

KAMILA PRONIŃSKA

Wpływ współpracy energetycznej
krajów Europy Środkowej
*na regionalne bezpieczeństwo energetyczne
i politykę energetyczną UE*

The impact of energy cooperation
of Central European countries
*on the regional energy security
and energy policy of the EU*



Wpływ współpracy energetycznej
krajów Europy Środkowej
*na regionalne bezpieczeństwo energetyczne
i politykę energetyczną UE**

The impact of energy cooperation
of Central European countries
*on the regional energy security
and energy policy of the EU*

* Praca jest rezultatem badań przeprowadzonych przez Autorkę w 2011 r. w Bibliotece Europejskiego Instytutu Uniwersyteckiego we Florencji w ramach programu „Badania letnie” wspartych grantem Centrum Europejskiego Natolin.

© CENTRUM EUROPEJSKIE NATOLIN
THE NATOLIN EUROPEAN CENTRE

redaktor prowadzący serii / series commissioning editor

MARIAN STASIAK

*redakcja w języku polskim
/ editor for Polish version*

ELŻBIETA NOWICKA-ROŻEK

*redakcja w języku angielskim
/ editor for English version*

JAROSŁAW BRZEZIŃSKI

tłumaczenie na język angielski / translation into English

AGENCJA TŁUMACZY ZAWODOWYCH LETTERMAN SP. Z O.O.

skład i druk / typeset & printed by

BIGBIT WOJCIECH ZEYDLER-ZBOROWSKI

projekt graficzny / graphic design

WOJCIECH SOBOLEWSKI

wydawca / published by

CENTRUM EUROPEJSKIE NATOLIN,
UL. NOWOURSYNOWSKA 84 · 02-797 WARSZAWA
TEL. 22 545 98 00 · FAX 22 649 12 99
FUNDACJA@NATOLIN.EDU.PL · WWW.NATOLIN.EDU.PL

ISSN 1732-0445

ISBN 978-83-62818-92-1

WARSZAWA 2013

Spis treści

Wstęp	8
1. Analiza sytuacji energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego krajów Europy Środkowej	9
1.1. Bilans energetyczny i ogólna zależność importowa	9
1.2. Intensywność energetyczna i emisyjność gospodarek Europy Środkowej	14
1.3. Sektor gazu ziemnego	18
1.4. Sektor naftowy	28
1.5. Sektor energii elektrycznej	33
2. Integracja rynków Europy Środkowej jako szansa na wzmocnienie regionalnego bezpieczeństwa energetycznego ...	42
2.1. Budowa połączeń międzysystemowych i realizacja projektu Korytarza przesyłowego Północ-Południe	42
2.2. Wymiar północny projektów dywersyfikacyjnych w ramach Korytarza gazowego Północ-Południe	52
2.3. Wymiar południowy projektów dywersyfikacyjnych w ramach Korytarza gazowego Północ-Południe	55
2.4. Znaczenie połączeń międzysystemowych i projektów dywersyfikacyjnych dla regionu Europy Środkowej	61
3. Instytucjonalizacja współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej i jej wpływ na politykę energetyczną UE	62
3.1. Współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej i formuły V ₄₊	62

3.2. Siła państw Europy Środkowej w ramach UE – współpraca w dziedzinie budowy jednolitego rynku energetycznego i wzmacniania bezpieczeństwa dostaw	68
3.3. Działania krajów Europy Środkowej na rzecz wzmocnienia zewnętrznego wymiaru unijnej polityki energetycznej	80
3.4. Kraje Europy Środkowej wobec unijnej polityki klimatyczno-energetycznej	90
4. Zakończenie. Europa Środkowa a idea Buzek–Delors budowy Wspólnoty Energetycznej	97
O Autorce	103

Table of contents

Introduction	106
1. The analysis of the energy situation and energy security of Central European countries	107
1.1. Energy balance and overall import dependence	107
1.2. Energy security and emissions of Central European economies	112
1.3. The gas sector	116
1.4. The oil sector	125
1.5. The electricity sector	130
2. The integration of Central European markets as an opportunity for the strengthening of regional energy security	139
2.1. Building energy interconnections and implementing the North-South Transmission Corridor project	139
2.2. The northern dimension of the diversification projects under the North-South Gas Corridor	148
2.3. The southern dimension of diversification projects under the North-South Gas Corridor	151
2.4. The importance of energy interconnections and diversification projects for the Central European region	157

3. Institutionalisation of energy cooperation between Central European countries and its impact on the EU's energy policy	158
3.1. Cooperation within the Visegrad Group and the V ₄ + formula	158
3.2. The power of Central European countries within the EU – cooperation in building a single energy market and strengthening the security of supply	164
3.3. Central European countries' efforts to strengthen the external dimension of the EU's energy policy	175
3.4. Central European countries and the EU climate and energy policy	184
4. Conclusions. Central Europe and the idea of Buzek-Delors to build an Energy Community	190
About the Author	196

Wstęp

Opracowanie ma na celu analizę sytuacji energetycznej krajów Europy Środkowej oraz potencjału regionu w zakresie integracji rynków energetycznych i ich wpływu na politykę energetyczną UE. Na potrzeby niniejszej analizy Europa Środkowa rozumiana jest wąsko, jako część regionu Europy Środkowej i Wschodniej¹ – obejmuje ona Czechy, Polskę, Słowację i Węgry. W sensie instytucjonalnym są to państwa należące do Grupy Wyszehradzkiej – ugrupowania subregionalnego, w ramach którego podjęły one na początku lat 90. współpracę na rzecz integracji z euroatlantyckimi strukturami gospodarczymi i bezpieczeństwa. Kraje te łączy z pozostałymi państwami regionu Europy Środkowej i Wschodniej dziedzictwo socjalistyczne – przynależność do bloku wschodniego i tym samym odmienny typ kultury energetycznej niż

¹ Termin *East-Central Europe* jako pierwszy zastosował i sprecyzował historyk J. ROTHSCHILD, który wydzielił region na podstawie kryteriów lingwistyczno-politycznych. Granice Europy Środkowej i Wschodniej według Rothschilda wyznaczają granice lingwistyczne Niemiec i Włoch oraz polityczne granice Rosji/ZSRR (J. ROTHSCHILD, *East Central Europe between the Two World Wars*, Vol. IX, University of Washington Press 1974). Region ECE jest jednak bardzo zróżnicowany. Wprowadzenie chociażby tylko kryteriów cywilizacyjnych dzieli go dalej na część należącą historycznie do cywilizacji zachodniej i wpływów kościoła rzymskokatolickiego (w tej grupie znajdują się Czechy, Polska, Słowacja, Węgry, a także Słowenia i Chorwacja) oraz cywilizacji prawosławnej (Bułgaria, Rumunia, Serbia), a także islamskiej (Albania). Dwubiegunowy podział świata wpłynął na postrzeganie wszystkich tych państw łącznie jako regionu Europy Wschodniej – politycznie, ekonomicznie i społecznie odmiennego od Europy Zachodniej. Choć uwarunkowania historyczne odgrywają ważną rolę w ukształtowaniu się pewnych cech wspólnych wszystkim tym państwom, termin „Europa Wschodnia” jest jeszcze bardziej pojemny, myślący i przez to zupełnie nieadekwatny do współczesnej ekonomicznej i politycznej rzeczywistości.

krajów Europy Zachodniej. Jednocześnie były one liderami procesu transformacji politycznej i gospodarczej, w tym dostosowywania sektora energetycznego do wymogów unijnej polityki energetycznej w sferze liberalizacji, efektywności energetycznej i zrównoważonego rozwoju, a także bezpieczeństwa dostaw. Charakter wyzwań, jakie stoją przed nimi w sferze bezpieczeństwa energetycznego, z jednej strony odróżnia je od państw dawnej UE-15, z drugiej zaś stwarza płaszczyznę do wzmocnionej współpracy w dziedzinie integracji rynków energetycznych, a także współkształtowania polityki energetycznej UE. Wspólnota interesów, potencjał w zakresie rozwoju sektora energetycznego i integracji rynków energetycznych, a także rozwój zinstytucjonalizowanej współpracy w dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego w ramach Grupy Wyszehradzkiej i UE zadecydowały o wyodrębnieniu czterech państw Europy Środkowej spośród szerszej kategorii krajów Europy Środkowej i Wschodniej.

1. Analiza sytuacji energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego krajów Europy Środkowej

1.1. Bilans energetyczny i ogólna zależność importowa

Europa Środkowa nie jest znaczącym światowym konsumentem energii. W sumie na cztery kraje regionu przypada zaledwie 1,5% światowej konsumpcji energii pierwotnej. Największym rynkiem w tej grupie jest Polska, która konsumuje średnio 93,2 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe). W ciągu minionej dekady konsumpcja Czech kształtowała się na poziomie średnio 42,7 Mtoe, Węgier – 24,4 Mtoe,

Słowacji zaś 18,2 Mtoe.² Udział regionu w całkowitej wewnętrznej konsumpcji energii pierwotnej UE wynosi około 11%. Obecny średni roczny poziom konsumpcji energii jest w przypadku wszystkich czterech państw nieznacznie wyższy od poziomu konsumpcji z drugiej połowy lat 90. Oznacza to, że wzrost gospodarczy osiągniany przez kraje regionu w tym okresie nie pociągał za sobą proporcjonalnego wzrostu zużycia energii, jak to zazwyczaj ma miejsce w krajach rozwijających się. Energia konsumowana przez kraje Europy Środkowej pochodzi przede wszystkim ze źródeł nieodnawialnych. Kraje te różnią się jednak pod względem rodzaju i stopnia wykorzystania poszczególnych pierwotnych nośników energii, jak również poziomu ogólnej zależności importowej.

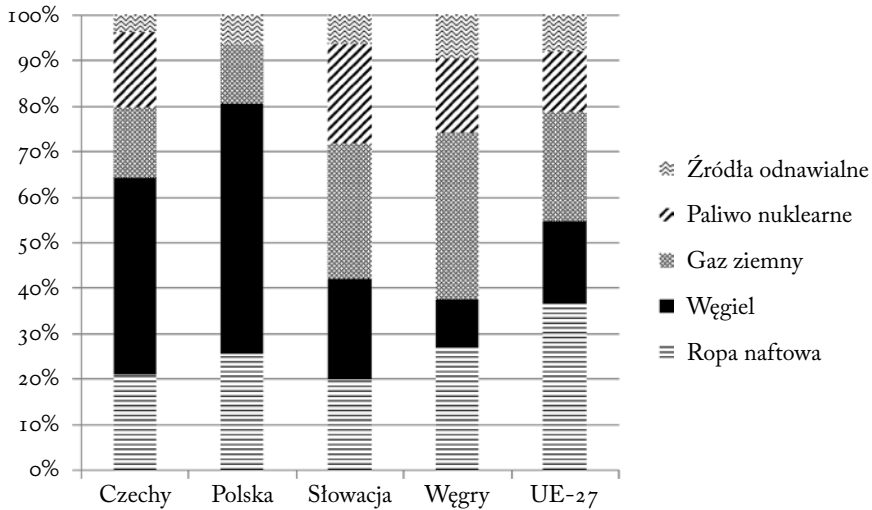
Paliwa stałe dominują w bilansie energetycznym Polski i Czech. Gaz ziemny jest głównym nośnikiem energii pierwotnej na Węgrzech i Słowacji. Paliwa nuklearnego nie wykorzystuje do produkcji energii jedynie Polska. Wszystkie państwa Europy Środkowej cechuje natomiast stosunkowo niewielki procentowy udział źródeł odnawialnych zarówno w ogólnym bilansie energetycznym, jak i produkcji energii elektrycznej.

Struktura bilansu energetycznego wpływa na poziom ogólnej zależności importowej. Skoro bilans energetyczny Polski opiera się w głównej mierze na rodzimym węglu kamiennym, a Czech na krajowych zasobach węgla brunatnego, państwa te charakteryzuje jedna z najniższych ogólnych zależności importowych w UE. Zgodnie z obliczeniami Eurostatu, w 2007 r. Czechy i Polska zajmowały odpowiednio trzecie i czwarte miejsce pod względem poziomu samowystarczalności energetycznej wśród

² W 2009 r. Polska konsumowała 93,3 Mtoe, Czechy 39,6 Mtoe, Węgry – 22,4 Mtoe, Słowacja zaś – 16,8 Mtoe. Wszystkie kraje konsumowały mniej niż w roku poprzednim, co miało związek z kryzysem finansowym i pogorszeniem się wielu wskaźników makroekonomicznych. W największym stopniu spadła w tym czasie konsumpcja Węgier i Czech, odpowiednio o 7,6% i 4,7%. BP (2009). Obliczenia średniej konsumpcji energii na podstawie danych BP z kolejnych edycji „Statistical Review of World Energy”.

krajów UE.³ W przypadku Czech pozytywny wpływ na poziom zależności importowej ma również wykorzystywanie energetyki nuklearnej, która przez Eurostat i IEA ujmowana jest w statystykach jako zasób własny. Polska natomiast dodatkowo zaspokaja ponad 30% wewnętrznego zapotrzebowania na gaz ziemny pochodzący z produkcji krajowej.

Wykres 1. Struktura bilansu energetycznego krajów Europy Środkowej według źródeł energii pierwotnej w 2009 r. [%]

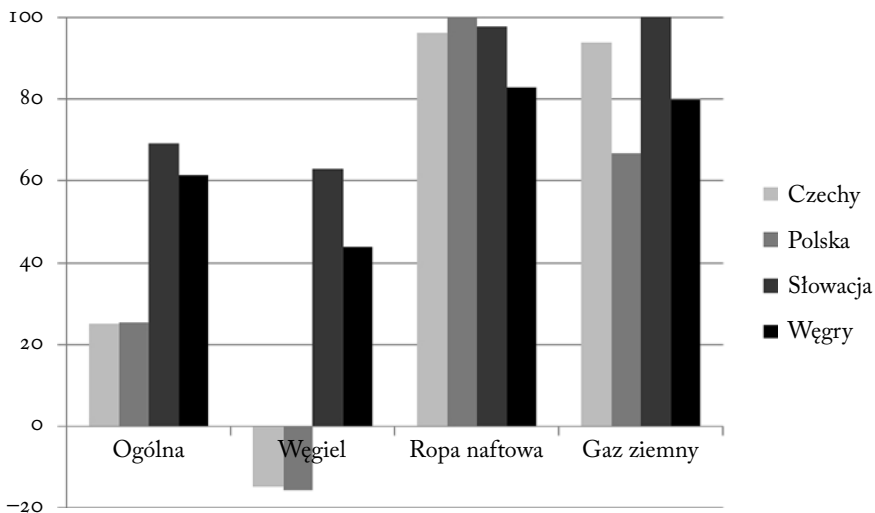


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IEA i Eurostat.

Z samego zestawienia bilansów energetycznych i zależności importowych krajów Europy Środkowej wynika, że Słowację cechuje najwyższy wskaźnik zależności importowej, ale jednocześnie ma ona najlepiej zdywersyfikowany bilans energetyczny. Dlatego też to węgierski system energetyczny, który opiera się w blisko 40% na gazie ziemnym pochodzącym głównie z importu, wydaje się być najbardziej podatny na zaburzenia zewnętrzne.

³ Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2010*, Publications Office of the European Union, 2010.

Wykres 2. Zestawienie zależności importowych krajów Europy Środkowej w 2007 r. [%]



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

Wyliczenie wskaźnika zależności importowej w istocie niewiele jednak mówi o podatności kraju na zewnętrzne zakłócenia w dostawach surowców energetycznych i ich wpływie na bezpieczeństwo. Zależność importowa, choć często przedstawiana jest jako zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego w praktyce i w warunkach współczesnego rynku energetycznego, jest zjawiskiem zupełnie normalnym i powszechnym. Czynniki natury geologicznej decydują o wysokiej koncentracji złóż paliw węglowodorowych, na których opiera się bilans energetyczny świata, stąd też zdecydowana większość państw zaopatruje się w ropę naftową i gaz ziemny z importu.

Zależność importowa może być zatem w prosty sposób definiowana jako sytuacja, w której państwo nie ma możliwości zaspokajania swych potrzeb energetycznych w 100% ze źródeł krajowych.⁴ O tym jednak,

⁴ W.H. HOGAN, B. MOSSAVAR-RAHMANI, *Energy Security Revisited*, „Harvard International Energy Studies”, nr 2, 1987.

jak kraj jest podatny na zewnętrzne zakłócenia dostaw, decyduje nie tyle sam procentowy udział surowców pochodzących z importu w całości krajowej konsumpcji, co zdolności adaptacyjne, tj. możliwość dostosowania się do nowych uwarunkowań (zaburzeń w fizycznej czy ekonomicznej dostępności importowanego surowca). Wpływ zależności importowej na bezpieczeństwo zależy zatem od następujących czynników: po pierwsze, znaczenia danego surowca dla gospodarki, tj. jego procentowego udziału w bilansie energetycznym kraju. Po drugie, możliwości pokrycia braków danego surowca importem z innych kierunków (od innych dostawców czy od tego samego dostawcy, ale innymi trasami). Po trzecie okresu, w jakim dany kraj jest w stanie zaspokoić potrzeby z krajowych rezerw. Po czwarte, liczby dni, w ciągu których rezerwy strategiczne innych surowców mogą zaspokoić krajowe zapotrzebowanie. Dywersyfikacja bilansu energetycznego, dostawców, tras transportu, stosowanych technologii produkcji energii, a także utrzymywanie odpowiedniego poziomu rezerw strategicznych odgrywają tym samą kluczową rolę w dostosowywaniu się państwa do sytuacji zaburzeń dostaw i zwiększają jego bezpieczeństwo w warunkach kryzysów energetycznych.

Należy również uwzględnić, że zależność importowa dodatkowo staje się problemem, kiedy w bilansie paliwowo-energetycznym danego kraju wzrasta udział surowców z regionów niestabilnych politycznie czy gospodarczo. Wiarygodność dostawcy odgrywa istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw. Innymi słowy, zależność importowa może się okazać zagrożeniem bezpieczeństwa państwa, kiedy wraz ze zwiększaniem importu surowców wzrasta nie tylko jego podatność na zaburzenia, ale także ich prawdopodobieństwo.⁵

Dopiero łączne uwzględnienie wszystkich tych czynników przybliży obraz rzeczywistego zakresu i charakteru zależności kraju od importu i jej

⁵ A.F. ALHAJJI, J.L. WILLIAMS, *Measures of Petroleum Dependence and Vulnerability in OECD Countries*, „Middle East Economic Survey”, 21 kwiecień 2003.

wpływ na podatność państwa na zewnętrzne szoki energetyczne, w tym te powstałe w wyniku celowych działań eksporterów. Pod tym względem sytuacja energetyczna krajów Europy Środkowej, nawet mimo niskiej ogólnej zależności importowej Czech i Polski, przedstawia się gorzej niż krajów Europy Zachodniej. Ilustruje to analiza zaopatrzenia regionu w gaz ziemny i ropę naftową.

1.2. Intensywność energetyczna i emisyjność gospodarek Europy Środkowej

Kształt bilansu energetycznego, struktura wytwarzania produktu krajowego brutto, stosowane w danym kraju technologie produkcji i transportu, a także przyzwyczajenia konsumenckie są głównymi determinantami poziomu intensywności energetycznej gospodarki oraz generowanych przez nią emisji gazów cieplarnianych. Wskaźnik intensywności energetycznej czy inaczej – energochłonności gospodarki, wyrażany jako poziom konsumpcji energii w stosunku do PKB, odzwierciedla, z jednej strony, ilość konsumowanej przez dany kraj energii, z drugiej zaś, poziom efektywności energetycznej danej gospodarki. Poprawę efektywności energetycznej, czyli obniżenie zużycia energii pierwotnej, a także energii finalnej na poszczególnych etapach jej produkcji, transportu i konsumpcji, osiągnąć można poprzez wprowadzenie określonych zmian technologicznych, ekonomicznych, a także zmian w zachowaniu konsumentów. Działania te sprzyjają wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego zarówno w wymiarze geostrategicznym – mniejsze zapotrzebowanie na importowane surowce, jak i ekologicznym – pomagają zredukować emisję gazów cieplarnianych i uczynić produkcję i wykorzystanie energii bardziej przyjaznymi dla środowiska naturalnego.

Kraje Europy Środkowej, podobnie jak wszystkie były kraje socjalistyczne, charakteryzują wysokie, jak na standardy unijne, wskaźniki energochłonności gospodarki (*energy intensity*), a także intensywności

emisji CO₂ (*carbon intensity*). Przynależność do bloku wschodniego oznaczała dla tych krajów inwestowanie w energochłonny i wysokoemisyjny przemysł ciężki oraz hołdowanie kulturze energetycznej opartej 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. Cechą charakterystyczną dla tej grupy państw było również myślenie o bezpieczeństwie energetycznym w kategoriach autarkii surowcowej. Polityka autarkii surowcowej oznaczała ukierunkowanie zużycia na surowce, pod względem których dane państwa były samowystarczalne, i ograniczanie wykorzystania surowców deficytowych. Bezpieczeństwo energetyczne wąsko definiowano zatem jako dążenie do osiągnięcia wysokiego poziomu samowystarczalności (w obrębie danego państwa i/lub bloku wschodniego) lub stanu energetycznej niezależności.⁶ Rezultat tego myślenia widoczny jest dziś m.in. w wysokoemisyjnym sektorze energetycznym Czech i Polski opartym na podaży krajowego węgla, a także w znacznym uzależnieniu Węgier i Słowacji od rosyjskiego gazu ziemnego.

Zestawienie wskaźników intensywności energetycznej krajów Europy Środkowej oraz wybranych krajów UE ukazuje skalę dysproporcji. Najgorzej przedstawia się sytuacja Czech i Słowacji, które wprawdzie zmniejszyły o odpowiednio 37% i 43% energochłonność gospodarki w porównaniu do lat 90., ale wciąż jest ona ponad trzykrotnie wyższa od średniej unijnej. Polska i Węgry zmniejszyły wskaźnik intensywności energetycznej od początku transformacji ustrojowej o odpowiednio 49% i 34%, ale wciąż zużywają ponad dwa razy więcej energii względem

⁶ G. BAHGAT, *Oil Security at the Turn of the Century: Economic and Strategic Implications*, „International Relations”, grudzień 1999, tom 14, nr 6, s. 41–44.

wytwarzanego PKB niż kraje Europy Zachodniej. Jednocześnie jednak mają obok Bułgarii i Rumunii najniższy poziom zużycia energii *per capita* w całej UE. Z wyjątkiem Czech, kraje Europy Środkowej zużywają stosunkowo niewiele energii w przeliczeniu na jednego mieszkańca, ale przy zastosowaniu tego samego przelicznika w odniesieniu do emisji CO₂ na każdego mieszkańca krajów Europy Środkowej przypada porównywalna do średniej unijnej ilość emisji. Emisyjność sektora energetycznego jest najwyższa w przypadku Czech i Polski, ze względu na dominację energetyki węglowej, przy czym Czechom bardziej niż Polsce udało się zmniejszyć całkowity poziom emisji CO₂ i poziom emisji względem konsumpcji energii – tj. o około 20% w porównaniu do 1990 r., podczas gdy Polska w tym czasie zmniejszyła oba wskaźniki o odpowiednio 11% i 9%. W największym stopniu emisyjność gospodarki i sektora energetycznego zmniejszyła Słowacja o odpowiednio 38% i 29%, Węgry zaś o 20% i 15%.⁷

Poprawa wskaźników intensywności energetycznej i emisyjności gospodarki charakteryzowała się różną dynamiką i następowała w różnych przedziałach czasowych w obrębie regionu środkowoeuropejskiego. Zmiany w ilości konsumpcji energii względem PKB oraz ilości emisji CO₂ były wynikiem przede wszystkim przekształceń gospodarczych i zamykania energochłonnych, wysokoemisyjnych zakładów przemysłowych, ale także napływu zagranicznych inwestycji bezpośrednich, a wraz z nimi energooszczędnych technologii. Z czasem wymiana wyposażenia i technologii produkcji w wysoce energochłonnych i wysokoemisyjnych

⁷ Spośród krajów UE najbardziej energochłonna jest gospodarka Bułgarii – 1016 ton ekwiwalentu ropy (toe) /mln euro. Największe natomiast osiągnięcia w zakresie efektywności energetycznej mają Irlandia i Dania, które cechuje najniższa energochłonność (odpowiednio 103 i 106 toe/mln euro PKB). Kraje te obniżyły znacząco wskaźnik intensywności energetycznej od lat 90. dzięki wprowadzonym w różnych sektorach energooszczędnym technologiom. W porównaniu do 1991 r. Irlandia obniżyła wskaźnik intensywności energetycznej o 47%, a Dania o 20%. Obliczenia na podstawie: danych Eurostat i Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures, op. cit.*

fabrykach przemysłowych przyniosła wymierne rezultaty. Dzięki temu procesowi kraje Europy Środkowej mogły się rozwijać w szybkim tempie, co jednak nie pociągało za sobą proporcjonalnego wzrostu konsumpcji energii pierwotnej.

Tabela 1. Intensywność energetyczna i emisje CO₂ w 2007 r. wybranych krajów UE

Kraj	Intensywność energetyczna* [toe/mln euro '00]	Zużycie energii <i>per capita</i> [kg oe/os]	Emisja CO ₂ [mln ton]	Emisja CO ₂ <i>per capita</i> [kg/os]	Intensywność emisji CO ₂ (<i>carbon intensity</i>) [tona CO ₂ /toe]**
Czechy	553	4 480	131	12 694	2,83
Polska	400	2 571	330	8 667	3,37
Słowacja	539	3 349	38	7 095	2,12
Węgry	401	2 687	58	5 815	2,16
Niemcy	151	4 128	876	10 653	2,58
Francja	165	4 251	424	6 662	1,57
Szwecja	156	5 527	61	6 813	1,21
UE-27	169	3 641	4 498	9 066	2,49

* intensywność energetyczna = całkowita konsumpcja energii/PKB ukazuje efektywność wykorzystania energii w wytwarzaniu jednostki PKB

** emisje CO₂/całkowita wewnętrzna konsumpcja energii

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures, op. cit.*

W przeciwieństwie do sektora przemysłowego zużycie energii znacząco wzrosło w sektorze transportowym. Większe zużycie paliw silnikowych było naturalną konsekwencją bogacenia się społeczeństw, które zaczęły częściej korzystać z samochodów niż z transportu kolejowego czy autobusowego. Szczególnie charakterystyczne było przystosowywanie się do zachodniego modelu transportu przewozowego – porzucanie kolei na rzecz transportu drogowego. Wzrost znaczenia transportu

widoczny był we wzroście udziału tego sektora w całkowitej konsumpcji energii. W Polsce na przykład po raz pierwszy w 2008 r. sektor transportu konsumował więcej energii pierwotnej niż przemysł.⁸ Rezultatem tych zmian był niekorzystny bilans emisji dwutlenku węgla w sektorze transportowym – w latach 1990–2007 emisje CO₂ sektora transportowego (nie wliczając transportu lotniczego i morskiego) wzrosły w Czechach o 158%, w Polsce o 53%, na Węgrzech o 52%, a w Słowacji o 33%.⁹ Oprócz przemysłu i transportu najwięcej energii w krajach Europy Środkowej konsumują budynki mieszkalne i komercyjne (sektor budowlany). Szczególnym wyzwaniem jest zatem poprawa efektywności systemów grzewczych w budynkach, które wciąż charakteryzują się stosunkowo dużymi stratami ciepła ze względu na słabą izolację, niską efektywność ogrzewania, a także brak pomiarów dla pojedynczych mieszkań.

1.3. Sektor gazu ziemnego

Cechą wspólną wszystkich krajów Europy Środkowej jest wysoki poziom zależności od jednego dostawcy, którym z racji bliskości geograficznej oraz uwarunkowań historycznych jest Rosja. Charakteryzuje je również słabo rozwinięta infrastruktura gazociągowa w kierunkach innych niż wschód-zachód. W istocie bezpieczeństwo gazowe państw Europy Środkowej zarówno w sensie geostrategicznym, jak i ekonomicznym jest zakładnikiem przestarzałej, ukierunkowanej na import z Rosji oraz niedostosowanej do współczesnych realiów rynku energetycznego infrastruktury transportowej.

Rynek gazu w regionie opiera się na kontraktach długoterminowych zawieranych z Gazprom Eksport i transporcie gazociągowym.

⁸ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, OECD/IEA 2011, s. 49.

⁹ D. BUCHAN, *Eastern Europe's energy challenge: meeting its EU climate commitments*, The Oxford Institute for Energy Studies, lipiec 2010, s. 23–24.

Kontrakty długoterminowe (KDT) – 25-letnie i dłuższe, podpisywane ze stroną rosyjską, zazwyczaj opierają się na niekorzystnych dla importerów klauzulach „bierz lub płać” (*take or pay*) oraz zakazie reeksportu zakontraktowanego gazu (*destination clause*). W ostatnich latach wraz z renegocjacjami kontraktów gazowych negocjowano również klauzule KDT. Kraje Europy Środkowej mają jednak bardzo ograniczone możliwości przetargowe w tej dziedzinie, nie tylko z racji swej pozycji w europejskim łańcuchu dostaw gazu, ale także z powodu braku alternatywnej infrastruktury importowej. Nie mają one zwłaszcza możliwości importu LNG (*liquefied natural gas*), a rynek spot gazu ziemnego w regionie nie funkcjonuje, co sprawia, że płacą jedne z najwyższych europejskich stawek za dostawy gazu. Spektakularnym tego wyrazem był rok 2009, kiedy to w związku z ograniczonym popytem na europejskim rynku gazu powstała sytuacja nadpodaży surowca oraz większej konkurencyjności cenowej LNG w porównaniu do cen gazu pochodzącego z kontraktów długoterminowych. Kraje Europy Zachodniej, które przez lata rozwijały handel spot gazem oraz zwiększały udział LNG w bilansie importowym, były oczywistym beneficjentem tej sytuacji – po pierwsze, mogły zwiększyć zakupy LNG i udział kontraktów spot,¹⁰ po drugie, stawiając dostawców pod presją, mogły renegocjować korzystniejsze warunki cenowe kontraktów długoterminowych, tak by zawierały elementy handlu spot.¹¹ W tym

¹⁰ W 2009 r. kraje UE importowały 71 mld m³ gazu w postaci LNG, co oznaczało wzrost o 22,6% w porównaniu do roku 2008. Nadpodaż gazu w 2009 roku była wynikiem kryzysu finansowego i spadku konsumpcji, a także zwiększonego eksportu LNG z Kataru. Patrz: *Scenarios for LNG Imports in the 2010s*, w: A. HONORE, *European Natural Gas Demand, Supply and Pricing*, Oxford University Press for Oxford Institute for Energy Studies 2010, s. 162–164.

¹¹ W lutym 2010 r. 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. 10–15% zakontraktowanych dostaw gazu zostało powiązane z notowaniami gazu na giełdach.

czasie kraje Europy Środkowej, pozbawione odpowiedniej infrastruktury i dostępu do rynku LNG, nie mogły analogicznie wykorzystać nowych uwarunkowań. W rezultacie płaciły znacznie więcej za gaz – szacuje się, że różnica w cenach między Europą Środkową i Wschodnią a Europą Zachodnią zwiększyła się z 0,55 euro/MWh w 2008 r. do 4,86 euro/MWh w 2009 r.¹²

Brak elastyczności rynków krajów Europy Środkowej jest głównym problemem, który wpływa na większą podatność tych gospodarek na zewnętrzne zaburzenia dostaw. Od czasu transformacji ustrojowej sąsiadujące rynki gazowe krajów Europy Środkowej funkcjonowały w oderwaniu od siebie nawzajem i pozostałych krajów UE, gdyż brakowało między nimi połączeń międzysystemowych, w tym w szczególności takich, które umożliwiałyby rewersyjne dostawy surowca. W rezultacie w europejskim obrocie węglowodorami region pełnił ważną funkcję tranzytową dla rosyjskich surowców w ich drodze na Zachód, ale w sytuacji zakłóceń dostaw nie miał możliwości sprowadzenia zastępczych ilości gazu ziemnego z innych kierunków. Sytuacja ta w dużym stopniu utrzymuje się do dziś, negatywnie oddziałując na geostrategiczny i ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa energetycznego.

Kraje Europy Środkowej są w różnym stopniu zależne od dostaw gazu ziemnego, zarówno w sensie znaczenia tego surowca dla gospodarki, jak również udziału importu w krajowej konsumpcji. W największym stopniu od stabilnych dostaw gazu ziemnego pochodzącego ze źródeł zewnętrznych uzależnione są Węgry. Udział gazu ziemnego w węgierskim bilansie energetycznym wynosi blisko 40%. Spośród krajów UE jedynie Holandia i Wielka Brytania mają porównywalnie wysoki udział procentowy gazu ziemnego w krajowej konsumpcji energii pierwotnej, w przeciwieństwie jednak do Węgier państwa te posiadają jednocześnie

¹² J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, w: J.M. GLANCHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, „EU Energy Law & Policy. Yearbook 2011”, Claeys & Casteels 2011.

znaczące wewnętrzne zasoby tego surowca.¹³ Węgry natomiast zaspokajają około 80% wewnętrznego popytu na gaz ziemny w drodze importu. Co więcej, ze względu na spadające krajowe możliwości produkcyjne należy oczekiwać, że zależność od importu tego surowca będzie się stopniowo zwiększać.¹⁴ Sytuację energetyczną Węgier dodatkowo komplikuje fakt, że podobnie jak pozostałe kraje Europy Środkowej gaz ziemny sprowadzają praktycznie z jednego wschodniego kierunku. Rosyjski gaz dostarczany jest systemem gazociągów „Braterstwo” biegnących przez Ukrainę (przepustowość 10 mld m³ rocznie), a także, paradoksalnie, biegnącym przez Austrię gazociągiem HAG (przepustowość 4,4 mld m³ rocznie), który został wybudowany w latach 1990–1994 w celu połączenia sieci węgierskiej z austriackim i jednym z największych w Europie hubów gazowych w Baumgarten. Gaz transportowany HAG jest dostarczany w ramach kontraktów z zachodnimi koncernami – Gaz de France i Ruhrgas (ok. 1 mld m³ w 2009 roku), ale wciąż jest to gaz rosyjski (i do tego droższy o około 30% od gazu sprowadzanego trasą wschodnią). W 2009 r. Węgry sprowadziły bezpośrednio z Rosji 7,9 mld m³, a z całego obszaru b. ZSRR 8,2 mld m³ gazu.¹⁵

Węgry nie pełnią obecnie funkcji tranzytowej w eksporcie rosyjskich surowców na Zachód, Gazprom Eksport przesyła natomiast przez ich terytorium gaz do Serbii oraz Bośni i Hercegowiny. Od dostaw gazu uzależnione jest około 80% węgierskich gospodarstw domowych. Jest to wyniki polityk kolejnych rządów, które subwencjonowały cenę gazu. Rząd miał się wycofać z subwencji do końca 2010 r., ale biorąc pod uwagę

¹³ Zależność importowa w odniesieniu do gazu ziemnego Wielkiej Brytanii wynosi 20,3% podczas gdy Holandii przyjmuje wartość ujemną (-64,5%), gdyż wciąż kraj ten jest eksporterem netto gazu ziemnego. Jeśli natomiast chodzi o udział gazu ziemnego w bilansie energetycznym, to wynosi on w przypadku Wielkiej Brytanii 37%, Holandii zaś 39,5%.

¹⁴ IEA, *Energy Policies of IEA countries. Hungary 2006 Review*, OECD/IEA 2007, s. 15.

¹⁵ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, s. II.51.

poziom ubóstwa energetycznego gospodarstw domowych – ponad 80% Węgrów wydaje ponad 10% dochodów na energię elektryczną i ciepłą, jest to zadanie bardzo skomplikowane. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ma zatem kluczowe znaczenie w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Tymczasem Węgrom brakuje w tym względzie połączeń z sąsiadami, rewersyjnych magistrali gazowych, a także wolnych mocy przesyłowych w systemie gazowym.

Polska jest największym rynkiem zbytu gazu ziemnego Europy Środkowej, zarazem jednak udział tego paliwa węglowodorowego w krajowym bilansie energetycznym jest najmniejszy w regionie, a zużycie gazu ziemnego w przeliczeniu na jednego mieszkańca należy do najniższych w Europie. Dzięki stosunkowo niewielkiej konsumpcji Polska jest w stanie pokryć około 40% wewnętrznego zapotrzebowania na gaz produkcją rodzimą. Pozostałą część sprowadza głównie z Rosji magistralami gazowymi biegnącymi przez Ukrainę („Braterstwo”) oraz Białoruś (gazociągami Jamał-Europa, który pełni również ważną funkcję w transzycie rosyjskiego gazu do Niemiec). W 2009 r. Polska importowała z Rosji 8,16 mld m³, a z Niemiec 1,08 mld m³.¹⁶ Ze względu na rosnące potrzeby energetyczne gospodarki, a także w związku z polityką klimatyczno-energetyczną UE konsumpcja gazu w Polsce systematycznie rośnie – od 2000 r. wzrastała ona w tempie średnio 2,3% rocznie. Zgodnie z prognozami polskiego 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 2009.¹⁷

Polska już w latach 90. zliberalizowała ceny gazu ziemnego, obecnie zajmuje szóste miejsce wśród krajów UE pod względem cen gazu obliczanych według parytetu siły nabywczej. Wysokie ceny gazu są w dużej mierze związane z zależnością polskiego rynku od jednego źródła

¹⁶ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, s. II.51.

¹⁷ *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, Załącznik 2, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009 r.

dostaw i brakiem dostępu do europejskiego rynku spot. Dla Polski priorytetem jest uzyskanie większej niezależności od dostaw ze wschodu, jednakże obowiązujące porozumienie o dostawach gazu z Rosji, podpisane w październiku 2010 r., zobowiązuje nasz kraj do zakupu rosyjskiego surowca do 2022 r., co oznacza dalszą dominację Gazpromu w dostawach gazu na polski rynek.¹⁸ Obecnie połowa konsumowanego w Polsce gazu pochodzi z Rosji. Mimo że Polska postrzegana jest jako kraj Europy Środkowej najbardziej skupiający się na geostrategicznym wymiarze bezpieczeństwa energetycznego, tj. podkreślający konieczność dywersyfikacji od Rosji oraz zabezpieczający krajowy sektor energetyczny przed większą ingerencją ze strony kapitału rosyjskiego, w praktyce polskim władzom nie udało się do tej pory zrealizować żadnego z planowanych jeszcze w latach 90. projektów dywersyfikacyjnych.

Czechy charakteryzuje stosunkowo niewielki rynek gazu ziemnego. Podobnie jak w przypadku Polski udział tego surowca w bilansie energetycznym jest znacznie niższy niż wynosi średnia krajów UE. Blisko całość konsumowanego gazu jest sprowadzana od zewnętrznych dostawców. Rosja jest głównym z nich, ale Czechy w odróżnieniu od pozostałych krajów regionu mają zakontraktowany również gaz z Norwegii, co zawdzięczają podpisanemu jeszcze w latach 90. kontraktowi. Gaz rosyjski transportowany jest do Czech przez terytorium Ukrainy i Słowacji, norweski natomiast przez niemieckie magistrale gazowe. W praktyce Czesi otrzymują gaz rosyjski – Niemcy otrzymany z Norwegii gaz wymieniają w transakcji swap na gaz rosyjski. Kontrakt długoterminowy zawarty przez czeski koncern energetyczny RWE Transgas z Gazpromem obowiązuje do 2035 r., natomiast kontrakt norweski do roku 2017.

¹⁸ Porozumienie to było wynikiem renegocjacji porozumienia międzyrządowego z 1993 r. (tzw. jamalskiego). Zakontraktowane roczne dostawy gazu zostały zwiększone z 7,45 mld m³ do około 10 mld m³ (od 2012 r.), ale okres realizacji został zarazem skrócony z 2037 r. do 2022 r. Polski koncern gazowy PGNiG oprócz kontraktu z Gazpromem ma podpisany również długoterminowy kontrakt na dostawy gazu z niemieckim VNG (do 2016 r. 0,4 mld m³ rocznie).

W 2009 r. z kierunku wschodniego Czechy importowały 6,68 mld m³, a z zachodniego 3 mld m³ gazu.¹⁹ Czechy nie są tak istotnym krajem tranzytowym jak Słowacja, pod względem ilości transportowanego przez ich terytorium gazu do krajów Europy Zachodniej, ale odpowiadają za część tranzytu rosyjskiego gazu (około 30 mld m³ rocznie) przez system RWE Transgas do Niemiec i Francji.

Tabela 2. Konsumpcja i import gazu ziemnego krajów Europy Środkowej w 2009 r.
Znaczenie Rosji jako dostawcy gazu

Kraj	Konsumpcja gazu ziemnego [mld m ³]	Udział gazu ziemnego w bilansie energetycznym [%]	Udział importu w konsumpcji gazu [%]	Udział rosyjskiego dostawcy w imporcie [%]	Udział gazu od rosyjskiego dostawcy w krajowej konsumpcji [%]
Czechy	8,1	15,5	98	70	68,6
Polska	16,3	13,1	61	82	50,2
Słowacja	6,1	29,6	98	100	98
Węgry	11,3	36,6	85	82	69,7

Źródło: Obliczenia na podstawie danych IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011.

Słowacja jako najmniejszy kraj Europy Środkowej konsumuje najmniejszą ilość gazu. Gaz ziemny jest jednak podstawowym źródłem energii w słowackim bilansie energetycznym i tym samym jego znaczenie dla gospodarki jest ogromne. Produkcja krajowa pozwala zaspokoić zaledwie 2% krajowego zapotrzebowania. Wysoki poziom zależności importowej jest równoznaczny z wysokim stopniem zależności od Rosji, która jest jedynym zewnętrznym dostawcą gazu na rynek słowacki. Słowacja jest zarazem najważniejszym krajem tranzytowym Europy

¹⁹ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, s. II.51.

Środkowej, przez który rosyjski gaz transportowany jest do Czech, Niemiec, Austrii, Francji, Włoch, Węgier, Słowenii oraz Chorwacji. Słowacja ma tym samym jedną z najbardziej zagęszczonych sieci gazociągowych w UE, którą rocznie transportowane jest z Rosji około 95 mld m³ gazu. Wielką słabością tego unikalnego w skali UE systemu tranzytowego jest brak rewersyjności.

Kraje Europy Środkowej rozwijają rezerwy strategiczne gazu ziemnego, ze względu jednak na trudności techniczne związane ze składowaniem gazu są one mniejsze niż analogiczne rezerwy ropy naftowej i paliw płynnych. Rezerwy strategiczne postrzegane są jako ważny element zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Zgodnie z danymi IEA, w 2009 r. Czechy posiadały rezerwy strategiczne w wielkości 2,9 mld m³ (maksymalne możliwości wydobywcze – 56,2 mln m³ dziennie) – planują ich zwiększenie o 30–40%.²⁰ Polska łącznie dysponowała rezerwami w wielkości 1,8 mld m³ (35 mln m³ dziennie), co odpowiadało 41-dniowemu średniemu zapotrzebowaniu na ten surowiec w 2009 r., ale tylko 26-dniowej średniej konsumpcji ze stycznia 2010 r.²¹ Słowacja posiada magazyny gazu zlokalizowane na zachodzie kraju w Lab o łącznej pojemności 2,75 mld m³. Wielkość rezerw strategicznych najbardziej uzależnionych od gazu ziemnego Węgier wynosi 4,2 mld m³ (55 mln m³ dzienna moc odbioru i przekazania do systemu *withdrawal capacity*).²² Węgry ustanowiły w 2010 r. specjalną agencję państwową odpowiedzialną za organizację rezerw strategicznych, a ich zdolności magazynowe są imponujące nie tylko w skali regionu – dają one możliwość zgromadzenia rezerw odpowiadających 65% importu gazu netto. Spośród krajów UE tylko Węgry i Austria posiadają zdolności magazynowe, które przekraczają 50% rocznego importu.

²⁰ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Czech Republic 2010 Review*, OECD/IEA 2010, s. 68.

²¹ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, s. 105.

²² IEA, *Gas Information 2010*, *op. cit.*

Różnica między tymi dwoma państwami polega na sposobie organizacji rezerw strategicznych – Węgry osiągnęły ten poziom dzięki rządowej polityce budowy rezerw publicznych, podczas gdy większość austriackich zdolności magazynowych stanowią magazyny komercyjne rozwijane z wykorzystywaniem wyeksploatowanych złóż. Słowacja i Czechy posiadają zdolności magazynowe przekraczające wielkość odpowiadającą 20% rocznego importu, a Polska mniejsze, odpowiadające około 16% importu netto.²³

Obok posiadanych rezerw strategicznych kluczową rolę w zwiększaniu odporności państw na zaburzenia zewnętrznych dostaw odgrywają połączenia infrastrukturalne. Chodzi tu, po pierwsze, o posiadanie alternatywnych tras, o odpowiedniej wolnej przepustowości, które mogą być wykorzystane do przesłania gazu od innych dostawców, jak w przypadku Czech i Węgier. Po drugie, rewersyjnych interkonektorów z państwami sąsiednimi – w tym obszarze wszystkie kraje Europy Środkowej nadrabiają wielkie zaległości. Po trzecie, budowa rewersyjności głównych gazociągów (tzw. N-1). Kluczową miarą odporności na szoki zewnętrzne jest poziom dywersyfikacji punktów wejścia do systemu gazowego oraz dostawców. Pod tym względem państwa Europy Środkowej charakteryzują jedne z najgorszych wskaźników spośród krajów UE.²⁴ Imperatywem dla regionu jest zatem rozwój infrastruktury transportowej i uzyskanie dostępu do rynku LNG. Jest to warunek niezbędny do wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do Europy Środkowej. Z perspektywy regionu, a zwłaszcza krajów tranzytowych: Słowacji i Polski ważnym dodatkowym

²³ IEA, *Gas Emergency Policy: Where do IEA Member Countries Stand?*, OECD/IEA 2011, s. 7–9.

