



Fot. NE

Rozmowa z prof. Janem Popczykiem, Politechnika Śląska

# Bezpieczeństwo ENERGETYCZNE

w kontekście planowanych inwestycji

### W jaki sposób światowy kryzys gospodarczy może wpłynąć na realizację zapowiadanych inwestycji w polskiej energetyce?

Rozstrzygnięcia podjęte na szczycie grudniowym (11-12) w Brukseli oraz styczniowy kryzys gazowy, spowodowały destrukcyjną falę propagandowych działań na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. Mieszają się one z działaniami uwzględnionymi w strategiach przedsiębiorstw mających poważny status biznesowy.

Bilans realizowanych inwestycji wytwórczych do 2010 r. przedstawia się następująco: Pątnów – 460 MW (eksploatacja gwarancyjna), Łagisza – 460 MW (uruchomienie 2009 r.), Bełchatów – 850 MW (uruchomienie 2010 r.). Razem jest to 1770 MW.

Z kolei suma mocy zapowiadanych inwestycji wytwórczych węglowych i gazowych do 2020 r. to: ENERGA (w strategii do 2015 r.) – 1600 MW (blok węglowy w Ostrołęce i elektrociepłownie na gaz ziemny, w tym elektrociepłownia w Gdańsku na gładron, realizowana z PGNiG oraz Lotosem), ENEA – 2000 MW (bloki węglowe, budowa do 2015 r.), Elektrownia Rybnik – 1000 MW (blok węglowy), RWE – 800 MW (blok węglowy, budowa do 2016 r.), Vattenfall – 460 MW (blok węglowy, budowa do 2015 r.), TAURON (w planach do 2020 r.) – 1600 MW (bloki węglowe w Jaworznie III i Blachowni oraz gazowy w Stalowej Woli), PGE – 1200 MW (dwa bloki węglowe w Opolu, jeden blok na węgiel brunatny w Turowie).

Razem wychodzi 7460 MW w blokach na węgiel kamienny, 400 MW w blokach na węgiel brunatny oraz 800 MW w blokach combi na gaz ziemny.

Kolejne zapowiadane inwestycje w sektorze wytwórczym do 2020 r. to inwestycje w energetykę atomową: PGE (inwestycje w zapowiadanych rząd) – 7300 MW (900 MW – Ignalina, uruchomienie w 2016 r., 6400 MW – dwie elektrownie w Polsce wybudowane do 2020 r., po dwa bloki, moc jednostkowa bloku 1600 MW).

Uważam, że koniecznym jest ograniczenie wyścigu polegającego na składaniu deklaracji w sprawie działań, po stronie wytwarzania, na rzecz bezpieczeństwa energetycznego.

### Co z tych planów inwestycyjnych wynika?

Wyszczególnione inwestycje – daleko niekompletne – nie uwzględniają części inwestycji zgłoszonych do Ministerstwa Gospodarki w ostatnich dniach grudnia 2009 r., pod wpływem ulg przyznanych Polsce na szczycie grudniowym dotyczących opłat za emisje CO<sub>2</sub>.

„ (...) zrealizowanie programu budowy bezpieczeństwa elektroenergetycznego za pomocą zapowiadanych inwestycji narazi Polskę na niewyobrażalne nowe koszty osieroczone, które ostabią na trwałe, co najmniej do 2050 r., podstawy rozwoju gospodarki

Łącznie wyszczególnione inwestycje mają roczny potencjał produkcyjny energii elektrycznej wynoszący ponad 122 TWh. Prognozowana produkcja energii elektrycznej w 2020 r. wyniesie nie więcej niż 190 TWh, przy rocznym wzroście rynku wynoszącym 1,5%. Uważam, że byłby to wzrost optymistyczny, gdyż można się spodziewać, że kryzys gospodarczy spowoduje przekształcenie światowej gospodarki w mniej elektrochłoną. Z tego na energię odnawialną przypadnie około 45 TWh. Czyli istniejące obecnie węglowe moce wytwórcze powinny ogra-

niczyć produkcję z około 150 TWh do około 23 TWh, a moce z około 35 tys. MW do około 9 tys. MW. Będzie tak przy uwzględnieniu wymaganej rezerwy mocy wynoszącej około 14% i dyspozycyjności źródeł wiatrowych około 10%.

### Czy jest realne, aby osiągnąć te wartości?

Moim zdaniem jest to nierealistyczne i nierozsądne. W szczególności potrzebne nakłady inwestycyjne na przywołane projekty wytwórcze wynoszą nie mniej niż 40 mld euro. Przy obecnym kursie walutowym jest to około 185 mld zł. Korzystając z inżynierskiej reguły mówiącej o tym, że w przypadku źródeł wielkoskalowych na każdy milion zł nakładów inwestycyjnych w wytwarzaniu potrzebne są w sieciach nakłady inwestycyjne wynoszące 0,7 mln zł, można w przybliżeniu oszacować nakłady inwestycyjne potrzebne na budowę sieci. Wynoszą one około 130 mld zł.

### Zrealizowanie programu budowy bezpieczeństwa elektroenergetycznego wiąże się również z inwestycjami w górnictwie węgla kamiennego...

