

Partnerstwo w kryzysie? Współpraca energetyczna Niemiec i Rosji w regionie Morza Bałtyckiego

Raport Polskiego Instytutu Spraw Międzynarodowych



WARSZAWA
LISTOPAD 2012

JAROSŁAW ĆWIEK-KARPOWICZ (RED.)
KINGA DUDZIŃSKA, ANNA MARIA DYNER, LIDIA PUKA

POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH

PARTNERSTWO W KRYZYSIE?
WSPÓŁPRACA ENERGETYCZNA NIEMIEC I ROSJI
W REGIONIE MORZA BAŁTYCKIEGO

Jarosław Ćwiek-Karpowicz (red.)
Kinga Dudzińska, Anna Maria Dyner, Lidia Puka
Ryszarda Formuszewicz (współpraca)

Warszawa, listopad 2012

Zdjęcie na okładce:
<http://www.sxc.hu/photo/594196>

© Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, 2012

ISBN 978-83-62453-43-6

Polski Instytut Spraw Międzynarodowych
ul. Warecka 1a, 00-950 Warszawa
phone (+48) 22 556 80 00, fax (+48) 22 556 80 99
pism@pism.pl, www.pism.pl

SPIS TREŚCI

Główne tezy i rekomendacje	5
Wstęp	7
Znaczenie Bałtyku w polityce Niemiec i Rosji.	7
Powstanie Gazociągu Północnego	8
Zmieniające się uwarunkowania rynkowe	9
Cele i interesy energetyczne Rosji w regionie bałtyckim	10
Wybrane rosyjskie projekty energetyczne	12
Bałtycki System Ropociągowy	12
Elektrownia jądrowa w Kaliningradzie i na Białorusi	12
Inwestycje kolejowe i drogowe powiązane z projektami energetycznymi	13
Cele i interesy energetyczne Niemiec w regionie bałtyckim	14
Wybrane niemieckie projekty energetyczne	16
Infrastruktura ropociągowa.	16
Parki wiatrowe i połączenia elektroenergetyczne	17
Inwestycje kolejowe i drogowe powiązane z projektami energetycznymi	18
Wnioski i rekomendacje dla Polski.	19
Aneksy	21
Tabela 1. Bilans energetyczny państw RMB.	21
Tabela 2. Dane techniczne rosyjskich projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB	22
Tabela 3. Dane techniczne niemieckich projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB	23
Tabela 4. Dane techniczne pozostałych projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB	25
Tabela 5. Przeladunek towarów w rosyjskich portach w Primorsku i Ust-Łudze	27
Tabela 6. Kapitalizacja wybranych rosyjskich i niemieckich firm energetycznych w latach 2007–2011	27
Tabela 7. Kursy akcji wybranych rosyjskich i niemieckich firm energetycznych w latach 2007–2012.	28

Główne tezy i rekomendacje

- Niemcy i Rosja współpracują ze sobą w czasie specyficznych uwarunkowań rynkowych, charakteryzujących się między innymi dużymi wahaniami cen surowców, stosunkowo wysoką awersją do ryzyka inwestycyjnego i spadkiem kapitalizacji wielu spółek energetycznych. Oddanie do użytku Gazociągu Północnego nie zintensyfikowało znacząco ich współpracy, lecz ujawniło odmienne podejście do wspólnych wyzwań i wynikające stąd problemy. Rosja utrzymuje w kontraktach długoterminowych wysoką cenę gazu wyznaczaną w relacji do ceny ropy, na czym tracą jej europejscy, w tym niemieccy partnerzy. Sama Rosja z kolei potrzebuje dużych nakładów inwestycyjnych w eksploatację nowych złóż.
- Perspektywy rozwoju rosyjsko-niemieckiej współpracy energetycznej w zakresie dostaw gazu, w tym rozbudowa Gazociągu Północnego o trzecią i czwartą nitkę, uzależnione są ściśle od sprawności i zakresu realizacji niemieckiego przełomu energetycznego (*Energiewende*), w tym również programu stopniowego wyłączenia z użycia wszystkich elektrowni jądrowych w tym kraju do 2022 r. Zgodnie z założeniami niemieckiego rządu zrównoważenie bilansu energetycznego kraju miałyby zostać osiągnięte dzięki wzrostowi efektywności energetycznej oraz rozwojowi OZE, a nie zwiększonym zewnętrznym dostawom gazu. Tym samym rosyjska oferta rozszerzenia eksportu gazu nie spotyka się jak na razie z zainteresowaniem Niemiec.
- Niemcy utrzymują wysoce zróżnicowaną strukturę zewnętrznych dostaw gazu, stąd też nie odczuwają potrzeby zwiększenia dywersyfikacji i ograniczenia współpracy z Gazpromem. Tym samym Polska powinna kontynuować działania wzmacniające własne bezpieczeństwo energetyczne (dywersyfikacja i liberalizacja rynku gazu), nie licząc przy tym na istotne wsparcie Niemiec. Priorytetowe znaczenie ma terminowe ukończenie budowy gazoportu w Świnoujściu, rozbudowa sieci gazociągów i magazynów oraz połączeń z krajami unijnymi, jak również sprawne uwolnienie krajowego rynku gazu.
- Ze względu na niską rentowność sektora rafineryjnego w Europie, spowodowaną nadpodażą mocy rafineryjnych, wysoką ceną surowca i koniecznością stosowania niskich marż, wiele koncernów zainteresowanych jest częściową lub całkowitą odsprzedażą swoich aktywów. Sytuację starają się wykorzystać rosyjskie firmy naftowe, które kontrolując prawie jedną piątą rynku rafineryjnego w Niemczech, planują rozszerzać tam swoje inwestycje. Ich ekspansji sprzyjają nowo uruchomione trasy przesyłowe (ropociąg BTS 2 i port naftowy w Ust-Łudze) pozwalające dostarczać coraz większą ilość ropy do rafinerii znajdujących się na terytorium państw UE.
- Dla polskich firm energetycznych kluczowe znaczenie będzie miało ewentualne przejęcie przez rosyjskie koncerny naftowe pełnej kontroli nad niemieckimi rafineriami w Schwedt lub Leuna, znajdującymi się blisko granic Polski, oraz doprowadzenie przez nich do rozbudowy portu naftowego w Rostocku i zwiększenia mocy przepustowych ropociągu Rostock-Schwedt. Nowa sytuacja może doprowadzić do wzrostu konkurencji na krajowym rynku paliwowym ze strony firm rosyjskich oraz pojawieniem się problemów z zaopatrzeniem rafinerii w Płocku i Gdańsku w rosyjską ropę z wykorzystaniem ropociągu Przyjaźń (ze względu na uzyskaną przez Rosję nadpodaż mocy przesyłowych).
- Polska powinna współpracować z Niemcami i pozostałymi państwami regionu Morza Bałtyckiego w celu utrzymania przesyłu ropociągiem Przyjaźń po uruchomieniu przez Rosję ropociągu BTS 2 i terminalu naftowego w Ust-Łudze. Powinna zwracać uwagę na aspekty środowiskowe, przede wszystkim na ryzyko związane ze wzmożonym ruchem tankowców po Bałtyku, wykorzystując do tego zarówno forum unijne, jak i Radę Państw Morza Bałtyckiego. Interesom Polski w regionie sprzyjałyby

również działania w celu lepszego dostępu ropy kaspijskiej na rynek środkowo-europejski z wykorzystaniem połączeń rurociągowych.

- Wobec braku deficytu energii elektrycznej w obwodzie kaliningradzkim i państwach nadbałtyckich, jak również jej nadpodaży w północno-wschodniej części Niemiec, jednym z najbardziej realnych kierunków eksportowych dla budowanej w Kaliningradzie siłowni atomowej jest Polska. Rozbudowa połączeń elektroenergetycznych z obwodem kaliningradzkim i nastawienie się na import energii z tego kierunku byłoby konkurencyjne wobec planów budowy własnej elektrowni jądrowej oraz rozwoju energetyki wiatrowej na Pomorzu. Import energii elektrycznej z Rosji oznaczałby także wzrost zależności energetycznej od wschodniego sąsiada. Ze względu na bliskie sąsiedztwo projektowanych rosyjskich elektrowni jądrowych w Kaliningradzie oraz na Białorusi Polska i pozostałe kraje UE powinny skłonić stronę rosyjską do poddania obu inwestycji stress-testom obowiązującym na terytorium unijnym.

Wstęp

Wybudowanie Gazociągu Północnego, łączącego bezpośrednio Rosję i Niemcy po dnie Morza Bałtyckiego, miało istotnie wzmocnić współpracę energetyczną obu państw. Nowy gazociąg, który wzbudzał liczne kontrowersje w pozostałych krajach regionu bałtyckiego, miał przede wszystkim zapewnić niemieckiej gospodarce stabilne dostawy rosyjskiego gazu. Tymczasem uruchomienie pierwszych dostaw w ramach zawartych wcześniej kontraktów długoterminowych przypadło na czas spowolnienia gospodarczego oraz dużych wahań cen i popytu na rynkach surowcowych. Wbrew pierwotnym oczekiwaniom nowy gazociąg nie doprowadził do wzrostu importu rosyjskiego gazu przez Niemcy w stosunku do okresu sprzed jego uruchomienia. Nie wiadomo, czy sytuacja ta się nie zmieni, biorąc pod uwagę decyzję rządu federalnego o przyspieszonym zamknięciu niemieckich elektrowni jądrowych i potrzebę zrównoważenia bilansu energetycznego kraju dostawami energii pochodzącej z innych źródeł.

W niniejszym raporcie przedstawiono stan i perspektywy współpracy gospodarczej Rosji i Niemiec w regionie Morza Bałtyckiego (RMB) w sektorze naftowym, gazowym i elektroenergetycznym. Zbadano wpływ zmian na światowych rynkach surowcowych, wywołanych wzrostem wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych oraz popularyzacją technologii jego przesyłu w postaci skroplonej, na rozwój partnerstwa Rosji i Niemiec. Analiza rosyjskiej i niemieckiej polityki posłużyła również do sformułowania rekomendacji dla polskich władz i firm energetycznych zainteresowanych jak najlepszymi warunkami do realizowania interesów Polski w regionie.

Znaczenie Bałtyku w polityce Niemiec i Rosji

W regionie Morza Bałtyckiego Niemcy i Rosja zajmują szczególne miejsce, odpowiednio ze względu na duży potencjał gospodarczy oraz olbrzymie zasoby surowców energetycznych. Koniec zimnej wojny sprawił, że dla państwa rosyjskiego znaczenie Bałtyku przestało ograniczać się do kwestii strategiczno-wojskowych, a coraz bardziej zaczęło dotyczyć problemów gospodarczych. Po rozpadzie Związku Radzieckiego Rosja co prawda zachowała dostęp do tego akwenu, jednak w dużym stopniu była zmuszona do korzystania z portów usytuowanych w innych republikach poradzieckich (Litwa, Łotwa, Estonia). Dopiero rozbudowa własnej infrastruktury portowej i rurociągowej w regionie bałtyckim pozwoliły Rosji swobodnie eksportować znaczną ilość towarów na rynki europejskie, głównie ropę naftową i gaz ziemny, i tym samym zmniejszyć zależność od środkowo- i wschodnioeuropejskich krajów tranzytowych. Bałtyk stał się przez to ważnym szlakiem przesyłowym dla rosyjskich surowców energetycznych, wyprzedzając pod tym względem Morze Czarne, które z powodu znacznych ograniczeń w transporcie przez cieśniny tureckie wciąż wydaje się mniej perspektywicznym akwenem.

Z kolei dla Niemiec relatywnie płytkie Morze Bałtyckie przez wiele lat odgrywało drugorzędą rolę wobec sąsiadującego z nim Morza Północnego. Dogodnie usytuowane Morze Północne pozwalało Niemcom nie tylko intensywnie rozwijać transport morski i oceaniczny, ale również odbierać znaczne ilości znajdujących się tam surowców energetycznych, wydobywanych na masową skalę przez kraje przybrzeżne od końca lat 70. ubiegłego wieku. Wyczerpywanie się złóż węglowodorowych na Morzu Północnym, jak również wzrost przesyłu ropy i gazu z Rosji oraz intensywny rozwój infrastruktury transportowej w tym kraju, spowodowały zmianę myślenia o Morzu Bałtyckim w Niemczech. Odtąd Bałtyk postrzegany jest tam jako łącznik umożliwiający rozwój komplementarnej współpracy energetycznej z Rosją, pozwalający jednocześnie mówić o bezpośrednim sąsiedztwie obu państw.

W ostatnim czasie daje się zauważyć rosnące zainteresowanie Berlina i Moskwy współpracą w regionie bałtyckim. Podczas sprawowanej od 1 lipca 2011 r. do 30 czerwca

2012 r. prezydencji w Radzie Państw Morza Bałtyckiego (RPMB) rząd Niemiec dał tej organizacji impuls do aktywniejszego działania w pomijanych dotąd sprawach energetycznych. Po raz pierwszy w historii, oprócz spotkania szefów państw i rządów, zwołano nadzwyczajną sesję ministerialną RPMB z udziałem ministrów spraw zagranicznych. Była ona poświęcona bezpieczeństwu energetycznemu regionu, a zakończyła się podpisaniem wspólnej deklaracji przez wszystkich uczestników¹. Warto również zauważyć rosnącą wspólnotę interesów między Niemcami a Rosją w regionie bałtyckim. Zarówno w czasie niemieckiej, jak i obecnej rosyjskiej prezydencji w RPMB temat zagrożeń środowiskowych związanych z jednej strony z przekierowaniem przez Rosję przesyłu ropy i gazu na szlak morski (bałtycki), a z drugiej z zaplanowaną budową elektrowni jądrowej w Kaliningradzie oraz na Białorusi, jest skutecznie pomijany na forach współpracy regionalnej. Nie wiadomo, czy sytuacja ta utrzyma się podczas prezydencji w RPMB kolejnych państw członkowskich, chociaż doświadczenia związane z powstaniem Gazociągu Północnego dowodzą, jak skuteczny może być niemiecki i rosyjski lobbying w regionie.

Powstanie Gazociągu Północnego

Współpraca energetyczna Rosji i Niemiec miała się znacznie zacieśnić dzięki wybudowaniu wspólnego gazociągu z rosyjskiego Wyborga, po dnie Morza Bałtyckiego, do niemieckiego Lubmina koło Greifswaldu. Decyzję o powołaniu wspólnego konsorcjum zajmującego się budową gazociągu podjęto we wrześniu 2005 r., a w jego skład wchodzi obecnie pięć firm: Gazprom z 51% udziałów, Wintershall Holding GmbH (część kompanii BASF) i E.ON Ruhrgas AG po 15,5%, oraz N.V. Nederlandse Gasunie i GDF SUEZ po 9% udziałów. Koszt projektu (7,4 mld euro) w 30% został pokryty ze środków udziałowców, a w pozostałych 70% z kredytów. Budowa pierwszej nitki trwała od kwietnia 2010 r. do listopada 2011 r., natomiast drugiej zakończyła się w październiku 2012 r.

Zgoda Niemiec na powstanie gazociągu, wbrew interesom geopolitycznym i ekonomicznym Polski i pozostałych państw RMB, była podyktowana rosnącym wewnętrznym zapotrzebowaniem na paliwa kopalne wynikającym z utrzymującego się w tym czasie znacznego wzrostu gospodarczego. Przyzwolenie władz w Berlinie na zwiększanie rosyjskiego importu spowodowało, że Rosja zaczęła dostarczać na rynek niemiecki prawie 40% konsumowanego tam gazu ziemnego (34–38 mld m³) oraz ponad 30% ropy naftowej (32–34 mln ton), co sprawiło, że Niemcy stały się największym spośród krajów UE odbiorcą rosyjskich nośników energii². Efekt skali miał zrekompensować Niemcom ewentualny wzrost ceny rosyjskiego gazu, który w momencie podejmowania decyzji o budowie podmorskiego gazociągu był relatywnie tani.

Gazociąg Północny traktowany jest w Niemczech jako gwarancja niezakłóconych dostaw rosyjskiego gazu. Polityczny wymiar projektu podkreślony został obecnością kanclerz Angeli Merkel na jego uroczystym uruchomieniu w listopadzie 2011 r. Inwestycję zasadniczą uzupełniono dwoma projektami lądowymi: użytkowanym od lipca 2011 r. gazociągiem OPAL transportującym rosyjski gaz na południe oraz wciąż budowanym gazociągiem NEL, który będzie dostarczać rosyjski gaz do istniejącego ponadregionalnego systemu przesyłowego usytuowanego w zachodniej części kraju. Konieczność modyfikacji trasy ze względu na protesty społeczne opóźniła realizację części inwestycji. Oba projekty (NEL i OPAL) sprzyjają

¹ *Declaration on Energy Security in the Baltic Sea Region adopted by the 17th Extraordinary CBSS Ministerial Session, Schloss Ploen, 5 lutego 2012 r., www.auswaertiges-amt.de/cae/servlet/contentblob/608164/publicationFile/164310/120205_ostseerat_erkl%C3%A4rung_energiesicherheit.pdf/.*

² *Energie für Deutschland 2011 Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem Mecklenheim GmbH, 2011, s. 100–104.*

zwiększeniu dostaw gazu na niemiecki rynek, tym bardziej że istnieją plany skomunikowania tychże z zakładaną od 2006 r. budową podziemnych magazynów na gaz³.

Decyzja o budowie Gazociągu Północnego wpisywała się również w rosyjską koncepcję uniezależniania się od krajów tranzytowych w zakresie przesyłu węglowodorów. Całkowita roczna przepustowość gazociągu wynosi 55 mld m³, co pozwala Gazpromowi, kontrolującemu również białoruski odcinek gazociągu jamalskiego, przesyłać znaczną część gazu do państw UE z pominięciem białoruskiego i polskiego systemu gazociągowego, choć bez możliwości całkowitego zrezygnowania z tranzytu przez Ukrainę.

Zmieniające się uwarunkowania rynkowe

Zmiany na rynku gazu wywołane wzrostem produkcji gazu łupkowego w Ameryce Północnej oraz upowszechnieniem technologii przesyłu gazu skroplonego (LNG) na świecie sprawiły, że cena rosyjskiego gazu przestała być atrakcyjna dla europejskich kontrahentów. Mimo renegocjacji kontraktów długoterminowych i otrzymania specjalnych upustów niemieccy partnerzy Gazpromu zaczęli płacić za gaz więcej niż u innych dostawców długoterminowych czy na rynku transakcji krótkoterminowych (spot). W rezultacie w 2009 r. drugi największy zewnętrzny dostawca gazu do Niemiec – Norwegia – zaczęła przesyłać niewiele mniej gazu (odpowiednio 32,5 mld m³) niż dotychczasowy lider, Rosja (35,7 mld m³)⁴.

Zmniejszone zapotrzebowanie na paliwa kopalne związane ze spowolnieniem gospodarczym oraz duże fluktuacje na rynkach nośników energii sprawiły, że dalsze zacieśnianie współpracy surowcowej z Moskwą okazało się dla Berlina problematyczną kwestią. W Niemczech wciąż obecne jest myślenie, że do funkcjonowania niemieckiej gospodarki opartej na eksporcie produkcji przemysłowej dostawy rosyjskich surowców są niezbędne i należałoby je zwiększać. Pojawiają się jednak opinie podające w wątpliwość stabilność rosyjskich dostaw; wskazują one m.in. na negatywne konsekwencje wiązania się mało elastycznymi kontraktami z Gazpromem oraz na jego strukturalne problemy z utrzymaniem wysokiego poziomu produkcji⁵.

Nie bez wpływu pozostaje również fakt, że mimo szybkiego odzyskania wzrostu gospodarczego przez Niemcy nie doszło dotąd w tym kraju do jednoczesnego zwiększenia konsumpcji paliw kopalnych. Według niemieckiego urzędu statystycznego pod koniec 2011 r. w porównaniu do 2010 r. mimo 3-procentowego wzrostu gospodarczego ogólne zapotrzebowanie na nośniki energii zmniejszyło się o ponad 5%. Wzrósł popyt na wybrane pierwotne źródła energii jak węgiel brunatny (3,3%) czy źródła odnawialne (6,3%), spadł natomiast na gaz ziemny (-12,9%), ropę naftową (-3%) i węgiel kamienny (-0,7%)⁶.

³ W lutym 2012 r. niemiecki koncern EWE ujawnił, że po trwającym trzy lata postępowaniu administracyjnym dostał zezwolenie na budowę przy granicy z Polską podziemnych magazynów na gaz dostarczany bałtycką rurą z Rosji. Magazyny mają powstać w Moeckow, ok. 20 km na południe od portu Lubmin, gdzie na teren Niemiec wchodzi gazociąg Nord Stream. Szybkiej realizacji projektu nie sprzyja nadpodaż gazu na rynkach, EWE poszukuje jednak współdziałowców do tego przedsięwzięcia. Zob. NDR, *Erdgasspeicher-Bau bei Lubmin stockt*, 15.03.2012, www.ndr.de/regional/mecklenburg-vorpommern/erdgasspeicher113.html.

⁴ Natural Gas Information, OECD/IEA 2011, za: Energy Delta Institute, *Germany – Gas Supply*, 25.09.2012, www.energydelta.org/mainmenu/energy-knowledge/country-gas-profiles/country-profile-germany.

⁵ Por. K. Westphal, *Security of Gas Supply. Four Political Challenges under the Spotlight*, „SWP Comments” nr 17, czerwiec 2012; S. Meister, *An alienated partnership: German-Russian relations after Putin's return*, „FIIA Briefing Paper” nr 105, maj 2012.

⁶ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), *Energiedaten*, 19.04.2012, www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

Kryzys gospodarczy uwidocznił również problemy rosyjskiego sektora naftowo-gazowego. Ze względu na wyczerpywanie się silnie eksploatowanych złóż ropy i gazu zlokalizowanych w Syberii Zachodniej sektor ten wymaga olbrzymich nakładów inwestycyjnych. Zgodnie z szacunkami Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA), jak również Ministerstwa Energetyki FR inwestycje w zagospodarowywanie nowych złóż węglowodorowych powinny sięgać niemal 60 mld dol. rocznie, co przy niższej niż przed 2008 r. kapitalizacji rodzimych firm oraz wycofywaniu się zagranicznych inwestorów z posiadanych akcji (np. E.ON z Gazpromu czy ConocoPhillips z Łukoila) wydaje się niezwykle trudne do zrealizowania⁷.

Nadzieje na pozyskanie niezbędnego kapitału i technologii do zagospodarowania trudno dostępnych złóż stwarzają niedawne porozumienia państwowego koncernu Rosneft z brytyjsko-amerykańskim BP, amerykańskim ExxonMobil, włoskim Eni i norweskim Statoil, a także z General Electric w zakresie modernizacji infrastruktury wydobywczej. Warto jednak zauważyć, że ścisła współpraca tych firm nie jest jeszcze przesądzona i może zakończyć się fiaskiem tak jak porozumienie Gazpromu, Total i Statoil dotyczące zagospodarowania złoża Sztokman na Morzu Barentsa (na początku sierpnia norweska firma zwróciła Gazpromowi 24% udziałów w tym projekcie, a kilkanaście dni później kierownictwo Gazpromu poinformowało o zamroźeniu na czas nieokreślony całej inwestycji)⁸.

Z kolei utrzymywanie się wysokiej ceny na ropę naftową od 2011 r., przy ograniczonym w Europie zapotrzebowaniu na ten surowiec w czasach kryzysu oraz nadpodaży mocy rafineryjnych, postawiło europejskie zakłady w trudnym położeniu. Po bankructwie szwajcarskiego koncernu Petroplus na początku 2012 r., wytwarzającego prawie jedną dziesiątą paliw w Europie, wiele firm posiadających większość swych aktywów w rafineriach zastanawia się nad ich prywatyzacją. Wśród potencjalnych inwestorów wymienia się przede wszystkim koncerny rosyjskie, dysponujące znacznym kapitałem oraz mające dostęp do olbrzymich zasobów ropy.

W dobie kryzysu gospodarczego kondycja rosyjskich koncernów energetycznych wydaje się lepsza od stanu firm niemieckich, co będzie miało coraz większy wpływ na rozwój relacji gospodarczych obu państw. W przypadku tych ostatnich spadek kapitalizacji oraz notowań giełdowych zauważany jest od 2008 r. i przyjmuje postać niemal trwałego trendu. Z kolei największe firmy rosyjskie, po doświadczeniu silnego wstrząsu na przełomie 2008 i 2009 r., odnotowują wzrost kapitalizacji oraz wyceny akcji. Wyjątek może stanowić Gazprom, którego pozycję w najbliższych latach może istotnie osłabić wszczęte przeciwko niemu na początku września br. postępowanie antymonopolowe. W razie wygrania sprawy Komisja Europejska może nie tylko nałożyć na rosyjski koncern wielomiliardowe kary, ale również doprowadzić do zmiany korzystnej dla niego formuły cenowej (indeksowanej wobec ceny ropy naftowej) stosowanej w kontraktach długoterminowych z europejskimi klientami⁹.

Cele i interesy energetyczne Rosji w regionie bałtyckim

Wyrazem strategicznego podejścia władz Rosji do regionu Morza Bałtyckiego jest opracowanie planu rozwoju Północno-Zachodniego Okręgu Federalnego do 2020 r.¹⁰

⁷ Por. International Energy Agency, *IEA World Energy Outlook 2010*, Paris 2010, s. 140 i 197; Instytut Energetycznej Strategii, *Energetyczna strategia Rosji na period do 2030 goda*, Moskwa 2009, aneks 4, s. 116–118. Szczegółowo na ten temat: J. Ćwiek-Karpowicz, *Polityka energetyczna Rosji – szanse i wyzwania dla Polski oraz Unii Europejskiej*, „Raport PISM”, Warszawa 2011, s. 17–20.

⁸ Sztokman zamierz, „Wiedomosti”, 30.08.2012.

⁹ J. Ćwiek-Karpowicz, A. Gawlikowska-Fyk, *Spór Komisji Europejskiej z Gazpromem – konsekwencje dla rozwoju rynku gazu w Europie*, „Biuletyn PISM”, nr 79 (944), 13 września 2012 r.

¹⁰ *Strategija socjalno-ekonomicznego rozwitija Sewiero-Zapadnogo fiederalnogo okruga na period do 2020 goda*, www.minregion.ru/upload/02_dtp/110221_r/110221_165_p.doc.

Rosyjskie władze planują szeroko zakrojone inwestycje w tej części kraju, głównie w infrastrukturę drogową, kolejową i energetyczną, co ma nie tylko wspomóc eksport rosyjskich nośników energii, ale przede wszystkim przełożyć się na wzrost inwestycji zagranicznych i współpracę gospodarczą z innymi państwami. W odróżnieniu od Niemiec rosyjskie władze i podporządkowane im firmy energetyczne koncentrują się jednak na kilku dużych i kosztownych projektach, w których zachowują większość udziałów. Są to przede wszystkim rurociągi (Gazociąg Północny, ropociąg BTS 2), terminale naftowe (Primorsk, Ust-Ługa) oraz elektrownie jądrowe (w Kaliningradzie i na Białorusi). Dzięki tym projektom rosyjskie władze planują wzmocnić pozycję kraju jako głównego producenta i eksportera energii w Europie i uzyskać znaczne nadwyżki mocy przesyłowych, a tym samym uniezależnić się w eksporcie własnych nośników energii na rynki europejskie od państw tranzytowych.

W celu maksymalizacji zysków rosyjskie władze myślą o lepszym dostępie do zachodnioeuropejskich odbiorców końcowych. Trudna sytuacja finansowa wielu firm energetycznych działających na rynkach unijnych jest odpowiednio wykorzystywana przez rosyjskie koncerny zainteresowane ekspansją w sektorze *downstream*. Początki kryzysu w 2008 r. pozwoliły rosyjskiemu koncernowi Łukoil przejąć 49% akcji włoskiej spółki ISAB mającej dwie rafinerie na Sycylii. Pierwsza tak duża inwestycja rosyjskiego koncernu energetycznego w Europie Zachodniej zakończyła się przejściem przez Łukoil pakietu większościowego we włoskich rafineriach już na początku 2011 r. (obecnie jest to 80% akcji); koncern ten ma również 45% akcji holenderskiej rafinerii Vlissingen. Z kolei państwowy Rosnieft od 2010 r. jest udziałowcem w niemieckich zakładach rafineryjnych w Gelsenkirchen (50%), Schwedt (prawie 19%), Karlsruhe i Neustadt (po 12%), kontrolując ponad 11% niemieckiego rynku rafineryjnego. Natomiast rosyjski Gunvor kupił w 2012 r. niektóre aktywa bankrutującego szwajcarskiego koncernu Petroplus: rafinerie w belgijskiej Antwerpii oraz w niemieckim Ingolstadt. Ponadto spodziewana jest dalsza ekspansja inwestycyjna rosyjskich koncernów na europejskim rynku rafineryjnym, przede wszystkim w Hiszpanii, Grecji i we Włoszech.

Rosja stara się również wypełnić lukę powstałą po przyspieszonym wyłączeniu elektrowni jądrowych w Niemczech, oferując niemieckim firmom wspólne przedsięwzięcia w postaci budowy i modernizacji elektrowni gazowych oraz zwiększenia dostaw gazu. W lipcu 2011 r. Gazprom podpisał z RWE kilkumiesięczne memorandum w sprawie utworzenia wspólnych spółek działających na rynkach zachodnioeuropejskich. Według doniesień prasowych w tym samym czasie rosyjski Novatek zaproponował niemieckiemu EnBW kupno 25% jego udziałów w VNG – największym na terenie wschodnich Niemiec dostawcy gazu, w którym 10% udziałów posiada już Gazprom¹¹. Władze Rosji wyraziły również chęć budowy trzeciej nitki gazociągu Nord Stream i zwiększenia nawet o jedną trzecią eksportu gazu do Niemiec. Jak do tej pory nie rozpoczęto przygotowań do realizacji żadnego z tych planów, a niemieccy politycy, w tym kanclerz Angela Merkel, wypowiadają się dość chłodno o możliwości zacieśniania partnerstwa energetycznego z Rosją¹². Mimo oferowanych przez Gazprom upustów cenowych niemieckie firmy jak na razie powstrzymują się od realizacji dużych wspólnych przedsięwzięć, a wszczęte przez Komisję Europejską postępowanie antymonopolowe przeciwko rosyjskiemu gigantowi może tylko ugruntować je w przekonaniu, że powinny wstrzymać się z podejmowaniem decyzji inwestycyjnych do zakończenia sprawy.

¹¹ *EnBW will Russen bei Verbundnetz Gas einsteigen lassen*, „Handelsblatt”, 19.07.2011.

¹² *Priess-konfierencija po itogam rossijsko-giermanskich miežgosudarstwiennych konsultacij*, „Priezident Rossii”, 17.07.2011, www.kremlin.ru/transcripts/12024.

Wybrane rosyjskie projekty energetyczne

Bałtycki System Ropociągowy

Rosyjskie władze, dążąc do uniezależnienia się od Białorusi i Ukrainy, które tranzyt rosyjskich węglowodorów do Europy Zachodniej często wykorzystywały w sporach z Rosją, w 1997 r. podjęły decyzję o budowie pierwszej części Bałtyckiego Systemu Ropociągowego (BTS 1). Choć u podstaw projektu leżały przede wszystkim motywy polityczne, a dopiero w dalszej kolejności komercyjne, dzięki sprzyjającej koniunkturze na rynku naftowym w latach 2002–2007 inwestycja okazała się biznesowym sukcesem. Ułatwiło to władzom Rosji podjęcie decyzji o rozpoczęciu budowy drugiej części systemu BTS.

BTS 1 został oddany do użytku dwuetapowo: w 2001 i 2006 roku. W 2007 r. ropociąg osiągnął maksymalną przepustowość 74 mln ton ropy rocznie. Łączy on eksploatowane złoża ropy naftowej w regionach zachodniosyberyjskim i uralsko-nadwożańskim z bałtyckim portem w Primorsku koło Sankt Petersburga. Składa się z dwóch rurociągów: Jarosław–Kiriszi oraz Kiriszi–Primorsk, przepompowni w Kiriszi oraz terminalu naftowego w Primorsku. Koszt budowy BTS 1 wyniósł 2,2 mld dol., a jego właścicielem jest państwowa firma Transneft. Za pomocą rurociągu ropa naftowa do krajów Europy Północnej może być przesyłana nie tylko z Rosji, ale również z innych krajów WNP, przede wszystkim z Kazachstanu.

Powiązany z systemem BTS 1 port naftowy w Primorsku jest obecnie największym naftowym rosyjskim portem na Bałtyku. W 2007 r. osiągnięto docelową wielkość przeładunku – 75 mln ton (ok. 30% rosyjskiego eksportu ropy). Z powstaniem BTS 1 wiąże się również uruchomienie w 2008 r. rurociągu produktowego „Północ”. Umożliwia on roczny przesył na rynek unijny ok. 8 mln ton produktów ropopochodnych, a dostarczycielami surowca są rafinerie z Riazania, Jarosławia i Niżnego Nowogrodu. Mają one jednak ograniczone możliwości eksportu, gdyż nie produkują wystarczających ilości paliw spełniających wymogi EURO-5. Rurociąg jest modernizowany i w 2015 r. będzie można nim przysyłać do 5,8 mln ton produktów naftowych rocznie.

Decyzja o budowie drugiej części Bałtyckiego Systemu Ropociągowego zapadła w 2008 r., a już w marcu 2012 r. oddano do użytku jego pierwszą nitkę. Docelowo roczna przepustowość BTS 2 ma wynieść 35 mln ton ropy. Szacunkowy koszt budowy wyniósł 4 mld dol., a powiązanego z nim portu w Ust-Łudze (właścicielem jest Gunvor) około 2 mld dol. Rurociąg powiązał istniejący od końca lat 60. system Przyjaźń z rosyjskim portem w Ust-Łudze na odcinku od Unieczy. W projekcie założono możliwość budowy niewielkiego rurociągu do rafinerii w Kiriszi (jej właścicielem jest Surgutnieftiegaz) o przepustowości 15 mln ton rocznie, co pozwoli na połączenie obu części BTS. Należy zatem oczekiwać dalszego rozwoju BTS 1 i 2, infrastruktury portów w Primorsku i Ust-Łudze i powiązanej z tym infrastruktury transportowej. Tym samym Rosja przestanie wykorzystywać inne porty bałtyckie do reeksportu ropy, choć ze względu na możliwość zamarzania własnej linii brzegowej mogą one nadal być wykorzystywane zimą przez rosyjskie firmy.

Elektrownia jądrowa w Kaliningradzie i na Białorusi

Rozwój energetyki jądrowej, obok sektora naftowego i gazowego, ma wzmocnić energetyczny potencjał Rosji i jej możliwości eksportowe. Jednym z ważniejszych projektów w tym zakresie jest budowa Bałtyckiej Elektrowni Atomowej (BEA) w Kaliningradzie o mocy około 2400 MW. Decyzja o powstaniu siłowni zapadła w 2008 r., kiedy władze obwodu kaliningradzkiego wraz z kompanią Rosatom podpisały umowę na budowę inwestycji (ówczesny premier Władimir Putin rozporządzenie o budowie trzech bloków energetycznych podpisał w 2009 r.). Budowniczym projektu został Rosenergoatom, a generalnym projektantem Atomenergoprojekt Sankt-Petersburg. Właścicielem 51% akcji jest Rosatom, a pozostałe udziały należą do prywatnych inwestorów. Koszt inwestycji, wraz z infrastrukturą,

szacowany jest na poziomie 6,23 mld euro. Rosja argumentuje, że budowa elektrowni ma wyrównać deficyt energii w obwodzie kaliningradzkim spowodowany zamknięciem litewskiej siłowni jądrowej w Ignalinie. Jednakże obecne zapotrzebowanie na energię elektryczną w obwodzie całkowiec pokrywa elektrociepłownia Kaliningrad II (dwa bloki energetyczne po 450 MW). Kwestia budowy BEA nie jest zatem uzasadniona ekonomicznie, tym bardziej że istniejąca elektrociepłownia ma ok. 30% niewykorzystanej mocy w szczycie. Projekt budowy BEA jest traktowany przez Rosję jako projekt strategiczny, konkurencyjny wobec planowanej przez państwa bałtyckie budowy wspólnej elektrowni jądrowej w Visaginas. Ze względu na silne poparcie władz w Moskwie BEA ma duże szanse na realizację. Strona rosyjska deklaruje jednoznacznie, że część wyprodukowanej przez BEA energii będzie przeznaczana na eksport do państw bałtyckich, Niemiec i Polski. Wówczas konieczna byłaby modernizacja istniejącej i budowa nowej infrastruktury przesyłowej (w tym m.in. podwójnej linii o mocy 400 kW do Polski), a przede wszystkim przystosowanie jej do systemu europejskiego¹³.

W marcu 2011 r. Białoruś i Rosja porozumiały się w sprawie budowy wspólnej elektrowni atomowej o mocy 2400 MW usytuowanej na Ostrowieckiej Płszczadzie w obwodzie grodzieńskim, a kontrakt generalny na budowę obie strony podpisały 18 lipca 2012 r. Pierwszy blok elektrowni ma zostać oddany do użytku w 2017 r., a drugi w 2018 r. Władze obu państw uzgodniły także warunki utworzenia wspólnej spółki zajmującej się dystrybucją elektryczności wytworzonej w białoruskiej siłowni. Będzie to oznaczało nie tylko udział Rosji w potencjalnych dochodach z eksportu energii, ale również wzrost rosyjskiego wpływu na rynek energii elektrycznej Białorusi oraz próbę wejścia na rynek państw bałtyckich i Polski. Jednakże planując eksport energii elektrycznej, spółka ta będzie musiała zainwestować w budowę transgranicznych linii przesyłowych. Szczególnie istotne będzie to w kontekście Polski, gdyż istniejący interkonektor Roś-Narew jest przestarzały i ma niewielką moc przesyłową. Obecnie budowa elektrowni znajduje się w początkowej fazie realizacji, niemniej Białoruś otrzymała już dwie pierwsze transze rosyjskiego kredytu – w lutym br. w wysokości 500 mln dol. oraz w sierpniu w wysokości 184 mln dol. (transza ta została przeznaczona na sfinansowanie prac badawczych i przygotowanie dokumentacji projektowej przez Atomstrojprojekt). Według umowy spłata długu rozpocznie się w ciągu pół roku od uruchomienia elektrowni, ale nie później niż w drugim kwartale 2021 r. Zasadnicze prace budowlane budynku elektrowni i osłony reaktora mają rozpocząć się w czerwcu 2013 r. Koszt inwestycji wynosi ponad 10 mld dol.

Inwestycje kolejowe i drogowe powiązane z projektami energetycznymi

Rozwojowi rosyjskiej sieci rurociągowej i infrastruktury portowej w RMB towarzyszą inwestycje mające usprawnić transport do i z portów. W tym celu Rosja dokonała inwestycji w rozbudowę i przebudowę sieci kolejowej i drogowej w Północno-Zachodnim Okręgu Federalnym, co wpisuje się w cel strategiczny dla tego okręgu, jakim jest rozwój korytarzy transportowych łączących Europę Zachodnią z Rosją¹⁴. W 2011 r. na projekt kompleksowej rekonstrukcji odcinka kolejowego Mga–Gatczyna–Wejmarn–Iwangorod i kolejowych krańców w portach południowego brzegu Zatoki Fińskiej przeznaczono ponad 500 mln dol. Dzięki inwestycji włączono do eksploatacji linie kolejowe na odcinkach Mga–Gatczyna–Wejmarn–Łużska (156 km) i całkowiec zrekonstruowano stację Mga. Prowadzone są też prace nad rozwojem łużskiego węzła kolejowego przez budowę stacji przedportowych. W 2012 r. przewiduje się elektryfikację odcinka Mga–Gatczyna (44 km) i odcinków Gatczyna–Iwangorod, Wejmarn–Kotły, Kotły–Ust-Ługa i Kotły–Kaliszcze (180 km), a także zwiększenie ilości bocznicy przeładunkowych na 19 stacjach, budowę nowych torów (159 km), budowę

¹³ Zob. *Strategija socialno-ekonomicznego rozwitija Siewiero-Zapadnego fiedialnogo okruga na pieriod do 2020 goda*, s. 113.

¹⁴ *Strategija socialno-ekonomicznego rozwitija Siewiero-Zapadnego fiedialnogo okruga na pieriod do 2020 goda*, s. 108.

obwodnicy kolejowej stacji Kotły (7 km) oraz budowę 8 nowych stacji kolejowych i rozjazdów. Planowany jest również rozwój sieci drogowej: budowa drogi Pietrodworiec–Kejkino, która będzie się łączyła z drogą federalną Sankt Petersburg–Tallinn, oraz drogi federalnej Ust-Luga–Nowogród Wielki¹⁵.

Cele i interesy energetyczne Niemiec w regionie bałtyckim

Niewątpliwie aspekty środowiskowe, nie tylko w kwestii energii jądrowej, ale przede wszystkim w kwestii rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, w coraz większym stopniu warunkują politykę energetyczną rządu federalnego. Według badań sondażowych aż 85% Niemców opowiada się za podnoszeniem nakładów na rozwój OZE, podczas gdy jedynie 31% popiera budowę elektrowni gazowych, a 15% – węglowych¹⁶. Oznacza to, że bez względu na to, kto będzie rządził w Niemczech po wyborach ogólnokrajowych jesienią 2013 r., program wyjścia z atomu zostanie najprawdopodobniej utrzymany, a sektor OZE będzie nadal traktowany priorytetowo.

