

OBSERWATORIUM BEZPIECZEŃSTWA
KAMILA PRONIŃSKA

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI W WARUNKACH GLOBALNYCH PRZEMIAN TECHNOLOGICZNYCH W SEKTORZE ENERGETYCZNYM

TRENDY NA GLOBALNYM RYNKU ENERGETYCZNYM – REWOLUCJA TECHNOLOGICZNA I BOOM ŁUPKOWY

Rynek energii wkracza w drugiej dekadzie XXI wieku w nową fazę rozwoju. Tak jak z ery węgla świat przeszedł w XX wieku w erę konwencjonalnych paliw węglowodorowych, tak obecnie nowe technologie w sferze produkcji i transportu mają szansę istotnie odmienić czy wręcz zrewolucjonizować rynek energii, co niesie długofalowe konsekwencje dla bezpieczeństwa energetycznego. Przejście z węgla na ropę, która do dziś jest surowcem numer jeden w światowym bilansie energetycznym, przyniosło państwom wiele korzyści – ropa i paliwa płynne stały się podstawą funkcjonowania współczesnych wysoko rozwiniętych społeczeństw. Ta transformacja niosła ze sobą jednak i negatywne konsekwencje – wzrost uzależnienia większości świata od odległych, często niestabilnych regionów produkcji i wzrost podatności gospodarek na gwałtowne wahania cen ropy. Kraje importujące stały się wręcz zakładnikiem eksporterów i wywindowanych cen ropy, co było widoczne zarówno w czasie szoków naftowych, jak i w ciągu pierwszej dekady XXI wieku. Myślenie o bezpieczeństwie energetycznym stało się *de facto* myśleniem o problemie zależności importowych, często prezentowanych jako zagrożenie samo w sobie¹. Szczególne powody do obaw stanowiły informacje napływające z rynków surowcowych, które wskazywały, z jednej strony, na gwałtownie rosnący popyt i konkurencję ze strony krajów spoza OECD², z drugiej strony, spadek wolnych mocy produkcyjnych i niewystarczający poziom inwestycji w sektorze eksploracji i produkcji ropy i gazu³.

W roku 2011 światowy popyt na energię pierwotną wzrósł o 2,5%, ale kraje OECD odnotowały spadek konsumpcji o 0,8%. Informacje ze wstępnych raportów za rok 2012 potwierdzają utrwalanie się trendów popytowo-podażowych roku

¹ W swoich artykułach zawsze jednak wyrażałam pogląd, że to nie zależności importowe są zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego, ale niewłaściwy sposób zarządzania nimi. Zależności importowe w obecnych uwarunkowaniach rynku energetycznego są zjawiskiem normalnym – większość państw jest importerami netto ropy i gazu stanowiących podstawę ich bilansu energetycznego. Nie można się „obrażać” na istniejące obiektywne uwarunkowania, co – jak się wydaje – czyni wielu autorów, demonizując problemy zależności importowych. Zależność importowa może stać się zagrożeniem, dopiero kiedy w koszyku importowanych surowców wzrasta udział dostawy z niestabilnych źródeł czy od niewiarygodnych dostawców, a kraj nie dysponuje technologicznymi zdolnościami do elastycznej zmiany kierunków dostaw czy zrekomensowania ewentualnych strat (np. w oparciu o rezerwy czy zakupy na giełdzie).

² Od 2008 r. kraje spoza OECD konsumują ponad 50% energii pierwotnej, a od 2010 r. największym indywidualnym konsumentem nie są już USA, lecz Chiny. Dynamika tego wzrostu była przedmiotem rozważań w poprzednich dwóch edycjach *Rocznika Strategicznego*.

³ Zob. *Rocznik Strategiczny 2010/11*, Wydawnictwo Naukowe Scholar, Warszawa 2011.

2011. Globalny rynek ropy doświadczył w minionym roku spadku dostaw z Iranu, a także wahań cen, które były bliskie rekordowego poziomu z 2008 r. Otworzyło to na nowo debatę nad rolą spekulacji giełdowych w windowaniu cen na rynku naftowym. Obserwowano również rosnącą konsumpcję węgla, którą napędza wzrost krajów spoza OECD, a zwłaszcza Indii i Chin. Pojawiły się wręcz głosy, że przed 2017 r. surowiec ten może zagrozić pozycji ropy naftowej w światowym bilansie energetycznym⁴; oznaczałoby to cofnięcie się o ponad 60 lat. Szczególnie interesująco przedstawiała się sytuacja na rynku gazu w związku z rozwojem rynku LNG oraz amerykańskiej produkcji gazu niekonwencjonalnego, o czym szczegółowo dalej. Z perspektywy UE ważny był natomiast znaczny spadek udziału i dochodów Gazpromu z rynku europejskiego wywołany wkraczaniem w miejsce gazu rosyjskiego LNG, a także dostaw norweskich. Statoil w przeciwieństwie do rosyjskiego koncernu zdecydował się na znaczne uelastycznienie kontraktów (mechanizmów cenowych) z europejskimi odbiorcami, tak iż obecnie ponad połowa dostaw koncernu opiera się na mechanizmie powiązania cen gazu z cenami na rynkach *spot*. Dzięki temu, mimo że rynek gazu w Europie się kurczył, Statoil eksportował rekordowe ilości gazu, co prowadziło do znaczącego wzrostu udziału w europejskim rynku i dochodów. Szacuje się że rosyjski eksport do Europy spadł w 2012 r. o około 10%!

Zgodnie z najnowszymi prognozami IEA do 2035 roku globalny popyt na energię wzrośnie o ponad jedną trzecią, z czego 60% tego wzrostu przypadnie na Chiny, Indie i Bliski Wschód. Ciekawie wyglądają natomiast prognozy dotyczące bilansów energetycznych krajów OECD, zgodnie z którymi w tym czasie ma nastąpić „odwrot od ropy i węgla (a w niektórych krajach od energii nuklearnej) w kierunku gazu i źródeł odnawialnych”⁵. Przemiany te będą możliwe dzięki obserwowanym silnym trendom technologicznym na rynku energetycznym – nie wystarczą bowiem deklaracje polityczne (zrównoważony rozwój i niskoemisyjna gospodarka etc.), konieczne jest stworzenie technologicznych i ekonomicznych zdolności dokonania tak daleko idącej transformacji energetyki.

Do najważniejszych trendów technologicznych przyczyniających się do długofalowej transformacji rynku energetycznego należy zaliczyć:

- rozwój technologii produkcji ropy i gazu ze złóż niekonwencjonalnych, w tym zwłaszcza wydobycia gazu i ropy z łupków bitumicznych⁶;
- rozwój technologii LNG i wzrost udziału LNG w światowym handlu gazem;
- rozwój i udoskonalanie technologii produkcji i magazynowania energii ze źródeł odnawialnych.

⁴ IEA, *Medium Term Coal Market Report*, 18 grudnia 2012 r.

⁵ IEA, *World Energy Outlook 2012*, OECD/IEA 2012, s. 23.

⁶ Gaz niekonwencjonalny to gaz wydobywany z trudno dostępnych obszarów pod wysokim ciśnieniem – gaz z pokładów węglowych (*coalbeds*), gaz zamknięty z tzw. złóż szczelnych (*tight gas*), gaz z łupków bitumicznych (*shale gas*) oraz hydraty gazowe (*gas hydrates*). Jego wydobycie wymaga zastosowania nowoczesnych technologii wierceń horyzontalnych i szczelinowania hydraulicznego. Szczegółowo zob. A. Sikora, *Poszukiwanie gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych na terenie Polski. Uwarunkowania technologiczne i strategiczne*, Instytut Studiów Energetycznych, 31 marca 2010 r., URL < http://joomla.ise.com.pl/wp-content/uploads/2010/04/20100331_ADVENTURE.pdf>.

Rok 2012 z pewnością zdominowała ekspansja tych technologii i międzynarodowa dyskusja nad ich wykorzystaniem i rozwojem. Nowe technologie w sektorze produkcji i transportu stwarzają zarówno szanse, jak i wyzwania dla bezpieczeństwa energetycznego. Prowadzą one równocześnie do zmiany układu sił w międzynarodowych stosunkach energetycznych.

„Rewolucja łupkowa” już dziś wpływa na wzrost znaczenia USA jako producenta energii pierwotnej. Ze względu zaś na wielkość zasobów niekonwencjonalnych ropy i gazu w Ameryce Północnej i dynamiczny rozwój produkcji w ostatnich latach nie szokują prognozy najważniejszych ośrodków analitycznych przewidujące, że region ten stanie się w niedługim czasie największym światowym producentem paliw węglowodorowych! IEA w ostatnim raporcie prognozuje, że produkcja amerykańska ropy przewyższy produkcję Arabii Saudyjskiej przed 2025 rokiem. Istnieją wprawdzie bariery w rozwoju branży niekonwencjonalnych węglowodorów w Ameryce Północnej – dotyczy to głównie zdolności przesyłowych i rafinerijnych – powinny mieć one jednak charakter przejściowy⁷. Ich przezwyciężenie pozwoli na znaczne zwiększenie wydobycia i ma szansę uczynić z USA eksportera netto węglowodorów. A o ambicjach Ameryki Północnej w tym zakresie świadczą planowane zarówno w USA, jak i Kanadzie projekty infrastrukturalne, w tym terminale eksportowe LNG⁸.

Dalszy wzrost wydobycia gazu i ropy ze złóż niekonwencjonalnych w USA i w Kanadzie niesie długofalowe konsekwencje ekonomiczne i geopolityczne dla światowego rynku energii. Przewidywany spadek zapotrzebowania USA na import wpłynie na decyzje eksporterów – te dotyczące limitów wydobycia, a także kierunków dostaw. Z kolei stworzenie nowych mocy eksportowych Ameryki Północnej (a potencjalnie również innych państw zainteresowanych inwestowaniem w produkcję niekonwencjonalnych węglowodorów) oznacza wzrost konkurencji na rynku. Dla gospodarek krajów uzależnionych od dochodów z eksportu surowców większa konkurencja może stanowić problem, ale naturalnie z perspektywy importerów jest to pozytywne zjawisko. Po pierwsze, rozwój technologii wydobycia gazu i ropy ze

⁷ Tak nagły wzrost produkcji ropy i gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Ameryce Północnej jest wynikiem m.in. tego, że koncerny znalazły już lokalizację złóż ropy i gazu i ich wielkość dzięki konwencjonalnym wierceniom. Wdrożenie techniki wierceń hydraulicznych umożliwiło wydobycie gazu i ropy ze złóż łupkowych. Okazuje się jednak, że brakuje zdolności transportowych, co oznacza, iż ropa jest transportowana z wykorzystaniem cystern i kolei, co podraża jej koszt, a gaz wymaga budowy nowej infrastruktury transportowej. Produkcja jest jednak ekonomicznie opłacalna. Analitycy zwracają uwagę, że koszt wydobycia będzie jednak rósł w związku z uruchamianiem produkcji z nowych złóż, których geologia nie jest tak dobrze rozpoznana jak w przypadku tych, które odpowiadają za obecny boom. Zob. M. Cohen, „A renaissance in US production: light tight oil”, *IEA Energy*, styczeń 2013.

⁸ Kanada planuje budowę czterech terminali eksportowych LNG, które umożliwią eksport przed 2020 r. Przyszłość eksportowa USA jest bardziej niepewna, gdyż do tej pory tylko jeden projekt terminalu eksportowego został całkowicie zatwierdzony (Sabine Pass). W sumie proponowanych jest osiem terminali. Warto nadmienić, że o ile w Kanadzie istnieje pełne wsparcie polityczne dla rozwoju branży niekonwencjonalnych węglowodorów i ich eksportu, o tyle w USA debata polityczna jest bardziej zróżnicowana i nie brakuje w niej oponentów podnoszących kwestie ekologiczne czy ekonomiczne (ryzyko wzrostu cen przy rozdmuchanym eksporcie). Szczegółowo o perspektywach rozwoju eksportu z Ameryki Północnej: J. Henderson, *The Potential Impact of North American LNG Exports*, Oxford Institute for Energy Studies, październik 2012.

złóż niekonwencjonalnych stwarza nowe możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw, po drugie, nowe technologie mogą zostać zastosowane do rozwoju krajowej produkcji, po trzecie, przypadek USA ukazuje, że dzięki produkcji niekonwencjonalnych węglowodorów, a konkretnie gazu z łupków, w kraju tym ceny gazu były znacznie niższe niż na rynku europejskim czy azjatyckim⁹. Niekonwencjonalne węglowodory stwarzają również szansę dla tych producentów, którzy wkroczyli w fazę spadającej produkcji ze złóż konwencjonalnych. I tak na przykład trzeci największy dostawca gazu do UE – Algieria, której eksport spada w szybkim tempie – wyraził już poważne zainteresowanie wydobywaniem niekonwencjonalnego gazu – nie ma zresztą wielkiego wyboru¹⁰.

Szczególne znaczenie ma rozwój produkcji gazu z łupków, gdyż gaz jest postrzegany nie tylko jako najczystsze paliwo kopalne, ale także jako sposób na większe zdywersyfikowanie bilansów energetycznych, w których dominują ropa i węgiel. Rozwój produkcji gazu niekonwencjonalnego nie miałby tak silnego wpływu na międzynarodowe stosunki energetyczne, gdyby nie rozwój technologii LNG. O ile bowiem rynek ropy jest rynkiem globalnym, o tyle rynki gazu ziemnego, przez lata opierające się na kontraktach długoterminowych, powiązaniach cen gazu z cenami ropy i transporcie gazociągowym (co sztywno przywiązuje odbiorców do dostawców), funkcjonowały w oderwaniu od siebie nawzajem. Rynki gazu były i dalej w dużej mierze pozostają rynkami regionalnymi. LNG – technologia umożliwiająca skraplanie gazu i transportowanie go tankowcami drogą morską – rewolucjonizuje rynki gazu, przekształcając je w rynek o zasięgu globalnym. Już dzisiaj LNG wpływa na wzrost współzależności między poszczególnymi regionami. Dzięki temu rozwój produkcji w odległych częściach świata może mieć realny wpływ na wzrost możliwości dywersyfikacyjnych wielu państw. Co więcej, dzięki rynkowi LNG coraz silniejsze stają się powiązania między poszczególnymi rynkami w zakresie kształtowania cen kontraktowanego surowca, przewartościowaniu ulega tradycyjna formuła kształtowania ceny gazu w powiązaniu z ceną ropy naftowej, a same kontrakty z dostawcami są uelastyczniane. Najlepszym tego przykładem jest rynek europejski, na którym Gazprom, właśnie ze względu na silną konkurencję ze strony dostawców LNG, zgodził się zmodyfikować sztywne klauzule kontraktów długoterminowych, w tym mechanizm kształtowania cen dla odbiorców z niektórych państw Europy Zachodniej i Turcji. W kolejnych latach niektórym koncernom udało się wynegocjować wzrost ilości zakontraktowanego z Gazpromem gazu rozliczanego w oparciu o powiązanie z cenami *spot* (np. GDF Suez w lutym 2012 r. – ponad 25% gazu kupowanego przez koncern jest indeksowane do jego cen rynkowych). Obecnie około 58% gazu w Europie sprzedaje się na zasadzie indeksowania do cen ropy¹¹. Wniosek jest jasny – bez dynamicznego rozwoju LNG znacznie trudniejsze

⁹ W 2012 r. ceny gazu w USA były niższe niż w Europie o 81%, a w Azji Północno-Wschodniej o 88%. Obliczenia na podstawie danych IEA, *World Energy Outlook 2012*, op. cit., s. 129.

¹⁰ Zob. H. Darbouche, „MENA is confirming its status as a growing gas demand centre”, *Oxford Energy Forum*, sierpień 2012, s. 24.

¹¹ T. Bros, „European gas supply: On the verge of being mostly spot-indexed”, *Oxford Energy Forum*, sierpień 2012, s. 3. A różnice w cenie są znaczące. Zgodnie z szacunkami w 2012 r. na rynku europejskim

byłoby tworzenie zliberalizowanego rynku europejskiego, którego podstawą powinna być większa elastyczność i konkurencyjność cenowa. Warto jednak podkreślić, że ceny gazu w Europie wciąż są na tyle wysokie, iż gaz może przegrywać konkurencję z węglem, a w niektórych krajach UE nawet ze źródłami odnawialnymi.

W 2011 r. dostawy LNG w wielkości 330 mld m³ stanowiły 32% światowego eksportu gazu¹². Obecnie największymi rynkami konsumpcji LNG są Azja Południowo-Wschodnia i Wschodnia, Ameryka Północna i Europa, gdzie dynamicznie rozwijają się giełdy gazu. Do największych dostawców LNG należą zaś Katar, Malezja, Indonezja, Australia, Nigeria. Z tego grona najbardziej dynamicznie rozwija się eksport Australii – oczekuje się, że do 2020 r. kraj ten prześcignie Katar pod względem wielkości eksportu LNG. Jeśli natomiast zrealizowane zostałyby wszystkie obecnie planowane projekty eksportowe (te już zatwierdzone i oczekujące zatwierdzenia) USA i Kanady, wówczas, zgodnie z oceną analityków OIES, ich wkład w światowy handel LNG wyniósłby ponad dwie trzecie (250 mld m³)¹³! W wymiarze geopolitycznym z całą pewnością oznaczałoby to wzrost siły negocjacyjnej nowych regionów produkcji i zmianę dotychczasowego układu sił. Istotna będzie jednak również reakcja dotychczasowych centrów eksportu, a także głównych regionów konsumpcji, tj. jak dalece będą one elastyczne względem północnoamerykańskiego eksportu, zarówno w sensie absorpcji nowego strumienia dostaw, jak i odpowiedzi nań. Rosyjski gigant, obserwując niepokojące zmiany rynkowe, już podejmuje kroki, realizując kolejne projekty LNG i kontraktując dostawy na rynki azjatyckie. W październiku 2012 r. Gazprom zawarł z holenderskim Gasunie umowę o współpracy w zakresie rozwoju LNG i dostępu do holenderskiego terminalu. O tym, jak silny jest wpływ przemian na rynku gazowym na politykę Rosji, świadczą zapowiedzi prezydenta Putina – zniesienia klauzuli tajności w odniesieniu do informacji o zasobach naturalnych, liberalizacji eksportu LNG zmonopolizowanego przez Gazprom (czego domaga się m.in. Rosneft' i Novatek). Putin jest świadom, że bez zniesienia monopolu Gazpromu Rosja nie ma szans nadążyć za innymi producentami LNG, co oznaczać będzie jej marginalizację w światowym handlu gazem skroplonym. Zysk samego Gazpromu w 2012 r. spadł o 15%.

W końcu wśród nowych trendów technologicznych szczególną rolę w kształtowaniu bezpieczeństwa energetycznego państw i przyszłości energetycznej świata ma szansę odegrać rozwój technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych (OZE). Sektor OZE jest najbardziej dynamicznie rozwijającą się gałęzią energetyki w krajach wysoko rozwiniętych, a także w skali globalnej¹⁴. W 2011 r. światowa produkcja energii słonecznej wzrosła o 73%, energii wiatrowej o 21%, a energii wodnej

ceny gazu indeksowane do cen ropy wynosiły 460 USD/1000 m³, podczas gdy ceny *spot* 315 USD/1000 m³. Oznaczało to, że średnia cena dla Europy wynosiła 400 USD/1000 m³, a na rynku USA 80 USD/1000 m³! Ibidem, s. 4.

¹² Obliczenia na podstawie danych BP, *Statistical Review of World Energy 2012*, czerwiec 2012.

¹³ J. Henderson, *The Potential Impact...*, op. cit., s. 39. IEA prognozuje w sposób dość ostrożny, że do 2020 r. eksport LNG z Ameryki Północnej wzrośnie do 35 mld m³, a do 2035 r. do 40 mld m³. IEA, *World Energy Outlook 2012*, op. cit., s. 129.

¹⁴ Ich udział w światowej produkcji energii pierwotnej wynosi już 13%, w tym aż 75% produkcji z OZE przypada na biopaliwa i biomasę. W krajach OECD udział OZE w produkcji energii pierwotnej jest niższy

o 26%¹⁵! Zgodnie z pierwszymi szacunkami za 2012 rok (szczegółowe zestawienia danych pojawiają się w połowie roku) w minionym roku moc wytwórcza światowej energetyki wiatrowej wzrosła o 19% (tj. do 282 GW), natomiast energetyki słonecznej o 46% (po raz pierwszy osiągnęła 100 GW)¹⁶. W przypadku energetyki wiatrowej za najwięcej inwestycji odpowiadały Chiny i USA, a spośród krajów europejskich Niemcy i Wielka Brytania. Największym rynkiem energetyki słonecznej jest jednak Europa (na Niemcy przypada 32 GW zainstalowanej mocy, a na Włochy 16 GW). Niemcy jako lider w produkcji energii z OZE wytwarzają ponad 22% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (większość stanowi energetyka wiatrowa i słoneczna). Oznacza to, że nawet w dobie kryzysu, z jakim zmagają się UE i strefa euro, sektor energetyki odnawialnej odnotowuje silny wzrost. Wzrost wykorzystania OZE nie jest podyktowany wyłącznie polityką klimatyczną. Dla wielu państw inwestowanie w OZE jest sposobem na poprawę bezpieczeństwa energetycznego (m.in. dywersyfikują bilans energetyczny, zmniejszają zależności importowe, a promując kulturę prosumencką, zmniejszają też zależność od wielkich koncernów energetycznych¹⁷), a także stymulowania innowacyjności i rozwoju gospodarczego.

W związku ze starzejącą się infrastrukturą w sektorze energii elektrycznej do 2035 r. konieczna będzie wymiana blisko jednej trzeciej mocy generujących. Zgodnie z oceną IEA około połowy nowych zdolności wytwórczych będzie przypadać na OZE. Do 2035 r. OZE mają odpowiadać za 31% światowej produkcji energii elektrycznej. Jednakże nie uda się osiągnąć tego poziomu bez wzrostu subwencji państwowych¹⁸. Rozwój OZE wymaga bowiem silnego wsparcia politycznego w postaci subwencji i jasnych regulacji prawnych. W dobie wysokich cen tradycyjnych surowców i kosztów emisji CO₂ technologie OZE są coraz bardziej konkurencyjne. Wraz z rozwojem produkcji dzięki OZE i rozwojem branży należy oczekiwać redukcji kosztów i wycofywania się z subsydiów. Od strony technologicznej obserwacja kolosalnego postępu dokonującego się w minionych latach w efektywności wytwarzania energii z poszczególnych kategorii OZE skłania do wniosku, że w kolejnych latach należy oczekiwać systematycznego udoskonalania technologii i jej dynamicznego rozwoju. Mowa tu zarówno o udoskonalaniu komponentów składających się na proces produkcji (turbin wiatrowych, modułów słonecznych, falowników etc.) oraz magazynowania energii, jak i o wdrażaniu w życie projektów *smart grids*. Oprócz sektora energii elektrycznej i ciepłej, w których obserwuje się największy wzrost znaczenia OZE, prognozowany jest także wzrost roli OZE dla transportu. Obecnie

– 8,2% (w tym 2,3% – energetyka wodna, 4,5% – biopaliwa i biomasa, 1,4% – reszta). IEA, *Renewables Information 2012*, OECD/IEA 2012, s. 33.

¹⁵ BP, *Statistical Review of World Energy 2012*, op. cit.

¹⁶ W Europie moc energetyki wiatrowej wzrosła o 13% (do 109 GW), a słonecznej o 33% (do 68 GW). Obliczenia własne na podstawie danych: European Photovoltaic Industry Association (EPIA) i Global Wind Energy Council (GWEC).

¹⁷ Prosumeryzm w odniesieniu do energetyki oznacza możliwość odgrywania podwójnej roli – konsumenta i producenta energii.

¹⁸ IEA szacuje, że do 2035 r. muszą one wzrosnąć z obecnych 88 mld USD do 240 mld USD. IEA, *World Energy Outlook 2012*, op. cit., s. 211.

jednak udział biopaliw w konsumpcji paliw silnikowych jest niewielki, wyjątek stanowi Brazylia, która jest liderem zarówno w produkcji, jak i wykorzystaniu etanolu.

GŁÓWNE PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI. NAJWAŻNIEJSZE INWESTYCJE INFRASTRUKTURALNE I WYDARZENIA W 2012 R.

Bilans energetyczny Polski wciąż charakteryzuje dominacja węgla. Udział tego nośnika w konsumpcji energii pierwotnej kształtuje się na poziomie 58% (ale ponad 88% elektryczności wytwarza się dzięki przetwórstwu węgla). W porównaniu z innymi krajami UE niewielkie znaczenie w bilansie ma gaz ziemny z udziałem wynoszącym 13%, a jego zużycie *per capita* jest jednym z najniższych w Europie. Rośnie natomiast rola odnawialnych źródeł energii (OZE). Zgodnie z danymi Ministerstwa Gospodarki i GUS w 2011 r. ponad 7% konsumpcji energii pierwotnej przypadało na OZE, z tego jednak około 94% stanowiła biomasa stosowana w celach grzewczych¹⁹. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej oraz zainstalowane moce elektrowni wodnych i wiatrowych sytuują nas na szarym końcu krajów UE i OECD (moc elektrowni wodnych kształtuje się na poziomie 2,3 GW, a wiatrowych 1,5 GW). W 2012 r. otwarto też pierwszą przemysłową elektrownię fotowoltaiczną o mocy 1 MW²⁰. Przed energetyką odnawialną w Polsce istnieje jeszcze wiele barier do pokonania, brakuje przede wszystkim odpowiednich regulacji i systemu wsparcia.

Należymy zatem do wąskiego grona państw świata opierających swoje bezpieczeństwo energetyczne na surowcu, który wprowadzie przez wieki stanowił siłę napędową rozwoju gospodarczego świata, ale od połowy XX w. zaczął ustępować miejsca między innymi ropie naftowej, a w krajach wysoko rozwiniętych także gazowi ziemnemu czy energii nuklearnej. Nic dziwnego, że po pierwsze, polską gospodarkę mimo stosunkowo niskiej konsumpcji energii *per capita* charakteryzuje wysoki poziom emisji CO₂, po drugie, że wszelkie decyzje z zakresu polityki energetycznej, które miałyby szansę wprowadzić nasz kraj w erę innowacyjności energetycznej, napotykały silny opór.

