

Luty upłynął głównie pod znakiem węgla, a dokładniej walce Polski z dyskryminacją tego paliwa przez Brukselę. Unia najwyraźniej nie lubi węgla, preferuje za to - jak się wydaje - ponad miarę alternatywne źródła wobec naszego „czarnego złota”. Przystawienie Polski na energetykę nisko-emisyjną jest wskazane i możliwe, ale na drodze ewolucyjnej. Tymczasem to, co proponuje Unia jest rodzajem „stachanowszczyzny”, boleśnie uderzająca już nie tylko w energetykę, ale i w całą gospodarkę, a co za tym idzie w ... nasze portfele.

W tym przeglądzie pokażemy również jak wyglądają polskie alternatywy wobec węgla - gaz i odnawialne źródła energii.

Cały czas trwa korespondencyjny pojedynek dwóch giełd. Na razie górą jest Towarowa Giełda Energi, aczkolwiek na drugą giełdę dużo przychylniej patrzy minister Skarbu Państwa. Miejmy nadzieję, że o kształcie polskiego rynku energii będą decydowały względy merytoryczne a nie polityczne.

Poza tym zajmiemy się któryś już raz z rządu prywatyzacją. Na tym polu sytuacja ministra Grada staje się coraz trudniejsza, choć dzieje się to w dużej mierze na jego własne życzenie. Sporo będzie też o kondycji zagranicznych gigantów energetycznych, szczególnie w Europie. Zaczynamy, jak zwykle, od ...

## **GARŚCI STATYSTYKI**

Zużycie energii elektrycznej w Polsce spadło w styczniu 2011 r. o 0,84% w ujęciu rocznym i wyniosło 14,419 TWh - wynika z danych PSE Operator.

W styczniu wyprodukowano w Polsce 14,823 TWh energii elektrycznej, tj. o 0,8% więcej w stosunku rok do roku.

### **Rzeczpospolita 11.02.2011**

Przejdźmy teraz do największej grupą energetycznej w Polsce, czyli Polskiej Grupy Energetycznej. Jej ubiegłoroczne wyniki okazały się być poniżej rynkowych oczekiwań. Gwoli precyzji - są to na razie dane nieoficjalne, bo niezaudytowane, ale dość wiernie oddają to, co działała PGE w 2010 r.

I tak skonsolidowany zysk netto spadł o 11,9% do 3,01 mld zł. Rynek oczekiwał, że będzie to 3,08 mld zł.

Przychody spółki spadły do 20,47 mld zł z 21,62 mld zł w 2009 r. To także mniej od oczekiwań (20,6 mld zł).

Oto wybrane pozycje skonsolidowanych wyników finansowych Grupy Kapitałowej PGE za 2010 r. [mld zł] (w nawiasie wielkość za 2009 r.)

- Przychody ze sprzedaży: 20,47 (21,62)
- Przychody z tytułu rekompensat KDT: 0,33 (1,53)
- Przychody ze sprzedaży bez rekompensat KDT: 20,14 (20,09)
- EBITDA: 6,82 (7,98)
- EBITDA bez rekompensat KDT: 6,49 (6,45)
- Zysk netto: 3,62 (4,34)
- Zysk netto przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej: 3,01 (3,37)

**www.cire.pl 28.02.2011**

**www.bankier.pl 28.02.2011**

**Parkiet 28.02.2011**

Dużo lepiej poradziła sobie gdańska Energa - spółka, o której przejęcie zabiega Polska Grupa Energetyczna.

Miała 655 mln zł zysku netto w 2010 r. To aż o 54% lepiej niż w 2009 r. Są to dane wstępne, przed audytem. Przychody ze sprzedaży Energi przekroczyły w 2010 r. 9,5 mld zł wobec niecałych 8,4 mld zł w 2009 r.

EBITDA, czyli zysk operacyjny powiększony o amortyzację, to 1,38 mld zł, co oznacza wzrost o ponad 30%.

Energa jest najmniejszą z 4 grup energetycznych. Ma 2,8 mln klientów. Specjalizuje się w energetyce odnawialnej, zwłaszcza wodnej.

**Rzeczpospolita 10.02.2011**

W wyniku ogromnego przerostu zatrudnienia w energetyce pracę stracić może nawet 30 000 osób. Szacuje się, że przerost zatrudnienia w państwowych przedsiębiorstwach wynosi co najmniej 30%.

Zatrudnienie w państwowych spółkach energetycznych:

46 600 – PGE

20 000 – Tauron

12 500 – Energa

10 000 – Enea

- Przerost zatrudnienia w energetyce jest ewidentny. Zarządy państwowych grup powinny się zastanowić, czy bardziej opłaca się utrzymywać tak duże załogi czy wypłacić określone w umowach społecznych odprawy - mówi jeden z analityków. Porównuje Elektrownię Bełchatów z grupy PGE z Elektrownią Brax w W. Brytanii. Pierwsza ma moc 4 400 MW i zatrudnia 4 200 osób. Ta działająca w W. Brytanii ma moc ok. 4 000 MW i zatrudnia 670 osób. - Nawet jeżeli weźmiemy pod uwagę odmienności technologiczne, to różnica jest przytłaczająca - mówi Paweł Puchalski - szef analityków DM BZ WBK.

Ograniczenie zatrudnienia pozwoliłoby spółkom energetycznym na zmniejszenie wydatków o setki milionów złotych. W samej PGE obcięcie etatów o 1/3 oznaczałoby oszczędności rzędu 900 mln zł rocznie.

Zwolnienia na większą skalę nie nastąpią prawdopodobnie szybko ze względu na ich wysokie koszty. Zwolnienie w 2011 r. 1 osoby mającej gwarancję zatrudnienia do 2017 r. pociąga za sobą konieczność wypłacania jej kilkuletnich zarobków.

**Parkiet 23.02.2011**

Pod kątem parytetu siły nabywczej, ceny energii elektrycznej w Polsce należą do najwyższych w Europie - mówi Marek Woszczyk, p.o. prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

- Eurostat porównał ceny energii elektrycznej w Europie pod kątem parytetu siły nabywczej w II półroczu 2009 r. Polska jest w absolutnej, niechlubnej czołówce pod względem wysokości cen energii dla gospodarstw domowych - zajmujemy 2 miejsce. Od tego czasu ceny nie spadły - mówi Woszczyk.

**www.np.pl 1.02.2011**

## WĘGIEL – NIEZŁE WYNIKI I DOBRE PERSPEKTYWY

Mówienie, że węgiel to polska energetyka jest w zasadzie truizmem. Mało mówi się tu jednak o węglu brunatnym, a przecież w Polsce ok. 35% energii elektrycznej produkuje się z tego właśnie surowca. Okazuje się, że może nam go wkrótce - powiedzmy w perspektywie ok. 30 lat - po prostu zabraknąć.

Wg GUS produkcja węgla brunatnego spadła w Polsce w 2010 r. do 56,4 mln ton. A jeszcze 2-3 lata temu przekraczała 60 mln ton. - Bezpieczny poziom wydobycia tego paliwa to 57-58 mln ton. Mniejsze wydobycie może być zagrożeniem dla energetyki - mówi Stanisław Żuk, prezes Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego i szef PGE GiEK SA, oddział Kopalnia Węgla Brunatnego Turów.

Ale udostępnione złoża węgla brunatnego w Polsce się kurczą. Od 2023 r. nie będzie już surowca w kopalni Adamów. Tymczasem dalej nie wiadomo co będzie ze złożami Gubin i Legnica. Są to złoża strategiczne dla przyszłości energetyki opartej na węglu brunatnym. Legnica zawiera 15 mld ton, Gubin - 1,6 mld ton paliwa. Ale sprzeciw mieszkańców wobec nowych kopalń odkrywkowych (dotarł on już do instytucji UE) jest niezwykle silny.

Zdaniem ekspertów, jeżeli te złoża nie zostaną zagospodarowane, węgiel brunatny jako surowiec do produkcji energii elektrycznej skończy się ok. 2040 r.

Na zakończenie rzut oka na problem węgla brunatnego z perspektywy światowej.

| Kraj      | Produkcja   | Udział w produkcji energii elektrycznej |
|-----------|-------------|---|
| Niemcy    | 175 mln ton | 27%                                     |
| Rosja     | 79 mln ton  | 7%                                      |
| USA       | 72 mln ton  | 2%                                      |
| Grecja    | 68 mln ton  | 69%                                     |
| Australia | 66 mln ton  | 27%                                     |
| Turcja    | 64 mln ton  | 28%                                     |
| Polska    | 56 mln ton  | 35%                                     |
| Czechy    | 51 mln ton  | 69%                                     |
| Chiny     | 45 mln ton  | 3%                                      |
| Kanada    | 36 mln ton  | 10%                                     |

Źródło: AGH, „Zarys stanu i perspektywy energetyki polskiej”

**Rzeczpospolita 16.02.2011**

Przejdźmy do węgla kamiennego. Roczna produkcja węgla kamiennego w Polsce jest warta ok. 25 mld zł. Energetyka zużywa ponad 40 mln ton tego surowca. Powstaje z niego ok. 57-58% energii elektrycznej w Polsce. Stąd też kondycja naszych kopalń ma znaczenie absolutnie podstawowe dla energetyki.

Okazuje się, że w 2010 r. spółki węglowe zarobiły ponad 1,1 mld zł.

Bogdanka deklaruje, że 224 mln zł prognozowanego zysku netto zostanie zrealizowane. Resort gospodarki wyliczył, że śląskie spółki węglowe przez niego kontrolowane zarobiły na czysto ok. 890 mln zł. Jest jeszcze zysk prywatnej kopalni Siltech (ponad 4 mln zł).

Wg przedstawicieli resortu gospodarki spółki węglowe w 2010 r. zaczęły wychodzić z kryzysu, stąd ten spory zysk netto. W 2009 r. bowiem 3 największe spółki górnicze: Kompania Węglowa, Katowicki Holding Węglowy i Jastrzębska Spółka Węglowa, miały łącznie stratę ponad 225 mln zł, głównie za sprawą JSW, największego w UE producenta węgla koksowego, bazy do produkcji stali, na którą była dekoniunktura (KW i KHW były na plusie). Jednak całe górnictwo, dzięki ok. 100 mln zł zysku z Południowego Koncernu Węglowego i 190 mln zł zysku w Bogdance, było w 2009 r. na niewielkim plusie.

Ministerstwo Gospodarki szacuje, że śląskie kopalnie wydobyły w 2010 r. ok. 70,1 mln ton węgla kamiennego (72 mln ton w 2009 r.). Doliczając do produkcji ok. 5,8 mln ton z Bogdanki i 0,2 mln ton z Siltechu, potwierdzają się szacunki o produkcji węgla kamiennego w 2010 r. w Polsce na poziomie 76 mln ton. Sprzedaż wzrosła o 2 mln ton, do ok. 69,5 mln ton, a o 1 mln ton zmniejszyły się zapasy węgla na zwałach. Import jednak pobił wszelkie rekordy - doszedł do ok. 13 mln ton (12,2 mln ton po 11 miesiącach 2010 r.). Wzrósł eksport węgla - po raz pierwszy od kilku lat, gdy systematycznie spadał. Z danych resortu wynika, że w 2010 r. wyniósł 10,6 mln ton (wzrost o ok. 28%). A to oznacza, że Polska od 2008 r. pozostaje importerem netto węgla.

**Rzeczpospolita 11.02.2011**

**www.wnp.pl 11.02.2011**

2011 r. może być lepszy niż ostatnie lata dla kopalń węgla kamiennego.

Zdaniem wiceminister gospodarki Joanny Strzelec-Łobodzińskiej wiele wskazuje na to, że tak właśnie będzie. W styczniu 4 śląskie spółki wydobywcze miały ok. 2 mld zł przychodów, ponad 100 mln zł zysku netto, sprzedały 6 mln ton węgla, wydobyły 5,6 mln ton.

W 2010 r. bardzo dobrze udało się to szykowanej do debiutu na II kwartale 2011 r. Jastrzębskiej Spółce Węglowej, największemu w UE producentowi węgla koksowego, bazy do produkcji stali. Surowiec ten był prawie o 1/2 droższy niż w 2009 r., a JSW poradziła sobie z pokryciem zapotrzebowania. A na ten rok światowe prognozy mówią o dobrej koniunkturze dla węgla, także energetycznego. To szansa dla pozostałych kopalń.

Lubelska Bogdanka ma w 2011 r. wyprodukować nawet ok. 7 mln ton węgla (5,8 mln ton w 2010 r.), bo ruszy wydobywanie w nowym Polu Stefanów (w 2014 r. dzięki niemu kopalnia podwoi produkcję do 11,5 mln ton rocznie). - Portfel zamówień mamy już pełny - mówił niedawno Mirosław Taras, prezes Bogdanki.

Zwiększenie wydobywania o ok. 0,5 mln ton zapowiedziała też największa spółka górnicza w UE - Kompania Węglowa. Prezes Katowickiego Holdingu Węglowego Roman Łój natomiast zapowiedział, że jego spółka również ma wyprodukować w 2011 r. więcej paliwa. W 2010 r. produkcja spadła tam o ok. 1 mln ton. Poza tym KHW otrzymał nowe koncesje wydobywcze, m.in. na Pole Panewnickie (kopalnia Wujek, ruch Śląsk), z którego do 2025 r. może wydobyć ok. 5,8 mln ton węgla.