²⁴ Według wskaźnika Herfindahla-Hirschmana w najgorszej sytuacji w 2010 r. znajdowała się Polska, dla której indeks dywersyfikacji importu wynosi ponad 0,8, a w najlepszej Węgry z indeksem 0,55. Czechy i Słowacja m.in. dzięki otwartym już w tym czasie interkonektorom znalazły się pośrodku z indeksem kształtującym się na poziomie odpowiednio 0,78 i 0,77. IEA, *Gas Emergency Policy: Where do IEA Member Countries Stand?*, OECD/IEA 2011, s. 10.

czynnikiem wpływającym na konieczność podjęcia wyzwania budowy nowych tras i dwukierunkowych interkonektorów północ-południe jest otwarcie pierwszej nitki gazociągu Nord Stream.²⁵

W regionie Europy Środkowej istnieje również szansa rozwoju produkcji gazu z łupków osadowych. Zgodnie ze wstępnymi szacunkami, Polska może posiadać od 1,4 do 3 bln m³ zasobów tego gazu niekonwencjonalnego. Pierwsze odwierty, mające na celu potwierdzenie tych danych, dokonane zostały w 2010 r. Od tego czasu Ministerstwo Ochrony Środowiska udzieliło kilkudziesięciu koncesji eksploracyjnych firmom zagranicznym. Odwierty prowadzą również polskie koncerny PGNiG oraz PKN Orlen. Potwierdzenie polskiego potencjału będzie oznaczać istotne zmiany dotychczasowej sytuacji energetycznej kraju i regionu, zakładając że eksploatacja nie napotka poważnych przeszkód natury technicznej, ekonomicznej, czy ekologicznej. Uwzględniając potencjalne bariery, zgodnie z oceną IEA Polska nie będzie mogła rozpocząć produkcji gazu niekonwencjonalnego przed 2020 r. Polski rząd jest jednak bardziej optymistyczny – ocenia, że już w 2014 r. Polska będzie mogła wydobywać do 300 mln m³ gazu z łupków. Zgodnie z ocenami ekspertów, gaz niekonwencjonalny najprawdopodobniej nie będzie w stanie wpłynąć istotnie na sektor energetyczny w skali paneuropejskiej, natomiast może bardzo silnie oddziaływać na regionalną dynamikę rynku gazowego i istotnie

²⁵ Gazociąg Nord Stream (gazociąg północny) jest rosyjskim projektem połączenia z Rosji bezpośrednio do Niemiec przez Morze Bałtyckie, realizowanym w ramach międzynarodowego konsorcjum (Gazprom posiada w nim 51% udziałów, pozostałe udziały należą do E.ON Ruhrgas, BASF-Wintershall, Gasunie oraz GDF Suez). Gazociąg omija problematyczne z punktu widzenia Rosji kraje tranzytowe i transportuje od 8 listopada 2011 r. 27,5 mld m³ gazu rocznie. Druga nitka Nord Stream o tej samej przepustowości ma zostać uruchomiona w ostatnim kwartale 2012 r. Niemiecki operator systemowy Wingas buduje gazociągi OPAL i Nel, które mają transportować gaz z Nord Stream. OPAL połączony będzie z magistralami Transgas na granicy czesko-niemieckiej (zakończenie systemu magistrali „Braterstwo”). Będzie zatem również pełnił funkcję gazociągu tranzytowego. Natomiast NEL ma być połączeniem wewnętrznym, które transportować będzie około 20 mld m³ gazu z Nord Stream do północno-zachodnich Niemiec.

przekształcić dotychczasowe prognozy dotyczące rozwoju sektora gazowego w Europie Środkowej, a także Środkowej i Wschodniej.²⁶

1.4. Sektor naftowy

Podobnie jak w przypadku gazu ziemnego, Europa Środkowa jest w znacznym stopniu uzależniona od dostaw ropy naftowej z Rosji. Kraje regionu mają wprawdzie możliwość sprowadzania ropy z innych kierunków, jednak to czynnik cenowy, a także przystosowanie krajowych rafinerii do przetwarzania ropy typu REPCO (*Russian Export Blend Crude Oil*) decyduje o silnym przywiązaniu do dostawcy rosyjskiego. Rynek naftowy Europy Środkowej opiera się w rezultacie na długoterminowych kontraktach zawartych z firmami rosyjskimi oraz na systemie magistrali transportowych „Przyjaźń” („Družba”). System rurociągów „Przyjaźń” transportuje ropę z Rosji przez Białoruś i Ukrainę do Słowacji, a stamtąd do Czech i Węgier („Przyjaźń I”), polskie rafinerie otrzymują ropę nitką biegnącą przez Białoruś. Na rynek węgierski największe ilości ropy dostarczane są rurociągiem „Przyjaźń II” („Południowa Družba”), który przecina granicę ukraińsko-węgierską. Magistrale te są w różnym stopniu wykorzystywane w zależności od potrzeb rynkowych, w tym tranzytowych. I tak czeska sekcja „Przyjaźni” ma przepustowość 9 mln ton rocznie, z czego około dwóch trzecich przepustowości jest wykorzystywane. Odcinek między stacją transferową w Karlupy a granicą ze Słowacją jest rewersyjny. Dla porównania, polska nitka „Przyjaźni” ma przepustowość 43 mln ton rocznie. Problemem systemu jest jego wiek. Starsze nitki są stosunkowo mocno wyeksploatowane, nie tylko wskutek upływu czasu, ale także ze względu na to, że tłoczyły często więcej ropy, niż wynosi

²⁶ F. GENY, *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets*, Oxford Institute for Energy Studies, grudzień 2010, s. 102. N. BUTLER, *Shale gas and global energy security*, *Energy Economist*, 4 lipiec 2011; D. KAZMIERCZAK, *The Shale Gas Factor (and what it means for global politics)*, „The New Presence”, 01-Winter/2011.

ich nominalna przepustowość. Oznacza to, że zbliżają się one do granic możliwości eksploatacyjnych, a tym samym rośnie również ryzyko awarii technicznych. Rurociągi te wymagają zatem modernizacji.

Wszystkie kraje regionu zaspokajają popyt na ropę przede wszystkim w drodze importu. Największym rynkiem naftowym jest Polska, która w 2009 r. konsumowała łącznie 25,5 mln ton ropy, a zaledwie 4% tego zapotrzebowania była w stanie zaspokoić z krajowej produkcji. Udział rosyjskiej ropy w polskim imporcie wynosi około 94%. Polska nie ma wprawdzie możliwości importu ropy innymi rurociągami niż „Przyjaźń”, ale dzięki dostępowi do morza i posiadanych terminalom naftowym może sprowadzać ropę i produkty naftowe drogą morską. Szczególnie ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw odgrywa terminal naftowy w Gdańsku o zdolności przeładunkowej 34 mln t/rok, a zatem większej niż roczne zapotrzebowanie kraju na ropę naftową. Przepustowość terminalu jest obecnie wykorzystywana głównie w celu eksportu rosyjskiej ropy, a w mniejszym stopniu na potrzeby importu – w 2009 r. przeładowano w Naftoporcie 7,1 mln ton ropy i produktów naftowych. Do importu produktów naftowych wykorzystywane są również małe terminale w Gdyni i Szczecinie. Z zestawienia tego wynika, że w sytuacji potencjalnego kryzysu naftowego główną barierą techniczną w zapewnieniu stabilnych dostaw nie jest brak alternatywnych tras, ale przystosowanie polskich rafinerii do przetwarzania rosyjskiej ropy. Sześć polskich rafinerii dysponuje łącznie zdolnościami przetwórczymi w wielkości 28 mln ton rocznie. Dwie największe z nich – rafineria w Płocku należąca do PKN Orlen oraz w Gdańsku będąca w posiadaniu Grupy Lotos zapewniają 98% mocy wytwórczych.²⁷

Czechy konsumują średnio 9,8 mln ton ropy rocznie. Około 97% ropy naftowej pochodzi z importu, z tego około dwie trzecie z Rosji.

²⁷ W 2008 r. Polska była eksporterem netto paliwa lotniczego, oleju opałowego, nafty. Deficyt polskie rafinerie odnotowywały m.in. w produkcji LPG, benzyny, diesela. Dane: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

Pozostałą część sprowadzają z Azerbejdżanu, Kazachstanu, Norwegii oraz krajów Afryki Północnej. Dostęp do ropy azerskiej, a także światowego rynku naftowego Czechy uzyskały dzięki wybudowanemu w latach 1994–2005 rurociągowi IKL (Ingolstadt–Karlupy–Litvinov) o mocy przesyłowej 10 mln ton rocznie. Rurociąg połączony jest z biegnącą przez Niemcy międzynarodową magistralą TAL (Trans-Alpine) rozpoczynającą bieg we włoskim terminalu naftowym w Trieście.

Obecnie około jedna trzecia dostaw ropy do Czech realizowana jest rurociągiem IKL, który Komisja Europejska wskazuje jako świetny przykład inwestycji państwa w bezpieczeństwo dostaw – w razie problemów z importem ze Wschodu, jak to miało miejsce w 2008 r., Czechy mogą kupować ropę na światowych rynkach i wykorzystywać wolne moce przesyłowe zachodniej trasy. Obecnie przedstawiane są plany zwiększenia przepustowości IKL, ale w praktyce rozwój tego szlaku na potrzeby czeskiego rynku może napotkać przeszkody, gdyż większość mocy przesyłowych rurociągu TAL, z którym połączony jest IKL, jest wykorzystywana przez zachodnie koncerny do zaopatrywania trzech niemieckich i jednej austriackiej rafinerii. Czeskie rafinerie dysponują mocą przetwórczą 9,7 mln ton rocznie. Większość tych mocy przypada na dwie największe rafinerie Litvinov i Karlupy należące do Česka Rafinerska.²⁸ Produkcja krajowego przemysłu petrochemicznego nie zaspokaja w pełni potrzeb kraju, stąd też część produktów naftowych Czechy muszą importować.²⁹

Konsumpcja ropy na Węgrzech jest obecnie niższa o około 22% w porównaniu do początku lat 90., bowiem kształtuje się na poziomie około 7,5 mln ton/rok. Węgry charakteryzuje najniższy poziom zależności

²⁸ Udziałowcami koncernu są Unipetrol, w którym udziały mają PKN Orlen (62,99%), a także m.in. Shell i Eni.

²⁹ W 2008 r. Czechy musiały zaspokajać w drodze importu m.in. większość zapotrzebowania na paliwo lotnicze, diesel, benzynę. W tym czasie były eksporterem netto oleju napędowego i LPG. Dane: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

od importu ropy spośród krajów Europy Środkowej; jednocześnie jest on najbardziej zbliżony do średniej UE. Blisko 12% popytu wewnętrznego na ropę zaspokajane jest z produkcji krajowej. Jednakże podobnie, jak to ma miejsce w przypadku pozostałych krajów UE, ze względu na postępujący spadek krajowych mocy produkcyjnych i wzrost zapotrzebowania na paliwa silnikowe przewiduje się stopniowe zwiększenie udziału importowanej ropy w węgierskim rynku.³⁰ Większość ropy (ponad 6 mln ton) Węgry sprowadzają z Rosji nitką „Przyjaźń II” oraz niewielkie ilości nitką biegnącą ze Słowacji. Ponadto mają możliwość importu ropy rurociągiem „Adria” o przepustowości 10 mln ton rocznie, biegnącym z chorwackiego terminalu naftowego Krk. Trasa ta jest jednak głównie wykorzystywana w celach tranzytowych. Rafinerie należące do węgierskiego MOL eksportują produkty naftowe do sąsiednich krajów UE, zwłaszcza Austrii, Niemiec, Słowacji i Rumunii. Największa rafineria Danube w Szazhombatta przetwarza około 8,1 mln ton i prowadzi do niej zarówno rurociągi „Przyjaźń II”, jak i Adria. W posiadaniu węgierskiego koncernu jest również rafineria Slovnaft w Słowacji. Rafinerie te odrywają ważną rolę w zaopatrywaniu rynku regionu w produkty naftowe.³¹

Słowacja konsumuje średnio 4,1 mln ton ropy rocznie. Podobnie jak w przypadku pozostałych krajów Europy Środkowej, uzależniona jest od importu w 98%, a głównym dostawcą surowca jest Rosja. Ropa sprowadzana jest nitką „Przyjaźń I” o przepustowości 20 mln ton, co oznacza, że terytorium Słowacji odgrywa ważną rolę tranzytową dla rosyjskiej ropy. Ważną rolę dywersyfikacyjną odgrywa krótki (8,5 km) rurociąg łączący nitkę „Przyjaźni” z węgierskim odcinkiem rurociągu „Adria”. Ma

³⁰ Przykładowo jeszcze w 2004 r. około jednej czwartej konsumpcji ropy zaspokajała produkcja krajowa.

³¹ Węgry są eksporterem netto m.in. LPG, paliwa silnikowego, oleju napędowego. W 2008 r. odnotowały niewielki deficyt m.in. w produkcji diesela, a także paliwa lotniczego. Dane: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

on przepustowość 3,5 mln ton rocznie, ale jest wykorzystywany zaledwie w 6% tej przepustowości. Słowacja posiada jedną rafinerię Slovnaft w Bratysławie, której właścicielem jest węgierski MOL. Rafineria ta przetwarza rocznie około 6 mln ton ropy, a znaczna część produkcji, zwłaszcza paliwa silnikowego, kierowana jest na eksport. Jest to jeden z najbardziej złożonych zakładów petrochemicznych w Europie.³²

Wszystkie kraje regionu posiadają rezerwy strategiczne o wielkości przewyższającej wymogi 90-dniowych zapasów IEA oraz UE.³³ Wszystkie też posiadają alternatywne możliwości importu ropy, ale w najlepszej sytuacji znajduje się Polska, ze względu na bezpośredni dostęp do morza i własnego terminalu naftowego. Silne połączenia krajów Europy Środkowej z rosyjskim systemem transportowym ropy naftowej i przywiązanie rafinerii do przetwarzania ropy typu REPCO może być jednak poważnym wyzwaniem w przyszłości. W związku z uruchomieniem przez Rosję nowych szlaków transportowych do Azji oraz systemu transportowego BTS-2, którym ropa będzie transportowana bezpośrednio do rosyjskich terminali naftowych Morza Bałtyckiego,³⁴ transport ropy systemem „Przyjaźń” może zostać ograniczony. Rosja

³² Dzięki rafinerii Slovnaft Słowacja jest eksporterem netto benzyny, paliwa lotniczego, diesla, oleju napędowego i innych produktów naftowych. Importuje natomiast m.in. LPG. Dane: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

³³ Zgodnie z metodologią IEA, Czechy posiadają zapasy ropy i produktów naftowych odpowiadające 107 do 129 dniom konsumpcji. Państwowe rezerwy ropy i produktów naftowych Słowacji odpowiadają natomiast 95-dniowej konsumpcji, a łącznie z zapasami komercyjnymi 120 dniom. Polskie zapasy zgromadzone w 2010 r. odpowiadały 126 dniom importu netto.

³⁴ O budowie BTS2 – Bałtyckiego Systemu Rurociągowego-2 przesądziło podpisane przez premiera Putina rozporządzenie z grudnia 2008 r. BTS2 ma dysponować przepustowością 50 mln ton rocznie i przebiegać z Uncy do Ust-Ługi nad Zatoką Fińską. Uzasadnienie ekonomiczne projektu było kwestionowane przez ekspertów rosyjskich – ropociąg ma zostać sfinansowany przez Transneft, a koszt budowy szacowany jest na 5 mld USD. Jest to jednak głównie projekt polityczny, który jest skutkiem konfliktów Rosji z Białorusią i realizacją polityki zwiększania niezależności od tras tranzytowych.

najprawdopodobniej nie będzie w stanie zapełnić ropą obu tras. Część analityków ocenia, że po uruchomieniu drugiego etapu inwestycji BTS₂ można się spodziewać nawet wstrzymania eksportu ropy przez północną nitkę systemu „Przyjaźń”.³⁵ Ucierpiałaby na tym przede wszystkim Polska dla której oznaczać to będzie podniesienie kosztów importu ropy, wstrzymanie eksportu przez Naftoport, a także koniczność inwestycji w przystosowanie rafinerii do przetwórstwa również innych gatunków ropy. W mniejszym stopniu wyzwania te dotyczą pozostałych krajów regionu, gdyż wobec braku alternatywy transport ropy południową nitką „Przyjaźni” zostanie raczej utrzymany.

1.5. Sektor energii elektrycznej

Państwa Europy Środkowej dokonały ogromnego wysiłku w dziedzinie przekształceń strukturalnych w sektorze energii elektrycznej. Jak zauważają Hirschhausen i Zachmann, reformę elektroenergetyki, która zajęła państwom zachodnim około 50 lat, państwa Europy Środkowej i Wschodniej musiały zrealizować w ciągu zaledwie 15 lat transformacji.³⁶ W tym czasie udało im się m.in.: przekształcić monopole naturalne, powołać organy regulacyjne, dokonać częściowego rozdziału produkcji, przesyłu i dystrybucji, sprywatyzować część podmiotów działających na rynku, zwiększyć efektywność sektora i standardy ekologiczne, a także włączyć do międzynarodowego handlu energią elektryczną. Polska, Czechy, Słowacja i Węgry, należące do systemu CENTEREL, w połowie lat 90. przyłączyły się do UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*). Już w okresie przedakcesyjnym musiały dostosować

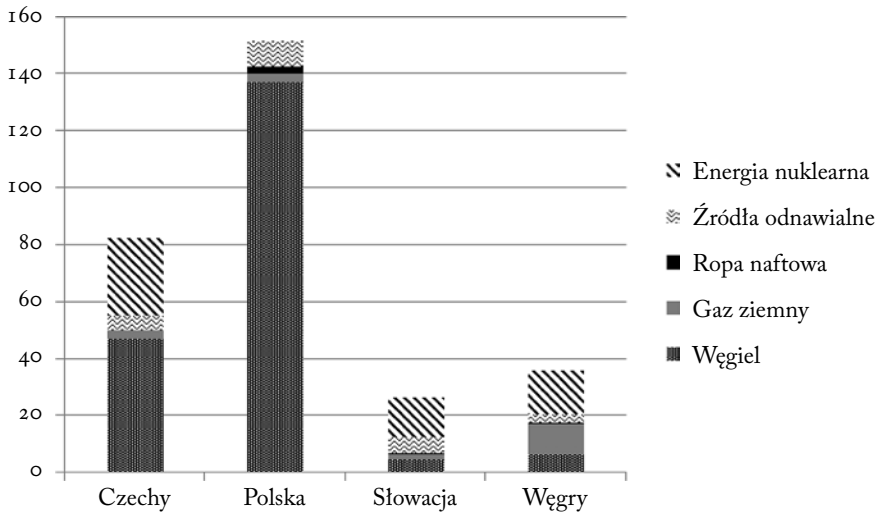
³⁵ W. KONOŃCZUK, *Rosja podjęła ostateczną decyzję o budowie ropociągu omijającego Białoruś i Polskę*, „Tydzień na Wschodzie”, 3.12.2008 r.

³⁶ CH. VON HIRSCHHAUSEN, G. ZACHMANN, *Ensuring EU enlargement to new Member States*, w: J.M. GLACHANT, F. LEVEQUE (red.), „Electricity Reform in Europe. Towards a Single Energy Market”, Edward Elgar Publishing Limited 2009, s. 107.

legislację do regulacji UE. Liberalizacja sektora energii elektrycznej wciąż wprawdzie napotyka trudności, co utrudnia stworzenie wspólnego rynku, ale od czasu przystąpienia do UE kraje te z roku na rok dokonują coraz bardziej radykalnych zmian i dostosowują rynki do wymogów międzynarodowej konkurencji.

Zmiany w porównaniu do okresu socjalistycznego zaszły również w sferze konsumpcji i produkcji energii elektrycznej. W początkowych latach transformacji popyt na energię elektryczną spadał w związku z zamykaniem wielu przedsiębiorstw, ale już od połowy lat 90. wykazywał tendencję wzrostową. Dynamiczny wzrost konsumpcji energii elektrycznej, obserwowany w ciągu minionej dekady, był przede wszystkim wynikiem wzrostu gospodarczego. Obecnie łącznie kraje regionu konsumują 286,9 TWh energii elektrycznej, czyli znacznie mniej niż wynosi roczna wewnętrzna konsumpcja w takich krajach jak Niemcy, Francja czy Włochy. Zakłada się jednak istotny wzrost zużycia energii elektrycznej w krajach Europy Środkowej, przez co znaczenie rynku energii elektrycznej i powiązań infrastrukturalnych niezbędnych do jego rozwoju będzie rosło. W porównaniu do początku lat 90. zmieniła się także struktura odbiorców końcowych, w której znacząco wzrósł udział gospodarstw domowych oraz sektora usług, a spadł udział przemysłu. Obecnie jest ona zatem niemalże identyczna jak w krajach UE-15. Nie zmieniła się natomiast istotnie struktura produkcji według nośników pierwotnych. Niewielki wzrost nastąpił wprawdzie w użytkowaniu źródeł odnawialnych, ale wciąż produkcja w regionie opiera się na węglu (Polska, Czechy), energetyce nuklearnej (Czechy, Węgry, Słowacja), a w przypadku Węgier na importowanym z Rosji gazie ziemnym. W tym gronie Polska ma zdecydowanie najgorzej zdywersyfikowany bilans energii elektrycznej – blisko 90% energii elektrycznej pochodzi z elektrowni węglowych (jest to jednak i tak mniej niż w latach 90., kiedy polska elektroenergetyka opierała się w 97% na produkcji węglowej). Udział poszczególnych nośników w produkcji energii elektrycznej obrazuje wykres 3.

Wykres 3. Produkcja energii elektrycznej wg źródeł w krajach Europy Środkowej [TWh]



Źródło: Opracowanie własne. Obliczenia na podstawie IEA, *Electricity Information 2010*, OECD/IEA 2010.

Największym producentem energii elektrycznej w regionie jest Polska. Posiada ona jednocześnie nadwyżkę w bilansie obrotów bieżących energią elektryczną. Mimo to elastyczność systemu jest niewystarczająca, aby móc efektywnie konkurować na rynku pan-europejskim. Obecnie polska sieć przesyłowa jest połączona ze Szwecją, Niemcami, Czechami, Słowacją, a także z Białorusią i Ukrainą. Przepustowość tych połączeń jest jednak ograniczona. Jednocześnie w porównaniu do pozostałych krajów Europy Środkowej polski sektor energii elektrycznej w najmniejszym stopniu został sprywatyzowany – według oceny International Regulation Network prywatyzacja zarówno sektora produkcji, jak i dystrybucji w Polsce jest w fazie wstępnej, podczas gdy pozostałych krajów regionu Europy Środkowej w fazie końcowej.³⁷ Mimo że Polska dokonała znacznego postępu w porównaniu do lat 90. w obszarze liberalizacji

³⁷ IERN, Country Factsheets 2008.

rynku, modernizacji infrastruktury, podnoszenia efektywności i standardów ekologicznych oraz deregulacji, wciąż charakteryzują ją koncentracja segmentów rynku hurtowego, przestarzała infrastruktura i technologie produkcji, a także regulacja cen detalicznych i wysokie wskaźniki energochłonności oraz emisyjności.³⁸ Obecnie zaledwie 1,38% konsumpcji elektryczności zaspokajana jest transakcjami spot. W ocenie KE Polska jako jedyny kraj regionu posiada umiarkowanie skoncentrowane moce wytwórcze.³⁹ Poprawa konkurencyjności wymaga m.in. stworzenia rozproszonych źródeł produkcji energii elektrycznej, deregulacji, przebudowy modelu rynku hurtowego, kontynuowania modernizacji i rozwoju infrastruktury, w tym sieci przesyłowej, oraz wprowadzania większej elastyczności po stronie popytu. IEA szacuje potrzeby inwestycyjne polskiego sektora energii elektrycznej na lata 2010–2030 na 195 mld euro.⁴⁰

³⁸ Dopiero w 2007 r. rozpoczęły się przekształcenia w kierunku *unbundlingu* koncernu PSE (Polskie Sieci Energetyczne). Polska wprowadziła w odniesieniu do Operatora Systemu Przesyłowego *ownership unbundling*. Jednocześnie rządowy program restrukturyzacji i konsolidacji skutkowało powstaniem czterech kluczowych wertykalnie zintegrowanych grup w sektorze produkcji i dystrybucji – PGE, Tauron, Energa, Enea. Operatorzy systemów dystrybucyjnych są zatem częścią tych grup. Dominacja grup kapitałowych na rynku (83% sprzedaży) zmniejsza elastyczność rynku hurtowego i zmniejsza przejrzystość ustanawiania cen. Konsolidacja przedsiębiorców energetycznych (wytwórców i dystrybutorów) zgodnie z intencjami rządowymi ma za zadanie przygotowanie polskiego sektora do udziału w międzynarodowym rynku i sprostanie konkurencji ze strony zagranicznych koncernów. Patrz: IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review, op. cit.*, s. 61–80.

³⁹ Pozostałe kraje KE klasyfikuje jako: bardzo wysoko skoncentrowane moce wytwórcze – Słowacja oraz wysoko skoncentrowane – Węgry i Czechy. EC, *Technical Annex to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament Report on progress in creating the internal gas and electricity market Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament*, Bruksela 2010, s. 12.

⁴⁰ Około dwóch trzecich tej kwoty pochłonie modernizacja starych i budowa nowych mocy wytwórczych – ponad połowa elektrowni ma ponad 30 lat. Pozostała część musi zostać przeznaczona na modernizację sieci przesyłowej – około 80% linii 400 kV i 99% linii 220 kV ma ponad 20 lat. IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review, op. cit.*, s. 65.

Największą nadwyżką mocy wytwórczych spośród krajów Europy Środkowej dysponują Czechy. Są one zarazem trzecim po Francji i Niemczech największym eksporterem netto energii elektrycznej w UE. Jedna czwarta eksportu kierowana jest do Słowacji, Niemiec i Austrii. Czechy są jednocześnie importerem netto energii elektrycznej z Polski. Połączenia międzysystemowe z sąsiednimi krajami są dobrze rozwinięte, dzięki czemu Czechy mogą być „pomostem” między systemami energetycznymi zachodniej i wschodniej Europy. Na te połączenia międzysystemowe przypada około 32% zainstalowanych w Czechach mocy przesyłowych. Często jednak występują na nich przeciążenia. Dostęp do międzygranicznych mocy przesyłowych udzielany jest w drodze aukcji (roczne, miesięczne lub dzienne). Sektor wytwórczy energii elektrycznej jest wysoce skoncentrowany – około 75% mocy produkcyjnych należy do państwowego koncernu CEZ, w którego posiadaniu znajdują się zarówno elektrownie węglowe, nuklearne, wodne, słoneczne i wiatrowe. Utrudnia to znacząco konkurencję na rynku.⁴¹ Podobnie jak w przypadku polskiego systemu, czeski sektor cechuje przestarzała infrastruktura (większość elektrowni węglowych ma 50 lat), ale ma on znacznie lepiej zdywersyfikowane źródła produkcji, a także bardziej rozwiniętą sieć przesyłową. Rozwój infrastruktury jest ważny dla Czech, ale wydaje się, że głównym problemem czeskiego sektora jest warstwa regulacyjna w takich obszarach jak prywatyzacja, wzrost efektywności energetycznej czy dekarbonizacja.⁴² Czechy mają również najwyższy wskaźnik konsumpcji energii elektrycznej *per capita* spośród krajów Europy Środkowej i Wschodniej.

⁴¹ CEZ był oskarżany o antykonkurencyjne praktyki; w listopadzie 2009 r. UE wszczęła śledztwo wobec koncernu.

⁴² Polityka efektywności energetycznej jest marginalizowana wśród innych zadań polityki energetycznej. Buzar zwraca uwagę w tym kontekście, że zajmuje się nią wiele instytucji państwowych, ale nie ma wśród nich Departamentu Polityki Energetycznej Ministerstwa Handlu i Przemysłu. s. BUZAR, *Energy Poverty in Eastern Europe. Hidden Geographies of Deprivation*, ASHGATE 2007, s. 89.

Węgry oraz Słowację charakteryzują dobrze zdywersyfikowana technologicznie produkcja energii elektrycznej, ale jednocześnie niewystarczające w stosunku do krajowego zapotrzebowania moce produkcyjne. Słowacja w pełni zliberalizowała rynek hurtowy energii elektrycznej w 2005 r. Sektor słowacki charakteryzują wysoka koncentracja mocy wytwórczych – 85% przypada na Slovenske Elektrarne (SE) oraz dominacja trzech głównych dystrybutorów energii (ZSE, SSE, VSE), w których udziały większościowe posiada państwo. Poza tym działa na rynku wielu mniejszych operatorów sieci dystrybucyjnych (154 firmy).

Węgierski sektor, w porównaniu do pozostałych krajów regionu, jest w największym stopniu sprywatyzowany – dotyczy to zarówno elektrowni, jak i 100% dostawców energii, ale zarazem w 2008 r. Węgry były jedynym krajem regionu, który utrzymywał regulowane ceny zarówno dla gospodarstw domowych, jak i pozostałych odbiorców.⁴³ Na rynku węgierskim działa zaledwie 6 firm zajmujących się dystrybucją, a za import i eksport energii elektrycznej odpowiada koncern MVM – operator sieci przesyłowej. System węgierski jest połączony ze Słowacją, Ukrainą, Austrią, Chorwacją, Rumunią oraz Serbią.

Tabela 3. Produkcja, konsumpcja, import, eksport energii elektrycznej krajów Europy Środkowej w 2009 r. [TWh]

	Produkcja	Konsumpcja	Import	Eksport
Czechy	82,3	68,6	8,6	22,2
Polska	151,6	149,4	7,4	9,6
Słowacja	26,2	27,5	9,0	7,7
Węgry	35,9	41,4	10,7	5,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie, IEA, *Electricity Information 2011*, OECD/IEA 2011.

⁴³ Polska i Słowacja utrzymywały w tym czasie regulację cen tylko dla gospodarstw domowych. *EC Benchmarking Report 2009, Technical Annex, op. cit.*, s. 5.

Rynki energii elektrycznej krajów Europy Środkowej nie są wyłącznie oddzielnymi od siebie rynkami narodowymi, ale nie są też jeszcze jednolitym rynkiem regionalnym, który będzie ważną częścią składową rynku europejskiego. Jednolity rynek wymaga odpowiednich ujednoczonych regulacji i spełniania określonych wymogów technicznych. W 2009 r. nastąpiło połączenie rynków Słowacji i Czech w celu zwiększenia elastyczności i udowodnienia, że zintegrowany rynek może dobrze funkcjonować. Węgry mają dołączyć do tego rynku w drugim kwartale 2012 r. zgodnie z memorandum międzyrządowym podpisanym w maju 2011 r.

Zasadniczo w całym regionie Europy Środkowej występują dwa podstawowe problemy w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Po pierwsze, przepustowość połączeń z sąsiadami jest niewystarczająca, a alokacja mocy nieefektywna – w rezultacie często dochodzi do przeciążenia linii energetycznych. Po drugie, infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna jest przestarzała, a moce wytwórcze ograniczone. Przestarzałe elektrownie, zwłaszcza węglowe, nieefektywnie zużywają paliwo, a ponadto produkują energię przy wielkich kosztach ekologicznych. W latach 90. starzejące się moce wytwórcze nie były postrzegane jako poważny problem bezpieczeństwa dostaw tylko ze względu na spadający popyt. Tendencje popytowe zmieniły się jednak zasadniczo. Mając na względzie rosnące zapotrzebowanie państw regionu na energię elektryczną – zgodnie z prognozami UCTE zapotrzebowanie na energię elektryczną w tych krajach w latach 2009–2020 wzrośnie o ponad 20%,⁴⁴ a także fakt, że produkcja rośnie w wolniejszym tempie niż konsumpcja⁴⁵ – problemy infrastrukturalne są największymi wyzwaniami stojącymi przed państwami Europy Środkowej. Aby sektor energetyczny nie stał się barierą w rozwoju tego regionu,

⁴⁴ UCTE, *System Adequacy Forecast 2009–2010*.

⁴⁵ Dla przykładu, w latach 2000–2009 w Polsce przybywało mocy produkcyjnych średnio 0,6% rocznie, podczas gdy popyt w tym czasie rósł w tempie około 1,1% rocznie. IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, s. 61–62.

konieczne jest jego unowocześnienie i zwiększenie efektywności. Zmodernizowane i bardziej rozwinięte muszą być zarówno elektrownie, jak i sieci energii elektrycznej, tak aby mogły sprostać rosnącemu popytowi i utrzymać odpowiedni poziom bezpieczeństwa systemu energetycznego.⁴⁶ Szczególnie istotne jest wzmocnienie połączeń międzysystemowych z sąsiednimi państwami. Rozwój i modernizacja sieci jest również niezbędnym warunkiem implementacji polityki UE – efektywnej integracji i utworzenia paneuropejskiego systemu oraz dostosowania sieci do większego poboru elektryczności pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Oznaczać to będzie konieczność przebudowy systemu, zwłaszcza że część instalacji energetyki odnawialnej może być zlokalizowana z dala od centrów konsumpcji – farmy wiatrowe, instalacje kolektorów słonecznych czy biomasy. Zgodnie z zaleceniami KE, nowe instalacje i cały system energetyczny powinny być oparte na innowacyjnych i inteligentnych technologiach komunikacyjnych i informatycznych, które zwiększą efektywność systemu zarówno na poziomie przesyłania, jak i dystrybucji (tzw. system *smart-grid* ma zwiększyć przejrzystość systemu i umożliwić odbiorcom większą kontrolę nad poborem energii). Sektor energii elektrycznej pochłonie z pewnością sporą część budżetów publicznych w regionie, ale większość inwestycji musi być zrealizowana przez podmioty prywatne. Do tej pory udział podmiotów prywatnych w modernizacji sektora był niewystarczający, stąd też niezbędna jest poprawa klimatu inwestycyjnego. Sprzyjać temu będą dalsza liberalizacja, odpowiednie, wiarygodne regulacje prawne, stabilny system finansowy, a także łączenie rynków energetycznych.

⁴⁶ Straty powstające przy przesyłaniu energii elektrycznej w Polsce i na Węgrzech wciąż są bliższe stratom generowanym przez system przesyłowy Rosji niż przez kraje UE-15. Techniczne i komercyjne straty systemów polskiego i węgierskiego kształtują się na poziomie między 9–11%, podczas gdy Czechom i Słowacji udało się obniżyć straty do poniżej 8% (co jest standardem UE-15). Za: P. MITRA, M. SELOWSKU, J. ZALDUENDO, *Turmoil at Tewnty. Recession, Recovery and Reform in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union*, IBRD/WB 2010, s. 225.

Szczególnie trudnym zadaniem dla Europy Środkowej, a zwłaszcza kultur energetycznych Czech i Polski opartych na węglu, będzie znalezienie równowagi między poszczególnymi celami polityki energetycznej w sektorze energii elektrycznej. Jak pogodzić potrzeby bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego? Jak pogodzić konieczność redukcji emisji dwutlenku węgla z energetyką opartą na węglu, jak pogłębić regionalną integrację i zwiększyć konkurencyjność, utrzymując jednocześnie odpowiednie krajowe zdolności produkcyjne i siłę rynkową? Regulacje UE w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej są poważnym wyzwaniem dla bezpieczeństwa energetycznego państw regionu. Oznaczają one konieczność odchodzenia od produkcji węglowej na rzecz źródeł energii bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu oraz/bądź wdrażania kosztownych technologii zmniejszających emisyjność sektora (jest to przedmiotem analizy w części 3.4).

Dodatkowym problemem jest ubóstwo energetyczne regionu Europy Środkowej, rozumiane jako niezdolność gospodarstw domowych do nabycia odpowiedniej ilości i jakości energii elektrycznej i ciepłej za równowartość 10% ich miesięcznych dochodów.⁴⁷ Liberalizacja cen energii skutkowałą znaczącym podniesieniem cen w stosunkowo krótkim okresie (w Słowacji w latach 2002–2006 ceny energii wzrosły o 600%, Czechy i Polska zliberalizowały ceny w latach 90.). W rezultacie kolejno Węgry, Słowacja, Polska i Czechy znajdują się w czołówce krajów UE o najwyższych cenach energii elektrycznej dla gospodarstw domowych według parytetu siły nabywczej (PPP) – zajmują odpowiednio pierwsze, trzecie, czwarte i piąte miejsca.⁴⁸

⁴⁷ Więcej na temat ubóstwa energetycznego: s. BUZAR, *Energy Poverty in Eastern Europe. Hidden Geographies of Deprivation*, ASHGATE 2007.

⁴⁸ *EC Benchmarking Report 2009, Technical Annex, op. cit.*, s. 19.

2. Integracja rynków Europy Środkowej jako szansa na wzmocnienie regionalnego bezpieczeństwa energetycznego

2.1. Budowa połączeń międzysystemowych i realizacja projektu Korytarza przesyłowego Północ-Południe

Odmierna pod względem geostrategicznym, jak i ekonomicznym sytuacja energetyczna krajów Europy Środkowej oraz pozostałych państw Europy Środkowej i Wschodniej od sytuacji krajów UE-15 wpływa na różną percepcję zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego i różne stanowiska względem priorytetów polityki energetycznej UE. Zasadniczym problemem krajów Europy Środkowej jest brak odpowiedniej liczby i/lub jakości połączeń infrastrukturalnych z państwami regionu oraz pozostałymi krajami UE, w tym w szczególności gazociągów rewersyjnych, alternatywnych gazociągów i rurociągów importowych, terminali LNG, większej przepustowości istniejących tras transportu gazu, ropy i produktów naftowych.

Braki infrastrukturalne i regulacyjne występujące z kolei w sektorze energii elektrycznej, choć nie są tak rażące jak w przypadku połączeń gazowych, utrudniają w istotny sposób możliwość zarówno efektywnej alokacji mocy wytwórczych w regionie, jak również skutecznej reakcji w sytuacjach kryzysowych. Niewystarczająca liczba i jakość połączeń między systemami gazowymi i energii elektrycznej znacząco ogranicza elastyczność systemów energetycznych. To z kolei wpływa na zwiększenie podatności na wybuch kryzysu energetycznego, czy to w postaci przerw w dostawach gazu w sytuacji powstania zakłóceń w zewnętrznych dostawach, czy przerw w dostawach elektryczności (*black-out*). Z perspektywy ekonomicznej brak połączeń międzysystemowych, a także brak

odpowiednich regulacji prawnych uniemożliwiają wzrost konkurencyjności na rynku i gazu, i energii elektrycznej. Wpływa to również, jak wskazywano wcześniej, negatywnie na możliwości negocjowania przez państwa regionu lepszych warunków kontraktów importowych, a także na zdolność reagowania w warunkach zmieniającej się koniunktury na światowych rynkach surowcowych.

Braki infrastrukturalne, które pozostają największą barierą w rozwoju regionalnego rynku energetycznego i zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego, są w znacznej mierze wynikiem braku współdziałania państw Europy Środkowej w tej dziedzinie. Paradoksalnie nie wszystkie kraje środkowoeuropejskie przywiązywały równą wagę do zagadnienia dywersyfikacji dostaw oraz konieczności tworzenia międzysystemowych połączeń w regionie. Różna była także ich percepcja Rosji jako dostawcy surowców energetycznych. Czechy i Polska podejmowały liczne próby dywersyfikacyjne od lat 90., a ich polityka energetyczna koncentrowała się na utrzymaniu możliwie wysokiego poziomu samowystarczalności energetycznej. Jednakże tylko tym pierwszym udało się zrealizować projekty budowy alternatywnych połączeń importowych – połączenie gazociągowe z Niemcami i rurociąg IKL, a także inwestować w rozwój energetyki nuklearnej i odnawialnej.

Polska w tym czasie zaprzepięła szansę na dywersyfikację importu gazu i ropy – nie wybudowano połączenia z systemem skandynawskim ani terminalu LNG, nie powstał również rurociąg Odessa-Brody-Gdańsk. Co ciekawe, Węgry, mimo wysokiej zależności od rosyjskich dostaw gazu, przez długi czas nie miały opracowanej kompleksowej strategii bezpieczeństwa dostaw.⁴⁹ Udało się im jednak wybudować połączenie gazowe z austriackim hubem gazowym oraz rurociąg „Adria”. Słowacja dysponuje jedynym połączeniem rewersyjnym z węgierskim systemem

⁴⁹ A. DEAK, *Diversification in Hungarian Manner: The Gyurcsany Government's Energy Policy*, „International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs”, nr 3–4/2006, s. 45, 48.

rurociągowym i dopiero od kilku lat opracowywane są projekty analogicznych połączeń gazociągowych z innymi państwami.

W krajach regionu brakowało woli współpracy w sferze bezpieczeństwa energetycznego nie tylko ze względu na odmienną percepcję problemów energetycznych, ale także z powodu ich wzajemnej rywalizacji, zarówno na płaszczyźnie politycznej, jak i gospodarczej. Szczególnym wyrazem takiego podejścia było załamanie się współpracy w ramach Grupy Wyszechradzkiej od połowy lat 90. W segmencie rynku energetycznego dodatkowym czynnikiem utrudniającym realizację wspólnych projektów energetycznych były konkurencyjne komercyjne interesy koncernów energetycznych działających w tych poszczególnych państwach i segmentach rynku energetycznego. Połączenie rynków oznaczało wzrost konkurencji i zarysowywało przed krajowymi gigantami rynku energetycznego perspektywę jego podziału i utraty części zysków.

Przełomowymi momentami w zbliżeniu wizji bezpieczeństwa energetycznego krajów Europy Środkowej i dostrzeżeniu potrzeby głębszej współpracy energetycznej były rosyjsko-ukraińskie kryzysy gazowe lat 2006 i 2009. W ich wyniku część państw UE, w tym wszystkie kraje środkowoeuropejskie, odnotowała przerwy w dostawach gazu. Wskutek kryzysu z 2009 r. odcięto dostawy w wielkości 300 mln m³ dziennie przez 14 dni. Między 6 a 20 stycznia 2009 r. kraje UE zostały pozbawione 20% dostaw gazu (30% importu), co miało poważne konsekwencje ekonomiczne. Straty dla krajów UE oraz Europy Południowo-Wschodniej szacuje się na 1,6 mld euro.⁵⁰ W 2009 r. państwa Europy Środkowej zostały postawione zatem w sytuacji poważnych zaburzeń dostaw, jedynie Czechy dysponowały w tym czasie możliwością sprowadzenia większych ilości gazu rekompensujących braki w rosyjskich dostawach systemem magistrali niemieckich. Pozostałe kraje mogły polegać tylko na

⁵⁰ J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, w: J.M. GLANCHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, „EU Energy Law & Policy. Yearbook 2011”, Claeys & Casteels 2011.

zgrupowanych rezerwach strategicznych. Najbardziej w wyniku odcięcia dostaw ucierpiała Słowacja. Po raz pierwszy w historii została ona całkowicie odcięta od zewnętrznych dostaw gazu. Sytuacja dla sektora była tym bardziej ekstremalna, że choć kraj posiadał rezerwy strategiczne, to nie miał technicznych możliwości rewersji gazociągów z zachodu na wschód, co w praktyce uniemożliwiało wykorzystanie ich w zaopatrzeniu wschodnich regionów Słowacji. Co więcej, wydarzenia te ukazały ewidentne braki infrastrukturalne między zachodnimi i środkowoeuropejskimi członkami UE – w tym czasie Europa Zachodnia posiadała wystarczające ilości gazu, ale nie było możliwości ich wykorzystania w celu rekompensaty strat, które poniosły kraje Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej.

Kryzysy gazowe uświadomiły wielu państwom UE skalę problemu i zmusiły polityków do podjęcia konkretnych działań w celu zagwarantowania przyszłych dostaw. Pierwszym krokiem po kryzysie 2006 r. było podwyższenie poziomu rezerw strategicznych i działania poszczególnych państw na rzecz wzmocnienia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE. Węgry, które w styczniu 2006 r. utraciły około 60% dostaw gazu, zaczęły rozwijać koncepcję New Europe Transmission Systems (NETS), która następnie została włączona do polityki energetycznej UE. Projekt NETS zakłada połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej poprzez stworzenie wspólnego operatora systemu przesyłowego. W tym czasie Polska działała na rzecz stworzenia mechanizmów solidarnej reakcji UE w sytuacjach kryzysów energetycznych. Kolejny kryzys 2009 r., a także postępująca budowa Nord Stream, stanowiącego zabezpieczenie dostaw rosyjskich do Europy Zachodniej bez względu na targi z krajami tranzytowymi, wzmocniły przekonanie, że integracja rynków energetycznych Europy Środkowej jest podstawową metodą wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. Priorytetem polityki bezpieczeństwa energetycznego krajów regionów stało się stworzenie połączeń

międzysystemowych – interkonektorów umożliwiających tłoczenie gazu w dwóch kierunkach oraz stworzenie możliwości rewersyjnego transportu istniejącymi gazociągami.