Wysoka intensywność emisji CO₂, a także wysoki, jak na standardy unijne, wskaźnik energochłonności gospodarki są konsekwencją dawnej socjalistycznej kultury energetycznej. To w ramach bloku wschodniego inwestowano w energochłonny i wysokoemisyjny przemysł ciężki, a w myśleniu o bezpieczeństwie energetycznym koncentrowano się na dostępności tanich surowców energetycznych – węgla, ropy i gazu ziemnego wydobywanych i eksportowanych po preferencyjnych cenach w obrębie bloku socjalistycznego. Tanie surowce i energia finalna, traktowane jako dobro publiczne, za którego zapewnienie odpowiedzialne jest państwo, nie sprzyjały oszczędzaniu energii, a wręcz przyczyniały się do jej marnotrawstwa. Co cie-

¹⁹ Oznacza to, że choć wysoki procentowy udział OZE w bilansie sytuuje nas na 16. miejscu spośród wszystkich 28 krajów OECD, to już pod względem produkcji energii elektrycznej z OZE znajdujemy się na 26. miejscu!

²⁰ Farma fotowoltaiczna powstała w Wierzchosławicach w woj. małopolskim. Koszt inwestycji wyniósł 10,6 mln zł, a jej budowa trwała ponad rok.

kawe, lata komunizmu pozostawiły trwałe ślady w kształtowaniu percepcji bezpieczeństwa energetycznego suwerennej Polski. I tak jak w przeszłości bezpieczeństwo energetyczne definiowano wąsko, jako dążenie do osiągnięcia wysokiego poziomu samowystarczalności energetycznej, tak i obecnie wydaje się, że ten sposób myślenia przeważa. Oznacza to, że nawet jeśli w oficjalnych dokumentach od lat deklarowany jest zrównoważony rozwój sektora energetycznego i podejmowane są zagadnienia dywersyfikacji bilansu energetycznego, to wskaźniki wciąż prezentują obraz kraju o wysokoemisyjnym sektorze energetycznym opartym na podaży krajowego (ale również importowanego!) węgla.

Należy jednak podkreślić, że spośród wszystkich krajów Europy Środkowej Polska zmniejszyła w największym stopniu wskaźnik intensywności energetycznej. Od początku lat 90. spadł on o 49%. Wciąż jednak nasz kraj zużywa ponad dwa razy więcej energii względem wytwarzanego PKB niż kraje Europy Zachodniej. Dominacja energetyki węglowej sprawia, że wysoce niezadowolający jest poziom emisji CO₂, którą zobowiązaliśmy się zredukować. W tym przypadku Polska prezentuje się najgorzej na tle innych krajów regionu Europy Środkowej. Całkowity poziom emisji CO₂ udało się zmniejszyć zaledwie o 11%, a poziom emisji względem konsumpcji energii o 9%. Określenie „zaledwie” jest jak najbardziej uzasadnione, jeśli wziąć pod uwagę, że naszym sąsiadom – Czechom, również hołdującym kulturze węglowej, udało się zmniejszyć oba wskaźniki o 20%, natomiast Słowacji o odpowiednio 38% i 29%²¹. Należy podkreślić, że w dużej mierze poprawa wskaźników energochłonności i emisyjności gospodarek w przypadku wszystkich tych państw była wynikiem transformacji gospodarczej i zamykania energochłonnych i wysokoemisyjnych zakładów przemysłowych, a następnie napływu zagranicznych inwestorów, a wraz z nimi energooszczędnych technologii. Obecnie poprawa efektywności energetycznej gospodarki wymaga kompleksowych i długofalowych działań. Innymi słowy, dobrej strategii realizowanej na poziomie państwa, przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Jest to wyzwanie, od którego warto zacząć wzmacnianie bezpieczeństwa energetycznego, zgodnie z trendem obserwowanym w UE. W Polsce najwięcej energii konsumują kolejno: gospodarstwa domowe, transport (w tym sektorze w przeciwieństwie do przemysłu emisja CO₂ wzrosła o 53% od początku lat 90., wzrósł też znacząco jego udział w krajowej konsumpcji energii) i przemysł. Promowanie efektywności energetycznej wymaga stworzenia systemu regulacji. W Polsce wprowadzony został system tzw. białych certyfikatów (na mocy ustawy o efektywności energetycznej z 15 kwietnia 2011 r.), które są świadectwami efektywności energetycznej i o które od początku 2013 r. muszą zabiegać przedsiębiorstwa sprzedające energię (elektryczną i ciepłą) oraz paliwa gazowe. To jednak w gospodarstwach domowych należy szukać sposobów na promowanie energooszczędnych rozwiązań. Ważnym celem działań jest poprawa efektywności systemów ciepłowniczych w budynkach, w których ze względu na słabą izolację występują spore straty ciepła.

²¹ Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2010*, Publications Office of the European Union, Luxembourg 2010.

Gaz ziemny pokrywa niewielką część całkowitego zapotrzebowania Polski na energię pierwotną, a jego konsumpcja kształtuje się na stosunkowo niskim poziomie 15,4 mld m³. Dzięki dość niewielkiej konsumpcji około 40% krajowego zapotrzebowania na gaz jesteśmy w stanie pokrywać dzięki rodzimej produkcji. Resztę sprowadzamy z Rosji (w 2011 r. było to 10,25 mld m³), a także niewielką część z Niemiec (1,08 mld m³). Przewiduje się jednak wzrost konsumpcji gazu, co jest związane z polityką klimatyczno-energetyczną UE, a także z nowymi inwestycjami. Zgodnie z prognozami Ministerstwa Gospodarki zapotrzebowanie kraju na gaz ziemny wzrośnie o 28% do roku 2020 i o 52% do roku 2030 w porównaniu z konsumpcją z roku 2009²². Zgodnie z bardziej aktualną oceną PGNiG w 2020 r. zużycie gazu w Polsce kształtować się będzie na poziomie co najmniej 18 mld m³. Wzrost konsumpcji gazu zależy jednak od cen surowca, które decydują o jego konkurencyjności na tle innych nośników pierwotnych. Te zaś kształtowały się na wysokim poziomie w ubiegłych latach, a w 2012 r. Polska wśród wszystkich krajów UE płaciła najwyższą cenę w UE za gaz dostarczany z Rosji²³. Przyszły poziom konsumpcji będzie zależał także od postępu w produkcji gazu z łupków. Uruchomienie tej branży zwiększyłoby istotnie znaczenie gazu ziemnego w krajowym bilansie energetycznym.

Biorąc pod uwagę ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa energetycznego – tj. ekonomiczną dostępność surowców i energii – trzeba przyznać, że wysokie ceny gazu na polskim rynku są problemem. Jest to wynik uzależnienia od jednego źródła dostaw oraz braku dostępu do europejskiego rynku *spot*. Obecnie rynek gazu w Polsce opiera się na kontraktach długoterminowych z Rosją. Obowiązujący kontrakt – z października 2010 r. – zmusza Polskę do zakupu gazu z Rosji do 2022 r. Polska jest zarazem uzależniona od infrastruktury gazociągowej biegnącej w jednym kierunku wschód–zachód, co wpływa na brak odpowiedniej siły w negocjacjach cen z Gazpromem. Jest to także problem, który może przekształcić się w zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w sytuacji zakłóceń/przerw w rosyjskich dostawach.

W ostatnich latach obserwowany jest jednak znaczący postęp w budowie rewersyjnych połączeń z sąsiadami (interkonektorów gazowych) i zewnętrznymi dostawcami (terminal LNG). O idei Korytarza Północ–Południe (łączącego terminal LNG w Świnoujściu z terminalem chorwackim Adria) i postępie w realizacji kolejnych projektów była szczegółowo mowa w ubiegłorocznej edycji *Rocznika*, gdzie przyglądano się m.in. nowo otwartemu połączeniu z Czechami. 31 października 2012 r. minister gospodarki Waldemar Pawlak podpisał ze swym słowackim odpowiednikiem ministrem Tomášem Malatinskim list intencyjny w sprawie budowy analogicznego do polsko-czeskiego interkonektora gazowego. Ministrowie zadeklarowali wsparcie dla projektu łącznika gazowego Polska–Słowacja w ubieganiu się o status projektu wspólnego

²² *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, Załącznik 2, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2010 r.

