



INSTYTUT
NA RZECZ
EKOROZWOJU



GAZ ZIEMNY
wsparciem
dla niskoemisyjnej gospodarki

Wydawca:

Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju
ul. Nabelaka 15, lok. 1, 00-743 Warszawa
tel. 22 851-04-02, -03, -04, faks 22 851-04-00
e-mail: ine@ine-isd.org.pl, <http://www.ine-isd.org.pl>

Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju (InE) jest pozarządową organizacją typu *think-tank* powstałą w 1990 r. z inicjatywy kilku członków Polskiego Klubu Ekologicznego. InE zajmuje się promowaniem i wdrażaniem zasad oraz rozwiązań służących zrównoważonemu rozwojowi Polski, dążąc do jej proekologicznej restrukturyzacji. W swojej działalności kieruje się misją: budowania pozytywnych relacji między rozwojem społecznym i gospodarczym a ochroną środowiska oraz występowania w interesie obecnego i przyszłych pokoleń. Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju współpracuje z krajowym i europejskim ruchem pozarządowym. Instytut ma doświadczenie w tworzeniu strategii ekorozwoju wspólnie ze społecznościami lokalnymi – ich samorządami i partnerami społecznymi, ekologicznymi i partnerami otoczenia biznesu. Opracowania InE wykorzystują parlamentarzyści, administracja rządowa i samorządowa, naukowcy, studenci i uczniowie.

Instytucje i osoby pragnące wesprzeć działalność na rzecz ekorozwoju mogą dokonywać wpłat na konto: Bank PeKaO SA, II Oddział w Warszawie

Wpłaty w PLN: 92 1240 1024 1111 0000 0267 8197

Redakcja językowa: Maria Prosińska-Jackl

Projekt graficzny: Joanna Chatizow i Leszek Kosmański – Wydawnictwo Wiatr s. c.

Skład komputerowy: Leszek Kosmański

Druk i oprawa: GRAFIX Centrum Poligrafii, ul. Bora Komorowskiego 24, 80-377 Gdańsk

© **Copyright by Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2015**

ISBN: 978-83-89495-97-6

Wydrukowano na papierze ekologicznym



MICHAŁ WILCZYŃSKI

GAZ ZIEMNY

wsparciem

dla niskoemisyjnej gospodarki

W 2040 roku globalna produkcja energii będzie podzielona na cztery niemalże równe części pomiędzy ropę, gaz, węgiel oraz niskoemisyjne źródła energii. [...] Popyt na gaz ziemny wzrośnie o ponad połowę, w najszybszym tempie ze wszystkich paliw kopalnych, a coraz bardziej elastyczny globalny handel skroplonym gazem ziemnym (LNG) będzie oferował częściową ochronę wobec ryzyka wystąpienia zakłóceń w dostawach.

World Energy Outlook 2014, IEA – streszczenie (Polish translation)

Warszawa, lipiec 2014 – marzec 2015



SPIS TREŚCI

Słowo wstępne	6
Streszczenie	7
1. Gaz ziemny na świecie – trendy, prognozy	9
1.1. Dotychczasowe kierunki zmian	10
1.2. Główne ośrodki wydobycia, infrastruktura, handel międzynarodowy	11
1.3. Rynek gazu w USA i jego wpływ na światowe ceny surowca	14
1.4. Rynek gazu w Unii Europejskiej – stan i prognozy	17
1.5. Infrastruktura gazowa w UE	19
1.6. Infrastruktura gazowa w Polsce	21
2. Gaz ziemny i gaz niekonwencjonalny w Polsce	25
2.1. Jak gospodarować złożami gazu?	26
2.2. Zasoby, wydobycie i wykorzystanie gazu ze złóż konwencjonalnych	26
2.3. Zasoby i wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych: łupki	28
2.4. Zasoby i wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych: metan z pokładów węgla	30
2.5. Zasoby gazu ze złóż niekonwencjonalnych: gaz ziemny zamknięty (<i>tight gas</i>)	32
3. Przyszłość wydobycia i zużycia gazu w Polsce	33
3.1. Główne wyzwania dla Polski	34
3.2. Wykorzystanie gazu w Polsce: prognozy i ceny	34
3.3. Perspektywy rozwoju rozproszonej kogeneracji gazowej w Polsce	38
3.4. Kogeneracja gazowa małej mocy jako element niskoemisyjnej strategii rozwoju Polski w perspektywie 2050 roku	40
Podsumowanie	46
Wykorzystane publikacje	51

SPIS RYCIN

1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie	11
2. Rozmieszczenie światowych zasobów gazu ziemnego z uwzględnieniem zasobów gazu niekonwencjonalnego (z wyjątkiem gazohydratów)	12
3. Struktura bilansu energii pierwotnej świata w 2013 roku	13
4. Struktura zużycia nośników energii pierwotnej w UE i Polsce w 2013 roku	13
5. Prognoza zapotrzebowania światowej gospodarki na energię pierwotną	14
6. Wpływ wydobycia gazu łupkowego w USA na cenę gazu loco wiercenie produkcyjne	16
7. Średnie ceny gazu na głównych rynkach producentów/importerów	17
8. Struktura kierunków importu gazu do UE i Polski w 2012 roku	17
9. Europejski system przesyłu gazu	20
10. Mapa systemu przesyłowego gazu w Polsce	22
11. Mapa zrealizowanych i planowanych inwestycji polskiego operatora gazowego systemu przesyłowego, lata 2011–2021	23
12. Mapa rozmieszczenia konwencjonalnych złóż ropy i gazu w Polsce	27
13. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2013	27
14. Możliwość redukcji emisji wskutek zamiany spalania węgla na spalanie gazu (w ciągu jednego roku)	35
15. Struktura zużycia gazu w Polsce w 2012 roku	35
16. Projekcja wzrostu kosztów wytworzenia energii w wysokosprawnych elektrowniach węglowych i gazowych przy różnych cenach uprawnień emisyjnych (euro/Mg), z uwzględnieniem konieczności zakupu 100% uprawnień	36
17. Prognoza cen gazu w Polsce do 2050 roku	37
18. Elektrociepłownia gazowa w Siedlcach (fot.)	39