Czynnikiem dodatkowo sprzyjającym rozwojowi nowych projektów była decyzja podjęta na szczeblu UE o zwiększeniu zaangażowania finansowego w tworzenie nowych interkonektorów. Oprócz istniejącego instrumentu wsparcia TEN-E (*Trans-European Networks for Energy*) stworzony został w 2009 r. nowy plan inwestycyjny – EEPR (*European Energy Programme for Recovery*), przewidujący zainwestowanie ponad 2,3 mld euro w projekty połączeń międzysystemowych w sektorze gazu i energii elektrycznej.⁵¹ Jest to pierwszy przypadek przeznaczenia z budżetu UE tak znacznych środków na projekty w obszarze energetyki. Dla porównania, budżet TEN-E na lata 2007–2013 wynosi 155 mln euro. W latach 2007–2009 z tych środków na 40 projektów energetycznych przeznaczono 70 mln euro. Budżet TEN-E nie mógł zatem wnieść istotnego wkładu w regionalne inwestycje energetyczne, choć przyznanie danemu projektowi statusu TEN-E stwarzało dostęp do innych instrumentów finansowych UE, w tym funduszy strukturalnych i spójności, a także pożyczek EIB.⁵² W rezultacie po 2009 r. państwa Europy Środkowej w sposób widoczny zaktywizowały współpracę w zakresie budowy nowych połączeń infrastrukturalnych, czego wyrazem były kolejne zaawansowane projekty, a także oddawanie do użytku w latach 2010–2011 pierwszych interkonektorów.

We wrześniu 2011 r. interkonektorem gazowym zostały połączone Polska i Czechy. Został on wybudowany przez operatorów systemów

⁵¹ Z tego 1,3 mld euro ma zostać przeznaczone na połączenia gazowe, a 900 mln na połączenia sieci energii elektrycznej.

⁵² Do innych instrumentów finansowych należą m.in. siódmy program ramowy w zakresie badań i rozwoju technologicznego oraz program „Inteligentna Europa”. W ich przypadku roczne fundusze przeznaczane na projekty energetyczne wynoszą odpowiednio ok. 300 i 100 mln euro.

przesyłowych – polski GazSystem oraz czeski Net4gaz. Jego słabością jest niewielka przepustowość – około 0,5 mld m³ rocznie, a także brak rewersyjności – obecnie gaz może być transportowany wyłącznie z Czech do Polski. Interkonektor polsko-czeski w przyszłości będzie jednak miał możliwość transportu gazu w dwóch kierunkach, planuje się również zwiększenie jego przepustowości. Podjęte zostały również prace nad projektem połączenia gazowego Polski ze słowackim systemem gazowym o parametrach umożliwiających transport około 6 mld m³ gazu rocznie. Połączenie Słowacja-Polska ma być uzupełnieniem interkonektora słowacko-węgierskiego, którego projekt jest bardziej zaawansowany. Węgry i Słowacja podpisały w tej sprawie porozumienie we wrześniu 2011 r. uzyskując wsparcie UE (w ramach EEPR). Zgodnie z nim, w latach 2013–2014 ma zostać wybudowane połączenie między systemami magistrali gazowych obu krajów (*Slovak-Hungarian Gas Transmission Interconnection Pipeline*).⁵³ Gazociąg będzie łączył system słowacki w Velke Zlievce z systemem węgierskim w okolicach Budapesztu.⁵⁴ Interkonektor ma zostać uruchomiony w 2015 r. i dostarczać gaz ze Słowacji na Węgry. Mimo że powstające interkonektory nie są rewersyjne zgodnie z rozporządzeniem UE w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, w ciągu trzech lat od jego wejścia w życie operatorzy systemów przesyłowych są zobligowani do wprowadzenia rewersyjności we wszystkich punktach połączeń między systemami gazowymi państw członkowskich UE, tam, gdzie zwiększa to bezpieczeństwo dostaw gazu. Możliwość przesyłania gazu w dwóch kierunkach zwiększa elastyczność systemu, dlatego też planuje się nie tylko wprowadzanie rewersyjności nowych połączeń, ale także istniejących tras wschód – zachód. W ramach EEPR przewiduje się współfinansowanie rewersyjności słowacko-czeskiego

⁵³ Porozumienie zostało podpisane między słowacką firmą gazociągową Eustream i węgierską firmą Ovit. Przewiduje się oddanie gazociągu do eksploatacji na początku 2015 r.

⁵⁴ Do jego realizacji powołana zostanie firma Magyar Gaz Tranzit ZRt.

i słowacko-austriackiego interkonektorów gazowych, a także gazociągów w Słowacji, Czechach, na Węgrzech oraz połączeń między Polską a Niemcami i Polską a Czechami.

Spośród wszystkich krajów środkowoeuropejskich działania na rzecz nowych połączeń międzysystemowych, a także modernizacji istniejących tras najbardziej zintensyfikowały Węgry. Ma to związek z wyraźną zmianą linii polityki energetycznej w wymiarze wewnętrznym i zewnętrznym. Nowe połączenia mają zabezpieczyć Węgry przed ewentualnymi przerwami dostaw ze wschodu, ale także umożliwić sprowadzanie dodatkowych ilości gazu z rynku spot, co ma szczególne znaczenie w kontekście wycofywania się Węgier z subsydiowania cen gazu dla gospodarstw domowych. Stworzenie możliwości dostaw tańszego gazu na potrzeby krajowej energetyki powinno pomóc zrekompensować zmniejszanie subsydiów. W ramach realizacji nowej strategii energetycznej Węgry jednocześnie podejmują ambitne działania na rzecz stworzenia w kraju ważnego środkowoeuropejskiego centrum handlu gazem. Kluczowe w tym kontekście będą trzy połączenia – planowane ze Słowacją i dwa zrealizowane z Bułgarią i Chorwacją. Węgry planują również budowę interkonektora ze Słowenią.

Interkonektor węgiersko-rumuński (Szeged – Arad) został otwarty w październiku 2010 r. Połączenie o długości 109 km i przepustowości 1,5 mld m³ gazu rocznie zrealizowane zostało przez węgierski FGSZ (Mol) i rumuński Transgaz przy wsparciu finansowym UE, która pokryła połowę zagregowanych kosztów (w ramach EERP). Przepustowość gazociągu może zostać zwiększona w przyszłości do 4,5 mld m³. Obecnie gaz kierowany jest z Węgier do Rumunii. Drugie zrealizowane przedsięwzięcie – interkonektor węgiersko-chorwacki ma kluczowe znaczenie w kontekście tworzenia zintegrowanego rynku Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Gazociąg o długości 293 km łączący chorwacką Slobodnicę i węgierski Városföld został wybudowany i uruchomiony w sierpniu 2011 r. przez węgierski koncern Földgátszállító

(należący do Grupy Mol) oraz chorwackiego operatora systemu przesyłowego Plinacro. Ma on przepustowość 6,5 mld m³ rocznie i jest połączeniem rewersyjnym. Interkonektor powstał przy wsparciu UE, która sfinansowała część inwestycji (całkowity koszt połączenia wyniósł 395 mln euro) również w ramach EERP. Dopóki nie powstaną kolejne interkonektory łączące systemy gazowe krajów Europy Środkowej, a także terminale Adria i Świnoujście, gazociąg ten będzie służył wzmocnieniu bezpieczeństwa energetycznego Chorwacji, która będzie sprowadzała nim około 1 mld m³ gazu rocznie (w ramach kontraktów z ENI i E.ON). W przyszłości będzie on kluczowym elementem Korytarza gazowego Północ-Południe.

Celem strategicznym i długofalowym krajów Europy Środkowej tworzących nowe połączenia międzysystemowe jest stworzenie zintegrowanego korytarza przesyłowego gazu ziemnego północ-południe. W jego realizacji kluczową rolę obok interkonektorów odgrywać będą dwa nowe terminale LNG – polski i chorwacki oraz gazociągi dywersyfikujące dostawy gazu proponowane w ramach Korytarza Południowego (jest to przedmiotem analizy w części 2.2. i 2.3). Korytarz Północ-Południe nie jest zatem jednym wielkim projektem infrastrukturalnym, składa się nań natomiast wiele mniejszych projektów rewersyjnych interkonektorów, terminali LNG oraz rurociągów importowych. Ma to istotne znaczenie dla jego praktycznej realizacji. Po pierwsze, pozwala na stopniowe wdrażanie poszczególnych elementów Korytarza bez uzależniania ich realizacji od postępu wielkich unijnych projektów w rodzaju Nabucco. Po drugie, sprawia, że źródła finansowania są bardziej rozproszone, koszty poszczególnych inwestycji rozkładają się na więcej zróżnicowanych podmiotów i tym samym są łatwiejsze do udźwignięcia.

Koncepcja Korytarza Północ-Południe została uwzględniona i rozszerzona przez UE i zaliczona przez KE do grona „korytarzy priorytetowych”, zgodnie z dokumentem „Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an Integrated European Energy Network” z 2010 r.

Połączenia w ramach Korytarza Północ-Południe mają obejmować nie tylko infrastrukturę gazową, ale także ropy naftowej i połączenia sieci energii elektrycznej, co ma sprzyjać integracji rynku i rozwojowi odnawialnych źródeł energii. Korytarz ma wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne w regionie Europy Środkowej i Wschodniej i Południowo-Wschodniej przez połączenie czterech mórz i Bałtyku, Morza Czarnego, Adriatyku i Morza Egejskiego. Idea Korytarza wpisuje się zatem w instrukcje UE, zgodnie z którymi każdy europejski region powinien stworzyć infrastrukturę umożliwiającą fizyczny dostęp do co najmniej dwóch zewnętrznych źródeł. Obejmować ma on, oprócz krajów Europy Środkowej, Bułgarię, Rumunię oraz Chorwację. Ma on za zadanie zapewnienie stabilnych dostaw surowców energetycznych ropy i gazu do krajów pozbawionych dostępu do morza, a położonych w regionie. Cel ten ma być zrealizowany zarówno poprzez budowę zupełnie nowych tras, jak i wykorzystanie istniejących w regionie systemów rurociągowych poprzez ich połączenie, umożliwienie dwukierunkowego przepływu surowców i tym samym zwiększenie ich interoperacyjności. Infrastruktura energetyczna regionu zgodnie z założeniami powinna się opierać na inteligentnych technologiach sieciowych, zwiększających efektywność systemu.⁵⁵

W sektorze energii elektrycznej kluczową rolę odgrywać będzie rozbudowa regionalnej sieci dystrybucji energii elektrycznej oraz systemów produkcji, tak by region mógł sprostać rosnącemu popytowi, a także przystosować się do zwiększenia udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i dalszej integracji rynku. Do priorytetowych korytarzy przesyłowych, które obejmują region Europy Środkowej, KE zaliczyła połączenia międzysystemowe w Europie Środkowej i Wschodniej i Południowo-Wschodniej, których celem jest wzmocnienie sieci przepływu energii elektrycznej w kierunkach północ-południe oraz wschód-zachód.

⁵⁵ EC, *Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an integrated European Energy Network*, COM (2010), 17 listopada 2010.

Połączenia te, oprócz zapewnienia większej integracji krajów Europy Środkowej, pozwolą również na integrację państw bałtyckich określanych – ze względu na ich dotychczasowe odizolowanie od systemu UE – mianem wysp energetycznych. Oprócz tych połączeń, które mają zwiększyć bezpieczeństwo dostaw energii w regionie, znaczenie dla Europy Środkowej ma również unijny długofalowy program budowy tzw. autostrad energetycznych, których zadaniem będzie pomieszczenie coraz większej ilości energii wiatrowej wytwarzanej na Morzu Północnym i Bałtyku i energii pochodzących z odnawialnych źródeł, a także sprostanie coraz bardziej elastycznemu i zdecentralizowanemu popytowi na energię elektryczną. Pierwsze autostrady energetyczne mają być uruchomione do 2020 r. Choć łącznie obszar połączeń międzysystemowych energii elektrycznej wskazany przez KE jest znacznie szerszy niż obszar objęty zasięgiem połączeń międzysystemowych dla gazu i ropy, to – podobnie jak w przypadku tych ostatnich – największym wyzwaniem jest wzmocnienie zdolności przesyłowych i połączenie zdolności produkcyjnych i przesyłowych na linii północ-południe. W tym celu KE wskazała jako konieczne stworzenie łączników systemowych głównie na terytorium Niemiec i Polski, tak by połączyć nowe północne moce wytwórcze z elektrowniami szczytowo-pompowymi, które mają powstać w Austrii i Szwajcarii oraz z nowymi mocami wytwórczymi krajów południowo-wschodnich. Zwiększona ma zostać również przepustowość między Słowacją i Węgrami oraz Austrią. Istotne będą również nowe połączenia między Polską a Niemcami, w związku z uruchomieniem nowego połączenia polsko-litewskiego.

Wypracowaniem konkretnych propozycji i planów regionalnych ma się zająć powołana przez KE Grupa Wysokiego Szczebla (HLG – *High Level Group*), w skład której wchodzić kraje Europy Środkowej i Wschodniej (Czechy, Polska, Słowacja, Węgry, a także Austria, Bułgaria, Niemcy, Rumunia). Grupa zajmować ma się wzmocnianiem regionalnej współpracy krajów regionu i opracowywaniem planów rozwoju połączeń międzysystemowych gazu, ropy, energii elektrycznej. HGL obraduje na

szczeblu sekretarzy stanu. W jej ramach pracują także trzy grupy robocze (ds. ropy, gazu i energii elektrycznej), złożone z przedstawicieli ministerstw, operatorów sieci przesyłowych, organów regulacyjnych oraz przemysłu. Do grupy roboczej ds. gazu dołączyła również Słowenia, a Chorwacja ma w niej status obserwatora.

2.2. Wymiar północny projektów dywersyfikacyjnych w ramach Korytarza gazowego Północ-Południe

W wymiarze północnym projektów dywersyfikacyjnych źródeł i tras transportu gazu ziemnego kluczową rolę odgrywać będzie terminal LNG na polskim wybrzeżu Morza Bałtyckiego w Świnoujściu. Jest to najbardziej zaawansowana inwestycja spośród wszystkich projektów dywersyfikacyjnych Korytarza Północ-Południe. Terminal LNG w Świnoujściu jest budowany przez firmę Polskie LNG.⁵⁶ Inwestycja obejmuje budowę rurociągów do odbioru gazu skroplonego ze statków, zbiorników do przechowywania LNG oraz instalacji do regazyfikacji. Terminal ma dysponować przepustowością 5 mld m³ rocznie w pierwszej fazie eksploatacji, a docelowo przepustowość będzie wynosić 7,5 mld m³ rocznie. Zbiorniki LNG budowane w Polsce mają mieć pojemność 160 tys. m³. Oddanie obiektu do eksploatacji zaplanowano na czerwiec 2014 r. Terminal stworzy możliwość importu gazu drogą morską z takich krajów jak Katar czy Algieria. PGNiG podpisało już kontrakt gazowy (20-letni) z Katarzem na dostawy 1,5 mld m³ LNG. Inwestycja w Świnoujściu ma strategiczne znaczenie dla Polski i krajów Europy Środkowej. Stwarza ona dostęp do globalnego rynku LNG i zwiększa elastyczność systemu

⁵⁶ Spółka została powołana w 2007 r. przez polski koncern gazowy PGNiG. W 2008 r. jej właścicielem został Gaz-System – polski operator sieci przesyłowej. PGNiG ma być odpowiedzialne za dostawy gazu do terminalu w Świnoujściu. Polski rząd w sierpniu 2008 r. przyjął uchwałę, zgodnie z którą budowa terminalu LNG została potraktowana jako inwestycja strategiczna, zgodna z planami dywersyfikacji dostaw gazu oraz zwiększająca bezpieczeństwo energetyczne kraju.

w sytuacjach zaburzeń dostaw ze wschodu, jak również wahań cen surowców energetycznych.⁵⁷

Dywersyfikację dostaw obecnie realizowanych wyłącznie przez rosyjskiego dostawcę mogłyby również umożliwić połączenia gazociągowe z Norwegią, która jest obecnie drugim największym dostawcą gazu dla UE. Polskie projekty budowy podmorskiego połączenia z systemem skandynawskim Skanled nie zostały zrealizowane. Możliwa jest jednak rewitalizacja projektu Baltic Pipe – gazociągu biegnącego z Danii do Polski, który umożliwiłby import gazu ziemnego z norweskiego szelfu kontynentalnego. UE w ramach programu TEN-E 2009 włączyła się we współfinansowanie prac przygotowawczych (fazy przedinwestycyjnej projektu), w tym badania geotechniczne dna morskiego i monitoring środowiskowy.⁵⁸ Przyznanie projektowi Baltic Pipe dofinansowania oznacza, że został on uznany przez KE za ważny element wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw do UE. O tym, jak ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw może odgrywać gaz norweski, przekonały się Czechy podczas kryzysu gazowego 2009 r. Kontrakt z Norwegami realizowany przez system magistrali niemieckich, umożliwił Czechom utrzymanie stabilnych dostaw do wszystkich najważniejszych odbiorców krajowych w sytuacji, gdy Rosja wstrzymała dostawy.

Wyzwaniem dla regionu Europy Środkowej w wymiarze północnym jest uruchomienie gazociągu Nord Stream biegnącego po dnie Morza Bałtyckiego. Gazociąg zmniejsza zależność Rosji od dotychczasowych tras transportu prowadzących przez Ukrainę i kraje Europy Środkowej, choć jej nie eliminuje. Rosja dzięki nowemu połączeniu stała się

⁵⁷ Cena gazu transportowanego gazociągami indeksowana jest do cen ropy naftowej, podczas gdy cena LNG kształtowana jest w odniesieniu do poziomu cen na zliberalizowanym amerykańskim rynku gazu (a zatem kształtowanych na zasadach wolnorynkowej konkurencji, tj. *gas to gas competition*).

⁵⁸ KE w 2010 r. wybrała 41 projektów energetycznych w ramach TEN-E 2009, które mają ożywić gospodarkę i zwiększyć bezpieczeństwo dostaw. Na Baltic Pipe przeznaczono 1,12 mln euro.

bardziej elastyczna, co oznacza, że ma techniczną możliwość przekierowywania części dostaw z dotychczasowych tras do gazociągu Nord Stream. Mając jednak na względzie docelową przepustowość nowego gazociągu – 55 mld m³ rocznie, Rosja wciąż będzie transportować gaz do krajów Europy Zachodniej magistralami biegnącymi przez Ukrainę i kraje Europy Środkowej. Poziom zależności Rosji od tych tras i tym samym możliwości manipulowania dostawami gazu będą w znacznym stopniu zależały od dynamiki zapotrzebowania krajów UE na rosyjski gaz. Budowa gazociągu była jednym z czynników istotnych dla rozwoju projektów regionalnych połączeń międzysystemowych oraz przyspieszenia realizacji projektów dywersyfikacyjnych. Te ostatnie z jednej strony ukierunkowywano na dywersyfikację dostawców, z drugiej zaś na różnicowanie dotychczasowych tras importu.

Dywersyfikacja dostawców gazu dzięki nowym rurociągom oraz terminalom LNG jest niewątpliwie podstawową metodą zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w regionie. Kraje Europy Środkowej próbują jednak również dywersyfikować trasy dostaw rosyjskiego gazu. Służyć temu ma budowa połączeń z Niemcami, którymi mógłby być transportowany, między innymi, gaz rosyjski przesyłany gazociągiem Nord Stream.

Czechy zdecydowały się na uzyskanie dostępu do gazu transportowanego Nord Stream poprzez połączenie z gazociągiem OPAL biegnącym przez Niemcy do stacji transferowej na granicy czeskiej (Hora SV. Kateřiny) i następnie gazociąg Gazella łączący ten punkt graniczny ze stacją kompresyjną Waidhaus. Gazociąg o przepustowości 30 mld m³ rocznie został oddany do eksploatacji na przełomie lat 2011 i 2012. W rezultacie tych inwestycji może nastąpić przekierowanie dostaw gazu rosyjskiego z obecnego punktu zdawczego na granicy czesko-słowackiej w Lanžhot do stacji Olbernhau przy granicy z Niemcami.

Polska również zintensyfikowała działania na rzecz budowy gazociągu, który będzie połączony z niemieckim systemem przesyłowym.

Rozważane są dwa konkurencyjne projekty: magistrala Boernicke-Police (projekt PGNiG i VNG), którą ma być przesyłane 3 mld m³ gazu rocznie oraz gazociąg Bernau-Szczecin (projekt polskiej firmy Bartimpex oraz niemieckiego E.ON Ruhrgas, którego kupno rozważa PGNiG). Połączenie z Niemcami, które mogłoby być uruchomione w 2014 r., będzie miało charakter rewersyjny, tak by umożliwić zarówno import, jak i eksport nadwyżek gazu.⁵⁹ Ponieważ jednak import najprawdopodobniej pochodzić będzie z Nord Stream, którego Polska była największym krytykiem i który to gazociąg utrudnić może import drogą morską skroplonego gazu w większych o ilościach, projekt polsko-niemieckiego połączenia budzi w kraju wiele kontrowersji.

2.3. Wymiar południowy projektów dywersyfikacyjnych w ramach Korytarza gazowego Północ-Południe

Na wymiar południowy projektów dywersyfikacyjnych realizowanych w ramach Korytarza Północ-Południe składają się:

- połączenie południowo-zachodnie z terminalem LNG Adria;
- połączenie południowo-wschodnie z terminalem LNG w Konstancy;
- połączenie z nowymi rurociągami planowanymi w ramach Korytarza Południowego.

Terminal chorwacki Adria LNG zgodnie z planami ma dysponować docelowo zdolnością przeładunkową 15 mld m³ rocznie.⁶⁰ Jest to

⁵⁹ Do 2012 r. Polska sprowadzała ok. 0,9 mld m³ gazu z Niemiec interkonektorem w Lasowie, tj. ok. 6% potrzeb kraju. Dzięki modernizacji i rozbudowy interkonektora od stycznia 2012 r. stało się możliwe korzystanie ze zwiększonej mocy przesyłowej tego gazociągu w wysokości 1,5 mld m³ rocznie.

⁶⁰ Terminal będzie poza tym mógł przyjmować duże statki przewożące od 75–265 tys. m³ w zależności od pojemności statku. Dostawy mają być realizowane przy udziale 100 tankowców LNG. Koszt jego budowy szacuje się na 800 mln euro. Razem z systemem gazociągowym koszt projektu wzrasta do 1 mld euro.

obecnie najbardziej ambitny tego rodzaju projekt realizowany w Europie. Terminal regazyfikacyjny LNG ma powstać w Omisalj na wyspie Krk, skąd następnie będzie dostarczany na kontynent i transportowany gazociągami m.in. w ramach połączeń Korytarza Północ-Południe (zwłaszcza do Węgier i Austrii). W ramach inwestycji zbudowane zostaną dwa magazyny LNG o pojemności 195 tys m³ każdy. Projekt realizowany jest przez konsorcjum Adria LNG w składzie: E.ON Ruhrgas (39,17%), Total (27,36%), OMV (32,47%) i Geoplin (1%).⁶¹ Ma on na celu zapewnienie elastycznych dostaw gazu od innych dostawców niż Rosja i niezależnie od istniejącego w regionie systemu gazociągowego. Realizacja projektu początkowo planowana była na rok 2014, ale w związku z nadpodażą gazu na rynku europejskim została przełożona na 2017 r.

Projekt Korytarza Północ-Południe zakłada również możliwość stworzenia połączeń z innym terminalem LNG na rumuńskim wybrzeżu w najgłębszym i największym porcie czarnomorskim – Konstancy. Terminal ma dysponować przepustowością rzędu 3 mld m³ rocznie. Do jego zbudowania powołano w maju 2010 r. spółkę AGRI LNG – porozumienie zostało podpisane między Azerbejdżanem, Gruzją i Rumunią (w projekcie biorą udział odpowiednio: SOCAR, Oil and Gas Corporation of Georgia oraz ROMGAZ). W 2011 r. do konsorcjum przyłączyły się Węgry (MVM – Magyar Villamos Művek). Każdy z koncernów posiada 25% udziałów w AGRI LNG. Zaangażowanie Azerbejdżanu jest szczególnie istotne, biorąc pod uwagę zarówno rozwój produkcji z azerskich złóż gazowych (Szach-Deniz), jak również perspektywy połączenia Azerbejdżanu z Turkmenistanem poprzez gazociąg transkaspijski. Budowa terminalu LNG w Konstancy uzależniona jest od realizacji w ramach Korytarza Południowego projektu gazociągu AGRI (*Azerbaijan-Georgia-Romania-Interconnection*).

⁶¹ ><http://www.adria-lng.hr/><.

Projekt ten zakłada transport gazu azerskiego gazociągiem do gruzińskiego wybrzeża Morza Czarnego (terminal w Kulevi), gdzie będzie on skraplany i transportowany w formie LNG do rumuńskiego terminalu w Konstancy. Projekt ten może się okazać łatwiejszy w realizacji niż pozostałe planowane trasy Korytarza Południowego. Dla Azerbejdżanu projekt jest podwójnie korzystny – nie tylko tworzy alternatywę względem dostaw przez terytorium Rosji, ale także pozwala na ominięcie Turcji, z którą strona azerska spiera się o warunki i cenę tranzytu gazu.

Korytarz gazowy Północ-Południe w założeniu powinien mieć również połączenie z gazociągiem, który powstanie w ramach unijnej koncepcji Korytarza Południowego, która obejmuje realizację nowych tras transportu surowców energetycznych znad Morza Kaspijskiego, a także Bliskiego Wschodu oraz zawieranie partnerstw strategicznych z krajami eksporterami i krajami tranzytowymi z tych regionów. Obecnie rozważa się kilka projektów infrastrukturalnych i trudno ocenić, który z nich ma największą szansę realizacji. Kraje Europy Środkowej wsparły projekt Nabucco, ale jednocześnie Węgry poparły rosyjski projekt South Stream, który nie tylko stanowi poważne zagrożenie dla realizacji Nabucco, ale wręcz powstał po to, by storpedować ten najbardziej ambitny i kosztowny projekt unijny.⁶² W praktyce każda z proponowanych tras zaprezentowanych poniżej ma szansę wnieść istotny wkład w zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu na rynek UE. Obecnie stanowią one jednak względem siebie konkurencję. Po pierwsze, ze względów ekonomicznych. Po drugie, z racji realizacji rosyjskich i chińskich projektów infrastrukturalnych w Azji Środkowej – pozostaje coraz mniej potencjalnych

⁶² South Stream jest kosztownym projektem szacowanym na 15,5 mld euro, którego celem jest transportowanie gazu rosyjskiego (z Pochinki/Bieriegowaja) gazociągiem przez Morze Czarne do bułgarskiej Warny i dystrybuowania w krajach Europy Południowej i Południowo-Wschodniej. Obecnie w przedsięwzięciu biorą udział koncerny z Włoch, Węgier, Grecji i Bułgarii. South Stream ma dysponować imponującą przepustowością 63 mld m³ rocznie.

źródeł zaopatrzenia unijnych rurociągów.⁶³ Mając na względzie te problemy, zaczęto rozważać możliwość połączenia poszczególnych projektów, a w szczególności Nabucco i jego dotychczasowego rywala projektu – ITGI. Fuzją zainteresowane jest również konsorcjum TAP.⁶⁴

Tabela 4. Główne projekty krajów UE w ramach Korytarza Południowego

Projekt	Trasa	Przepustowość	Zaangażowane koncerny	Szacunkowy koszt
Nabucco	Turcja (Erzurum) – Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria (hub gazowy w Baumgarten) z Austrii gaz byłby dystrybuowany do pozostałych krajów UE (w tym Europy Środkowej)	31 mld m ³ /rok możliwość zwiększenia do 60 mld m ³	RWE OMV MOL Transgaz BEH Botas	8 mld euro
ITGI	Turcja – Grecja – Włochy	12 mld m ³ /rok	Edison DEPA Botas	500 mln euro
TAP – gazociąg transadriatycki	Grecja – Albania – Włochy	10–20 mld m ³ /rok	Statoil E.On Ruhrgas EGL	2 mld USD
AGRI	Azerbejdżan – Gruzja (terminal LNG w Kulevi) – Rumunia (terminal LNG w Kostancy)	7 mld m ³ /rok	Romgaz SOCAR GOGC MVM	4–6 mld euro

⁶³ K. PRONIŃSKA, *Geopolityka surowców energetycznych – trendy globalne i regionalne po kryzysie finansowym*, w: „Rocznik Strategiczny 2010/11”, Scholar 2011.

⁶⁴ *EU pushes pipeline merger in Southern gas corridor*, „EurActiv”, 18 luty 2011, źródło: ><http://www.euractiv.com/en/energy/eu-pushes-pipeline-merger-southern-gas-corridor-news-502272><.

Projekt	Trasa	Przepustowość	Zaangażowane koncerny	Szacunkowy koszt
Gazociąg transkaspijski	Turkmenistan (Turkmenbasy) przez Morze Kaspijskie do Azerbejdżanu (terminal Sangachal) stąd możliwe połączenie z gazociągiem Baku-Tbilisi-Erzurum i Nabucco	30 mld m ³	Zainteresowane są OMV i RWE	b.d.
Biały Potok (White Stream)	Azerbejdżan (terminal Sangachal) – Gruzja (przez Morze Czarne) do Bułgarii i na Ukrainę	32 mld m ³ /rok	Konsorcjum GUEU – White Stream Pipeline Company	b.d.

Źródło: Opracowanie KAMILA PRONIŃSKA W: K. PRONIŃSKA, *Geopolityka surowców energetycznych – trendy globalne i regionalne po kryzysie finansowym*, w: „Rocznik Strategiczny 2010/11”, Scholar 2011.

Gaz na potrzeby tras południowych wydobywany będzie ze złóż znajdujących się w Azerbejdżanie oraz Turkmenistanie. Gaz z Azerbejdżanu pochodzić ma przede wszystkim ze złoża szelfowego Szach Deniz II. Szacuje się, że w 2015 r. roczna produkcja z tego złoża będzie wynosić ok. 16 mld m³, z tego 10 mld m³ mogłoby być eksportowane na rynek UE. Nie jest to zatem wielkość umożliwiającą wypełnienie samego Nabucco, a co dopiero kilku gazociągów. Według części analityków rynku fuzja na przykład ITGI i Nabucco mogłaby w pewnym stopniu i tymczasowo rozwiązać ten problem. Dostawca nie musiałby wybierać między konkurencyjnymi trasami, nie hamowałoby to zatem prac nad budową rurociągów. Tańszy niż Nabucco gazociąg ITGI

mógłby powstać jako pierwszy, po to by otworzyć Korytarz Południowy. Ponieważ na potrzeby Nabucco gaz azerski i tak jest niewystarczający, fuzja mogłaby umożliwić projektowi przetrwanie i znalezienie w tym czasie nowych źródeł, nie wstrzymując jednocześnie budowy innych tras. Jednakże o ile z perspektywy ITGI byłoby to korzystne rozwiązanie, o tyle niekoniecznie opłaciłoby się konsorcjum Nabucco, które rzeczywiście musi znaleźć drugiego dostawcę, aby zapełnić rurociąg, ale potrzebuje też przez ten czas dostaw gazu azerskiego. Nabucco jest najdroższym i najbardziej skomplikowanym projektem, dlatego też pojawia się wokół tej trasy dużo kontrowersji i wielu analityków poddaje w wątpliwość szanse jego realizacji. Z punktu widzenia krajów Europy Środkowej Nabucco ze względu na swoją przepustowość i przebieg trasy jest jednak najlepszym rozwiązaniem spośród wszystkich planowanych tras Korytarza Południowego. Dlatego też szczególnie istotną rolę odegrać może podwodne połączenie Turkmenistanu-Azerbejdżanu tzw. gazociągiem transkaspijskim. Turkmenistan posiada największe udokumentowane złoża spośród krajów Azji Centralnej – 8,1 bilionów m³ (tj. 4,3% rezerw światowych); dla porównania, zasoby Azerbejdżanu szacowane są na 1,3 biliony m³. Mógłby zatem dostarczać tą trasą brakujące ilości surowca.⁶⁵ O determinacji UE w odniesieniu do projektu gazociągu transkaspijskiego świadczy podjęcie przez Radę UE w 2011 r. bezprecedensowej decyzji o udzieleniu Komisji Europejskiej mandatu do prowadzenia negocjacji z Azerbejdżanem i Turkmenistanem w sprawie określenia ram prawnych tego gazociągu.

⁶⁵ BP, *Statistical Review of World Energy 2010, op. cit.*, s. 22. Turkmenistan produkował w 2009 r. 36,6 mld m³ a głównymi odbiorcami turkmeńskiego gazu były Rosja i Iran. Od 2010 r. do grona odbiorców dołączyły również Chiny, dzięki uruchomieniu gazociągu Saman Depe-Xinjnan.

2.4. Znaczenie połączeń międzysystemowych i projektów dywersyfikacyjnych dla regionu Europy Środkowej

Tworzenie nowych połączeń infrastrukturalnych przez państwa Europy Środkowej ze sobą nawzajem oraz z państwami sąsiednimi odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego regionu. Otwierane interkonektory gazowe służą bezpieczeństwu dostaw już obecnie, ale są one zarazem częścią szerszego projektu Korytarza Północ-Południe, dzięki któremu możliwe będzie powstanie prawdziwego, zintegrowanego rynku gazowego Europy Środkowej z więcej niż jednym zewnętrznym dostawcą.

W sensie geostrategicznym nowe połączenia międzysystemowe:

- 1) pozwolą zdywersyfikować dostawców gazu ziemnego na potrzeby rynku środkowoeuropejskiego (dzięki dostępowi do terminali LNG oraz gazociągów Korytarza Południowego transportujących gaz z Azji Centralnej) i tym samym uzyskać większą niezależność od dostaw rosyjskich;
- 2) stanowić będą, obok rezerw strategicznych, kluczowe zabezpieczenie na wypadek zewnętrznych zakłóceń dostaw ze wschodu;
- 3) umożliwią transport gazu ziemnego w różnych kierunkach, w tym północ-południe i zachód-wschód, zmniejszając tym samym zależność od powstałego jeszcze w czasach ZSRR jednokierunkowego systemu gazociągowego wschód-zachód.

Dzięki otwarciu nowych połączeń bezpieczeństwo energetyczne może zostać wzmocnione również w wymiarze ekonomicznym poprzez:

- 1) uzyskanie większej elastyczności w wyborze dostawców;
- 2) stworzenie dostępu do kontraktów zawieranych na rynku spot;
- 3) otwarcie nowych możliwości zakupów na rynku LNG, którego ceny są bardziej elastyczne i w zależności od koniunktury oraz tendencji popytowo-podażowych i mogą być korzystniejsze niż gazu

- dostarczanego gazociągami w ramach mało elastycznych kontraktów długoterminowych;
- 4) stworzenie większego, zintegrowanego, zliberalizowanego, a przez to bardziej atrakcyjnego dla zewnętrznych dostawców rynku Europy Środkowej (a także szerzej Europy Środkowej i Wschodniej);
 - 5) uzyskanie większej siły przetargowej w negocjacjach z Rosją dotyczących warunków dostaw; co więcej, Gazprom będzie musiał ustalić jedną cenę dla wszystkich odbiorców z Europy Środkowej, a nie ją różnicować wedle własnych kalkulacji politycznych i ekonomicznych tak, jak to wygląda obecnie;
 - 6) wzrost konkurencji na zintegrowanym rynku;
 - 7) czerpanie korzyści z integracji regionu Europy Środkowej ze zintegrowanym rynkiem gazowym pozostałych krajów UE i stworzenia największego na świecie zintegrowanego rynku energii i gazu.

3. Instytucjonalizacja współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej i jej wpływ na politykę energetyczną UE

3.1. Współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej i formuły V4+

Instrumentem pomocnym w harmonizacji działań na rzecz większej integracji rynków energetycznych Europy Środkowej jest Grupa Wyszehradzka (V₄).⁶⁶ Przez lata jednak współpracę w ramach V₄

⁶⁶ Geneza współpracy wyszehradzkiej sięga spotkania prezydentów Polski, Czechosłowacji oraz Węgier w lutym 1991 r. w węgierskim Wyszehradzie. Celem Trójkąta Wyszehradzkiego przekształconego po rozpadzie Czechosłowacji w Grupę Wyszehradzką, była m.in. współpraca polityczna na rzecz integracji z zachodnimi instytucjami oraz regionalna integracja gospodarcza.

charakteryzowała stagnacja. W sferze energetycznej państwa V₄ prowadziły niezależne od siebie i nieskoordynowane działania, a zinstytucjonalizowana współpraca energetyczna w ogóle nie istniała.

Wpływ na dynamiczny rozwój współpracy państw Europy Środkowej w sferze energii w ramach V₄ miały przede wszystkim rosyjsko-ukraińskie kryzysy gazowe, które wymusiły działania na rzecz budowy połączeń międzysystemowych, w tym w szczególności Korytarza Północ-Południe, jako istotnego elementu wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. Dodatkowym czynnikiem sprzyjającym rozwojowi współpracy państw V₄ jest również perspektywa uruchomienia w Polsce produkcji gazu łupkowego. Gaz łupkowy może odmienić sektor gazowy Europy Środkowej, a także jej miejsce w europejskim łańcuchu dostaw energii.

Jakościową zmianę w podejściu państw V₄ do rozwiązywania problemów energetycznych regionu szczególnie widać na przykładzie Węgier, które przed kryzysami charakteryzowała bardzo powściągliwa postawa wobec procesów zacieśniania współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej. Już po kryzysie 2006 r. rząd węgierski poparł inicjatywy wzmocnienia połączeń rynków gazowych i opracowania wspólnych strategii reagowania kryzysowego. Jednakże mimo tego pragmatycznego zwrotu, Węgry nadal stawiały na rozwiązania bilateralne. Prowadziły zatem, między innymi, politykę wspierania Rosji w realizacji gazociągu South Stream, podczas gdy pozostałe kraje środkowoeuropejskie wyraźnie preferowały unijny projekt Nabucco. Gazprom zachęcał Węgrów potencjalnymi korzyściami ekonomicznymi i strategicznymi, jakie wiązać się mają z budową konkurencyjnego względem Nabucco gazociągu – zapowiadał m.in. budowę komercyjnych magazynów gazu i stworzenie z Węgier europejskiego hubu gazowego. Węgry ze względu na wyjątkową wrażliwość własnego systemu energetycznego, w tym udział Rosji w różnych sektorach

energetyki,⁶⁷ starały się uzyskać gwarancję stabilnych dostaw gazu rosyjskiego trasami niezależnymi od Ukrainy. Po kryzysie 2009 r. nastąpiło znacznie większe skierowanie uwagi Węgier na konieczność realizacji projektów regionalnej integracji, jako głównego instrumentu bezpieczeństwa dostaw, czego wyrazem były priorytety węgierskiej prezydencji w UE – budowa zintegrowanego rynku energii i bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych, a także *Memorandum of Understanding* krajów V₄ podpisane w lutym 2010 r., w którym wszystkie strony poparły projekt Nabucco. Wsparcie dla Nabucco nie oznaczało jednak wycofania się Węgier z uczestnictwa w rosyjskim projekcie South Stream.⁶⁸

Wyrazem zmieniających się potrzeb krajów Europy Środkowej była węgierska inicjatywa zwołania regionalnego szczytu energetycznego. Szczyt bezpieczeństwa energetycznego krajów V₄+ odbył się w Budapeszcie 24 lutego 2010 r. Wzięli w nim udział szefowie rządów Czech, Polski, Słowacji, Węgier, Bułgarii, Chorwacji, Rumunii, Serbii, Słowenii, a także przedstawiciele Austrii, Bośni i Hercegowiny, USA, KE i IEA. Uchwalona podczas szczytu deklaracja określiła płaszczyzny współpracy na rzecz zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa energetycznego.⁶⁹ Strony zobowiązały się do prowadzenia działań na rzecz tworzenia propozycji nowych projektów infrastrukturalnych oraz pozyskania funduszy UE (m.in. ze środków z polityki spójności) w celu budowy połączeń międzysystemowych w regionie. Zapowiedziana również została większa

⁶⁷ W 2006 r. Gazprom stał się udziałowcem w węgierskich magazynach gazu i firmach hurtowniczych. W posiadanie mniejszościowych udziałów wszedł dzięki strategicznemu partnerstwu z E.ON Ruhrgas. Rosyjski koncern Surgutneftgaz jest natomiast udziałowcem w największym węgierskim koncernie naftowym Mol (ma 21%).

⁶⁸ Zostało to wyraźnie podkreślone w deklaracji szczytu w Budapeszcie, w której znajduje się adnotacja, że zarówno Węgry, jak i Bułgaria, Chorwacja, Serbia i Słowenia są zaangażowane w projekt South Stream, który „umożliwi im dostęp do źródeł gazu alternatywnymi trasami”.

⁶⁹ *Declaration of the Budapest V₄+ Energy Security Summit*, Budapeszt, 24 lutego 2010.

współpraca między koncernami energetycznymi Europy Środkowej i Południowej na rzecz zwiększenia synergii i bezpieczeństwa dostaw.

Ważnym zapisem deklaracji budapesztańskiej było podkreślenie determinacji państw V₄+ w dążeniu do powstania Korytarza Północ-Południe, promowanie i implementacja projektu Nabucco oraz NETS, a także wsparcie dla budowy rumuńskiego terminalu LNG w Konstancy i innych tego rodzaju projektów w regionie Morza Czarnego (w tym związanych z przewozem i magazynowaniem CNG). W ten sposób wyklarowała się i uzyskała wsparcie rządów V₄+ koncepcja „Trójkąta dostaw gazu Północ-Południe-Wschód” (*North-South-East gas supply triangle*), zgodnie z którą wierzchołki trójkąta stanowią, odpowiednio, terminale LNG polski i chorwacki oraz gazociąg Nabucco.

Od szczytu budapeszteńskiego współpraca w formule V₄ oraz V₄+ nabrała przyspieszenia w pięciu głównych obszarach. Są to:

- 1) dywersyfikacja źródeł i tras transportu surowców energetycznych;
- 2) integracja rynków energetycznych;
- 3) budowa korytarza transportowego Północ-Południe;
- 4) opracowywanie mechanizmów postępowania w sytuacjach kryzysowych;
- 5) formułowanie wspólnych stanowisk wobec polityki energetycznej UE.

Wspólne działania we wszystkich wskazanych obszarach w istotny sposób wpłyną na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw w regionie. Zgodnie z deklaracją ministrów energetyki krajów V₄ ze stycznia 2011 r. w zakresie dywersyfikacji źródeł celem jest stworzenie takich połączeń infrastrukturalnych, które stworzą fizyczny dostęp do co najmniej dwóch różnych źródeł gazu spoza UE, tak by zmniejszyć zależność od Rosji. W odniesieniu do ropy naftowej kraje V₄ dążą do utrzymania stabilnych dostaw systemem rurociągów „Przyjaźń” i jednocześnie do poszukiwania możliwości dywersyfikacyjnych, m.in. poprzez zwiększenie przepustowości TAL czy

unowocześnienie rurociągu Adria. W obszarze integracji rynków celem jest rozwój wspólnych projektów połączeń międzysystemowych, wymiana informacji na temat polityki energetycznej i prawa energetycznego, a także harmonizacja regulacji. Szczególnie istotnym obszarem wzmocnionej współpracy energetycznej jest przygotowanie projektu Korytarza energetycznego Północ-Południe, w tym: identyfikacja korzyści dla krajów regionu; przygotowanie technicznej dokumentacji i oceny dalszych możliwości rozwoju współpracy (m.in. NETS); opracowanie planu szczegółowych działań i przygotowanie od strony technicznej projektów niezbędnych do uruchomienia całego korytarza przesyłowego przed 2020 r.; zapewnienie wspólnego wsparcia finansowego realizacji poszczególnych elementów projektu. Wzmocniona współpraca regionalna we wskazanych obszarach ma szansę odegrać ważną rolę w implementacji unijnego prawa energetycznego w odniesieniu do rynku gazu i energii elektrycznej oraz we wzmocnieniu mechanizmów obronnych regionu w sytuacjach kryzysów energetycznych. Istnienie połączeń międzysystemowych jest koniecznym warunkiem dalszego opracowywania wspólnych mechanizmów solidarnego działania w sytuacjach zakłóceń dostaw gazu oraz reguł współpracy w sytuacjach zaburzeń dostaw ropy lub elektryczności. Obecnie państwa koncentrują się na koordynacji stanowisk w odniesieniu do regulacji UE w sferze bezpieczeństwa dostaw gazu, w tym koordynacji narodowych planów działań kryzysowych.

W ramach V₄ opracowywany jest także *Action Emergency Plan*, który będzie obejmował zasady współpracy i reakcji w sytuacjach zaburzeń dostaw. Przygotowywane mają być również wspólne analizy funkcjonowania istniejących i przyszłych tras przesyłowych w kontekście oceny poziomu ryzyka zakłóceń dostaw. Obecnie kraje V₄ wymieniają się na bieżąco doświadczeniami w tym obszarze, jak również w zakresie implementacji rozporządzenia RUE i PE w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu. W dziedzinie wspólnej polityki energetycznej UE w interesie krajów V₄ leży wspieranie debaty w ramach KE na temat rozwoju i roli

regionalnych inicjatyw energetycznych i przedstawianie wspólnego stanowiska w poszczególnych dziedzinach polityki energetycznej UE.⁷⁰

Kluczową rolę we współpracy energetycznej krajów Europy Środkowej odgrywają regularne spotkania Grupy Wysokiego Szczebla ds. Energii (*HGL on energy*), które wyznaczają kierunki przyszłych działań na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw, oraz podległych jej grup roboczych, które zajmują się poszczególnymi projektami regionalnymi. Zadaniem HGL oraz eksperckich grup roboczych jest wypracowanie konkretnych propozycji w zakresie implementacji projektów infrastrukturalnych (zwłaszcza w zakresie budowy Korytarza gazowego Północ-Południe) oraz lepszej koordynacji współpracy w ramach UE. Spotkania eksperckie rozszerzane są o przedstawicieli krajów Europy Południowo-Wschodniej, tj. Rumunii, Bułgarii, Serbii Chorwacji i Bośni (formuła spotkań V₄₊). Uczestniczy w nich również Austria, jako jedyny przedstawiciel „starej” UE.