²³ Średnia cena gazu z Rosji dostarczanego Polsce w 2012 r. wynosiła 420 USD za 1000 m³. Dla porównania Niemcy płaciły 379 USD, Włochy 410, a nasi południowi sąsiedzi – Czechy 419 USD, Słowacja 333 USD. Średnioroczna cena w przypadku większości państw kształtowała się poniżej 400 USD/1000 m³. W rezultacie eksport do Polski (poza eksportem do Niemiec i Włoch) był najbardziej dochodowym źródłem zasilającym budżet Gazpromu. Polska zresztą była trzecim największym rynkiem zbytu w UE i szóstym w Europie. Źródło: Gazprom.com i Interfax.

zainteresowania UE. Łącznik, w którego realizacji mieliby uczestniczyć Gaz-System i Eustram, miałby przepustowość nawet 5 mld m³ rocznie (dla porównania czesko-polski interkonektor dysponuje mocą zaledwie 0,5 mld m³). Po opracowaniu studium wykonalności projektu w 2013 r. ma zostać podpisana umowa międzyrządowa w sprawie jego realizacji. Analizy biznesowe i studium wykonalności łącznika międzysystemowego dofinansowywane będą ze środków UE²⁴. W Polsce Gaz-System przystąpił natomiast do budowy nowych wewnętrznych połączeń gazociągowych, które stanowią część systemu Korytarza Północ-Południe. Łącznie do 2014 r. na terytorium Polski planuje się budowę ponad 1000 km nowych gazociągów²⁵. W kontekście wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu ważnym wydarzeniem w 2012 r. było podpisanie w listopadzie porozumienia o fizycznym rewersie na gazociągu jamalskim²⁶.

Budowa infrastruktury jest warunkiem *sine qua non* wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i uzyskania większej niezależności od Rosji. Dlatego też cieszy postęp obserwowany w tej materii, tym bardziej że towarzyszy mu tworzenie nowych regulacji na poziomie UE, a także systemu wsparcia finansowego dla projektów, których celem jest wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw (zob. *Rocznik Strategiczny 2011/12*). Jest ona również konieczna dla wzmocnienia pozycji negocjacyjnej Polski względem Rosji. Obecnie o ograniczonych możliwościach przetargowych świadczy sztywna formuła KDT (indeksowanie cen gazu do cen ropy) i klauzula „bierz lub płać”. Za każdym razem strona polska podnosi zagadnienie modyfikacji klauzul KDT zawieranych z Gazpromem, ale nie ma ona takiej mocy sprawczej jak koncerty z krajów Europy Zachodniej, którym udało się uelastyczyć KDT zawarte z Rosją. Ponieważ bilateralne negocjacje nie przyniosły zadowalających Polskę rezultatów, PGNiG w lutym złożyło pozew przeciw Gazpromowi przed trybunałem arbitrażowym w Sztokholmie. Przed zakończeniem postępowania arbitrażowego w listopadzie zostało zawarte porozumienie między PGNiG i Gazpromem, które jednak zgodnie z doniesieniami prasowymi nie zmieniło mechanizmów cenowych w kontraktach długoterminowych – wciąż są one oparte na powiązaniu z cenami ropy, a tzw. czynnik spotowy nie znalazł się w kontrakcie. Stronie polskiej udało się wynegocjować nowe, niższe o kilkanaście procent ceny gazu²⁷. PGNiG odwołało pozew, kończąc w ten sposób postępowanie przed trybunałem. Od września praktykami Gazpromu zajmuje się natomiast KE, której zadaniem jest zweryfikowanie, czy koncern nie nadużywa dominującej pozycji w krajach Europy Środkowo-Wschodniej.

W warunkach silnego uzależnienia od rosyjskiego dostawcy oprócz praktyk cenowych niepokój wzbudza także zdolność Gazpromu do zapewnienia stabilnych (nie-

²⁴ Wcześniej w lipcu podpisane zostało porozumienie z litewskim Lietuvos Dujos w sprawie sporządzenia studium wykonalności połączenia międzysystemowego między Polską a Litwą.

²⁵ W tym kluczowe: Szczecin-Lwówek, Świnoujście-Szczecin, Szczecin-Gdańsk, Rembelszczyzna-Gustorzyn i Gustorzyn-Odolanów. Gazociągi otrzymują dofinansowanie z unijnego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko.

²⁶ Dotyczy ono rozbudowy granicznej stacji pomiarowej, co jest konieczne dla zapewnienia technicznych możliwości transportu gazu gazociągiem jamalskim z Niemiec do Polski. Porozumienie zostało zawarte między Gaz-System i Gascade Gastransport.

²⁷ Minister Budzanowski podawał w mediach, że obniżka wynosi ponad 15%.

przerwanych) dostaw, czyli innymi słowy wiarygodność koncernu. Zagadnienie to wielokrotnie podnoszono w debacie polskiej i europejskiej, zwłaszcza w związku z rosyjsko-ukraińskimi sporami gazowymi i będącymi ich konsekwencją zakłóceniami, jakie powstawały w dostarczaniu gazu do krajów UE. Kryzys gazowy z lutego 2012 r., choć miał odmienny charakter, potwierdził, że w określonych okolicznościach Rosja może mieć problemy z zapewnieniem stabilnych dostaw do krajów europejskich. Ekstremalnie niskie temperatury odnotowywane w styczniu i lutym w Rosji wpłynęły na gwałtowny wzrost popytu wewnętrznego. Po raz pierwszy Rosjanie konsumowali ponad 2 mld m³ gazu dziennie! W tym samym czasie spadek temperatury wywołał większe zapotrzebowanie na gaz europejskich konsumentów. Gazprom nie był w stanie równocześnie sprostać rosnącemu popytowi wewnętrznemu i zewnętrznemu. W rezultacie od końca stycznia do 19 lutego najwięksi odbiorcy rosyjskiego gazu (m.in. Niemcy, Austria, Włochy, Słowacja) odnotowywali braki w ilościach gazu dostarczanego z Rosji. Kryzys dotknął również Polskę. We Włoszech luka między popytem a dostawami z Rosji wyniosła nawet 29%²⁸. Rachunek ekonomiczny kryzysu był wysoki m.in. za sprawą nagłego radykalnego wzrostu cen gazu na wszystkich europejskich giełdach; w ten sposób starano się zrekompenzować powstałe straty.

Pojawiły się naturalnie pytania o przyczyny niezdolności Gazpromu do realizacji zobowiązań względem Europy. Okazuje się, że poziom produkcji był wysoki, a moce przesyłowe niewykorzystane maksymalnie. Na czym zatem polegał problem? Po pierwsze, Rosja nie dysponuje odpowiednią infrastrukturą magazynową, która w takich sytuacjach jest niezbędna. Po drugie, w okresie przedwyborczym w oczywisty sposób priorytetowo potraktowani zostali konsumenci krajowi – choć należy podkreślać, że w strategiach bezpieczeństwa energetycznego krajów eksporterów surowców bezpieczeństwo dostaw energii zawsze zyskuje pierwszeństwo przed bezpieczeństwem zbytu na rynkach zewnętrznych. Na ważny czynnik zwracają uwagę analitycy Oxford Institute for Energy Studies, twierdząc, że na zachodniej Ukrainie powinny być zgromadzone zapasy surowca umożliwiające w takiej sytuacji zaspokojenie tak wysokiego popytu zagranicy, a Gazprom zrezygnował w 2006 r. z korzystania z ukraińskich magazynów zlokalizowanych przy zachodniej granicy (ich łączna pojemność wynosi około 20 mld m³)²⁹. Wątek „niewiarygodnej Ukrainy” również się pojawił w kontekście lutowego kryzysu. Rosjanie tradycyjnie oskarżyli Ukrainę o kradzież gazu na potrzeby rynku wewnętrznego, podczas gdy Kijów zdecydowanie zaprzeczał tej wersji, twierdząc, że wszelkie niezbędne dodatkowe jego ilości pobierano z własnych zapasów i to Gazprom zmniejszył na początku lutego dostawy magistralami Braterstwo o 75 mln m³ dziennie.

Polska przeszła test „kryzysu” sprawnie. Rekordowo wysokie zapotrzebowanie na gaz (średnie dzienne styczniowe zapotrzebowanie wyniosło 51,2 mln m³, a na początku lutego wzrosło do ponad 70 mln m³, co stanowiło historyczny rekord!) spowodowało uruchomienie 2 lutego zapasów obowiązkowych, dzięki którym nie

²⁸ J. Henderson, P. Heather, *Lessons from February 2012 European Gas „Crisis”*, Oxford Energy Comment, kwiecień 2012, s. 13–14.

²⁹ *Ibidem*, s. 4–6.

doszło do przerw w dostawach³⁰. Należy jednak zasygnalizować kolejny problem związany z infrastrukturą gazową – Polska wciąż dysponuje stosunkowo niewielkimi zdolnościami magazynowymi gazu. Wielkość rezerw strategicznych wynosząca 1,8 mld m³ odpowiada 41-dniowej średniej konsumpcji (ale już tylko 25-dniowej średniej konsumpcji z początków lutego 2012 r.). Jest to zatem znacznie poniżej 90-dniowego standardu bezpieczeństwa energetycznego.