Jeśli plany spółek węglowych zostaną zrealizowane, 2011 r. będzie pierwszym od 2004 r., gdy produkcja czarnego złota wzrosła (wtedy wynosiła 95,6 mln ton i od tego czasu systematycznie spada). Wzrosną również przychody kopalń. Zakładając produkcję na poziomie 78 mln ton i sprzedaż na poziomie 80 mln ton (na zwałach śląskich kopalń zalega jeszcze ok. 3 mln ton paliwa) i wyższe ceny (teraz węgiel koksowy na świecie kosztuje ok. 640 zł za tonę, a energetyczny ok. 280 zł za tonę), przychody mogą być nawet o 2 mld zł wyższe.

**Rzeczpospolita 25.02.2011**

## **SZCZYT UE – POLSKA W OBRONIE WĘGLA**

Na szczycie energetycznym UE zobowiąże się do promocji energii odnawialnej i wydajności energetycznej. Polska z gospodarką opartą na węglu nadal broni tradycyjnych surowców kopalnych - wynika z polskich poprawek do wniosków końcowych.

"W celu dalszego wzmocnienia unijnej polityki bezpieczeństwa dostaw, powinien zostać oceniony potencjał UE trwałego wydobycia i wykorzystania konwencjonalnych, a także niekonwencjonalnych (np. gaz łupkowy, ropa łupkowa) rodzimych zasobów paliw kopalnych" - brzmi zdanie, które Polska chce dopisać do dokumentu szczytu. Ponadto tam, gdzie mowa jest o koniecznych inwestycjach w OZE i nowe technologie, Polska proponuje promowanie wszystkich technologii nisko-emisyjnych, a nie tylko tych, które nie są oparte na wykorzystaniu węgla.

**www.cire.pl 3.02.2011**

Do 2015 r. ma się zakończyć budowa wewnętrznego rynku energii UE, który zapewni swobodny przepływ gazu i prądu między krajami, by nie było już izolowanych energetycznych wysp, jak kraje bałtyckie czy Malta - głoszą wnioski końcowe przyjęte na szczycie UE.

Było to pierwsze spotkanie szefów państw i rządów UE, na którym tyle miejsca poświęcono energii. Wobec rosnącego zapotrzebowania na importowane surowce UE buduje wspólną politykę energetyczną, by uniknąć w przyszłości kryzysów, takich jak wywołane w ubiegłych latach na skutek sporów Rosji z Ukrainą.

Polsce, z gospodarką opartą na węglu, udało się wpisać wykorzystanie rodzimych zasobów paliw kopalnych, czyli np. węgla, a także gazu łupkowego. W Polsce produkcja energii elektrycznej jest w ponad 90% oparta na węglu, a kopalnie są rentowne, co stanowi wyjątek w UE. Dlatego polski rząd nie chce rezygnować z taniego wykorzystania rodzimych zasobów.

**www.cire.pl 4.02.2011**

**Rzeczpospolita 7.02.2011**

## **POLSKA VS UNIA, CZYLI WALKA O WĘGIEL**

Na początek nieco danych.

W UE klasyczna energetyka węglowa wciąż odpowiada za 25% produkcji. Wg World Coal Association, w 2030 r. węgiel będzie wykorzystywany do produkcji 44% całej energii elektrycznej na świecie.

Wg Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) produkcja energii elektrycznej odpowiada za ok. 1/3 globalnej emisji CO<sub>2</sub> - mówi Mazza.

**www.wnp.pl 24.02.2011**

Energetyka w Polsce odpowiada za 46% emisji gazów cieplarnianych, przemysł za 17%, transportu za 9,7% a gospodarstwa domowe za 8,2%. Zgodnie z unijnym pakietem energetyczno-klimatycznym, do 2020 r. powinniśmy ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> o 20%.

**www.wnp.pl 24.02.2011**

- Obecna polityka energetyczna UE jest bardzo wizjonerska. Istniejący obecnie system regulacji powoduje np. że źródła fotowoltaiczne posiadają mechanizmy wsparcia, dzięki którym opłaca się je montować w miejscach, gdzie słońce świeci przez 15 dni w roku... Obowiązuje cały szereg systemów wsparcia i gwarantowanej ceny energii, które z ekonomicznego punktu widzenia nie mają sensu. W efekcie końcowym może to mieć negatywny wpływ na gospodarki poszczególnych krajów, jak i konkurencyjność całej UE na globalnym rynku - mówi Dariusz Marzec, szef Zespołu Doradztwa Energetycznego w firmie doradczej KPMG.

- W dyskusji o polityce energetycznej jest za dużo poprawności politycznej, stąd pojawiają się takie zapowiedzi, że w UE w 2050 r. 80% energii będzie produkowanej w OZE. Tylko jaka gospodarka to wytrzyma? Tego typu cele wspaniale się prezentuje na politycznych forach, mówi się wtedy, że jesteśmy przyjaźni dla środowiska i tworzymy nowe miejsca pracy w sektorze OZE. To na płaszczyźnie politycznej świetnie działa i zbiera się przy tym dużo oklasków. Jednak jeśli popatrzymy na twarde realia gospodarcze, to zobaczymy, że europejska gospodarka, a polska w szczególności, tego nie wytrzyma. Może wytrzyma gospodarka francuska, gdzie ok. 80% energii wytwarza się w sposób "bezemisyjny" w elektrowniach jądrowych. Są kraje, które tego rodzaju działania będą wspierać, ale popatrzmy na sytuację Polski, która musi wymienić swój majątek wytwórczy. Nie jesteśmy w stanie swoich bloków wytwórczych, opartych w przeważającej części na węglu, skokowo wymienić na OZE. To ogromne wyzwanie dla polskiej gospodarki i polskiego rządu. Jedność działania w tym obszarze powinna być niezależna od opcji politycznej, ponieważ jest to długoterminowy interes całej polskiej gospodarki - konkluduje Dariusz Marzec.

**www.wnp.pl 16.02.2011**

Komisja Europejska przyjęła rygorystyczne warunki przyznawania darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> europejskim przedsiębiorstwom.

Eksperti z KE ustalili limity emisji CO<sub>2</sub> na podstawie benchmarków, które obliczono dla całej UE, a nie poszczególnych krajów. Benchmarki odzwierciedlają emisje 10% najbardziej wydajnych instalacji w UE w latach 2007-08. Komisja przyjęła za podstawę tzw. benchmark gazowy, odmawiając tym samym zróżnicowania benchmarków wg stosowanego paliwa (gaz, ropa i węgiel), czego domagała się Polska. Polscy eksperci przekonują, że idea wskaźników bez zróżnicowania paliwowego jest sprzeczna z dyrektywą ETS (o europejskim systemie handlu emisjami), czyli obniżeniem całkowitej emisji CO<sub>2</sub>, oraz z zasadą niedostarczania zachęt do zwiększania emisji.

Nowe rozwiązania dotyczące limitów emisji CO<sub>2</sub> będą miały zgubny wpływ na gospodarki kilku krajów członkowskich.

Nowe przepisy uderzą w różne branże przemysłu energochłonnego, w tym w przemysł papierniczy, chemiczny, cementowy i ciepłownictwo. Nawet zakłady z nowoczesnymi instalacjami, ale pracujące na węglu, nie będą mogły otrzymać ilości darmowych uprawnień porównywalnej z ich konkurentami w UE, których głównym paliwem nie jest węgiel. Polscy przedsiębiorcy przekonują, że wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa referencyjnego bez zastosowania wskaźnika korygującego o rodzaj paliwa będzie miało bardzo niekorzystne konsekwencje dla Polski. Straty poniesie budżet państwa, ponieważ przemysł energochłonny wytwarza ok. 20% polskiego PKB i zatrudnia ok. 0,5 mln osób.

Decyzję Komisji Europejskiej musi jeszcze zatwierdzić Parlament Europejski, ale jej zablokowanie w praktyce będzie bardzo trudne.

Polityka klimatyczno-energetyczna Unii powoduje zastępowanie węgla innymi rodzajami energii, w tym głównie energią odnawialną. Inwestorzy zaprzestają planowania elektrowni węglowych, a często zawieszają projekty już zaplanowane. Decyzja w sprawie limitów sprawi, że ta tendencja w najbliższych latach będzie się utrzymywała.

**www.wnp.pl 2.02.2011**

Unijny pomysł czystych technologii węglowych dobry dla klimatu, zły dla naszych elektrowni. Bruksela może nakazać budowę instalacji do wychwytywania CO<sub>2</sub> przy nowych blokach. Wtedy koszty inwestycji wzrosną o 60%.

Przy każdej z planowanych i przygotowywanych już do budowy elektrowni węglowych trzeba wygospodarować teren na tzw. instalację CCS służącą do wychwytywania CO<sub>2</sub> i umożliwiającą jego magazynowanie pod ziemią.

- Polska energetyka wymaga wielomiliardowych nakładów. Byłaby to więc katastrofa dla inwestycji w branży, które i tak się opóźniają - mówi doradca ministra gospodarki prof. Krzysztof Żmijewski. Skoro koszt budowy bloku węglowego o mocy 1000 MW szacuje się obecnie na ok. 6 mld zł, to z CCS nakłady wzrosną do 9,6 mld zł.

Jak kłopotliwa jest koncepcja budowy CCS, pokazał już pilotażowy projekt przygotowywany przez Polską Grupę Energetyczną w Elektrowni Bełchatów. Jego koszty to prawie 2,5 mld zł i nawet dotychczasowe dofinansowanie z funduszy UE, pokrywające 1/3 wydatków, nie wystarczy PGE.

Skutki budowy CCS dziś odczuwa tylko PGE, największa firma w branży w kraju. Ale jeśli CCS stanie się obowiązkowy, to inwestycje staną się problemem także dla pozostałych działających w Polsce 3 grup energetycznych. Każda z nich przygotowuje budowę bloków węglowych, Np. poznańska Enea w elektrowni w Koźlenicach, a gdańska Energa - w Ostrołęce. Także PGE przygotowuje inwestycje w elektrowniach w Opolu i Bogatyni.

- Wydaje się, że jeśli pilotażowe projekty CCS w Unii się powiodą, to zapadnie ostateczna decyzja i odrotu od tych technologii nie będzie - uważa prof. Żmijewski.

**Rzeczpospolita 15.02.2011**

O konieczności większego ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> mówi otwarcie unijna komisarz ds. klimatu Connie Hedegaard. UE zobowiązała się zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych o 20% do 2020 r. Ale cel ma być podniesiony do 30%, jeśli inne państwa przyjmą podobne rozwiązania.

W przypadku Polski konieczność redukcji emisji CO<sub>2</sub> o 30% oznacza przeznaczanie rocznie na inwestycje prawie 84 mld \$ zamiast 66,4 mld \$, gdyby cel nie został zmieniony.

**Rzeczpospolita 22.02.2011**

Bank Światowy w najnowszym raporcie „W kierunku gospodarki nisko-emisyjnej w Polsce” dokonał oceny wpływu na naszą gospodarkę polityki ochrony klimatu prowadzonej przez UE. Wskazał na fakt, że koszty z niej wynikające dla polskiej gospodarki będą większe niż w innych krajach Wspólnoty. Bank przewiduje negatywny wpływ na PKB Polski. Chodzi nie tylko o PKB, ale też o wzrost bezrobocia i spadek produkcji - zwłaszcza w przemyśle energochłonnym.

Z raportu wynika, że redukcja emisji wpłynie ujemnie na PKB - średnio o 1% rocznie do 2030 r. w porównaniu z sytuacją, gdyby Polska nie podjęła żadnych działań na rzecz ochrony klimatu. Wartość PKB w 2010 r. szacuje się na 1,4 bln zł.

Wg banku najtrudniejszy będzie 2020 r., kiedy to skutki redukcji emisji będą kosztowały Polskę utratę nawet 2% PKB.

Analicyści wskazują też na spadek zatrudnienia o ok. 1% rocznie (utrata ok. 140 000 miejsc pracy). Przyznają, że w najtrudniejszej sytuacji będą sektory energochłonne, które najpewniej ograniczą produkcję.

Raport mówi też o wzroście cen energii w Polsce, ale ocenia go łagodnie - na ok. 20%. Eksperti w Polsce prognozują znacznie większe skutki polityki klimatycznej i realizacji kosztownych inwestycji w energetyce. Mówią nawet podwyżce cen elektryczności o 50%.

Eksperti Banku Światowego wskazują wprawdzie, że Polska może przekształcić swoją gospodarkę w niskoemisyjną zgodnie z oczekiwaniami UE, ale porównują to z wyzwaniem, jakim było nasze wejście w kapitalizm. Liczą jednak, że Polska zdoła zmniejszyć uzależnienie energetyki od węgla. Obecnie ponad 90% elektryczności w Polsce jest wytwarzanych w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym.

Pakiet klimatyczny UE zakłada redukcję o 20% emisji CO<sub>2</sub> do 2020 r. W opinii Banku Światowego nasz kraj może do 2030 r. ograniczyć tę emisję nawet o 1/3.

