NA ŚWIECIE

Z węgla produkuje się najwięcej energii na świecie. Bazują na nim największe państwa świata Chiny i Indie.

Węgiel będzie dominował przez najbliższe 40 lat, chociaż 3/4 elektrowni węglowych ma stopień sprawności poniżej 40%. Najgorszy stan tych elektrowni jest w Chinach, gdzie zużycie węgla jest 5 razy wyższe niż reszty świata. I te proporcje nie zmienią się w najbliższych latach ze względu na olbrzymi popyt na energię, mimo że Chiny inwestują ogromne pieniądze w energię odnawialną. W 2010 r. wyasygnowały na ten cel 48,5 mld \$. Skutkiem tych inwestycji jest zwiększenie produkcji energii z tzw. czystych źródeł do poziomu 18%. Pekin jednak nie zapomina o węglu, który w 2010 r. wsparł sumą 2 mld \$. Globalne światowe dotacje dla węgla w tym czasie zamknęły się w kwocie 409 mld \$. Dla porównania w Niemczech w 2009 r. dotacje te wyniosły 1,49 mld \$.

www.cire.pl 19.01.2012

Po raz pierwszy Chiny zostały liderem importu węgla wyprzedzając Japonię, która kupowała najwięcej od 37 lat.

Chiny w 2011 r. zwiększyły zakupy węgla za granicą o 10,8% do 182,4 mln ton.

Japonia zmniejszyła import o 5,1% do 175,2 mln ton.

Kolejni największy importerzy to także kraje Azji: Korea Płd., Indie i Tajwan.

Chiny od 2010 r. są największym na świecie konsumentem energii (przed USA).

Rzeczpospolita 26.01.2012

Kolejne kraje zapowiadają inwestycje w branży węglowej. Do węgla wracają też Niemcy, którzy porzucili atom. Czy Polska na tym skorzysta?

Utrzymujące się wysokie ceny surowca są zachętą do nowych inwestycji. Rosja przyjęła właśnie program rozwoju branży, który zakłada do 2030 r. wydanie na ten cel 3,7 bln rubli (400 mld zł), z czego większość ma wyłożyć prywatny biznes. Dzięki inwestycjom w Rosji wydobywanie węgla w ciągu 20 lat zwiększy się o 1/3. Surowiec ma być przeznaczony nie tylko do użytku krajowego. Już dziś Rosja jest 3. eksporterem węgla po Australii i Indonezji. Moskwa sprzedaje za granicę 1/3 wydobytego surowca.

Dla Polski, która importuje rocznie ok. 15 mln ton węgla decyzja Putina ma poważne konsekwencje. Rosja jest jednym z głównych dostawców na rynek europejski, w tym polski. Cena surowca zależeć

będzie m. in. od relacji rubla do dolara. Jednak węgiel z Rosji jest konkurencyjny i nawet uwzględniając cenę transportu kolejowego z Rosji, jego udział na polskim rynku będzie rósł. Koszt wydobycia tony węgla w Rosji wynosi 40-70 zł. To 9 razy mniej niż na Śląsku, gdzie jest to kwota 270 zł. (z tego 60% to płace).

Jeszcze w latach 90. cena tony węgla oscylowała w widełkach 28-45 \$. Od 2003 r. zaczęły szybko rosnać. W 2008 r. średnia cena osiągnęła 148 \$. I choć kryzys przejściowo ją zbił, od października 2011 r. węgiel ani razu nie spadł poniżej granicy 100 \$. Dlatego Kreml planuje nie tylko modernizację istniejących kopalń, ale i budowę nowych.

Z kolei sąsiednia Mongolia jest typowana na surowcową potęgę dekady. Analitycy wróżą jej 12-krotny wzrost PKB do 2025 r. M.in. dzięki eksploatacji bogatych złóż węgla, szacowanych na 5 mld ton.

Potencjalnym odbiorcą mongolskiego i rosyjskiego węgla mogą stać się pobliskie Chiny. Choć same odpowiadają za 48% światowego wydobycia, ich rezerwy wystarczą na 35 lat. Rosyjskie złoża wyczerpią się dopiero w 2505 r. A Pekin przyjmie każdą ilość węgla. Między 2006 r. a 2009 r. chiński import tego surowca wzrósł o 362%.

Wydobycie rośnie też na Ukrainie. W ciągu 2 lat kraj zwiększył je o 14 mln ton.

W wykorzystaniu surowca ma pomóc Shell, który zamierza zbudować nad Dnieprem 3 zakłady gazyfikacji węgla. To część planu energetycznego uniezależnienia się od Rosji.

Szansę na przetrwanie zwietrzyły także niemieckie kopalnie. W 2018 r. Berlin straci prawo do dotowania wydobycia węgla, postrzeganego jako nieekologiczne źródło energii. Jeśli do tego czasu wysokie ceny surowca nie spadną, kopalnie będą mogły utrzymać się same. Leży to też w interesie niemieckiego przemysłu, który będzie mógł testować nowe technologie u siebie, zanim sprzeda je za granicę. Obecnie tamtejsze firmy zarabiają na kopalnianej produkcji spod znaku high-tech 3 mld € rocznie, z czego 93% dzięki ich eksportowi.

Dziennik Gazeta Prawna 26.01.2012

Rosja stawia na węgiel. Inwestycje za 120 mld \$ i wzrost wydobycia w ciągu 18 lat do 430 mln ton rocznie, zakłada program rozwoju górnictwa w Rosji.

Matecznik rosyjskiego górnictwa węglowego odwiedził Władimir Putin. Pochwalił wyniki za 2011 r. - 336 mln ton węgla z tego 192 mln ton wydobyły kopalnie Kuzbassu.

- To są dobre rezultaty. Ponad 122 mld rubli (3,95 mld \$) łącznego zysku rosyjskich kopalni, to ponad 122 mld rubli (3,95 mld \$), co oznacza wzrost 1,5 razy rok do roku - mówił Putin.

Podał też inne dane - wydajność w rosyjskich kopalniach wzrosła w ciągu 5 lat o 30% a płace o 20% do średniej 32 000 rubli (3 400 zł). - To największy wzrost płac wśród zawodów w Rosji - zaznaczył Putin.

Perspektywy przed branżą eksperci oceniają jako bardzo dobre. Rosja ma 2. największe potwierdzone zasoby węgla na świecie (po USA) i jest największym producentem i eksporterem w Europie.

Rzeczpospolita 24.01.2012

WĘGIEL TRACI MOC W EUROPIE

Jednak informacje o śmierci energetyki węglowej są zdecydowanie przesadzone. Energetyka węglowa to w UE nadal ok. 26% zainstalowanej mocy o niebagatelnej wielkości, (ponad 231 000 MW) i nadal - wg danych za 2009 r. - ok. 27% produkcji energii elektrycznej. Dla porównania farmy wiatrowe, których moc w minionej dekadzie wzrosła do ponad 84 000 MW produkują ok. 5,3% energii elektrycznej zużytej w UE w 2009 r.

Międzynarodowa Agencja Energetyki prognozuje, że pomimo dalszego wzrostu zużycia węgla w wartościach bezwzględnych, jego udział w produkcji energii elektrycznej zmaleje w kolejnych 20 latach o prawie 10%. Chiny i Indie inwestują w nowe moce oparte na węglu i tam jego udział w energy-mix będzie rósł, podczas gdy kraje UE odchodzą od węgla na rzecz energetyki odnawialnej. -

Pomimo kryzysu oraz coraz silniejszej krytyki europejskiej polityki klimatycznej, nie wydaje się, aby cokolwiek mogło zatrzymać ten trend - mówi Jarosław Wajer, partner działu doradztwa biznesowego Ernst & Young.

Struktura nowych mocy oddawanych do użytku w UE faktycznie dobrze węglowi nie wróży. W 2011 r. w UE do sieci przyłączono elektrownie o mocy 55 400 MW. Z tego ponad 28 000 MW na gaz przy braku wyłączeń, ok. 12 000 MW elektrowni słonecznych też bez wyłączeń, ponad 9 000 MW farm wiatrowych (100 MW wyłączono) i ponad 4 000 MW na węgiel przy wyłączeniu takich elektrowni o mocy ok. 1500 MW.

Wprawdzie w 2010 r. więcej elektrowni węglowych włączono niż wyłączono, ale saldo lat 2000-10 było jednak dla energetyki węglowej ujemne. W tym czasie moc zainstalowana netto elektrowni opalanych węglem wyniosła minus 9 500 MW.

Niemniej niektórzy eksperci z koncernów energetycznych oceniają, że tak naprawdę gra o węgiel w europejskiej energetyce nadal trwa. To, w którą stronę wahać się ostatecznie wychyli, zależy w wyjątkowo niestabilnych politycznie i ekonomicznie czasach od przebiegu kryzysu, a więc przyszłości strefy euro, popytu na energię i możliwości dalszego subsydiowania zielonej energetyki (Niemcy dołożyli w 2010 r. do eko-energii ok. 12,7 mld €). Wiele zależy też od decyzji politycznych związanych z ewentualnym zawarciem globalnego porozumienia klimatycznego, rozwoju sieci na potrzeby zielonej energetyki czy akceptacji społecznej dla podziemnego składowania CO₂. W UE produkcja węgla kamiennego spadła w latach 2005-10 ze 170 mln ton do 134 mln ton, skurczył się import i konsumpcja.

Kontynent bez węgla nadal jednak żyć nie może, ale sytuacja poszczególnych krajów pod tym względem jest zróżnicowana.

W czołówce europejskich krajów uzależnionych od węgla jest oczywiście Polska z ok. 88% udziału tego paliwa w produkcji prądu, ale są też Niemcy z ok. 44% udziału czy Czechy ze wskaźnikiem 59% i Bułgaria z 50% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej. W takich przypadkach zmiany struktury paliwowej siłą rzeczy będą następowały powoli.

Nie można mieć złudzeń co do tempa zmian, a pokazują to także oceny koncernów energetycznych, które chcą "odwęgląć" swoje wytwarzanie energii elektrycznej.

Mówimy węgiel, a myślimy węgiel kamienny, zapominając o węglu brunatnym, którego udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w UE jest znaczący. Węgiel brunatny to 1/3 produkcji energii w Bułgarii, 1/2 w Czechach i w Grecji. Niemcy w 2011 r. wyprodukowali z węgla brunatnego 147 TWh w elektrowniach o mocy 22 000 MW (z 583,5 TWh energii ogółem).

W Polsce węgiel brunatny stanowi paliwo do produkcji ponad 30% prądu.

www.wnp.pl 16.01.2012

UDANY ROK I DOBRE PERSPEKTYWY DLA WĘGLA

Debiut JSW, rozbudowa Bogdanki, rekordowe 2,5 mld zł zysku kopalń - 2011 r. był udany dla branży. W lipcu na warszawskim parkiecie zadebiutowała Jastrzębska Spółka Węglowa, największy w UE producent węgla koksowego (bazy do produkcji stali) i pierwsza górnicza spółka ze Śląska. Po trudnych negocjacjach ze związkami zawodowymi akcje JSW udało się sprzedać po 136 zł. To najważniejsze wydarzenie w branży w 2011 r. pokazało, że jest zainteresowanie akcjami spółek węglowych, dlatego o obecności na GPW myślą kolejne.

Bogdanka zapowiada zwiększenie wydobycia z ok. 6 mln ton w 2011 r. do 7,8-8 mln ton w 2012 r. Dlatego dla lubelskiej kopalni 2012 r. będzie lepszy pod względem wyników, co może przełożyć się na jej notowania.

Perspektywy dla branży węgla energetycznego na 2012 r. nie są złe. Prognozy cen węgla nie wyglądają źle. W 2011 r. w portach ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpia) prawie cały czas utrzymywały się na poziomie zbliżonym do 120 \$ za tonę (ostatnio spadły do 105 \$, ale z perspektywą ponownego

wzrostu). Taniał za to w II połowie roku węgiel koksowy, co jest efektem spowolnienia gospodarczego, ale w I połowie 2011 r. kosztował nawet 330 \$ za tonę (obecnie ok. 250 \$).