Popierany przez większość Niemców rozwój OZE wiąże się z koniecznością modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych, co z kolei, według badań społecznych, spotyka się z niewystarczającą akceptacją społeczeństwa. Usytuowanie farm wiatrowych w znacznej odległości od dużych ośrodków miejsko-przemysłowych, jak również wahania w produkcji energii odnawialnej, sprawiają, że niemiecka sieć przesyłowa narażona jest na coraz większe problemy z zapewnieniem ciągłości i jakości dostaw. Ponadto obecnie szacuje się, że rozbudowa niemieckich sieci elektroenergetycznych wiąże się z koniecznością zamontowania 3800 km połączeń, co w praktyce może zostać skutecznie utrudnione po pierwsze ze względu na niezbędne nakłady finansowe, a po drugie z powodu problemów, z jakimi wiąże się wyznaczenie tras przebiegu nowych linii oraz zatwierdzenie planów po wcześniejszych badaniach środowiskowych i konsultacjach społecznych¹⁷.

W przyjętej pod koniec 2010 r. strategii energetycznej, a więc jeszcze przed katastrofą w Fukushima i decyzji o przyspieszonym wyłączeniu elektrowni jądrowych, rząd Niemiec zakładał niezwykle ambitne cele. Planował zmniejszyć zużycie końcowe energii oraz emisję gazów cieplarnianych do 2020 r. odpowiednio o 20% i 40%, a do 2050 r. o 50% i 95%, przyjmując za bazowy poziom z 2008 i 1990 r. Jednocześnie chciał w ciągu dekady zwiększyć wykorzystanie OZE w krajowym bilansie energetycznym z kilkunastu procent do ponad jednej trzeciej¹⁸.

Zapotrzebowanie na konwencjonalne źródła energii może rosnąć w kolejnych latach ze względu na potrzebę niwelowania deficytów energii występujących na skutek zmiany polityki Niemiec po katastrofie w japońskiej elektrowni jądrowej w Fukushima. Pod silną presją niemieckiej opinii publicznej władze federalne zdecydowały w czerwcu 2011 r. o zamknięciu 8 elektrowni atomowych oraz wyłączeniu wszystkich pozostałych reaktorów do 2022 r., co spowodowało, że produkcja energii jądrowej w 2011 r. w porównaniu z rokiem

¹⁵ Dane korporacyjne firmy Legiprotrans, *Komplieksnaja riekonstrukcija uczastka Mga-Gatczina -Wejman-Iwangerod i żeleznodorożnych podchodow na jużnom bieriegu Finskowo zaliwa*, www.lgt.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=66&Itemid=39.

¹⁶ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Umweltbewusstsein in Deutschland 2010 Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage*, Berlin 2010, s. 11.

¹⁷ Por. E. Reimann, *Deutschland braucht 3800 Kilometer neue Leitungen*, „Die Welt”, 29.05.2012.

¹⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Die Energiewende in Deutschland Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050*, Berlin 2012, s. 32.

ubiegłym spadła aż o jedną czwartą¹⁹. Naturalnym beneficjentem niemieckiego odejścia od atomu może stać się zatem nie tylko gaz, ale również węgiel, którego wykorzystanie, w obliczu spowolnienia gospodarczego w krajach UE oraz niskiej ceny uprawnień do emisji, wciąż może być bardzo opłacalne. Warto zauważyć, że w przypadku wykorzystania gazu ziemnego i węgla kamiennego Niemcy będą coraz bardziej zależne od importu: wydobycie gazu w tym kraju pokrywa jedynie około jednej siódmej zapotrzebowania (w 2011 r. było to 10 mld m³ z 72 mld m³), natomiast krajowe górnictwo węgla kamiennego zgodnie z programem rządowym ma zakończyć działalność wydobywczą w 2018 r.²⁰ Inaczej przedstawia się sytuacja z produkcją węgla brunatnego, w której Niemcy są światowym potentatem (176 mln ton w 2011 r.)²¹. W tym przypadku spodziewać się można wzrostu zarówno wydobycia, jak i konsumpcji.

Zmiana w polityce Niemiec polegająca na całkowitym zrezygnowaniu z energii jądrowej do 2022 r. spowodowała, że najważniejszym obecnie celem władz staje się zrównoważenie bilansu energetycznego. W ciągu dekady Niemcy będą zmuszone zrekompensować deficyt energii elektrycznej o łącznej mocy 20 GW (około 23% krajowej produkcji). Zgodnie z zapowiedziami polityków deficyt powstały w wyniku odejścia od energii jądrowej miałby zostać zrównoważony przez wzrost pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększoną efektywność energetyczną. Tymczasem niemalże w rok od zatwierdzenia przełomu energetycznego minister środowiska Peter Altmaier podał w wątpliwość realizację tego planu zgodnie z zakładanymi ramami czasowymi, przede wszystkim ze względu na niedoszacowanie wzrostu kosztów energii elektrycznej²².

Kluczowa rola OZE w niemieckim przełomie energetycznym prowadzi do zwiększenia roli morskiej energetyki wiatrowej. W konsekwencji Bałtyk zyskał na znaczeniu jako lokalizacja parków wiatrowych w polityce inwestycyjnej firm działających na rynku niemieckim. Warto jednak zauważyć, że mimo ukierunkowania na rozwój OZE niemieckie koncerny energetyczne nie wykluczają w swoich planach inwestycyjnych modernizacji i budowy elektrowni węglowych oraz gazowych. Te ostatnie ocenia się jako lepsze uzupełnienie energii z OZE niż elektrownie węglowe ze względu na niższe koszty, szybszą amortyzację, mniejszą emisję CO₂ i elastyczność operacyjną umożliwiającą aktywację w okresach zwiększonego poboru mocy. Również niemieckie władze pracują nad nowelizacją wielu przepisów regulujących działanie rynków energetycznych i zasad wspierania funkcjonowania elektrowni konwencjonalnych (gazowych i węglowych) oraz tych zasilanych źródłami odnawialnymi²³. Zakres i forma wsparcia muszą jednak spełniać wymogi unijne, dość restrykcyjne szczególnie wobec elektrowni planowanych po 2020 r.²⁴

W ramach współpracy w regionie Morza Bałtyckiego Niemcy zainteresowane są wieloma projektami środowiskowymi o średniej i małej wartości finansowej. Zakładany rozwój energetyki wiatrowej na Bałtyku sprawia, że Niemcy liczą na stymulujące efekty

¹⁹ Die Bundesregierung, *Innerhalb eines Jahres ist viel passiert: 27 Fortschritte, Atomausstieg*, 25.09.2012, www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2012/06/2012-06-04-artikel-hintergrund-energie-wende-25-fortschritte.html.

²⁰ *BP Statistical Review of World Energy*, June 2012, www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf.

²¹ World Coal Association, *Coal Statistics*, August 2012, www.worldcoal.org/resources/coal-statistics/.

²² Altmaier zweifelt an Prognosen der Regierung, „Der Spiegel”, 17.07.2012.

²³ Por. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Neue Kraftwerke? Ja bitte!* „Energiewende: Energiepolitische Informationen”, marzec 2012; *Regierung sagt Förderprogramm ab*, „Tagesspiegel” 19.08.2012; *Kohle- und Gaskraftwerke müssen bleiben*, „Handelsblatt” 22.08.2012.

²⁴ *Kraftwerksförderprogramm der Bundesregierung – 5 Prozent sind besser als nichts?*, „Der Energieblog”, 06.06.2012, www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/kraftwerksforderprogramm-der-bundesregierung-5-prozent-sind-besser-als-nichts.

zaangażowania w inwestycje energetyki wiatrowej poprzez dostosowanie portów, reprofiliowanie zakładów stoczniowych, możliwości rozwojowe producentów i usługodawców, w tym również ekspansję na rynki sąsiednich państw. Komplementarność interesów niemieckich i rosyjskich nie jest w tym przypadku całkowita. Choć w styczniu 2012 r. obie strony podpisały porozumienie o współpracy w zakresie OZE, dotyczy ono głównie transferu niemieckiego *know-how* na cały rynek rosyjski, niekoniecznie w regionie bałtyckim, w którym Rosja planuje przede wszystkim rozwijać duże projekty energetyczne, takie jak rozbudowa Gazociągu Północnego czy budowa elektrowni jądrowej w Kaliningradzie²⁵. Powstanie tych projektów, czym niemieckie firmy jak na razie nie wydają się zainteresowane, byłoby jednak dla Niemiec korzystne nie tylko z powodu możliwości zwiększenia rosyjskich dostaw energii, ale przede wszystkim ze względu na wzmocnienie pozycji tranzytowej w ich przesyłce do pozostałych państw europejskich.

Wybrane niemieckie projekty energetyczne

Infrastruktura ropociągowa

Wobec rozbudowy przez Rosję infrastruktury ropociągowej i terminali naftowych nad Morzem Bałtyckim kluczowe znaczenie dla państw UE odbierających rosyjską ropę rurociągiem Przyjaźń ma ewentualna decyzja władz Niemiec o rozbudowie portu naftowego w Rostocku. Jak na razie moc przeładunkowa tego portu (9 mln t/rok) jest niewystarczająca do zaspokojenia potrzeb rafinerii niemieckich w Schwedt (10,5 mln t/rok) i Leuna (12 mln t/rok). W Rostocku obsługiwane są ponadto statki o maks. wyporności 100 tys. dwt. Dla porównania gdański Naftoport dysponuje znacznie większymi możliwościami: jest zdolny do przeładunku 33 mln ton surowca rocznie i może obsługiwać tankowce do 300 tys. dwt. Niemieckie rafinerie w Schwedt i Leuna w momencie wstrzymania dostaw ropy systemem Przyjaźń korzystały do tej pory z usług gdańskiego Naftoportu. Również podjęta na początku 2010 r. próba obsługi przez Rostock większych jednostek wykazała, że wykorzystując wszystkie swoje moce, niemiecki terminal naftowy nie jest w stanie przyjąć jednorazowo więcej niż 80 tys. ton ładunku²⁶. Mając jednak na uwadze obecność w Schwedt rosyjskiej firmy Rosneft (prawie 19% akcji), jak również chęć przejęcia kolejnych udziałów w niemieckiej rafinerii przez rosyjskie koncerny, nie można wykluczyć w dalszej perspektywie decyzji o zwiększeniu mocy przeładunkowych w Rostocku i przesyłowych w rurociągu Rostock–Schwedt (7 mln t/rok), tym bardziej że w 2008 r. oraz w latach 2010–2011 firma Pipeline Ingenieur-Team GmbH opracowała dla ILF Consulting Engineers studium wykonalności dotyczące podwyższenia zdolności przesyłowych rurociągu²⁷. Ważnym elementem, który powinien powstrzymać władze Niemiec przed wyrażeniem zgody na rozbudowę portu naftowego w Rostocku, jest wzrost zagrożeń środowiskowych związanych ze zwiększonym natężeniem ruchu tankowców na Bałtyku. Jak na razie brakuje oficjalnych informacji ze strony głównych udziałowców i władz państwowych co do rozbudowy infrastruktury ropociągowej i terminalowej we wschodnich Niemczech.

²⁵ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., *Russland und Deutschland kooperieren künftig bei Bioenergie*, "Bio-Kraftstoffe.Info", 31.01.2012.

²⁶ D. Wetzel, *Öl-Streit gefährdet die deutsche Versorgung*, "Die Welt", 7.01.2010, www.welt.de/wirtschaft/article5797714/Oel-Streit-gefaehrdet-die-deutsche-Versorgung.html.

²⁷ Por. Pipeline Ingenieur-Team GmbH, *References 2010-2011*, www.pi-t.de/en/references/2010-2011.html oraz Mineralölwirtschaftsverband e.V., *Jahresbericht Mineralöl-Zahlen 2011*, Berlin 2012, s. 18.

Parki wiatrowe i połączenia elektroenergetyczne

Odejście Niemiec od energii jądrowej nakazuje w szybkim tempie rozwijać odnawialne źródła energii. Zgodnie ze znowelizowaną ustawą o OZE priorytetem jest budowa farm wiatrowych, które mają zagwarantowane największe dofinansowanie z budżetu państwa. Niemcy, mające silną pozycję na rynku lądowej energetyki wiatrowej, (*onshore*) starają się nadrobić zaległości w sektorze morskim (*offshore*). W ostatnim czasie głównymi przeszkodami dla rozwoju *offshore* były zarówno utrudnienia techniczne, jak i administracyjne – rozporządzenie o zagospodarowaniu przestrzennym na niemieckiej bałtyckiej wyłącznej strefie ekonomicznej (WSE) zostało przyjęte dopiero w 2009 r.

Zgodnie z ambitnymi założeniami rządowymi do 2020 r. inwestycje w energetykę wiatrową mają przynieść 10 GW mocy, a do 2030 r. nawet 25 GW. Z tego względu manifestowane jest poparcie polityczne dla takich przedsięwzięć (np. kanclerz Merkel wzięła udział w uruchomieniu pierwszego parku *offshore* na Bałtyku w 2011 r.). Zapewniono zostało również wsparcie finansowe przez kredyty KfW w ramach specjalnego programu na parki wiatrowe w niemieckiej WSE zarówno na Morzu Północnym, jak i na Bałtyku. Dotychczas projekty *offshore* rozwijają się dynamiczniej na Morzu Północnym (zaakceptowano już 20 parków wiatrowych) niż na Morzu Bałtyckim (zaakceptowano jedynie 3 parki z 508 wiatrakami o łącznej mocy 2368 MW, w toku są postępowania w sprawie 9 parków z 530 urządzeniami o mocy ponad 2300 MW). Warte odnotowania są również ambitne plany duńskiego DONG Energy związane z ekspansją na rynek niemiecki zarówno poprzez budowę farmy Borkum Riffgrund (320 MW), jak i projekt Kriegers Flak (600 MW). Ten ostatni pomoże zintegrować niemiecki i nordycki rynek energii elektrycznej. Realizacja ambitnych planów wykorzystania energii wiatrowej w Niemczech zagrożona jest jednak zasadniczo przez słaby stan techniczny istniejących sieci i trudności z ich rozbudową, w dużej mierze ze względu na protesty społeczne.

Znamienne jest szeroko zakrojone podejście do energetyki wiatrowej jako szansy rozwoju gospodarki morskiej. Na Bałtyku stwarza to szczególne możliwości dla słabej strukturalnie Meklemburgii-Pomorza Przedniego. Rostock profiluje się jako przyportowa lokalizacja dla producentów urządzeń i wielkogabarytowych komponentów dla projektów *offshore* (np. inwestycje w nawierzchnie wytrzymujące duże obciążenia). Także porty Wismar, Sassnitz i Lubmin, przy wsparciu władz lokalnych, pracują nad rozwojem swoich specjalizacji. Rozwój energetyki wiatrowej stanowi też szansę na zachowanie bazy przemysłu stocznioowego w Niemczech. Zakłady produkujące kontenerowce (w których zamówienia bardzo zmalały) przeprofilowały się na statki wyspecjalizowane do budowy parków *offshore*. Rozwija się także sektor usług towarzyszących w zakresie konserwacji, montażu, centrów sterowania, komunikacji i transportu.

Zbyt powolna rozbudowa bloków i sieci energetycznych powoduje, że Niemcy stają się importerem netto energii elektrycznej. Sytuację tę wykorzystują już w tej chwili najbliżsi sąsiedzi Niemiec, w tym Polska, która zwiększa eksport energii elektrycznej do swojego zachodniego partnera. Wydaje się, że również Rosja chciałaby w przyszłości przesyłać energię elektryczną do Niemiec, przede wszystkim z budowanej przez Rosatom elektrowni jądrowej w Kaliningradzie. Władze tej spółki poinformowały, że rozpatrywane są trzy scenariusze eksportu energii: na Litwę (bez większych modernizacji sieci przesyłowych), do Polski (potrzebne są inwestycje w budowę infrastruktury) oraz do Niemiec (budowa kabla energetycznego wzdłuż gazociągu Nord Stream)²⁸. W tym ostatnim wariantcie wykorzystano by najprawdopodobniej infrastrukturę po nieczynnej elektrowni jądrowej w Lubminie, największej w byłych Niemczech Wschodnich, gdzie obecnie kończy bieg Gazociąg Północny (pozostałością po niej jest również linia energetyczna 380 kV o długości 287,8 km prowadząca do stacji transformatorowej Wolmirstedt). Budowa kabla podmorskiego w tym wypadku byłaby

²⁸ PAP, Rosatom: eksport energii z Kaliningradu możliwy m.in. do Polski, 20.09.2012.

jednak niezwykle kosztowna, a pojawienie się dodatkowych mocy w północno-wschodniej części Niemiec byłoby trudne do zagospodarowania. W regionie tym występuje bowiem nadpodaż energii, która będzie wzrastać wraz z pojawieniem się kolejnych farm wiatrowych na Bałtyku.

Inwestycje kolejowe i drogowe powiązane z projektami energetycznymi

Intensyfikacja działań Niemiec w regionie Morza Bałtyckiego, w tym przede wszystkim plany rozbudowy wodnych parków wiatrowych, wiąże się nie tylko z koniecznością domknięcia bilansu energetycznego, ale w dużej mierze ze spodziewaną intensyfikacją wymiany handlowej, co znajduje odzwierciedlenie w kontynuowanej rozbudowie portów bałtyckich i infrastruktury dojazdowej. Przy ocenie szans rozwojowych niemieckich portów uwzględniać należy rywalizację między poszczególnymi landami, ale też ich specjalizację. Jak dotąd, niejasne są perspektywy utrzymania przez zaangażowany we współpracę bałtycką Hamburg głównej pozycji pod względem transportu do Rosji. W tym porcie przeładowywane są obecnie kontenery na mniejsze statki do dalszego przewozu przez Kanał Kiloński do Rosji. Dolna Saksonia blokowała jednak do wiosny 2012 r. pogłębienie Łaby, co umożliwiłoby obsługę największych kontenerowców w Hamburgu, a jednocześnie sama inwestuje w nowy gigantyczny terminal kontenerowy JadeWeserPort w Wilhelmshaven, który wkrótce zacznie bezpośrednio konkurować z Hamburgiem.

Na potrzeby wymiany z Rosją przebudowywany jest port w Sassnitz, przystosowany do obsługi promów kolejowych (tak jak Ust-Ługa), z unikalną w Europie Zachodniej infrastrukturą do obsługi rosyjskich szerokotorowych wagonów towarowych. W kwietniu 2011 r. podjęła działalność nowa kolej portowa Baltic Port Rail Mukran, nastawiona na współpracę z partnerskimi kolejami z Rosji i Litwy. Ta lokalizacja ma także dobre perspektywy w razie dalszej rozbudowy Gazociągu Północnego, była już bowiem wykorzystywana podczas pierwszego etapu budowy. Podniesieniu konkurencyjności portu w Sassnitz służyć ma także dalsza rozbudowa B96 do trasy szybkiego ruchu do Sassnitz ze względu na przewozy w technologii ro-ro z i do Rosji.

Zwiększenie konkurencyjności portu w Rostocku jest celem rozbudowy trasy kolejowej Rostock–Berlin–Dresden do trasy szybkich prędkości. Niemcy zabiegały o włączenie do transeuropejskiej sieci połączeń szynowych Ateny–Drezno (projekt 22 TEN-T) i Palermo–Berlin (projekt 1 TEN-T), jak i o ich przedłużenie do portów bałtyckich, w szczególności do Rostocku. Zależało im w szczególności, żeby przyszły korytarz Północ–Południe, przebiegający przez nowe landy, posłużył także do odciążenia tradycyjnych szlaków przecinających zachodnią część państwa. Umowa koalicyjna zapowiadała starania o sprawne połączenie kolejowe znad Bałtyku przez Berlin do Europy Południowej w aspekcie konkurencyjności niemieckich portów. Nowe landy liczą na zwiększenie atrakcyjności w oczach inwestorów i poprawę swoich perspektyw gospodarczych.

Wnioski i rekomendacje dla Polski

Wraz z oddaniem do użytku Gazociągu Północnego oraz systemu ropociągowego BTS 2 zmienia się geografia przesyłu rosyjskich surowców do Europy, a znaczenie tranzytowe Polski istotnie się zmniejsza. Do tej pory Polska opierała swoje bezpieczeństwo energetyczne w zakresie dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego na funkcjonowaniu ropociągu Przyjaźń oraz Gazociągu Jamalskiego, które przez lata służyły jako główny rosyjski szlak przesyłowy do Niemiec. Dzięki nowym trasom coraz większa ilość nośników energii może być dostarczana bezpośrednio z Rosji do Niemiec i innych państw zachodnioeuropejskich przez Morze Bałtyckie, bez pośrednictwa Polski, co już skutkuje gorszą pozycją negocjacyjną polskich firm energetycznych wobec rosyjskich kontrahentów.

Pojawienie się nadwyżki mocy przesyłowej po stronie rosyjskiej nie oznaczają, że Polska powinna zaprzestać starań o wynegocjowanie korzystnych zmian w kontraktach długoterminowych na dostawy paliw kopalnych. Polskie firmy należą do głównych odbiorców rosyjskiej ropy i gazu, a perspektywy wzrostu wydobycia własnych surowców energetycznych, w tym głównie tych pochodzących ze źródeł niekonwencjonalnych, jak również stworzenie zdwyersyfikowanego i wolnego rynku energii na terytorium UE, pozwalają myśleć o prowadzeniu korzystnej wymiany handlowej z rosyjskimi firmami.

Najpoważniejsze skutki dla polskich przedsiębiorstw energetycznych może przynieść bliższa współpraca Rosji i Niemiec w sektorze naftowym. Wobec słabej kondycji wielu europejskich rafinerii możliwa jest dalsza ekspansja koncernów rosyjskich na rynku niemieckim, a co za tym idzie przejęcie kontroli nad zakładami w Schwedt lub Leuna, leżącymi blisko granic Polski. Sytuacja ta może oznaczać wzmożenie konkurencji na polskim rynku paliwowym, gdyż dysponujące tanim surowcem rafinerie niemieckie będą mogły zalewać krajowy rynek względnie tanimi produktami naftowymi. Niewykluczone jest również doprowadzenie do rozbudowy portu naftowego w Rostocku i zwiększenia mocy przepustowych na linii Rostock-Schwedt, a następnie zamknięcia systemu Przyjaźń i przekierowania dostaw rosyjskiej ropy na szlak morski. W tej sytuacji firmy polskie byłyby zmuszone pozyskiwać całość dostaw przez Naftoport w Gdańsku oraz negocjować kolejne kontrakty naftowe z Rosją w mniej korzystnym położeniu.

Polska powinna współpracować z Niemcami i pozostałymi państwami regionu Morza Bałtyckiego w celu utrzymania przesyłu ropociągami Przyjaźń po uruchomieniu przez Rosję ropociągu BTS 2 i terminalu naftowego w Ust-Łudze. Powinna też zwracać uwagę na aspekty środowiskowe, przede wszystkim na ryzyko związane ze wzmożonym ruchem tankowców po Bałtyku, wykorzystując do tego zarówno forum UE, jak i RPMB. Interesom Polski w regionie sprzyjałyby również działania w celu lepszej dostępności ropy kaspijskiej na rynku środkowo-europejskim z wykorzystaniem połączeń rurociągowych (połączenie rurociągu Odessa-Brody z polskim systemem przesyłowym, współpraca z Azerbejdżanem, Kazachstanem i Gruzją).

W sektorze gazowym intensywna współpraca Niemiec i Rosji, po wybudowaniu dwóch nitek Gazociągu Północnego, wydaje się przechodzić chwilowe spowolnienie. Po stronie niemieckiej nie widać jednak zwrotu w kierunku większej dywersyfikacji czy zmniejszenia zakresu współpracy z rosyjskim dostawcą. Po obniżeniu cen gazu przez Gazprom w kontraktach długoterminowych spadła rentowność projektów budowy terminali LNG w Niemczech (w Rostocku i w Wilhelmshaven), a oddany w ubiegłym roku terminal regazyfikacyjny Gate w Rotterdamie, z którego Niemcy mogą pozyskiwać dostawy LNG na rynek krajowy, jest wykorzystywany w stopniu mniejszym niż 20% mocy skraplających.

Z punktu widzenia interesów energetycznych Polski kluczowa jest dywersyfikacja i integracja unijnych rynków energii. W związku z tym priorytetowe znaczenie ma terminowe ukończenie budowy gazoportu w Świnoujściu, rozbudowa sieci gazociągów i magazynów oraz połączeń z krajami unijnymi, jak również sprawne zliberalizowanie krajowego rynku gazu. Polska ma szansę stać się regionalnym węzłem wymiany gazu (hubem). Pomocne może się w tym również okazać postępowanie antymonopolowe Komisji Europejskiej przeciwko

Gazpromowi, które jest w stanie wymóc na rosyjskim gigancie urynkowanie ceny gazu w kontraktach długoterminowych i odstąpienie od sztywnego powiązania z ceną ropy naftowej.

Warto zwrócić uwagę, że znajdujące się w dość trudnej sytuacji finansowej niemieckie koncerny energetyczne mogą zdecydować się na wyprzedaż swoich aktywów ulokowanych w państwach środkowo- i wschodnioeuropejskich. Ewentualne wystawienie na sprzedaż akcji spółek zajmujących się w tej części Europy przesyłem i dystrybucją gazu powinno spotkać się z zainteresowaniem polskich firm. Pożądana jest również bliższa współpraca z Niemcami w zakresie pozyskiwania gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Chodzi przede wszystkim o budowę zaufania i zmniejszenie obaw środowiskowych niemieckiej opinii publicznej wobec możliwości uruchomienia w Polsce masowej produkcji gazu łupkowego.

Wobec braku deficytu energii elektrycznej w obwodzie kaliningradzkim i państwach nadbałtyckich, jak również jej nadpodaży w północno-wschodniej części Niemiec, jednym z najbardziej realnych kierunków eksportowych dla budowanej w Kaliningradzie siłowni atomowej jest Polska. Rozbudowa połączeń elektroenergetycznych z Kaliningradem i nastawienie się na import energii z tego kierunku byłoby konkurencyjne dla planów budowy własnej elektrowni jądrowej oraz rozwój energetyki wiatrowej na Pomorzu, na co nie zgadzają się obecnie polskie władze. Oznaczałoby to bowiem wzrost zależności energetycznej od Rosji. Bezpośrednią konsekwencją powstania kaliningradzkiej elektrowni będzie na pewno odłożenie planów budowy litewskiej elektrowni jądrowej w Visaginas. Brak litewskiej elektrowni może z kolei przekreślić szanse na uruchomienie połączenia elektroenergetycznego między Polską a Litwą, co będzie skutkowało niepełną integracją unijnego rynku energii.

Wobec planów budowy elektrowni jądrowych w wielu krajach regionu Morza Bałtyckiego, w tym także w Polsce, pożądana jest większa współpraca państw w zakresie wypełniania norm bezpieczeństwa. Jest to o tyle istotne, że w efekcie wyników stress-testów przeprowadzonych w UE w przyszłym roku może rozpocząć się debata nad zwiększeniem wymagań dla elektrowni jądrowych, co może spowodować istotny wzrost kosztów budowy nowych obiektów. Ze względu na bliskie sąsiedztwo projektowanych elektrowni w Kaliningradzie i na Białorusi państwa UE powinny skłonić stronę rosyjską do poddania obu inwestycji stress-testom obowiązującym na terytorium unijnym.

Ambitne projekty farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim dotyczą również polskiego wybrzeża, które dysponuje olbrzymim potencjałem generacji energii. Krytycznym problemem jest jednak brak odpowiedniej infrastruktury elektroenergetycznej oraz niepewność regulacyjna w Polsce i plany zniesienia przymusu zakupu energii wiatrowej przez operatorów sieci przesyłowych. W związku z tym koszty generacji energii elektrycznej z farm wiatrowych powinny zostać poddane dokładnej analizie ekonomicznej uwzględniającej nakłady konieczne do modernizacji sieci, a także wartość dodaną wynikającą z dywersyfikacji źródeł energii w kraju i wypełnienia zobowiązań redukcji emisji CO₂, a także koszty pośrednie.