Raport wskazuje na fakt, że gdyby polskie władze nie podjęły żadnych działań w tym kierunku, to emisja gazów cieplarnianych w 2020 r. byłaby o ok. 20% wyższa od tej w 2005 r., natomiast 10 lat później - o 30-40% wyższa w porównaniu z 2005 r.

**Rzeczpospolita 25.02.2011**

**Dziennik Gazeta Prawna 25.02.2011**

## **CO<sub>2</sub> – BĘDZIE NOWA USTAWA**

Bez ustawy o handlu emisjami ceny energii poszybują w górę. Firmy energetyczne od jej uchwalenia uzależniają inwestycje. Projektem ustawy zajmie się wreszcie Rada Ministrów.

Wynegocjowana w grudniu 2008 r. derogacja pozwala polskim przedsiębiorstwom energetycznym na przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w latach 2013-20. Uzyskanie pozwoleń na udział w systemie handlu emisjami umożliwić może jednak tylko nowa ustawa.

Na uchwalenie prawa Polska ma czas do 30 czerwca 2011 r. Brak przepisów spowoduje, że żadna z realizowanych obecnie inwestycji nie będzie korzystać z darmowych praw do emisji CO<sub>2</sub>. Bez tego elektrowniom nie będzie się opłacało uruchamiać nowych bloków energetycznych, bo energia produkowana z nowych ekologicznych źródeł byłaby droższa. Bezpłatne pozwolenia otrzymałyby tylko stare elektrownie, które nie inwestują i będą sukcesywnie wyłączane. Tylko do końca 2015 r. ze względów bezpieczeństwa wyłączone muszą być stare siłownie o łącznej mocy ponad 6 000 MW. To 20% wszystkich zainstalowanych w kraju mocy.

Trwa wyścig z czasem, żeby w polskich domach nie zgasty żarówki. W 2011 r. koncerny energetyczne zapowiadają rozstrzygnięcie przetargów na budowę ponad 5 000 MW o łącznej wartości ok. 29 mld zł. Inwestycje planują PGE, Enea, Energa, Vattenfall oraz Tauron. Jeśli nowe bloki nie powstaną, ceny energii z węgla wzrosną nawet 2-krotnie.

**Dziennik Gazeta Prawna 8.02.2011**

**www.wnp.pl 15.02.2011**

Rząd przyjął projekt nowej ustawy o handlu emisjami gazów. Otworzy ona elektrowniom drogę do darmowych praw emisji CO<sub>2</sub> i włączy do systemu lotnictwo.

Wg projektu ustawy minister środowiska w porozumieniu z ministrem gospodarki stworzą listę elektrowni, którym będą należały się po 2013 r. darmowe prawa do emisji CO<sub>2</sub>.

Do końca września tego roku Bruksela powinna dostać od polskich władz listę nowych elektrowni. Wciąż nie wiadomo, które elektrownie załapią się na listę, ponieważ rząd negocjuje to z Komisją Europejską.

Po 2013 r. zasadniczo wszystkie prawa do emisji CO<sub>2</sub> powinny być sprzedawane na aukcji. W rządzie trwa spór, gdzie trafią pieniądze zebrane z aukcji. Ministerstwo Finansów chce, by pieniądze ze sprzedaży praw do emisji CO<sub>2</sub> stanowiły dochody budżetu. Resort środowiska upiera się, by były one wpływami do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Ministerstwo środowiska zastrzega, że projekt przyjęty przez rząd stanowi jedynie „prześciówkę” do pełnej transpozycji przepisów unijnej dyrektywy 2009/29/WE. Nie zawiera uregulowań uwzględniających zjawisko ucieczki emisji czy derogacji dla energetyki.

**www.wnp.pl 15.02.2011**  
**Rzeczpospolita 15.02.2011**

Projekt ustawy jest niezwykle istotny dla polskiego sektora elektroenergetycznego, jak i całej gospodarki narodowej - ocenia Stanisław Tokarski, prezes zarządu Południowego Koncernu Energetycznego (PKE).

Kluczowym elementem - jak wyjaśnia Tokarski - jest tutaj stworzenie właściwych warunków dla nowych inwestycji powstających w okresie 2013-20, by z uwagi na większe opłaty za emisje CO<sub>2</sub> budowane nowe bloki mogły być konkurencyjne w stosunku do istniejących jednostek. Szef PKE wskazuje, że w ostatnich kilkunastu tygodniach byliśmy świadkami wycofywania się niektórych inwestorów z projektów budowy nowych elektrowni w Polsce i ocenia, że kontynuacja tego trendu może w niedalekiej przyszłości poważnie zagrozić bezpieczeństwu zasilania w naszym kraju, a co za tym idzie funkcjonowaniu całej gospodarki.

**www.wnp.pl 15.02.2011**

## **KWITNIE HANDEL CO<sub>2</sub>**

Wartość całego rynku emisji CO<sub>2</sub> w Europie to 90 mld €, zaś w Polsce 3 mld €.

Okazuje się, że handel emisją szybko zyskuje na popularności i jest dobrym biznesem. Dowodem na to jest chociażby rosyjski Gazprom, który należy do aktywnych graczy polskiego rynku. Wśród jego konkurentów są m.in. tacy potentaci jak Lotos, Orlen i Tauron. Wbrew pozorom handel nie polega jedynie na odstępowaniu swoich limitów. Te są po prostu przez uczestników rynku najpierw kupowane, a później sprzedawane z zyskiem. A może on wynieść na jednej transakcji kilkaset tysięcy złotych, choć podobno bywają też znacznie wyższe zarobki.

Specyfika naszego kraju sprawia, że wciąż emitujemy dużo CO<sub>2</sub> i z pewnością w ciągu najbliższych lat nie ulegnie to gwałtownej zmianie. Stąd taki ruch w handlu tym instrumentem.

Niestety przy tej okazji pojawili się również przestępcy. Hakerzy włamują się do systemów komputerowych, "kradną" prawa do emisji i natychmiast dokonują nielegalnych transakcji. Te oszustwa kosztowały dotąd Unię już 5 mld €.

**Dziennik Gazeta Prawna 18.02.2011**

Gazpromowi nie wystarcza już to, że jest praktycznie wyłącznym dostawcą gazu do Polski. Szukał nowego pomysłu na biznes. I znalazł: handel prawami do emisji dwutlenku węgla. Pierwsze transakcje spółka ma już za sobą. Gazprom nie chce jednak zdradzić, z kim handluje. Takich informacji nie ujawniają także polskie spółki chemiczne, naftowe i energetyczne. Wiadomo, że najbardziej aktywni gracze na rynku CO<sub>2</sub>, tzw. EUA, to Orlen, Lotos, a także Tauron, który w 2010 r. handlował uprawnieniami przekraczającymi 10 mln ton. To ok. 140 mln €.

Handel EUA może odbywać się na giełdach (np. paryska BlueNext, londyńska Europejska Giełda Klimatyczna ECX czy EEX w Lipsku) lub na zasadzie umów dwustronnych. W Polsce dominuje ten drugi model.

Po co Gazprom wszedł w tę branżę? Wg Andrzeja Szczęśniaka, niezależnego analityka rynku paliw, Gazprom, handlując prawami do emisji, może wykorzystywać ten instrument do finansowania własnych inwestycji. EUA jest walorem - tak jak akcje - wycenianym na giełdach, którym można obracać na rynkach finansowych.

Gazprom M&T na naszym rynku CO<sub>2</sub> operuje z centrali w W. Brytanii. Skupuje EUA od polskich firm, sprzedając je z zyskiem innym klientom, i odwrotnie - kupuje prawa np. za granicą i sprzedaje w Polsce. Takie pośrednictwo to intratny biznes. Zyski na pojedynczej transakcji można liczyć w setkach tysięcy złotych, choć są kontrakty znacznie wyższe.

Wartość polskiego rynku EUA wynosi grubo ponad 3 mld €. Jednak dziś obroty na nim są mniejsze - szacuje się je na poniżej 2 mld zł. Paweł Jankowski, analityk Grupy Consus, specjalizujący się w handlu emisjami, nie ma wątpliwości, że w ciągu najbliższych lat wolumen i wartość tych obrotów będą rosły. - Dziś za prawo do emisji płaci się 14,4 €, a według prognoz ceny uprawnień w latach 2013-20 wzrosną do 29 €, a wg niektórych nawet do 40 € - wyjaśnia.

Zgodnie z unijnymi przepisami każda instalacja emitująca do atmosfery gazy cieplarniane musi uzyskać do tego uprawnienia. Bruksela przydzieliła je bezpłatnie każdemu z państw UE. W Polsce firmom rozdziela je tzw. krajowy administrator. Firmy dostają je bezpłatnie. Niektóre mają ich więcej, inne mniej, więc handel prawami kwitnie. Firmy kupują je na aukcjach i giełdach. System handlu uprawnieniami ma zmobilizować ponad 11 000 zakładów w 27 krajach UE oraz Norwegii, Islandii i Liechtensteinie do stopniowego zmniejszania emisji gazów cieplarnianych. Bruksela z roku na rok ustala bardziej rygorystyczne limity produkcji CO<sub>2</sub>. Od 2013 r. ograniczy liczbę bezpłatnych praw do emisji. Większość będzie trzeba kupować.

**Dziennik Gazeta Prawna 18.02.2011**

## **GAZOWA ALTERNATYWA DLA WĘGLA**

Marcin Lewenstein, dyrektor ds. strategii Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, uważa, że w przyszłym bilansie energetycznym Polski gaz nie będzie miał dominującego znaczenia z uwagi na rozwój odnawialnych źródeł energii i planowanej przez rząd budowy

elektrowni atomowej. - To nie pozwoli na bardzo duże wejście w energetykę gazową - zaznaczył. Dodął jednak, że spodziewa się większej roli gazu w produkcji ciepła. Podkreślił również, że spośród paliw kopalnych gaz odznacza się najmniejszą emisją CO<sub>2</sub>, a technologia jest tańsza od tej stosowanej w przypadku węgla.

**Dziennik Gazeta Prawna 8.02.2011**

- Dzięki perspektywie importu dodatkowych ilości gazu do Polski oraz wydobycia gazu łupkowego może nastąpić szerszy rozwój energetyki opartej właśnie na tym surowcu - mówi wiceminister skarbu Mikołaj Budzanowski odpowiedzialny za sektor ropy i gazu.
- Gaz jako paliwo ma bowiem 3 konkretne zalety: niskoemisyjność, krótki czas budowy oraz stosunkowo tanie finansowanie zewnętrzne - uważa Budzanowski.
- Podstawowym walorem gazu ziemnego jest znacząco niższa emisyjność niż np. węgla kamiennego. Emisja CO<sub>2</sub> na jednostkę mocy jest o ok. 30% niższa niż w przypadku węgla kamiennego. Elektrownia w Stalowej Woli emitować będzie ok. 2,5-2,8 mln ton rocznie CO<sub>2</sub>. To 3-krotnie mniej niż dzisiejsza oparta na węglu - dodaje wiceminister.
- Kolejną zaletą budowy elektrowni gazu ziemnego to stosunkowo krótki czas budowy. Proces budowlany trwa do 36 miesięcy. To o 2 lata krócej niż w przypadku zwykłej elektrowni - wymienia wiceminister Budzanowski.

**www.wnp.pl 14.02.2011**

Zdaniem Macieja Kaliskiego, dyrektora departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Gospodarki, rozpoczęcie wydobycia gazu łupkowego w Polsce może przyczynić się do obniżek cen energii elektrycznej w naszym kraju. - Gaz ziemny może okazać się konkurencyjny cenowo w stosunku do innych źródeł energii w przypadku znaczącego wzrostu krajowego wydobycia - powiedział Kaliski.

Jego zdaniem szansą na znaczący wzrost wydobycia gazu w Polsce jest tylko surowiec ze złóż niekonwencjonalnych.

- W tej chwili koszt eksploatacji 1000 m<sup>3</sup> krajowego gazu szacuje się na 90-100 \$. W przypadku gazu importowanego jest to ok. 300 \$ za 1000 m<sup>3</sup>. Nawet przy założeniu, że koszt eksploatacji takiej samej ilości gazu ze złóż niekonwencjonalnych będzie wynosił ok. 200 \$ to jest to szansa na obniżenie cen dla kluczowego odbiorcy, jakim może być energetyka - podkreślił Maciej Kaliski.

Jego zdaniem taki scenariusz jest możliwy, o ile szacunki co do wielkości złóż w naszym kraju potwierdzą się w praktyce. - W USA koszt eksploatacji gazu łupkowego jest obecnie niższy niż konwencjonalnego gazu - zauważył Kaliski. Wg niego pierwsze, nieoficjalne jeszcze, dane z odwiertów poszukiwawczych w naszym kraju są optymistyczne. Aby wykorzystać boom na gaz łupkowy konieczne są jednak inwestycje zarówno w moce wytwórcze w energetyce gazowej jak i w infrastrukturę przesyłową. W tej chwili w bilansie energetycznym Polski gaz pokrywa jedynie ok. 3% zapotrzebowania. Tymczasem w UE w ostatnich kilku latach przyrost mocy wytwórczych w energetyce gazowej przekroczył 50% w całości nowych inwestycji w energetyce.