Zdaniem ekspertów ważne są zapowiedzi inwestycyjne spółek. W sumie w 2012 r. kopalnie przeznaczą na nie - wg szacunków - ponad 3 mld zł (to przynajmniej o 10% więcej niż w 2011 r.). Np. JSW deklaruje, że będzie wydawać rocznie 1,5 mld zł na inwestycje.

Jest więc szansa, że zakłady wydobywające węgiel będą mieć dobre wyniki finansowe, co pokazuje już 2011 r., w którym kopalnie mogą mieć ok. 2,5 mld zł czystego zysku.

Co może sprawić, że wyniki kopalń będą jeszcze lepsze?

- W JSW rozszerzenie działalności o koksownictwo oraz energetykę, plan budowy elektrowni przez Kompanię Węglową i projekty bloków energetycznych KHW i Bogdanki.

- Stabilny albo jeszcze większy popyt na węgiel kamienny w kraju i za granicą oraz dobre ceny.

- Jeśli nie będzie dywidendy lub będzie niewielka, kopalnie będą miały sporo środków na inwestycje.

- Plany debiutów giełdowych kolejnych spółek z branży.

- Oddalenie widma podatku od kopalni dla węgla.

Co może pokrzyżować ambitne plany kopalń?

- Nieprzewidziane zagrożenia naturalne, jak np. zapłon metanu w 2011 r. w kopalni *Krupiński* (JSW).

Wypadek wymusił zamknięcie ściany i miał wpływ na wydobycie.

- Nowe przepisy metanowe zmniejszające dopuszczalną ilość wydzielania się metanu przy wydobyciu.

- Niepowodzenie planów emisji obligacji śląskich spółek.

- Większe spowolnienie gospodarcze, które zmniejszy zapotrzebowanie na energię, a więc i na węgiel.

- Wymogi UE dotyczące ograniczenia emisji CO₂.

Rzeczpospolita 5.01.2011

Górnictwo węgla kamiennego korzysta z koniunktury i zarabia setki milionów złotych. W pierwszych 3 kwartałach górnictwo zarobiło ok. 1795,4 mln zł netto, czyli o 987,9 mln zł więcej niż rok wcześniej, a sam wynik na sprzedaży węgla wyniósł 3 804,9 mln zł i był lepszy aż o 2 163,3 mln zł. Skąd tak dobre wyniki?

Poziom cen węgla to podstawowy czynnik, który ze względu na duży udział kosztów stałych w kosztach górnictwa podnosi bądź obniża wyniki finansowe polskich spółek górniczych.

- Na szczęście dla górnictwa cena węgla energetycznego w Polsce nie jest zbyt zmienna, bo duża część obrotów jest realizowana w kontraktach długoterminowych - zauważa Artur Iwański, analityk DM PKO BP.

Dobrze zarabiające teraz górnictwo za jakiś czas może jednak stanąć, tak jak to bywało w przeszłości, przed problemem pokonania barier kosztowych w sytuacji spadku popytu.

W pierwszych 3 kwartałach 2011 r. w strukturze kosztów produkcji węgla podawanych przez resort gospodarki koszty pracy wyniosły 50,5%. Na 2. miejscu były koszty zużycia materiałów i energii - ok. 18%, a na 3. usługi obce - ok. 17%. Razem te 3 pozycje stanowiły ok. 85,5% kosztów branży, a kolejną w miarę dużą pozycją była amortyzacja - ok. 8,8%. Przy tym jednostkowe koszty wydobycia węgla stale rosną. W latach 2005-10 zwiększyły się średnio ze 168,5 zł do 270,4 zł na tonę.

- Śląskie spółki sprzedają węgiel kamienny po ok. 360 zł, co znaczy, że gdyby ceny sprzedaży spadły do poziomu sprzed 2 lat, czyli do ok. 280 zł, to śląskie górnictwo węgla energetycznego praktycznie wychodziłoby na zero - mówi Krzysztof Zarychta.

www.wnp.pl 13.01.2012

2011 r. był też rekordowy jeśli chodzi o import węgla.