Z punktu widzenia długofalowych interesów energetycznych Polski w najbliższych latach na znaczeniu będzie zyskiwać współpraca z państwami nordyckimi i bałtyckimi. Wśród nich ważne miejsce zajmuje Norwegia, która jest drugim po Rosji największym dostawcą surowców energetycznych do państw unijnych. Mając na uwadze popularyzację technologii skraplania gazu w Europie, istotne wydaje się nawiązanie bliższej współpracy ze stroną norweską w celu umożliwienia pozyskiwania gazu norweskiego do Polski przez terminal LNG w Świnoujściu. Równie ważne wydaje się kontynuowanie współpracy firm polskich z zagranicznymi partnerami przy zagospodarowywaniu złóż węglowodorowych na szelfie norweskim. Z kolei współpraca z Finlandią powinna w większym stopniu opierać się na wymianie doświadczeń i rozwiązań technologicznych związanych z funkcjonowaniem przemysłu jądrowego oraz pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych. Pożądane jest również włączenie się do fińskich działań antykrzysowych w RMB, co pozwoli na monitoring i kontrolę rosyjskich tankowców. Natomiast intensyfikacja kontaktów badawczych i biznesowych ze Szwecją powinna skutkować rozwojem technologii energii odnawialnej, przede wszystkim w północnych regionach Polski, jak również dalszą integracją rynków elektroenergetycznych.

Aneksy

Tabela 1. Bilans energetyczny państw RMB

	Dania	Estonia	Finlandia	Niemcy	Litwa	Łotwa	Norwegia	Polska	Rosja	Szwecja
PKB per capita (USD)	55933	14374	45083	40275	11033	11475	76763	11285	8614	43471
Ludność (mln)	5,52	1,34	5,34	81,88	3,39	2,25	4,83	38,15	141,85	9,30
Bilans energii pierwotnej (w mtoe):	18,60	4,75	33,20	318,53	8,39	4,22	28,25	93,99	646,92	45,41
Produkcja	23,91	4,16	16,60	127,09	4,21	2,09	213,64	67,52	1181,59	30,35
Import	14,47	1,99	25,5	240,08	11,96	3,69	6,84	43,00	24,07	30,79
Eksport	-18,21	-0,79	-7,20	-37,14	-7,77	-0,99	-192,35	-12,77	-552,70	-13,03
Zmiana stanu zapasów	-0,28	-0,35	-0,98	1,66	0,16	-0,2	0,90	-3,03	-0,18	0,10
Konsumpcja finalna energii (w mtoe):	14,20	2,78	24,98	223,92	5,08	3,88	19,85	64,25	422,83	31,98
Przemysł	2,30	0,54	9,65	47,91	0,82	0,65	5,56	14,07	124,36	10,74
Transport	4,40	0,71	4,29	53,92	1,45	0,92	4,65	15,96	89,61	7,67
Inne	7,20	1,48	9,06	99,70	2,08	2,23	7,44	29,63	156,55	11,91
Mix energetyczny – udział w bilansie energii pierwotnej (w mtoe):	18,60	4,75	33,2	318,53	8,39	4,22	28,25	93,99	646,92	45,41
Węgiel i torf	4,01	3,00	5,20	71,61	0,16	0,09	0,56	51,13	95,27	1,92
Ropa naftowa	7,75	-0,37	12,00	104,27	8,71	-	22,72	21,98	243,66	19,53
Produkty ropy	-0,70	0,87	-2,77	0,78	-6,37	1,19	-12,16	2,10	-105,73	-7,70
Gaz	3,90	0,52	3,50	76,56	2,19	1,23	5,45	12,00	350,30	11,10
Energia jądrowa	-	-	6,10	35,16	2,87	-	-	-	42,96	13,60
Hydroelektrownie	-	-	1,09	1,61	0,04	0,28	10,86	0,20	14,98	5,66
Energia geotermalna i słoneczna	0,60	0,02	0,03	4,77	0,02	0,01	0,01	0,10	0,40	0,22
Biopaliwa i biomasa	3,00	0,70	6,92	24,86	0,82	1,27	1,43	6,66	6,37	10,38
Import energii elektrycznej	0,03	0,01	1,04	-1,07	-0,25	0,14	-0,77	-0,19	-1,28	0,40

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Międzynarodowej Agencji ds. Energii: *Energy Statistics for OECD Countries. 2011 Edition*, OECD/IEA, Paris 2011, oraz *Energy Statistics for non-OECD Countries. 2011 Edition*, OECD/IEA, Paris 2011.

Tabela 2. Dane techniczne rosyjskich projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB

Bałtycka Elektrownia Atomowa	Decyzja o powstaniu siłowni zapadła w 2008 r. Budowniczym projektu została Rosenergoatom, a generalnym projektantem Atomenergoprojekt Sankt-Petersburg. Elektrownia ma powstać wedle projektu AES-2006 zakładającego budowę reaktora wodno-ciśnieniowego. Będzie ona zbudowana z dwóch bloków o łącznej mocy ok. 2400 MW. Szacowany czas pracy reaktora to 50 lat. Inwestycja ma zostać oddana do użytku w 2016 r., a jej szacowany koszt (wraz z infrastrukturą) to 6,23 mld euro. Właścicielem 51% akcji jest Rosatom, a pozostałe udziały należą do prywatnych inwestorów.
Elektrownia Atomowa na Białorusi	Decyzja o budowie elektrowni atomowej na Białorusi zapadła 15 stycznia 2008 r., a 15 marca 2011 r. w Mińsku Białorusi i Rosja zawarły międzyrządowe porozumienie o współpracy w budowie elektrowni atomowej w obwodzie grodzieńskim. Elektrownia będzie zbudowana według rosyjskiego projektu AES-2006, który zakłada budowę reaktora wodno-ciśnieniowego. Będzie się składała z dwóch bloków energetycznych o mocy 1200 MW każdy. Pierwszy z nich ma zostać oddany do użytku w 2017 r., a drugi rok później. Planowany koszt budowy to ok. 10 mld dolarów. Elektrownia będzie budowana przez rosyjską spółkę Rosatom.
Gazociąg Północny (Nord Stream)	Decyzja o budowie Gazociągu Północnego została podjęta w 2005 r. Gazociąg jest wspólną inwestycją pięciu kompanii: Gazpromu z 51% udziałów, Wintershall Holding GmbH (część kompanii BASF) i E.ON Ruhrgas AG po 15,5%, oraz N.V. Nederlandse Gasunie i GDF SUEZ po 9% udziałów. Koszt projektu wyniósł 7,4 mld euro. Budowa pierwszej części rozpoczęła się w kwietniu 2010 r. i zakończyła w listopadzie 2011 r. Moc przesyłowa pierwszej nitki to 27,5 mld m ³ gazu rocznie, a obu nitek gazociągu to 55 mld m ³ rocznie. Długość podmorskiej części rurociągu to 1224 km, a części lądowej 917 km. Maksymalna głębokość morza, gdzie położone zostały rury, to 210 m. Średnica rur wynosi 1153 mm, a maksymalne dopuszczalne ciśnienie to 220 barów. Planowany czas pracy rurociągu to 50 lat. Źródłem gazu jest złożo południowo-rosyjskie, z którego rocznie wydobywa się 25 mld m ³ gazu. Operatorami złoża są Siewierniefiegazprom, Gazprom, BASF i E.ON Ruhrgas.
System ropociągów BTS 1	Decyzja o budowie bałtyckiego systemu ropociągów (BTS 1) została podjęta w 1997 r. Moc przesyłowa rurociągu to 74 mln ton ropy rocznie. Koszt projektu ocenia się na 2,2 mld dolarów. Pierwszy rurociąg został oddany do użytku w 2001 r., a druga część systemu w 2006 r. Z BTS-1 jest również związany zbudowany w 2008 r. produktociąg „Północ”, za pomocą którego do portu w Primorsku będą transportowane produkty naftowe. Rurociąg jest modernizowany i w 2015 r. będzie można nim przesyłać do 5,8 mln ton produktów naftowych rocznie. Właścicielem jest Transneftieprodukt. Dodatkowa moc rurociągu będzie przeznaczona dla rafinerii z Niżniekamska należącej do spółki Taneco.
Port w Primorsku	Wyspecjalizowany naftowy port morski Primorsk sp. z o.o jest największym naftowym rosyjskim portem na Bałtyku i stanowi zakończenie bałtyckiego systemu ropociągów BTS-1. Jego budowę rozpoczęto 2000 r., a zakończono w 2006. Założycielami portu były spółki Bałtnieftieprawod oraz Wierchniewoższknieftieprawod. W skład portu wchodzi: park 18 zbiorników RWSPK-50000 oraz 5 zbiorników awaryjnych 2 RWS-3000 i 3 RWS 5000 o całkowitej pojemności 921 tys. m ³ , dwie odkryte płynne przepompownie, które mogą przeładować do 46 800 m ³ na godzinę, 4 przeładunkowe stanowiska cumowania, które mogą przyjmować tankowce o pojemności 90–150 tys. t i zanurzeniu do 15,5 m i przeładowywać do 40 000 m ³ na godzinę. W ramach stanowisk oprócz ropy można przeładowywać również lekkie produkty naftowe. Czas załadunku tankowca wynosi do 14 godzin w zależności od technicznych możliwości jednostki. Całość inwestycji kosztowała 2,2 mld dolarów. W 2011 r. przeładowano tam 75,1 mln t ropy, osiągając pełną moc portu.

System ropociągów BTS 2	Decyzja o budowie zapadła w listopadzie 2008 r., a budowa trwała od czerwca 2009 r. do marca 2012 r. System powiązał ropociąg Przyjaźń z rosyjskim portem w Ust-Łudze na odcinku od Unieczy. Roczna przepustowość systemu wynosi 35 mln t ropy. Długość rurociągu to 1300 km, średnica rur 1067 mm. Szacunkowy koszt inwestycji to 4 mld dol. Właścicielem ropociągu jest Transneft, a prace przy budowie systemu prowadziły m.in. Strojtransgaz i Strojnowacija. W ciągu najbliższych lat planowane jest także powiązanie systemów BTS 1 i BTS 2.
Port w Ust-Łudze	Rosyjski port handlowy obejmujący terminale do przesyłu węgla, ropy, drewna. Budowa portu rozpoczęła się w 1993 r., a działanie w 2001 r. W 2011 r. przeładowano tam 22,7 mln t ładunków. Docelowo do 2025 r. w porcie ma być przeładowywanych ponad 190 mln t ładunków. W skład portu wchodzi m.in.: terminal drzewny – operator Terminal Drzewny Faktor, terminal węglowy – operator Rosterminalugol, kolejowo-samochodowy kompleks promowy – operator Unitarne Przedsiębiorstwo Państwowe Rosmorport, wielobranżowy kompleks przeładunkowy Jug-2 – operator Morski Port Handlowy Ust-Ługa, uniwersalny kompleks przeładunkowy – operator Uniwersalny Kompleks przeładunkowy, kompleks przeładunku siarki technicznej - operator Europejski Terminal Siarczany, terminal kontenerowy – operator Ust-Łużski Terminal Kontenerowy, kompleks ładunków płynnych (na razie przechodzi okres testów). Koszt inwestycji wyniósł 2,1 mld dol. Udział w budowie portu miały takie kompanie jak Ust-Ługa, Rosmorriečflot czy Rosmorport.

Źródło: informacje prasowe i korporacyjne.

Tabela 3. Dane techniczne niemieckich projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB

Nord Stream i system gazociągów w Niemczech	Z uruchomieniem gazociągu wiąże się rozbudowa sieci gazociągów we wschodnich i północnych landach niemieckich – OPAL (Ostsee-Pipeline-Anbindungs-Leitung, 472 km) i NEL (Nordeuropäische Erdgasleitung, 440 km). OPAL biegnie od rurociągu Nord Stream w Lubminie koło Greifswaldu w kierunku południowym do Olbernhau na granicy niemiecko-czeskiej. Jego udziałowcami są: Wingas (80%) i E.ON Ruhrgas (20%), a przepustowość wynosi ponad 30 mld m ³ . Z kolei NEL rozpoczyna się w Lubminie i biegnie w kierunku zachodnim do Dolnej Saksonii. Posiada przepustowość ponad 20 mld m ³ rocznie, co pokrywa 20% zapotrzebowania Niemiec. Projekt NEL realizuje Wingas. Zakończenie prac planowane jest na 2013 r.
Rozbudowa portu w Rostocku i ropociągu Rostock-Schwedt	Drugi na Bałtyku port pod względem przeładunku towarów – 23,7 mln t w 2010 r. Operatorem terminalu naftowego w Rostocku jest Grosstanklager Olhafen Rostock GmbH, spółka joint venture z udziałem Total Deutschland GmbH oraz Seehafen Rostock Umschlagsgesellschaft mbH. Terminal obsługuje tankowce o maksymalnej ładowności 100 tys. dwt. Rurociąg Rostock-Schwedt jest wyłączną własnością PCK Schwedt Raffinerie, w której udziały posiadają: Shell (37,5%), BP i Rosneft (razem 37,5%), TOTAL i Grupa ENI (razem 25%). Rurociąg ma ponad 200 km długości i może być wykorzystywany zarówno do reeksportu rosyjskiego surowca z wykorzystaniem terminalu naftowego w Rostocku, jak i importu ropy przez rafinerię w Schwedt drogą morską. Po modernizacji rurociągu w 1998 r. może on przesyłać do 7 mln t ropy rocznie. W 2008 r. firma Pipeline Inenieur-Team GmbH opracowała dla ILF Consulting Engineers studium wykonalności dot. podwyższenia zdolności przesyłowych rurociągu.
Rozbudowa portu w Lubece	Portem administruje Lübecker Hafen-Gesellschaft mbH (LHG), właściciel – Lubeka (74,9%) oraz RREEF Pan-European oraz Infrastructure Two Lux S.a.r.l. (25,1%) z Luksemburga. Lubeka to typowy port drobnicowy (155 ha), którego 4 terminale: Skandinavienkai, Nordlandkai, Schlutup, Seelandkai (łącznie 24 stanowiska do przyjmowania statków) przystosowane są do obsługi ładunków ro-ro (720 tys. jednostek ładunkowych w 2009 r.) i w kontenerach oraz drobnicy nieskonteneryzowanej. W latach 90 i do 2006 r. poczyniono znaczne inwestycje na rozbudowę portu i sieci komunikacyjnych okołoportowych – kolei i drogi A1 – Lubeka/Hamburg i A20 Rostock/Szczecin.