**www.wnp.pl 8.02.2011**

Elektrownia Blachownia należąca do grupy Tauron może już w 2015 r. stać się jednym z największych klientów PGNiG. Za budową bloku gazowego przemawia niższa emisja CO<sub>2</sub>, krótszy termin realizacji (do 4 lat) i niższe koszty (ok. 3,5 mld zł) niż w przypadku bloku

węglowego, na który potrzeba ok. 6 mld zł. Z drugiej jednak strony gaz jest droższym paliwem niż węgiel.

Koszt budowy nowych mocy (w mln zł za 1 MW):

3,8 - gazowe

6,0 - atomowe

15,0 - biogazownie

17,0 - atomowe

Dla PGNiG decyzja inwestycyjna w Tauronie będzie oznaczać przełom w rozwoju energetyki gazowej i znaczący wzrost sprzedaży surowca. Do tej pory plan budowy tak dużej elektrowni na gaz miała tylko gdańska grupa Energa. Wspólnie z irlandzkim partnerem ISB przygotowuje projekt 2 bloków o mocy ok. 800 MW w Grudziądzu. Poza tym PGNiG wspólnie z Tauronem realizuje inwestycję w Stalowej Woli, gdzie ma powstać blok gazowy o mocy 400 MW, a jego koszty szacuje się na 1,7 mld zł.

Gdyby faktycznie powstały 2 duże elektrownie na gaz, w Grudziądzu i Blachowni, oraz zakontraktowały dostawy gazu w PGNiG, to jego sprzedaż wzrośnie o 1,8 mld m<sup>3</sup> rocznie. Dla porównania w 2010 r. popyt na ten surowiec w Polsce wyniósł 14 mld m<sup>3</sup>.

**Rzeczpospolita 10.02.2011**

## **ZIELONA ALTERNATYWA DLA WĘGLA**

Była mowa o gazie, przyjrzyjmy się teraz „zielonej” alternatywie dla węgla.

W 2010 r. moc zainstalowana w energetyce odnawialnej wzrosła o 563,14 MW i na jego koniec wynosiła 2 556,383 MW. Oznacza to, że moc elektrowni na odnawialne źródła energii wzrosła w 2010 r. o ok. 28,3%. Na koniec 2010 r. moce zainstalowane w energetyce wiatrowej wyniosły 1180,272 MW (wzrost o 455,615 MW), w elektrowniach na biomasę 356,19 MW (wzrost o 103,7 MW), a w elektrowniach na biogaz 82,844 MW (wzrost o 11,956 MW). Nadal symboliczny jest udział fotowoltaiki w energetyce odnawialnej. Na koniec 2010 r. elektrownie słoneczne w Polsce miały moc 0,033 MW. Jedynym sektorem energetyki odnawialnej, który w 2010 r. pod względem zainstalowanej mocy wykazał regres były elektrownie wodne. Ich moc na koniec 2010 r. wyniosła 937,044 MW i była mniejsza niż rok wcześniej o 8,166 MW.

**www.wnp.pl 3.02.2011**

Przyjrzyjmy się teraz poszczególnym rodzajom OZE. Zacznijmy od biomasy.

Biomasa staje się głównym odnawialnym źródłem energii w Polsce. Dlatego też Towarowa Giełda Energii planuje uruchomić w kwietniu parkiet biomasy.

Rynek biomasy, mimo że stanowi 3. co do wielkości na świecie naturalne źródło energii, nadal jest w Polsce rynkiem niedocenianym i nieuporządkowanym. Jak podkreślają specjaliści, przy dzisiejszych uwarunkowaniach gospodarczych istnieje pilna potrzeba zmiany takiego stanu rzeczy.

**www.wnp.pl 24.02.2011**

Z opublikowanych danych Agencji Rynku Energii za 2010 r. wynika, że elektroenergetyka zawodowa zużyła 55,2 mln GJ biomasy. To o 18,3% więcej niż w 2009 r. (46,7 mln GJ). Dla porównania, elektrownie i elektrociepłownie zawodowe zużyły w 2010 r. niecałe 37,9 mln GJ gazu ziemnego. Zużywana w 2010 r. biomasa była też bardziej kaloryczna niż rok wcześniej (średnio 12,2 kJ/kg w stosunku do 11,1 kJ/kg w 2009 r.). Oznacza to, że wzrost zużycia biomasy był fizycznie nieco mniejszy. W 2010 r. energetyka zawodowa wykorzystywała 4,478 mln ton biomasy. W 2009 r. było to 4,194 mln ton.

Produkcja energii elektrycznej w 2010 r.:

4 984,7 GWh – współspalanie w elektrowniach zawodowych

841,0 GWh – elektrownie przemysłowe na biomasę

25,7 GWh – inne niezależne elektrownie na biomasę

Źródło: ARE

- Energetyka zawodowa będzie zużywać coraz więcej biomasy. Dotychczas wykorzystywane instalacje do współspalania przechodzą pełną konwersję na biomasę [spalanie 100% biomasy zamiast współspalania] - mówi Andrzej Rubczyński, dyrektor Departamentu Rozwoju Vattenfall Heat Poland.

Vattenfall spalił w 2010 r. 150 000 ton biomasy. W wyniku nowych inwestycji, wkrótce będzie spalał ok. 500 000 ton. W podobnym kierunku idzie Polska Grupa Energetyczna. Za kilka lat chce zużywać już ok. 1 mln ton biomasy rocznie. Ten rodzaj paliwa wykorzystywać będą zarówno nowe jednostki współpalające (przykładowo, oddana w 2010 r. elektrociepłownia Fortum w Częstochowie o mocy 64 MWe, zużywa ok. 200 000 ton biomasy), jak i jednostki konwersowane na w pełni „zielone” oraz zupełnie nowe, w pełni biomasowe (planowany przez Energeę 20 MWe blok w Elblągu - 135 000 ton pelletu ze słomy).

Popyt na biomasę kreują przede wszystkim zielone certyfikaty i dofinansowania inwestycji. Rozwija się jednak niemal wyłącznie współspalanie przez energetykę zawodową. W 2007 r. wyprodukowała ona w ten sposób blisko 35% całej „zielonej” energii elektrycznej w kraju. W 2008 r. było tu już ponad 42%, w 2009 r. - 47% a w 2010 r. najprawdopodobniej przekroczyło 50%. Dla porównania, w 2009 r. jednostki zasilane w pełni biomasą otrzymały jedynie 6,3% zielonych certyfikatów.

Ministerstwo Gospodarki będzie dążyć do tego, by ograniczyć wsparcie dla współspalania, gdyż obecnie zdominowało ono zupełnie rozwój OZE.

**www.cire.pl 23.02.2010**

Zapotrzebowanie na biomasę wzrośnie w przeciągu najbliższych 2-3 lat z kilku do kilkunastu milionów ton rocznie. Pojawia się jednak problem skąd firmy energetyczne wezmą tyle surowca, skoro najpopularniejszej obecnie biomasy, którą jest drewno już zaczyna brakować, a plantacje roślin energetycznych zajmują w Polsce jedynie kilkanaście tysięcy hektarów. Problem związany z deficytem biomasy w Polsce można rozwiązać na kilka sposobów, przede wszystkim inwestowaniem w zakładanie upraw energetycznych przez same grupy energetyczne, i zachęcanie, poprzez wsparcie finansowe rolników do ich zakładania. Pobudzeniem i organizacją potencjału już obecnego (wielkoskalowe zagospodarowanie m.in. słomy).

Rynek biomasy jest również u progu rewolucji technologicznej. Biomasa będzie można wykorzystywać nie tylko do spalania i współspalania, ale również do produkcji paliw II generacji.

- Teraz mamy najprostsze prymitywne spalanie biomasy. Obecnie te technologie raczkują, ale będą się rozwijać. W mojej ocenie biomasa powinna stać się Krajowym Paliwem o Znaczeniu Strategicznym. Paliwem które jest powszechnie dostępne na terenie całej Polski. Biomasa i jej wielkoskalowe wykorzystanie to również (poza efektem ekonomicznym i ekologicznym) wielkie szanse społeczne - mówi prezes „AES” Wojciech Mazurkiewicz - ekspert ds. biomasy.

**www.wnp.pl 24.02.2011**

Pora na biogaz.

W Polsce powstaje niewiele małych rolniczych biogazowni. Niemcy wybudowali przez rok 1000 biogazowni, ale przy bezzwrotnej dotacji do budowy w wysokości 1/4 inwestycji. Z kolei w Chinach przez 6 lat powstało 25 mln małych biogazowni! Tam, gdzie one powstają, jest bardzo dużo ułatwień prawnych.

- Niestety w Polsce budowa biogazowni to droga przez mękę - mówi dr Jacek Dach z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu.

Załatwienie "papierów" trwa 2-4 lata. Lokalna administracja nie wie, jak podejść do tematu. Boi się protestów lokalnych, bo mit o tym, że produkcja biogazu to śmierdzący interes, ciągle jest żywy.

Poza tym firmy zawyżają koszty budowy. Często chcą 20 mln zł za wybudowanie dużej biogazowni o mocy 1 MW. To o kilka milionów złotych za dużo. Szacuje się, koszt takiej biogazowni powinien wynosić ok. 16 mln zł.

Czy opłaca się wybudowanie małej rolniczej biogazowni w Polsce? Zdaniem dr. Dacha - opłaca się i dlatego zachęca do wyliczeń.

Koszt wybudowania biogazowni o mocy 0,25 MW wynosi 1,5 mln zł + VAT. Taki koszt dotyczy wersji podstawowej biogazowni, zaprojektowanej na gnojowicę i kisonkę z kukurydzy i ziarna zbóż. Wsadem do produkcji biogazu mogą być także buraki. Do wyprodukowania kukurydzy, z której powstanie energia, potrzeba 70 ha, dla buraków - 40-45 ha. Rocznie biogazownia przepracuje 8 000 godzin. Da 2 000 MWh. Za 1 MWh otrzymuje się 450 zł (190 zł za sprzedaż energii i 260 zł za zielony certyfikat). Rocznie można zainkasować przychód w wysokości 900 000 zł - wylicza dr Dach. Dodatkowo przychód będzie stanowiła sprzedaż ciepła wytworzonego przy produkcji biogazu (żółty certyfikat). Z takiej biogazowni za 1 MWh energii cieplnej można uzyskać 130 zł. Przychód roczny - dodatkowo 260 000 zł. Dach dalej wylicza i uważa, że 1 tona pulpy pofermentacyjnej ze względu na zawartość NPK warta jest 30-50 zł. Wartość nawozowa i strukturalna pulpy jest wyższa niż gnojowicy i niekompostowanego obornika.

**www.wnp.pl 3.02.2011**

Czym jest biogazownia? To instalacja przygotowana do produkcji biogazu z odchodów zwierzęcych, biomasy roślinnej lub odpadów organicznych. Zwykle składa się z układu podawania biomasy, komory fermentacyjnej, zbiornika na biogaz, zbiornika przefermentowanego substratu oraz agregatu kogeneracyjnego. Biogaz powstający w procesie fermentacji metanowej jest paliwem bogatym w metan, dwutlenek węgla, wodór,

siarkowodór i azot. Zawartość tych związków i pierwiastków pozwala przetwarzać go na energię elektryczną i ciepłą.

- Z 1 tony gnojowicy bydlęcej można wyprodukować 250-350 m<sup>3</sup> biogazu, z 1 tony obornika 350-450 m<sup>3</sup>, natomiast z 1 tony kiszonki z kukurydzy można uzyskać aż 700 m<sup>3</sup> - wyjaśnia ekspert. - Z 1 ml gazu można pozyskać 1 kWh. To oznacza, że rolnik może uzyskać 25 000-36 000 kWh energii elektrycznej. Potencjalny roczny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej biogazowni o mocy np. 400 kW przy optymalnym wykorzystaniu wsadu i ciepła może wynieść ok. 2 mln zł. Obliczenie to pokazuje, że biogazownie są idealną alternatywą dla rolników, którzy mają własną gnojowicę oraz dostęp do darmowych organicznych resztek z gastronomii czy odpadów roślinnych.

**Rzeczpospolita 10.02.2011**

W 2008 r. energia elektryczna wytworzona z biogazu w Polsce stanowiła zaledwie 3,6% odnawialnej energii elektrycznej ogółem, przy czym z biogazu rolniczego pochodziło zaledwie 0,04% odnawialnej energii elektrycznej ogółem.

Zasoby i charakter przestrzeni rolniczej w Polsce stanowią istotny potencjał dla produkcji energii z biomasy, a jej produkcja stwarza okazję do włączenia rolników w aktywne uczestnictwo w innych sektorach krajowej gospodarki. Dlatego też ważne jest, aby polityka energetyczna ewoluowała w kierunku silniejszego wspierania rozwoju inwestycji biogazowych.

W Polsce należy dążyć do rozwoju 2 modeli tworzenia biogazowni rolniczych: biogazownie scentralizowane oparte na partnerstwie publiczno-prywatnym (wielu zainteresowanych inwestycjami w biogazownie rolnicze: rolnicy, grupy producenckie, gminy, zakłady przemysłu spożywczego, dostawcy technologii i inne) oraz w biogazownie indywidualne (wykorzystujące własny surowiec i produkujące głównie na potrzeby własne).