Przez 10 miesięcy 2011 r. sprowadzono do Polski prawie 12,5 mln ton węgla wobec 10,8 mln ton w analogicznym okresie 2010 r. W ostatnich 2 miesiącach 2010 r. dotarło do Polski 3,35 mln. Jeśli ta dynamika utrzymała się w 2011 r., to rekordowy import węgla mógł wynieść ok. 15,85 mln ton. Licząc

po średnich cenach importu węgla energetycznego i koksowego za 10 miesięcy (430,42 zł za tonę), byłby to rynek wart ok. 6,8 mld zł.

Krajowe kopalnie deklarują jednak, że w ciągu najbliższych lat zwiększą wydobycie w sumie o ok. 10 mln ton. Z *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* wynika, że procentowo udział węgla kamiennego w produkcji energii spadnie. Będzie to efektem m.in. realizacji polityki UE zmierzającej do redukcji emisji CO₂. Ale ponieważ produkcja energii będzie u nas rosła, a część nowych inwestycji to bloki węglowe, to zapotrzebowanie energetyki na węgiel na poziomie ok. 60 mln ton rocznie się utrzyma.

W ciągu 10 miesięcy 2011 r. najwięcej węgla przyjechało do nas z Rosji (7,4 mln ton), Czech (2,78 mln), USA (1,09 mln) i Ukrainy (0,47 mln). Jednocześnie Polska eksportuje surowiec. Plan na 2011 r. zakładał 7 mln ton sprzedaży za granicę, ale do końca listopada wyjechało 4,64 mln ton.

Wg Międzynarodowej Agencji Energetyki w ostatniej dekadzie węgiel zapewnił 50% wzrostu światowego zapotrzebowania na energię.

Rzeczpospolita 13.01.2012

Śląskie kopalnie zapłaciły w 2011 r. prawie 9 mld zł podatków i opłat - o 1,65 mld zł więcej niż w 2010 r. Zysk netto w 2011 r. był rekordowy - blisko 3 mld zł. Zatrudnienie w sektorze zwiększyło się o ok. 2 000 osób. Przełożyło się to na wysokości podatków odprowadzonych do budżetu.

Prawie 4,5 mld zł podatków, opłat i kar zapłaciła Kompania Węglowa, największa w UE firma w branży (prawie 945 mln zł wpłaciła do ZUS). W sumie jej wydatki na zobowiązania publicznoprawne zwiększyły się w 2011 r. o ponad 888 mln zł.

Łączna kwota wydatków związanych z pokryciem zobowiązań publicznoprawnych wobec budżetu państwa, ZUS, funduszy ekologicznych i gmin poniesionych w 2011 r. przez Katowicki Holding Węglowy wyniosła ponad 1,2 mld zł. To ok. 80 mln zł więcej niż rok wcześniej. Na sam ZUS KHW wydał 508, mln zł.

Rekordowe opłaty w 2011 r. miała Jastrzębska Spółka Węglowa - 2,8 mld zł. To o 685 mln zł więcej niż w 2010 r. Do ZUS odprowadziła 791 mln zł składek.

Choć gros opłat trafia do budżetu państwa, to spore sumy zasilają bezpośrednio kasy samorządów. I tak np. Kompania zasiła je kwotą ponad 100 mln zł, m.in. z opłaty eksploatacyjnej za każdą tonę wydobytego węgla. Z KHW gminy dostały w 2011 r. w sumie ponad 43 mln zł. Gminne budżety za sprawą JSW zasiłiło ok. 112 mln zł.

Choć podatki śląskich kopalń za 2011 r. są rekordowe, mogły być jeszcze wyższe, gdyby nie jesienne orzeczenie Trybunału Konstytucyjnego, który zdecydował, że podziemne wyrobiska (dziury w ziemi) nie są budowlą, więc samorządy nie mogą pobierać za nie podatku od nieruchomości. Gdyby wyrok Trybunału był inny, kopalnie musiałyby zapłacić gminom wraz z odsetkami za ostatnie lata ok. 1,4 mld zł podatku od wyrobisk.

Rzeczpospolita 24.01.2012

OSZCZĘDZAĆ JAK AMERYKANIN

Amerykańska firma Opower opracowała nowatorski program oszczędzania energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe. Teraz wchodzi z nim do Europy.

Gdy amerykańska gospodarka pogrążyła się w kryzysie, niewielka firma Alexa Laskeya z Wirginii zaczęła przeżywać niewiarygodny boom. W ciągu 2 lat rozrosła się z 30 do 230 osób.