Osobną grupę problemów stanowi brak pełnej transpozycji przepisów UE w zakresie liberalizacji wewnętrznego rynku energii i gazu. W październiku niedopełnienie przez Polskę zobowiązań wynikających z implementacji tzw. dyrektywy elektrycznej (2009/72/WE) spowodowało wszczęcie przez KE postępowania przed Trybunałem Sprawiedliwości UE. Komisja wnioskuje o karę pieniężną w wysokości 84 378 euro dziennie. W listopadzie z analogicznym pozwem KE wystąpiła do trybunału za brak pełnej transpozycji dyrektywy gazowej (2009/73/WE), wnioskując o karę pieniężną 88 819 euro dziennie. Rząd polski zareagował przygotowaniem tzw. trójpaku energetycznego – zestawu projektów ustaw dotyczących OZE, prawa gazowego i energetycznego. Projekt ustawy o OZE znalazł się w trójpaku energetycznym, ponieważ i w tym przypadku Polsce mogą grozić sankcje finansowe za brak odpowiednich regulacji, choć pozew KE w tej sprawie nie został jeszcze złożony.

Z pozytywnych wydarzeń warto odnotować, że w 2012 r. odbyły się w Polsce dwie prestiżowe międzynarodowe konferencje związane z energetyką. W maju zorganizowano najważniejszą dla europejskiej branży gazowniczej jubileuszową X Międzynarodową Konferencję Gas Infrastructure Europe. Natomiast w dniach 26–25 listopada Warszawa gościła Konferencję Traktatu Karty Energetycznej. Dla polskiego sektora energetycznego znaczenie miały też zorganizowane 7 marca we współpracy z polskim i meksykańskim ministerstwem gospodarki warsztaty IEA dotyczące wydobycia gazu niekonwencjonalnego (*IEA Workshop on Golden Rules for Unconventional Gas Prospects*).

WYKORZYSTANIE NOWYCH TECHNOLOGII (LNG, GAZ Z ŁUPKÓW I OZE) – SZANSE I WYZWANIA DLA POLSKI

Obowiązująca strategia energetyczna Polski z 2009 r. (w Ministerstwie Gospodarki opracowywany jest obecnie projekt nowej strategii do 2050 r.) wskazuje jasno następujące kierunki polityki energetycznej:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej przez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

³⁰ Dane <http://www.mg.gov.pl/node/15398>.

W dokumencie wskazuje się na współzależność wszystkich tych kierunków zgodnie z ideą zrównoważonego rozwoju. Nowe technologie, które rewolucjonizują globalny rynek energii, mogą w istotny sposób przyczynić się do realizacji wskazanych kierunków polityki energetycznej Polski. Pojawia się zatem pytanie, na które z rozwiązań technologicznych powinniśmy postawić. Naturalnie obserwacja światowych trendów i doświadczeń innych, zamożniejszych państw z nowymi technologiami może być dobrym punktem wyjścia. Z całą pewnością jednak państwa znajdują się w bardzo różnych sytuacjach wyjściowych, jeśli chodzi o bilans energetyczny, połączenia infrastrukturalne, poziom konsumpcji i produkcji energii, zależności importowe etc. Uwzględnienie specyfiki energetycznej danego kraju jest zatem kluczowe. Choć, jak już sygnalizowano, w przypadku Polski to właśnie specyfika kultury energetycznej opartej na węglu i dość tradycyjnym sposobie myślenia o bezpieczeństwie energetycznym jest często barierą w podążaniu za nowoczesnymi trendami technologicznymi. W debacie publicznej dominuje zarazem wybiórczość – poszczególne środowiska lobbują „za jedynym słusznym” rozwiązaniem (atom – łupki – OZE – CCS i technologie czystego węgla). W tej chwili brakuje spójnej, całościowej, długoterminowej, strategicznej wizji bezpieczeństwa energetycznego. Dobrze jednak, że ta poważna debata w końcu zaczyna się toczyć na polskiej scenie politycznej, w mediach i na spotkaniach eksperckich. Od kierunku, który wybierze Polska w transformacji sektora energetycznego, zależy bowiem nasza przyszłość – bezpieczeństwo energetyczne, innowacyjność i rozwój gospodarczy.

Odnosząc się do poszczególnych rozwiązań technologicznych i zasadności ich wykorzystania w Polsce, należy uwzględnić trzy podstawowe wymiary bezpieczeństwa energetycznego: geostrategiczny, ekonomiczny, ekologiczny. Żadne z rozwiązań nie jest tanie, i to można podkreślić już na wstępie. Żadne tym bardziej samo w sobie nie stanowi lekarstwa na wszystkie problemy bezpieczeństwa energetycznego Polski. Każde niesie z sobą zarówno korzyści, jak i wyzwania, a niekiedy także zagrożenia! Z których rozwiązań warto skorzystać? Które z nich będą najmądrzejszym i optymalnym wyborem?

Jedną z najważniejszych inwestycji realizowanych w Polsce w celu wzmocnienia naszego bezpieczeństwa energetycznego jest terminal importowy LNG. Jest to jednocześnie jedna z najmądrzejszych decyzji, jakie zostały podjęte w odniesieniu do sektora energetycznego w ostatnich latach. Postawienie na gaz w obecnych uwarunkowaniach międzynarodowego rynku – dynamicznego rozwoju eksportu LNG, rynków *spot* i produkcji gazu niekonwencjonalnego – jest najtańszą opcją zmniejszenia emisyjności sektora energetycznego. Warunkiem jest jednak dostęp do światowego rynku LNG i transakcji *spot* – jego brak stwarza płaszczyznę do manipulacji cenowych dostawcy, od którego odbiorca jest uzależniony. Sytuacja, w której Polska płaciła w zeszłym roku najwyższe stawki za rosyjski gaz, jest tego świetnym dowodem.

Kraje Europy Zachodniej, które przez lata rozwijały handel *spot* gazem oraz zwiększały udział LNG w bilansie importowym, były oczywistym beneficjentem sytuacji zaistniałej na rynku gazu w wyniku „rewolucji łupkowej” w USA – po pierwsze, mogły zwiększyć zakupy LNG i udział kontraktów *spot*, po drugie, stawiając dostawców pod presją, renegecowały korzystniejsze warunki cenowe kontraktów

długoterminowych³¹. W tym czasie Polska i kraje Europy Środkowej, pozbawione odpowiedniej infrastruktury i dostępu do rynku LNG, nie mogły analogicznie wykorzystywać nowych uwarunkowań. Co gorsza, brak elastyczności rynków krajów Europy Środkowo-Wschodniej jest głównym problemem, który wpływa na większą podatność tych gospodarek na zewnętrzne zaburzenia dostaw. Mieliśmy tego spektakularne przejawy w trakcie rosyjsko-ukraińskich kryzysów gazowych.

Postęp w budowie terminalu LNG w Świnoujściu ma tym samym szczególne znaczenie dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale także całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Terminal jest kluczowym elementem przyszłego Korytarza Północ-Południe. Przeznaczony jest on do importu i regazyfikacji surowca – umożliwi odbiór 5 mld m³ LNG rocznie, ale jeśli zaistnieje taka potrzeba, jego zdolności regazyfikacyjne mogą wzrosnąć o dodatkowe 2,5 mld m³. Firma Polskie LNG prowadzi jednak badania w zakresie możliwości wykorzystania terminalu do świadczenia także innych usług (takich jak przeładunek LNG na cysterny, magazynowanie, tankowanie statków). Zwiększenie oferty terminalu będzie oznaczało konieczność jego rozbudowy o dodatkowy zbiornik. Łączny koszt projektu wynosi 2,7 mld zł, a inwestycja dofinansowywana jest w ramach programów UE (EENR – 245 mln zł i Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko – 456 mln zł). Kredyty na budowę terminalu przyznały EIB (600 mln zł), a ostatnio także EBOiR (300 mln zł). Dzięki terminalowi w Świnoujściu Polska uzyska dostęp do dynamicznie rozwijającego się globalnego rynku LNG, wzmocni swą pozycję w regionie i siłę przetargową w relacjach z Gazpromem.

Sektor gazowy w Polsce żyje jednak przede wszystkim perspektywami rozwoju produkcji gazu niekonwencjonalnego, a konkretnie z łupków. Szacunki co do wielkości złóż nie są jednoznaczne. Zgodnie z oceną Państwowego Instytutu Geologicznego (który przeprowadził badania we współpracy z amerykańską USGS)³² Polska może dysponować zasobami gazu z łupków rzędu 1,92 bln m³, ale najbardziej prawdopodobne dane wynoszą 364–768 mld m³. Umożliwiłyby one zaspokojenie konsumpcji gazu na jej obecnym poziomie przez ponad 60 lat! Produkcja gazu z łupków to niewątpliwie szansa dla naszego kraju na stworzenie nowego źródła zaopatrzenia w „błękitne paliwo”, a nawet uniezależnienia się od Rosji, a także modyfikacji jego roli odgrywanej w europejskich stosunkach energetycznych. W wymiarze ekonomicznym bezpieczeństwa energetycznego większa podaż surowca wydobywanego w kraju ma szansę wpłynąć na obniżenie cen gazu.