Cel wart jest wysiłku z uwagi na wymierne korzyści, a perspektywy rozwoju biogazu w Polsce są niezwykle obiecujące. Miejmy nadzieję, że wykorzystamy dostępny potencjał energetyczny, jakim dysponuje nasze krajowe rolnictwo.

**Rzeczpospolita 10.02.2011**

## **ŚWIAT POD ZNAKIEM WIATRU I SŁOŃCA**

Moc nowych instalacji energii wiatrowej spadła w 2010 r. na całym świecie o 7%.

W 2010 r. oddano do użytku turbiny wiatrowe o łącznej mocy 35 800 MW wobec 38 600 MW w 2009 r. - obliczyła Globalna Rada Energii Wiatrowej, mająca siedzibę w Brukseli.

W Ameryce potencjał nowych farm wiatrowych okazał się o 1/2 mniejszy niż w 2009 r. i wyniósł 5 100 MW, zaś pierwsza gospodarka świata z ogólną mocą 40 200 MW dała się tu wyprzedzić Chinom - 42 300 MW. To prawie 1/5 potencjału na świecie, szacowanego na 194 400 MW.

Energia wiatrowa rozwijała się natomiast szybciej w gospodarkach wschodzących, takich jak Indie, Brazylia i Meksyk.

**Dziennik Gazeta Prawna 3.02.2011**

Wg danych opublikowanych przez Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (European Wind Energy Association - EWEA) w 2010 r. w krajach UE zostało zainstalowane 9 300 MW nowych mocy w elektrowniach wiatrowych.

W 2010 r. sektor energetyki wiatrowej w UE w porównaniu do 2009 r. odnotował 10% spadku nowych instalacji, kiedy to zainstalowano 10 300 MW mocy w elektrowniach wiatrowych. Wartość inwestycji w energetyce wiatrowej w 2010 r. EWEA szacuje na blisko 13 mld €.

Najwięcej nowych instalacji wiatrowych w 2010 r. dodano w Hiszpanii (1500 MW), Niemczech (1490 MW), Francji (1000 MW), W. Brytanii (962 MW), Włoszech (948 MW), Szwecji (604 MW). Na kolejnych miejscach jest Rumunia (448 MW), Polska (382 MW), Belgia (350 MW), Portugalia (345 MW) i Dania (327 MW).

**www.wnp.pl 4.02.2011**

Moc elektrowni wiatrowych wzrosła w 2010 r. o 22,5% w porównaniu do 2009 r. i wg szacunków Global Wind Energy Council (GWEC) na całym świecie wydano na ten cel 47,3 mld €.

W 2010 r. po raz pierwszy ponad 1/2 nowych elektrowni wiatrowych powstała poza tradycyjnymi rynkami w Europie i Ameryce Północnej. Zdecydował o tym boom na inwestycje w energetykę wiatrową w Chinach, gdzie w 2010 r. wybudowano farmy wiatrowe o łącznej mocy przekraczającej 16 500 MW. Chiny obecnie z 42 300 MW mocy w elektrowniach wiatrowych przegoniły pod tym względem USA (ok. 40 200 MW).

Wg raportu GWEC w Europie w 2010 r. powstały nowe elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 9 900 MW i moc tego typu instalacji wynosiła na koniec 2010 r. ok. 76 300 MW. W tej dziedzinie w Europie dominują zdecydowanie Niemcy z 27 200 MW oraz Hiszpania z 20 700 MW. Kolejne na liście Włochy dysponują elektrowniami wiatrowymi o mocy ok. 5 800 MW. W Polsce wg opracowania moc elektrowni wiatrowych wzrosła do ponad 1100 MW.

**www.cire.pl 16.02.2011**

Świat notuje bardzo znaczący postęp w obszarze energii słonecznej.

Jak wynika z opublikowanego raportu Europejskiego Stowarzyszenia Przemysłu Fotowoltaicznego (EPIA) oraz Greenpeace International, światowe inwestycje w technologię słonecznej energii elektrycznej (fotowoltaikę - PV) mogą się podwoić z dzisiejszych 35-40 mld € do 70 mld € w 2015 r. Szacowana wartość inwestycji w samej tylko UE ma wzrosnąć z dzisiejszych 25-30 mld € do przeszło 35 mld € w 2015 r.

Autorzy raportu przewidują, że do 2020 r. słoneczna energia elektryczna stanowić będzie 12% popytu na tę energię w Europie oraz do 9% światowej popytu do 2030 r. Sven Teske, ekspert rynku energetycznego w Greenpeace uważa, że fotowoltaika stworza 35-50 miejsc pracy na 1 tonę niewyemitowanego CO<sub>2</sub>. - Zwiększa się także bezpieczeństwo dostaw energii poprzez ograniczenie zależności państw europejskich od importu paliw - dodał Teske.

- Przemysł fotowoltaiczny pokazał w ostatnich latach duży potencjał, zarówno w sensie zwiększania sprawności przetwarzania energii słonecznej na elektryczną, jak i redukcji kosztów produkcji - powiedział Ingmar Wilhelm, prezydent EPIA. Od 2005 r. ceny systemów PV spadły o ok. 40%. Oczekuje się, że do 2015 r. spadną o kolejne 40% w porównaniu z obecnym poziomem, co sprawi, że w ciągu następnych 5 lat ceny

energii słonecznej dla gospodarstw domowych staną się konkurencyjne w wielu krajach europejskich.

**www.cire.pl 4.02.2011**

Do 2030 r. nawet 2,5 mld odbiorców korzystać będzie mogło z energii słonecznej. Motorem tego wzrostu jest obserwowany od dłuższego czasu spadek kosztów systemów oraz wszechstronność technologii, która daje możliwość dostępu do energii elektrycznej dla społeczności żyjących na obszarach do tej pory nie zelektryfikowanych.

Moc zainstalowana fotowoltaiki ma szansę wzrosnąć z 23 000 MW na początku 2010 r. do 180 000 MW do 2015 r. Do 2030 r. moc ma szansę osiągnąć poziom 1 800 000 MW.

Branża fotowoltaiczna, w której obecnie zatrudnionych jest 230 000 osób na świecie, do 2015 r. zaoferować będzie mogła 1,3 mln miejsc pracy. Do 2050 r. liczba ta wzrosnąć może do 5 mln.

**Rzeczpospolita 9.02.2011**

Energia słoneczna będzie obok farm wiatrowych siłą napędową zielonej energii w UE.

Najbliższe lata przyniosą boom w produkcji energii elektrycznej z energii słonecznej - oceniają eksperci Europejskiej Agencji Środowiska. Specjaliści z Europy i USA zgodnie przewidują, że za 3-4 lata cena energii elektrycznej ze Słońca może być konkurencyjna z ceną energii z konwencjonalnych elektrowni.

Już teraz moc elektrowni słonecznych i modułów fotowoltaicznych montowanych na budynkach publicznych i prywatnych - również umożliwiających uzyskanie prądu z energii słonecznej - wynosi na świecie ok. 40 000 MW. 1/2 całkowitej liczby tych urządzeń znajduje się w UE. Na tym rynku Polska znajduje się na końcu. Wg szacunków Polskiego Towarzystwa Fotowoltaiki moc wytwórcza zainstalowanych układów fotowoltaicznych to zaledwie 1,3 MW, wg URE jeszcze mniej.

**Rzeczpospolita 16.02.2011**

## **TGE – REKORDY, MANIPULACJE (???) I G P W W TLE**

Wróćmy na podwórko krajowe, a dokładnie na regulowany rynek energii.

Styczeń 2011 r. okazał się rekordowym miesiącem w 10-letniej historii Rynku Dnia Następnego (RDN) na Towarowej Giełdzie Energii. Łączny obrót energią elektryczną na tym rynku wzrósł miesiąc do miesiąca o 19,85% i wyniósł 1 465 217 MWh. W porównaniu do tego samego okresu, rok wcześniej obroty na RDN wzrosły o 255,75%.

W ocenie giełdy wzrost obrotów przyczynia się do wzrostu znaczenia tego rynku w kreowaniu cen dla energii elektrycznej na polskim rynku. Indeks bazowy tworzony jest w oparciu o duży wolumen i coraz większą liczbę transakcji. Ma to olbrzymie znaczenie w związku z planem uruchomienia rynku finansowego, dla którego instrumentem bazowym będzie cena kreowana na Rynku Dnia Następnego.

Od sierpnia 2010 r. płynność RDN wzrasta z miesiąca na miesiąc. Rośnie również udział tego rynku w łącznym zapotrzebowaniu na energię Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

TGE wylicza, że biorąc od uwagę wykonanie kontraktów dla danej godziny doby dostawy energii, udział wszystkich rynków giełdy dedykowanych energii elektrycznej w łącznym godzinowym zapotrzebowaniu KSE wyniósł w styczniu 2011 r. średnio 58,65% (przy minimum 46,75% i maksimum 79,08%).

**www.cire.pl 17.02.2011**

Od 15 grudnia 2010 r. członkowie TGE i skandynawskiej giełdy Nord Pool Spot mogą handlować energią elektryczną na trans-granicznym połączeniu stałoprądowym 600 MW - SwePol („kabel szwedzki”) w oparciu o tzw. mechanizm market coupling, poprzez Rynki Dnia Następnego na obu giełdach. Wolumen zakontraktowanej energii elektrycznej na rynku RDN w styczniu 2011 r. w ramach procesu Market Coupling wyniósł 63 164 MWh.

**www.wnp.pl 17.02.2011**

- Prowadzimy rozmowy o połączeniu naszego rynku energii z rynkami Czech i Niemiec. W pierwszym przypadku rozmawiamy z giełdą OTE, a w drugim z EPEX Spot . Jeśli chodzi o OTE to tu widzimy szanse bardzo szybkiego rozpoczęcia market coupling. Być może nastąpi to jeszcze w tym roku - mówi Grzegorz Onichimowski, prezes zarządu Towarowej Giełdy Energii.

**www.wnp.pl 12.02.2011**

Czy ktoś manipuluje cenami prądu na giełdzie energii? Maklerzy skarżą się na ustawione transakcje, zaniżanie bądź zawyżanie cen. Tropy prowadzą w stronę którejś z wielkich państwowych grup energetycznych.

Wszystko zaczęło się jesienią 2010 r. Październik, listopad i początek grudnia to gorące miesiące dla handlujących prądem. Wtedy elektrownie zawierają roczne kontrakty z tzw. spółkami obrotu, które sprzedają energię konsumentom - firmom i gospodarstwom domowym. Przez lata kontrakty były zawierane tak jak zwykłe umowy sprzedaży - między dwiema firmami. Jednak od sierpnia 2010 r. elektrownie wchodzące w skład 4 wielkich państwowych grup - Tauronu, Enei, Energi i największej Polskiej Grupy Energetycznej - muszą sprzedawać prąd na giełdzie.

Gdy w 2007 r. rząd PiS utworzył te 4 grupy, a ceny prądu dla firm zostały uwolnione, bardzo szybko poszły w górę, niekiedy aż o 60%. Politycy i media zostali zasypani skargami od przedsiębiorców. Sejm postanowił pomóc. - Dlaczego prąd dla firm tak podrożał? - pytali posłowie. - Bo 4 wielkie państwowe grupy handlują głównie same ze sobą, w rezultacie niemożliwe jest określenie wiarygodnej ceny - odpowiadał Urząd Regulacji Energetyki. Taką cenę pomogłaby stworzyć giełda energii. Sejm - na wzór kilku innych krajów - uchwalił więc, że elektrownie wchodzące w skład państwowej "wielkiej czwórki" muszą sprzedawać prąd na giełdzie bądź w przetargach. Może go kupić każda firma handlująca prądem - niezależnie od tego, czy wchodzi w skład grupy, czy nie. Dzięki temu ceny miały być rynkowe, a klienci mieli płacić mniej.

I obroty na Towarowej Giełdzie Energii wzrosły gwałtownie. Ceny trochę spadły. Okazało się jednak, że dzieje się coś dziwnego. Spora część sprzedaży rocznych kontraktów na 2011 r. odbywała się w kilka sekund! - Żaden makler nie jest w stanie tak szybko zareagować, przecież trzeba się zastanowić, zanim się kupi. Prawdopodobnie transakcje są "umawiane" wewnątrz grup energetycznych - tłumaczą maklerzy. Do tego ich zdaniem spora część organizowanych na giełdzie przetargów jest także ustawiana między grupami. W efekcie

cena znowu nie jest rynkowa. To zaś odbija się na końcowych klientach - firmach i gospodarstwach domowych. A droższy prąd to droższa żywność, mieszkania, samochody. Sprawą zainteresował się Urząd Regulacji Energetyki. Poprosił giełdę o informacje, kto organizował przetargi na giełdzie, żeby sprawdzić, czy nie były ustawiane, ale zdaniem giełdy ma do tego prawo tylko Komisja Nadzoru Finansowego. - Jeśli ktoś złoży wniosek, to pierwszy zanieś go do KNF - deklaruje szef giełdy energii Grzegorz Onichimowski. Jednak sam wątpi, by transakcje były ustawiane.

Państwowe firmy twierdzą, że sprzedają prąd na giełdzie w przejrzysty sposób. - Ja wiem, kto to na pewno robił. Moi koledzy maklerzy z jednej z państwowych firm. Skarżyli mi się, że zmuszają ich do tego szefowie - opowiada jeden z maklerów. - Jeżeli sprawa rozejdzie się po kościach, to takie praktyki powrócą jesienią, gdy firmy będą sprzedawać prąd na 2012 r. - dodaje inny.