Źródłem tak niespodziewanego sukcesu jest zagospodarowana przez nią nisza: doradza, jak zmniejszyć rachunki za elektryczność. A jest na czym oszczędzać. Statystyczne amerykańskie gospodarstwo domowe zużywa rocznie 11 496 kWh energii elektrycznej. Dla porównania niemiecka rodzina tylko 3 457 kWh.

Jak wygląda działanie Opower? Po zgłoszeniu się do firmy przekazuje się jej (oczywiście przez internet) szczegółowe informacje dotyczące opłat za energię elektryczną. Dane są następnie

analizowane przez autorski program komputerowy. Finalnie tworzy on raport sugerujący podjęcie konkretnych kroków, które dadzą namacalne oszczędności. Zalecenia trafiają do nas drogą e-mailową. Mało tego - Opower cały czas monitoruje nasze poczynania: może przesłać e-maila, z gratulacjami, że udało nam się zmniejszyć zużycie prądu, lub zaalarmować, że klimatyzatory działają zbyt intensywnie.

Jednak na argumenty zawarte w raporcie i motywujące e-maile możemy pozostać głusi, nawet jeśli zapłaciliśmy za usługę. Dlatego Opower sięga po psychologię behawioralną, uruchamiając w klientach jeden z najbardziej pierwotnych instynktów - rywalizację. Wraz z raportem regularnie otrzymujemy informacje o średnim zużyciu prądu w całej okolicy, a jeśli mieszka koło nas ktoś, kto też próbuje zmniejszyć rachunki za prąd - jego wyniki. Z danych firmy wynika, że takie ściganie się z sąsiadami daje bardzo dobre efekty. Choć zdarza się także, że po wygraniu wyścigu odpuszczamy. By nie dopuszczać do takiej sytuacji, Opower nawiązało współpracę z Facebookiem. Już za kilka tygodni będzie można pobrać aplikację, dzięki której swoimi wynikami w zmniejszaniu rachunków za prąd podzielimy się ze znajomymi z tego największego na świecie portalu społecznościowego. W ten sposób nigdy nie stracimy motywacji, bo nieustannie będziemy mogli mierzyć się z nowymi wyzwaniem.

W sieci Opower jest już 55 mln amerykańskich domów. - Udało nam się zmniejszyć rachunki średnio o 2-3%. Niewiele? Dzięki nam w portfelach Amerykanów zostało nawet 0,25 mld \$. W ciągu najbliższych 3 lat dołożymy kolejne 0,5 mld \$ - zapowiada Alex Laskey.

Podróżuje po całych USA, by szukać nowych klientów. - W 2011 r. przeleciałem samolotami prawie 300 000 mil (482 000 km) - opowiada. Ta swoistego rodzaju biznesowa pielgrzymka przyniosła efekty, a dla Leskeya stało się jasne, że nie powinien ograniczać się wyłącznie do Ameryki.

Niedawno firma z Wirginii otworzyła biuro w Londynie. Obywatele W. Brytanii mają być pierwszymi w Europie, którzy będą mogli skorzystać z usług Opower (tamtejsze gospodarstwo domowe zużywa rocznie 4 480 kWh energii elektrycznej). Firma Laskeya nie ukrywa, że trwają także przymiarki do uruchomienia działalności w innych państwach.

- Ceny energii będą rosły także na Starym Kontynencie. To otwiera przed nami wielkie możliwości - mówi szef Opower. Być może jego firma zawita także do Polski. Co prawda średnie zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwo domowe jest u nas jednym z najniższych w UE - 2 300 kWh - ale każdy z nas skarży się na wysokie rachunki. Które na dodatek ciągle rosną.

Dziennik Gazeta Prawna 14.01.2012

PROGNOZY: 10 LAT, 20 LAT, 30 LAT

Zacznijmy od perspektywy 10-letniej.

A oto najważniejsze trendy w światowej energetyce do 2020 r. wg Frost & Sullivan - globalnej firmy doradczej.