Istnieje kilka barier w rozwoju wydobycia gazu z łupków. Po pierwsze, wyrażane są obawy przed szkodliwością technik wydobycia gazu z łupków dla środowi-

³¹ Gazprom po raz pierwszy zdecydował się uelastyczyć warunki kontraktów długoterminowych z głównymi zachodnioeuropejskimi partnerami (niemieckim E/ON, francuskim GdF, włoskim ENI), a także tureckim Botas w 2010 r. Wówczas 10–15% zakontraktowanych dostaw gazu powiązano z jego notowaniami na giełdach.

³² URL < <http://www.pgi.gov.pl/instytut-geologiczny-informacje-prasowe/4109-zasoby-gazu-z-lupkow-w-polsce.html> >. Dla porównania amerykańska Energy Information Administration oceniała w raporcie z 2011 r., że zasoby gazu z łupków zlokalizowane w Polsce mogą wynosić nawet ponad 5,3 bln m³. EIA, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, Washington D.C., kwiecień 2011.

ska naturalnego. Mowa tu z jednej strony o możliwościach przenikania chemikaliów do wód gruntowych, a z drugiej o ogromnych ilościach wody niezbędnej do procesu wydobywania z zastosowaniem techniki szczelinowania hydraulicznego. Po drugie, centralnym problemem wydaje się ograniczony dostęp do infrastruktury przesyłowej w potencjalnych miejscach wydobywania surowca. Inwestycje prowadzone w Polsce wymagać zatem będą nakładów finansowych tak w sektorze *upstream*, jak i *downstream*. Odnalezienie złóż i opanowanie techniki wierceń hydraulicznych to jedno, a przecież gaz z łupków w jakiś sposób trzeba będzie wprowadzić do krajowej infrastruktury przesyłowej, mając zaś na względzie ambicje polskich koncernów, zainvestować również w infrastrukturę eksportową. Rachunek ekonomiczny będzie zatem spory, ale jeśli uda się uniknąć szkodliwości sektora wydobywczego dla środowiska naturalnego, korzyści, jakie mogą być efektem uruchomienia w Polsce produkcji gazu z łupków, powinny zrekompensować początkowe wysokie nakłady inwestycyjne. Mowa tu o korzyściach ekonomicznych (dochodowość sektora, rozwój krajowych przedsiębiorstw, spadek cen gazu, wzrost konkurencyjności gospodarki, poprawa salda bilansu handlowego etc.)³³, społecznych (nowe miejsca pracy) oraz wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju tak w jego ekonomicznym, jak i geostrategicznym wymiarze. Zakres wpływu gazu z łupków wydobywanego w Polsce na bezpieczeństwo energetyczne, a także gospodarkę, będzie jednak zależał od jego zasobów, których dokładne rozpoznanie jeszcze przed nami. Znaczenie ma również kondycja finansowa firm posiadających obecnie koncesje na wydobycie³⁴. Branża jest niewątpliwie kapitałochłonna i tylko najsilniejsi są w stanie podjąć ryzyko inwestycyjne i uczynić z polskich łupków rentowne przedsięwzięcie. Ma to tym większe znaczenie, że czeka ich konkurencja m.in. ze strony producentów LNG.

Nie należy również zapominać o problemach, jakie mogą pojawić się ze strony UE, której stanowisko nie jest w materii gazu z łupków jednoznaczne. Polska w minionym roku rozegrała prawdziwą dyplomatyczną „batalię o łupki” w Parlamencie Europejskim³⁵. W 2013 roku należy oczekiwać stanowiska Komisji Europejskiej, która zapowiedziała prace nad przygotowaniem regulacji dotyczących wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych na terenie UE. Regulacje UE zawsze mają wpływ na decyzje inwestorów, podobnie jak ich tymczasowy brak, który budzi poczucie niepewności.

W końcu w omawianym kontekście należy wziąć pod uwagę także czynnik rosyjski. Gaz wydobywany w Polsce uderzyłby w interesy Rosji i Gazpromu, który i tak traci udział w rynku europejskim, o czym była już mowa³⁶. Stąd też z niepokojem odbierano w Polsce informacje o zawarciu w 2011 r. strategicznej współ-

³³ Zob. K. Książkowski, „Wpływ wydobywania gazu łupkowego na bezpieczeństwo ekonomiczne Polski”, *e-Politikon*, nr III, jesień 2012, s. 8–35.

³⁴ Zob. *ibidem*.

³⁵ W listopadzie część eurodeputowanych próbowała wprowadzić zakaz wydawania zezwoleń na szczelinowanie hydrauliczne w UE w związku z pojawiającymi się raportami informującymi o szkodliwości tej techniki wydobywczej dla środowiska. Poprawka ta została odrzucona większością 391 głosów.

³⁶ Deklaracje prezydenta Putina z października nie pozostawiły płaszczyzny do domysłów – Putin oficjalnie oznajmił, że projekty rozwoju produkcji gazu z łupków stanowią zagrożenie dla interesów Gazpromu. Zob. A. Kublik, „Putin szykuje Gazprom do walki z łupkami”, *Gazeta Wyborcza* z 25 października

pracy między największym amerykańskim koncernem paliwowym – ExxonMobil i firmą Rosneft’, a dotyczącej m.in. eksploracji i eksploatacji złóż arktycznych³⁷. W połowie roku amerykański koncern wycofał się z poszukiwania gazu łupkowego w Polsce (łącznie otrzymał sześć koncesji), co rozpoczęło spekulacje nad przyczynami tej decyzji, ale także nad przyszłością koncesji – czy zostaną one wygaszone, przekazane innemu podmiotowi, czy w końcu, co budziło największe obawy, nie zostaną sprzedane np. rosyjskiemu partnerowi. Brak regulacji w tym zakresie ukazał słabości i luki w polskim systemie koncesyjnym. W grudniu amerykański koncern zawarł porozumienie z PKN Orlen o odsprzedaży dwóch koncesji. Co do przyczyn wycofania się z Polski w oficjalnym uzasadnieniu ExxonMobil stwierdził, że po dokonaniu pierwszych odwiertów na Lubelszczyźnie i Podlasiu uznał, iż nie ma perspektyw na komercyjne wydobywanie gazu. Charakterystyczne jest jednak, że inne amerykańskie koncerny pozostają w Polsce (możliwość wycofania z rynku zgłosił jeszcze koncern kanadyjski – Talisman). Prawdopodobne jest tym samym, że to jednak strategiczne porozumienie z Rosjanami leży u źródeł decyzji Exxonu, który zamiast angażować się w sektor gazu z łupków w Polsce, wybrał w jego ocenie bardziej intratną eksploatację złóż arktycznych. Jak działać będzie dyplomacja energetyczna Rosji w najbliższych latach? Czy będzie starała się wpływać na rentowność inwestycji w Polsce, chociażby przez włączenie się do wojny cenowej o rynek? Dla Rosji nadchodzą z pewnością niełatwe czasy. Wciąganie zachodnich partnerów do współpracy jest klasycznym sprytnym działaniem. Obserwowaliśmy to przy Nord Stream, a obecnie przy South Stream, którego budowa ruszyła 7 grudnia (dodajmy, mimo problemów finansowych Gazpromu, co świadczy o sporej determinacji³⁸). Są to przejawy walki o najbardziej dla Rosji dochodowy rynek europejski.

Zanim pojawiły się perspektywy rozwoju produkcji gazu z łupków, preferowaną w kręgach rządowych opcją wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego było zainwestowanie w energetykę jądrową. Planowana budowa dwóch elektrowni o mocy 3000 MW wciąż jest rozważana, ale wydaje się, że z nieco mniejszym entuzjazmem. Nic dziwnego, w obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych bowiem, a także w warunkach konkurencji ze strony nowych technologii, energetyka nuklearna jest najmniej korzystnym rozwiązaniem dla Polski. Obserwacja światowych trendów wskazuje poza tym, że nowe technologie wpływają na spadek konkurencyjności cenowej energii ze źródeł jądrowych, i to w krajach o ugruntowanej pozycji tego źródła energii w bilansie energetycznym. Na przykład w USA czy Kanadzie w 2011 r. wyzwaniem dla energii jądrowej stał się tani gaz. W ujęciu globalnym w 2011 r. światowa konsumpcja energii nuklearnej spadła o 4,1%³⁹. Co więcej, obserwacja problemów i opóźnień, jakie mają doświadczeni w produkcji energii ze źródeł nu-

2012 r., URL http://wyborcza.biz/Energetyka/1,129200,12734751,Putin_szykuje_Gazprom_do_walki_z_lupkami.html.