Rozbudowa portu w Hamburgu	Port w Hamburgu obsługuje szeroką gamę towarów eksportowych, tj. produktów chemicznych, wyrobów medycznych, maszyn, samolotów, jak i importowych: głównie surowce i produkty mało przetworzone (miedź i towary ropopochodne). W 2012 r. planuje się inwestycje rzędu 200 mln euro na rozbudowę infrastruktury. Według prognoz port będzie obsługiwał do 2025 r. około 25 mln standardowych kontenerów – trzykrotnie więcej niż dziś. Obecnie problem stanowi nie tyle obsługa kontenerów w terminalach portowych, co infrastruktura transportowa. Statutowym celem są działania proekologiczne – w tym obsługa statków ekologicznych. Port w Hamburgu zintensyfikował prace studyjne nad możliwością wykorzystania skroplonego gazu ziemnego (LNG) jako paliwa w różnorodnych operacjach portowych. Jego władze podpisały z koncernem Linde umowę w celu opracowania kompleksowego studium wykonalności.
Rozbudowa portu w Sassnitz	Port Sassnitz jest jednym z najważniejszych ośrodków biznesowych w landzie Meklemburgia-Pomorze Przednie. Jest to też najbardziej wysunięty na wschód Niemiec port głębinowy (10,5 m). Sassnitz jest jedynym portem w Europie dostosowanym do przeładunku rosyjskiego szerokotorowego transportu. Port jest ważny ze względu na intensywne kontakty z Rosją (połączenia transportowe). Podniesieniu konkurencyjności portu w Sassnitz służyć ma dalsza rozbudowa B96 do trasy szybkiego ruchu do Sassnitz (głównie ze względu na przewozy w technologii ro-ro z i do Rosji).
Park energetyki wiatrowej <i>Baltic 1</i>	Inwestorem projektu jest EnBW; jego moc ma wynosić 48 MW. Według planów park ma zostać uruchomiony w 2011 r.
Park energetyki wiatrowej <i>Baltic 2</i>	Inwestorem projektu jest również EnBW, a jej moc ma wynosić 288 MW. Zakończenie prac planuje się na przełom lat 2013/2014.
Park energetyki wiatrowej <i>Arcadis Ost 1</i>	KNK Wind GmbH (udziałowcy: WV Energie AG z Frankfurtu nad Menem 50%, Nordex z Rostocku ok. 39% i Zakłady Komunalne z Innsbrucku 11%), uruchomienie planowane jest na 2015 r.
Park energetyki wiatrowej <i>GEOfReE</i>	W ramach projektu GEO Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH planowanych jest 5 urządzeń. Dotychczas uzyskano wszystkie zezwolenia.
Park energetyki wiatrowej <i>Riffgrund 1</i>	Inwestorem projektu Riffgrund 1 jest Dong Energy. Planowana moc parku to 320 MW, a jego uruchomienie przewidywane jest na 2014 r.
Wybrane projekty modernizacji i budowy elektrowni węglowych w Niemczech	Niedawno ukończono inwestycję RWE Power BoA 2&3 – elektrownię w Neurath o mocy 2100 MW. Jednocześnie, mimo wstrzymania realizacji kilku projektów, wciąż planowana jest modernizacja bądź rozbudowa elektrowni konwencjonalnych, w które to projekty zaangażowane są też inne podmioty, jak np. Vattenfall inwestujący w elektrownię Europe Hamburg-Moorburg o mocy 1640 MW. GDF SUEZ Energie Deutschland AG jest odpowiedzialny za projekt w Wilhelmshaven (elektrownia o mocy 830 MW). E.ON Kraftwerke GmbH planuje zaś budowę kopalni o mocy 1100 MW w Hesji (Grosskrotzenburg).
Wybrane projekty budowy elektrowni gazowych w Niemczech	Wiele projektów związanych z kopalniami gazowymi w północnych landach niemieckich również zostało zawieszonych, jednakże Vattenfall nadal planuje budowę elektrowni gazowo-parowej (Combined Cycle) w Wedel. Natomiast według najnowszych danych urzędowych przewiduje się m.in. zwiększenie do 2013 r. mocy wytwórczych elektrowni Gemeinschaftskraftwerk Linden w Hanowerze czy w Bremen, gdzie za inwestycję odpowiada swb Erzeugung GmbH & Co. KG.

Źródło: informacje prasowe i korporacyjne, dane urzędowe.

Tabela 4. Dane techniczne pozostałych projektów energetycznych i infrastrukturalnych w RMB

EstLink2 Estonia–Finlandia	Interkonektor elektroenergetyczny między Estonią a Finlandią o mocy 650 MW i dł. 145 km, projekt realizuje Fingrid Oyj i Elering Oü, czas realizacji: 08.2014, koszt: 258 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 158 mln EUR z EEP.
NordBalt Litwa–Szwecja	Interkonektor elektroenergetyczny między Litwą a Szwecją o mocy 700 MW, dł. 400 km; projekt realizuje Svensk Kraftnät i Litgrid AB, czas realizacji: 06.2016; koszt: 336 mln EUR, z czego dofinansowanie to UE 131 mln EUR z EEP.
NordBalt 2 Łotwa	Dwa interkonektory elektroenergetyczne na Łotwie z Grobiny do Ventspils o mocy 600 MW oraz wzmocnienie przesyłu obok Rygi (RCHP-1-Imanta); projekt realizuje Augstsprieguma tikls; czas realizacji: 12.2013; koszt: 88 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 44 mln EUR z EEP.
LitPolLink Polska–Litwa	Dwa interkonektory elektroenergetyczne między Polską a Litwą o łącznej mocy 1000 MW; projekt realizują PSE Operator S.A. i Litgrid AB; czas realizacji: 2015/2020; koszt: etap I budowy interkonektora po stronie polskiej to ok. 2,2 mld PLN (ok. 530 mln EUR), z czego dofinansowanie z UE w ramach EFRR i TEN-E wyniesie ok. 680 mln PLN (ok. 165 mln EUR), po stronie litewskiej ok. 370 mln EUR. Dodatkowo 1,9 mln EUR z TEN-E na studium wykonalności projektu w 2008 r.
Skagerrak 4 Dania–Norwegia	Interkonektor elektroenergetyczny między duńskim Tjele a norweskim Kristiansand o mocy 700 MW; o długości 240 km, z czego 137 km po dnie Bałtyku; dotychczasowe połączenia Skagerrak 1, 2 i 3 mają łączną moc 1000 MW; projekt realizują Energinet.dk i Statnett; kontrakt z ABB; czas realizacji: 2014 r.; koszt: ok. 375–460 mln EUR.
Sydvestlinken Szwecja –Norwegia	Interkonektor elektroenergetyczny między norweskim Tveiten a szwedzkim Barkeryd o mocy 1400 MW i długości 60–110 km; projekt realizują Svensk Kraftnät i Statnett; obecnie na etapie wyboru jednego z trzech wariantów projektu; koszt: 250–500 mln EUR, w zależności od wyboru wariantu.
Baltic Denmark Dania–Niemcy	Interkonektor gazowy między Danią (Egtved) a Niemcami (Ellund) o przepustowości 5,5 mld m ³ i długości 94 km (od 2010 r. transport gazu w obu kierunkach jest możliwy za pomocą gazociągu DEUDAN); projekt realizuje Energinet.dk; czas realizacji: 10.2014 r.; koszt: 200 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 100 mln EUR w ramach EEP.
Baltic Pipe Dania–Polska	Interkonektor gazowy offshore między Danią a Polską (Redvig–Niechorze) o dł. ok. 320 km. Projekt realizują GAZ-SYSTEM S.A. i Energinet.dk; stan realizacji: wstępne studium wykonalności odbywa się w ramach w/w projektu Baltic Denmark; w 2010 r. wznowiono projekt z myślą o eksporcie gazu z Polski do Danii (do zawieszenia w 2009 r. miał służyć jako kontynuacja SKANLED-u i zapewnić dostawy norweskiego gazu do Polski). Czas realizacji: 2020 r. Koszt: 511 mln EUR; dofinansowanie na prace przygotowawcze GAZ-SYSTEM S.A. z TEN-E w wysokości 4,31 mln EUR. <i>*Realizacja uzależniona od zainteresowania rynków.</i>
Balticconnector Finlandia–Estonia	Przepustowość: 2,6 mld m ³ , dł. 80 km (Paldiski–Inkoo) lub 140 km (Paldiski–Vuosaari). Projekt realizują Gasum Oy i AS Eesti Gaas. Stan realizacji: studium wykonalności projektu (02.2011 r.). Czas realizacji: 2016/2018. Koszt: 96–130 mln EUR; dofinansowanie TEN-E na studium wykonalności. <i>*Realizacja uzależniona od budowy terminala LNG w państwach bałtyckich.</i>
Zwiększenie przepustowości interkonektora Łotwa–Litwa	Zwiększenie przepustowości interkonektora między Łotwą a Litwą z 1 do 6 mcm/dzień. Projekt realizują Lietuvos Dujos AB i Latvijas Gāze. Czas realizacji: 2012/2013. Koszt: 27,9 mln EUR – interkonektor, 180,9 mln EUR – rozbudowa magazynu Inčukalns, z czego 7,5 mln EUR dofinansowania UE w ramach EEP.
Interkonektor gazowy Polska–Litwa	Przepustowość: 2,3 mld m ³ gazu rocznie z możliwością rozszerzenia do 4,5 mld m ³ i długości 562 km. Projekt realizują Lietuvos Dujos AB i GAZ-SYSTEM S.A. Czas realizacji: najwcześniej 2016 r. Koszt: 537 mln EUR, z czego 0,5 mln EUR dofinansowania UE w ramach TEN-E na przeprowadzenie studium wykonalności projektu. <i>*Realizacja uzależniona od budowy terminala LNG w państwach bałtyckich.</i>

Terminal LNG w Kłajpedzie, Litwa	AB Klaipėdos Nafta zamierza zrealizować projekt do końca 2014 r. Jak dotąd, w marcu 2012 r. podpisana została umowa z norweską spółką Höegh LNG w sprawie leasingu platformy morskiej do importu gazu skroplonego wraz z urządzeniami do regazyfikacji (magazynowanie na poziomie 170 tys. m ³ i regazyfikowanie 11 mln m ³ gazu dziennie). <i>*Realizacja uzależniona od budowy terminala LNG w innych państwach bałtyckich.</i>
Terminal LNG w Paldiski, Estonia	Projekt realizuje Balti Gaas. Czas realizacji: 2015 r. Koszt: 350 mln EUR. Istnieje również alternatywny projekt budowy terminala LNG w Muuga k. Tallinna (planowane jest studium wykonalności, a szacowany koszt budowy to 221 mln EURO). <i>*Realizacja uzależniona od budowy terminala LNG w państwach bałtyckich.</i>
Terminal LNG w Rydze, Łotwa	Projekt realizuje Latvenergo. Czas realizacji: 2015/2017. Koszt: 300–350 mln EUR. <i>*Realizacja uzależniona od budowy terminala LNG w innych państwach bałtyckich.</i>
Terminal LNG w Inko, Finlandia	Terminal gazowy o przepustowości 1,2–2,5 mld m ³ . Projekt realizuje Gasum Oy. Czas realizacji: 2016/2018. Koszt: 350 mln EUR.
Terminal LNG w Świnoujściu, Polska	Terminal gazowy o przepustowości 5 mld m ³ z dwoma zbiornikami na LNG, z możliwością zwiększenia przepustowości do 7,5 mld m ³ po 2017 r. Projekt realizuje Polskie LNG S.A. i Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A. Czas realizacji: 31.12.2014 r. Koszt: ok. 700 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 114 mln EUR z POLiŚ, 55 mln EUR z EEPR i 12,95 mln EUR w ramach TEN-E.
Baltic Poland, Polska	Polski interkonektor gazowy między Świnoujściem a Szczecinem o przepustowości 7,5 mld m ³ i długości 78,5 km ze stacją kompresyjną w Goleniowie. Projekt realizuje OGP GAZ-SYSTEM S.A. Czas realizacji: 09.2013 r. Koszt: 100 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 50 mln EUR z EEPR.
Interkonektory gazowe Polska–Niemcy	Interkonektory gazowe na terenie Dolnego Śląska w Polsce (Dziwiszów–Taczalin 54 km, Jeleniów–Jeleniów 1 km, Taczalin–Radakowice 32 km, Radakowice–Gałów 7 km) oraz wzmocnienie granicznego punktu przesyłu w Lasowie. Projekt realizuje GAZ-SYSTEM S.A. Czas: 12.2012 r. Koszt: 28,81 mln EUR, z czego dofinansowanie UE to 14,4 mln EUR.
Södra Midsjöbanken, Szwecja	Morskie elektrownie wiatrowe o mocy ok. 700 MW. Projekt realizuje E.ON Nordic. Czas realizacji: 2016 r. Koszt ok. 2,2 mld EUR.
Anholt, Dania	Morskie elektrownie wiatrowe o mocy 400 MW w duńskiej cieśninie Kattegat. Projekt realizuje DONG Energy. Czas realizacji: 2013 r.
Borkum Riffgrund 1, Niemcy	Morskie elektrownie wiatrowe o mocy 320 MW na rynek niemiecki; możliwe rozwinięcie projektu Borkum Riffgrund 2. Projekt realizuje DONG Energy. Czas realizacji: 2014 r.
Kriegers Flak, Dania, Niemcy, ew. Szwecja	Morskie elektrownie wiatrowe o mocy 600 MW (docelowo 1600 MW) na rynek duński, niemiecki i ew. szwedzki. Projekt realizuje: 50Hertz Transmission i Energinet.dk. Czas realizacji: obecnie przeprowadzane jest studium oddziaływania na środowisko. Koszt: od 1,1 mld do 1,6 mld EUR, z czego dofinansowanie z UE to ok. 150 mln EUR.
Visaginas, Litwa	Elektrownia jądrowa o mocy o łącznej mocy 1300 MW. Litwa parafowała umowę z inwestorem strategicznym, firmą Hitachi GE. Do końca 2015 r. o udziale w projekcie ostatecznie mają zdecydować pozostałe państwa bałtyckie – Łotwa i Estonia. Wstępnie zakłada się, że Litwie przypadnie 38% udziałów, Estonii 22%, a Łotwie i Hitachi po 20%.
OL3 Finlandia	Elektrownia jądrowa o mocy 1600 MW. Projekt realizuje fińska TVO i francuska Areva. Czas realizacji: najwcześniej 2013 r. Projekt jest opóźniony już o 4 lata.
OL4 Finlandia	Elektrownia jądrowa o mocy 1000–1800 MW. Wstępna zgoda parlamentu Finlandii w maju 2010 r.