Polityczne deklaracje państw V₄₊ są czynnikiem z pewnością wspomagającym rozwój procesu integracji rynków energetycznych i wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. W sensie technicznym prace nad terminalami LNG i interkonektorami trwały od lat, wsparcie rządowe i koordynacja działań na rzecz pozyskania funduszy UE może jednak znacząco wpłynąć na przyspieszenie implementacji poszczególnych projektów. W praktyce postęp we współpracy będzie zależeć w dużej mierze od działań głównych podmiotów gospodarczych działających w sektorze energetycznym, regulatorów energetyki i operatorów systemów przesyłowych (TSO). Większość inwestycji w elementy infrastruktury energetycznej będzie pochodzić od prywatnych inwestorów. Głównym

⁷⁰ Ministrowie energetyki podczas spotkania w Bratysławie wskazali również inne szczegółowe dziedziny przyszłej współpracy, w tym wzmocnienie współpracy w obszarze rozwoju nowych technologii energetycznych, w tym technologii nuklearnych i czystego węgla; wzmocnienie współpracy w sektorze energii elektrycznej w celu podniesienia bezpieczeństwa systemów energetycznych w regionie. *Declaration of the V₄ energy ministers*, Bratysława, 25 stycznia 2011 r.

zadaniem państw działających w ramach V₄₊ będzie zatem stworzenie lepszego klimatu regulacyjnego i politycznego. Im bardziej rynek Europy Środkowej będzie zintegrowany i zharmonizowany w sensie regulacyjnym, tym bardziej będzie zachęcający dla zagranicznych inwestorów. Współpraca państw V₄₊ może mieć również wymierne efekty w kontekście pozyskiwania funduszy na realizację poszczególnych projektów energetycznych – ze względu na preferencje instytucji finansowych i UE większe szanse na finansowanie mają wspólne projekty infrastrukturalne niż indywidualne.

3.2. Siła państw Europy Środkowej w ramach UE – współpraca w dziedzinie budowy jednolitego ryнку energetycznego i wzmacniania bezpieczeństwa dostaw

Siła i lobbying

Od umiejętności formułowania wspólnych celów w odniesieniu do polityki energetycznej UE oraz koordynowania działań krajów Europy Środkowej (a także w szerszym gronie państw Europy Środkowej i Wschodniej) może zależeć efektywność wpływu na politykę energetyczną UE. Działając wspólnie, państwa regionu mają znacznie większą siłę przetargową, a ma to ogromne znaczenie, biorąc pod uwagę kolidyjność celów unijnej polityki energetycznej, a także fakt, że polityka energetyczna UE może przynieść krajom Europy Środkowej zarówno korzyści, jak i straty. Odpowiednie zrównoważenie bilansu zysków i strat, a także rozłożenie ciężarów związanych z implementacją niektórych rozwiązań unijnych w sferze liberalizacji oraz polityki klimatycznej ma większe szanse powodzenia, jeśli państwa tworzą koalicje.

O sile koalicji krajów Europy Środkowej i ich potencjalnych partnerów w ramach formuły V₄₊ decydują czynniki instytucjonalne – siła

głosów w unijnych instytucjach, umiejętność tworzenia koalicji i zdolności dyplomatyczne w ramach formalnych i nieformalnych struktur oraz pozainstytucjonalne, związane z siłą rynkową tych państw.

W kontekście instytucjonalnym Polska, Czechy, Węgry i Słowacja dysponują łącznie 58 głosami w głównym organie decyzyjnym, czyli w Radzie UE, co stanowi 16,81% głosów, i mają obecnie 107 posłów w PE (14,5% MEPs). Jeśli dodać do tego grona Bułgarię, Rumunię, Słowenię, a także Litwę, Łotwę, Estonię – jako potencjalnych partnerów koalicyjnych w określonych kwestiach związanych z polityką energetyczną UE (tj. korytarze przesyłowe, połączenia sieci energetycznych, solidarność energetyczna, wspólna zewnętrzna polityka energetyczna), to siła ta wzrasta do 27,2% głosów w RUE oraz 190 eurodeputowanych (25,8% MEPs). Liczba tych drugich jest szczególnie istotna w kontekście ustaleń Traktatu z Lizbony, na mocy którego Parlament Europejski otrzymał uprawnienia wetowania legislacji w ramach procedury kodecyzji, która obejmuje politykę energetyczną. Koalicje budowane w ramach PE mogą zatem odgrywać znaczącą rolę w procesach decyzyjnych UE, tym bardziej że parlamentarzyści są bardziej elastyczni niż delegaci Rady, ściśle związani instrukcjami rządowymi.

Ponadto państwa Europy Środkowej rozwijają w Brukseli sieć powiązań formalnych i nieformalnych, współpracując, między innymi, na poziomie attaché ds. energii stałych przedstawicielstw wszystkich tych państw przy UE czy spotkań eksperckich, podczas których wypracowywane są wskazówki co do przyszłych wspólnych działań na forum UE.⁷¹ W odróżnieniu od współpracy w ramach V₄ (Grupy Wysokiego Szczebla) współpraca w odniesieniu do polityki energetycznej UE jest ściśle zależna od unijnej agendy, a przez to ma charakter

⁷¹ M. RUSZEL, *Państwa V₄ w UE*, w: J. ŚWIĄTKOWSKA (red.), „Bezpieczeństwo energetyczne państw Grupy Wyszehradzkiej. Jak zmieniają się relacje energetyczne w Europie”, Instytut Kościuszko 2011, s. 75.

bardziej *ad hoc* niż regularny.⁷² Bardzo ważną funkcję pełnią zatem stałe przedstawicielstwa przy UE, które zdobywają wiedzę na temat rozwoju unijnej polityki, postępu w promocji konkretnych inicjatyw, a także blisko współpracują z organizacjami, think-tankami, osobami pracującymi w unijnych instytucjach, reprezentującymi różne interesy i wizje polityki energetycznej. Stworzenie sieci kontaktów jest kluczowe w prowadzeniu gier lobbingsowych w strukturach unijnych na rzecz własnych interesów w sferze energetycznej. Nowe kraje członkowskie przez długi czas pozostawały bierne wobec procesów decyzyjnych w sferze polityki energetycznej – raczej należały do grona odbiorców niż współtwórców decyzji UE.⁷³ Wynikało to stąd, że dopiero się uczyły mechanizmów wpływania na politykę energetyczną UE, która jest obecnie w dużej mierze podporządkowana interesom państw UE-15, a zwłaszcza największych konsumentów energii – Niemiec, Wielkiej Brytanii, Włoch i Francji. Włączenie się do klubu wpływowych graczy okazało się znacznie trudniejszym procesem niż samo przystąpienie do UE i równie skomplikowanym jak implementacja zobowiązań poakcesyjnych.⁷⁴

W sferze bezpieczeństwa energetycznego zdolności dyplomatyczne i umiejętność tworzenia efektywnie działających koalicji są elementem *soft power*, siła rynkowa natomiast, połączenia infrastrukturalne, znaczenie państwa czy regionu w łańcuchu dostaw energii to *hard power*. Kraje Europy Środkowej rozpatrywane indywidualnie nie dysponują znaczącą siłą rynkową. Słowacja ma wprawdzie najmniejszy rynek energetyczny,

⁷² M. KOŁACZKOWSKI, *Współpraca energetyczna państw V4*, w: J. ŚWIĄTKOWSKA (red.), *op. cit.*, s. 82.

⁷³ G. PASSY, *EU lobbying from a new EU member state perspective*, EurActiv 19 września 2011, ><http://www.euractiv.com/enlargement/eu-lobbying-new-eu-member-state-perspective-analysis-507750><.

⁷⁴ G. PASSY, *EU lobbying from a new EU member state perspective*, EurActiv 19 września 2011, ><http://www.euractiv.com/enlargement/eu-lobbying-new-eu-member-state-perspective-analysis-507750><.

ale odgrywa unikalną rolę kraju tranzytowego. Udział największego rynku energetycznego w regionie – Polski w unijnej konsumpcji energii pierwotnej wynosi 5,6%, gazu ziemnego około 3%, a ropy naftowej 4%. Ujmowane jednak łącznie Czechy, Polska, Słowacja i Węgry konsumują 171 Mtoe energii pierwotnej, co stanowi 11% unijnej konsumpcji. Przypada na nie jednocześnie 8,4% unijnej konsumpcji gazu ziemnego oraz 7% ropy naftowej.⁷⁵

Z perspektywy eksporterów, a także zagranicznych inwestorów zintegrowany rynek Europy Środkowej jest znacznie bardziej atrakcyjny. Szczególnie interesująco przedstawia się pozycja regionu w odniesieniu do rosyjskiego dostawcy. Indywidualnie na państwa regionu przypada od 6% rosyjskiego eksportu gazu (jak w przypadku Węgier) do 4% (przypadek Słowacji). Znajdują się one wprawdzie w pierwszej dziesiątce największych importerów gazu z Rosji, ale są też znacznie mniejszymi rynkami zbytu niż rynki niemiecki, włoski czy turecki. Połączone są jednak drugim po Niemczech najważniejszym odbiorcą gazu z Rosji, z około 18% udziałem w rosyjskim eksporcie.⁷⁶ Biorąc pod uwagę uzależnienie rosyjskiej gospodarki od dochodów z eksportu, wspólnie generują one znaczącą część przychodów budżetowych tego kraju. Co więcej, nawet po uruchomieniu gazociągu Nord Stream, a także systemu BTS-2 region Europy Środkowej pozostanie ważnym szlakiem przesyłowym surowców rosyjskich w ich drodze na zachód.

Świadomość, jak znaczącą siłą mogą dysponować łącznie kraje Europy Środkowej w sferze energetycznej, jeśli ich rynki zostaną zintegrowane w sprawnie funkcjonujący rynek regionalny, powinna skłaniać je do współpracy. Koordynacja działań na forum UE może być ważnym instrumentem realizacji ich narodowych interesów w sferze energetycznej.

⁷⁵ Dane za rok 2009 r., obliczenia własne na podstawie *BP Statistical Review of World Energy*, czerwiec 2010, British Petroleum 2010.

⁷⁶ A. NOSKO, A. ORBN, W. PACZYŃSKI, F. CERNOCH, J. JAROS, *Energy Security*, Policy Paper, Visegrad Security Cooperation Initiative 2010.

W praktyce tego rodzaju współpraca i koordynacja stanowisk państw Europy Środkowej wobec polityki energetycznej UE zostały podjęte dopiero pod wpływem zakłóceń w dostawach gazu powstałych w wyniku rosyjsko-ukraińskich kryzysów gazowych. Był to czas „przebudzenia” krajów Europy Środkowej, które zdały sobie sprawę, że muszą same zadbać o własne interesy, między innymi poprzez wspólne działania w obrębie UE.

Infrastruktura i zintegrowany rynek – pozyskiwanie funduszy UE

Budowa nowych połączeń została w naturalny sposób potraktowana przez kraje dotknięte kryzysem gazowym priorytetowo. Nie można się mierzyć z pozostałymi celami polityki energetycznej UE, nie zapewniając sobie w pierwszej kolejności bezpieczeństwa energetycznego w sensie geostrategicznym. Dywersyfikacja źródeł dostaw, tras transportu oraz stworzenie sieci połączeń między systemami energetycznymi państw danego regionu odgrywają w tym względzie rolę kluczową. Od tych przedsięwzięć zależy przetrwanie państw w sytuacji zewnętrznego kryzysu i przerwania dostaw. Tymczasem mimo bliskości geograficznej, rynki energetyczne krajów Europy Środkowej, w tym w szczególności rynek gazowy, jak wskazywano wcześniej, funkcjonują w oderwaniu od siebie nawzajem. Sytuacja, w której istnieją jedynie połączenia wschód-zachód, praktycznie nie funkcjonują połączenia północ-południe, a kraje regionu zależą *de facto* od jednej głównej trasy importu, jest kluczowym problemem, który sprawia, że są one znacznie bardziej podatne na zewnętrzne kryzysy energetyczne niż ich zachodni sąsiedzi. Czynniki te decydują o podejściu środkowoeuropejskich członków UE do unijnej polityki energetycznej, zarówno w jej wymiarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym, które różni się od wizji krajów UE-15.

W wymiarze wewnętrznym polityki energetycznej większość państw UE, „starych członków”, koncentruje się na zagadnieniu liberalizacji

rynków energetycznych oraz/bądź budowaniu zrównoważonej polityki energetycznej, uwzględniającej kwestie ochrony środowiska i walki z globalnym ociepleniem. Państwa te w większości mają już odpowiednią infrastrukturę, a także ujednoczone regulacje – mogą zatem skupiać uwagę na kolejnych etapach procesu liberalizacji i wdrażania wyższych standardów ekologicznych systemów energetycznych. Nowe państwa członkowskie, w tym państwa regionu Europy Środkowej, podejmują natomiast w ramach UE działania zmierzające przede wszystkim do wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw (*security of supply*) jako komponentu unijnej polityki energetycznej. W ich interesie leży zatem budowanie wspólnej polityki energetycznej UE, w tym utworzenie wspólnego rynku – ujednoczonego systemu energetycznego funkcjonującego dzięki odpowiedniej infrastrukturze i regulacjom w zakresie działań w sytuacjach kryzysowych, w który włączone będą kraje Europy Środkowej. Mając jednak na względzie istniejące bariery infrastrukturalne, znajdują się one dopiero w pierwszej fazie integracji rynków – budowy połączeń międzysystemowych. Infrastruktura ma zatem służyć dwóm podstawowym celom – sprostaniu przyszłemu zapotrzebowaniu oraz niedopuszczeniu do wybuchu kryzysu w sytuacji zakłóceń dostaw. Budowa odpowiedniej infrastruktury jest również niezbędnym warunkiem do dalszej implementacji zasad zintegrowanego rynku energetycznego, w tym trzeciego pakietu liberalizacyjnego, i harmonizacji regulacji w zakresie funkcjonowania systemów energetycznych.⁷⁷ To z kolei umożliwi przejście do kolejnych etapów tworzenia wspólnej polityki energetycznej UE.

Państwa Europy Środkowej współpracują zatem w UE w kwestii rozwoju regionalnych inicjatyw i promocji nowych projektów infrastrukturalnych w regionie i pozyskiwania funduszy na ich realizację. W tym obszarze miały one wpływ na listę priorytetowych projektów

⁷⁷ O tym, jak niebezpieczne jest pozostawienie bezpieczeństwa dostaw siłom rynkowym bez odpowiednich regulacji, świadczy kryzys kalifornijski (przerwy w dostawach energii elektrycznej) z 2000 r.

infrastrukturalnych przedstawioną przez KE w listopadzie 2010 r., na której znalazły się m.in. połączenia w ramach Korytarza Północ-Południe. Wcześniej projekt ten nie był wskazywany wśród priorytetowych korytarzy energetycznych UE.⁷⁸ We wrześniu 2010 r. kraje V₄ w liście otwartym do komisarza UE ds. energii przedstawiły argumentację na rzecz budowy Korytarza Północ-Południe i wskazały konkretne projekty składające się na realizację tego przedsięwzięcia, które powinno wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne całej UE. Projekt uzyskał wsparcie KE, a w lutym 2011 r. Jose Manuel Barosso we współpracy z liderami krajów V₄ ustanowił Grupę Wysokiego Szczebła, która ma się zajmować planistyką i realizacją priorytetowych połączeń trzech mórz.⁷⁹ W obszarze energii elektrycznej kraje regionu wspierały rozwój *Central East Electricity Regional Initiative*, która ma przyspieszyć integrację rynków energii elektrycznej krajów V₄+. Realizacja tych inicjatyw i projektów umożliwi implementację trzeciego pakietu liberalizacyjnego, który również wspierały państwa regionu.⁸⁰

Kraje V₄+ prezentują także wspólne stanowisko co do pozyskiwania środków z polityki spójności na wspólne projekty infrastrukturalne w sektorze energetycznym oraz stworzenia nowego instrumentu finansowego *Energy Security and Infrastructure Instrument*. Dzięki zmianom wprowadzonym przez traktat lizboński w odniesieniu do procedury decyzyjnej obowiązującej w ramach Europejskiego Banku Inwestycyjnego kraje Europy Środkowej powinny się również starać budować koalicje w celu pozyskania środków finansowych także z tego źródła na realizację

⁷⁸ Np. *Energy corridors European Union and Neighbouring countries* z 2007 r.

⁷⁹ V₄ Committee, *A common energy policy and V₄ foreign relations. Study Guide*, Bratislava Model United Nations 2011, s. 17.

⁸⁰ Trzeci pakiet liberalizacyjny wprowadza m.in. większą niezależność operatorów systemu przesyłowego, europejskie podejście do rozwoju infrastruktury, zwłaszcza w kontekście planowania (służyć temu ma dziesięcioletni plan rozwoju sieci – TYNDP), a także regulacje w zakresie większej przejrzystości w sferze handlu gazem i gromadzonych rezerw.

wspólnych projektów.⁸¹ Ważnym instrumentem współfinansowania budowy projektów interkonektorów gazowych i energii elektrycznej, na których zależy krajom Europy Środkowej, jest Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (EPR). Za pośrednictwem EPR dotowane przez UE były m.in. połączenia gazowe Węgier z Rumunią, Węgier z Chorwacją, Polski z Czechami. KE podjęła również decyzję o współfinansowaniu kolejnych projektów infrastrukturalnych w regionie w dziedzinie gazu i energii elektrycznej,⁸² ale także szczególnie ważnych dla realizacji pozostałych celów polityki energetycznej obszarach projektów wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) i energetyki wiatrowej. Ideą EPR jest nadanie infrastrukturze energetycznej prawdziwie europejskiego wymiaru, co leży w interesie krajów Europy Środkowej. Obok EPR tradycyjnymi instrumentami wsparcia pozostają m.in. TEN-E oraz fundusze strukturalne.

Bezpieczeństwo dostaw i solidarność energetyczna

Lobbing na rzecz realizacji i wsparcia finansowego regionalnych połączeń międzysystemowych jest ważnym obszarem działań w sferze

⁸¹ Obecnie jednym z największych i najdroższych projektów energetycznych finansowanym w połowie ze środków EIB jest MEDGAZ, pierwszy gazociąg pod Morzem Śródziemnym. W regionie Europy Środkowej EIB współfinansuje m.in. interkonektor węgiersko-chorwacki, modernizację sieci energii elektrycznej w Czechach i Węgrzech, a także budowę instalacji energetyki odnawialnej w Czechach (rozwój PV) oraz Polsce (farmy wiatrowe EDRP-Margonin) >www.eib.org<.

⁸² Tj. doskonalenie interoperacyjności sieci elektroenergetycznych Austrii i Węgier (połączenie Wiedeń-Gyor), zwiększenie pojemności składowania czeskiego terminala gazowego na granicy polsko-czeskiej, rewersyjność słowacko-czeskiego i słowacko-austriackiego interkonektora gazowego, budowa terminala LNG w Świnoujściu. Wśród projektów dotowanych, ale o długim terminie wykonania znajdują się m.in. międzysystemowe połączenia gazowe między Rumunią i Bułgarią, projekty rewersyjnych gazociągów w Słowacji, Czechach, na Węgrzech, między Polską a Niemcami i Polską a Czechami. EPR odgrywa również istotną rolę w finansowaniu największych unijnych projektów infrastrukturalnych o charakterze dywersyfikacji źródeł dostaw – Nabucco, ITGI-Posejdon, GALSI.

budowania zintegrowanego rynku i wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw. Równie kluczowym zagadnieniem i przedmiotem wspólnego zainteresowania jest tworzenie w ramach UE mechanizmów reagowania kryzysowego w sytuacjach zaburzeń dostaw i podnoszenie znaczenia bezpieczeństwa dostaw w ramach polityki energetycznej UE. Służyć temu miała, między innymi, polska inicjatywa przedstawiona w 2006 r., wsparta przez kraje Europy Środkowej, zawarcia Traktatu Bezpieczeństwa Energetycznego, zobowiązującego sygnatariuszy do udzielenia pomocy państwu poszkodowanemu w wyniku zaburzeń dostaw. Propozycja ta pojawiła się w okolicznościach kryzysu gazowego i otworzyła dyskusję na temat rangi bezpieczeństwa dostaw wśród priorytetów polityki energetycznej UE oraz solidarności energetycznej. W przedstawionej w tym samym roku przez KE Zielonej Księżki znajdowała się sugestia, że państwa-członkowie powinny koordynować działania w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw. Przedstawiony został również pomysł stworzenia centrum monitoringu rynku energetycznego – obserwatorium takie zostało powołane w 2008 r. w ramach DG Tren (obecne DG Energy). Jednak już opublikowane w następstwie Zielonej Księgi dwa „Strategiczne przeglądy energetyczne” ze stycznia 2007 r. i listopada 2008 r. różniły się zasadniczo podejściem do bezpieczeństwa dostaw. Pierwszy dokument skupiał się głównie na zmianach klimatycznych i problematyce konkurencyjności, integracji rynków, przygotowując grunt pod trzeci pakiet regulacji liberalizacyjnych. Dopiero drugi postawił w centrum zainteresowania polityki energetycznej UE bezpieczeństwo dostaw, na czym szczególnie zależało krajom Europy Środkowej. Przedstawiono w nim pięciopunktowy *Action Plan on Energy Security and Solidarity*, w którym zarysowano potrzebę kompleksowego podejścia do zagadnienia wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw.

Całościowa strategia działań UE ma obejmować: po pierwsze, elementy geopolityczne i geostrategiczne – poszukiwanie wiarygodnych

dostawców, wzmocnienie zewnętrznych stosunków energetycznych UE (o czym bardziej szczegółowo w dalszej części analizy); po drugie, działania z zakresu zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego – dywersyfikacja źródeł energii i podnoszenie efektywności energetycznej; po trzecie, elementy interakcji między bezpieczeństwem dostaw a liberalizacją rynku energii elektrycznej i gazu, która zwiększa potrzebę współpracy i koordynacji działań różnych uczestników rynku, zwiększa możliwości inwestycyjne w sektorze produkcji i dystrybucji, a także jest elementem budowania paneuropejskiego rynku, który będzie wymagał koordynowania funkcjonowania sieci przesyłowych na poziomie europejskim.⁸³ Dokument wskazuje na konieczność budowania rezerw strategicznych i mechanizmów kryzysowych, tworzenia nowej infrastruktury energetycznej – w tym celu konieczne jest stworzenie odpowiednich regulacji i legislacji. Podstawą unijnej legislacji w tej dziedzinie są dyrektywa dotycząca bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (2005/89/EC) oraz rozporządzenie dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu (994/2010), które uchyliło wcześniej obowiązującą dyrektywę gazową (2004/67/EC).

Z punktu widzenia krajów Europy Środkowej najważniejszym osiągnięciem debaty nad bezpieczeństwem dostaw było przyjęcie odpowiednich zapisów Traktatu z Lizbony (art. 122), które nakładają na państwa UE zobowiązanie do działania w duchu solidarności w sytuacjach zaburzeń dostaw surowców strategicznych, w tym w szczególności surowców energetycznych. Traktat lizboński po raz pierwszy wprowadził także rozdział dotyczący energii (tytuł XXI „Energetyka”), w którym bezpieczeństwo dostaw i promocja połączeń infrastrukturalnych znalazły się wśród czterech filarów polityki energetycznej UE, obok funkcjonowania zintegrowanego rynku energetycznego oraz

⁸³ Patrz: CH. JONES, *Security of Supply*, w: CH. JONES (red.), „EU Energy Law. The Internal Energy Market. The Third Liberalization Package”, Vol. I, Claeys & Casteels 2010, s. 536–537.

promocji energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej. Naprzeciw potrzebom krajów Europy Środkowej w tej dziedzinie wychodzi również nowa strategia energetyczna UE przyjęta w lutym 2011 r., która podkreśla, że żadne państwo UE nie może pozostać odizolowane od europejskiej sieci elektrycznej i gazowej po 2015 r. i obawiać się o swoje bezpieczeństwo w związku z brakiem właściwych połączeń. Strategia zalicza bezpieczeństwo dostaw i budowę paneuropejskiego zintegrowanego rynku z odpowiednią infrastrukturą do pięciu priorytetów unijnej polityki.

W kwestii bezpieczeństwa dostaw kraje Europy Środkowej współpracowały w toku negocjacji nad szczególnie dla nich ważnym rozporządzeniem UE dotyczącym bezpieczeństwa dostaw gazu, którego celem było zagwarantowanie przygotowania krajów UE na wypadek przerwania dostaw gazu ziemnego, tak by nie dopuścić do wybuchu kryzysu, a zatem odcięcia dostaw do konsumentów. Symboliczne znaczenie ma fakt, że jest to pierwsza propozycja legislacyjna dotycząca energii przyjęta zgodnie z traktatem lizbońskim.⁸⁴

Rozporządzenie, przyjęte przez PE we wrześniu 2010 r., w sposób szczegółowy reguluje zasady identyfikowania zagrożeń bezpieczeństwa dostaw gazu, działań prewencyjnych i mechanizmów kryzysowych. Regulacje te opierają się na zasadzie dzielonej odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw pomiędzy przemysłem, rządem oraz organami regulacyjnymi na poziomach narodowym, regionalnym i europejskim. Chronieni konsumenci (gospodarstwa domowe, szpitale, przedszkola czy wybrane firmy) mają mieć zagwarantowane dostawy do co najmniej 30 dni w okresie zimowym w przypadku zakłóceń w dostawach. Kraje

⁸⁴ Podstawą prawną rozporządzenia jest art. 194 traktatu lizbońskiego. Umiejscawia ono bezpieczeństwo dostaw w kontekście zintegrowanego i połączonego rynku. J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, w: J.M. GLANCHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, „EU Energy Law & Policy. Yearbook 2011”, Claeys & Casteels 2011.

członkowskie i koncerny gazowe mają być zatem przygotowane na kryzys – czyli być w stanie zrekompensować braki zapasami bądź dostawami alternatywnymi. Co więcej, zgodnie z przyjętym kompromisem, KE będzie musiała ogłosić stan kryzysowy dla regionu dotkniętego przerwami dostaw na wniosek jednego kraju, a na wniosek dwóch dotkniętych państw będzie zobowiązana do ogłoszenia stanu kryzysowego dla całej UE. Kryzys trzeciego stopnia – czyli sytuacja zagrożenia – skutkować będzie uruchomieniem zasady solidarności energetycznej czyli wzajemnej pomocy, m.in. poprzez umożliwienie dostępu do magazynów gazu czy mocy przesyłowych.⁸⁵ Interwencja na rynku powinna być jednak traktowana jako ostateczność. W pierwszej kolejności inwestycje infrastrukturalne (m.in. w rewersyjność gazociągów) mają być głównym instrumentem ochrony przed zakłóceniami.⁸⁶ Na mocy rozporządzenia wzmocniona została rola KE, która będzie zatwierdzać krajowe plany działania kryzysowego, i powołana została Grupa Koordynacyjna ds. Gazu.⁸⁷ Rozporządzenie jest ogromnym osiągnięciem z punktu widzenia interesów państw regionu Europy Środkowej i Wschodniej oraz Południowej najbardziej zagrożonych przerwami dostaw z Rosji. Przewodniczący PE Jerzy Buzek uznał je za krok w stronę „prawdziwej europejskiej wspólnoty energetycznej”.

⁸⁵ We wcześniejszej dyrektywie KE z 2004 r. (2004/67/EC), która jako pierwsza wprowadzała zasady regionalnej i bilateralnej solidarności w sytuacji zakłóceń dostaw gazu, przerwy w dostawach musiałyby stanowić 20% dostaw gazu do UE, żeby można było podjąć interwencję na poziomie UE. Więcej: CH. JONES, *Security of Supply*, *op. cit.*, s. 552–560.

⁸⁶ Elastyczność infrastruktury gazowej została uznana za konieczny element przeciwdziałania zakłóceniom dostaw powstałym na głównych trasach przesyłowych (N-1 – single largest gas infrastructure).

⁸⁷ The Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC, rozporządzenie weszło w życie 2 grudnia 2010 r. Wcześniejsza dyrektywa przewidywała zwołanie takiej Grupy Koordynacyjnej w przypadku poważnych zakłóceń dostaw.

3.3. Działania krajów Europy Środkowej na rzecz wzmocnienia zewnętrznego wymiaru unijnej polityki energetycznej

Przegląd priorytetów kolejnych prezydencji w UE: czeskiej, węgierskiej i polskiej wskazuje, że zewnętrzna polityka energetyczna UE była celem każdej z nich.

Czechy sprecyzowały trzy główne cele (*sectional priorities*) swojej prezydencji: ekonomia, energia oraz Europa w świecie (trzy czeskie „Es”). W dziedzinie energii za kluczowe uznały rozwój wspólnej strategii energetycznej, włączając w to strategię bezpieczeństwa energetycznego, funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także rozwój zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej. W trakcie prezydencji Czechy podkreślały potrzebę wzmocnienia wschodniego wymiaru polityki energetycznej UE w kontekście polityki sąsiedztwa oraz dywersyfikacji zewnętrznych źródeł dostaw (m.in. poprzez budowę Korytarza Południowego) i poprawy stosunków UE z dostawcami. Prezydencja ta przypadła na okres najpoważniejszego, jak dotychczas, kryzysu gazowego rosyjsko-ukraińskiego ze stycznia 2009 r., w odniesieniu do którego udało się opracować wspólne stanowisko UE i doprowadzić do porozumienia między skłóconymi stronami. Prezydencji działającej w czasie kryzysu finansowego trudno było realizować wyznaczone cele, ale największym jej sukcesem okazały się działania w zakresie bezpieczeństwa energetycznego – mediacja UE podczas kryzysu gazowego, zabezpieczenie funduszy na projekt Nabucco (czemu niechętnie byli Niemcy), a także projekty połączeń międzysystemowych, zorganizowanie szczytu Korytarza Południowego w Pradze, podczas którego podpisane zostało porozumienie o przyspieszeniu prac nad Nabucco.⁸⁸

⁸⁸ D. MAREK, M. BAUN, *The Czech Republic and the European Union*, Routledge 2011, s. 134–138.

W trakcie czeskiej prezydencji udało się również doprowadzić do porozumienia między KE, RUE i PE w sprawie trzeciego pakietu liberalizacyjnego.

Węgry jednym z priorytetów swojej prezydencji w UE uczyniły bezpieczeństwo dostaw, zmniejszanie zależności importowych od krajów spoza UE i integrację rynków energetycznych, zwłaszcza w kontekście tworzenia połączeń międzysystemowych energii elektrycznej i gazu ziemnego. W sferze wspólnej polityki zagranicznej i bezpieczeństwa (CFSP) oraz bezpieczeństwa energetycznego Budapeszt skoncentrował się na rozwoju inicjatywy Partnerstwa Wschodniego, a także integracji Chorwacji z UE, która jest jednym z kluczowych elementów Korytarza gazowego Północ-Południe. Pierwsze spotkanie szefów państw i rządów UE dotyczące bezpieczeństwa dostaw i europeizacji polityki energetycznej odbyło się na początku węgierskiej prezydencji, w lutym 2011 r. W trakcie spotkania przyjęty został komunikat potwierdzający zaangażowanie państw członkowskich UE na rzecz bezpiecznej, pewnej, zrównoważonej i osiągalnej cenowo energii i przywiązanie do trzech głównych celów polityki energetycznej UE. Z punktu widzenia krajów Europy Środkowej ważne było wskazanie konieczności działania w tych obszarach na poziomie UE, a także operacjonalizacji solidarności między państwami członkowskimi. Komunikat podkreślał potrzebę zapewnienia większej spójności w stosunkach UE z kluczowymi zewnętrznymi producentami, krajami tranzytowymi i konsumentami energii, na czym szczególnie zależy krajom Europy Środkowej. W zakresie zewnętrznej polityki energetycznej wskazał on jednocześnie konieczność większej kreatywności UE na forach międzynarodowych i rozwoju partnerstw energetycznych z kluczowymi uczestnikami rynku energetycznego w licznych obszarach bezpieczeństwa energetycznego, w tym budowie transgranicznych korytarzy przesyłowych. Węgry były pierwszym krajem UE działającym w zmienionych traktatem lizbońskim warunkach instytucjonalnych – w komunikacie RE wezwano zatem również wysokiego przedstawiciela

UE ds. polityki zagranicznej i bezpieczeństwa do uwzględnienia w pełni w swoich pracach problemów bezpieczeństwa energetycznego.⁸⁹

Przed polską prezydencją, jako ostatnią reprezentującą interesy krajów Europy Środkowej, stało wyzwanie uczynienia priorytetu z zewnętrznej polityki energetycznej UE. Polska postawiła zatem przed swoją prezydencją następujące cele w sferze bezpieczeństwa energetycznego: rozwijanie rynku wewnętrznego i implementacja trzeciego pakietu liberalizacyjnego jako warunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego; wzmocnienie zewnętrznej polityki energetycznej UE oraz rozwijanie mechanizmów prewencyjnych, aby nie doszło do ponownych kryzysów gazowych; rozwój legislacji w obszarze efektywności energetycznej oraz pakietu infrastrukturalnego; finalizacja negocjacji nad rozporządzeniem nt. integralności i transparentności rynku energetycznego (REMIT); wzmocnienie bezpieczeństwa morskich platform naftowych i gazowych. Przez zwiększenie znaczenia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE Polska rozumie wzmocnienie pozycji UE względem zarówno zewnętrznych producentów, krajów tranzytowych, jak i importerów. Polska traktuje tę kwestię priorytetowo, zakładając, że zewnętrzna polityka energetyczna odegra kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa UE w przyszłości. Prezydencja zorganizowała m.in. seminarium na temat pogłębienia i poszerzenia wspólnoty energetycznej, a także szczyt Partnerstwa Wschodniego. Obie inicjatywy postrzegane są jako przejaw zwrotu polityki energetycznej UE w kierunku wschodnim. We wrześniu 2011 r. we Wrocławiu, zorganizowane zostało nieformalne spotkanie ministrów energetyki UE, którego następstwem było przyjęcie dwa miesiące później konkluzji Rady ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii o wzmocnieniu zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE.

⁸⁹ European Council the President, *Conclusions on Energy*, 4 lutego 2011 (PCE 026/11).

Kraje Europy Środkowej zdają sobie sprawę z różnic w podejściu państw UE do polityki energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego, a zwłaszcza ich zewnętrznego wymiaru, tym bardziej że w dotychczasowej praktyce UE znacznie więcej uwagi poświęcono wewnętrznym integracyjnym i pozaintegracyjnym celom polityki energetycznej. Postulują jednak wzmocnienie wspólnej platformy stosunków energetycznych w odniesieniu do środowiska zewnętrznego i synergii polityki energetycznej i CFSP. Ich największym sprzymierzeńcem w tym obszarze jest KE, podczas gdy wiele państw członkowskich jest raczej wstrzeмиęźliwych bądź przeciwnych rozszerzaniu zewnętrznych kompetencji UE w sferze energetycznej. Zanim państwa Europy Środkowej stały się członkami UE, polityka energetyczna formalnie nie była częścią CFSP i – zdaniem Richarda Youngs’a – zarówno wysocy urzędnicy w Brukseli, jak i politycy nie dostrzegali związków między bezpieczeństwem energetycznym i właściwym obszarem CFSP.⁹⁰ Mimo że już od lat 90. organizowane były przez UE regionalne konsultacje energetyczne, miały one raczej charakter *ad hoc* i nie były częścią przemyślanego, kompleksowego planu strategicznego. Debatę nad stworzeniem strategicznego podejścia do polityki energetycznej w jej wymiarach wewnętrznym i zewnętrznym zapoczątkowali w 2005 r. Brytyjczycy, a ożywił ją kryzys gazu. KE już w Zielonej Księdze z 2006 r. zatytułowanej „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” podkreślała, że krajobraz energetyczny Europy „wymaga wspólnej reakcji europejskiej”, gdyż „podejście opierające się na 25 oddzielnych politykach energetycznych już nie wystarczy”.⁹¹ W dokumencie tym KE jasno opowiedziała się za stworzeniem spójnej zewnętrznej polityki energetycznej, która umożliwi krajom członkowskim przemawianie wspólnym

⁹⁰ R. YOUNGS, *Energy Security. Europe's new foreign policy change*, Routledge 2009, s. 22.

⁹¹ Zielona Księga, *Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, Bruksela 8.03.2006, KOM(2006) 105.

głosem w kwestiach energetycznych i tym samym pozwoli im dużo lepiej realizować interesy w sferze bezpieczeństwa energetycznego. W praktyce okazało się, że efekt „szoku gazowego” był krótkotrwały i w kolejnych latach realizacja zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE została zdominowana przez politykę klimatyczną.⁹²

Jednym z ważnych odniesień w zewnętrznej polityce energetycznej jest idea rozprzestrzenienia poza granice UE podstawowych zasad i reguł zliberalizowanego rynku energii i gazu. Instrumentami wykorzystywanymi do realizacji tego ambitnego, ale w dużej mierze mało realistycznego celu są: Traktat Karty Energetycznej i Protokół Tranzytowy (ECT i TP), inicjatywy konsultacji energetycznych z producentami i krajami tranzytowymi, a także porozumienia regionalne, takie jak Traktat Wspólnoty Energetycznej.⁹³ Dążenie do inkorporowania unijnych zasad w dziedzinie liberalizacji i otwierania rynków energetycznych przez kraje spoza UE jest postrzegane jako ważne narzędzie

⁹² Spektakularnym tego wyrazem był Strategiczny Przegląd Energetyczny z 2007 r., zapowiedziany w Zielonej Księdze, w którym uderzająca jest nierównowaga między poszczególnymi wymiarami polityki energetycznej UE i koncentracja uwagi na zmianach klimatycznych oraz budowie rynku wewnętrznego. Szerzej na temat przewagi problematyki klimatycznej w wewnętrznym dyskursie UE w tym okresie: J. GAULT, *European Energy Security: Balancing Priorities*, Fondation para les Relations Internationales y el Dialogo Exterior, „FRIDE Comment”, Madrid, May 2007, R. YOUNG, *op. cit.*, s. 27–29.

⁹³ Stronami Traktatu są obok WE: Albania, Bośnia i Hercegowina, Chorwacja, Czarnogóra, była Jugosłowiańska Republika Macedonii, Mołdowa, Ukraina Serbia, Tymczasowa Misja NZ w Kosowie. Wszedł on w życie w lipcu 2006 r. Jego celem jest stworzenie stabilnego środowiska regulacyjnego w sektorze energetycznym, zintegrowanego rynku energetycznego państw Wspólnoty Energetycznej oraz wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw surowców. Więcej: M. HUNT, R. KAROVA, *The Energy Acquis Under the Energy Community Treaty and the Integration of South East European Electricity Markets: An Uneasy Relationship*, w: B. DELVAUX, M. HUNT, K. TALUS (ed.), *EU Energy Law and Policy Issues*, Euroconfidential 2010, s. 51. Ponadto reguły zintegrowanego rynku rozciągane są w ramach Europejskiego Obszaru Gospodarczego ustanowionego w styczniu 1994 r. z Islandią, Norwegią i Liechtensteinem. W listopadzie 2007 r. KE rozpoczęła negocjacje ze Szwajcarią w sprawie bilateralnego porozumienia w obszarze energii elektrycznej.

negocjacyjne. O ile jednak może ono przynieść wymierne rezultaty w odniesieniu do państw Europy Południowo-Wschodniej zainteresowanych integracją z UE, o tyle w przypadku zewnętrznych producentów, a zwłaszcza Rosji, trudno raczej oczekiwać dostosowania się do unijnych reguł gry na własnym podwórku. Konsultacje energetyczne należy zatem raczej postrzegać jako instrument budowania zaufania i zrozumienia między importerami a eksporterami i krajami tranzytowymi, rozwoju dodatkowych możliwości produkcyjnych i przesyłowych głównych regionów produkcji, zwiększenia przejrzystości i stabilności rynku surowcowego oraz minimalizowania ryzyka zaburzeń dostaw zewnętrznych.⁹⁴ Choć zatem w interesie krajów Europy Środkowej, podobnie jak w interesie całej UE, leży rozwijanie systemu regulacji międzynarodowych (jak ECT i TP) dotyczących handlu surowcami energetycznymi i ich implementacja w krajach będących kluczowymi dostawcami, jest to w dużej mierze myślenie życzeniowe, nie mające wiele wspólnego z realiami międzynarodowego rynku energetycznego i potrzebami eksporterów. Z perspektywy środkowoeuropejskiej szczególnie istotne jest oczywiście prowadzenie dialogu energetycznego z Rosją, ale wraz z rozwojem regionalnego rynku LNG wzrośnie dla nich znaczenie dialogu UE z krajami Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej.

Konkretne rezultaty może natomiast przynieść współpraca UE z krajami, które są stronami Traktatu Wspólnoty Energetycznej, który wszedł w życie 1 lipca 2006 r. W kontekście perspektyw realizacji

⁹⁴ Dialog energetyczny prowadzony jest przez UE na różnych azymutach – Eurośródziemnomorskie Forum Energetyczne, dialog z Rosją, z OPEC i Norwegią, a także z Ukrainą jako głównym krajem tranzytowym – i w zależności od potrzeb przyjmuje zróżnicowane, mniej lub bardziej sformalizowane formy, obejmuje różne obszary tematyczne i angażuje różne podmioty. Obok dialogu energetycznego instrumentem zewnętrznej polityki energetycznej są również porozumienia regionalne, Współpraca Energetyczna Regionu Morza Bałtyckiego czy szczególnie ważna Wspólnota Energetyczna Europy Południowo-Wschodniej, a także współpraca z organizacjami regionalnymi w sferze energetycznej oraz działania na rzecz implementacji Traktatu Karty Energetycznej i Protokołu Tranzytowego.

projektu Korytarza Północ-Południe, szczególne znaczenie ma współpraca z Chorwacją. Kraje te wdrażać mają *acquis* UE w sferze energetycznej w odpowiednich przedziałach czasowych, tak by możliwe było utworzenie szerszego zintegrowanego rynku energii pozwalającego na handel międzygraniczny, zwiększenie inwestycji w sektorze energii elektrycznej, wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw.⁹⁵ Istnieje jednak wiele problemów natury strukturalnej i regulacyjnej, które utrudniać będą wdrażanie szerszego europejskiego rynku energii. Niektóre z nich są podobne do wyzwań stojących przed państwami członkowskimi UE w tym zakresie, inne są specyficzne dla regionu Europy Południowo-Wschodniej.⁹⁶

Innym regionalnym porozumieniem, które należy zaliczyć w poczet osiągnięć krajów Europy Środkowej w sferze kształtowania zewnętrznej polityki UE, jest inicjatywa Partnerstwa Wschodniego. Wśród krajów Partnerstwa Wschodniego znajdują się zarówno kluczowe kraje tranzytowe (Ukraina, Białoruś, Gruzja), jak i producenci ropy i gazu (Azerbejdżan). Ukraina i Mołdowa są zarazem od 2009 r. członkami Wspólnoty Energetycznej. Jednym z czterech kluczowych obszarów współpracy w ramach Partnerstwa Wschodniego (tzw. *thematic platforms*) jest bezpieczeństwo energetyczne.⁹⁷ Celem Partnerstwa

⁹⁵ O. SILLA, *The internal energy market and neighbouring countries*, w: CH. JONES (red.), „EU Energy Law. The Internal Energy Market. The Third Liberalization Package”, Vol. I, Claeys & Casteels 2010, s. 580–584.

⁹⁶ Traktat poza tym nie zobowiązuje Wspólnoty Energetycznej do adaptowania modyfikacji *acquis* UE. Stwarza to możliwość większej elastyczności regulacyjnej, ale też powoduje, że zarówno zawartość trzeciego pakietu liberalizacyjnego, jak i kolejnych regulacji pozostaną martwą literą dla krajów regionu. Tym samym jego integracja z rynkiem UE będzie niepełna. M. HUNT, R. KAROVA, *The Energy Acquis Under the Energy Community Treaty and the Integration of South East European Electricity Markets: An Uneasy Relationship?*, w: B. DELVAUX, M. HUNT, K. TALUS (red.), „EU Energy Law and Policy Issues”, Euroconfidential, 2007, s. 84–85.

⁹⁷ K. PRONIŃSKA, *Partnerstwo Wschodnie – współpraca energetyczna*, w: A. SZEPTYCKI (red.), „Między sąsiedztwem a integracją”, Elipsa 2011.

jest wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze ekonomicznym (przez reformę rynków energetycznych oraz tworzenie paneuropejskiego zintegrowanego rynku energii) oraz geostrategicznym (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw, przez wzmocnienie infrastruktury przesyłowej, budowę nowych połączeń, w tym w ramach Korytarza Południowego, tworzenie rezerw strategicznych, rozbudowę zdolności produkcyjnych i przesyłowych energii elektrycznej), a także w wymiarze ekologicznym (działania na rzecz podnoszenia efektywności energetycznej oraz zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii). Inicjatywa ta w pełni wpisuje się zatem we wzmocnienie zewnętrznego wymiaru unijnej polityki energetycznej poprzez, zgodnie z zapisami strategii energetycznej UE z 2011 r., „skuteczniejsze niż do tej pory promowanie na zewnątrz unijnych zasad bezpieczeństwa energetycznego i celów zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, podnoszenia efektywności energetycznej w Europie i budowania prawdziwie pan-europejskiego zintegrowanego, konkurencyjnego rynku energii”.⁹⁸

Krajom Europy Środkowej szczególnie zależy na wzmacnianiu wewnętrznej polityki energetycznej w sensie geostrategicznym, w celu stworzenia przeciwwagi dla zwiększającej się asertywności zewnętrznych dostawców, a także lepszego zarządzania dwustronnymi współzależnościami w sferze energetyki. W tym obszarze problemem są przede wszystkim skrajnie różne stanowiska państw członkowskich UE.