Niezbędne do 2015 r. nakłady inwestycyjne w górnictwie węgla kamiennego są obecnie oceniane na około 20 mld zł. Przynajmniej połowa tych nakładów musi być powiązana z potrzebami paliwowymi elektroenergetyki. Czyli roczne koszty amortyzacji i oczekiwane przez inwestorów wynagrodzenie kapitału, z tytułu inwestycji wytwórczych, sieciowych i w górnictwie węgla kamiennego, wyniosą łącznie nie mniej niż 38 mld zł. Koszty te przekładają się na wzrost (u odbiorcy końcowego) kosztu jednostkowego energii elektrycznej produkowanej w segmentach węglowym i atomowym (poza segmentem energetyki odnawialnej) o około 280 zł/MWh. Założono, że straty sieciowe w przypadku segmentu energetyki wielkoskalowej wynoszą około 10%. Ponadto, nale-

ży pamiętać, że założone nakłady inwestycyjne na energetykę węglową uwzględniają bloki fluidalne i nadkrytyczne, nie uwzględniają natomiast jeszcze czystych technologii CCS oraz IGCC. Dlatego do kosztów energii elektrycznej trzeba doliczyć, co najmniej, koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Koszty te przełożą się po 2020 r., przy cenie uprawnień wynoszącej 40 euro/t, na dodatkowy (u odbiorcy końcowego) koszt jednostkowy energii z segmentu elektrowni węglowych wynoszący ponad 150 zł/MWh. Oczywiście, koszt ten rozłożony na energię produkowaną w segmentach węglowym i atomowym będzie mniejszy, ale i tak wyniesie około 90 zł/MWh. Będzie tak przy strukturze produkcji wynikającej z mocy zapowiadanych inwestycji wytwórczych, tzn. przy stosunku produkcji energii elektrycznej w elektrowniach atomowych do produkcji w elektrowniach węglowych wynoszącym 40:60. Dlatego nie ma wątpliwości, że zrealizowanie programu budowy bezpieczeństwa elektroenergetycznego za pomocą zapowiadanych inwestycji narazi Polskę na niewyobrażalne nowe koszty osieroczone, które osłabią na trwałe, co najmniej do 2050 r., podstawy rozwoju gospodarki.

Taka sytuacja wymusza potrzebę koncentracji na działaniach w obszarze usług dla partnerów w inteligentnej energetyce, dla odbiorców w zakresie użytkowania energii elektrycznej oraz dla niezależnych inwestorów w rozproszonej energetyce wytwórczej.

#### **Jakie argumenty przemawiają na rzecz budowania rynkowego bezpieczeństwa elektroenergetycznego, w miejsce propagandowego?**

W interesie Polski jest działanie na rzecz systematycznej budowy zintegrowanego rynku podażyowo-popytowego, na którym będą konkurować inwestycje w: budowę elektrowni węglowych, budowę elektrowni atomowych, budowę elektrowni odnawialnych oraz użytkowanie energii elektrycznej. Cena energii elektrycznej z elektrowni węglowych,

bez instalacji CCS, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh. Są to szacunki własne, przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – 40 euro/t. Cena energii elektrycznej z elektrowni atomowych, u odbiorcy końcowego, to około 180 do 230 USD/MWh (dane z czasopisma Time, 12 stycznia 2009 r., uzupełnione o szacunki własne). Cena energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh (szacunki własne). Natomiast prognozowana w USA „wycena” inwestycji zapewniająca zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to około 10 do 30 USD/MWh (Time, 12 stycznia 2009 r.).



**W interesie Polski jest działanie na rzecz systematycznej budowy zintegrowanego rynku podażyowo-popytowego, na którym będą konkurować inwestycje w: budowę elektrowni węglowych, budowę elektrowni atomowych, budowę elektrowni odnawialnych oraz użytkowanie energii elektrycznej**

#### **Ale, porównanie samych cen nie jest wystarczające?**

Tak, gdyż ceny energii elektrycznej z elektrowni węglowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi emisji CO<sub>2</sub> i innymi regulacjami na rzecz ochrony

środowiska naturalnego, np. regulacji dotyczących emisji rtęci. Ceny energii elektrycznej z elektrowni atomowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa atomowego (Time, 12 stycznia 2009 r.). Ceny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będą maleć wraz z rozwojem technologii (tu potencjał jest bardzo wielki) oraz wraz ze wzrostem rynku energii odnawialnej. Jeśli chodzi o „wycenę” inwestycji zapewniających zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to można przyjąć opcję „neutralną” (kosztu krańcowego) na zintegrowanym rynku podażyowo-popytowym, na którym inwestycje te będą konkurować z inwestycjami w energetykę wytwórczą odnawialną.

Jak podaje czasopismo Time (12 stycznia 2009 r.), obecny potencjał redukcji amerykańskich rynków końcowych energii, związany z inwestycjami w jej użytkowanie (przy zastosowaniu istniejących, osiągalnych komercyjnie, technologii użytkowania), wynosi 50% w przypadku rynku ciepła, 50% w przypadku rynku transportu oraz 75% w przypadku rynku energii elektrycznej. Oczywiście, w Polsce nie można wykorzystać bezpośrednio amerykańskiego oszacowania potencjału redukcji rynku energii elektrycznej. Po pierwsze, dlatego że zużycie energii elektrycznej (chodzi o energię zużytą przez odbiorców końcowych, a nie wyprodukowaną) na mieszkańca w USA (12 MWh/rok) jest 4-krotnie większe niż w Polsce (3 MWh/rok). Po drugie, dlatego że elektrochłonność amerykańskiego PKB jest 2-krotnie mniejsza od polskiej. Uwzględniając te dwa czynniki można uznać, że polski potencjał redukcji rynku końcowego energii elektrycznej kształtuje się na poziomie około 40%. Jak widać, jest znacznie większy niż odpowiedni cel w Pakiecie energetyczno-klimatycznym 3x20.

*Rozmawiali:*

*Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak*