

spis treści

Terminal nad Bałtykiem

Już w połowie przyszłego roku wpłyną do świnoujskiego portu pierwsze metanowce pod katarską banderą. Ta płynąca do nas kilka tysięcy mil morskich flota z miesiąca na miesiąc i z roku na rok będzie się powiększać. A Bałtyk i duńskie cieśniny staną się niemal gazową autostradą. Powstający w Świnoujściu terminal LNG to instalacja do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Na świecie funkcjonuje obecnie ponad 80 tego typu obiektów, z czego niewiele ponad 20 w Europie. **D2**

Sieciowe inwestycje

30 proc. polskiej sieci dystrybucyjnej kwalifikuje się do jak najszybszej wymiany ze względu na stan techniczny. Inwestycje są jednak coraz większe. Zły stan sieci powoduje tzw. straty sieciowe. Z raportu Biura Bezpieczeństwa Narodowego wynika, że całkowita strata w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej w 2011 roku w Polsce wyniosła 10,8 TWh czyli 7,3 proc. z 147 TWh wprowadzonych do systemu. **D3**

Odbiorca i producent

Konsument będzie odgrywał ważną rolę jako uczestnik rynku i wytwórca energii. Firmy energetyczne powinny kształtować trendy rynkowe wykorzystując nowoczesne technologie i innowacyjne rozwiązania – uważa dr Filip Thon, prezes zarządu RWE Polska i członek zarządu RWE East **D4**

Kontrowersyjny prąd z atomu

Dwa lata to zbyt mało, żeby świat zapomniał o katastrofie w Fukushima. Budują się jednak kolejne stopy, bo energetyka jądrowa to nadal ważny element paliwowej układanki

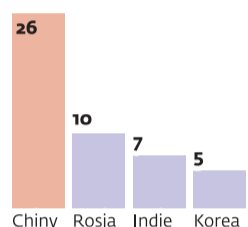
Tragedia rozpoczęła się 11 marca 2011 r. Fale potężnego tsunami wywołanego podwodnym trzęsieniem ziemi zaczęły niszczyć japońską elektrownię i awarii uległ system chłodzenia trzech z sześciu tamtejszych reaktorów. Chłodzenie to najsłabsze ogniwo budowanych w latach 70. stosów, również tych z azjatyckiej wyspy. Po odcięciu systemów chłodzących od energii zarządzająca elektrownią firma TEPCO na reakcję miała czas liczony zaledwie w godzinach. Zniszczenia spowodowane tsunami i chaos, jaki wówczas panował, nie pozwoliły na uruchomienie zastępczych dostaw energii niezbędnych do zrestartowania systemów bezpieczeństwa ani alternatywny transport wody do schłodzenia topiących się rdzeni paliwowych. Cały świat z wypiekami na twarzy obserwował, jak wybuchały kolejne reaktory.

Strach i fakty

Prof. Andrzej Strupczewski, specjalista od bezpieczeństwa jądrowego z Narodowego Centrum Badań Jądrowych, zapewnia w rozmowie z DGP, że w Japonii nie doszło do katastrofy radiologicznej. – Od promieniowania w Fukushima nikt nie zginął, a promieniowanie, jakiemu poddani zostali mieszkańcy dwóch najbardziej narażonych na nie miasteczek, tylko nieznacznie podniosło ryzyko zachorowalności na raka – mówi prof. Andrzej Strupczewski. Przyrodnicza tragedia, w wyniku której zginęło 20

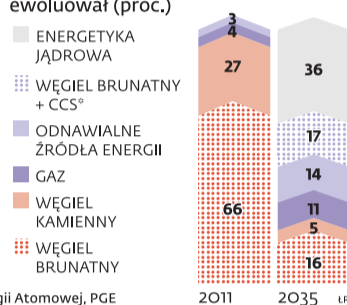
Energetyka jądrowa

Reaktory w budowie – pierwsza czwórka



*CCS – wychwytywanie i składowanie CO₂. Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej, PGE

Miks paliwowy PGE będzie ewoluował (proc.)



tys. osób, na zawsze już jednak powiązana będzie z awarią w elektrowni jądrowej. To musi odcisnąć piętno na branży. Dziś na całym świecie pracuje ponad 430 reaktorów jądrowych, a udział atomu w światowym miksie energetycznym wynosi dziś 12,3 proc. Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA) obcięła jednak swoje prognozy rozwoju rynku o 9 proc. Jak twierdzą eksperci, moc elektrowni jądrowych z dzisiejszych 370 GW do 2030 r. urośnie już tylko do 456 GW, choć jeszcze przed rokiem w branży można było znaleźć hurraoptymistyczne scenariusze mówiące o podwojeniu rynku. Czy słusznie świat żyje w strachu? W ponad 60-letniej historii energetyki jądrowej do śmiertelnych wypadków wywołanych awariami atomówek doszło zaledwie raz. Pierwszy raz tragedia wydarzyła się w Czarnobylu. Do dziś nie ma pewności, czy radzieckie władze nie zafałszowały oficjalnych statystyk, ale te i tak mówią o 31 ofia-

rach śmiertelnych. Ile osób umarło w wyniku napromieniowania z powodu zbyt późnej ewakuacji 300 tys. ludzi z zagrożonych terenów, nie wiadomo. Podczas awarii elektrowni Fukushima w wyniku wybuchu i częściowego stopienia rdzenia reaktorów nie zmarł ani jeden pracownik siłowni. Trzech zginęło w wyniku obrażeń wywołanych trzęsieniem ziemi i tsunami. W pozostałych szesnastu poważnych awariach elektrowni, do jakich doszło w latach 1951–2011 nie było więcej ofiar śmiertelnych.

Europa do tyłu

To dlatego z energetyki jądrowej w Europie wycofały się przede wszystkim Niemcy, choć głównie z politycznych względów, Włosi (przestraszili się trzęsieniem ziemi) oraz Szwajcarzy. Budują Finowie, Rosjanie, Słowacy, Czesi i Węgrzy oraz Anglicy. Powód – choć jak wskazuje raport firmy doradczej Ernst & Young, od atomu droższa jest tylko elektrownia wodna, to jednak na etapie eks-

ploatacji to jedno z najtańszych źródeł energii, jakie zna człowiek. Koszt paliwa to w przypadku produkcji energii elektrycznej w jądrowej elektrowni zaledwie 5 proc. (nawet jeśli kryzys wywinduje cenę uranu o 100 proc., koszty podskoczą zaledwie o 5 pkt proc.). I przy tym zero emisyjne, co zwłaszcza w opętanej ideą ograniczenia emisji dwutlenku węgla za wszelką cenę Europie ma kolosalne znaczenie.

Czy Polska produkująca dziś blisko 90 proc. energii z brudnego węgla również wybuduje własną elektrownię?

– Polski projekt jądrowy nadal pozostaje jednym z priorytetów – zapewnia Magdalena Kobos, szefowa biura komunikacji społecznej Ministerstwa Skarbu Państwa.

– W przyszłym koszyku energetycznym jest miejsce zarówno dla elektrowni jądrowej, pracującej w podstawie systemu energetycznego, jak i dla elektrowni gazowych – informuje DGP Iwona Dżygała z Ministerstwa Gospodarki.

Do końca marca PGE, KGHM, Tauron i Enea ustalią więc warunki, na jakich obejmą udziały w spółce polskiej do budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej. Choć rząd ciągle popiera realizację programu atomowego, losy projekty zdaje się pozostawiać w rękach atomowego sojuszu, bo jak oświadczył w lutym Mikołaj Budzanowski, minister skarbu państwa, rząd nie będzie wspierał finansowo

tej inwestycji. Z tego powodu zwolennicy energii jądrowej pikietowali 11 marca pod oknami ministra pod hasłem „Tak dla atomu – nie dla Gazpromu”.

Państwo pomoże?

Czy PGE uda się zebrać finansowanie dla gigantycznego przedsięwzięcia? Na razie Krzysztof Kilian, prezes spółki, co jakiś czas publicznie upomina się o pomoc państwa. Bez niej jego zdaniem budowa nie będzie możliwa.

Rację przyznaje mu Luc Oursel, prezes Arevy, która ubiega się o polskie zamówienie.

– Wszystkie narzędzia, które pomagają kształtować długoterminową przewidywalność projektu, są dobre. To ważne zwłaszcza w czasach kryzysu, kiedy instytucje finansowe trzeba zachęcać do kapitałowego wejścia. Moim zdaniem w Polsce finansowaniem elektrowni jądrowej zainteresowane powinny być otwarte fundusze emerytalne. Ich działalność dobrze pasuje do długoterminowego charakteru jądrowych inwestycji – proponuje szef francuskiego koncernu.

Wstępne rozmowy z potencjalnymi uczestnikami projektu mają się zakończyć do końca maja 2013 r. Potem rozpocznie się wyścig po kontrakt za co najmniej 35 do 55 mld zł. Oficjalny harmonogram zakłada, że zwycięskie konsorcjum poznamy w 2015 r. Wtedy powinna być już znana miejsce pod przyszłe reaktory.

Maciej Szczepaniuk

Unia Europejska musi uwzględnić krajowe uwarunkowania

Beata Jacewska:

Backloading jest niepotrzebną, sztuczną interwencją w system

Wkrótce Parlament Europejski będzie głosował w sprawie propozycji Komisji Europejskiej chcącej przesunąć aukcję 900 mln ton CO₂ (backloading). Jaki może być wynik głosowania?

Wynik głosowania Parlamentu Europejskiego w tej kwestii trudno przewidzieć. Komisja przemysłu, badań naukowych i energii (ITRE) Parlamentu Europejskiego 24 stycznia wypowiedziała się negatywnie w sprawie propozycji Komisji Europejskiej, która chce wycofania z rynku aukcyjnego 900 mln uprawnień do emisji CO₂. Odwrotnie jednak

zagłosowała komisja ochrony środowiska naturalnego, zdrowia publicznego i bezpieczeństwa żywności (ENVI) 19 lutego 2013 r., która poparła propozycje KE.

Podczas debaty w Parlamencie Europejskim na temat backloadingu będą ważne nie tylko głosy narodowe, ale też ustalenia poszczególnych frakcji politycznych. Jestem umiarkowaną optymistką, gdyż widzę ewolucję stanowiska od absolutnego poparcia propozycji Komisji Europejskiej do zgłaszania wątpliwości i twierdzenia, że backloading jest niekoniecznie najlepszym pomysłem na regulację rynku CO₂ w Europie. Głosowanie w tej sprawie może nastąpić już podczas kwietniowej sesji PE w Strasburgu.

Co się zdarzy po głosowaniu w PE? Jaka będzie dalsza procedura prac nad propozycją Komisji Europejskiej?

Głosowanie podczas sesji plenarnej Parlamentu Europejskiego nie zakończy jeszcze tej dyskusji. W tej kwestii nadal będzie prowadzony dialog międzyinstytucjonalny. Stanowisko Parlamentu Europejskiego jest potrzebne do podjęcia ustaleń z Radą Unii Europejskiej, czyli rządami wszystkich państw członkowskich UE. Wydaje się, że niezależnie od tego, jaki będzie wynik głosowania w PE nad mandatem do rozmów w Radzie, to ustalenia między instytucjami mogą ostatecznie zmienić oryginalną propozycję Komisji Europejskiej.



Beata Jacewska
wiceminister środowiska

Część państw Europy Środkowej, jak Słowacja, popiera tę propozycję. Skąd biorą się takie rozbieżności?

Polska ma odmienne zdanie w kwestii backloadingu, jest śmiy zdecydowanie przeciwni tej propozycji. Dla mnie

backloading jest niepotrzebną, sztuczną interwencją w system, który został wymyślony jako system działający w sposób rynkowy.

Różnice pomiędzy Polską a Słowacją w tej kwestii mogą wynikać m.in. z odmiennych systemów wsparcia inwestycji proekologicznych. Na Słowacji inwestycje te są wspierane środkami z handlu CO₂, a w Polsce są one wspierane przez NFOŚiGW, który jest finansowany z opłat przedsiębiorstw korzystających ze środowiska naturalnego.

Warto podkreślić, że nawet prezentując tak jednoznaczne stanowisko jak w sprawie backloadingu, Polska nie występuje przeciwko europejskiej polityce energetycznej czy klima-

tycznej, a jedynie opowiada się przeciwko zaostreniu tej polityki. Dlatego Polska w 2012 r. nie zgodziła się na zwiększenie celów redukcyjnych dotyczących emisji CO₂, argumentując, że propozycje te zostały źle wyliczone. Polityka UE nie może na poziomie szczegółowych rozwiązań być taka sama dla wszystkich państw członkowskich. Każde z państw powinno mieć możliwość tak dostosować na poziomie krajowym instrumenty realizacji polityki europejskiej, aby jednocześnie móc realizować wspólne europejskie cele, ale w oparciu o krajowe uwarunkowania i możliwości.

Rozmawiał Dariusz Ciepela, dziennikarz miesięcznika Nowy Przemysł i portalu wnp.pl

Terminal nad Bałtykiem

Wybudowanie terminalu LNG w Świnoujściu umożliwi odbiór skroplonego gazu ziemnego praktycznie z dowolnego kierunku na świecie. Prace nad tym **strategicznym obiektem** idą pełną parą

Już w drugiej połowie przyszłego roku – według przyjętego harmonogramu – wpłyną do świnoujskiego portu pierwsze metanowce pod katarską banderą. Tymczasem na morskim horyzoncie turyści mogą obserwować, jak z dnia na dzień rośnie najważniejsza inwestycja paliwowa ostatnich dziesięcioleci.

Powstający terminal LNG to instalacja do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (ang. LNG – Liquefied Natural Gas). W tej chwili na świecie funkcjonuje ponad 90 tego typu obiektów, z czego niewiele ponad 20 w Europie.

Świnoujski terminal będzie jednak pierwszym w naszej części kontynentu. Jest to projekt pod wieloma względami wyjątkowy. Ma on być częścią promowanego przez Unię Europejską korytarza gazowego Północ-Południe, który zakłada połączenie naszego gazoportu z planowanym terminalem LNG w Chorwacji poprzez systemy przesyłowe Polski, Czech, Słowacji i Węgry. Ten gazowy korytarz to ambitne przedsięwzięcie, które ma zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne całej Europy Środkowo-Wschodniej.

Jedyna taka budowa

Początki projektu sięgają 2008 roku, kiedy rząd podjął uchwałę, w której budowa terminalu LNG uznana została za inwestycję strategiczną dla interesów naszego kraju. Chodziło przede wszystkim o dywersyfikację źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego oraz zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Już rok później konsorcjum kierowane przez Kandydzyków zakończyło prace projektowe. Przedsięwzięcie zaczęło nabierać tempa. W połowie 2010 roku Polskie LNG, spółka zarządzająca inwestycją, wybrała wykonawcę inwestycji (grupa firm z Włoch, Francji, Kanady i Polski, pod przewodnictwem włoskiej spółki Saipem) oraz nadzorcę budowy (firma Atkins). W efekcie w marcu 2011 r. wbito pierwszą łopate.

Terminal LNG w szybkim tempie powstaje na prawym

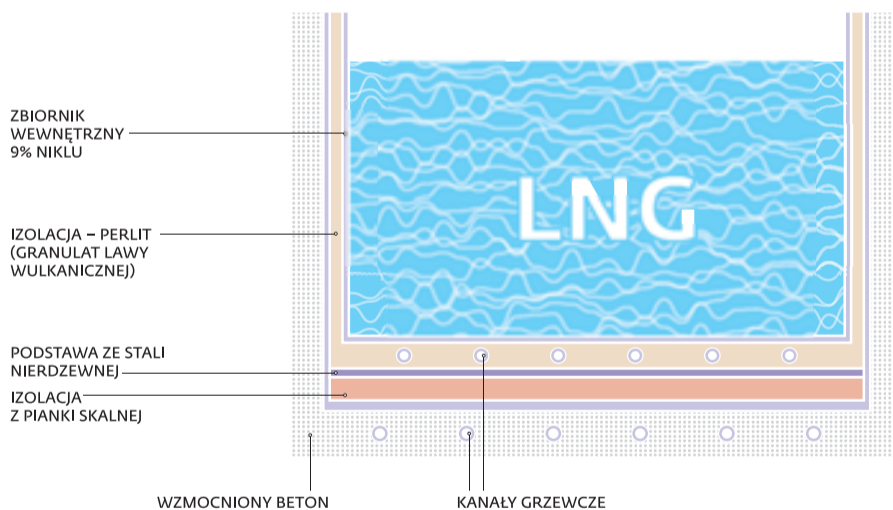


Prace budowlane w świnoujskim terminalu

brzegu rzeki Świny, na terenie, który od dawna przeznaczony jest pod rozwój portu. Czasu jest coraz mniej, więc na budowie prace idą pełną parą.

– W lipcu ubiegłego roku, a zatem w szczycie sezonu budowlanego, na placu było do 400 pracowników. Dzisiaj jest ich około 1000. Mocno przyspieszamy – potwierdza Rafał Wardziński, prezes Polskiego LNG.

Przekrój zbiornika LNG



Prace przy budowie zbiorników, czyli kluczowym etapem całego przedsięwzięcia, prowadzone są niekiedy przez 24 godziny, przez siedem dni w tygodniu.

W lipcu ubiegłego roku miało miejsce wydarzenie niespotykane dotąd w całym regionie Europy Środkowej. W celu zabudowy zbiornika dachem uniesiono ważącą 600 ton stalową kopułę. Wykorzystano w tym celu

nie dźwigi, lecz sprężone powietrze. Dach zbiornika LNG o powierzchni 4,7 tys. mkw. (tyle wynosi powierzchnia dwóch boisk Orlików) i ważyący tyle co trzy samoloty typu Boeing 747 został podniesiony metodą poduszki powietrznej w ciągu zaledwie 188 minut na wysokość 42 m. polegającej na kontrolowanej zmianie ciśnienia powietrza wytworzonego pod kopułą dachu. W grudniu zakończono ko-

lejną skomplikowaną operację – betonowanie kopuły na pierwszym zbiorniku LNG. Prace trwały nieprzerwanie przez prawie 48 godzin. Ten etap robót był absolutnie wyjątkowy – prowadzono je na wysokości ponad 40 m nad ziemią i to przy niesprzyjających warunkach atmosferycznych.

– Prace przebiegły zgodnie z planem, a co najważniejsze z zachowaniem najwyższych norm jakościowych – podkreśla Maciej Mazur ze spółki Polskie LNG.

Betonowanie było prowadzone przy użyciu kilku pomp z równoległym betonowaniem z pojemników przy użyciu nawet trzech żurawi. Bezpośrednio przy tej operacji pracowało niemal 80 osób. Powstała konstrukcja o wadze zbliżonej do wieży Eiffla.

Praca na dłużej

Pierwsze wizyty potężnych metanowców w Świnoujściu to niedaleka przyszłość. Ale dla samej inwestycji to będzie dopiero połowa drogi. Wszystko wskazuje bowiem na to, że terminal zostanie rozbudowany. Przeprowadzone na przełomie lat 2012/2013 badania przez Polskie LNG wskazują na znaczne zapotrzebowanie

Kluczowe fakty

- Prace projektowe nad świnoujskim terminalem zakończono w 2009 roku, a budowa ruszyła w marcu 2011 roku.
- W grudniu 2012 r. zakończono betonowanie dachu pierwszego zbiornika (łącznie wylane zostanie około 2200 m sześć. betonu).
- Zapotrzebowanie firm zgłoszone w badaniu przeprowadzonym przez Polskie LNG wykazało, że w roku 2020 osiągnie poziom około 800 tys. m sześć./h, czyli bliski maksymalnych możliwości regazyfikacji w terminalu po jego rozbudowie (860 tys. m sześć./h).

na zwiększenie mocy regazyfikacji, jak również inne usługi, które mogłyby być świadczone w Świnoujściu. Chodzi przede wszystkim o przeładunek LNG na cysterny samochodowe i cysterny kolejowe, bunkrowanie statków paliwem LNG, przeładunek LNG na mniejsze jednostki pływające oraz usługę magazynowania LNG w terminalu w latach 2015–2029.

Szacuje się, że w 2020 roku zapotrzebowanie na usługi osiągnie poziom bliski maksymalnych możliwości terminalu po jego ewentualnej rozbudowie (w I etapie terminal ma dysponować mocami regazyfikacyjnymi na poziomie 5 mld m sześć. surowca rocznie, a po rozbudowie – 7,5 mld m sześć.).

– Rynek wysłał nam jasny komunikat, że powinniśmy kontynuować prace, które pozwolą nam na podjęcie decyzji o rozbudowie terminalu LNG – podkreśla prezes Wardziński. Bardzo obiecujące wyniki badań wśród firm z branży sprawiły, że konieczna jest decyzja o rozbudowie terminalu LNG. Czas nagli, dlatego zostanie ona podjęta najprawdopodobniej jeszcze w 2013 roku.

Michał Duszczyk/DS

Unia Europejska stawia na gaz skroplony w transporcie

Skroplony gaz ziemny jest zdaniem Komisji Europejskiej **najbardziej perspektywicznym** alternatywnym paliwem dla transportu wodnego

Gaz LNG może już wkrótce wyeliminować olej napędowy jako główne paliwo floty pływającej po Bałtyku. Armatorzy w dłuższej perspektywie będą wymieniać tradycyjne jednostki na te napędzane gazem LNG. To znakomita wiadomość dla budowniczych i właścicieli świnoujskiego terminalu gazowego.

To wynik zapisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/33/UE z 21 listopada 2012 roku zmieniającej dyrektywę Rady 1999/32/WE w zakresie zawartości siarki w paliwach żeglugowych. Podobne wnioski płyną z pakietu „Czysta energia dla transportu” przedstawionego w styczniu tego roku przez Dyrekcję Generalną ds. transportu w Komisji Europejskiej.

W dokumencie towarzyszącym pakietowi Bruksela zwróciła uwagę na walory LNG zarówno w kontekście środowiskowym, jak i ekonomicznym. Ten dokument nierozdzielnie wiąże się z dyrektywą przegłosowaną w październiku 2012 roku w Parlamencie

Europejskim w sprawie ustanowienia dziesięciokrotnie niższego limitu zawartości siarki w paliwie wszystkich jednostek pływających na Bałtyku, Morzu Północnym oraz kanale La Manche (z obecnego 1 proc. do 0,1 proc.). Nowe normy mają obowiązywać już od 2015 roku.

Niebawem nasz terminal w naturalny sposób stanie się beneficjentem zapowiedzianych zmian. A skutkiem nowego unijnego prawa będzie wzrost zapotrzebowania na tankowanie jednostek pływających po europejskich morzach gazem LNG.

Unijni decydenci wskazali przede wszystkim na wysokie walory środowiskowe i ekono-

miczne zastosowania LNG, najpierw w żegludze, a być może wkrótce także w transporcie lądowym. Argumentów przemawiających za LNG jest kilka.

Na pierwszy plan wysuwany jest walor ekologiczny LNG, co wiąże się głównie z niższą emisją gazów cieplarnianych. Od grudnia ubiegłego roku na terenie Unii Europejskiej obowiązują nowe przepisy dotyczące paliw używanych w żegludze co w praktyce oznacza wyeliminowanie najpopularniejszego dotychczas paliwa jakim jest ciężki olej napędowy, czyli mazut.

Za zmianami idącymi w kierunku upowszechnienia LNG przemawia także

aspekt ekonomiczny. W pakiecie „Czysta energia dla transportu” zaprezentowano porównanie kosztów różnego rodzaju paliw żeglugowych. Koszt LNG oscylował w połowie 2012 roku wokół 300–410 euro, a dla porównania koszt oleju napędowego wynosił ok. 480 euro, zaś oleju napędowego o niskiej zawartości siarki – ok. 780 euro.

Ale zmiany w żegludze to dopiero początek dobrej pasy dla LNG. Zdaniem Brukseli skroplony gaz może być wykorzystywany również jako relatywnie tanie i ekologiczne paliwo silnikowe dla pojazdów lądowych. Komisja planuje zainicjowanie wielu działań, które mają promo-

wać i stymulować rozwój infrastruktury LNG w transporcie lądowym. Bruksela w pierwszej kolejności chce wspierać rozwój stałych i ruchomych stacji uzupełniania paliw oraz rozbudowę instalacji do tankowania LNG przez ciężarówki. Wyrazem tego jest propozycja KE, by do 2020 roku stacje takie znajdowały się przy drogach transeuropejskich w odległości nie większej niż co 400 km.

W ten sposób świnoujski terminal w miarę upływu czasu nabiera coraz większego znaczenia nie tylko jako alternatywny sposób importu gazu, ale też ważny gracz na rynku paliw w ogóle.

MD/DS

Poprawia się stan sieci elektroenergetycznej

30 proc. polskiej sieci dystrybucyjnej kwalifikuje się do jak najszybszej wymiany ze względu na **stan techniczny**. Inwestycje są jednak coraz większe

Średni wiek sieci dystrybucyjnej to ok. 30 lat. Nawet ok. 30 proc. polskiej sieci dystrybucyjnej kwalifikuje się do jak najszybszej wymiany ze względu na stan techniczny. Stopień dekapitalizacji majątku dystrybucyjnego w Polsce to około 75 proc. Problemem są stare stacje transformatorowe i stare linie – wynika z analizy Domu Maklerskiego PKO BP.

Duże straty

Zły stan sieci powoduje straty sieciowe. Większość ma miejsce w sieciach dystrybucyjnych. Zwłaszcza na obszarach wiejskich odczuwane są problemy z zasilaniem związane ze słabym stanem infrastruktury.

Autorzy raportu DM PKO BP zwracają uwagę, że dane o wysokości strat sieciowych są zróżnicowane, ale zgodnie alarmujące. W niektórych publikacjach pojawiają się szacunki nawet 12 proc. strat w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej. Analitycy DM PKO BP powołują się na raport Biura Bezpieczeństwa Narodowego (BBN), z którego wynika, że całkowita strata w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej w 2011 r. w Polsce wyniosła 10,8 TWh, czyli 7,3 proc. z 147 TWh wprowadzonych do systemu. Około 85 proc. tej straty (9,2 TWh) było wygenerowane w sieciach dystrybucyjnych, reszta strat nastąpiła w sieci przesyłkowej.

– To i tak zdecydowana poprawa w stosunku do lat ubiegłych. Jednak potencjał do poprawy zostaje ciągle duży. W wysoko rozwiniętych krajach współczynnik strat wynosi nawet tylko 4 proc. – zwracają uwagę analitycy DM PKO BP.

Artur Różycki, prezes zarządu Enea Operator oraz prezes Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) zrzeszającego operatorów sieci dystrybucyjnych i operatora sieci przesyłkowej, zwraca uwagę, że z działalnością sieci są związane dwa podstawowe problemy. Pierwszy to wiek sieci elektroenergetycznych, a drugi to ich małe zagęszczenie.

– Ten problem dotyczy całego kraju. Jeśli porównamy zagęszczenie sieci przesyłkowej i dystrybucyjnej w Polsce i w innych krajach Europy, to zauważymy, że w naszym kraju jest ono znacznie mniejsze. Mamy w tej kwestii wiele do nadrobienia – podkreśla Artur Różycki.

Regulator pomaga

Przedstawiciele sektora zapowiadają jednak, że stan sie-

ci będzie systematycznie się poprawiał.

– Polityka regulacyjna sprzyja inwestycjom w sieć dystrybucyjną i obecnie są dużo lepsze warunki do finansowania inwestycji sieciowych, niż to było kilka lat temu. Zaległości są jednak spore – mówi Artur Różycki.

Ważną rolę regulatora podkreślają również analitycy DM PKO BP. Zwracają uwagę, że Urząd Regulacji Energetyki (URE) uzgadnia z podmiotami rynkowymi skalę inwestycji, która następnie jest weryfikowana przy okazji ustalania taryf na dystrybucję energii elektrycznej.

Już 2011 r. pokazał istotny wzrost inwestycji w segmencie dystrybucyjnym. Duże inwestycje operatorów miały miejsce również w roku 2012, większe mogą być w roku 2013.

Inwestycje w sieć dystrybucyjną realizowane są przez polskie koncerny energetyczne: Tauron, PGE, Energa i Eneę.

– Wydatki na dystrybucję powinny dalej rosnąć, choć w nieco bardziej zrównoważonym tempie. Szczyt inwestycji w tym cyklu powinien przypaść na rok 2014. Według deklaracji w latach 2012–2015 operatorzy średniorocznie powinni wydawać 6,8 mld

zł. Jest to średniorocznie niemal o 45 proc. więcej niż w 2011 r. – szacują analitycy DM PKO BP.

Choć dzięki polityce regulacyjnej operatorzy nie narzekają na brak pieniędzy, to zwracają uwagę na inne przeszkody.

– Przy realizacji inwestycji borykamy się z dwoma głównymi problemami. Pierwszy z nich to uzyskanie prawa drogi, a drugi to kwestie środowiskowe. Coraz lepiej się nam współpracuje z samorządami i podmiotami wydającymi decyzje administracyjne. Organy samorządowe coraz bardziej rozumieją istotę infrastruktury i potrzeby

jej rozwoju – ocenia Artur Różycki.

Sieć i produkcja

Raport DM PKO BP zwraca uwagę, że po latach, w których główny nurt dyskusji koncentrował się na odtworzeniu majątku wytwórczego polskiej energetyki, coraz większy akcent kładziony jest na inwestycje w sieć dystrybucyjną. Olbrzymie nakłady potrzebne do realizacji projektów wytwórczych, komplikacja tych projektów, niepewność otoczenia regulacyjnego, kryzys ekonomiczny i związana z nim weryfikacja ścieżki wzrostu zapotrzebowania na ener-

gię – wszystko to sprawiło, że koncerny energetyczne kładą coraz większy nacisk na inwestycje w sieć dystrybucyjną.

W raporcie zwrócono uwagę, że inwestycje sieciowe są prostsze w realizacji, o łatwiejszym do przewidzenia zwrocie i krytyczne dla bezpieczeństwa energetycznego. Raport przywołuje deklarację prezesa Energi Miroława Bielińskiego, który stwierdził, że główne ryzyko dla stabilności polskiego systemu tkwi właśnie w stanie sieci dystrybucyjnych.

Dariusz Ciepiela,
dziennikarz miesięcznika
Nowy Przemysł i portalu wnp.pl



Liczy się
ENERGIA

W grze liczy się każde słowo.
W biznesie liczy się każdy ruch.
Z naszą energią osiągniesz sukces.

Przyłącz się do nas

www.tauron-pe.pl

Odbiorca energii będzie również producentem

Firmy energetyczne powinny kształtować trendy rynkowe, wykorzystując nowoczesne technologie i innowacyjne rozwiązania – uważa dr **Filip Thon**, prezes zarządu RWE Polska i członek zarządu RWE East

Mimo młodego wieku w środowisku europejskiej energetyki Filip Thon nie jest nowicjuszem. Jest aktywny zawodowo w branży od 1995 roku. Od pięciu lat kieruje RWE Polska. A po utworzeniu w 2011 roku spółki RWE East został również członkiem zarządu tej firmy odpowiedzialnym za działalność operacyjną obejmującą handel i dystrybucję.

Od konsultanta do prezesa

Filip Thon ma przegląd sytuacji w energetyce dużej grupy krajów europejskich. RWE East należy do koncernu RWE, który w 2012 roku osiągnął przychody w wysokości 53 miliardów euro, zapatruje w energię 17 milionów klientów i 8 milionów klientów w gaz w Europie. RWE East zarządza biznesem koncernu w regionie Europy środkowej i Południowej, m.in. w Czechach, Polsce, na Słowacji, Węgrzech, w Turcji i Chorwacji.

W Polsce spółka RWE, którą kieruje Filip Thon, koncentruje się na dystrybucji i sprzedaży energii oraz inwestuje rocznie ok. 50 milionów euro w rozwój sieci energetycznej stolicy. Poza tym RWE wytwarza energię z odnawialnych źródeł. Obecnie dysponuje zainstalowanymi mocami 152 megawatów energii wiatrowej, a planuje zwiększenie ich do 300 MW w 2015 roku. Całość inwestycji spółki w farmy wiatrowe o mocy 300 MW w Polsce to 0,5 miliarda euro.

Filip Thon pracuje w RWE od 2004 roku, kiedy został powołany na stanowisko członka zarządu RWE Transgas w Czechach. W 2007 roku został wiceprezesem firmy

i zarządzał portfelem gazu ziemnego RWE w Czechach przynoszącym ponad 3 miliardy euro przychodów ze sprzedaży ponad 90 TWh gazu ziemnego.

Thon karierę w branży rozpoczął z pozycji doradcy i eksperta, bowiem pierwsze doświadczenia w energetyce zaczął zdobywać od 1995 roku jako konsultant w firmie Accenture we Frankfurcie nad Menem, gdzie zajmował się między innymi międzynarodowymi projektami związanymi z sektorami gazu ziemnego i energii elektrycznej. Następnie doradzał firmom w zakresie strategicznym oraz dużym europejskim firmom energetycznym w restrukturyzacji i zmianach organizacyjnych. Jest absolwentem Uniwersytetu Technologicznego Chemicznego w Pradze i otrzymał tytuł doktora w zakresie energetyki na Politechnice Ostrawskiej w Czechach.

Zmiany w energetycznym miksie

Doświadczenie i wysoka pozycja w europejskich strukturach koncernu pozwala mu na szersze spojrzenie na problemy polskiej energetyki. Jeśli chodzi o koncepcję miksu energetycznego i miejsca w niej energetyki, Filip Thon uważa, że należy się spodziewać zasadniczych zmian w modelu rynku energii w przyszłości.

– W nowym modelu rola energetyki jądrowej nie jest jasna. Bardzo wysokie koszty inwestycyjne tej technologii wymagają często specjalnych systemów wsparcia. Działając na wielu rynkach, widzimy różne drogi, jakie państwa obierają w celu zapewnienia



Filip Thon: Takie same zasady muszą obowiązywać wszystkich uczestników rynku. Wierzę w rzetelną konkurencję

sobie długofalowego bezpieczeństwa energetycznego. W tym kontekście możemy spojrzeć na rynek niemiecki, gdzie rząd zdecydował się na całkowitą likwidację elektrowni jądrowych. Odwrotnie do Wielkiej Brytanii, która swoją politykę energetyczną nadal opiera między innymi na energii jądrowej – diagnozuje Filip Thon.

Przewiduje, że w najbliższych latach energetyczny bilans Europy i Polski będzie oparty na odpowiednio zrównoważonym miksie różnych źródeł energii.

Jaka będzie w tym krajozbie energetycznym rola OZE? Zdaniem prezesa RWE Polska energetyka odnawialna nawet w przyszłości nie będzie funkcjonowała bez pomocy konwencjonalnych elektrowni, które pozostaną niezbędne jako moc podstawowa lub przynajmniej moc zapasowa.

– Odnawialne źródła energii są zbyt niestabilne, aby mogły samodzielnie zaspokoić popyt na energię elektryczną – wyjaśnia Filip Thon.

Zwraca uwagę na to, co w ciągu kilku ostatnich lat wydarzyło się w Niemczech. Otóż w związku ze wsparciem państwa dla energetyki

odnawialnej, przy równoczesnym spadku kosztów paneli fotowoltaicznych, do systemu zostały podłączone ogniwa o mocy sięgającej 32 tys. MW. I energia odnawialna stopniowo zaczyna wypierać z rynku energię wytwarzaną w blokach gazowych i innych konwencjonalnych źródłach.

– Polski scenariusz powinien uwzględniać rosnący udział OZE w miksie energetycznym oraz umożliwić rozwój i niezbędne w energetyce inwestycje – prognozuje Thon.

Uwalnianie rynku

Zdaniem prezesa RWE Polska dla branży w Polsce ważne będą dwa procesy: uwalnianie rynku i implementacja nowych technologii wraz z inwestycjami w sieci przesyłowe.

– Bardzo mocno wierzę w rynek i rzetelną konkurencję – deklaruje, dodając, że warunki rynkowe muszą być sprawiedliwe i takie same zasady muszą obowiązywać wszystkich uczestników rynku.

– Tempo zmian zależy od decyzji regulatora. Według mnie proces ten nie powinien już potrwać zbyt długo. Stopniowa deregulacja

rynku w Polsce i jego uwalnianie, jak stało się w przypadku klientów biznesowych, pokazały, że nie ma się czego obawiać – ocenia Filip Thon.

Deregulacja w dużym stopniu będzie wpływać na zmiany zachowań konsumentów i technologie.

– W przeszłości konsument był po prostu „punktem poboru” energii. Dzisiaj staje się prosumentem. Jego świadomość i czynny udział w modelu rynku błyskawicznie wzrastają. Ma możliwość zainstalowania paneli słonecznych, pomp ciepła i energię może odprowadzać do sieci lub wykorzystywać w domu do własnego użytku. Wkrótce potrzebną energię będzie nabywał i sprzedawał poprzez platformę internetową, na żywo śledząc zmieniającą się jej cenę. W tym kierunku dziś rozwija się rynek – zauważa szef RWE Polska. Dodaje, że firmy energetyczne muszą te trendy rozumieć i je kształtować, a także już teraz zacząć tworzyć nowe innowacyjne produkty i rozwiązania.

Przyszłość sieci

Ale to niejedyne wyzwanie dla krajowej branży energetycznej. Filip Thon dostrzega poważne problemy związane z przyszłością sieci przesyłowej. Jego zdaniem kluczowym warunkiem utrzymania stabilności polskiego systemu energetycznego jest powiązanie go z europejskim.

Dodatkowym warunkiem utrzymania stabilności systemu energetycznego jest stworzenie elastycznych rezerwowych mocy wytwórczych opartych na nowoczesnych elektrowniach konwencjonalnych.

Dariusz Styczek

w skrócie

Nowy zarząd Enei

Rada nadzorcza Enei ogłosiła wyniki postępowania kwalifikacyjnego na stanowiska prezesa i członków zarządu spółki. Do konkursu przystąpiło kilkudziesięciu kandydatów.

Prezesem zarządu został Krzysztof Zamasz, na stanowisko członka zarządu ds. korporacyjnych powołano Pawła Orlofa, a członkiem zarządu ds. handlowych został Grzegorz Kinelski. Rada nadzorcza zakończyła także postępowanie kwalifikacyjne na stanowisko członka zarządu spółki do spraw finansowych bez dokonania wyboru i zapowiedziała powtórzenie postępowania rekrutacyjnego na to stanowisko.

Krzysztof Zamasz, dotychczas pełniący stanowisko prezesa zarządu Enei posiada kilkunastoletnie doświadczenie menedżerskie w branży energetycznej, jest doktorem nauk ekonomicznych. Paweł Orlof jest absolwentem Uniwersytetu Wrocławskiego i Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. Grzegorz Kenelski swoją karierę zaczynał w Górnośląskim Zakładzie Elektroenergetycznym w Gliwicach, następnie w Vattenfall odpowiadał za obsługę klientów w Polsce, a przez ostatnie trzy lata rozwijał obsługę klienta w Grupie Tauron. Jest absolwentem Politechniki Śląskiej i posiada dyplom MBA Dominican University.

Olsztyn szuka inwestorów

Osiem firm jest zainteresowanych budową elektrociepłowni w Olsztynie. Inwestycja, której koszt szacuje się na 700 mln zł, ma powstać w formule partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP). Potencjalni inwestorzy to: koreańska firma POSCO Engineering & Construction, polskie konsorcjum firm z udziałem Dalkia Term, Dalkia Poznań i Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni, polskie konsorcjum firm z udziałem Remondis, Remondis Waste to Energy, polsko-belgijskie konsorcjum firm z udziałem NDI, NDI Hotel Management i Besix Group, francuski GDF Suez Energie Service, polski Strabag, polska Energa Kogeneracja oraz hiszpański Abeinsa Ingenieria y Construcción Industrial.

KW: rekultywacja terenów

Do 2020 roku Kompania Węglowa (KW) zamierza wydać ponad 413 mln zł na rekultywację zdegradowanych terenów i hałd. W ubiegłym roku na tego typu działania wydano ok. 55 mln zł. W przyjętej w ubiegłym roku strategii działania ochronę środowiska zaliczono do trzech najważniejszych filarów działania spółki, obok wydobycia węgla i zaangażowania w energetykę.

Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej

Energia ze źródeł odnawialnych w kontekście bezpieczeństwa energetycznego była tematem tegorocznego IV Międzynarodowego Kongresu Energii Odnawialnej Green Power

Sesje plenarne podczas pierwszego dnia (6 marca) kongresu poświęcone były głównie strategii kształtowania miksu energetycznego zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne. – Określenie takiej strategii jest niezwykle ważne nie tylko dla sektora OZE, ale także dla energetyki konwencjonal-

nej, gdyż tylko stabilna i dobrze oprzyrządowana prawnie polityka energetyczna kraju może być podstawą do długofalowego planowania działań inwestycyjnych w przedsiębiorstwach energetycznych – mówił prof. Andrzej Radecki, prezes Polskiej Izby Gospodarczej Energii Odnawialnej (PIGEO).

Reprezentujący Kancelarię Prezidenta Rzeczypospolitej Polskiej Henryk Wujec doradca Prezidenta RP, zauważył, iż: „Polska stoi przed koniecznością wypracowania racjonalnych zasad poparcia rozwoju dla odnawialnych źródeł energii, co będzie impulsem do zwiększenia udziału tej formy energii w całości zużycia energii w Polsce, realizując w ten sposób nie tylko politykę UE, ale również otwierając nowe

możliwości technologiczne (...). Należy stworzyć podstawy prawne rozwoju energetyki prosumenckiej, rozwijającej mikroinstalacje na potrzeby własne. (...) Polska gospodarka potrzebuje strukturalnej modernizacji, aby stać się bardziej konkurencyjną w Europie. Należy przyspieszyć prace nad tzw. trójpakietem energetycznym”.

Drugi dzień (7 marca) to przede wszystkim prezentacja „polskiego know-how” prowadzenia działalności gospodarczej na rynku energetyki wiatrowej, biomasy i biogazu, wody, słonecznej, geotermalnej w Polsce.

Kongres – tak jak w latach ubiegłych – był forum prezentacji krajowych przemysłu na temat priorytetów w budowie bezpieczeństwa energetyczne-

go, a tym samym gospodarczego Polski, a także roli sektora odnawialnych źródeł energii w realizacji celów pakietu klimatyczno-energetycznego Unii Europejskiej. Organizatorzy oczekują, iż dyskusje toczone podczas kongresu przybliżą branżę odnawialnych źródeł energii do konsensusu w najważniejszych kwestiach, takich jak sposoby osiągania strategicznego bezpieczeństwa energetycznego, udział w miksie energetycznym dostępnych dziś i perspektywicznych źródeł energii czy optymalizacja kosztów tych przełomowych przemian.

Po raz kolejny kongres Green Power był płaszczyzną do rozmowy o ważnych sprawach w gronie fachowców z branży. Wnioski i konkluzje płynące z dwóch dni obrad powinny

stać się inspiracją dla decydentów w przygotowaniu dobrych dla całej branży rozwiązań legislacyjnych.

W sesji plenarnej wzięli udział m.in. Janusz Politowski, dyrektor departamentu energii odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki, dr Doerte Fouquet, dyrektor generalna EREF, Małgorzata Skucha, prezes NFOŚiGW, prof. Maciej Nowicki, były minister środowiska, Marek Kossowski, były członek zarządu PIGEO, dr Andrzej Kassenberg. W IV Międzynarodowym Kongresie Energii Odnawialnej Green Power 2013 wzięło udział ponad 550 uczestników. Organizatorami kongresu były Międzynarodowe Targi Poznańskie, Fundacja Reo, Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej.

OR

OR