³⁷ Zob. *Rocznik Strategiczny 2011/12*. W 2012 r. Rosneft’ zawierał porozumienia o współpracy w zakresie eksploracji szelfów mórz arktycznych także z Eni i Statoil. Z kolei na początku 2013 r. podpisano serię kolejnych porozumień wzmacniających współpracę strategiczną z ExxonMobil.

³⁸ W realizację South Stream (zob. *Rocznik Strategiczny 2010/11*) zaangażowane są oprócz Gazpromu: Eni, EdF, BASF.

³⁹ BP, *Statistical Review of World Energy 2012*, op. cit.

klearnych Finowie z budową elektrowni Olikiluoto-3, powinna studiować entuzjazm zwolenników opcji nuklearnej i skłaniać ich do większej ostrożności w formułowaniu ocen co do kosztów budowy elektrowni w Polsce. Zastanawia również fakt, że w rządowej analizie SWOT dotyczącej rozwoju energetyki nuklearnej w rubryce „zagrożenia” dostrzega się potencjalne trudności ze sfinansowaniem inwestycji czy możliwymi opóźnieniami w budowie, które mogą wpłynąć na wzrost kosztów, ale nie znajduje się w niej problemu wywozu i składowania odpadów radioaktywnych, ale jedynie sprawę „społecznej akceptacji w tym kontekście”. A to nie „społeczna akceptacja” jest zagrożeniem. Odpady radioaktywne same w sobie są realnym i największym problemem energetyki jądrowej, a koszty z nimi związane też warto by w rzetelny sposób uwzględnić⁴⁰. Co ważne, jeśli Polska chce inwestować w technologię wydobywania gazu z łupków, nie będzie w stanie równocześnie realizować projektu budowy elektrowni jądrowych. O tym, że obie koncepcje wzajemnie się wykluczają, w 2012 r. otwarcie mówili już i przedstawiciele branży gazowniczej, i Społeczna Rada Konsultacyjna Narodowego Programu Redukcji Emisji⁴¹.

Czy wykluczają się natomiast OZE i łupki? Gdyby obserwować postawę ortodoksyjnych zwolenników którejs z tych opcji, można by odnieść wrażenie, że jest to podzielana przez nich opinia. Dlatego też zwolennicy łupków tak zaciekle krytykują OZE, powtarzając krążące o nich mity, a zwolennicy OZE podnoszą problemy ekologiczne związane z wydobywaniem gazu łupkowego i nie dostrzegają wielu korzyści płynących z rozwoju branży. W praktyce jedni i drudzy obawiają się dyspersji środków finansowych i dochodów inwestorów w sytuacji wsparcia obu branż. Podkreślmy jednak z całą stanowczością: takie myślenie jest wbrew interesom kraju i społeczeństwa. Nie ulega wątpliwości, że OZE są najbardziej prospołecznym i proekologicznym rozwiązaniem, odpowiadającym założeniom koncepcji zrównoważonego rozwoju. Ich promocja świadczy o dojrzałości rządów i ich gotowości do zmierzenia się z energetycznymi i społecznymi wyzwaniem przyszłości. Jest to myślenie długofalowe i prorozwojowe. OZE kreują nowy sposób myślenia o możliwościach zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa i są podstawą tworzenia demokracji energetycznej opartej na znacznie większej wolności/niezależności energetycznej. W bardziej tradycyjnym rozumieniu bezpieczeństwa – dywersyfikują bilans energetyczny i zmniejszają zależności importowe. Mogą stanowić także podstawę do budowy innowacyjnej gospodarki i rozwoju nowych jej gałęzi.

Z kolei gaz z łupków stwarza niepowtarzalną szansę na kreowanie dodatkowego dochodu narodowego i przechodzenia z wysokiego (i tak) poziomu samowystarczalności Polski w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej opartej na węglu

⁴⁰ Analiza została przeprowadzona w dokumencie: Ministerstwo Gospodarki Pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej, *Program Polskiej Energetyki Jądrowej*, Warszawa, grudzień 2010, s. 10–11. Dokument zakładał koszt budowy od 18 do 21 mld euro na każdą z elektrowni. Były to jednak bardzo optymistyczne wyliczenia. Do dziś nie ma ze strony rządowej dokładnych informacji dotyczących kosztów całego programu energetyki jądrowej. Sama Polska Grupa Energetyczna Energia Jądrowa prognozuje koszty jednej elektrowni na kwotę 35–55 mld zł.

⁴¹ Zob. „Budowa elektrowni jądrowej może nie dojść do skutku?”, *Parkiet* z 24 października 2012 r.; *Żmijewski: nie ma możliwości, byśmy mieli i energetykę atomową, i gaz łupkowy*, 24 października 2012 r., http://www.cire.pl/rynekenergii/serwis.php?d_id=67076&d_typ=1.

do samowystarczalności opartej na gazie z łupków. W sensie geopolitycznym jest to również sprytna rozgrywka, która wpłynie istotnie na pozycję kraju w europejskich stosunkach energetycznych. Polska wykreowana na europejskiego „potentata łupkowego”? I to w warunkach, kiedy potencjał surowcowy decyduje o wpływach w świecie i bywa intensywnie wykorzystywany w charakterze instrumentu polityki zagranicznej i bezpieczeństwa. To przecież marzenie wielu pokoleń polskich strategów i polityków. Tylko żeby się nie zagalopować w tych marzeniach... i za bardzo nie oderwać od rzeczywistości. Nie jest wciąż jasne, jakim potencjałem Polska dysponuje, niezbędne są odwierty i dokładne analizy, bo to od nich zależeć będą decyzje o inwestycjach infrastrukturalnych i możliwe będzie tworzenie realistycznych scenariuszy rozwoju polskiego przemysłu i jego wpływu na bezpieczeństwo energetyczne i pozycję międzynarodową Polski. Konieczne jest również poważne potraktowanie ostrzeżeń o możliwej szkodliwości sektora dla środowiska naturalnego. Przestrzeganie najwyższych standardów w procesie wydobywania gazu z łupków jest niezbędne, abyśmy nie znaleźli się w sytuacji, w której rozwiązując jeden problem bezpieczeństwa, kreujemy nowe zagrożenia, tym razem bezpieczeństwa ekologicznego.

Obecnie potrzebujemy kompleksowych i długofalowych rozwiązań, ale i rozwiązań realistycznych. Dlatego też tak ważny jest rozwój krajowego rynku gazu i jego uelastycznianie dzięki nowym projektom infrastrukturalnym, a także rozwojowi branży gazu niekonwencjonalnego. Do tego jednak dołączyć muszą strategiczne działania na rzecz promocji i rozwoju OZE. Źródła odnawialne nie mają szansy na rozwój w Polsce bez odpowiedniego systemu wsparcia państwa, skąd tak istotne jest wejście w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii, ale takiej, która wprowadzi system stałych subwencji typu FiT. Obecny system wsparcia w postaci zielonych certyfikatów jest wysoce nieefektywny. Większość dopłat pochłonęło współspalanie biomasy z węglem i stare elektrownie wodne. Poza tym system oparty na świadectwach pochodzenia energii nie jest stabilnym środowiskiem inwestycyjnym, o czym świadczą wahania cen zielonych certyfikatów (w 2012 r. obserwowana była silna tendencja spadkowa – w ciągu roku ceny spadły o ponad 50%, co grozi bankructwami przedsiębiorstw i tak raczującego sektora OZE). Tworzenie kultury energetycznej opartej na modelach prosumenckich, rozproszonej energetyce, mikroinstalacjach i inteligentnych sieciach energetycznych to wielkie wyzwanie. Nie można jednak pozostawać daleko w tyle za światowymi trendami. Odpowiednie regulacje prawne tworzące stabilne i przyjazne środowisko inwestycyjne mogą nie tylko zwiększyć wykorzystanie OZE na potrzeby krajowej energetyki, przynosząc wskazane wcześniej korzyści dla bezpieczeństwa energetycznego, lecz także uruchomić potencjał naukowy i przemysłowy dla rozwoju technologicznego branży w kraju. To od decyzji podjętych teraz zależy, czy uda nam się jeszcze nadążyć za postępem technologicznym dokonującym się w sferze energetycznej i wnieść do niego swój wkład.

POLAND'S ENERGY SECURITY IN TIMES OF GLOBAL TECHNOLOGICAL CHANGES
IN THE ENERGY MARKET

The article discusses global energy market trends in the context of the development of new up-stream and down-stream technologies. It analyzes three types of technological trends that contribute to long-term transformation of the energy market: wider use of LNG; non-conventional oil and gas production (especially shale oil and gas); and the development of renewable energy technologies, which will have far-reaching consequences for global and regional energy security, but also for the energy security of Poland. Hence, the aim of the article is to review Poland's energy challenges and needs and to analyze how the new technologies can contribute to its long-term energy security. The analysis refers also to the most important events of 2012 in the energy market as far as Polish and the EU's perspectives are concerned.