W praktyce międzynarodowych stosunków energetycznych najwięksi importerzy są bardzo sprawni i skuteczni w indywidualnych, bilateralnych negocjacjach z zewnętrznymi dostawcami. Również różnice między państwami członkowskimi UE występujące tak w percepcji bezpieczeństwa energetycznego, jak i w ich powiązaniach z poszczególnymi eksporterami i krajami tranzytowymi są bardzo duże. Mając na

⁹⁸ *Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, listopad 2010 r.

względnie, że część najsilniejszych graczy unijnego rynku energetycznego (zwłaszcza Niemcy i Włochy) nie jest zainteresowana koncepcją prezentowania „wspólnego głosu” w stosunkach z zewnętrznymi partnerami – krajami tranzytowymi i eksporterami – i nie ma zamiaru cedować na KE narodowych kompetencji w sferze zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej, prawdziwa dyplomacja energetyczna UE jest wciąż wizją mało realistyczną. Co więcej, w stosunkach zewnętrznych, takich jak negocjacje kontraktów na dostawy surowców energetycznych, budowa tras transportu, dostęp do złóż, rynków czy systemów przesyłowych, państwa i ich koncerny energetyczne są często względem siebie konkurentami. Zatem choć w pewnych dziedzinach mogą one ze sobą kooperować zwłaszcza przy realizacji wielkich regionalnych projektów infrastrukturalnych czy eksploatacji złóż, rywalizacja międzypaństwowa oraz konkurencyjne interesy komercyjne koncernów są immanentną cechą stosunków energetycznych i środowiska bezpieczeństwa energetycznego zarówno globalnego, jak i europejskiego.

Do większego, ale wciąż ostrożnego optymizmu skłaniać może Komunikat KE ws. bezpieczeństwa dostaw energii i międzynarodowej współpracy energetycznej zatytułowany „Polityka energetyczna UE: stosunki z partnerami spoza UE”, z września 2011 r. Dokument ten jest wyjściem naprzeciw potrzebom krajów Europy Środkowej i jest z pewnością największym, jak do tej pory, krokiem naprzód we wzmacnianiu roli UE w sferze energetycznej w stosunkach zewnętrznych. KE stwierdza w nim, że dwustronne stosunki państw członkowskich UE z państwami trzecimi „nie zwiększają bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności UE, a mogą wręcz prowadzić do fragmentacji rynku wewnętrznego”.⁹⁹ Odnosząc się do strategii „Energia 2020”, której jednym z priorytetów jest „jeden głos w kwestiach energetycznych

⁹⁹ *Communication on security of energy supply and international cooperation – The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders*, 7 wrzesień 2011.

w świecie”, komunikat KE zapowiada podjęcie konkretnych działań na rzecz wzmocnienia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej. W tym celu zobowiązano państwa do regularnej wymiany informacji na temat umów międzyrządowych dotyczących sfery energetycznej.¹⁰⁰ Dokument przewiduje również utworzenie kompleksowego systemu partnerstw energetycznych (zróżnicowanych w zależności od charakteru stosunków z danym partnerem), co oznacza zarówno promowanie nowych inicjatyw Partnerstwa, jak i pogłębianie dialogów prowadzonych z dostawcami i położenie w nich nacisku na zagadnienia sprawnego zarządzania i inwestycji, zaangażowania UE na forach światowych, takich jak np. G-20, utworzenie międzynarodowej grupy ds. międzynarodowej współpracy energetycznej, udział UE w prowadzonych w skali światowej debatach na temat zarządzania zasobami energetycznymi, wspieranie bardziej zrównoważonej polityki energetycznej w państwach trzecich. W komunikacie bardzo istotne jest podkreślenie konkurencyjnego charakteru globalnego środowiska energetycznego, tym bardziej że dotychczas UE pozostawała wyjątkowo powolna w reagowaniu na zwiększającą się rywalizację na rynkach energetycznych, w Azji Centralnej czy Afryce. Dlatego też uznano w nim, że „UE musi zdobyć na arenie międzynarodowej silną, wpływową i odpowiadającą jej aspiracjom pozycję, aby zabezpieczyć dostawy energii na swoje potrzeby”. Siła zintegrowanego rynku UE powinna być wykorzystywana w rywalizacji o projekty tras transportu surowców energetycznych. Nowatorskim rozwiązaniem jest zapis, że w przypadkach, gdy umowy z państwami trzecimi mają duży wpływ na unijne cele w zakresie polityki energetycznej oraz jeżeli istnieje możliwość zapewnienia wyraźnej wartości

¹⁰⁰ Mechanizm wymiany informacji obejmować ma etap przed rozpoczęciem negocjacji z państwami trzecimi i fazę postnegocjacyjną. KE zapowiedziała gotowość do udzielania wsparcia prawnego w trakcie procesu negocjacyjnego, ale także możliwość sporządzania oceny danej umowy *ex-ante* w sprawie jej zgodności z przepisami UE.

dodanej poprzez wspólne działanie, konieczne może być udzielenie UE mandatów negocjacyjnych. Precedensowy charakter miało przybliżone wcześniej nadanie takiego mandatu Komisji przez RUE w zakresie prowadzenia negocjacji z Azerbejdżanem i Turkmenistanem. Z perspektywy krajów Europy Środkowej zapowiedzi KE odpowiadają zgłaszanym przez nie postulatami wzmocnienia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE w sensie ekonomicznym i geostrategicznym.

3.4. Kraje Europy Środkowej wobec unijnej polityki klimatyczno-energetycznej

Na tle krajów Europy Zachodniej kraje Europy Środkowej cechują znacznie gorsze wskaźniki energochłonności, niewielkie wykorzystanie zasobów odnawialnych w stosunku do potencjału oraz wysoka intensywność emisji CO₂ gospodarki, w tym sektora energetycznego. Z tego też względu to w tej grupie państw UE może w największym stopniu próbować znacząco poprawić ogólną efektywność energetyczną i poszukać sposobów na realizację założeń pakietu klimatyczno-energetycznego, zmierzającego do stworzenia niskoemisyjnej gospodarki UE i zwiększenia wykorzystania źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie energetycznym. Na rzecz wzmocnionej proefektywnościowej i proekologicznej polityki UE w regionie przemawiają zatem, z jednej strony, potencjał tych krajów w zakresie energetyki odnawialnej, z drugiej zaś zaniedbania w zakresie wdrażania energooszczędnych technologii w sektorach budownictwa, przemysłu i energetyki.¹⁰¹ Z tych względów kraje regionu były włączane do prac nad nowymi instrumentami polityki klimatycznej UE, w tym negocjacji dotyczących systemu handlu emisjami, były również zaangażowane w prace grup roboczych

¹⁰¹ D. BUCHAN, *Eastern Europe's energy challenge: meeting its EU climate commitments*, *op. cit.*, s. 4.

w ramach Europejskiego Programu Zmian Klimatycznych (ECCP – European Climate Change Program).¹⁰²

Wraz z ukierunkowywaniem polityki energetycznej UE na zagadnienia redukcji emisji gazów cieplarnianych państwa Europy Środkowej wyrażały swój sceptycyzm i obawy co do możliwości implementacji strategii UE w tym obszarze.¹⁰³ W szczególnie trudnej sytuacji znajdują się Polska i Czechy, które mimo poczynionych postępów, wciąż mają jedne z najgorszych (po Bułgarii i Rumunii) wskaźników intensywności emisji CO₂. Sceptycyzm w odniesieniu do polityki klimatycznej UE wynika przede wszystkim z obaw o koszt ekonomiczny transformacji energetyki i innych gałęzi przemysłu objętych regulacjami w zakresie emisji – pojawia się pytanie, czy znacznie biedniejsze od swych zachodnich partnerów kraje Europy Środkowej mogą sobie w ogóle pozwolić na taką transformację i w jakim okresie. Kraje te przeświadczone są o braku zrozumienia ze strony Europy Zachodniej, jak wielkiego dokonały postępu oraz wysiłku ekonomicznego i społecznego w ciągu zaledwie 20 lat transformacji systemowej m.in. w obszarze konsumpcji energii. Nastąpiła poprawa wskaźników efektywności energetycznej nie tylko w wyniku zamknięcia wysokoemisyjnych zakładów przemysłowych w latach 90., ale także w wyniku wysiłku technologicznego na rzecz unowocześniania sektora energetycznego.

¹⁰² ECCP wskazuje i rozwija strategię UE w zakresie implementacji Protokołu z Kioto oraz wypracowuje dodatkowe instrumenty polityki UE w obszarze redukcji emisji gazów cieplarnianych. Grupy robocze ECCP zostały ustanowione w celu zdefiniowania wspólnego podejścia i koordynowania różnych polityk i środków polityki ekologicznej na poziomie UE poprzez zaangażowanie poszczególnych dyrektoriatów generalnych KE, różnych sektorów i starych oraz nowych członków, a także przedstawicieli branży energetycznej i NGOs. L. MASSAI, *Climate change policy and the enlargement of the EU*, w: P.G. HARRIS (red.), „Europe and Global Climate Change. Politics, Foreign Policy and Regional Cooperation, Edward Elgar Publishing, 2007, s. 311.

¹⁰³ *Ibidem*, s. 313–319; A. BOKWA, *Climatic issues in Polish foreign policy*, w: P.G. HARRIS (red.), *op. cit.*, s. 125–135.

Jednakże polityka w obszarze redukcji emisji CO₂ krajów Europy Środkowej uwarunkowana jest nie tyle wzrostem świadomości ekologicznej elit politycznych i społeczeństw, a zatem wewnętrznym przekonaniem o konieczności podjęcia radykalnych działań na rzecz czystszej energii, co czynnikami zewnętrznymi, w tym w szczególności polityką energetyczną UE.¹⁰⁴ Brak świadomości ekologicznej jest poważnym problemem. Kraje regionu w rezultacie zachowują się dość pasywnie i raczej reaktywnie w odniesieniu do polityki rozwoju niskoemisyjnej gospodarki. Zamiast tworzyć własne długofalowe strategie w tym obszarze, ograniczają się raczej do dostosowywania się do regulacji unijnych. Spektakularnym przykładem takiego działania i spóźnionej reakcji jest konieczność implementacji pakietu klimatyczno-energetycznego UE z 2008 r., który jest poważnym wyzwaniem zarówno w sensie ekonomicznym, jak i geostrategicznym dla bezpieczeństwa energetycznego państw regionu.

Prezentacja przez KE w styczniu 2008 r. propozycji pakietu klimatyczno-energetycznego (*The Climate Action and Renewable Energy Package*) zapoczątkowała bardzo burzliwą debatę między krajami członkowskimi, która odzwierciedlała wyraźne różnice między krajami Europy Środkowej i Wschodniej a krajami Europy Zachodniej. Pierwsza grupa kwestionowała m.in. propozycje KE dotyczące kalkulacji narodowych emisji spoza systemu ETS czy traktowania roku 2005 jako daty bazowej do przeprowadzania dalszych redukcji emisji CO₂, ale nie mogła wypracować wspólnego stanowiska. Czechy chociażby były wyjątkowo wstrzeźliwe w trakcie negocjacji, gdyż nie chciały się zajmować negocjacjami nad pakietem w trakcie własnej prezydencji.¹⁰⁵ Polska walczyła natomiast przede wszystkim o ustalenie procedury jednomyślności w głosowaniu nad pakietem, tak by w przypadku braku ustępstw względem potrzeb nowych członków móc go zawetować.

¹⁰⁴ A. BOKWA, *Climatic issues in Polish foreign policy*, w: P.G. HARRIS (red.), *op. cit.*, s. 125.

¹⁰⁵ D. BUCHAN, *Energy and Climate Change. Europe at the Crossroads*, Oxford University Press, s. 125–127.

Ostatecznie pakiet został przyjęty w grudniu 2008 r.¹⁰⁶ Stanowił on wersję kompromisową – kraje Europy Środkowej i Wschodniej wywalczyły m.in. zwiększenie liczby pozwoleń na emisję, późniejsze wycofywanie się z darmowych pozwoleń (całkowite wycofanie darmowych pozwoleń dopiero w 2020 r., a nie w roku 2013¹⁰⁷). W rzeczywistości jednak pakiet nie uwzględnił redukcji, jaką dokonały kraje regionu w latach 90., a także, co jest jeszcze bardziej problematyczne, w niewystarczającym stopniu uwzględnił różnice w poziomie rozwoju gospodarczego, a także specyfikę poszczególnych krajów UE, widoczną, m.in., w strukturze bilansów energetycznych. Słusznie zauważa Tomasz Grosse, że procesy europeizacji w dziedzinie oddziaływania pakietu klimatyczno-energetycznego na konkurencyjność poszczególnych gospodarek są wysoce asymetryczne, gdyż przynoszą korzyść krajom wyżej rozwiniętym i dysponującym przewagą technologiczną w energetyce, przy jednoczesnym nakładaniu znacznych kosztów na kraje słabsze.¹⁰⁸

¹⁰⁶ Celem pakietu jest obniżenie emisji CO₂ o 20% w 2020 r. w porównaniu do poziomu z 1990 r., wzrost udziału odnawialnych źródeł w produkcji energii do 20% w 2020 r. oraz podniesienie o 20% efektywności energetycznej do 2020 r. Legislacja UE w tym obszarze wymaga od krajów Europy Środkowej dostosowania się do zasad europejskiego systemu handlu emisjami (ETS) i podniesienie o 20% efektywności energetycznej. Zróżnicowane zostały natomiast wymagania dotyczące ograniczania wzrostu emisji CO₂ we wszystkich sektorach nie objętych ETS w porównaniu do 2005 r. (w przypadku Czech do 9%, w przypadku Polski do 14%) oraz wzrostu źródeł odnawialnych w końcowej konsumpcji energii w 2020 r. (do 13% dla Czechy i do 15% dla Polski).

¹⁰⁷ Zapis ten dotyczy państw, które bądź to nie są połączone w wystarczającym stopniu z unijną siecią energetyczną, bądź są zależne od jednego źródła energii powyżej 30%, bądź w których PKB *per capita* jest o połowę niższy od średniej UE.

¹⁰⁸ Między innymi system przydziału uprawnień do emisji w latach 2013–2020 dokonywany na podstawie tzw. benchmarków najbardziej zaawansowanych technologicznie instalacji UE nie uwzględnia specyfiki bilansów energetycznych państw takich jak Polska czy Czechy i jest korzystniejsze dla państw o zmodernizowanej energetyce. T.G. GROSSE, *Niskoemisyjna gospodarka w Polsce: wpływ europeizacji na politykę rzędu*, Instytut Spraw Publicznych, 2011, s. 11.

Wdrażanie pakietu klimatyczno-energetycznego oznacza dla krajów Europy Środkowej konieczność: 1) dekarbonizacji produkcji energii (poprzez zwiększenie udziału gazu, źródeł odnawialnych, paliwa nuklearnego), 2) elektryfikacji i „oczyszczenia” transportu, 3) ograniczenia konsumpcji energii poprzez zwiększenie wykorzystania energooszczędnych technologii w sektorach produkcyjnych, budowlanych oraz w gospodarstwach domowych. Oprócz oczywistych korzyści, jakie w perspektywie długookresowej wiążą się z implementacją pakietu zwłaszcza w obszarze zwiększenia efektywności energetycznej, jest on zarazem wielkim obciążeniem dla gospodarek państw, których energetyka opiera się na paliwach stałych. Z perspektywy ekonomicznej pakiet jest znacznie bardziej kosztownym rozwiązaniem niż zobowiązania, jakie państwa przyjęły na siebie zgodnie z Protokołem z Kioto. Aby możliwe było sprostanie jego wymogom, niezbędne będzie dokonanie potężnych inwestycji w unowocześnienie infrastruktury energetycznej, a także przekształcenie bilansu energetycznego oraz wdrożenie technologii produkcji tzw. czystego węgla (m.in. CCS).¹⁰⁹ Konsekwencją wdrożenia pakietu będzie znaczący wzrost cen na wewnętrznym rynku energii, a także *carbon leakage*, czyli utrata udziału w rynku na rzecz krajów spoza UE i spoza systemu handlu emisjami (ETS). Koszty dostosowania mogą negatywnie wpłynąć na wzrost gospodarczy i konkurencyjność sektora energetycznego krajów Europy Środkowej w ramach wspólnego rynku UE.

W wymiarze geostrategicznym dodatkowo pogorszeniu mogą ulec wskaźniki samowystarczalności energetycznej, jeśli miejsce rodzimego węgla zajmować będzie sprowadzany z zagranicy gaz ziemny,

¹⁰⁹ Zgodnie z oceną ekspertów rządowych, tylko Polsce niezbędne inwestycje w modernizację infrastruktury energetycznej i stworzenie nowych mocy wynieść powinny 21,5 mld euro do roku 2015 i kolejne 12,2 mld euro do 2030 r. *Polska 2030*, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Warszawa 2009.

a z pewnymi zastrzeżeniami również energetyka nuklearna.¹¹⁰ W praktyce jedynie wykorzystanie rodzimych zasobów energii odnawialnej, a także gazu niekonwencjonalnego pozwoliłoby na większą niezależność od zewnętrznych dostawców. Co będzie zatem alternatywą dla węgla?

Zwiększenie zużycia gazu ziemnego jest najprostszym i najtańszym rozwiązaniem, ale postrzeganym jako niekorzystne ze względów strategicznych, gdyż zwiększa zależność importową. Wraz ze wzrostem udziału tego źródła energii w bilansie energetycznym konieczne jest zatem inwestowanie w dywersyfikację źródeł i tras dostaw. Ponadto Polska planuje rozwój produkcji gazu niekonwencjonalnego, którego wydobycie może jednak zagrażać środowisku naturalnemu. Rozwój energetyki odnawialnej w Europie Środkowej napotyka z kolei liczne bariery natury technologicznej, ekonomicznej i prawnej. Wsparcie ze strony państwa jest niezbędne do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Wskazują na to przykłady zachodnioeuropejskich członków UE. Prym wiodą w tym obszarze Niemcy, które dzięki przemyślanej polityce subwencjonowania energetyki odnawialnej doprowadziły do dynamicznego wzrostu tego sektora produkcji w bilansie energetycznym. Jest to rezultat długofalowej wizji strategicznej rozwoju energetyki i dobrze dobranych instrumentów wsparcia sektora energii odnawialnej. Kraje Europy Środkowej mają jednak dużo zaległości do nadrobienia w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej, a także wiele barier do przewyciężenia. W pierwszej kolejności brakuje im strategicznej wizji wdrażania i wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii. Sektor energetyki odnawialnej w praktyce nie może się rozwijać bez wsparcia ze strony państwa, tj. subwencji i/czy stworzenia preferencyjnego

¹¹⁰ W obliczeniach IEA oraz Eurostatu energetykę nuklearną ujmuje się jako wewnętrzne zasoby energetyczne, jej wykorzystanie nie zwiększa zatem wskaźnika zależności importowej. Tymczasem zdecydowana większość producentów energii nuklearnej jest uzależniona od zewnętrznych producentów wzbogaconego paliwa uranowego.

dostępu do sieci energetycznej. Subwencje powinny być jednak wyważone, zgodnie z zasadą, że producenci powinni mieć możliwość czerpania racjonalnych zysków.

Dodatkowym problemem we wdrażaniu odnawialnych źródeł energii jest przekonanie państw regionu, że nie będą one kreować tylu miejsc pracy, jak jest to w krajach Europy Zachodniej. Wiąże się to z rozwojem sektora produkcji systemów energii odnawialnej (kolektorów słonecznych, turbin wiatrowych, etc.) – wielkie koncerny zachodnie produkujące technologię energetyki odnawialnej mogły rozwinąć produkcję dzięki systemowi wsparcia ze strony państwa, a to właśnie ten sektor tworzy najwięcej miejsc pracy. Rozwój technologiczny pociągał za sobą rozwój energetyki odnawialnej, kreując miejsca pracy nawet w czasie kryzysu finansowego. Rozwój energetyki odnawialnej w krajach Europy Środkowej będzie natomiast następował głównie poprzez transfer technologii z zachodu na wschód. Oczekuje się zatem, że „zielone” miejsca pracy w krajach Europy Wschodniej powstaną tylko przy okazji instalowania nowych mocy wytwórczych energetyki odnawialnej. Znacznie więcej osób zostanie zatrudnionych w budownictwie, w związku z programami podnoszenia efektywności energetycznej budynków. Analiza zysków i strat ekonomicznych i geostrategicznych skłania elitę polityczną wszystkich krajów Europy Środkowej do stawiania na rozwój energetyki nuklearnej. Jednocześnie równoległe z wdrażaniem technologii produkcji opartych na innych źródłach niż węgiel, sektor węgla kamiennego i brunatnego będzie rozwijany w kierunku większej efektywności i mniejszej emisyjności. Oznaczać to jednak będzie wzrost kosztów pozyskania energii z elektrowni węglowych.

Wszystkie kraje UE stoją przed wyzwaniem zmiany modelu rozwojowego gospodarki i sektora energetycznego w związku z polityką klimatyczno-energetyczną. Jednakże dla krajów Europy Środkowej wyzwanie to może okazać się barierą rozwoju. Aby tak się nie stało, muszą one podjąć ogromny wysiłek modernizacyjny i technologiczny, w znacznym

stopniu indywidualnie, poprzez opracowywanie narodowych programów innowacyjnej, konkurencyjnej i efektywnej energetycznie gospodarki. Wspólnie powinny natomiast działać w ramach UE w celu wypracowania korzystnych szczegółowych rozwiązań implementacji pakietu, a także zwiększenia równowagi między tym obszarem polityki wspólnotowej oraz działaniami UE na rzecz bezpieczeństwa dostaw.

4. Zakończenie. Europa Środkowa a idea Buzek–Delors budowy Wspólnoty Energetycznej

Kraje UE znajdują się na różnych etapach, jeśli chodzi o zaawansowanie reform w sektorze energetycznym, wdrażanie zasad unijnej polityki energetycznej i integrację rynków energetycznych. Zajmują one także różne miejsca w europejskim łańcuchu dostaw surowców energetycznych. Ich pozycja zależy od wielkości wewnętrznego rynku energetycznego, rodzimych zasobów energetycznych, położenia geograficznego i prowadzonej polityki energetycznej. Jednocześnie znaczącą rolę w ukształtowaniu sytuacji energetycznej i strategii energetycznych poszczególnych państw UE odegrały uwarunkowania historyczne, polityczne i ekonomiczne. Ich rezultatem jest wciąż istniejąca fragmentaryzacja środowiska bezpieczeństwa energetycznego Europy. Zróżnicowanie to wpływa na odmienne wizje bezpieczeństwa energetycznego i roli UE w kształtowaniu wspólnej polityki energetycznej, prezentowane przez państwa członkowskie UE.

Niespójność wizji polityki energetycznej znalazła wyraz w niespójności celów polityki energetycznej UE. Działania na rzecz bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju, jak zauważa większość analityków, często kłócą się ze sobą.

Inwestowanie w energetykę odnawialną służy realizacji polityki zrównoważonego rozwoju, ale jednocześnie wymaga wsparcia państwa, co z kolei narusza zasady wolnorynkowej konkurencji. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw wymaga dywersyfikacji, ale jeśli cena oferowana przez jednego dostawcę jest bardziej konkurencyjna, to w warunkach zliberalizowanego rynku czynnik ekonomiczny może zdecydować o wyborze jednego, a nie kilku dostawców. Bezpieczeństwo dostaw oznacza również konieczność budowy interkonektorów czy zapewnienia rezerw strategicznych – często są to przedsięwzięcia mało opłacalne w sensie ekonomicznym. Państwa o wysokiej samowystarczalności energetycznej, co również jest ważnym elementem bezpieczeństwa dostaw, mogą być zmuszane ze względów polityki klimatycznej do zwiększania importu gazu lub energii nuklearnej czy odnawialnej i zmniejszania udziału znacznie mniej czystych, ale za to krajowych paliw kopalnych w bilansie energetycznym. Niespójności te sprawiają, że w praktyce priorytety polityki energetycznej UE nie mogą być traktowane jednakowo czy równorzędnie. Istnieje zatem potrzeba znalezienia równowagi oraz obszarów synergii trzech płaszczyzn polityki energetycznej UE.

Na podejście krajów Europy Środkowej do unijnej triady polityki energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego wpływa ich specyficzna sytuacja energetyczna. Są one w wysokim stopniu zależne od jednego źródła dostaw ropy i gazu, a także jednej głównej trasy importowej wschód-zachód. Nie mają wystarczającej liczby rewersyjnych połączeń międzysystemowych i znajdują się dopiero na etapie tworzenia połączeń gazociągowych północ-południe. Ich systemy energetyczne charakteryzuje przestarzała infrastruktura produkcyjna i przesyłowa energii elektrycznej, a także wysoka energochłonność i intensywność emisji CO₂. Brak inwestycji w nowe moce produkcyjne i zwiększenie mocy przesyłowych energii elektrycznej, w rewersyjność połączeń gazociągowych i nowe interkonektory może skutkować poważnymi problemami z zapewnieniem stabilnych dostaw energii. W końcu wyzwaniem

dla krajów regionu jest konieczność transformacji sektora energetycznego i dostosowania go do wymogów zliberalizowanego rynku i polityki klimatycznej UE.

Mimo podobnych wyzwań przez długi czas współpraca krajów Europy Środkowej w sferze bezpieczeństwa energetycznego praktycznie nie istniała. Państwa regionu stawiały na indywidualne rozwiązania, prowadziły niezależne od siebie i nieskoordynowane działania, m.in. względem rosyjskiego dostawcy. Rezultatem braku wspólnej strategii mierzenia się z najpoważniejszymi problemami bezpieczeństwa energetycznego są, z jednej strony, obecne braki infrastrukturalne i większa podatność regionu na zewnętrzne zaburzenia dostaw i kryzysy energetyczne, z drugiej zaś brak realnego wpływu na politykę energetyczną UE. Przełomowym momentem w zmianie świadomości krajów Europy Środkowej co do potrzeby tworzenia wspólnej wizji i instrumentów wzmacniania regionalnego bezpieczeństwa energetycznego był rosyjsko-ukraiński kryzys gazowy z 2009 r. Unaoczniał on słabość rynków gazowych Europy Środkowej, które wskutek braku współpracy państw regionu, mimo bliskości geograficznej, pozostawały odseparowane od siebie nawzajem, co uniemożliwiało uruchomienie regionalnych mechanizmów antykryzysowych. Eliminowanie istniejących w regionie braków infrastrukturalnych potraktowano jako zadanie priorytetowe, którego realizacja wymaga zinstytucjonalizowanej wzmocnionej współpracy krajów Europy Środkowej, zarówno w formule Grupy Wyszehradzkiej, jak i w ramach UE. Dodatkowe znaczenie w zacieśnianiu współpracy regionalnej w sferze bezpieczeństwa energetycznego miały również realizacja projektu Nord Stream, perspektywy rozwoju sektora gazu niekonwencjonalnego z łupków osadowych w Polsce, a także nowe inicjatywy legislacyjne i finansowe UE dotyczące bezpieczeństwa dostaw.

Z zaprezentowanej analizy wynika, że od 2009 r. kraje Europy Środkowej poczyniły znaczny postęp w tworzeniu wspólnej strategii wzmacniania regionalnego bezpieczeństwa energetycznego. Świadczą o tym

otwierane i planowane rewersyjne połączenia międzysystemowe, inwestycje w dywersyfikację tras i źródeł dostaw dokonywane w ramach większego, strategicznego projektu Korytarza Północ-Południe, a także większa koordynacja działań na forum UE. Dla krajów Europy Środkowej szczególnie istotne jest pozyskanie wsparcia strategicznego i finansowego UE w realizacji złożonych projektów infrastrukturalnych w różnych sektorach energetyki, a także zwiększenie rangi bezpieczeństwa dostaw wśród priorytetów unijnej polityki energetycznej. Z racji geopolitycznej wrażliwości regionu w sferze energetycznej ważne jest również podejmowanie działań na rzecz wzmocnienia zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE. Jak wynika z analizy potencjału krajów Europy Środkowej, zarówno w sensie potencjalnej siły połączonego regionalnego rynku energetycznego oraz siły dyplomatycznej w ramach struktur unijnych, razem dysponują one znacznie większą siłą przetargową i tym samym większymi możliwościami wpływu na decyzje UE w sferze energetycznej. Efektywność tego wpływu zależeć będzie od umiejętności formułowania wspólnych celów w odniesieniu do polityki energetycznej UE, koordynowania działań państw regionu i budowania szerszych koalicji. Siła wspólnych działań ma ogromne znaczenie, biorąc pod uwagę kolizyjność celów unijnej polityki energetycznej, a także fakt, że może ona przynieść krajom Europy Środkowej zarówno korzyści, jak i straty, czego spektakularnym wyrazem jest niedostosowany do realiów i potrzeb rynków środkowoeuropejskich pakiet klimatyczno-energetyczny.

Z obecnych kierunków rozwoju polityki energetycznej UE dla Europy Środkowej szczególnie korzystne są: priorytetowe potraktowanie przez UE Korytarza Północ-Południe i desygnowanie funduszy (w ramach m.in. EEPR) na implementację poszczególnych regionalnych projektów infrastrukturalnych, rozwój mechanizmów solidarnościowych w odniesieniu do rynku gazu ziemnego i tym samym praca nad operacjonalizacją zapisów traktatu lizbońskiego odnoszących się do

bezpieczeństwa dostaw surowców strategicznych, a także wzmacnianie zewnętrznego wymiaru polityki energetycznej UE. Rosnąca asertywność eksporterów, a także dalsza instytucjonalizacja współpracy producentów w ramach Forum Eksporterów Gazu (GECF) powinna skłonić UE do większej koncentracji uwagi na geostrategicznym wymiarze bezpieczeństwa energetycznego i budowaniu wspólnych instrumentów oddziaływania względem zewnętrznych dostawców i krajów tranzytowych. Ewolucja polityki energetycznej UE w tym kierunku byłaby zgodna z interesami strategicznymi i oczekiwaniami wszystkich krajów członkowskich z Europy Środkowej i Wschodniej.

Priorytetowa dla krajów Europy Środkowej budowa infrastruktury łączącej ich systemy energetyczne jest pierwszą fazą tworzenia zintegrowanego regionalnego rynku energetycznego. Rynek ten będzie miał znaczny potencjał rozwojowy. Dla Rosji będzie drugim największym rynkiem gazowym UE po Niemczech, ale będzie też bardziej atrakcyjny dla innych producentów, zwłaszcza w związku z rozwojem projektów LNG w ramach Korytarza Północ-Południe oraz projektów rurociągów dywersyfikacyjnych. Połączony dzięki nowej infrastrukturze i regulacjom rynek energetyczny zwiększy znaczenia regionu Europy Środkowej w łańcuchu dostaw surowców energetycznych, ale przede wszystkim zwiększy bezpieczeństwo tych dostaw.

Biorąc pod uwagę postęp, jakiego kraje regionu dokonały w ciągu niespełna dwóch lat w koordynacji i wzmacnianiu czterostronnej, a także rozszerzonej współpracy energetycznej w formule spotkań roboczych, szczytów energetycznych czy regularnych pracach Grupy Wysokiego Szczebla ds. Energii kolejną inspiracją dla decydentów politycznych mogłaby być deklaracja Buzek-Delors. W nawiązaniu do deklaracji Schumana, Jerzy Buzek i Jacques Delors przedstawili w maju 2010 r. inicjatywę powołania Europejskiej Wspólnoty Energetycznej. W ramach tej struktury państwa członkowskie UE w pełnym składzie bądź tylko te, które byłyby projektem zainteresowane, miałyby wypracować wspólne podejście

do najważniejszych wyzwań, takich jak: uzależnienie od importu paliw węglowodorowych z regionów niestabilnych politycznie i gospodarczo, rosnące koszty inwestycji i unowocześnienia technologicznego sektora energetycznego, transformacja sektora energetycznego i stworzenie niskoemisyjnych oraz efektywnych energetycznie gospodarek. To, co ma odróżniać wspólnotę od obecnych struktur UE, w ramach których opracowuje się politykę energetyczną, to m.in. spójne i wspólne podejście do wewnętrznej i zewnętrznej polityki energetycznej, w tym wspólne występowanie wobec państw eksporterów i krajów tranzytowych, a także tworzenie na wypadek kryzysów energetycznych skoordynowanych, wspólnych rezerw strategicznych surowców i paliw płynnych oraz organizowanie skoordynowanych zakupów energii. Autorzy deklaracji uznali, że Europa potrzebuje bardziej ambitnych celów i głębszej integracji w obszarze energii, a także większej solidarności.¹¹¹

Trudno dziś oczekiwać, że nowa wspólnota mogłaby zostać powołana przez wszystkie kraje członkowskie UE – różnice interesów i oczekiwań w odniesieniu do polityki energetyczno-klimatycznej są zbyt duże. Jednakże sama idea powinna inspirować kraje stojące przed podobnymi wyzwaniami w sferze energetycznej do rozwijania wspólnej wizji wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i większej jedności w relacjach z otoczeniem zewnętrznym. W rezultacie w regionie Europy Środkowej wyłania się obecnie naturalna koalicja państw zainteresowanych pogłębieniem tego rodzaju współpracy energetycznej zarówno na poziomie regionalnym, jak i unijnym. ■

¹¹¹ >http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/815/815663/815663en.pdf<.

O Autorce

Kamila Pronińska jest doktorem nauk humanistycznych w zakresie nauk o polityce i adiunktem w Instytucie Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Warszawskiego. Pracę doktorską dotyczącą stosunków energetycznych UE-Rosja obroniła w 2007 na Wydziale Dziennikarstwa i Nauk Politycznych UW. Jest autorką monografii *Bezpieczeństwo energetyczne w stosunkach UE-Rosja. Geopolityka i ekonomia surowców energetycznych* (Elipsa 2012), a także artykułów z zakresu bezpieczeństwa energetycznego i polityki energetycznej publikowanych na łamach polskich i zagranicznych periodyków, m.in. cyklu artykułów w „Roczniku Strategicznym”, publikacji *Energy and Security – global and regional dimensions* w „SIPRI Yearbook 2007”.

The impact of energy cooperation
of Central European countries
*on the regional energy security
and energy policy of the EU**

Wpływ współpracy energetycznej
krajów Europy Środkowej
*na regionalne bezpieczeństwo energetyczne
i politykę energetyczną UE*

* This paper is the result of the author's research at the Library at the European University Institute in Florence in 2011 under the "Summer Fellowship" programme supported by a grant from the Natolin European Centre.

Introduction

The aim of this paper is to provide an analysis of the energy situation in Central European countries and the region's potential for the integration of energy markets and the impact of the said markets on the EU energy policy. For the purpose of this analysis a narrow understanding of Central Europe was adopted as the part of East-Central Europe¹ which covers the Czech Republic, Poland, Slovakia and Hungary. In institutional terms these countries belong to the Visegrad Group – a sub-regional group of cooperation between these countries which was initiated in the early 1990s with the aim to integrate with Euro-Atlantic economic and security structures. What these countries share with other countries of Central and Eastern Europe is the legacy

¹ The term *East-Central Europe* was defined and used for the first time by the historian J. ROTHSCHILD, who singled out the region on the basis of language and political criteria. According to Rothschild, the borders of East-Central Europe are determined by the boundaries of the German and the Italian-speaking areas and the political borders of Russia/USSR (J. ROTHSCHILD, *East Central Europe between the Two World Wars*, Vol. IX, University of Washington Press 1974). However, ECE is highly diversified. If we take the civilisation criteria alone, it can be seen that ECE is divided into the part which belongs to western civilisation under the influence of the Roman Catholic Church (this group includes the Czech Republic, Poland, Slovakia, Hungary, as well as Slovenia and Croatia), then the parts influenced by Orthodox civilisation (Bulgaria, Romania, Serbia) and by Islam (Albania). In consequence of the bipolar division of the world all these countries used to be considered as one region – Eastern Europe – different from Western Europe in political, economic and social terms. Though the historical background has played an important role in developing some features which are common for all these countries, the term “Eastern Europe” seems too broad, misleading and hence inadequate to describe the contemporary economic and political reality.

of the communist system – having been members of the Eastern Block, and therefore displaying a different energy culture than that of Western European countries. At the same time they have been leaders of the process of political and economic transformation, which included the adjustment of the energy sector to the requirements of the EU energy policy towards liberalisation, energy efficiency, sustainable development and security of supply. On the one hand, the countries face different energy security challenges than the countries of the former EU-15, while on the other this creates a platform for enhanced cooperation aimed to integrate energy markets, as well as to contribute to the EU energy policy as a whole. In view of common interests, the potential of development of the energy sector and the integration of energy markets, as well as the development of institutionalized cooperation in the area of energy security under the Visegrad Group and within the EU framework, four East-Central European countries have been selected for the purpose of this study from among a wider group of Central and Eastern European countries.

1. The analysis of the energy situation and energy security of Central European countries

1.1. Energy balance and overall import dependence

Central Europe does not belong to the world's major energy consumers. In total, the four countries under question account for only 1.5% of the world consumption of primary energy. The largest outlet in this group is Poland, with its average consumption of 93.2 million tonnes of oil equivalent (Mtoe) per year. Over the last decade, Czech consumption has averaged around 42.7 Mtoe per annum, followed by

Hungary with 24.4 Mtoe and Slovakia with 18.2 Mtoe.² The region's share in the EU internal consumption of primary energy amounts to approximately 11%. The current average level of energy consumption in the case of the four countries discussed is slightly higher than the level of consumption in the late 1990s. This means that the economic growth attained by the countries of the region in that period did not involve a proportional rise in energy consumption, as is usually the case in developing countries. Energy consumption in Central European countries is chiefly based on non-renewable sources. However, the countries differ from each other in terms of the type and the level of use of primary energy carriers, as well as in terms of overall import dependence.

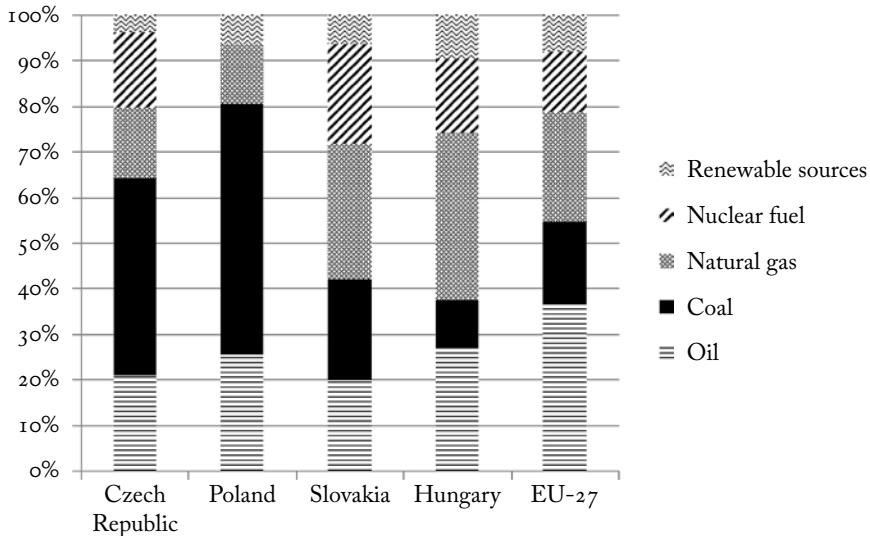
Solid fuels prevail in Polish and Czech energy balances. Natural gas is the main primary energy carrier in Hungary and Slovakia. Poland is the only country not to use nuclear fuel for energy generation. All Central European countries show a relatively low percentage of renewables both in their overall energy balances and in electricity generation.

The structure of energy balance influences the country's overall import dependence. In view of the fact that the Polish energy balance is chiefly based on domestic hard coal, and that of the Czech Republic on national lignite deposits, both countries' import dependence is ranked among the lowest in the EU. According to Eurostat calculations, in 2007 the Czech Republic and Poland were ranked third and fourth, respectively, in terms of energy self-sufficiency among

² In 2009 consumption was 93.3 Mtoe in Poland, 39.6 Mtoe in the Czech Republic, 22.4 Mtoe in Hungary, and 16.8 Mtoe in Slovakia. Compared with the previous year consumption dropped in all the countries concerned, owing to the financial crisis and deterioration of several macro-economic indicators. The greatest consumption drop in that period was seen in Hungary and the Czech Republic (by 7.6% and 4.7%, respectively). BP (2009). Calculations of average energy consumption made on the basis of BP data in successive editions of *Statistical Review of World Energy*.

EU countries.³ In the case of the Czech Republic, nuclear energy, which Eurostat and IEA statistics include in the country's own resources, has a positive influence on import dependence, while in the case of Poland more than 30% of the country's internal demand for natural gas is covered by national production.

Chart 1. Energy balance structure of Central European countries by primary energy sources in 2009 [%]

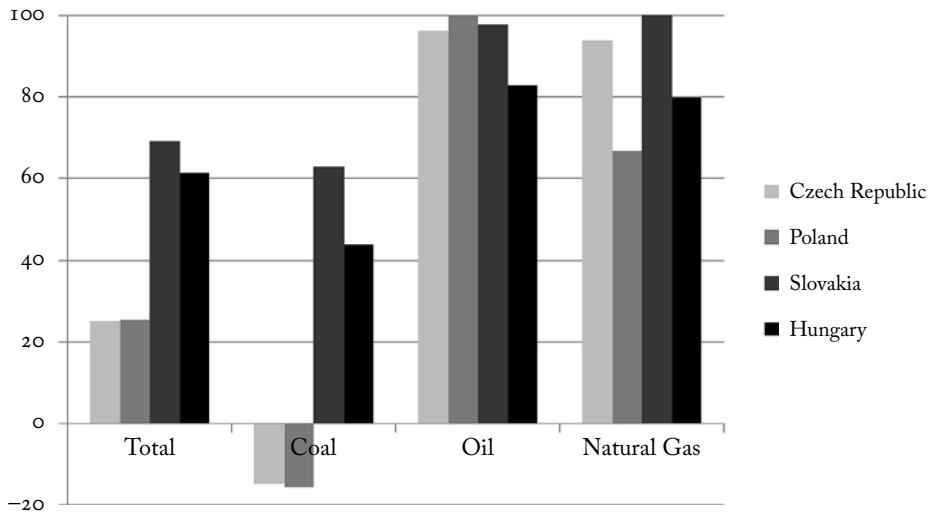


Source: Compiled by the author on the basis of IEA and Eurostat data.

A comparison of energy balances and import dependence of Central European countries shows that the highest import dependence, accompanied by the most diversified energy balance, is in Slovakia. At the same time is is the Hungarian energy system, which is nearly 40% based on natural gas imports, that seems to be the most vulnerable to external disruptions.

³ Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2010*, Publications Office of the European Union, 2010.

Chart 2. Import dependence of Central European countries in 2007 [%]



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

The calculation of the import dependence indicator does not tell us much about the country's vulnerability to external disruptions of energy supply and their impact on security. Though often presented as a threat to energy security, import dependence is something completely normal and a common phenomenon in the contemporary energy market. Geological aspects determine high concentration of hydrocarbon fuel deposits on which the global energy balance is founded, and thus a vast majority of countries cover their demand from imported oil and natural gas.

Therefore import dependence can be simply defined as a situation where the country is unable to cover 100% of its energy demand from the national resources.⁴ However, the country's vulnerability to external supply disruptions depends not as much on the percentage of imported

⁴ W.H. HOGAN, B. MOSSAVAR-RAHMANI, *Energy Security Revisited*, Harvard International Energy Studies, No. 2, 1987.

resources in the total national consumption, but rather on adaptability, i.e. the capacity to adjust to a new situation (physical disruptions of supply or economic availability of imported resources). Thus the impact of import dependence on energy security largely depends on the following factors: firstly, the importance of a given resource to the national economy, i.e. its percentage share in the country's energy balance; secondly, the capacity of covering the shortages of a given resource by imports from alternative sources (other suppliers or the same supplier but via other routes); thirdly, the period during which the country can satisfy its needs from the national reserve, and lastly, the number of days during which the national demand can be satisfied from the strategic reserve of other resources. Diversification of energy balance, suppliers, transport routes, energy generation technologies, as well as maintaining the strategic reserve at an adequate level are the key factors of the country's adjustment to supply disruptions and increase its security in an energy crisis situation.

In addition, it should be noted that the issue of import dependence is becoming a more serious problem when a proportion of resources from politically or economically unstable regions rises in the fuel and energy balance structure of a given country. The reliability of suppliers has a major role in ensuring energy security. In other words, import dependence may turn out a threat to the state, when with increasing imports not only its vulnerability, but also the likelihood of disruption grows.⁵

Only when all these factors are considered jointly, can one see the real picture of the scope and the nature of the country's import dependence and the impact of the latter on the country's vulnerability to external energy shocks, including those resulting from intentional actions by exporters. In this view, even though the Czech Republic and Poland show

⁵ A.F. ALHAJJI, J.L. WILLIAMS, *Measures of Petroleum Dependence and Vulnerability in OECD Countries*, Middle East Economic Survey, 21 April 2003.

a low overall import dependence, the energy situation of Central European countries is still worse than in Western Europe. This situation is illustrated by the analysis of the region's supply with natural gas and oil.