Głównym trendem na światowym rynku energetycznym jest wzrost zapotrzebowania na energię. Europa, ze starzejącą się infrastrukturą i bazą elektrowni, będzie do 2020 r. potrzebowała ok. 25 000 MW dodatkowej mocy wytwórczej rocznie. Wzrośnie zapotrzebowanie na energię w Afryce, Chinach i Indiach wraz z elektryfikacją regionów wiejskich. Globalna elektryfikacja osiągnie do 2020 r. poziom 80%.

Dzięki większej dostępności LNG zbliża się nowa era gazu ziemnego. Bardzo ciekawym zjawiskiem jest szybki wzrost dostaw tzw. gazu niekonwencjonalnego. USA już w 2009 r. wyprzedziły Rosję i stały się największym światowym producentem gazu, dzięki rosnącej produkcji gazu łupkowego i gazu ze złóż węgla.

Kolejnym ważnym trendem jest komercjalizacja technologii czystego węgla. Technologie, które mają znaczący, długoterminowy potencjał to wychwytywanie CO₂ oraz wykorzystywane przez elektrownie

technologii zintegrowanej gazyfikacji paliwa (zazwyczaj węgla) lub pozostałości rafineryjnych (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC).

Globalne ożywienie w sektorze jądrowym, inspirowane głównie przez Chiny, Indie i Rosję, jest kolejnym znaczącym trendem w przemyśle energetycznym. Energia jądrowa jest uznawana za jedną z najbardziej efektywnych kosztowo technologii, która pozwala zaspokoić stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Rządy z całego świata zadeklarowały wprowadzenie polityki wspierającej rozwój pozyskiwania energii z OZE: UE planuje osiągnąć poziom 20% energii pozyskiwanej ze źródeł odnawialnych do 2020 r., 22 stanów USA ma cele na poziomie 10-20%, podobnie Chiny. Doprowadzi to w końcu do osiągnięcia tzw. "grid parity" - czyli punktu zrównania cen prądu elektrycznego z OZE z ceną prądu z tradycyjnych źródeł.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną przekracza możliwości istniejącej sieci energetycznej. Zmusza to operatorów do wdrożenia inteligentnych technologii. Inteligentne liczniki (smart meters) stanowią integralną część wprowadzania "inteligentnej sieci energetycznej" (smart grid). USA i kraje europejskie już zaczęły wprowadzać inteligentne liczniki; prym wiodą tu Włochy. Inteligentna sieć staje się wartym miliardy dolarów rynkiem, który może w najbliższej przyszłości rozwinąć się na ogromną skalę.

Istotnym czynnikiem w sektorze energetycznym jest także wydajność. Technologie związane z ograniczaniem zużycia paliwa i emisji CO₂ są kluczowymi metodami, umożliwiającymi osiągnięcie zwiększonej wydajności energetycznej i ograniczenie emisji CO₂.

Pojazdy elektryczne i hybrydowe, a także metody pozyskiwania energii z OZE, wymagają skutecznych systemów magazynowania energii elektrycznej, które są kluczowymi technologiami obecnie w trakcie rozwoju. Globalny rynek magazynowania energii był w 2008 r. warty 43,5 mld \$ i ocenia się, że do 2013 r. osiągnie wartość 61 mld \$.

Ostatnim ważnym trendem jest liberalizacja rynku energetycznego, ograniczająca monopol i otwierająca rynek energetyczny dla konkurencji. Klient powinien mieć możliwość wybrania dostawcy energii elektrycznej.

www.biznescodnia.pl 14.01.2012

Pora na perspektywę 20-letnią.

Brytyjski koncern BP przewiduje, że USA dzięki skałom łupkowym bogatym w gaz i ropę wysokiej jakości osiągną samowystarczalność energetyczną do 2030 r. Ów przywilej nie przypadnie W. Brytanii i Europie zachodniej, które ciągle będą polegać na dostawach z Zatoki Perskiej.