#### **Gazeta Wyborcza 18.02.2011**

KNF sprawdzi transakcje dokonywane na Towarowej Giełdzie Energii w związku z zarzutami manipulowania ceną. Szef TGE zapewnia, że transakcje zawierano prawidłowo.

- Decyzja Komisji Nadzoru Finansowego o zbadaniu transakcji jest słuszna, skoro ktoś zgłasza wątpliwości - mówi prezes TGE Grzegorz Onichimowski. - Ale w naszej ocenie zarzuty dotyczące manipulowania ceną są nieuzasadnione.

Zapewnił, że władze giełdy same też przeanalizowały transakcje z listopada 2010 r., ich przebieg, wolumen obrotów oraz zmiany cen, i uznały, że nie doszło do nieprawidłowości.

O manipulowaniu ceną, ustawianiu i „umawianiu” transakcji mówią traderzy. W ich opinii transakcje zawierano w ciągu kilku sekund, a „żaden makler nie jest w stanie tak szybko zareagować”. Poza tym uważają oni, że spora część organizowanych na giełdzie przetargów jest także „ustawiana między grupami energetycznymi”.

Onichimowski tłumaczy, że zmiana ceny energii w dniu, w którym transakcje wzbudziły szczególne wątpliwości, była na rynku terminowym minimalna - na koniec dnia wynosiła zaledwie 0,7%. Odnotowano najpierw spadek o 80-90 gr. za 1 MWh przy wycenie ok. 193 zł. Potem jeszcze w czasie aukcji zorganizowanej na zlecenie kupującego nastąpił dalszy spadek. - Tego dnia w transakcjach brało udział dużo firm, a nie 2 wybrane z tej samej grupy energetycznej zatem to by znaczyło, że wszystkie musiałyby być w zмовie, co jest nieprawdopodobne - dodaje prezes.

Zdaniem szefa TGE, gdy giełda zaczęła organizować pierwsze aukcje - w sierpniu 2010 r. - różnica cen była wyższa i sięgała 1%. - A mimo to nikt nie kwestionował tych transakcji - dodał.

W 2010 r. przez Towarową Giełdę Energii przeszło (znalazło nabywców) ok. 62% energii wytwarzanej w naszym kraju.

#### **Rzeczpospolita 21.02.2011**

Urząd Regulacji Energetyki podjął już decyzję w sprawie, od której może zależeć dalsza egzystencja platformy obrotu energią elektryczną prowadzonej od grudnia przez Giełdę Papierów Wartościowych.

Chodzi o tzw. obligo giełdowe, które od września 2010 r. obowiązuje krajowych producentów prądu. Ustawowy przymus sprzedaży 15% energii na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym dotyczy wszystkich wytwórców, a ci, którzy otrzymują rekompensaty z

tytułu rozwiązania kontraktów długoterminowych (tzw. KDT), muszą dodatkowo sprzedawać na konkurencyjnych zasadach cały prąd objęty dofinansowaniem.

Obligo sprawiło, że rozkwitł handel na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), i zachęciło GPW do stworzenia konkurencyjnego rynku. Jednak jego powstaniu (a właściwie uruchomieniu pod nowym szyldem, bo wcześniej platforma należała do Polskiej Grupy Energetycznej) od początku towarzyszyły wątpliwości, czy spełnia on zapisane w ustawie kryteria. Ich rozstrzygnięcie spoczęło na URE, bo to właśnie regulator będzie rozliczał producentów prądu z wypełnienia obowiązku.

- Przyjeliśmy już wykładnię. Naszym zdaniem, platforma prowadzona przez GPW z pewnością nie jest ani giełdą towarową, ani rynkiem regulowanym, co oznacza, że nie spełnia ustawowych wymogów dla realizacji 15% obligo obowiązującego wszystkie firmy. Może jednak służyć wypełnianiu obowiązku przez wytwórców objętych systemem rekompensat. Jest tylko jeden warunek - w ustawie musi pojawić się przecinek - mówi Marek Woszczyk, p. o. prezesa URE.

Zabrakło go prawdopodobnie przez poselskie przeoczenie. W rezultacie ustawa, która zgodnie z intencją autorów miała podobno dopuszczać sprzedaż energii uwolnionej z KDT na platformach obrotu lub rynku regulowanym, wymaga, by handel odbywał się na "platformach obrotu na rynku regulowanym". Szkopuł w tym, że takie nie istnieją.

Tzw. nowelizacja przecinkowa leży w Sejmie już od czerwca 2010 r. Jeśli posłowie zdążą uchwalić ją do końca kwietnia, nie będzie problemu.

Lwią część energii objętej rekompensatami produkują najwięksi krajowi gracze, czyli grupy energetyczne kontrolowane przez państwo - głównie PGE i Tauron. A nadzorujący je resort skarbu (MSP) nie kryje sympatii wobec inicjatywy GPW i nieufności wobec TGE, która - choć MSP jest jej dużym akcjonariuszem - pozostaje poza jego kontrolą. Zdaniem Aleksandra Grada, ministra skarbu, optymalne dla rozwoju rynku byłoby przejęcie TGE przez giełdę Ludwika Sobolewskiego. Przekierowanie tam operacji realizowanych przez państwowe giganty z pewnością mogłoby w tym pomóc.

#### **Puls Biznesu 24.02.2011**

Elektrim jest skłonny sprzedać należące do niego akcje Towarowej Giełdy Energii, a to może otworzyć Giełdzie Papierów Wartościowych drogę do przejęcia TGE.

GPW skierowała zapytanie do akcjonariuszy TGE, czy będą skłonni do sprzedaży należących do nich akcji giełdy energii i pozytywnie odpowiedział na nie Elektrim. Jest to o tyle ważne, że spółka kierowana przez Zygmunta Solorza-Żaka ma uprzywilejowaną pozycję w akcjonariacie TGE i jako jedyna, oprócz skarbu państwa, może wykonywać prawo głosu ze wszystkich 22% akcji, których jest właścicielem. Nie wiele mniejszy pakiet akcji TGE ma Polska Grupa Energetyczna (21%), która chętnie by je sprzedała, ale potencjalnych kupców odstrasza statut TGE, którego zapisy sprawiają, że nawet większościowy akcjonariusz sam nie wiele może zdziałać w spółce. Zmiana statutu nie jest tak prosta bo wymaga 80% poparcia akcjonariuszy biorących udział w głosowaniu i sam Elektrim może ją zablokować. W tej sytuacji pozytywna odpowiedź Elektrimu i na zapytanie GPW o TGE ma bardzo duże znaczenie, ale nie daje jeszcze gwarancji, że palny przejęcia TGE uda się zrealizować. Do tego potrzeba jeszcze zgody co najmniej zgody kilku akcjonariusz, wśród których są E.ON, Vattenfalla i EDF.

Nie tylko problem zmiany statutu może sprawić, że ostatecznie GPW nie uda się przejąć TGE. Na przeszkodzie może stanąć cena akcji giełdy energii. Prezes TGE wycenia firmę, którą

kieruje, opierając się na wskaźniku cena-zysk i porównując do wartości GPW, na ok. 300 mln zł.

**Pulsie Biznesu 28.02.2011**

## **PRYWATYZACJA**

Jeżeli w 2011 r. dojdzie do dużych transakcji w energetyce, to podobnie jak w poprzednich latach można się spodziewać, że po stronie sprzedawcy będzie stał głównie Skarb Państwa. Już teraz instytucje finansowe przypuszczają, że ministerstwo sprzeda po ok. 10% notowanych na giełdzie PGE i katowickiego Tauronu. Wcześniej czy później zakończy się też spór o gdańską Enerę - urząd antymonopolowy w styczniu nie zgodził się, by PGE przejęła najmniejszą z 4 grup energetycznych. PGE jednak zapowiedziała, że na pewno broni nie złoży i odwoła się do sądu. Jeżeli uda się doprowadzić do przejęcia, to za 84,19% akcji Energi gigant zapłaci 7,5 mld zł. MSP chciałoby również sprzedać 51% akcji poznańskiej Enei za ponad 5 mld zł. Rządowy harmonogram zakłada finał transakcji w marcu 2011 r.

Rynek czeka również na to, kiedy i w jaki sposób szwedzki Vattenfall będzie pozbywał się aktywów w Polsce. Spodziewane są transakcje jeszcze w tym roku. Wszystkie aktywa, które ten koncern ma w naszym kraju, są wyceniane na ponad 6 mld zł.

Czy możemy się spodziewać w 2011 r. debiutów giełdowych w energetyce? Najważniejsze spółki z sektora są już notowane, proces ten spowolni w stosunku do poprzednich lat. PGE oczekuje, że uda jej się wprowadzić na rynek publiczny spółkę zależną odpowiedzialną za energetykę odnawialną.

Również Towarowa Giełda Energii przypominała na początku roku, że jej strategia zakłada przekształcenie się w spółkę publiczną.

**Parkiet 1.02.2011**

Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) raczej nie sprzeda w tym roku kolejnego pakietu akcji Polskiej Grupy Energetycznej (PGE), jeśli nie poprawi się sytuacja na giełdzie, poinformował minister skarbu Aleksander Grad.

- Jeśli nie poprawi się sytuacja na rynku, to w 2011 r. nie sprzedamy raczej pakietu akcji PGE - powiedział Grad.

Podkreślił, że Skarb Państwa ma lock-up na akcje tej spółki po poprzedniej transakcji sprzedaży.

Na początku października MSP sprzedało 10% akcji PGE po cenie 21,30 zł za sztukę, pozyskując w ten sposób blisko 4 mld zł. Lock-up ma obowiązywać przez 270 dni od tamtej sprzedaży.

Obecnie Skarb Państwa ma 69,29% akcji PGE. Wg rządowego programu dla energetyki, ma zachować w tej spółce większościowy udział.

**www.cire.pl 3.02.2011**

Jeżeli PGE przejmie Enerę to powstanie silna polska grupa energetyczna, działająca na rynku europejskim. Powinniśmy pamiętać, że nie ma polskiego rynku energii, jest rynek europejski. Już działa market coupling z rynkiem skandynawskim, jest integracja z rynkiem niemieckim. W 2015 r. już nie będzie granic w energetyce.

Skarb Państwa zamierza ze strategicznych powodów utrzymać kontrolę operacyjną nad PGE i wpływ na kluczowe decyzje korporacyjne w Tauronie, gdzie udział Skarbu Państwa już spadł poniżej 50% i będzie nadal się zmniejszał.

Część tych, którzy wcześniej w Polsce bardzo mocno inwestowali, zmienia optykę, tak jak Vattenfall, który zadeklarował zmianę swojej strategii i koncentrację działalności na rynkach kluczowych, a takim rynkiem nie jest dla niego Polska. Podobny przegląd strategii następuje w E.ON, a w przypadku RWE nie ma mocnego rozwoju działalności - mówi Dariusz Marzec, szef Zespołu Doradztwa Energetycznego w firmie doradczej KPMG.

**www.wnp.pl 10.02.2011**

Brak wiedzy o rynku elektroenergetycznym zarzucił Urzędowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów Tomasz Zadroga, prezes PGE. Spółka liczy na odblokowanie kupna Energi. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów zapowiada, że niezwłocznie prześle do sądu antymonopolowego odwołanie PGE w sprawie wniosku o przejęcie Energi. Nie komentuje argumentów energetycznego giganta.

Polska Grupa Energetyczna odwołała się 28 stycznia od decyzji urzędu antymonopolowego, który nie zezwolił spółce na zakup od Skarbu Państwa 84,19% akcji Energi za 7,5 mld zł.

UOKiK może zmienić decyzję blokującą fuzję spółek bez sądowego postępowania, jeżeli prezes urzędu uzna odwołanie za słuszne. Urząd ma 60 dni na analizę odwołania PGE. Zgodnie z ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów urząd może wydać nową decyzję w trybie samokontroli. Ma wtedy do wyboru zgodę bezwarunkową, warunkową i nadzwyczajną. Dopiero po podjęciu decyzji, że nie będzie korzystać z tego trybu, kieruje sprawę do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Ten może uchylić decyzję w całości.

**Dziennik Gazeta Prawna 1.02.2011**

**Parkiet 1.02.2011**

- Nie ma szans aby wyrok zapadł wcześniej niż za rok - mówi osoba zaangażowana w proces przejęcia Energi przez PGE. W gorszym, ale bardzo realnym scenariuszu, prawomocny wyrok zapadanie dopiero za 2-3 lata.

Potwierdzają to także statystyki, od 2007 r. były jedynie 3 odwołania od decyzji UOKiK w sprawie koncentracji (dla porównania, tylko w 2010 r. Prezes UOKiK wydała 150 takich decyzji) i przy żadnym z nich Prezes Urzędu nie zmienił zdania. Należy zatem oczekiwać, że nie przychyłając się do odwołania PGE, UOKiK prześle je niezwłocznie (taki termin wyznacza ustawa) do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK). Rozpocznie to bardzo długą drogę sądową, która potrwać może nawet 2-3 lata.

**www.cire.pl 3.02.2011**

Tymczasem Francuzi targują się o Eneę.