1.2. Energy security and emissions of Central European economies

The country's energy balance structure, the structure of the gross national product generation, production and transport technologies, as well as consumer habits are the main determinants of the economy's energy intensity and greenhouse gas emissions. The energy-intensity of the economy, expressed as a ratio of energy consumption to GDP, reflects, on the one hand, the amount of energy consumption, and the level of energy efficiency of the national economy on the other. The improvement of energy efficiency, i.e. a decrease in the use of primary energy, as well as of final energy at various stages of production, transport and consumption, can be achieved through specific technological and economic changes, as well as by changing consumer behaviour patterns. These measures increase energy security both in its geostrategic dimension (a lower demand for imported resources), and in the environmental aspect, helping reduce greenhouse gas emissions and fostering more environmentally-friendly production and energy use.

By EU standards, Central European countries, similarly to all post-communist countries, show a high energy intensity and carbon intensity. As a part of the Eastern Block, those countries invested in energy-intensive and carbon-intensive heavy industry and their energy cultures were based on the availability of cheap energy fuels – coal, crude oil and natural gas extracted and exported at preferential prices within the Block. Cheap fuels and final energy were treated as public assets, so the state was responsible for supply, which was not conducive to energy efficiency, but rather to wastage. A characteristic common feature of this group

of countries was the thinking of energy security in terms of the autarky of energy fuels. This policy meant that the country focused on self-sustainability in terms of energy fuels, while the use of deficit materials was rather limited. At that time, energy security was narrowly defined as striving for a high level of self-sufficiency (national and/or within the Eastern Block) or energy independence.⁶ The result of this way of thinking can still be seen in the high-emission energy sector of the Czech Republic and Poland, based on the national coal supply, as well in the high dependence of Hungary and Slovakia on Russian gas.

The comparison of energy intensity indicators of Central European countries and some other EU countries shows a wide gap between these groups. The worst situation is in the Czech Republic and Slovakia, which have reduced the respective energy intensities by 37% and 43% compared to the 1990s, but they are still three times higher than the EU average. Since the beginning of system transformation Poland and Hungary have reduced their energy intensity indicators by 49% and 34%, respectively, but they still use more than twice as much energy compared to generated GDP than West European countries. On the other hand, Bulgaria and Romania have the lowest energy consumption per capita in the entire EU. With the exception of the Czech Republic, Central European countries use relatively little energy per capita, but CO₂ emissions per capita in Central Europe are comparable to the EU average per capita. Carbon intensity is the highest in the Czech Republic and Poland because of the dominant share of coal energy, however the Czech Republic managed to lower the overall level of CO₂ and the level of emissions compared with energy consumption more than Poland – i.e. by ca. 20% compared with 1990, while in the same period Poland reduced both indicators by 11% and 9% respectively. Indicators of Slovakia's decarbonisation of the

⁶ G. BAHGAT, *Oil Security at the Turn of the Century: Economic and Strategic Implications*, *International Relations*, December 1999, vol. 14, No. 6, pp. 41–44.

economy and of the energy sector were the highest: by 38% and 29%, respectively, while Hungary by 20% and 15%.⁷

Table 1. Energy intensity and CO₂ emissions in 2007 in selected EU countries

Country	Energy intensity* [toe/EUR million '00]	Energy consumption per capita [kg oe per capita]	CO ₂ emissions [million tonnes]	CO ₂ emissions per capita [kg/person]	Carbon intensity [CO ₂ tonnes/toe]**
Czech Republic	553	4 480	131	12 694	2.83
Poland	400	2 571	330	8 667	3.37
Slovakia	539	3 349	38	7 095	2.12
Hungary	401	2 687	58	5 815	2.16
Germany	151	4 128	876	10 653	2.58
France	165	4 251	424	6 662	1.57
Sweden	156	5 527	61	6 813	1.21
EU-27	169	3 641	4 498	9 066	2.49

* energy intensity = a total energy consumption/GDP shows the effectiveness of the use of energy to produce a unit of GDP

** CO₂ emissions/total national energy consumption

Source: Compiled by the author on the basis of Eurostat data, *EU Energy and Transport in Figures, op. cit.*

The dynamics of improvement of energy intensity and decarbonisation of the economy has varied and has taken place over different

⁷ Among EU countries, the Bulgarian economy is the most energy intensive – 1,016 tonnes of oil equivalent (toe)/EUR million), while Ireland and Denmark have had the greatest achievements in energy efficiency, showing the lowest energy intensity (103 and 106 toe/EUR million of GDP, respectively). The latter countries have greatly reduced their energy intensity indicators since the 1990s owing to energy-efficient technologies which are used in various sectors. Compared to 1991, Ireland has reduced its energy-intensity indicator by 47%, while Denmark by 20%. Calculations made on the basis of: Eurostat data and Eurostat, *EU Energy and Transport in Figures, op. cit.*

periods in the Central European region. A change in the energy consumption referred to GDP and CO₂ emissions resulted chiefly from the economic transformation and the closures of energy-intensive, high-emission industrial plants, as well as from the influx of FDIs and ensuing energy-efficient technologies. The gradual replacement of equipment and production technologies in energy-intensive and high-emission industrial plants have brought measurable effects. Thanks to this process, Central European countries have been able to develop rapidly, without experiencing a proportionate rise in primary energy consumption.

In contrast to the industrial sector, the transport sector has seen significant growth in energy consumption. A wider use of motor fuels has been a natural consequence of the growing wealth of societies which have switched from rail or bus transport to car transport. The adjustment to the western model of transport – from rail to road transport – was a characteristic feature of this situation. An increasing role of transport was reflected in the rise of the sector's share in the total energy consumption. For example, in Poland, in 2008 for the first time the transport sector used more primary energy than industry.⁸ The result of this change was a poor balance of carbon dioxide emissions in the transport sector. From 1990 to 2007, CO₂ emissions of the transport sector (excluding air and sea transport) in the Czech Republic rose by 158%, in Poland by 53%, in Hungary by 52%, and in Slovakia by 33%.⁹ Next to industry and transport, the highest energy consumption in Central European countries comes from housing and commercial facilities (the construction sector). Therefore, the improvement of efficiency of heating systems in buildings, which still

⁸ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, OECD/IEA 2011, p. 49.

⁹ D. BUCHAN, *Eastern Europe's energy challenge: meeting its EU climate commitments*, The Oxford Institute for Energy Studies, July 2010, pp. 23–24.

show relatively high heat losses due to poor insulation, low heating efficiency, and the lack of measurement in individual apartments are major challenges in this area.

1.3. The gas sector

The common feature of all Central European countries is a high dependence on one supplier – Russia – due to geographic proximity and historical context. The countries also have a poorly developed pipeline infrastructure in directions other than East-West. In the case of Central European countries, energy security in terms of gas supply is indeed a hostage of an obsolete transport infrastructure which is oriented towards imports from Russia and unfit for the contemporary reality of the energy market.

The region's gas market is based on long-term contracts with Gazprom Export and on supply via the pipeline system. Long-term contracts (LTCs) of a 25-year or longer duration, signed by Russia, usually contain "take or pay" clauses, which are disadvantageous to importers and prohibit re-exports of contracted gas (destination clause). Recently, in the course of the renegotiation of gas contracts, LTC clauses have also been negotiated. However, Central European countries have very limited bargaining power in this respect, not only because of their situation in the European gas supply chain, but also due to the absence of an alternative import infrastructure. In particular, they cannot import liquefied natural gas (LNG). The spot market of natural gas does not operate at all, and as a result gas supply rates are among the highest in Europe. The year 2009 could serve as a spectacular example of this situation – in connection with a limited demand in the European gas market, there was a surplus of gas supply and LNG prices were competitive with the prices of gas from long-term contracts. Western European countries, which had been developing spot

trade in gas for years and had increased the share of LNG in the import balance, were obvious beneficiaries of this situation – firstly they could buy more LNG and increase their share of spot contracts,¹⁰ and secondly they could exercise pressure on suppliers and negotiate more favourable conditions of long-term contracts to include spot trade elements.¹¹ At the same time, Central European countries, having neither adequate infrastructure nor access to the LNG market, were unable to benefit from the new situation in the same way. As a result they paid much more for gas – it is estimated that the price difference between East-Central Europe and Western Europe rose from EUR 0.55 /MWh in 2008 to EUR 4.86/MWh in 2009.¹²

The inflexibility of Central European countries is the main issue making their economies more vulnerable to external supply disruptions. From the beginning of the system transformation, the gas markets of neighbouring Central European countries have operated separately from each other and from the markets of other EU countries, without energy interconnections, such as, in particular, connections which would enable reverse supply of energy fuels. As a result, the region has played an important role in the European hydrocarbon trade as a transit route of Russian energy fuels to the West, but in the

¹⁰ In 2009, EU countries imported 71 billion m³ of LNG, which accounted for an increase of 22.6% as compared with 2008. The excessive supply of gas in 2009 was a result of the financial crisis and a drop in consumption, as well as higher exports of LNG from Qatar. See: *Scenarios for LNG Imports in the 2010s*, in: A. HONORE, *European Natural Gas Demand, Supply and Pricing*, Oxford University Press for Oxford Institute for Energy Studies 2010, pp. 162–164.

¹¹ In February 2010 Gazprom for the first time decided to offer flexible terms of long-term contracts to its main Western European partners: (the German E/ON, the French GdF and the Italian ENI), as well as to the Turkish Botas. 10–15% of gas was contracted on the basis of stock market prices of gas.

¹² J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, in: J.M. GLACHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, *EU Energy Law & Policy. Yearbook 2011*, Claeys & Casteels 2011.

situation of supply disruptions the imports of replacement amounts of natural gas from elsewhere were not feasible. The situation is still virtually the same, with adverse impact on the geostrategic and economic dimension of energy security.

Central European countries' dependence on natural gas varies as regards the importance of gas to the economy and the share of imports in national energy consumption. Hungary is the most strongly dependent on stable supplies of gas from external sources. The share of gas in the Hungarian energy balance is nearly 40%. Among EU countries only the Netherlands and the United Kingdom show a similarly high percentage of natural gas in national primary energy consumption, but, contrary to Hungary, they have substantial national resources of gas.¹³ Hungary relies on gas imports to cover around 80% of national demand. What is more, in view of a decreasing national production capacity, it can be expected that import dependence will gradually increase.¹⁴ The energy situation of Hungary is even more compounded by the fact that, similarly to other Central European countries, natural gas is imported almost solely from the East. Russian gas is supplied via the Brotherhood pipeline (capacity: 10 billion m³ per year), which runs through Ukraine, as well as, paradoxically, through the HAG pipeline running through Austria (capacity: 4.4 billion m³ per year), which was built in the years 1990–1994 in order to connect the Hungarian network with the Austrian gas hub in Baumgarten, ranked among the largest in Europe. Gas transported via HAG is supplied under contracts with western companies – Gaz de France and Ruhrgas (ca. 1 billion m³ in 2009), but it is

¹³ The natural gas import dependence of the United Kingdom is 20.3%, while in the case of the Netherlands it has a negative value (–64.5%), the country being a net exporter of natural gas. The share of gas in the energy balance is 37% in the case of the United Kingdom, and 39.5% in the case of the Netherlands.

¹⁴ IEA, *Energy Policies of IEA countries. Hungary 2006 Review*, OECD/IEA 2007, p. 15.

still Russian gas (and, on top of this, more expensive than gas supplied directly from the East – by 30%). In 2009, Hungary imported 7.9 billion m³ of gas directly from Russia and 8.2 billion m³ from the entire territory of the former USSR.¹⁵

Currently, Hungary does not play any role in the transit of Russian exports to the West, but Gazprom Export sends gas to Serbia and Bosnia and Herzegovina through Hungarian territory. About 80% of Hungarian households rely on the gas supply. It is a result of policies of successive governments, which subsidized gas prices. The government declared that by the end of 2010 it would withdraw from subsidizing gas, but considering the energy poverty of households and the fact that more than 80% of Hungarians spend over 10% of their incomes on electricity and heat – it is a very difficult task. Thus, safeguarding the security of gas supply is a crucial condition for overall energy security. Meanwhile, Hungary lacks connections with its neighbours, reverse gas pipelines, as well as free capacities in the gas transmission system.

Poland is the largest market for natural gas in Central Europe, but the share of this hydrocarbon fuel in the national energy balance is the smallest in the region, and the consumption of natural gas per capita is among the lowest in Europe. Thanks to relatively low consumption, Poland is able to cover around 40% of the national demand for gas from local production. The rest is imported, chiefly from Russia through trunk gas pipelines via Ukraine (Brotherhood) and Belarus (the Yamal-Europe pipeline, which also plays an important role in the transit of Russian gas to Germany). In 2009, Poland imported 8.16 billion m³ from Russia and 1.08 billion m³ from Germany.¹⁶ In view of the growing energy demand of the national economy and considering the EU climate and energy policy, gas consumption in Poland is steadily growing

¹⁵ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, p. II.51.

¹⁶ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, p. II.51.

– since 2000 it has been growing on average 2.3% per year. According to forecasts of the Polish Ministry of the Economy the national demand for natural gas will rise by 28% to 2020 and by 52% to 2030, compared with the level of consumption as of 2009.¹⁷

As early as in the 1990s, Poland liberalised gas prices, and now is ranked sixth among EU countries in terms of gas prices against purchasing power parity. High gas prices largely relate to the dependence of the Polish market on its single source of supply and its lack of access to the European spot market. A Polish priority is now to become more independent from eastern supplies, but following the binding agreement on the supply of gas from Russia, which was signed in 2010, the country is obliged to buy Russian gas until 2022, which means that Gazprom will continue its dominant position in supplying gas to the Polish market.¹⁸ Currently, half of all gas consumed in Poland comes from Russia. Of all East European countries, Poland is considered to attach the greatest attention to the geostrategic dimension of energy security, i.e. to stress the need for diversification and independence from Russian gas and to protect the national energy sector against a greater involvement of Russian capital. However, the Polish authorities have not been able to successfully implement any of their diversification projects that had been planned in the 1990s.

The Czech Republic is a relatively small market for natural gas. Similarly to Poland, the share of gas in the energy balance is much

¹⁷ *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, Annex 2, Ministry of the Economy, Warsaw, 10 November 2009.

¹⁸ The agreement was a result of the renegotiation of the intergovernmental agreement of 1993 (the Yamal Agreement). The contracted amount of gas was increased from 7.45 billion m³ to approximately 10 billion m³ (to be supplied from 2012), but the contract duration was made shorter: until 2022 instead of 2037. In addition to the contract with Gazprom, the Polish gas company PGNiG has signed a long-term contract for gas supply with the German VNG (0.4 billion m³ per year until 2016).

lower than the EU average. Nearly all gas for national consumption is imported. Russia is the main supplier, but, unlike other countries in the region, the Czech Republic signed a gas contract with Norway in the 1990s. Russian gas is transported to the Czech Republic via Ukraine and Slovakia, while Norwegian gas arrives via German pipelines. In practice, what the Czech Republic ultimately gets is Russian gas – the Germans swap Norwegian gas for Russian gas. A long-term contract concluded by the Czech energy company RWE Transgas with Gazprom is binding until 2035, while the Norwegian contract will be valid until 2017. In 2009, the Czech Republic imported 6.68 billion m³ from the East and 3 billion m³ of gas from the West.¹⁹ The Czech Republic is not as important a transit country as Slovakia in terms of the volume of gas transported through its territory to Western Europe, but part of the transit of Russian gas (approximately 30 billion m³ per year) goes through the RWE Transgas system to Germany and France.

The consumption of gas in Slovakia, the smallest country of Central Europe, is the lowest. However, natural gas is the basic energy fuel in the Slovak energy balance structure, hence its enormous importance for the economy. Domestic production covers only 2% of national demand. The high import dependence means a high dependence on Russia as the only external supplier of gas to the Slovak market. At the same time Slovakia is the most important Central European transit country, through which Russian gas is transported to the Czech Republic, Germany, Austria, France, Italy, Germany, Slovenia and Croatia. Thus, Slovakia has one of the most dense gas networks in the EU, through which 95 billion m³ of gas per year is sent from Russia. A major weakness of this unique transit system is that there is no reverse flow.

¹⁹ IEA, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011, p. II.51.

Table 2. Consumption and imports of natural gas by Central European countries in 2009. The importance of Russia as a gas supplier

Country	Consumption of natural gas in [billion m ³]	Natural gas share in energy balance [%]	Import share in gas consumption [%]	Russian supplier' share in imports [%]	Russian supplier's share in national consumption [%]
Czech Republic	8.1	15.5	98	70	68.6
Poland	16.3	13.1	61	82	50.2
Slovakia	6.1	29.6	98	100	98
Hungary	11.3	36.6	85	82	69.7

Source: Calculation based on IEA data, *Gas Information 2010*, OECD/IEA 2011.

Central European countries develop their strategic reserves of natural gas. However, in view of technical problems with gas storage the reserves are smaller than those of oil and liquid fuels. A strategic reserve is seen as an important element of energy supply security. According to IEA data, in 2009 the Czech Republic had a strategic reserve of 2.9 billion m³ (the maximum withdrawal capacity – 56.2 million m³ per day) and is now planning to increase the reserve by 30–40%.²⁰ The total Polish reserve was 1.8 billion m³ (35 million m³ per day), which was equivalent to a 41-day average demand for gas in 2009, but only a 26-day average consumption as of January 2010.²¹ Slovakia has a gas storage area of a total capacity of 2.75 billion m³, located in Lab, in the western part of the country. The strategic reserve of Hungary, which is the most dependent on natural gas, totals 4.2 billion m³ (withdrawal capacity of 55 million m³ per day).²² In 2010, Hungary established a special state agency

²⁰ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Czech Republic 2010 Review*, OECD/IEA 2010, p. 68.

²¹ IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, p. 105.

²² IEA, *Gas Information 2010*, *op. cit.*

responsible for the organisation of the strategic reserve. The Hungarian storage capacity is quite impressive, not only at the regional scale – it is possible to store the reserve equivalent to 65% of the net imports of gas. Among EU countries, only Hungary and Austria have a storage capacity which exceeds 50% of annual imports.

The difference between Hungary and Austria lies in the method of organising the strategic reserve: Hungary has reached this level thanks to the government policy of building the national reserve, while most of the Austrian storage capacity consists of commercial storage facilities situated in worked-out deposit areas. Slovakia and the Czech Republic have storage capacities exceeding 20% of the annual volume of imports, while Poland has a smaller capacity, equivalent to approximately 16% of annual imports.²³

Next to the strategic reserve, infrastructural connections play a key role in strengthening the countries' resilience to disruptions of external supply. This involves, firstly, having alternative transport routes of adequate capacities, which could be used to deliver gas from other suppliers as is the case of the Czech Republic and Hungary, and, secondly, reverse-flow interconnectors with neighbouring countries – here Central European countries still lag behind Western Europe. Thirdly, the reverse-flow systems need to be installed on gas pipelines (so-called N-1). The key measure of resilience to external shocks is the level of diversification of entry points to the gas system, and of suppliers. In this respect Central European countries show some of the poorest indicators among EU countries.²⁴ Thus it is imperative for the region to develop transport

²³ IEA, *Gas Emergency Policy: Where do IEA Member Countries Stand?*, OECD/IEA 2011, pp. 7–9.

²⁴ According to the Herfindahl-Hirschman coefficient, Poland was in the worst situation in 2010, where the export diversification index exceeded 0.8, while Hungary was in the best situation, with the index equal to 0.55. The Czech Republic and Slovakia, partly due to the opening of interconnectors at that time, were found in the middle of the scale at levels 0.78 and 0.77, respectively. IEA, *Gas Emergency Policy: Where do IEA Member Countries Stand?*, OECD/IEA 2011, p. 10.

infrastructure and obtain access to the LNG market. It is a prerequisite for the strengthening of the security of gas supply to Central Europe. From the regional perspective, and in particular from the point of view of transit countries, i.e. Slovakia and Poland, an important additional factor is the opening of the first line of the Nord Stream pipeline, which makes the building of new routes and two-way North-South interconnectors necessary.²⁵

The Central European region also has the opportunity of developing shale gas production. According to tentative estimates, Poland's deposits of this unconventional gas can range from 1.4 to 3 billion m³. The first drilling to confirm these estimates was made in 2010. Since that time, the Ministry of the Environment has issued several dozen exploration licenses to foreign companies. Drilling is also made by Polish companies: PGNiG and PKN Orlen. Should this Polish potential be confirmed, there will be a major change in the country's and the region's energy situation, assuming no serious obstacles of technological, economic or environmental nature are found. According to the IEA, in view of the potential barriers, Poland will not be able to start production of unconventional gas before 2020. However, the Polish government is more optimistic, estimating that Poland will be able to extract up to 300 million m³ of shale gas as early as in 2014. According to the

²⁵ The Nord Stream pipeline is a Russian project to connect Russia directly with Germany via the Baltic Sea, under an international consortium (in which Gazprom holds 51% shares, while the remaining shares are held by E.ON Ruhrgas, BASF-Wintershall, Gasunie and GDF Suez). The pipeline bypasses transit countries which are problematic from Russia's point of view; since 8 November 2011 the pipeline has transported 27.5 billion m³ of gas per year. Another Nord Stream line of the same capacity is planned to be put in operation in the last quarter of 2012. The German system operator – Wingas – is building OPAL and Nel pipelines, which will transport gas from Nord Stream. OPAL will be connected with Transgas mains on the Czech-German border (the end point of the 'Brotherhood' pipeline). Thus it will be a transit gas pipeline, while NEL is planned to be an external connection, which will transport around 20 billion m³ of gas from the Nord Stream to north-western Germany.

opinions of experts, unconventional gas is unlikely to strongly influence the energy sector on the European scale, but it might have a strong impact on the regional gas market dynamics and on the current forecasts of the gas sector development in Central Europe, as well as East-Central Europe as a whole.²⁶

1.4. The oil sector

Similarly to the case of natural gas, Central Europe largely depends on supplies of Russian oil. The countries in the region can import oil from other directions, but due to the price factor and the fact that local refineries are fit for REPCO (Russian Export Blend Crude Oil) processing, they still strongly depend on the Russian supplier. Consequently, the Central European oil market is based on long-term contracts with Russian companies and on the Friendship (Druzhba) pipeline system, which transports oil from Russia via Belarus and Ukraine to Slovakia, and further on to the Czech Republic and Hungary (Friendship I). Polish refineries receive oil via the line which runs through Belarus. The largest amount of oil for the Hungarian market is provided through Friendship II (Southern Druzhba) pipeline, which crosses the Ukrainian-Hungarian border. The pipelines are used to a different extent, depending on market needs, including transit. Thus, the Czech section of the Friendship pipeline has a capacity of 9 million tonnes per year, of which two thirds are used. The section between the transfer station in Karlupy and the Slovak border is a reverse-flow section. For comparison, the Polish section of the Friendship pipeline has a capacity of

²⁶ F. GENY, *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets*, Oxford Institute for Energy Studies, December 2010, p. 102. N. BUTLER, *Shale gas and global energy security*, Energy Economist, 4 July 2011; D. KAZMIERCZAK, *The Shale Gas Factor (and what it means for global politics)*, The New Presence, 01-Winter/2011.

43 million tonnes per year. The age of the system is a problem. Older lines are rather worn out, not only because of their age, but also because of the fact that they sometimes pump more oil than their nominal capacity allows. This means that they are nearing the end of their operational life, and the risk of a technological break-down is growing. Thus, the pipelines need to be modernised.

All the countries in the region rely on imports to satisfy their demand for oil. The largest oil market is Poland, where in 2009 the total consumption of oil reached 25.5 million tonnes, and only 4% of the demand could be covered from national production. The share of Russian oil in Polish imports is around 94%. Poland might not have other pipeline options for oil imports than via the Friendship pipeline, but thanks to the country's access to the sea and to oil terminals it can import petroleum products by sea. A particularly important role in safeguarding the security of supply is played by the Gdańsk oil terminal of 34 million tonnes/year transshipment capacity, greater than the annual national crude oil demand. The terminal capacity is now used chiefly for exports of Russian oil, and to a lower extent for imports. In 2009, 7.1 million tonnes of oil and petroleum products were transhipped at Naftoport. Small terminals in Gdynia and Szczecin are also used for importing petroleum products. This shows that in the situation of a potential oil crisis, the main technical barrier to ensuring stability of supply is not the lack of alternative routes but rather the fact that Polish refineries are fit for processing Russian oil. Six Polish refineries have an aggregate processing capacity of 28 million tonnes per year. The two largest refineries – in Płock, owned by PKN Orlen, and in Gdańsk, owned by Grupa Lotos, cover 98% of the total processing capacity.²⁷

²⁷ In 2008 Poland was a net exporter of jet fuel, fuel oil and kerosene. Polish refineries recorded deficit, *inter alia*, in LPG, petrol and diesel production. Data: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

The average consumption of the Czech Republic totals 9.8 million tonnes of oil per year. Approximately 97% of oil is imported, two thirds of which comes from Russia. The rest is imported from Azerbaijan, Kazakhstan, Norway and North Africa. The Czech Republic gained access to Azerbaijani oil and to the world oil market thanks to the IKL (Ingolstadt-Karlupy-Litvinov) pipeline built in the years 1994–2005, with a transmission capacity of 10 million tonnes per year. The pipeline is connected with TAL (Trans-Alpine), an international pipeline which begins at the Italian oil terminal in Trieste and runs through Germany.

Currently, about one third of the oil supply to the Czech Republic goes through the IKL pipeline, which the European Commission shows as a perfect example of state investment in the security of supply. Should there be any problems with imports from the East, as was the case in 2008, the Czech Republic can buy oil in world markets and use its free transmission capacity of the western route. Currently, the capacity of IKL is planned to be increased. However, in practice, the development of this route for the needs of the Czech market can encounter obstacles, as most of the transmission capacity of TAL to which IKL is connected, is used by western companies for supply to three German and one Austrian refinery. Czech refineries have a processing capacity of 9.7 million tonnes per year. Most of the capacity comes from the two largest refineries: Litvinov and Karlupy which are owned by Ceska Rafinerska.²⁸ The production of the national petrochemical industry does not fully satisfy the needs and thus the Czech Republic must import part of its petroleum products.²⁹

²⁸ Shareholders in the company are Unipetrol, in which in turn, PKN Orlen (62.99%), as well as Shell and Eni have shares.

²⁹ In 2008 most of the Czech Republic's demand for, *inter alia*, jet fuel, diesel and petrol had to be satisfied through imports. At the same time the country was a net exporter of diesel and LPG. Data: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

In Hungary, the consumption of oil is currently lower by 22% than in the early 1990s, at a level of around 7.5 million tonnes per year. Hungary shows the lowest dependence on oil imports among Central European countries; while at the same time nearest to the EU average. National production satisfies nearly 12% of national demand for oil. However, similarly to other countries of the EU, in view of the falling national production capacities and the growing demand for motor fuels, the share of imported oil in the Hungarian market is expected to grow.³⁰ Hungary imports most of its oil (over 6 million tonnes) from Russia, via the Friendship II line, and a small volume via a pipeline running from Slovakia. In addition, Hungary can import oil through the Adria pipeline with a capacity of 10 million tonnes per year, running from the Croatian oil terminal in Krk. However, this route is mainly used for transit. Refineries which are owned by the Hungarian firm MOL export petroleum products to neighbouring EU countries, chiefly to Austria, Germany, Slovakia and Romania. Danube, the largest refinery situated in Szazhalombatta, processes around 8.1 million tonnes per year; both Friendship II and Adria pipelines are connected to it. Slovnaft refineries in Slovakia are also owned by MOL. The above-mentioned refineries play an important role in the supply of petroleum products in the region.³¹

Slovakia's oil consumption is approximately 4.1 million tonnes per year. Similarly to other Central European countries, the country depends on imports which cover 98% of national demand, Russia being the main supplier. Oil is imported via Friendship I with a capacity of 20 million

³⁰ E.g. in 2004 national production still accounted for approximately a quarter of oil consumption.

³¹ Hungary is a net exporter of, *inter alia*, LPG, motor fuel and diesel oil. In 2008, Hungary recorded a slight deficit in the production of diesel, as well as jet fuel and other products. Data: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

tonnes, which means that the territory of Slovakia plays an important role in the transit of Russian oil. An important role in supply diversification is played by a short (8.5 km) pipeline connecting the Friendship line with the Hungarian section of the Adria pipeline. It has a capacity of 3.5 million tonnes per year, but only 6% of it is used. Slovakia has one refinery: Slovnaft in Bratislava, owned by the Hungarian firm MOL. This refinery processes ca. 6 million tonnes of oil per year, and a substantial part of its production, in particular motor fuel, is exported. It is one of the most complex petrochemical plants in Europe.³²

All countries of the region have strategic reserves exceeding 90-day stocks as required by the IEA and the EU.³³ All of them also have alternative options of oil imports. Poland's situation is the best in this respect, considering its direct access to the sea and own oil terminal. The fact that Central European countries are closely connected with the Russian system of oil transport and the fact that refineries are suited for REPCO type oil processing, might present serious challenges in the future. Since Russia has opened new transport routes to Asia and started the BTS-2 transport system, by which oil will be sent directly to Russian oil terminals in the Baltic Sea,³⁴ the transport of oil through the Friendship

³² Thanks to the Slovnaft refinery, Slovakia is a net exporter of petrol, jet fuel, diesel, diesel oil and other petroleum products, but is an importer of, *inter alia*, LPG. Data: IEA, *Energy Statistics of OECD Countries 2010*, OECD/IEA 2010.

³³ According to the IEA methodology, the Czech Republic has a stock of oil and petroleum products equivalent to 107 to 129 days of consumption, while the state reserves of oil and petroleum products in Slovakia are equivalent to 95 days of consumption, and including the commercial reserve, to 120 days. In 2010 the Polish reserve was equivalent to 126 days of net imports.

³⁴ The construction of the BTS2 – Baltic Pipeline System 2 – was decided based on the signing of a decree of December 2008 by Prime Minister Putin. BTS2's planned capacity is 50 million tonnes per year, going from Unecha to Ust-Luga in the Gulf of Finland. The economic justification of the project was questioned by Russian experts – the pipeline was to be financed by Transneft, while the construction cost is estimated at USD 5 billion. However, it is, first of all, a political project conceived in relation with Russia-Belarus conflicts and the policy of independent transit routes.

system can be limited. Most probably Russia will be unable to feed oil into both routes. Some analysts estimate that after the second stage of BTS₂ is completed, exports through the northern line of the Friendship system may stop altogether.³⁵ This would be detrimental, first of all to Poland, as it would mean having to bear the costs of oil imports, stopping exports via Naftoport, as well as investing in adjusting refineries to processing of different types of oil. Other countries in the region would be less affected, as having no alternative, oil transport via the southern line of Friendship is likely to continue.

1.5. The electricity sector

The countries of Central Europe have made great efforts towards the restructuring of the electricity sector. According to Hirschhausen and Zachmann, the reform of the electricity sector, which took 50 years in the case of western countries, was to be implemented by East-Central Europe in just 15 years as part of the region's transformation (from a communist to a capitalist system).³⁶ During that period the countries successfully transformed natural monopolies, appointed regulatory bodies, partially unbundled production, transmission and distribution, privatised some market operators, improved the sector's effectiveness and environmental standards, and joined international trade in electricity. In the mid-1990s, Poland, the Czech Republic, Slovakia and Hungary, which operated under the CENTEREL system, joined UCTE (the Union for the Coordination of Transmission of Electricity). Already in the pre-accession period they had to align their legislation with

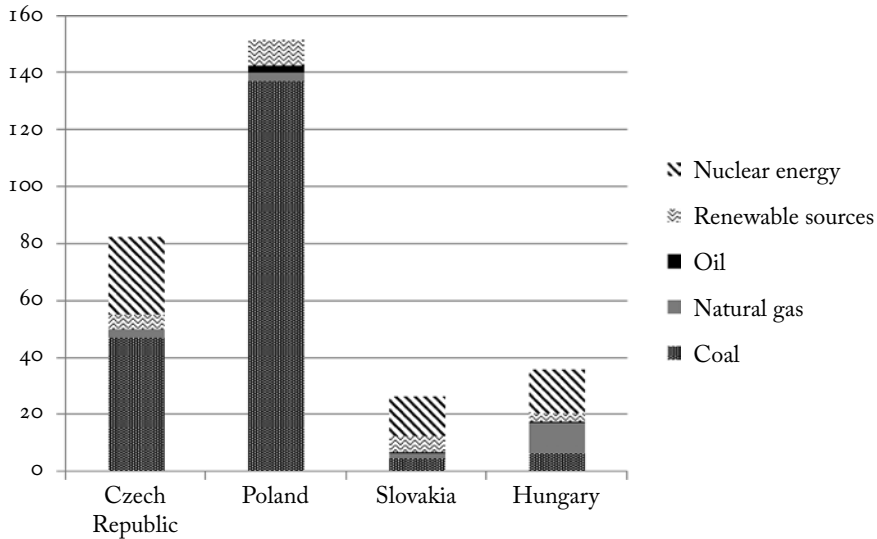
³⁵ W. KONOŃCZUK, *Rosja podjęła ostateczną decyzję o budowie ropociągu omijającego Białoruś i Polskę*, Tydzień na Wschodzie, 3.12.2008.

³⁶ CH. VON HIRSCHHAUSEN, G. ZACHMANN, *Ensuring EU enlargement to new Member States*, in: J.M. GLACHANT, F. LEVEQUE (ed.), *Electricity Reform in Europe. Towards a Single Energy Market*, Edward Elgar Publishing Limited 2009, p. 107.

the EU *acquis*. There are still obstacles to the liberalisation of the energy sector, making the creation of the common market difficult, but since their accession to the EU, Central European countries have made more and more radical changes every year and have been adjusting their markets to international competition.

Compared to the previous communist system there have also been changes in electricity consumption and generation. In the early years of the region's transformation, demand for electricity fell as a result of the closures of many companies, but since the mid-1990s there has been constant growth. The dynamic growth of electricity consumption over the past decade has been largely due to economic growth. The aggregate electricity consumption of the countries in the region is 286.9 TWh, i.e. much less than the annual national consumption in such countries as Germany, France or Italy. However, one can expect substantial growth in electricity use in Central European countries, thus the importance of the electricity market and the infrastructure necessary for its development is likely to increase. Compared to the early 1990s, there has been a noticeable change in the composition of end-users, with a marked growth in the consumption of electricity by households and the service sector, and a shrinkage in the share consumed by industry. Today it is almost the same as in the EU-15 countries. On the other hand, the structure of production broken by primary carriers has not changed significantly. A rather limited growth in the use of renewable energy sources has been recorded, but power generation in the region is still based on coal (Poland, the Czech Republic), nuclear energy (the Czech Republic, Hungary, Slovakia), and in the case of Hungary also on natural gas imported from Russia. Against this background, Poland has the least diversified electricity balance – nearly 90% of electricity comes from coal-fired power plants (which is, however, less than in the 1990s, when 97% of the Polish electricity sector was coal-based). Chart 3 illustrates the break-down of electricity generation by source.

Chart 3. Electricity generation in Central Europe by sources [TWh]



Source: Compiled by the author. Calculated on the basis of IEA, *Electricity Information 2010*, OECD/IEA 2010.

Poland is the largest producer of energy in the region, with a surplus of electricity in its current accounts. However, the system is not flexible enough to compete in the pan-European market. Currently, Poland's transmission grid is connected with Sweden, Germany, the Czech Republic, Slovakia, Belarus and Ukraine, but the interconnection capacity is rather limited. At the same time, compared with other Central European countries, Poland's electricity sector has been the least privatised – according to the International Regulation Network privatisation of Poland's production and distribution sectors is in a preliminary phase, while in other Central European countries it is in the final phase.³⁷ As compared with the 1990s, Poland has made major progress in liberalising its market, modernising infrastructure, raising effectiveness and environmental standards and in deregulation, but

³⁷ IERN, *Country Factsheets 2008*.

its wholesale trade segments are still concentrated, infrastructure and production technologies obsolete, retail prices still regulated and energy-intensity and emission indicators at a high level.³⁸ Currently, only 1.38% of electricity consumption is covered by spot transactions. In the Commission's opinion, Poland is the only country in the region to have moderately concentrated production capacities.³⁹ To improve competitiveness, dispersed sources of electricity generation, deregulation, remodelling of wholesale trade are needed, along with continuing modernisation and development of infrastructure, including the transmission grid, as well as more flexibility on the demand side. The IEA estimates investment needs of the Polish electricity sector in the years 2010–2030 at EUR 195 billion.⁴⁰

³⁸ Poland's power grid PSE (Polskie Sieci Energetyczne) only began the unbundling process in 2007. Poland has applied ownership unbundling to the Transmission System Operator. At the same time, as a result of the government restructuring and consolidation programme, four vertically integrated key groups were created in the production and distribution sector – PGE, Tauron, Energa and Enea. Thus, operators of transmission systems are part of the above groups. The dominance of capital groups in the market (83% of sales) reduces the flexibility of the wholesale market and pricing transparency. According to the government's plan, the consolidation of energy businesses (producers and distributors) is to prepare the Polish energy sector for participation in the international market and to make it able to meet the challenge of foreign competition. See: IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, pp. 61–80.

³⁹ The Commission has classified Slovakia as having very highly concentrated production capacities, and Hungary and the Czech Republic as having highly concentrated production capacities. EC, *Technical Annex to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament Report on progress in creating the internal gas and electricity market Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament*, Brussels 2010, p. 12.

⁴⁰ Around two thirds of this amount will be spent on the modernisation of old production facilities and the building of new production capacities – more than half of the power plants are over 30 years old. The outstanding amount must be allocated to the modernisation of the transmission network – 80% 400 kV lines and 99% 1220 kV lines are more than 20 years old. IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, p. 65.

The Czech Republic has the highest production capacity surplus of all Central European countries, being the EU's third-largest net exporter of electricity after France and Germany. One quarter of its exports go to Slovakia, Germany and Austria. At the same time the Czech Republic is a net importer of electricity from Poland. Energy interconnections with neighbouring countries are well developed, so the Czech Republic will be a "bridge" between Western and Eastern European energy systems. Approximately 32% of installed transmission capacity in the Czech Republic falls to energy interconnections, but they are often overloaded. Access to cross-border transmission capacity is offered through auction (on an annual, monthly or daily basis). The electricity generation sector is highly concentrated – approximately 75% of the production capacity belongs to the state-owned company CEZ, which owns coal-fired, nuclear, solar and wind power plants. This situation significantly hinders market competition.⁴¹ Similarly to the Polish system, the Czech sector has an obsolete infrastructure (most of the coal-fired power stations are 50 years old), but its production sources are much more diversified and the transmission network better developed. The development of infrastructure is important for the Czech Republic, but it seems that the main problem of the Czech electricity sector is the regulatory framework in terms of privatisation, growth of energy efficiency and decarbonisation.⁴² The Czech Republic shows the highest indicator of electricity consumption per capita in East-Central Europe.

In Hungary and Slovakia electricity generation is highly diversified, but at the same time their production capacities are insufficient

⁴¹ CEZ was accused of anti-competitive practices. In November 2009 the EU opened an inquiry about the company.

⁴² Energy efficiency is marginalised in energy policy. In this context Buzar notes that it is dealt with by many state institutions, but not the Energy Policy Department of the Ministry for Trade and Industry. s. BUZAR, *Energy Poverty in Eastern Europe. Hidden Geographies of Deprivation*, ASHGATE 2007, p. 89.

to cover national demand. In 2005, Slovakia fully liberalised its wholesale market of electricity. Slovakia's electricity sector is characterised by a high concentration of production capacities – 85% falls to Slovenske Elektrarne (SE); three main distributors of energy (ZSE, SSE, VSE), each with a majority state share, have a dominant position. Many smaller operators of distribution networks (154 firms) also operate in the market.

Compared to other countries in the region, Hungary's electricity sector is the most privatised – this refers to power plants, as well as to 100% of energy suppliers. However, in 2008 Hungary was the only country in the region to have maintained regulated prices for households and other customers alike.⁴³ Currently only six distributor companies operate in the Hungarian market. The MVM company (the operator of the transmission grid) is responsible for imports and exports of electricity. The Hungarian system is connected with those of Slovakia, Ukraine, Austria, Croatia, Romania and Serbia.

Table 3. Production, consumption, imports and exports of electricity in Central European countries in 2009 [TWh]

	Production	Consumption	Imports	Exports
Czech Republic	82.3	68.6	8.6	22.2
Poland	151.6	149.4	7.4	9.6
Slovakia	26.2	27.5	9.0	7.7
Hungary	35.9	41.4	10.7	5.2

Source: Compiled by the author on the basis of, IEA, *Electricity Information 2011*, OECD/IEA 2011.

⁴³ At that time Poland and Slovakia maintained regulated prices for households. *EC Benchmarking Report 2009, Technical Annex, op. cit.*, p. 5.

The electricity markets of Central European countries are not exclusively national markets that are separate from each other, but they are not as yet a uniform regional market, which will be an important component of the European market. A single market calls for appropriate uniform regulation and for compliance with specific technology requirements. In 2009, the Slovak and Czech markets merged in order to increase flexibility and to prove that an integrated market can operate well. Hungary is planning to join the market in the second quarter of 2012 according to an intergovernmental memorandum signed in May 2011.

Basically, throughout Central Europe there are two fundamental problems in the area of security of power supply. Firstly, the transmission capacity of connections with neighbours is insufficient, and the allocation of power is ineffective, which often results in the overloading of electricity lines. Secondly, the transmission and distribution infrastructure is obsolete and generating capacities are limited. The use of fuel in obsolete power plants, in particular coal-fired power stations, is inefficient, and in addition, energy is generated at a high environmental cost. In the 1990s, ageing production capacities were seen as a serious supply security problem only in view of the falling demand. However, demand trends have fundamentally changed. In view of the region's growing demand for electricity – according to UCTE in the years 2009–2020 electricity demand in the countries discussed is likely to grow by more than 20%,⁴⁴ and in view of the fact that production is growing slower than consumption,⁴⁵ infrastructure issues are the main challenges faced by Central European countries. The energy sector needs to be modernised and become more efficient not to

⁴⁴ UCTE, *System Adequacy Forecast 2009–2010*.

⁴⁵ For example, in the years 2000–2009 the average growth in production capacity in Poland was 0.6% per year, while demand grew by ca. 1.1% per year. IEA, *Energy Policies of IEA Countries. Poland 2011 Review*, *op. cit.*, pp. 61–62.

become a barrier to the region's development. Not only power plants but also electricity lines need to be modernised and better developed to meet the growing demand and sustain an adequate level of energy system security.⁴⁶ The strengthening of energy interconnections with neighbouring countries is of particular importance. The development and modernisation of the grid is also a prerequisite for the implementation of the EU policy of effective integration and the creation of a pan-European system, as well as adjusting the grid to accept more electricity generated by renewable energy sources. This means that the system will have to be rebuilt, particularly because some renewable energy installations – wind farms, solar collectors and biomass installations – can be located far from consumption centres. According to the Commission's recommendations, new installations and the entire energy system should be based on innovative and smart communication and information technologies which would raise the system's efficiency at transmission and distribution levels (the so-called *smart-grid* is expected to improve transparency of the system and give customers greater control over energy consumption). The electricity sector will certainly absorb a substantial part of public budgets in the region, but most investment projects must be carried out by private entities. The participation of private entities in the modernisation of the sector has been insufficient so far, and a better climate for investment is needed, including further liberalisation, a reliable regulatory framework, a stable financing system and the merging of energy markets.

⁴⁶ Electricity transmission losses in Poland and Hungary are closer to losses generated by the Russian transmission system than to the EU-15 countries. Technical and commercial losses of the Polish and Hungarian systems vary around 9–11%, while the Czech Republic and Slovakia have succeeded in reducing the losses below 8% (which is a standard in the EU-15). Following: P. MITRA, M. SELOWSKU, J. ZALDUENDO, *Turmoil at Twenty. Recession, Recovery and Reform in Central and Eastern Europe and the Former Soviet Union*, IBRD/WB 2010, p. 225.

A particularly difficult task for Central Europe, and in particular for the Czech and Polish coal-based energy cultures, will be to strike a balance between various energy policy objectives in the electricity sector. How to reconcile the needs of supply security, competitiveness and a sustainable environment for the energy sector? How to reconcile the need for decarbonisation with a coal-based economy, how to tighten regional integration and enhance competitiveness, while at the same time maintaining national production capacities and market power? EU legislation on the climate and energy policy is a serious challenge to the energy security of the countries in the region. It entails the need to stray from coal-based production towards more environmentally-friendly energy sources and/or implement expensive technologies to reduce the sector's emissions (this issue was discussed in Section 3.4).

Another problem is the energy poverty of the Central European region, understood as the incapacity of households to purchase adequate amounts and quality of electricity and heat for the equivalent of 10% of their monthly earnings.⁴⁷ As a result of the liberalisation of energy prices, prices grew over a relatively short period (in the years 2002–2006 energy prices in Slovakia rose by 600%; the Czech Republic and Poland liberalised prices in the 1990s). Consequently, Hungary, Slovakia, Poland and the Czech Republic are among the EU countries with the highest electricity prices for households, calculated according to purchasing power parity (PPP), ranked the first, the third, the fourth and the fifth, respectively.⁴⁸

⁴⁷ More on energy poverty: S. BUZAR, *Energy Poverty in Eastern Europe. Hidden Geographies of Deprivation*, ASHGATE 2007.