Fennovoima Finlandia	Elektrownia jądrowa o mocy 1500–2500 MW. Wstępna zgoda parlamentu Finlandii w maju 2010 r. Częściowym udziałowcem jest niemiecki E.On (34%).
Elektrownie jądrowe w Polsce	Dwie elektrownie jądrowe o mocy 2 x 3000 MW. Uruchomienie pierwszego bloku zaplanowane jest na koniec 2023 r. Projekt realizuje Grupa Kapitałowa PGE.

Źródło: opracowanie własne na podstawie DG Energy, GRIP BEMIP 2012–2021, stron operatorów projektów, spółek oraz ministerstw właściwych ds. energii w państwach RMB oraz w Norwegii.

Tabela 5. Przeładunek towarów w rosyjskich portach w Primorsku i Ust-Łudze

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Przeładunek w Primorsku (ropa i produkty naftowe)	12,4	17,7	44,6	57,3	66,1	74,2	75,56	79,2	77,5	75,1
Przeładunek w Ust-Łudze (węgiel, drewno i in.)	-	0,4	0,8	0,7	3,8	7,1	6,8	10,4	11,8	22,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych korporacyjnych.

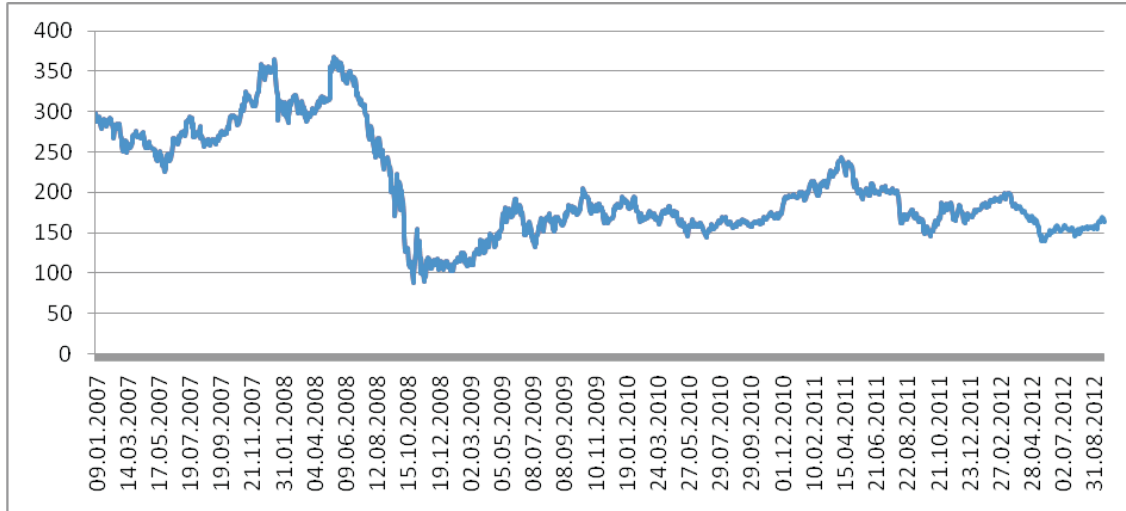
Tabela 6. Kapitalizacja wybranych rosyjskich i niemieckich firm energetycznych w latach 2007–2011

(Wartość w mln USD; miejsce w rankingu)	2007	2008	2009	2010	2011
Gazprom	245 911 6	299 764 4	91 498 36	123 908 35	126 242 34
Rosneft	88 494 68	95 913 65	46,631 76	70 559 80	70 785 74
Łukoil	73 488 95	72 723 89	32 321 125	48 220 145	45 079 138
Surgutneftgaz	51 324 152	39 499 216	24 809 173	37 924 189	32 415 216
E.ON	93 240 64	123 930 41	55 522 65	59 087 105	43 301 148
RWE	59 026 128	68 286 94	39 125 98	37 895 190	20 291 381

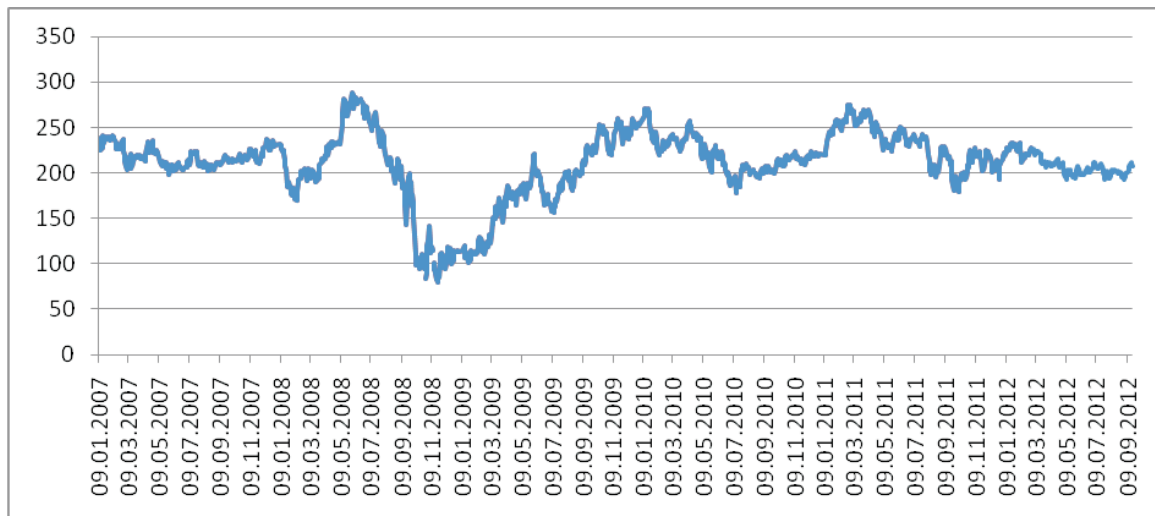
Źródło: Financial Times, *FT Global 500*, December 2011, www.ft.com.

Tabela 7. Kursy akcji wybranych rosyjskich i niemieckich firm energetycznych w latach 2007–2012

Gazprom (cena otwarcia, RUB)



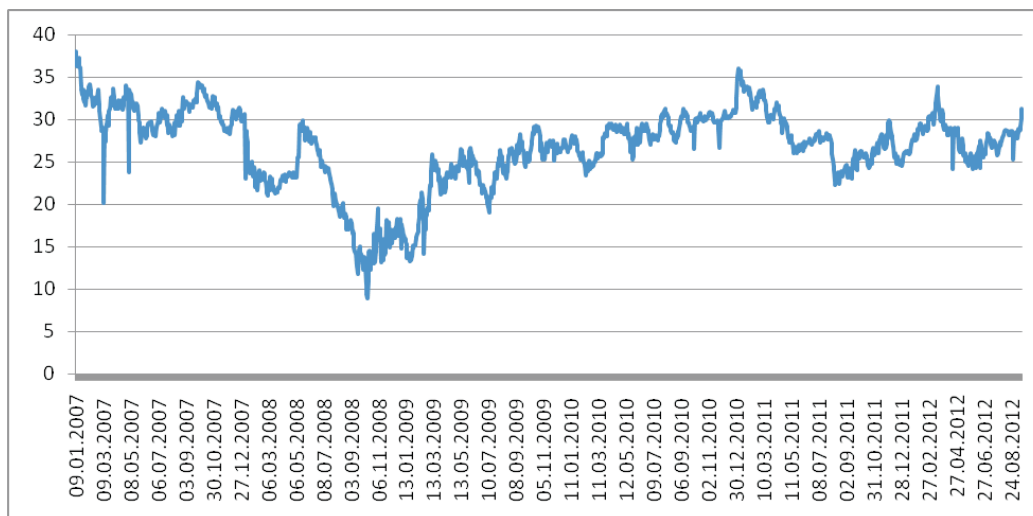
Rosneft (cena otwarcia, RUB)



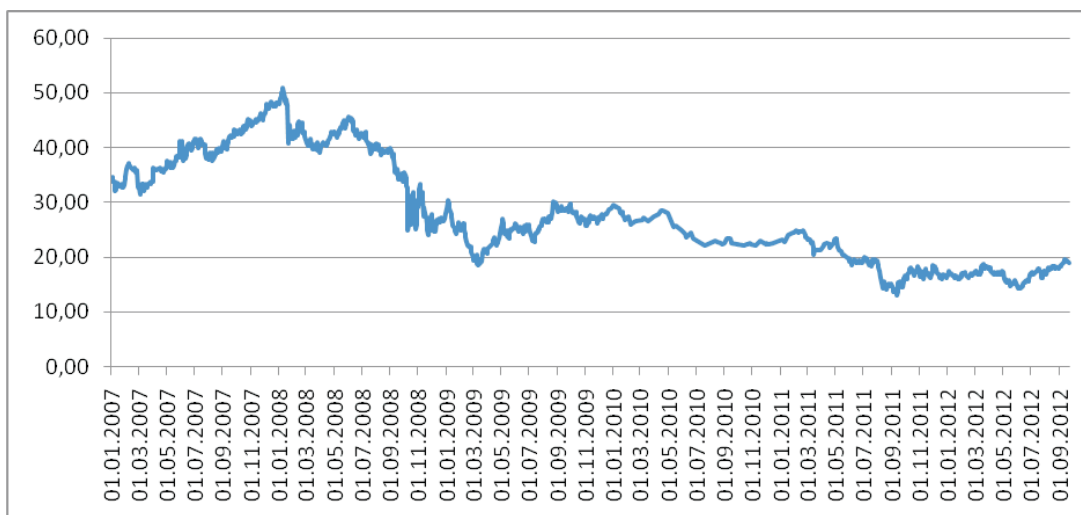
Łukoil (cena otwarcia, RUB)



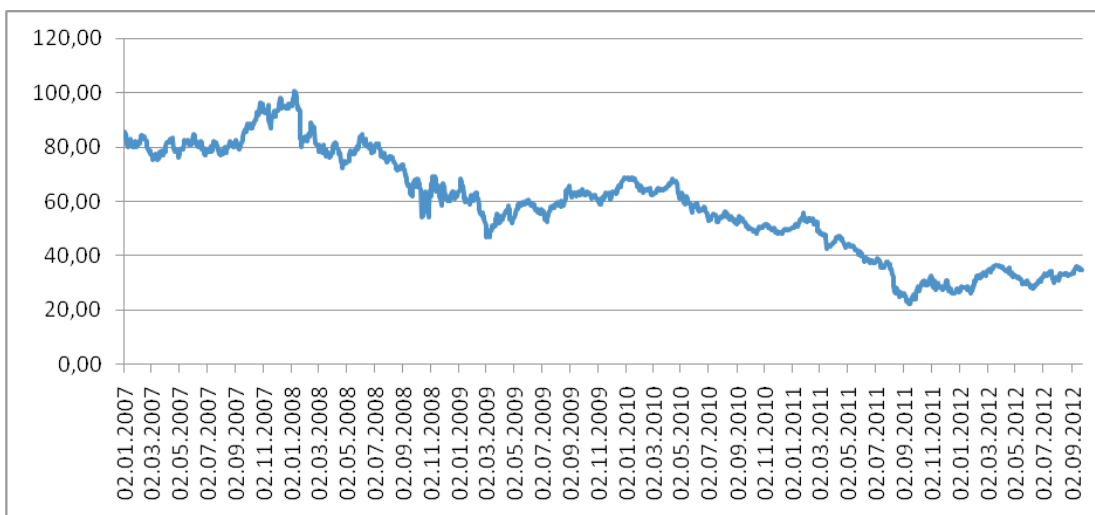
Surgutnieftgaz (cena otwarcia, RUB)



E.ON (cena otwarcia, EUR)



RWE (cena otwarcia, EUR)



Źródło: dane korporacyjne.

PISM | POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS

POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH (PISM) JEST CZOŁOWYM ŚRODKOWO-EUROPEJSKIM THINK TANKIEM ZAJMUJĄCYM SIĘ POLITYKĄ ZAGRANICZNĄ, INTEGRACJĄ EUROPEJSKĄ, BEZPIECZEŃSTWEM ORAZ MIĘDZYNARODOWYMI STOSUNKAMI GOSPODARCZYMI. SYTUUJĄC SIĘ MIĘDZY ŚWIATEM POLITYKI A NIEZALEŻNĄ ANALIZĄ, PISM JEST PROPAGATOREM IDEI WSPIERAJĄCYCH POLSKĄ DYPLOMACJĘ ORAZ ROZWÓJ STOSUNKÓW MIĘDZYNARODOWYCH.

POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS
UL. WARECKA 1A, 00-950 WARSZAWA
PHONE (+48) 22 556 80 00, FAX (+48) 22 556 80 99
PISM@PISM.PL, WWW.PISM.PL

ISBN 978-83-62453-43-6