Rozbudowa Kozienc oraz wysokość premii za przejęcie kontroli nad spółką - o te dwa sporne punkty rozbijają się negocjacje między koncernem EdF a resortem skarbu w sprawie sprzedaży poznańskiej Enei.

Wyniki Enei:

| Rok  | Przychody<br>(w mld zł) | Zysk netto<br>(w mld zł) |
|------|-------------------------|--------------------------|
| 2007 | 5,40                    | 0,52                     |

|                   |      |      |
|-------------------|------|------|
| 2008              | 6,20 | 0,21 |
| 2009              | 7,20 | 0,51 |
| 2010 (3 kwartały) | 5,80 | 0,54 |

Źródło: spółka

Na wybudowanie nowego bloku węglowego o mocy 1000 MW, który do 2016 r. ma stanąć w Kozienicach, potrzeba ok. 6 mld zł. Cały program inwestycyjny zapisany w strategii rozwoju do 2020 r. ma kosztować ok. 22 mld zł. Oprócz Kozienic na celowniku Francuzów znalazły się również modernizacje linii dystrybucyjnych Enei.

Eksperti ostrzegają, że zamrożenie inwestycji przez jedną z 3 największych grup energetycznych w Polsce może mieć fatalne skutki dla naszej gospodarki. - Sprzedaż którejkolwiek spółki powinna zakładać szczegółowe gwarancje dotyczące realizacji programu inwestycyjnego - mówi Krzysztof Żmijewski, b. szef PSE Operator.

EdF dąży do ograniczenia zobowiązań inwestycyjnych w Enei, m.in. dlatego że w ciągu najbliższych 10 lat spółkę czeka gigantyczny projekt modernizacji francuskiej energetyki jądrowej za co najmniej 120 mld €.

Kwestią sporną w rozmowach z rządem jest również wysokość premii dla Skarbu Państwa za przejście kontroli w spółce energetycznej. Skarb wynegocjował cenę za akcję o blisko 50 gr wyższą od proponowanej wcześniej przez Jana Kulczyka, który także ubiegał się o Eneę. On dawał ok. 25 zł. Skarb liczy jeszcze na co najmniej 500 mln zł premii. Francuzi chcą dać znacznie mniej.

EdF na sfinansowanie wezwania na 100% akcji Enei potrzebuje ok. 11 mld zł. 1/2 tej kwoty trafi do budżetu państwa, które wystawiło na sprzedaż swoje 51% akcji.

W Polsce do EdF należy m.in. Elektrownia Rybnik. W sumie koncern ma 10% udziału w rynku wytwarzania energii elektrycznej.

- Nasze zobowiązania inwestycyjne przewidziane w Rybniku na lata 2001-11 wypełniliśmy już w 2005 r. Od tamtej pory przekroczyliśmy je o ponad 700 mln zł - mówi Katarzyna Majchrzak, dyrektor w EdF Polska.

#### **Dziennik Gazeta Prawna 3.02.2011**

EDF ma nadal wyłączność na negocjacje w sprawie Enei - twierdzi Henri Proglio, prezes francuskiego koncernu.

Na rynku od dłuższego czasu pojawiają się nieoficjalne informacje, że wyłączność na negocjacje w sprawie Enei, którą EDF dostał od Ministerstwa Skarbu w połowie grudnia, trwa 2 miesiące. Okres ten upływałby więc w najbliższych dniach. Do 20 lutego EDF miałyby złożyć wiążącą ofertę na zakup spółki. Jednak, jak powiedział prezes francuskiego koncernu, umowa przejścia nie zostanie ogłoszona przed końcem miesiąca.

Ze względu na poziom zadłużenia EDF część osób związanych z Eneą obawia się, że koncern po przejściu poznańskiej grupy nie będzie w nią inwestować, tylko sięgnie po jej zasoby gotówki (ok. 1,5 mld zł), a później podniesie poziom zadłużenia.

- Na rynku panuje przekonanie, że to Kulczyk Investments nie dostał wcześniej możliwości przejścia Enei ze względu na obawy właśnie o to, że dojdzie do lewarowania. Strategia EDF jest inna, koncern dokonuje przejęć, by rozwijać swoją dominację w energetyce atomowej i zdobywać zlecenia dla francuskiej gospodarki. Po to np. EDF kupił udziały w British Energy - mówi Piotr Dzięciołowski. Zaznacza jednak, że niezależnie od tego, kto przejmie Eneę, zdrowy rozsądek nakazuje jak najszybciej zagospodarować pieniądze, które spółka zgromadziła m.in. po wejściu na giełdę.

EDF jest światowym liderem pod względem rozwoju energetyki jądrowej. Stara się sprzedać francuski reaktor, m.in. PGE, która ma wybudować pierwszą polską elektrownię jądrową. Electricite de France, niezależnie od przygotowywanego przejęcia Enei, ma już teraz znaczącą pozycję na polskim rynku. Koncern deklaruje, że ma 10% udziału w rynku energii elektrycznej i 20% udziału w rynku ciepła sieciowego w Polsce. EDF jest 2. odbiorcą węgla kamiennego w kraju pod względem wielkości. Jednak ze względu na to, że priorytetem francuskiego koncernu jest rozbudowa światowej pozycji w energetyce jądrowej, istnieją wątpliwości, czy będzie on skłonny znacząco inwestować w elektrownie węglowe w Polsce.

**Rzeczpospolita 16.02.2011**

EDF negocjujący z MSP zakup Enei nie chce budować bloków węglowych w Koźienicach i proponuje zastąpienie ich reaktorem jądrowym.

Kwestią sporną podczas negocjacji stała się rozbudowa Elektrowni Koźienice. W prospekcie emisyjnym Enea zapowiedziała budowę 2 bloków węglowych o łącznej mocy 2 000 MW. Przypuszcza się, że przyczyny niechęci Francuzów do rozbudowy Koźienic są podobne, jak w przypadku Elektrowni Rybnik - brak pewności, że nowe bloki będą dostawały darmowe przydziały uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Z tych powodów w ostatecznej ofercie na Eneę, EDF może zaproponować budowę na Mazowszu reaktora jądrowego EPR 1600 o mocy 1600 MW.

W sprawie budowy reaktora jądrowego w Koźienicach Enea rozmawiała już nawet nieoficjalnie z pełnomocnikiem rządu ds. energetyki jądrowej Hanną Trojanowską.

**Dziennik Gazeta Prawna 16.02.2011**

## **ZAGRANICA – FIRMY**

We Francji i w Hiszpanii rządzą państwowe firmy energetyczne. W Niemczech 1/2 rynku należy do koncernów prywatnych.

Moce europejskich potentatów:

125 000 MW – EdF

68 000 MW – GdF Suez

50 000 MW – RWE

35 000 MW – Vattenfall

14 000 MW – CEZ

14 000 MW – Fortum

12 000 MW – PGE

EdF, w którym 84% udziałów ma Paryż, jest jednym z najaktywniejszych koncernów energetycznych w Europie, choć sam nie lubi konkurencji. We Francji posiada 88% udziału w tamtejszym rynku energii. W Polsce od 2000 r. do EdF należy Elektrownia Rybnik, która dziś daje mu 10% udziału w rynku produkcji prądu. Koncern obecny jest także w innych krajach UE: na Węgrzech (10%), we Włoszech (7,2%) oraz w W. Brytanii (15,3%).

EdF nie ma w Hiszpanii, a to jeden z najbardziej konkurencyjnych rynków w Europie.

5 największych producentów odpowiada za wytwarzanie 67% energii. Rynek jest dobrze chroniony przed zagranicznymi koncernami. Wszyscy kluczowi gracze są firmami państwowymi. Prywatna jest jedynie największa (21% udziałów w wytwarzaniu) Iberdrola. W W. Brytanii karty rozdają niemieckie firmy - E.ON i RWE. W Niemczech należy do nich łącznie ok. 45% rynku energii. Oba koncerny w 100% kontrolowane są przez prywatny kapitał, a państwo nie ma w nich nawet jednej akcji. Mimo to realizują od wielu lat strategię państwową. Do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw gazu i energii zobowiązuje je bowiem prawo.

Węgrzy chętnie wpuszczają do siebie firmy zagraniczne, ale pod warunkiem że nie są kontrolowane przez rządy innych krajów. Liderem w branży, z udziałem 36%, jest państwowa firma MVM. Francuski GDF Suez (Paryż ma w nim 34% akcji) ma 17% rynku, pochodzący z USA prywatny koncern AES może się pochwalić udziałem 15%, a niemiecki RWE - 5%.

Sektor energetyczny z rąk wypuścili także Włosi. Pierwsze skrzypce gra u nich Enel, w którym Rzym ma mniejszościowy pakiet akcji 26%. Udział zagranicznych podmiotów nie przekracza 8%. Na drugim biegunie są Czesi. U nich ok. 77% zainstalowanych mocy jest w rękach państwowego CEZ.

Wg Tomasza Chmala, eksperta z Instytutu Sobieskiego, również Polskę czeka konsolidacja.

- Pytanie tylko, w czyje ręce trafią elektrownie - mówi Tomasz Chmal.

- Z punktu widzenia potrzeb naszej gospodarki najistotniejsze powinno być zagwarantowanie inwestycji w nowe bloki - dodaje.

**Dziennik Gazeta Prawna 15.02.2011**

Wiele czołowych europejskich koncernów energetycznych ogranicza swoje inwestycje i sprzedaje część swojej działalności.

Koncern E.ON tylko do 2013 r. planuje ograniczenie swoich inwestycji o ok. 15 mld €, EdF sprzedaje 45% udziałów w niemieckim EnBW za 4,7 mld €. Włoski Enel od 2009 r. sprzedał aktywa o wartości 8 mld € i zbliża się do osiągnięcia sprzedaży na założonym poziomie 10 mld €. Hiszpańska Iberdrola do 2012 r. zamierza ograniczyć inwestycje o ok. 2,5 mld €, a austriacki Verbund w 2010 r. był zmuszony do podwyższenia kapitału własnego o 1 mld €. Swoje aktywa, także w Polsce, zamierza sprzedać Vattenfall, również CEZ przyjął program zmniejszenia inwestycji, którego ofiarą padł projekt bloku gazowego w Elektrowni Skawina. Wyprzedaże i ograniczenie inwestycji przez koncerny energetyczne to częściowo efekt kryzysu gospodarczego. Zyski w pierwszych 3 kwartałach 2010 r., w porównaniu do pierwszych 3 kwartałów 2007 r. (z przed kryzysu) wielu europejskich koncernów znacząco spadły: w przypadku Verbund aż o 36%, w przypadku E.ON o 35%, EdF o 17%, Fortum o 10% a RWE o 7%.

W tym okresie wzrosły jednak zyski Iberdroli o 14%, EDP o 15%, Enel o 25% i CEZ o 35%. Cały rok 2010 dla CEZ nie był udany i czeska grupa osiągnęła słabsze wyniki finansowe niż w 2009 r. W 2011 r. lepiej nie będzie, ponieważ CEZ planuje zmniejszenie zysku netto (w stosunku do 2010 r.) aż o 15%.

**www.wnp.pl 28.02.2011**

Niemiecki koncern energetyczny RWE zamierza sprzedać firmę Amprion - niemieckiego operator sieci przesyłowych.

Amprion dysponuje siecią energetyczną o długości 11 000 km z czego 5 300 km stanowią linie 220 kV, a 5 700 km - 380 kV. Firma przesyła rocznie ok. 194 TWh energii elektrycznej, a jej wartość jest szacowana jest na ok. 2 mld €.

Wg nieoficjalnych informacji zakupem firmy jest zainteresowanych 8 potencjalnych inwestorów.

RWE szuka także kupca na działającą w W. Brytanii spółkę npower.

**Puls Biznesu 24.02.2011**

Czeski koncern CEZ miał 47,23 mld CZK skonsolidowanego zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej w 2010 r. wobec 51,55 mld CZK w 2009 r.

Zysk operacyjny na poziomie grupy wyniósł 65,06 mld CZK wobec 68,20 mld CZK zysku rok wcześniej.

Skonsolidowane przychody wyniosły 198,85 mld CZK wobec 196,35 mld CZK w 2009 r.

**www.cire.pl 28.02.2011**

Produkcja elektryczności CEZ odnotowała w 2010 r. wzrost o 2%. Elektrownie jądrowe Temelín i Dukovany wyprodukowały w 2010 r. o 0,8 TWh (o 2,9%) więcej niż w 2009 r. Produkcja w elektrowniach węglowych wzrosła międzyrocznie o 0,3 TWh wysokości i osiągnęła poziom 31,4 TWh. Produkcja ze źródeł odnawialnych zwiększyła się międzyrocznie o 11%, głównie ze względu na korzystne przepływy w elektrowniach wodnych.

**www.cire.pl 25.02.2011**

CEZ oczekuje spadku skonsolidowanego zysku netto do 40,1 mld CZK w 2011 r. z 47,2 mld CZK w 2010 r., przy spadku zysku operacyjnego odpowiednio do 59,1 mld CZK z 65,1 mld CZK. Oczekiwany EBITDA 2011 r. wynosi 84,8 mld CZK.