⁴⁸ *EC Benchmarking Report 2009, Technical Annex, op. cit.*, p. 19.

2. The integration of Central European markets as an opportunity for the strengthening of regional energy security

2.1. Building energy interconnections and implementing the North–South Transmission Corridor project

Due to the different energy situation of Central European countries and other countries of Central and Eastern Europe from the EU-15 countries in geostrategic and economic terms, there are different perceptions of threats to energy security and different positions on the EU's energy priorities. The main issue of Central European countries is the lack of adequate number and quality of infrastructure connections with countries in the region and other EU member states, including in particular reverse-flow pipelines, alternative pipelines and import pipelines, LNG terminals and a greater transmission capacity of existing transport routes for gas, oil and petroleum products.

Infrastructure and regulatory deficiencies in the electricity sector might be less conspicuous than in the case of gas interconnections but they nevertheless significantly hamper the effective allocation of production capacities in the region and prevent a successful crisis response. An inadequate number and quality of interconnections between gas and electricity systems significantly affect the flexibility of energy systems. This, in turn, results in a greater vulnerability to energy crises, whether it be gas supply interruptions in situations of external supply disruptions or black-outs. From the economic perspective, the lack of energy interconnections and of an appropriate regulatory framework prevents the growth of competitiveness in the gas and electricity markets. As mentioned above, this also adversely affects the capacity to negotiate

better import contracts by the countries of the region, as well as their ability to respond to changes in the economic situation in world's energy fuel markets.

Infrastructure deficiencies, which continue to be the greatest barriers to the development of the regional energy market and increasing energy security, result to a large extent from the lack of cooperation between Central European countries in this respect. Paradoxically, not all Central European countries have attached similar attention to the diversification of supply and the need to create regional energy interconnections. Their perceptions of Russia as the supplier of energy fuels also differs. Since the 1990s the Czech Republic and Poland have made various attempts at diversification; their energy policies focused on maintaining as high a level of energy self-sufficiency as is possible. However, only the Czech Republic has managed to build alternative import connections – the pipeline connection with Germany and the IKL pipeline, and invest in nuclear and renewable energy projects.

At the same time, Poland has squandered opportunities for the diversification of gas and oil imports – neither the connection with the Scandinavian system and LNG terminal have been built nor the Odessa-Brody-Gdańsk pipeline project implemented. Interestingly, Hungary, despite the country's high dependence on Russian gas, for a long time did not have a comprehensive strategy for security of supply.⁴⁹ However, the connection with the Austrian gas hub and the Adria pipeline has been built. Slovakia has only one reverse-flow connection with the Hungarian system and has only in the last few years been developing plans for similar pipeline connections with other countries.

The countries of the region did not show willingness to cooperate in the field of energy security, not only because of different perceptions of

⁴⁹ A. DEAK, *Diversification in Hungarian Manner: The Gyurcsany Government's Energy Policy*, International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs, No. 3-4/2006, pp. 45, 48.

energy issues, but also because of the fact that they competed on political and economic platforms. This approach was particularly exemplified by the failure of the Visegrad Group cooperation in the mid-1990s. The implementation of joint projects in the energy market was even more difficult due to competing commercial interests of energy companies operating in each country and energy market segment. The merger of markets implied stronger competition, so national tycoons of the energy markets feared having to share the market and losing part of their gains.

The Russian-Ukrainian gas crises of 2006 and 2009 marked a breakthrough in converging Central European countries' visions of energy security and seeing the need for an enhanced energy cooperation. At that time some EU countries, including all Central European countries, experienced breaks in gas supply. As result of the crisis of 2009, supplies of 300 million m³ per day were not delivered for 14 days. Between the 6th and the 20th of January 2009 EU countries were deprived of 20% of their gas supply (30% of imports), which had serious economic consequences. The losses of EU countries and of South-Eastern Europe are estimated at EUR 1.6 billion.⁵⁰ In 2009, East-Central European countries faced serious supply disruptions; only the Czech Republic was able to import larger quantities of gas via the German piping system to compensate for shortages in the supply from Russia. Other countries had to rely on their national strategic reserves. Slovakia suffered the most as a result of the cut of supply. For the first time in its history the country was completely cut off from its external gas supply. The situation of the sector was aggravated by the fact that although the country had strategic reserves, there was no technical possibility to revert the pipeline transmission from West to East, which practically made their use for supply to eastern regions of Slovakia impossible. On top of that, those events

⁵⁰ J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, in: J.M. GLANCHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, *EU Energy Law & Policy*. Yearbook 2011, Claeys & Casteels 2011.

showed a blatant gap between infrastructures of Western and Central European EU Member States – at that time Western Europe had sufficient amounts of gas, but could not use it to compensate for the losses suffered by Central European and South-Eastern countries.

These gas crises raised the awareness of many EU countries of how serious the problem was and forced politicians to take active efforts in order to safeguard future supply. The first step after the crisis of 2006 was to increase the level of strategic reserves and to step up efforts to strengthen the external dimension of the EU energy policy. Hungary, which in January 2006 lost approximately 60% of its gas supplies, began developing the concept of the New Europe Transmission Systems (NETS), which was later incorporated into the EU's energy policy. The NETS project envisages the interconnection of Central European and South-Eastern European gas transmission systems by creating a common operator of the transmission system. At that time, Poland was active in creating mechanisms to enable the EU to respond collectively during energy crises. The next crisis of 2009, as well as progress in the Nord Stream project, which is aimed at safeguarding the Russian gas supply to Western Europe regardless of any conflicts with transit countries, raised the awareness of the fact that the integration of Central European energy markets is the main method to strengthen security of supply. Energy interconnections have become a priority of the region's energy security via interconnectors enabling gas transmission in both directions and the creation of possibilities of reverse-flow transport via existing pipelines.

An additional factor fostering the development of new projects was the decision taken at the EU level to increase financial engagement in the creation of new interconnectors. In addition to the existing support instrument, TEN-E (Trans-European Networks for Energy), a new investment plan was prepared in 2009 – EEPR (European Energy Programme for Recovery), envisaging the investment of over EUR

2.3 billion in energy interconnection projects in gas and electricity sectors.⁵¹ It is for the first time that such large amounts were allocated to energy projects from the EU budget. For comparison, the TEN-E budget for the years 2007–2013 amounts to EUR 155 million. In the years 2007–2009, EUR 70 million was allocated to 40 energy projects. Thus the TEN-E budget could not be a major contribution to regional energy investment, though the granting of the TEN-E status to the project gave it access to other EU financial instruments, including the structural funds and the Cohesion Fund, as well as to EIB loans.⁵² As a result, after 2009, Central European countries became visibly involved in active cooperation to build new infrastructure connections, which was expressed by further advanced projects, as well as the opening of the first interconnectors in the years 2010–2011.

In September 2011 a gas interconnector joined Poland and the Czech Republic. It was built by transmission system operators – the Polish GazSystem and the Czech Net4gaz. The weakness of this interconnector is its small capacity – ca. 0.5 billion m³ per year, and the lack of reverse-flow capacity – currently gas can only be transported from the Czech Republic to Poland. However, in the future the Polish-Czech interconnector will be able to transport gas both ways; an increase of its capacity is also planned. Works on the gas connection between Poland and Slovakia's gas system are also underway; its parameters allow the transport of approximately 6 billion m³ of gas per year. The Slovakia-Poland connection will supplement the Slovak-Hungarian interconnector project, which is more advanced. In September 2011 Hungary and Slovakia

⁵¹ Of which EUR 1.3 billion is to be spent on gas interconnections and EUR 900 million on electricity network connections.

⁵² Among other financial instruments are the Seventh Framework Programme for Research and Technological Development and the “Smart Europe” programme. The funding allocated to energy projects under these programmes amounts to ca. EUR 300 million and EUR 100 million respectively.

signed an agreement on that matter, having been granted EU support (under EEPR). According to this agreement, in the years 2013–2014 the interconnection between the gas piping systems of both countries (the Slovak-Hungarian Gas Transmission Interconnection Pipeline) will be built.⁵³ The pipeline will connect the Slovak system in Velke Zlievce with the Hungarian system in the Budapest area.⁵⁴ The interconnector is planned to be put into operation in 2015 and to supply gas from Slovakia to Hungary. Despite the fact that the interconnectors do not allow a reverse flow according to the EU regulation on the security of gas supply, within three years of the entry into force of this regulation operators of transmission systems are obliged to install reverse flow at all connection points between gas systems of EU Member States where it might increase the security of the gas supply. If gas can be sent both ways the system becomes more flexible, thus reverse flows are planned not only at new connections, but also at existing East-West connections. Under the EEPR, the co-financing of Slovak-Czech and Slovak-Austrian gas interconnectors is envisaged as are pipelines in Slovakia, the Czech Republic and Germany, as well as connections between Poland and Germany and Poland and the Czech Republic.

Among all the countries of Central Europe, Hungary has been the one most actively involved in intensifying the efforts to build new energy interconnections and modernise the existing routes. This results from a clear change of the country's energy policy in its external and internal dimension. New connections are to safeguard Hungary against any interruptions of supply from the East, while at the same time enabling imports of additional amounts of gas in the spot market, which is of particular importance in view of Hungary's withdrawal from subsidising

⁵³ The agreement was signed by the Slovak gas company Eustream and the Hungarian company Ovit. The gas pipeline is planned to be put in operation at the beginning of 2015.

⁵⁴ Magyar Gaz Tranzit ZRt will be established to implement this project.

gas prices to households. The possibility of supplying cheaper gas to the national energy sector should help to compensate for reduced subsidies. At the same time, under the new energy strategy Hungary is undertaking an ambitious effort in order to make the country an important Central European centre of gas trade. Three interconnections, one planned connection with Slovakia and two other connections already underway – with Bulgaria and Croatia, will be crucial in this context. Hungary is also planning to build an interconnector with Slovenia.

The Hungary-Romania interconnector (Szeged – Arad) was opened in October 2010. The connection is 109 km long and has a capacity of 1.5 billion m³ of gas per year. It was built by the Hungarian firm FGSZ (Mol) and the Romanian company Transgaz with financial support from the EU, which has covered half of the aggregate cost of the project (under the EERP). The capacity of the pipeline might be increased in the future up to 4.5 billion m³. Currently gas is directed from Hungary to Romania. Another project which is now underway – the Hungary-Croatia interconnector – is of key importance in the context of the creation of an integrated market of Central and South-Eastern Europe. The pipeline is 293 km long and connects Slobodnica in Croatia with Városföld in Hungary. It was built and put into operation in August 2011 by the Hungarian concern Földgázszállító (which belongs to the Mol Group) and the Croatian transmission system operator – Plinacro. It has a capacity of 6.5 billion m³ per year and is a reverse-flow connection. The interconnector was built with support from the EU, which financed part of the project (the total cost of the connection amounted to EUR 395 million), also under the EERP. Until the next interconnectors between the gas systems of Central European countries are built, along with the Adria and Świnoujście terminals, the pipeline serves to strengthen the energy security of Croatia, which will import around 1 billion m³ of gas per year via this pipeline (under contracts with ENI and E.ON). In future the interconnector will be a key element of the North-South Gas Corridor.

The strategic long-term goal of Central European countries when building energy interconnections is to create an integrated natural gas transmission corridor – the North-South Corridor. Next to the interconnectors, two LNG terminals – the Polish and the Croatian one – along with a pipeline diversifying gas supply under the Southern Corridor (which was discussed in Sections 2.2. and 2.3) will be of key significance. Thus the North-South Corridor is not just one big infrastructure project; it consists of many smaller reverse-flow interconnector projects, LNG terminals and import pipelines. It is crucial for the practical implementation of the entire project. Firstly, it will allow step-by-step implementation of the Corridor components which will not depend on the progress of large EU projects, such as Nabucco. Secondly, financing sources will be more dispersed, the costs of individual investment projects will be distributed to more diverse entities, consequently making it more affordable.

The North-South Corridor has been taken into account and the idea extended by the EU. The Commission ranked it among the “priority corridors” in its *Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an Integrated European Energy Network* of 2010. The North-South Corridor connections can include not only gas infrastructure, but also oil and electricity connections, which is favourable for market integration and the development of renewable energy sources. The corridor is aimed to strengthen the energy security of East-Central Europe as well as South-Eastern Europe by connecting four seas: the Baltic, the Black, the Adriatic and the Aegean Sea. The idea of the Corridor is also in line with the EU recommendations, according to which every European region should create an infrastructure which would enable physical access to at least two external sources. In addition to Central European countries, the Corridor is planned to cover Bulgaria, Romania and Croatia. It is aimed at ensuring a stable supply of energy fuels, crude oil and gas to countries which do not have access to the sea in the region. This goal is to be achieved by the building of new routes and by using the existing pipeline systems through their interconnection,

reverse-flow installations, and consequently by improving their interoperability. The region's energy infrastructure should be based on smart network technologies, increasing the system's efficiency.⁵⁵

The development of a regional power grid and power generation systems will be crucial for the electricity sector. This will help the region to meet the growing demand and to adjust to a growing share of energy based on renewable sources and to further market integration. The Commission included energy interconnections in East-Central Europe as well as in South-Eastern Europe aimed at strengthening the network of electricity flow North-South and East-West into priority transmission corridors covering the Central European region. Apart from ensuring greater integration of Central Europe, these connections will also help integrate the Baltic States which, being isolated from the EU system, are now known as "energy islands". In addition to the connections which are aimed at increasing the security of energy supply in the region, the long-term EU programme of building "energy highways" is also important for Central Europe. They will accommodate an increasing amount of wind energy generated on the North Sea and the Baltic, as well as other renewable energies, and to help meet an increasingly flexible and decentralised demand for electricity. The first energy highways are to be put into operation by 2020. A total area of electricity interconnections as indicated by the Commission is much wider than the area covered by gas and oil interconnections, but similarly to the latter the strengthening of transmission capacities and combining production and transmission capacities on the North-South line is the greatest challenge. To achieve this, the Commission found it necessary to create system connectors, mainly in the territory of Germany and Poland, in order to connect new production capacities in the north with pumped-storage hydro power plants which

⁵⁵ EC, *Priorities for 2020 and Beyond – a Blueprint for an integrated European Energy Network*, COM (2010), 17 November 2010.

are to be built in Austria and Switzerland and new production capacities of South-Eastern countries. The transmission capacity between Slovakia and Hungary and Austria will also increase. New connections between Poland and Germany will also be created to accompany the launch of a new Polish-Lithuanian connection.

The Commission has appointed the High Level Group (HLG), consisting of Central and Eastern European countries (the Czech Republic, Poland, Slovakia, Hungary, as well as Austria, Bulgaria, Germany and Romania) which will work on specific proposals and regional plans. The HLG deals with the strengthening of regional cooperation between countries in the region and developing plans for energy interconnections of gas, oil, and electricity. The HLG debates at the secretary of state level. Three Working Groups operate within the HLG (for oil, gas and electricity). They consist of representatives of ministries, transmission network operators, regulatory bodies and industry. Slovenia also joined the Working Group on Gas. Croatia has the status of observer in that group.

2.2. The northern dimension of the diversification projects under the North-South Gas Corridor

The key role in the northern dimension of projects aimed at the diversification of natural gas sources and transport routes will be played by the LNG terminal in Świnoujście, on the Polish coast of the Baltic Sea. It is the most advanced investment project of all the diversification projects of the North-South Corridor. The LNG terminal in Świnoujście is being built by the company Polskie LNG.⁵⁶ The project includes the

⁵⁶ The company was created in 2007, by the Polish PGNiG gas company. In 2008 it was owned by Gaz-System – a Polish operator of the transmission network. PGNiG is to be responsible for supplying gas to the Świnoujście Terminal. In August 2008, the Polish government adopted a resolution on the priority treatment of the construction of the LNG terminal as a strategic investment project, in line with plans for the diversification of the gas supply and in order to increase national energy security.

construction of pipelines to collect liquefied gas from ships, LNG storage tanks and re-gasification facilities. The terminal's capacity will be 5 billion m³ per year in the first phase of its operation, while the target capacity will be 7.5 billion m³ per year. LNG tanks, built in Poland, will have a volume of 160 thousand m³. The start-up of the installation is planned to take place in June 2014. The terminal will offer the opportunity of importing gas by sea from such countries as Qatar or Algeria. PGNiG has signed a 20-year gas contract with Qatar for the supply of 1.5 billion m³ of LNG. The investment project in Świnoujście is of strategic importance for Poland and other Central European countries. It provides access to the global LNG market and increases the system's flexibility in case of supply disruptions from the East and fluctuations of energy fuel prices.⁵⁷

A pipeline connection with Norway, the second largest supplier of gas to the EU, would also enable the diversification of the gas supply, which is now available only from Russia. Polish ideas to build a submarine connection with the Scandinavian Skanled system have never been realized. However, the Baltic Pipe project – a pipeline running from Denmark to Poland, which would enable imports of natural gas from the Norwegian continental shelf – might be revisited. Under the TEN-E 2009 programme the EU has become involved in the co-funding of preparatory work (project pre-investment), including geotechnical studies of sea floor and environmental monitoring.⁵⁸ Awarding the co-financing to the Baltic Pipe project means that the Commission considers it important for the strengthening of the security of supply to the EU. During the gas crisis of 2009 the Czech Republic realized how important Norwegian gas

⁵⁷ The price of gas transported by the pipelines is indexed to the prices of crude oil, while the LNG price is referred to the level of prices on the liberal American gas market (so it is fully competitive – gas to gas competition).

⁵⁸ In 2010 the Commission selected 41 energy projects under TEN-E 2009, to boost the economy and improve the security of supply. EUR 1.12 million has been allocated to the Baltic Pipe.

could be for the security of supply. Thanks to the contract with Norway implemented using the system of German pipelines, the Czech Republic was able to maintain the stability of supply to major domestic customers when Russia interrupted the supply.

The Nord Stream pipeline running along the bottom of the Baltic Sea is a challenge for the Central European region in the northern dimension. The pipeline reduces, albeit not eliminating altogether, the Russia's dependence on the existing transport routes leading via Ukraine and Central European countries. The new connection gives more flexibility to Russia, as it is technologically possible to redirect a part of supplies from the existing routes to the Nord Stream pipeline. However, in view of the target transmission capacity of the new pipeline – 55 billion m³ per year, Russia will continue to transport gas to Western Europe over the pipelines running through Ukraine and Central European countries. Russia's dependence on these routes and the ensuing possibility of manipulating the gas supply will to a large extent relate to the dynamics of the EU's demand for Russian gas. The construction of the pipeline was one of the factors of relevance for the development of regional energy interconnections and speeding up of diversification projects. The latter have been, on the one hand, oriented towards the diversification of suppliers, and towards diversification of the existing transport routes on the other.

The diversification of gas suppliers thanks to new pipelines and LNG terminals is undoubtedly fundamental for increasing energy security in the region. Central European countries are also trying to diversify the routes of supply of Russian gas. The building of interconnections with Germany, might serve, among other things, the transportation of Russian gas which is sent through the Nord Stream pipelines.

The Czech Republic decided to access Nord Stream gas through OPAL pipelines, which run via Germany to the transfer station on the Czech border (Hora SV. Kateriny), and then the Gazella pipeline, which connects this border point with the Waidhaus compression station. The pipeline with a

capacity of 30 billion m³ per year was put into operation at the end of 2011 and the beginning of 2012. As a result of these investment projects, Russian gas supplies can be redirected from the present station in Lanžhot on the Czech-Slovak border to Olbernhau near the German border.

Poland has also intensified its activities to build a pipeline connected to the German transmission system. Two competitive projects are being discussed: the Boernicke-Police pipeline (proposed by PGNiG and VNG), which would send 3 billion m³ of gas per year, and the Bernau-Szczecin pipeline (proposed by the Polish Bartimpex company and the German E.ON Ruhrgas which PGNiG is considering to purchase). The connection with Germany to be launched in 2014, will be a reverse connection enabling both the imports and exports of surplus gas.⁵⁹ However, considering the fact that imports would probably be from the Nord Stream pipeline, which Poland strongly criticised and which might make the import of larger quantities of liquefied gas difficult, the German-Polish connection is highly controversial in Poland.

2.3. The southern dimension of diversification projects under the North-South Gas Corridor

The southern dimension of diversification projects implemented under the North-South Corridor consists of:

- the north-western connection with the Adria LNG terminal;
- the north-eastern connection with the LNG terminal in Constanta;
- the connection with new pipelines planned under the Southern Corridor.

⁵⁹ Until 2012 Poland had imported ca. 0.9 billion m³ of gas from Germany via the Lasów interconnector, accounting for approximately 6% of national demand. Thanks to modernisation and development of the interconnector, since January 2012 an increased transmission capacity of the interconnector has been made available, totalling 1.5 billion m³ per year.

Adria, the Croatian LNG terminal, is planned to have a target transshipment capacity of 15 billion m³ per year.⁶⁰ It is the most ambitious project of this kind in Europe. An LNG re-gasification terminal is planned to be built at Omisalj on the island of Krk, wherefrom gas will be further supplied to the continent and transported through pipelines via, inter alia, the North-South Corridor connections (in particular to Hungary and Austria). Two LNG storage facilities with a capacity of 195,000 m³ each will be built under the project and will be delivered by the Adria LNG consortium, which consists of: E.ON Ruhrgas (39.17%), Total (27.36%), OMV (32.47%) and Geoplin (1%).⁶¹ It is aimed to ensure a flexible gas deliveries from suppliers other than Russia and independently of the existing pipeline system in the region. The project was originally planned to be completed in 2014, but because of the surplus of gas in the European market it was postponed to 2017.

The North-South Gas Corridor project also provides for a connection with another LNG terminal on the Romanian coast within the country's deepest and largest port, Constanta. The terminal's planned capacity is around 3 billion m³ per year. A special company – AGRI LNG – was established in May 2010 to build the terminal. An agreement between Azerbaijan, Georgia and Romania was signed (SOCAR, Oil and Gas Corporation of Georgia and ROMGAZ are participating in the project on behalf of their respective countries). In 2011 Hungary (MVM – Magyar Villamos Művek) joined the consortium. Each company holds 25% shares in AGRI LNG. The involvement of Azerbaijan is particularly important, in view of the development of production from Azerbaijani gas deposits (Shah-Deniz), as well as the

⁶⁰ In addition, the terminal will be available to large ships transporting 75–265,000 m³, depending on the ship's capacity. A hundred LNG tankers will deliver supplies. The estimated cost of the terminal construction is EUR 800 million. Together with the pipeline system the project cost will reach EUR 1 billion.

⁶¹ ><http://www.adria-lng.hr/><.

prospective connection between Azerbaijan and Turkmenistan through the Trans-Caspian pipeline. The construction of the LNG terminal in Constanta depends on the AGRI (Azerbaijan-Georgia-Romania-Interconnection) pipeline project, which is carried out under the Southern Corridor. The project envisages the transport of Azerbaijani gas through pipelines to the Georgian Black Sea coast (to the terminal at Kulevi), where gas will be liquefied and transported in LNG form to the Romanian terminal in Constanta. This project seems to be easier to implement than the other planned routes of the Southern Corridor. It is advantageous to Azerbaijan in two ways – not only does it create an alternative route to the one through Russia, but it also allows to bypass Turkey, with which it is in dispute concerning trading conditions and the price of gas.

The North-South Gas Corridor is planned to be connected with the pipeline which will be built under the EU Southern Corridor. This will include the opening of new transport routes for energy fuels from the Caspian Sea area and the Middle East and the creation of strategic partnerships with exporting and transit countries in those regions. Currently a few infrastructure projects are being discussed and it is difficult to say now which one has the highest chance of being implemented. Central European countries have supported the Nabucco project, while at the same time Hungary has supported the Russian South Stream project, which is more than just a threat to Nabucco as it was conceived to torpedo this most ambitious and expensive project of the EU.⁶² In practice, each of the proposed routes which are shown in the table below is likely to be a substantial contribution to increasing

⁶² South Stream is an expensive project estimated at EUR 15.5 billion, aimed at transporting Russian gas (from Pochinki/Bieriegovaya) through a gas pipeline via the Black Sea to Varna, Bulgaria, and distributing it in Southern and South-Eastern Europe. Currently, companies from Italy, Hungary, Greece and Bulgaria are participating in the project. South Stream's planned capacity is an impressive 63 billion m³ per year.

the security of gas supply to the EU market. However, right now they are competitors – firstly for economic reasons, and secondly because of the fact that Russian and Chinese infrastructure projects are being carried out in Central Asia, and thus the number of potential supply sources for EU pipelines has been reduced.⁶³ Having these issues in mind, mergers of individual projects are being considered, and in particular Nabucco and its so-far rival – the ITGI project. The TAP consortium is also interested in the merger.⁶⁴

Table 4. Major projects of EU countries under the Southern Corridor

Project	Route	Capacity	Stakeholder companies	Estimated cost
Nabucco	Turkey (Erzurum) – Bulgaria – Romania – Hungary – Austria (gas hub in Baumgarten). Gas would be distributed from Austria to other EU countries (including those in Central Europe)	31 billion m ³ /year; possible increase in capacity up to 60 billion m ³ .	RWE OMV MOL Transgaz BEH Botas	EUR 8 billion
ITGI	Turkey – Greece – Italy	12 billion m ³ /year	Edison DEPA Botas	EUR 500 million
TAP – Trans-Adriatic pipeline	Greece – Albania – Italy	10–20 billion m ³ /year	Statoil E.On Ruhrgas EGL	USD 2 billion

⁶³ K. PRONIŃSKA, *Geopolityka surowców energetycznych – trendy globalne i regionalne po kryzysie finansowym*, in: *Rocznik Strategiczny 2010/11*, Scholar 2011.

⁶⁴ *EU pushes pipeline merger in Southern gas corridor*, EurActiv, 18 February 2011, source: ><http://www.euractiv.com/en/energy/eu-pushes-pipeline-merger-southern-gas-corridor-news-502272><.

Project	Route	Capacity	Stakeholder companies	Estimated cost
AGRI	Azerbaijan – Georgia (LNG terminal in Kulevi) – Romania (LNG in Constanta)	7 billion m ³ /year	Romgaz SOCAR GOGC MVM	EUR 4–6 billion
Trans-Caspian pipeline	Turkmenistan (Turkmenbasy) via the Caspian Sea to Azerbaijan (Sangachal terminal); wherefrom it can be connected with the Baku-Tbilisi-Erzurum and Nabucco pipelines	30 billion m ³	OMV and RWE are interested	No data available
White Stream	Azerbaijan (Sangachal terminal) – Georgia (via the Black Sea) to Bulgaria and Ukraine	32 billion m ³ /year	Consortium: GEUU – White Stream Pipeline Company	No data available

Source: KAMILA PRONIŃSKA, in: K. PRONIŃSKA, *Geopolityka surowców energetycznych – trendy globalne i regionalne po kryzysie finansowym*, in: *Rocznik Strategiczny 2010/11*, Scholar 2011.

Gas for southern routes will be extracted from deposits situated in Azerbaijan and Turkmenistan. Azerbaijani gas will come, first of all, from the Shah Deniz II sea-shelf deposits. It is estimated that in 2015 these deposits' annual production will amount to approximately 16 billion m³, of which 10 billion m³ could be exported to the EU market. This volume is not sufficient to fill Nabucco itself, not to mention other pipelines. According to some market analysts, the merger

of, let us say, ITGI and Nabucco, might temporarily solve the problem to some extent. The supplier would not have to choose between competitive routes, so the building works on the pipelines would not be slowed down. The ITGI pipeline, which is cheaper than Nabucco, could be built earlier to open up the Southern Corridor. In view of the fact that Azerbaijani gas is not sufficient to meet Nabucco's demand anyway, the merger would ensure the project's sustainability for the time being, allowing time for new sources to be sought, with no detriment to the building of other routes. This solution might be advantageous from the ITGI perspective, but not to the Nabucco consortium, which really needs to find another supplier to feed the pipeline, but meanwhile also needs Azerbaijani gas. Nabucco is the most expensive and the most complex project, which is why this route is controversial and many analysts have questioned its feasibility. However, from the point of view of Central European countries, Nabucco, considering its capacity and route, is the best choice from among all the planned routes of the Southern Corridor. Therefore the Turkmenistan-Azerbaijan submarine connection through so-called Trans-Caspian pipelines will play a special role. Turkmenistan has the greatest documented deposits in Central Asia – 8.1 trillion m³ (e.g. 4.3% of the world's reserve); for comparison, Azerbaijan's resources are estimated at 1.3 trillion m³, so it could supply remaining quantities of gas via this route.⁶⁵ The fact that in 2011 the Council of the European Union took an unprecedented decision granting the European Commission a mandate for negotiation with Azerbaijan and Turkmenistan to establish the legal framework for the Trans-Caspian Pipeline proves that the EU is determined to carry out this project.

⁶⁵ BP, *Statistical Review of World Energy 2010, op. cit.*, p. 22. In 2009 Turkmenistan produced 36.6 billion m³ of gas, mainly for Russia and Iran. Since 2010 it has also exported to China, as the Saman Depe-Xinjang pipeline has been put in operation.

2.4. The importance of energy interconnections and diversification projects for the Central European region

The creation of new infrastructure connections by Central European countries with each other and with neighbouring countries plays a key role in safeguarding the energy security of the region. Newly opened gas interconnectors already serve the security of supply, while at the same time being part of a larger project, the North-South Corridor, thanks to which a truly integrated Central European gas market will be created, with more than one external supplier.

In the geostrategic sense new energy interconnections will:

- 1) allow for the diversification of natural gas suppliers for the needs of the Central European market (owing to the access to LNG terminals and the Southern Corridor pipelines transporting gas from Central Asian stations) and consequently for lessening the dependence on Russian supplies;
- 2) be the key safeguards, next to strategic reserves, in the cases of external disruptions of supplies from the East;
- 3) enable the transport of natural gas in various directions, including North-South and West-East, reducing dependence on the one-way pipeline East-West system which was created in the times of the USSR.

Thanks to the opening of new connections, energy security can also be strengthened in its economic dimension through:

- 1) a greater flexibility in selecting suppliers;
- 2) opening access to spot market contracts;
- 3) opening new purchase opportunities in the LNG market and offering more price flexibility; depending on the economic situation and demand trends this can be more advantageous than the prices of gas supplied through pipelines under inflexible long-term contracts;

- 4) creating a larger, integrated, liberalised, and consequently more attractive for external suppliers, market of East-Central Europe (or more broadly Central and Eastern Europe);
- 5) a greater bargaining power in negotiating the supply terms with Russia; what is more, Gazprom will have to set a single price for all customers across Central Europe, rather than offering different prices according to its own political and economic considerations, as is the case now;
- 6) more competition in the integrated market;
- 7) benefits from the integration of the Central European region with an integrated gas market of other EU countries and creating the world's largest integrated market of energy and gas.

3. Institutionalisation of energy cooperation between Central European countries and its impact on the EU's energy policy

3.1. Cooperation within the Visegrad Group and the V4+ formula

The Visegrad Group (V₄) is a helpful instrument of the harmonisation of efforts towards the greater integration of Central European energy markets.⁶⁶ However, for years cooperation among members of V₄ was at a standstill. V₄ countries were running uncoordinated activities

⁶⁶ The origin of Visegrad cooperation dates to the meeting of the Presidents of Poland, Czechoslovakia and Hungary in February 1991 at Visegrad, Hungary. The goals of the Visegrad Triangle, which after the demise of Czechoslovakia was transformed into the Visegrad Group, included political cooperation for integration with western institutions and regional economic integration.

regarding energy independently; institutionalised energy cooperation was practically non-existent.

The Russian-Ukrainian gas crises were primary reasons for stepping up energy cooperation between Central European countries within V₄, as the situation forced them to build energy interconnections, including, in particular the North-South Corridor as an important element strengthening the security of supply. An additional factor which will contribute to the development of cooperation between V₄ countries are the prospects for shale gas production in Poland, which might change the gas sector of Central Europe, as well as its place in the European energy supply chain.

A qualitative change in the approach of V₄ countries to energy issues in the region can best be seen in the case of Hungary. Before the crisis, Hungary had shown a rather reserved attitude to enhanced energy cooperation between Central European countries. After the crisis of 2006, the Hungarian government supported initiatives to strengthen interconnections between gas markets and to develop joint crisis response strategies. However, despite this pragmatic turn, Hungary still counted on bilateral solutions, so it was running the policy of supporting Russia in the South Stream project, while other Central European countries clearly preferred the Nabucco project of the EU. Gazprom lured Hungary with the prospects of alleged economic and strategic benefits derived from a pipeline competitive to Nabucco; it promised, *inter alia*, that commercial gas storage facilities would be built and Hungary would become a European gas hub. In view of its own particularly sensitive energy system, including Russian involvement in various energy sectors,⁶⁷ Hungary was seeking guarantees for the stable supply of

⁶⁷ In 2006 Gazprom became a shareholder of Hungarian gas storage facilities and wholesale trading companies. It became a minority shareholder thanks to its strategic partnership with E.ON Ruhrgas. The Russian Surgutneftgaz is a shareholder in MOL, the largest Hungarian oil company (holding 21% of shares).

gas via Russian routes bypassing Ukraine. After the 2009 crisis, Hungary attached more attention to regional integration projects as a key instrument of supply security, which was expressed in the priorities of the Hungarian Presidency in the EU (the development of an integrated energy market and the security of energy fuel supply), as well as the Memorandum of Understanding between V₄ countries, signed in February 2010, in which all the parties supported the Nabucco project. However, the support for Nabucco did not mean that Hungary withdrew from participation in the Russian South Stream project.⁶⁸

The changing needs of Central European countries were expressed in the Hungarian initiative to convene a regional energy summit. The V₄+ Energy Security Summit was held in Budapest on 24 February 2010. It gathered the heads of governments of the Czech Republic, Poland, Slovakia, Hungary, Bulgaria, Croatia, Romania, Serbia, Slovenia, as well as representatives of Austria, Bosnia and Herzegovina, the USA, the European Commission and the IEA. The summit declaration outlines the framework for increasing regional energy security.⁶⁹ The parties assumed the obligation to work together to create proposals of new infrastructural projects and to seek EU funding (including, *inter alia*, Cohesion Policy funding) in order to build interconnections in the region. Enhanced cooperation between energy companies in Central and Southern Europe in order to increase synergies and security of supply was also declared.

An important provision of the Budapest Declaration is that V₄+ countries are determined to create the North-South Corridor, to promote and carry out Nabucco and NETS projects, as well as support

⁶⁸ As the declaration of the Budapest summit clearly states, Hungary, Bulgaria, Croatia, Serbia and Slovenia are involved in the South Stream project, which “would enable them access to sources via an alternative route”.

⁶⁹ *Declaration of the Budapest V₄+ Energy Security Summit*, Budapest, 24 February 2010.

the building of an LNG terminal in Constanta, Romania, and other similar projects in the Black Sea region (including projects connected with transport and storage of CNG). In this way the concept of V₄+ governments' support to the concept of the North-South-East gas supply triangle was clarified, according to which the Polish and Croatian LNG terminals and the Nabucco pipeline are to become the vertices of the triangle.

Since the Budapest Summit, V₄ and V₄+ cooperation has speeded up in the following five areas:

- 1) diversification of sources and transport routes of energy fuels;
- 2) integration of energy markets;
- 3) the construction of the North-South Corridor;
- 4) developing crisis response mechanisms;
- 5) formulating joint positions on the EU energy policy.

Joint efforts in all the above-mentioned areas will significantly improve the region's security of supply. In January 2011 Energy Ministers of V₄ countries issued the declaration on the diversification of sources in order to create infrastructure connections which will offer physical access to at least two different sources of gas from outside the EU in order to reduce dependence on Russia. As regards oil, V₄ countries are striving for a stable supply via the Friendship pipeline system, while at the same time seeking diversification options, *inter alia* via increasing the capacity of TAL and modernising the Adria pipeline. The market integration goals include the development of joint energy interconnection projects, the exchange of information on energy policy and energy law, as well as harmonisation of legislation. A particularly important example of enhanced energy cooperation is: the North-South Energy Corridor, including the identification of benefits for the countries of the region; preparing technical documentation and assessment of further cooperation opportunities (*inter alia*, NETS); developing a plan of

specific activities and preparing technical documentation for projects necessary for launching the entire transmission corridor before 2020 and ensuring common financial support for the implementation of individual elements of the project. Enhanced regional cooperation in certain areas is likely to play an important role in the implementation of the EU energy legislation concerning the market of gas and electricity and in the strengthening of the region's protective mechanisms in situations of energy crises. The existence of energy interconnections is a necessary condition for the further development of common solidarity mechanisms in situations of gas supply disruptions and rules of cooperation in situations of oil and electricity supply disruptions. Currently states focus on the coordination of their positions with regard to EU legislation on the security of gas supply, including the coordination of national crisis response plans.

An *Action Emergency Plan* is also being developed within V₄, which will include the rules of cooperation and response in case of supply disruptions. Joint analyses of the functioning of existing and future transmission routes in the context of assessment of the risk of supply disruptions are also to be prepared. Currently, V₄ countries exchange on an on-going basis the experiences in this area, as well as in the area of the implementation of the Regulation of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply. As regards the EU common energy policy, it is in the interest of V₄ countries to support the Commission's debate on the development and role of regional energy initiatives and the presentation of a common position on various areas of EU energy policy.⁷⁰

⁷⁰ At the Bratislava meeting, energy ministers detailed the areas of further cooperation, including enhanced cooperation in energy research and development, particularly with regard to cooperation in nuclear energy and clean coal technologies and strengthening the cooperation in the electricity sector aimed at enhancing the technical safety of power systems in the region. *Declaration of the V₄ energy ministers*, Bratislava, 25 January 2011.

Regular meetings of the High Level Group on Energy play a key role in energy cooperation between Central European countries. The meetings set directions of future activities towards the strengthening of supply security, as well as the HLG working groups which deal with individual regional projects. The task of HLG and expert working groups is to develop specific proposals for the implementation of infrastructure projects (in particular regarding the building of the North-South Gas Corridor) and to better coordinate cooperation within the EU. Representatives of South-Eastern Europe, i.e. Romania, Bulgaria, Serbia, Croatia and Bosnia (V_{4+} countries) are invited to expert meetings. Austria also participates in these meetings as the only representative of the “old” Union.

Political declarations of V_{4+} countries undoubtedly contribute to the development of the process of energy market integration and to the strengthening of energy security. Technically, works on LNG terminals and interconnectors have continued for years, but government support and coordination of efforts to acquire EU funding are likely to speed up the implementation of individual projects. In practice, the progress of cooperation will largely depend on the activities of main economic entities operating in the energy sector, energy regulators and transmission system operators (TSOs). Most investment outlays on elements of energy infrastructure will come from private investors. Thus, the main task of V_{4+} countries will be to create a better regulatory and political climate. The more integrated and harmonised the Central European market is in the regulatory sense, the more attractive it will be for foreign investors. The cooperation of V_{4+} countries can have measurable effects in the context of seeking funding for the implementation of energy projects – considering preferences of financial institutions and of the EU, joint infrastructure projects are more likely to be financed than individual projects.

3.2. The power of Central European countries within the EU – cooperation in building a single energy market and strengthening the security of supply

Power and lobbying

The success of East-Central European countries (and more widely Central and Eastern European Countries) in influencing the EU's energy policy may depend on their ability to formulate common goals towards the EU energy policy and to coordinate the activities of these countries. Acting jointly, the countries of the region have much greater bargaining power, which is of enormous importance in view of the conflicting goals of the EU energy policy and of the fact that the EU energy policy can bring to Central European countries both benefits and losses. An adequate balancing of benefits and costs, as well as an even distribution of the burdens of the implementation of some EU liberalisation area and climate policy ideas have higher chances of success if countries form coalitions.

Institutional factors are decisive for the power of the coalition of Central European countries and their prospective partners within V₄₊ – the power of their voice in EU institutions, their ability to form coalitions and diplomatic skills under formal and informal structures, as well as factors outside institutions, connected with the market force of these countries.

In the institutional context Poland, the Czech Republic, Hungary and Slovakia have 58 voices in total in the main decision-making body, i.e. the Council of the European Union, that is 16.81% of voices; they also have 107 Members of the European Parliament (14.5% MEPs). If Bulgaria, Romania, Slovenia, as well as Lithuania, Latvia and Estonia join this group as potential partners in coalitions on certain issues

related to the EU energy policy (e.g. transmission corridors, energy interconnections, energy solidarity, common external energy policy), their power rises to 27.2% voices in the EU Council and 190 members of the European Parliament (25.8% MEPs). The number of MEPs is particularly important in the context of the Treaty of Lisbon, following which the European Parliament received the right to veto legislation under the co-decision procedure which applies to energy policy. Thus coalitions built within the EP can play an important role in the EU decision-making processes, all the more so that parliamentarians are more flexible than delegates to the Council, who are strictly bound by government instructions.

In addition, Central European countries are developing a network of formal and informal contacts in Brussels, cooperating, *inter alia*, at the level of attachés for energy at representations of all these countries to the EU or expert meetings at which guidelines for future activities at the EU forum are being discussed.⁷¹ As opposed to cooperation within V4 (the High Level Group), cooperation with regard to the EU energy policy is strictly dependent on the EU agenda, thus being of *ad hoc* rather than regular nature.⁷² Thus representations to the EU play very important functions, as they have knowledge about the development of EU policy and progress in promoting specific initiatives, closely cooperating with organisations, think-tanks, individuals who work at EU institutions, while representing various interests and visions of energy policy. The creation of a network of contacts is of key importance for lobbying in the EU structures on behalf of one's own interests in the field of energy. New Member States were for a long time passive in the area of energy

⁷¹ M. RUSZEL, *Państwa V4 w UE*, in: J. ŚWIĄTKOWSKA (ed.), *Bezpieczeństwo energetyczne państw Grupy Wyszehradzkiej. Jak zmieniają się relacje energetyczne w Europie*, Instytut Kościuszki 2011, p. 75.

⁷² M. KOŁACZKOWSKI, *Współpraca energetyczna państw V4*, w: J. ŚWIĄTKOWSKA (ed.), *op. cit.*, p. 82.

policy – they were rather objects than co-creators of EU decisions.⁷³ This resulted from the fact that they were learning the mechanisms to influence the EU's energy policy, which is still to a large extent subordinated to the interests of the EU-15 countries, and in particular of the largest consumers of energy – Germany, the United Kingdom, Italy and France. Becoming part of the club of influential actors turned out to be a much more difficult process than accession to the EU as such and the implementation of post-accession obligations was equally as complicated.⁷⁴

In the area of energy security diplomatic skills and the ability to form efficient coalitions are elements of *soft power*, while the market power, infrastructure connections, the importance of the country and the region in the energy supply chain is *hard power*. Individual Central European countries do not have significant market power. Slovakia has the smallest energy market but it also has a unique role as a transit country. The share of Poland – the largest energy market in the region – in the EU consumption of primary energy is 5.6%, of natural gas approximately 3%, and of oil 4%. In aggregate, the consumption of primary energy of Czech Republic, Poland, Slovakia and Hungary is 171 Mtoe, i.e. 11% of EU consumption. They also account for 8.4% of EU consumption of natural gas and 7% of oil.⁷⁵

From the perspective of exporters and foreign investors, an integrated market of Central Europe is much more attractive. The region's position with respect to the Russian supply is particularly interesting. Individually, the countries of the region account for 6% (as is the case

⁷³ G. PASSY, *EU lobbying from a new EU member state perspective*, EurActiv, 19 September 2011, ><http://www.euractiv.com/enlargement/eu-lobbying-new-eu-member-state-perspective-analysis-507750><.

⁷⁴ G. PASSY, *EU lobbying from a new EU member state perspective*, EurActiv, 19 September 2011, ><http://www.euractiv.com/enlargement/eu-lobbying-new-eu-member-state-perspective-analysis-507750><.

⁷⁵ 2009 data, author's own calculations on the basis of *BP Statistical Review of World Energy*, June 2010, British Petroleum 2010.

with Hungary) to 4% (in the case of Slovakia) of imports of Russian gas. They are ranked among the first ten largest importers of gas from Russia, but individually are much smaller markets than Germany, Italy or Turkey. However, together they are the second largest importer of gas from Russia after Germany, with a share in Russian exports of around 18%.⁷⁶ In view of the Russian economy's dependence on exports, they jointly account for a substantial part of the country's budget revenues. What is more, even after the Nord Stream and the BTS-2 system are operational, Central Europe will continue to be a major route of Russian energy fuels transmission to the West.

The awareness of the power that Central European countries can have in the energy area if their markets are integrated into a single, effectively operating regional market, should encourage their cooperation. The coordination of activities at the EU forum can be a powerful instrument for pursuing their national interests in the energy area.

In practice, Central European countries began to cooperate and coordinate their position regarding the EU's energy policy as a consequence of gas supply disruptions resulting from the Russian-Ukrainian gas crises. It was the "awakening" of Central European countries as they became aware that they had to take care of their own interests on their own, *inter alia*, through joint action within the EU.