Do samowystarczalności energetycznej USA ma się także przyczynić zmniejszenie zapotrzebowania na ropę i gaz. W dobrej sytuacji energetycznej będzie także Kanada dzięki roponośnym piaskom oraz Brazylia dzięki złożom pod dnem morskim. Dzięki złożom łupkowym USA staną się eksporterem netto gazu, a poziom importu surowców energetycznych spadnie do poziomu z początku lat 90. Miejsce największego światowego importera surowców energetycznych zajmą Chiny. Do 2030 r. Chiny będą 1., a Indie 3. gospodarką świata. Razem będą skupiać 35% światowej populacji i zapotrzebowania na energię. W krajach spoza OECD zapotrzebowanie na energię będzie rosło rocznie o 1,6% i do 2030 wzrośnie o 39%. W krajach skupionych w OECD do 2030 r. zapotrzebowanie wzrośnie jedynie o 4%

Do 2030 r. paliwa kopalne będą zaspokajać 81% globalnego zapotrzebowania na energię. Będzie można zaobserwować większy udział gazu i OZE kosztem ropy i węgla.

Najwięcej surowców będzie pochłaniał sektor produkcji energii. To właśnie w tym sektorze przewiduje się największe zmiany w miksie energetycznym. Szacuje się, że OZE, atom, oraz instalacje hydroelektryczne będą odpowiadać za 1/2 wzrostu produkcji energii.

Do 2030 r. importerzy surowców będą musieli zwiększyć ilości importowane o 40%. Europa będzie wykorzystywać podobną ilość ropy i węgla w porównaniu do obecnego stanu, ale będzie musiała zwiększyć import gazu o 2/3. Osiągnie to dzięki gazoportom LNG oraz gazociągom z Europy

Wschodniej.

Wg BP emisja gazów cieplarnianych wzrośnie o 28% w ciągu 20 lat. W przypadku ostrzejszych restrykcji klimatycznych, obniżenie emisji CO₂ może nastąpić po 2030 r.

www.cire.pl 19.01.2012

I na zakończenie perspektywa 40-letnia.

Ropa pozostanie paliwem nr 1 na świecie, ale na 2 miejsce - zajęte dziś przez węgiel - wskoczy gaz.

Wg raportu ExxonMobil "2012 The Outlook for Energy: A View to 2040" za 28 lat na świecie żyć będzie ok. 9 mld ludzi, a popyt na energię wzrośnie o 1/3 w porównaniu z 2010 r.

Wprowadzie będzie wolniejszy z powodu kryzysów, starzenia się społeczeństw, ale i baza surowcowa świata się zmniejszy.

Dla krajów OECD zużycie energii spadnie o 2%. W USA będzie to spadek o 5%, w UE o 6%, a jednak kraje spoza OECD zwiększą zapotrzebowanie o 60%. Kluczowy jest tu rozwój gospodarczy krajów BRICS - Chin (+37%), Brazylii (+73%) i Indii (+122%). Rosja zwiększy zapotrzebowanie tylko o 3%, za to Bliski wschód aż o 73%.

Zapotrzebowanie na surowce do produkcji prądu będzie napędzało popyt. W 2040 r. energia elektryczna będzie zajmowała ok. 40% światowego zapotrzebowania na energię.

Ropa pozostanie nr 1 wśród surowców energetycznych (32% rynku). Gaz (27%) wyprze węgiel (19%) z 2 miejsca. Spadek popytu na węgiel będzie efektem ograniczeń w emisji CO₂; wzrostu wykorzystania zielonej energii (15%) oraz energii jądrowej (8%).

Eksperti Exxon prognozują, że zapotrzebowanie na gaz ziemny wzrośnie do 2040 r. o ponad 60%. Jednak coraz większą część światowych dostaw gazu i ropy będzie pochodzić z niekonwencjonalnych źródeł, takich jak te wyprodukowane z łupków. Wzrost popytu na te właśnie źródła skoczy do 2040 r. o 338%.

Są też i dobre wieści. Dzięki oszczędności energii oraz nowym technologiom - jak np. pojazdy hybrydowe czy wysokiej wydajności naturalne elektrownie gazowe - świat utemperuje wzrost popytu na energię oraz ograniczy szkodliwe emisje. Globalna emisja CO₂ będzie rosła powoli, a następnie zacznie spadać od 2030 r. Najszybciej stanie to się w Europie oraz USA, gdzie trwa odejście od węgla na rzecz czystszych paliw - gazu i energii odnawialnej.

Rzeczpospolita 3.01.2012