CEZ planuje też zwiększyć w 2011 r. produkcję w elektrowniach węglowych w Czechach o 2,9% do 33,5 TWh, w elektrowniach jądrowych - o 4% do 29,1 TWh, przy spadku energii z odnawialnych źródeł o 20,8% do 1,7 TWh, co da łączny wzrost wytworzonej energii elektrycznej o 2,6% do 64,3 TWh (wobec wzrostu o 4% w 2010 r.). Produkcja energii za granicą ma zmniejszyć się w 2011 r. łącznie o 5,6% po wzroście o 5,2% w 2010 r.

CEZ planuje zmniejszyć inwestycje kapitałowe (capex) i finansowe w 2011 r. do 68,9 mld CZK z 71,5 mld CZK w 2010 r. oraz zmniejszać je w kolejnych latach. Ogółem plany na lata 2010-15 zostały obecnie zredukowane odpowiednio do 311 mld CZK z 423 mld CZK.

**www.wnp.pl 28.02.2011**

Electricite de France, największy producent energii elektrycznej w Europie, zanotował w 2010 r. zysk netto w wysokości 1,020 mld €. W 2009 r. było to 3,902 mld €.

Przychody ze sprzedaży EDF za 2010 r. wyniosły 65,165 mld €, wobec 59,140 mld € w 2009 r. (+10,2%). Zysk netto ze zwykłej działalności operacyjnej sięgnął 3,961 mld € i był wyższy od wypracowanego przez koncern w 2010 r. o 11,3% (3,558 mld €). EBITDA EDF za 2010 r. wyniosła 16,623 mld € wobec 15,929 mld € (+ 4,4%) w 2009 r.

Komentując wyniki prezes EDF Henri Proglio podkreśla, że 2010 r. koncern poświęcił głównie odzyskaniu stabilności finansowej. M.in. dzięki sprzedaży aktywów w Niemczech i W. Brytanii

oraz przekazania udziałów spółki przesyłowej RTE publicznemu funduszowi, udało ograniczyć zadłużenie koncernu do poziomu ok. 20 mld € - podkreśla szef EDF.

**Rzeczpospolita 15.02.2011**

**www.cire.pl 15.02.2011**

Mimo wzrostu wolumenu sprzedanej energii o ok. 7,6% spadły skonsolidowane przychody oraz zyski Grupy Alpiq w 2010 r. Szwajcarski holding energetyczny tłumaczy to słabym euro oraz niższymi cenami rynkowymi energii elektrycznej.

Skonsolidowany przychód grupy wyniósł w 2010 r. ok. 14,1 mld CHF i był o 4,8% niższy od osiągniętego w 2009 r. EBITDA wyniosła 1,47 mld CHF (spadek o 4,7%), a zysk netto grupy wyniósł 645 mln CHF (spadek 4,6%).

W tym okresie holding sprzedał ok. 145,6 TWh energii elektrycznej, co oznacza przyrost w porównaniu do roku poprzedniego o 7,6%.

**www.cire.pl 22.02.2011**

## **ENERGETYKA PRZYSZŁOŚCI**

I na koniec prezentujemy dwa spojrzenia na światową energetykę: pierwsza w perspektywie 2030 r., druga jeszcze odleglejszej - 2050 r.

W ciągu najbliższych 20 lat udział energii ze źródeł odnawialnych: słonecznej, wiatrowej, geotermalnej i biopaliw wzrośnie z 5% do 18%. Produkcja biopaliw będzie zdominowana przez USA i Brazylię - uważają eksperci koncernu BP.

Wg Przeglądu Rynku Energii BP w 2030 r. (*BP Energy Outlook 2030*), biopaliwa pokryją do 2030 r. 9% zapotrzebowania na paliwa do transportu.

Szacuje się, że w ciągu najbliższych 20 lat, światowa produkcja biopaliw wzrośnie z 1,8 mln baryłek do 6,7 mln baryłek dziennie. Przewidywany jest znaczny wzrost biopaliw w krajach spoza OPEC (Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową). W opinii ekspertów BP, do tej ekspansji przyczynią się: dalsze wsparcie o charakterze politycznym, wysokie ceny ropy oraz ulepszenia i innowacje technologiczne.

Produkcja biopaliw będzie nadal zdominowana przez USA i Brazylię - ale ich łączny udział w całkowitej produkcji biopaliw spadnie z 76% w 2010 r. do 68% w 2030 r. Więcej biopaliw niż dotychczas będzie produkowane w regionie Azji i Pacyfiku.

Zdaniem ekspertów BP, światowy wzrost sektora energii w ciągu następnych 20 lat będzie zdominowany przez gospodarki wschodzące, takie jak Chiny, Indie, Rosję i Brazylię. Przy czym więcej uwagi będzie zwracać się na poprawę wydajności energetycznej. Przewiduje się zwiększenie dywersyfikacji energetycznej, zaś paliwa niekopalne takie jak energia nuklearna, wodna czy ze źródeł odnawialnych staną się największym źródłem wzrostu. Wg analityków, spadnie popyt krajów OECD na ropę i inne paliwa płynne używane w transporcie. Maksymalny poziom ich zużycia był w 2005 r., do 2030 r. ma on spaść do poziomu 1990 r.

- Spowolnienie wzrostu łącznej ilości energii do celów transportowych związane jest z wyższymi cenami ropy i poprawą w zakresie gospodarowania paliwami, nasyceniem rynku samochodowego w dojrzałych gospodarkach oraz spodziewanym wzrostem opodatkowania i obniżką subsydiów w krajach rozwijających się - uważają eksperci BP.

Udział państw OPEC w światowej produkcji ropy ma wzrosnąć do 46% - czyli poziomu nie notowanego od 1977 r. Równocześnie prawdopodobnie spadnie uzależnienie USA od importu ropy i gazu - do poziomu z lat 90. Stanie się tak wskutek poprawy wydajności paliw i oczekiwanego zwiększenia roli biopaliw.

Rynek ropy, z wyłączeniem biopaliw, będzie rósł stosunkowo wolno - w tempie 0,6% rocznie, natomiast najszybciej - rynek gaz naturalnego, a jego tempo wzrostu ma być ponad 3-krotnie wyższe niż ropy (2,1% rocznie) - uważają eksperci BP.

Zdaniem analityków, rynek węgla będzie wzrastał o 1,2% rocznie i do 2030 r. dostarczy prawdopodobnie tyle samo energii, co ropa z wyłączeniem biopaliw. Wykorzystanie węgla w krajach OECD będzie spadało, ale będzie rosło w krajach wschodzących. BP (British Petroleum) - to brytyjska firma naftowa założona na początku XX w. Obecnie jest ona 3. co do wielkości koncernem petrochemicznym na świecie (po firmie Exxon Mobil, oraz Royal Dutch/Shell). Spółka jest notowana na giełdach: londyńskiej i nowojorskiej. W Polsce firma BP rozpoczęła działalność we wrześniu 1991 r. Obecnie posiada największą sieć stacji wśród zagranicznych koncernów paliwowych w Polsce.

**www.cire.pl 16.02.2030**

Koncern Shell opublikował raport "Sygnały i drogowskazy", przedstawiający różne scenariusze energetyczne i oferujący lepsze zrozumienie rozwoju globalnej sytuacji oraz światowych dostaw energii, jej wykorzystania oraz związanych z nią potrzeb. Raport ma pomóc w podejmowaniu ważnych decyzji w obliczu problemów energetycznych i ochrony środowiska.

Wg koncernu przez następne 40 lat światowy system energetyczny przejdzie gruntowne zmiany. Współpraca między społeczeństwem obywatelskim oraz sektorem publicznym i prywatnym jest kluczowa, jeśli ma ono sprostać wyzwaniom ekonomicznym, energetycznym i tym związanym z ochroną środowiska. Partnerstwo musi być odpowiednio umiejscowione w rzeczywistości komercyjnej, ale rozwój energetyczny i środowiskowy musi postępować szybciej i być zwrócony we właściwym kierunku. Należy więc poszerzyć i pogłębić debatę prowadzoną w ramach granic branżowych i geograficznych. Kluczowe punkty raportu Shell:

1. Wierzymy, że świat wkracza w erę szybkich przemian oraz intensyfikacji cykli gospodarczych. Recesja miała wpływ na cenę ropy i towarów i może jeszcze wrócić. Państwa rozwijające się, takie jak Chiny i Indie, są na etapie intensywnego rozwoju materialnego, a zawężający się rynek nadal będzie wywierał presję na ceny i będzie generował niestabilność. W ostatnich 2 dekadach lepsza polityka i silna poprawa produktywności pozwalały gospodarkom na wzrost bez inflacji. Jednak umiarkowane efekty tego połączenia dobrej polityki, dobrych praktyk i szczęścia nie będą utrzymywały się w przyszłości.

2. Obserwujemy stopniową zmianę w korzystaniu z energii. Państwa rozwijające się, łącznie z największymi populacjami, takimi jak Chiny i Indie, wkraczają w swoją najbardziej energetyczną fazę wzrostu ekonomicznego, rozwijając przemysł, urbanizując się, budując infrastrukturę i coraz powszechniej korzystając z transportu. Popyt będzie stymulować rozwój alternatywnych źródeł zaopatrzenia oraz bardziej wydajne korzystanie z energii - ale to może nie wystarczyć, by całkowicie zrównoważyć rosnące zapotrzebowanie. Podstawowe zapotrzebowanie na energię na świecie do 2050 r. może zwiększyć się 3-krotnie w

porównaniu do poziomu z 2000 r., jeśli gospodarki rozwijające się powielą historyczne wzorce rozwoju.

3. W powszechnym mniemaniu, naturalne innowacje oraz konkurencja mogą przyczynić się do poprawy wydajności energetycznej, co pozwoli poskromić podstawowy popyt o ok. 20% w tym okresie. Zwykłe tempo wzrostu podaży - biorąc pod uwagę rzeczywistość technologiczną, geologiczną, finansową i polityczną - może w sposób naturalny zwiększyć produkcję energii o ok. 50%. To jednak wciąż pozostawia sporą lukę między zwykłym popytem i podażą o wielkości całej branży w 2000 r. Tę lukę - „strefę niepewności” - trzeba będzie ograniczyć przez połączenie nadzwyczajnego umiarkowania w zapotrzebowaniu oraz nadzwyczajnego przyspieszenia produkcji.

4. Podaż będzie starała się nadążyć za popytem. Do końca nadchodzącej dekady wzrost w produkcji ropy i gazu, które są łatwo dostępne, nie będzie odpowiedni dla przewidywanego tempa wzrostu popytu. Choć w wielu częściach świata istnieją nadwyżki węgla, problemy transportowe oraz degradacja środowiska stanowią ograniczenie dla rozwoju tej produkcji. Jednocześnie alternatywne źródła energii, takie jak biopaliwa, mogą zyskać na znaczeniu - ale nie ma idealnego rozwiązania, które pozwoli całkowicie zlikwidować napięcia na linii popyt-podaż.

5. Rozwój inteligentnych miast, wspieranie zrównoważonego rozwoju oraz komercyjne i technologiczne innowacje mogą doprowadzić do bardziej umiarkowanego popytu. Ale przyczynić się mogą do tego także gwałtowne ruchy cen, odruchowa polityka oraz niewłaściwe aspiracje. Kluczowym czynnikiem są ramy czasowe. Budynki, infrastruktura i elektrownie służą kilka dziesięcioleci. Z kolei obecna liczba samochodów może przetrwać 20 lat. Nowe technologie energetyczne muszą być wprowadzane na skalę komercyjną i potrzebują 30 lat zrównoważonego dwucyfrowego wzrostu, by osiągnąć możliwości przemysłowe i rozwijać się w sposób zrównoważony, by stanowić 1-2% systemu energetycznego. Polityka stosowana przez następne 5 lat kształtuje inwestycje przez następne 10 lat, co z kolei kształtować będzie cały globalny obraz energetyczny do 2050 r.

6. Światowy kryzys gospodarczy zbiegł się w czasie ze zmianą władzy geopolitycznej i ekonomicznej z Zachodu na Wschód. Decydującą zmianą jest transformacja globalnej ekonomii i systemu politycznego. Zmiana ta jest stopniowa, ale jej potencjalne konsekwencje są gruntowne. Kryzys gospodarczy na zachodzie może przyspieszyć ten trend. Przyszłe pokolenia mogą oceniać 2008 r. jako punkt zwrotny. Świat stoi przed okresem niepewnej polityki globalnej. Pojawiają się nowe strategiczne linie. Rosnące potęgi coraz pewniej i coraz wyraźniej upominają się o to, co ich zdaniem stanowi ich narodowe interesy. To stawia w niekorzystnym świetle globalne mechanizmy zapewnienia zbiorowego bezpieczeństwa.

7. Naciski związane z ochroną środowiska rosną. Nawet gdyby istniała możliwość utrzymania obecnego udziału paliw kopalnych w rynku energetycznym, aby reagować w ten sposób na większe zapotrzebowanie, emisje CO<sub>2</sub> mogłyby wówczas poważnie zagrozić ludzkości. Nawet przy umiarkowanym wykorzystaniu paliw kopalnych oraz skutecznym zarządzaniu dwutlenkiem węgla, droga, która nas czeka, wciąż jest pełna wyzwań. Zachowanie pożądanego poziomu koncentracji CO<sub>2</sub> w atmosferze staje się coraz trudniejsze.