Infrastructure and integrated market – gaining access to EU funding

The countries affected by the gas crisis, quite naturally, have treated the building of new gas connections as a priority. One cannot meet the challenge of other goals of the EU energy policy without first ensuring energy security in the geostrategic sense. Diversification of supply

⁷⁶ A. NOSKO, A. ORBN, W. PACZYŃSKI, F. CERNOCH, J. JAROS, *Energy Security*, Policy Paper, Visegrad Security Cooperation Initiative 2010.

sources and transport routes and the creation of energy interconnections between the countries of the region are crucial in this respect. The survival of countries in situations of external crises and supply breaks depends on these ventures. But despite geographic proximity, as mentioned above, energy markets of Central European countries, and in particular the gas market, operate separately from each other. The situation in which there are only East-West connections, North-South connections being practically non-existent, and thus the countries of the region depend, in fact, on one main import route, is a key issue that makes them more vulnerable than their western neighbours to external energy crises. These are decisive factors for the approach of Central European Member States to the EU energy policy, both in its internal and external dimension; obviously, it is different from the vision shared by EU-15 countries.

In the external dimension of the energy policy, most of the “old” Member States focus on the liberalisation of energy markets and/or building a balanced energy policy, considering environmental protection issues and combating the global warming. Most of these countries already have adequate infrastructure in place, as well as uniform regulation – so they can focus their attention on successive steps towards liberalisation and on implementing higher environmental standards of energy systems, while new Member States, including the activities of Central European countries, chiefly focus on the strengthening of the security of supply as a component of the EU’s energy policy. Thus a common EU energy policy is in their interest, including the creation of a common market – a uniform energy system operating thanks to adequate infrastructure and regulation of crisis response, into which Central European countries will be included. However, in view of existing infrastructure barriers, they are no further than in the first phase of the integration of markets, i.e. building energy interconnections. Thus infrastructure is to serve two main goals – meeting the future demands and

not allowing a crisis in situations of supply disruptions. The construction of adequate infrastructure is also a necessary condition of an integrated energy market, including the Third Liberalisation Package and the harmonisation of legislation on the operation of energy systems.⁷⁷ This, in turn, will make it possible to pass on to other stages of the EU common energy policy-making.

Central European countries cooperate within the EU in developing regional initiatives, promoting new infrastructure projects in the region and gaining access to funding for the implementation of these projects. In this area, as a result of their contribution to the list of priority infrastructure projects presented by the Commission in November 2010, the North-South Corridor connections were entered on the list, along with other projects. Earlier the project had not been included into the list of the EU's priority energy corridors.⁷⁸ In September 2010, in an open letter to the EU Commissioner for Energy, V₄ countries presented arguments for the construction of the North-South Corridor along with specific priorities under this project which should enhance the energy security of the EU as a whole. The project gained support from the Commission, and in February 2011 José Manuel Barroso, in cooperation with leaders of V₄ countries established the High Level Group with the mission of planning and implementing priority connections of the three seas.⁷⁹ As regards electricity, the countries of the region supported the development of the Central East Electricity Regional Initiative, aimed to speed up the integration of electricity markets of V₄+ countries. The realisation of the relevant initiatives and projects will enable the implementation of

⁷⁷ The Californian crisis of 2000 (breaks in electricity supply) shows how dangerous it is to leave the security of supply to market forces alone without appropriate regulation.

⁷⁸ E.G. *Energy corridors European Union and neighbouring countries*, 2007.

⁷⁹ V₄ Committee, *A common energy policy and V₄ foreign relations. Study Guide*, Bratislava Model United Nations 2011, p. 17.

the Third Liberalisation Package, which is also supported by the countries of the region.⁸⁰

V4+ countries also present a common position on the need to allocate cohesion policy funding to joint infrastructural projects in the energy sector and to create a new financial instrument – the Energy Security and Infrastructure Instrument. In view of the amendment to the co-decision procedure in the Lisbon Treaty under the European Investment Bank, Central European countries should also form coalitions in order to acquire EIB funding to implement joint projects.⁸¹ An important instrument for the co-financing of projects involving the building of gas and electricity interconnectors, which are of interest to Central European countries, is the European Energy Programme for Recovery (EERP). Via the EERP, the EU would subsidize, *inter alia*, gas connections between Hungary and Romania, Hungary and Croatia, Poland and the Czech Republic. The Commission also decided to co-finance gas and electricity infrastructure projects in the region,⁸² as well as carbon capture and

⁸⁰ The Third Liberalisation Package envisages, *inter alia*, the greater independence of industrial system operators, a European approach to the development of infrastructure, in particular in the planning context (via the Ten-Year Network Development Plan – TYNDP), as well as legislation for the greater transparency of gas trade and reserves.

⁸¹ Currently one of the largest and most expensive energy projects, half of which is financed by the EIB, is MEDGAZ, the first pipeline under the Mediterranean Sea. In the Central European region, EIB co-finances, *inter alia*, the Hungary-Croatia interconnector, the modernisation of the electricity grid in the Czech Republic and Hungary, as well as renewable energy installations in the Czech Republic (PV development) and in Poland (EDRP-Margonin wind farms) >www.eib.org<.

⁸² I.e. improving the interoperability of electricity grids in Austria and Hungary (the Vienna-Gyor connection), increasing the storage capacity of the Czech gas terminal on the Polish-Czech border, reverse flow at the Slovak-Czech and the Slovak-Austrian gas interconnectors and the building of an LNG terminal in Świnoujście. Among long-term subsidized projects there are gas energy interconnections between Romania and Bulgaria, reverse-flow pipelines in Slovakia, the Czech Republic, Hungary and between Poland and Germany and Poland and the Czech Republic. The EERP also plays an important role in financing the largest EU infrastructure projects to diversify supply sources – Nabucco, ITGI-Poseidon and GALSI.

storage (CCS) and wind energy projects which are of particular importance for the implementation of other energy policy goals. The EEP idea to give energy infrastructure a truly European dimension is in the interests of Central European countries. Next to EEP, traditional support instruments are, *inter alia*, TEN-E and structural funds.

Security of supply and energy solidarity

Lobbying for implementation and financial support to regional energy interconnections is an important area of activities in the building of an integrated market and strengthening the security of supply. Another key issue of common interest is the creation of crisis resolution mechanisms within the EU in situations of supply disruptions and the importance of security of supply under the EU's energy policy. The initiative to conclude the Energy Security Treaty, which was launched by Poland in 2006 and supported by Central European countries, aimed to serve this purpose. The treaty would oblige its signatories to provide support to a state which would be affected by supply disruptions. This proposal was launched in the gas crisis situation and opened a debate on the rank of the security of supply among the EU energy policy priorities and on energy solidarity as such. Also in 2006 the Commission presented its Green Paper which suggested that the Member States should coordinate their activities regarding the security of supply. An idea of creating a centre for monitoring the energy market was also presented. Such an observatory was indeed established in 2008 under DG Tren (now DG Energy). However, two "strategic energy reviews" of January 2007 and November 2008, published in the aftermath of the Green Paper, differed substantially in their approaches to the security of supply. The first document focused on climate change, competitiveness and the integration of markets, laying the ground for the Third Energy Package with its liberalising regulations. Only the second document put the security of supply at

the centre of the EU's energy policy, which was what Central European countries were striving for. The document contained a five-point *Action Plan on Energy Security and Solidarity*, which stressed the need for a comprehensive approach to the strengthening of supply security.

A comprehensive strategy of the EU is to cover, firstly, geopolitical and geostrategic aspects – seeking reliable suppliers, strengthening external energy relations of the EU (which will be discussed later in this paper in more detail); secondly, activities for the sustainable development of the energy sector – the diversification of energy sources and raising energy efficiency; thirdly, some interactions between the security of supply and the liberalisation of the electricity and gas market which increases the need for the cooperation and coordination of activities of different actors in the market, and the promotion of investment opportunities in the sector of production and distribution. It is also an element of the building of a pan-European market, which will require coordination of the transmission networks at the European level.⁸³ The document indicates the need for building strategic reserves and for crisis resolution mechanisms, and for creating new energy infrastructure – to which adequate regulatory framework and legislation is necessary. The EU legislation in this area is the Directive concerning measures to safeguard the security of the electricity supply and infrastructure investment (2005/89/EC) and the Regulation concerning measures to safeguard the security of the gas supply and the repealing of Council Directive 2004/67/EC.

From the point of view of Central European countries, the greatest achievement of the debate on the security of supply was the adoption of the relevant provisions of the Lisbon Treaty (Article 122), which obliges EU Member States to act in a spirit of solidarity, in particular if severe difficulties arise in the supply of certain products, notably in the

⁸³ See: CH. JONES, *Security of Supply*, in: CH. JONES (ed.), *EU Energy Law. The Internal Energy Market. The Third Liberalization Package*, Vol. I, Claeys & Casteels 2010, pp. 536–537.

area of energy. The Treaty of Lisbon was the first Treaty with a chapter devoted specifically to energy (Title XXI: Energy), in which the security of supply and the promotion of infrastructure interconnections were placed among the four pillars of the EU's energy policy, next to the functioning of the energy market, the promotion of renewable forms of energy and energy efficiency. The new energy strategy of the EU, adopted in February 2011, also takes into account the needs of Central European countries in this area; the strategy stresses that no EU Member State can be isolated from the European electricity and gas network after 2015 or to fear its security because of the lack of proper interconnections. The strategy includes the security of supply and the building of a pan-European integrated market with an adequate infrastructure among the five priorities of EU policy.

In the course of negotiations on the security of supply, Central European countries worked together on an EU regulation concerning the security of gas supply. The regulation is particularly important for those countries and is aimed to ensure that EU countries would be prepared in case of a break in the gas supply, not to allow a crisis situation affect the customers who are cut off from the supply. The fact that this is the first legislative proposal concerning energy adopted in accordance with the Lisbon Treaty has a symbolic meaning.⁸⁴

The Regulation adopted by the EP in September 2010, sets out the rules identifying threats to the security of gas supply, preventive action and anti-crisis mechanisms in detail. The rules are based on the shared responsibility for security of supply – between industry, the government and regulatory bodies at national, regional and European levels. Protected customers (households, hospitals, kindergartens and selected

⁸⁴ The legal basis is Article 194 of the Lisbon Treaty. It places the security of supply in the context of an integrated and single market. J.A. VINOIS, *The new EU approach on energy security and infrastructure*, in: J.M. GLACHANT, N. AHNER, A. DE MONTECLACQUE, *EU Energy Law & Policy*, Yerabook 2011, Claeys & Casteels 2011.

companies) shall have guaranteed supply for at least 30 days in the winter time in case of supply distortions. Thus Member States and gas companies are to be prepared for crisis – i.e. to be able to compensate for shortages from their stocks or an alternative supply. What is more, according to the agreed compromise, the Commission will have to declare a crisis situation for the region affected by breaks in gas supply at the request of one country, while at the request submitted by two countries affected it will be obliged to declare an emergency situation in the entire EU. The third level crisis – i.e. an “emergency situation” – shall be solved in the spirit of solidarity or mutual assistance, *inter alia*, by access to gas storage facilities or transmission capacities.⁸⁵ Intervention in the market should be treated as a last resource. First of all, the main instrument to protect against disruptions is investment in infrastructure (e.g. by installing reverse-flow on pipelines).⁸⁶ According to the Regulation, the role of the Commission in the approval of national emergency plans shall be strengthened and the Gas Coordination Group shall be established.⁸⁷ The Regulation is a great achievement from the point of view of the interests of Central and Eastern European countries, as well as of Southern European countries which are the most severely threatened by disruption of supply from Russia. The EP President Jerzy Buzek considered it a step towards “a real European Energy Community”.

⁸⁵ Under the earlier Commission Directive of 2004 (2004/67/EC), the first to have introduced the rules of regional and bilateral solidarity in situations of gas supply disruptions, an intervention at the EU level would be permitted if a break in supply reached 20% of gas supply to the EU. More: CH. JONES, *Security of Supply, op. cit.*, pp. 552–560.

⁸⁶ The flexibility of gas infrastructure was considered necessary to counteract supply disruptions on main transmission routes (N-1 – single largest gas infrastructure).

⁸⁷ Regulation (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC, entered into force on 2 December 2010. The earlier directive provided that the Coordination Group would be convened in the event of serious supply disruptions.

3.3. Central European countries' efforts to strengthen the external dimension of the EU's energy policy

A review of priorities of the following EU presidencies: the Czech, Hungarian and Polish, indicates that the EU external energy policy was a goal for each of them.

The Czech Republic defined three *sectional priorities* of its presidency: the economy, energy and Europe in the world (the three Czech "E's"). In the energy area, the country considered it of key importance to develop a common energy strategy, including an energy security strategy, the operation of the internal market of electricity, as well as the development of the external dimension of energy policy. During its presidency the Czech Republic stressed the need to strengthen the eastern dimension of the EU's energy policy in the context of the Neighbourhood Policy, to diversify external supply sources (e.g. through the building of the Southern Corridor) and improve EU relations with suppliers. The Czech Republic's Presidency fell in the period of the most serious Russia-Ukraine gas crisis so far, in January 2009, on which the EU took a common stance and an agreement between the parties in dispute was achieved. It was not easy for the presidency, which was held during the economic crisis, to reach its goals. Its greatest achievement was in the energy security area – the EU mediation during the gas crisis, ensuring funding for the Nabucco project (to which Germany was reluctant to agree), as well as energy interconnection projects and the Southern Corridor Summit in Prague, at which an agreement was signed on speeding up the Nabucco project.⁸⁸ During the Czech presidency an agreement was also reached between the Commission, the Council and the EP on the Third Liberalisation Package.

⁸⁸ D. MAREK, M. BAUN, *The Czech Republic and the European Union*, Routledge 2011, pp. 134–138.

Hungary made security of supply a priority of its presidency, along with reducing dependence on imports from countries outside the EU and the integration of energy markets, in particular in the context of creating electricity and gas energy interconnections. In the area of the Common Foreign and Security Policy (CFSP) and energy security, Budapest focused on the development of the Eastern Partnership, as well as on the integration of Croatia – a key element of the North-South Gas Corridor – with the EU. The first meeting of the EU's heads of states and governments on the security of supply and the Europeanization of energy policy was held at the beginning of the Hungarian presidency, in February 2011. During the meeting a Communication was adopted confirming the commitment of the EU's Member States to act for the benefit of safe, secure, sustainable and affordable energy and a commitment to the three main goals of the EU's energy policy. From the point of view of Central European countries it was important to show the need for action in these areas at the EU level, as well as for the operationalization of solidarity between Member States. The Communication stressed the need for safeguarding greater consistency in the EU's relations with key external producers, transit countries and consumers of energy, the issues of particular importance for Central European countries. With regard to external energy policy, the Communication also points to the need for the EU to be more creative at the international forums and for the development of energy partnerships with key actors of the energy market in various areas of energy security, including the building of cross-border transmission corridors. Hungary was the first EU Member State to have held the Presidency under institutional conditions laid down by the Lisbon Treaty. Thus, the Council Communication calls for the EU High Representative for Foreign Policy and Security to take energy security issues fully into account in the works pursued.⁸⁹

⁸⁹ European Council, the President, *Conclusions on Energy*, 4 February 2011 (PCE 026/11).

The Polish presidency – the last to have represented the interests of Central European countries so far – faced the challenge of making the EU energy policy a priority. Thus, the Polish Presidency's goals were as follows: developing the internal market and implementing the Third Liberalisation Package as a prerequisite for safeguarding energy security; strengthening the external energy policy of the EU and developing mechanisms to prevent recurring gas crises; developing energy efficiency legislation and an infrastructure package; finalising the negotiations of the Regulation on Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) and strengthening the security of marine oil and gas platforms. Poland understands enhancing the importance of the external dimension of the EU's energy policy as the strengthening the EU position *vis-à-vis* external producers, transit countries and importers. Poland treats this issue as a priority, considering that external energy policy will play a key role in safeguarding EU security in the future. Among other events, the Polish presidency organised a seminar on enhancing and extending the Energy Community, as well as the Eastern Partnership summit. Both initiatives are seen as a turn of the EU policy towards east. In September 2011 an informal meeting of EU energy ministers was held in Wrocław, which two months later resulted in the adoption of the Transport, Telecommunications and Energy Council conclusions on the strengthening of the external dimension of the EU's energy policy.

Central European countries are aware of the different approaches of EU member states to energy policy and energy security, and in particular their external dimension, all the more so that so far the EU has devoted more attention to internal integration and other than integration aims of energy policy. However, the countries suggest the strengthening of a common platform of energy relations with the external environment and the synergy of energy policy and CFSP. The Commission is the strongest ally of these countries in this area, while many Member States take a rather reserved position or are openly against the extension of the EU jurisdiction on energy. Before Central European countries became Member States of the EU, formally energy

policy was not part of the CFSP and – according to Richard Youngs – neither high officials in Brussels nor politicians had seen any relations between energy security and the relevant CFSP area.⁹⁰ Although as early as in the 1990s the EU organised regional energy consultations, those were of ad hoc nature rather than part of a future deliberate and comprehensive strategic plan. The debate on the development of a strategic approach to energy policy in its internal and external dimensions was initiated in 2005 by the British and it became later rather heated as a result of the gas crisis. As early as in 2006, the Commission, in its Green Paper entitled “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy” stressed that the European energy landscape “requires a common European response”, arguing that “an approach based solely on 25 individual energy policies is not enough”.⁹¹ This document of the Commission clearly stands for the creation of a consistent external energy policy, which would make the Member States speak in one voice on energy issues and consequently realise their interests in the area of energy security much better than before. In practice, however, the “gas shock” effect turned out rather short-term and climate policy became a dominant aspect of the EU’s external energy policy in the years that followed.⁹²

An important reference of external energy policy is the idea to spread fundamental principles and rules of the liberalised energy and gas market outside the EU’s borders. The following instruments serve the implementation of this ambitious but hardly viable goal: the Energy Charter

⁹⁰ R. YOUNGS, *Energy Security. Europe’s new foreign policy change*, Routledge 2009, p. 22.

⁹¹ Green Paper, *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*, Brussels 8.03.2006, COM(2006) 105.

⁹² The Strategic Energy Review of 2007, as foreseen in the Green Paper might serve as a spectacular example of such a situation; it shows a striking imbalance between the different dimensions of the EU energy policy and the focus on climate change and the building of the internal market. There was more of a bias towards climate policy in the internal dialogue within the EU in that period: J. GAULT, *European Energy Security: Balancing Priorities*, Fundación para las Relaciones Internacionales y el Diálogo Exterior, FRIDE Comment, Madrid, May 2007, R. YOUNG, *op. cit.*, pp. 27–29.

Treaty and the Transit Protocol (ECT and TP), initiatives of energy consultations with producers and transit countries, as well as regional agreements, namely the Energy Community Treaty.⁹³ An effort towards the incorporation of EU principles to liberalise and open energy markets by countries outside the EU is seen as an important negotiation tool. This might bring tangible results in the case of South-Eastern European countries interested in integration with the EU, while external suppliers, and Russia in particular, can hardly be expected to adjust themselves to the EU's rules of the game. Thus energy consultations should be seen as an instrument of building trust and understanding between importers, exporters and transit countries, the development of additional production and transmission capacities of main production regions, increasing transparency and stability of the market of energy fuels and minimising the risk of external supply distortions.⁹⁴ Though the development of an

⁹³ The Parties to the Treaty, other than the EC: Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Montenegro, the Former Yugoslav Republic of Macedonia, Moldova, Ukraine, Serbia and the UN Interim Administration Mission in Kosovo. The Treaty entered into force in July 2006. Its goal is to create a stable regulatory environment for the energy sector, an integrated energy market of the Energy Community and strengthening the security of supply. More: M. HUNT, R. KAROVA, *The Energy Acquis Under the Energy Community Treaty and the Integration of South East European Electricity Markets: An Uneasy Relationship*, in: B. DELVAUX, M. HUNT, K. TALUS (ed.), *EU Energy Law and Policy Issues*, Euroconfidential 2010, p. 51. In addition, integrated market rules are extended under the European Economic Area established in January 1994, including Iceland, Norway and Liechtenstein. In November 2007 the Commission opened negotiations with Switzerland on a bilateral agreement concerning electricity.

⁹⁴ The EU's energy dialogue is running in different directions, including the Euro-Mediterranean Energy Forum, the dialogue with Russia, OPEC and Norway, as well as with Ukraine as the main transit country – and, on an as-needed basis, takes diverse, more or less formal forms, various thematic areas and various stakeholders. In addition to energy dialogue, instruments of internal energy policy include regional agreements, the Baltic Sea Energy Cooperation and, no less important, the Energy Community of South-Eastern Europe, as well as energy cooperation with regional organisations and activities for the implementation of the Energy Charter Treaty and the Transit Protocol.

international regulatory system (like ECT and TP) on energy fuel trade and implementation of such regulations in key supplier countries is in the interest of Central European countries, and the EU as a whole, it is to a large extent nothing more than wishful thinking having not much in common with the realities of the international energy market and exporters' needs. From the Central European perspective, energy dialogue with Russia is of particular importance, but with the development of the LNG market the EU dialogue with Middle East and North Africa will gain in importance.

On the other hand, cooperation between the EU and states being parties to the Energy Community Treaty, which entered into force on 1 July 2006, can bring concrete results. In the context of the prospects of implementation of the North-South Corridor, cooperation with Croatia is particularly important. The countries in question will implement EU energy *acquis* over relevant periods in order to enable the creation of a wider integrated energy market offering opportunities of cross-border trade, increasing investment in the electricity sector and the strengthening of supply security.⁹⁵ However, there are still many problems of structural and regulatory nature, which will hamper the implementation of a wider European energy market. Some of them are similar to challenges faced by EU Member States in this area, while others are specific to the South-Eastern Europe region.⁹⁶

⁹⁵ O. SILLA, *The internal energy market and neighbouring countries*, in: CH. JONES (ed.), *EU Energy Law. The Internal Energy Market. The Third Liberalization Package*, Vol. I, Claeys & Casteels 2010, pp. 580–584.

⁹⁶ The Treaty does not provide that the Energy Community shall be obliged to modify the EU *acquis* in this respect. This gives way to a greater regulatory flexibility, but on the other hand, as a result of the Third Liberalisation Package and the following regulations, are but a dead letter for the countries in the region, hence its integration with the EU market would be incomplete. M. HUNT, R. KAROVA, *The Energy Acquis Under the Energy Community Treaty and the Integration of South East European Electricity Markets: An Uneasy Relationship?*, in: B. DELVAUX, M. HUNT, K. TALUS (ed.), *EU Energy Law and Policy Issues*, Euroconfidential, 2007, pp. 84–85.

Another regional agreement on EU external policy-making for which credit is to be given to Central European countries, is the Eastern Partnership initiative. Eastern Partnership countries include key transit countries (Ukraine, Belarus, Georgia), as well as oil and gas producers (Azerbaijan). Since 2009, Ukraine and Moldova have been members of the Energy Community. Energy security belongs to four key areas of cooperation under the Eastern Partnership (the so-called thematic platforms).⁹⁷ The goal of the Partnership is to strengthen energy security in its economic dimension (via the reform of energy markets and the creation of a pan-European integrated energy market), geostrategic dimension (increasing the security of supply through the strengthening of transmission infrastructure, building new connections, including those under the Southern Corridor, creating a strategic reserve, the development of electricity generation and transmission capacities), as well as the environmental dimension (efforts to improve energy efficiency and to increase the share of renewable energies). Therefore, the initiative is fully in line with the strengthening of the external dimension of the EU's energy policy, through – according to the provisions of the EU Energy Strategy of 2011 – “a more efficient than so far energy market, promoting EU energy security and goals to increase the security of supply, raising energy efficiency in Europe and building a truly pan-European integrated, competitive energy market”.⁹⁸

Central European countries particularly stress the strengthening of an external energy policy in the geostrategic sense, in order to outbalance the growing assertiveness of external suppliers and better manage bilateral energy dependencies. The extremely divergent positions on these issues among EU Member States are the major problem in this area.

⁹⁷ K. PRONIŃSKA, *Partnerstwo Wschodnie – współpraca energetyczna*, in: A. SZEPTYCKI (ed.), *Między sąsiedztwem a integracją*, Elipsa 2011.

⁹⁸ *Energy 2020 – A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, November 2010.

The practice of international energy relations shows that the largest importers are highly effective and efficient in individual bilateral negotiations with external suppliers. EU Member States also differ in their perceptions of energy security, and are closely tied with individual exporters and transit countries. Bearing in mind that some of the strongest actors in the EU energy market (in particular Germany and Italy) are not interested in the idea of speaking with a “common voice” in relations with external partners – transit countries and exporters – and do not intend to transfer national competencies regarding the external dimension of energy policy to the Commission, a true energy diplomacy of the EU remains hardly realistic. What is more, in external relations, such as the negotiations of contracts for the supply of energy fuels, building transport routes, accessing deposits or transmission systems, the states and their energy companies often compete with each other. Hence, although they might cooperate in certain areas, in particular when implementing large regional infrastructure projects and exploitation the deposits, inter-state rivalry and competitive commercial interests of companies are an inherent feature of energy relations and energy security environment on a European and global scale.

The Commission Communication on the security of energy supplies and international cooperation entitled *The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders*, of September 2011 is a little more optimistic. The document takes into account the needs of Central European countries and has been the greatest step forward so far in the strengthening of the EU role in the energy area. The Commission states that bilateral energy relations between individual Member States and third countries “can result in a fragmentation of the internal market rather than a strengthening of the EU’s energy supply and competitiveness”.⁹⁹ Referring to the Energy 2020 strategy, which states that: “a common

⁹⁹ *Communication on security of energy supply and international cooperation – The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders*, 7 September 2011.

voice in energy issues” is a priority, the Commission Communication heralds concrete actions to be taken to strengthen the external dimension of the energy policy. To achieve this, Member States shall carry out a regular exchange of information on intergovernmental energy agreements.¹⁰⁰ The document also envisages the creation of a comprehensive system of energy partnerships (different depending on the nature of the relations with a given partner, which means both promoting new partnership initiatives and enhancing dialogues with suppliers while focusing on effective governance and investments, engaging the EU at world forums, such as the G-20, creating an international group on energy cooperation, EU participation in global debates on the management of energy resources, and supporting sustainable energy policies in third countries. Notably the Communication stresses the competitive nature of the global energy environment, all the more so that so far the EU has been extremely slow in responding to the growing competition in energy markets, in particular in Central Asia and Africa. This is why it also states that: “the EU needs to take a strong, effective and equitable position on the international stage to secure the energy it needs”. The power of an integrated EU market should be exercised when competing for transport routes of energy fuels. An innovative provision says that negotiating mandates for the EU may be necessary where agreements have a large bearing on the EU energy policy objectives and where there is a clear common EU added-value. The above-mentioned granting of such a mandate to the Commission by the EU Council for negotiations with Azerbaijan and Turkmenistan was precedential in this respect. From the perspective of Central European countries, what the Commission announces, responds to their postulates

¹⁰⁰ The information exchange mechanism will be used at the stage before and after the negotiations with third countries and the post-negotiation phase. The Commission declared its readiness to provide its legal support to Member States in the course of negotiations; it also declared that it may give an ex-ante assessment of the conformity of a future intergovernmental agreement with EU law.

for the strengthening of the external dimension of the EU energy policy in the economic and geostrategic sense.

3.4. Central European countries and the EU climate and energy policy

Against the background of Western Europe, Central European countries show much poorer energy-intensity indicators, a limited use of renewable energy compared to the country's potential and a high CO₂ intensity of the economy, including the energy sector. For this reason, it is the group of countries with regard to which the EU may take the greatest efforts to improve the overall energy efficiency and seek ways to implement the EU Climate and Energy Package aimed at the creation of a low-emission economy in the EU and the increased use of renewable energies in the overall energy balance. In other words, on the one hand, the countries' potential of renewable energy, and the neglect of energy-efficient technologies in the construction, industry and energy sectors on the other, are the major arguments for an environmentally-friendly EU policy for the region.¹⁰¹ For these reasons the countries of the region were involved in works on new instruments of EU policy, including negotiations of the emission trading system, as well as in the working groups under the European Climate Change Programme (ECCP).¹⁰²

¹⁰¹ D. BUCHAN, *Eastern Europe's energy challenge: meeting its EU climate commitments*, *op. cit.*, p. 4.

¹⁰² The ECCP proposes an EU strategy on the implementation of the Kyoto Protocol, while at the same time developing additional instruments of EU policy towards reducing greenhouse gas emissions. ECCP working groups were set up to define a common approach and coordinate various policies and measures of environmental policy at the EU level through engaging different Directorates General of the Commission, different sectors as well as both old and new Member States along with representatives of the energy industry and NGOs. L. MASSAI, *Climate change policy and the enlargement of the EU*, in: P.G. HARRIS (ed.), *Europe and Global Climate Change. Politics, Foreign Policy and Regional Cooperation*, Edward Elgar Publishing, 2007, p. 311.

As the EU's energy policy focused on the reduction of greenhouse gases, European countries expressed their scepticism and fears whether the EU strategy in this area can actually be implemented.¹⁰³ The situation of Poland and the Czech Republic is particularly difficult, as, despite the progress they have made, they still show the poorest indicators of CO₂ emissions after Bulgaria and Romania. A sceptical approach to the EU's climate policy results, first of all, from the fear of the economic cost of the transformation of the energy sector and other industries covered by emission regulations. The question arises whether Central European countries, much poorer than their western partners, can afford such transformation and over what period of time. Central European countries think that Western Europe does not understand how much progress, economic and social effort they have made over barely 20 years of the system's transformation, *inter alia*, in the energy consumption area. A marked improvement of energy efficiency indicators has been seen not only as a result of closures of high-emission industrial plants in the 1990s but also as a result of the technological effort towards the modernisation of the energy sector.

However, the policy for the reduction of CO₂ emissions in Central European countries is conditioned not as much as by the rising environmental awareness of the political elite and the general public, and thus an internal conviction that radical action is needed on behalf of cleaner energy, but rather external factors, including in particular the EU's energy policy.¹⁰⁴ Poor environmental awareness is a serious issue. The countries of the region are passive and reactive rather than active to the development of a low-emission economy. Rather than creating their own long-term strategies in this area, they limit their activities to adjusting to EU legislation. A spectacular example of this activity is the delayed reaction

¹⁰³ *Ibidem*, pp. 313–319; A. BOKWA, *Climatic issues in Polish foreign policy*, in: P.G. HARRIS (ed.), *op. cit.*, pp. 125–135.

¹⁰⁴ A. BOKWA, *Climatic issues in Polish foreign policy*, w: P.G. HARRIS (ed.), *op. cit.*, p. 125.

to the need to implement the EU's Climate and Energy Package in 2008, which is a serious challenge to the energy security of the countries in the region in economic and geostrategic terms.

The presentation of the Commission's proposal *The Climate Action and Renewable Energy Package* in January 2008 paved a path to a heated debate between Member States which reflected clearly split opinions between Central and Eastern European countries and Western European countries. The first group questioned, inter alia, the Commission's proposals concerning the calculation of national emissions outside the ETS system and taking the year 2005 as a reference date for the further reduction of CO₂ emissions but was unable to arrive at a common position. For example, the Czech Republic was particularly reserved during the negotiations, as it did not want to negotiate the package during the Czech Presidency.¹⁰⁵ Poland was struggling, first of all, for the unanimity procedure during the vote on the package, in order to be able to veto the package should there be no concessions to the new Member States' needs.

Ultimately, the package was adopted in December 2008.¹⁰⁶ It was a compromise version – East-Central European countries gained an increased number of emission permits, withdrawal from free permits at a later date (the total withdrawal of free permits in 2020 instead

¹⁰⁵ D. BUCHAN, *Energy and Climate Change. Europe at the Crossroads*, Oxford University Press, pp. 125–127.

¹⁰⁶ The aim of the package is to reduce CO₂ emissions by 20% until 2020, compared to the 1990 level, an increase of the share of renewable energies in energy production to 20% in 2020 and rise in energy efficiency by 20% until 2020. According to the EU legislation in this area, Central European countries should adjust themselves to the European Emission Trade System (ETS) and increase their energy efficiency by 20%. However, the requirements restricting increases of CO₂ in all sectors which are not covered by ETS as compared with 2005 are diversified (by 9%, in the case of the Czech Republic, by 14% in the case of Poland) and a growth in the renewable energy share of final consumption by 2020 (to 13% in the case of the Czech Republic and to 15% in the case of Poland).

of 2013¹⁰⁷). However, in actual fact the package did not take into account reductions which these countries had made in the 1990s, and, what is even more problematic, insufficiently considered different levels of economic development and specificities of EU countries, which can be seen, inter alia, in the relevant energy balance structures. Tomasz Grosse rightly states that the processes of Europeanization are highly asymmetrical as regards the impact of the Climate and Energy Package on the competitiveness of the economies, being beneficial to developed countries having technology advantages in the energy sector, while at the same time weaker countries bear excessive costs.¹⁰⁸

In the case of Central European countries, the implementation of the Climate and Energy Package means: 1) the decarbonisation of energy production (through increasing the share of gas, renewable energies and nuclear fuel), 2) the electrified and “cleaner” transport, 3) reducing energy consumption through the greater use of energy-efficient technologies in the manufacturing, construction and household sectors. In addition to obvious benefits which are associated with the implementation of the Package in the longer term, in particular in the energy efficiency area, it is a great burden on the economies of countries in which the energy sector is based prevalingly on solid fuels. From the economic perspective the Package is much more expensive than commitments assumed by the countries under the Kyoto Protocol. Meeting the Package’s requirements involves huge investments into the modernisation of

¹⁰⁷ The provision does not apply to the countries which are not sufficiently connected with the European energy network, whose dependence on a single energy source exceeds 30% or where GDP per capita is a half of the EU average.

¹⁰⁸ The system of emission allowances in the years 2013–2020 based on benchmarking with the most technologically advanced installations of the EU does not take into account the specificity of energy balances of such countries as Poland or the Czech Republic and favours countries where energy generation has been modernised. T.G. GROSSE, *Niskoemisyjna gospodarka w Polsce: wpływ europeizacji na politykę rządu*, Instytut Spraw Publicznych, 2011, p. 11.

energy infrastructure, as well as the transformation of the energy balance and implementation of clean coal production technologies (e.g. CCS).¹⁰⁹ The consequences of the implementation of the package will include a substantial rise in prices in the internal energy market, as well as *carbon leakage*, i.e. a loss in the market share to the benefit of countries outside the EU and outside the emission trade system (ETS). The costs of adjustment will negatively affect the economic growth and competitiveness of the energy sector of Central European countries under the common market of the EU.

In the geostrategic dimension, energy self-sufficiency indicators can also deteriorate if local coal is replaced by imported natural gas, and with some reservations, also by nuclear energy.¹¹⁰ In practice, only the use of national renewable energy resources and of unconventional gas would allow for a greater independence from external suppliers. What could become an alternative for coal, then?

Increasing the use of natural gas is the simplest and cheapest solution but it is seen as disadvantageous for strategic reasons, as it increases dependence on imports. The growth of the share of this energy source in the energy balance carries with it the need to invest in the diversification of sources and supply routes. On top of this, Poland plans to develop the production of unconventional gas; however, its extraction might be a threat to the natural environment. The development of renewable energy in Central Europe meets various obstacles of a technological,

¹⁰⁹ According to government experts, in Poland alone the necessary outlays for investment into emergency infrastructure, modernisation and the creation of new production capacities might reach EUR 21.5 billion by 2015, followed by another EUR 12.2 billion between 2015 and 2030. *Polska 2030*, Chancellery of the President of the Council of Ministers, Warsaw 2009.

¹¹⁰ According to IEA and Eurostat calculations, nuclear energy is considered to be an internal energy source, so its use does not cause an import dependence indicator to rise. Meanwhile, a marked majority of nuclear energy producers depend on domestic producers of enriched natural uranium.

economic and legal nature. State support is necessary in order to increase the share of renewable energy in the energy balance, as seen in the examples of western EU Member States. Germany is the leader in this area, as thanks to a well thought-out policy of subsidizing renewable energy it has seen the dynamic growth of this sector in its energy balance. It is a result of a far-fetched strategic vision of the development of the energy sector and well-tailored instruments of support for the renewable energy sector. However, Central European countries are lagging behind in terms of renewable energy and have to overcome a lot of barriers. First of all, they lack a strategic vision of the implementation of and support to the development of renewable sources of energy. In practice, the renewable energy sector cannot develop without state support, i.e. subsidies and/or preferential access to the energy network. However, the subsidies should be balanced, according to the principle that producers should be able to draw reasonable benefits.

Another problem with renewable energies is that the countries of the region do not believe that they will generate as many jobs as in Western European countries. It is related to the development of the sector of renewable energy production systems (solar collectors, wind turbines etc.) – large western companies which produce renewable energy technologies, being the sector that generates the largest number of jobs, were able to develop production thanks to a state support system. Technological progress resulted in the development of renewable energy, creating new jobs even in times of financial crisis, while the development of renewable energy in Central European countries will be mainly through West–East technology transfer. Thus, it is expected that “green” jobs in Eastern Europe will be created only when new production capacities of renewable energy are installed. Many more people are likely to be employed in the construction industry, in connection with the programmes of improving energy efficiency of buildings. Following the results of the economic and geostrategic profit and loss analysis,

the political elites of all Central European countries tend to opt for the development of nuclear energy. At the same time, in parallel with the implementation of technologies based on sources other than coal, the hard coal and the brown coal sector will be developed for greater efficiency and lower emissions. However, this will involve a rise in energy costs from coal-fired power plants.

All EU Member States face the challenge of changing their models of development of the economy and the energy sector in relation with the climate and energy policy. However, in the case of Central European countries this challenge can be a development barrier. For this not to happen, they have to take an enormous effort towards modernization and technological change, to a large extent individually, through developing national programmes for an innovative, competitive and energy efficient economy. Within the EU we should jointly act to prepare advantageous detailed solutions in order to implement the package and to increase the balance between this area of Community policy and the EU's effort for the security of supply.

4. Conclusions. Central Europe and the idea of Buzek-Delors to build an Energy Community

EU countries are at various stages of advancement of the energy sector, implementation of the EU's energy policy and the integration of energy markets. They also have different positions in the European chain of energy fuels supply. Their position depends on the size of the internal energy market, national energy resources, geographic situation and energy policy. Historical, political and economic aspects also play an important role in the energy situation and energy strategies of EU countries. As a

result, the energy security environment in Europe is still fragmented. The differences result in different visions of energy security and the role of the EU in the common energy policy-making of Member States.

Inconsistencies in the overall vision of energy policy have been reflected in the inconsistent goals of the EU's energy policy. Most analysts note that activities aimed at safeguarding the security of supply, competitiveness and sustainable development often disagree.

Investing in renewable energy serves the implementation of a policy for sustainable development, while on the other hand it calls for state support, which, in turn, undermines the rules of market competition. Diversification is needed to safeguard the security of supply, but in a liberalised market, if the price offered by one supplier is more competitive, the economic factor can determine a decision to select a single instead of several suppliers. Often to ensure the security of supply, interconnectors need to be built or a strategic reserve created – which sometimes does not pay off in economic terms. Countries which are energy self-sufficient (an aspect which is equally important for the security of supply), are often forced to increase imports of gas, nuclear energy or renewable energy and to reduce the share of less clean, local fossil fuels in the energy balance for the sake of climate policy. Due to these inconsistencies, the priorities of the EU's energy policy cannot be considered equal. Thus, there is a need for a balance and synergies between the three levels of the EU's energy policy.

The approach of Central European countries to the triad of the EU's energy policy and energy security is influenced by the specific energy situation of these countries. They largely depend on one supplier of oil and gas and on one main East-West import route. They do not have an adequate number of reverse-flow energy interconnections and are now in the phase of building North-South pipeline connections. Obsolete infrastructure for electricity generation and transmission, as well as high energy intensity and CO₂ emissions are characteristic features of their

energy systems. There is no adequate investment in new production capacities and in increasing power transmission capacities, in reverse-flow gas pipeline connections and new interconnectors, which can result in serious problems with safeguarding the stability of energy supply. Ultimately, the transformation of the energy sector and adjustment of the sector to the requirements of the liberalised market and the EU's climate policy is a challenge faced by the countries of the region.

Despite similar challenges, cooperation between the countries of Central Europe in the area of energy security was for some time practically non-existent. The region's countries sought out individual solutions, running uncoordinated activities independently, *inter alia*, with regard to the Russian supplier. The absence of a joint strategy towards the most serious problems of energy security, results on the one hand, in infrastructural shortages and a greater vulnerability of the region to external supply disruptions and energy crises, and in the lack of real influence on the EU's energy policy on the other. A break-through in the changing of Central European countries' awareness of the need to create a common vision and instruments to strengthen regional energy security was the Russian-Ukrainian gas crisis of 2009. It made the weaknesses of Central European energy markets more visible, showing that as a result of the lack of cooperation within the region, despite their geographical proximity, the countries were separated from each other, and thus unable to start regional anti-crisis mechanisms. The elimination of existing infrastructural deficits in the region began to be treated as a priority objective, and this calls for institutionalised cooperation between Central European countries, both within the Visegrad Group, and within the EU as a whole. Another important aspect of the strengthening of regional cooperation in the energy security area was the Nord Stream project, the prospects for the development of unconventional shale gas in Poland, as well as new legislative and financial initiatives of the EU concerning the security of supply.

The above analysis shows that since 2009 Central European countries have made a major step towards creating a joint strategy to strengthen regional energy security. This is testified by reverse-flow energy interconnections which have been started up or planned, investment into the diversification of supply routes and sources under a larger, strategic North-South Corridor project, as well as the closer coordination of activities at the European forum. It is particularly important that Central European countries should be granted strategic and financial support by the EU in order to implement infrastructural projects in different energy sectors and the importance of security of supply among priorities of European energy policy be stressed. In view of the region's geopolitical sensitivity in the energy area it is also important to undertake activities to strengthen the external dimension of the EU's energy policy. The analysis of the potential of Central European countries also shows that, both in terms of the potential strength of the common regional energy market and the force of diplomacy within the EU's structures, the countries jointly represent a much higher bargaining power and consequently they also can have a greater potential impact on the EU's decisions concerning energy. This influence will be more effective if they are able to formulate common goals as regards the EU's energy policy, coordinate activities of the countries in the region and to build wider coalitions. The power of joint action is of great importance in view of the conflicting goals of the EU's energy policy, as well as the fact that it can bring either benefits or losses to Central European countries, as is the case of the Climate and Energy Package, which is blatantly unadjusted to the realities and needs of Central European markets.

Among the current trends in the development of the EU's energy policy the following are particularly advantageous for Central Europe: giving priority to the North-South Corridor and allocating funds (*inter alia*, under the EEPR) to the implementation of regional infrastructural projects, developing solidarity mechanisms in the market of natural

gas and the ensuing works on the operationalization of the Lisbon Treaty provisions on the security of strategic energy supplies, as well as the strengthening of the external dimension of the EU's energy policy. The growing assertiveness of exporters along with the further institutionalisation of cooperation between producers under the Gas Exporting Countries Forum (GECF) should encourage the EU to attach greater attention to the geostrategic dimension of energy security and build common instruments to exercise influence on external suppliers and transit countries. The evolution of the EU's energy policy towards meeting these objectives would agree with the strategic interests and expectations of all Member States from Central and Eastern Europe.

Being top priority for Central European countries the development of infrastructure to interconnect their respective energy systems is the first phase of the creation of an integrated regional energy market. The market will have a substantial growth potential. For Russia it will be the second largest gas market of the EU after Germany, and it will be more attractive for other producers, in particular in connection with the development of LNG projects under the North-South Corridor and pipeline diversification projects. The energy market, merged thanks to the new infrastructure and regulatory framework, will raise the position of the Central European region in the energy supply chain, and, above all, it will improve the security of supply.

Having noted the progress Central European countries have made in less than two years to coordinate and strengthen quadrilateral and extended cooperation in the energy area in the form of working meetings, energy summits and regular work of the High Level Group on Energy, the Buzek-Delors Declaration could be an inspiration for political decision-makers. With reference to the Schuman Declaration, in May 2010 Jerzy Buzek and Jacques Delors launched the initiative to create a European Energy Community. Under this structure, EU Member States, all or only those which would be interested in the project, could develop

a common approach to the most important challenges, such as: dependence on the imports of hydrocarbon fuels from regions which are unstable politically and economically; growing costs of investment and technological innovation in the energy sector, transformation of the energy sector and creation of low-emission and energy-efficient economies. The Community would differ from the existing structures of the EU that are now developing energy policy in that it will enable a consistent and concerted approach to internal and external energy policy, taking a common stance *vis-à-vis* exporting and transit countries, as well as developing a coordinated, joint strategic reserve of energy fuels and liquid fuels in case of crisis and organizing coordinated energy purchase. Authors of the declaration argued that Europe needs more ambitious goals and deeper integration in the energy area, as well as greater solidarity.¹¹¹

The new Energy Community could hardly be expected to include all EU Member States, in view of the different interests and expectations with respect to energy and climate policy. However, the idea itself might encourage countries facing similar energy challenges to develop a common vision in order to strengthen energy security and a more unified position in their relations with the external environment. As a result, the Central European region is seeing an emerging natural coalition of countries interested in enhanced energy cooperation at a regional and EU level. ■

¹¹¹ >http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/815/815663/815663en.pdf<.

About the Author

Dr Kamila Pronińska has a doctoral degree in humanities. She specializes in political science and lectures at the University of Warsaw's Institute of Foreign Relations. In 2007 she defended her Ph.D. dissertation on EU-Russia energy relations at the Faculty of Journalism and Political Sciences at the University of Warsaw. She is the author of the monographic work *Bezpieczeństwo energetyczne w stosunkach UE-Rosja. Geopolityka i ekonomia surowców energetycznych* (Elipsa 2012), as well as papers on energy security and energy policy which have been published in Polish and foreign periodicals, including a series of articles in *Rocznik Strategiczny* and *Energy and Security – global and regional dimensions*, published in the SIPRI Yearbook 2007.