SPIS SKRÓTÓW, SYMBOLI I TERMINÓW

AGH	Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie
BP	British Petroleum, jeden z pięciu największych koncernów naftowych na świecie
CAFE	Dyrektywa CAFE – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (<i>Ambient Air Quality and Cleaner Air for Europe</i>)
CASE	Fundacja Naukowa Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych
CCS	technologia zatłaczania dwutlenku węgla pod powierzchnię ziemi (<i>Carbon Capture Storage</i>)
CH₄	chemiczny symbol metanu
CHP	<i>Cogeneration Heating Plant</i> , instalacja skojarzonego wytwarzania energii wykorzystywana w elektrociepłowniach
CIT	podatek dochodowy od osób prawnych (<i>Corporate Income Tax</i>)
CO₂	chemiczny symbol dwutlenku węgla
EEA	<i>European Economic Area</i> (Europejski Obszar Gospodarczy)
EUROGAS	Stowarzyszenie europejskiego przemysłu gazowego
EUROSTAT	Biuro Statystyki Unii Europejskiej
EXXON	międzynarodowy koncern naftowy, jeden z pięciu największych na świecie
GZW	Górnośląskie Zagłębie Węglowe
IBS	Instytut Badań Systemowych → WISE
IEA	<i>International Energy Agency</i> → MAE
IED	Dyrektywa UE 2008/50/WE w sprawie oceny i zarządzania jakością powietrza, z dnia 11 czerwca 2008 roku
IGSMiE PAN	Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energetycznymi Polskiej Akademii Nauk
InE	Instytut na rzecz Ekorozwoju
kogeneracja	proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplej w elektrociepłowni, inaczej → CHP
KPRM	Kancelaria Prezesa Rady Ministrów
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCPD	<i>The Large Combustion Plant Directive</i> , dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych 2001/80/EC
loco	miejsce dostarczenia i odbioru towaru
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> (płynny gaz ziemny)
MAE	Międzynarodowa Agencja Energetyczna (<i>International Energy Agency, IEA</i>) afiliowana przy OECD
MG	Ministerstwo Gospodarki

OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju, której Polska jest członkiem (<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>)
OZE	odnawialne źródła energii
PEC	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej
PEP	Polityka Energetyczna Polski
PGNiG	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PIG-PIB	Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy
PKP Cargo	Polskie Koleje Państwowe – operator kolejowych przewozów towarowych
PM 2,5	pył zawieszony o średniej nie większej niż 2,5 μm
PMG	Państwowe Magazyny Gazu
R/P	wskaźnik wystarczalności (zasoby do wydobycia), wyrażony liczbą lat, przy obecnym poziomie produkcji
SGT	System Gazociągów Tranzytowych
UE	Unia Europejska
USD	dolar amerykański
USEIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i> – federalna agencja statystyczna odpowiedzialna za gromadzenie informacji o gospodarce energetycznej
WISE	Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych (wydzielony z IBS – Instytut Badań Systemowych)

WIELKOŚCI JEDNOSTEK FIZYCZNYCH UŻYTE W TEKŚCIE

GJ	gigadżul, jednostka energii (10^9 džula)
GWh	gigawatogodzina (10^9 wata)
GWt	gigawat termiczny, jednostka mocy energii cieplnej
J	dżul
mBtu	miliony british thermal units (1055,1 MJ)
Mg	megagram (tona)
MJ	megadżul (10^6 džula)
MJ/kg	megadżul na kilogram, tj. kaloryczność paliwa w relacji do masy
MW	megawat
MWe	megawat elektryczny, jednostka mocy energii elektrycznej (10^6 wata)
MWh	megawatogodzina, jednostka pracy (10^6 wata)
MWt	megawat termiczny, jednostka mocy energii cieplnej
toe	równoważnik energetyczny tony ropy (<i>tonne of oil equivalent</i>)
TWh	terawatogodzina (10^{12} wata)

SŁOWO WSTĘPNE

W obliczu wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych, a także w związku z nasilającymi się zmianami klimatu globalnego coraz wyraźniej widać konieczność transformacji gospodarki na świecie. Kraje Unii Europejskiej już wybrały drogę ku gospodarce niskoemisyjnej. Zmiany polegają m.in. na zastępowaniu wysokoemisyjnych paliw stałych ich niskoemisyjnymi zamiennikami, a także na rozproszeniu, czyli decentralizacji źródeł wytwarzania energii i upowszechnianiu odnawialnych źródeł (OZE). Chodzi o obniżkę emisji gazów cieplarnianych, szkodliwych dla klimatu. Węgiel kamienny jako paliwo jest w odwrocie. W tej sytuacji gaz ziemny może stanowić atrakcyjną średnioterminową alternatywę dla węgla, wykorzystywaną w procesie transformacji gospodarki.

Celem niniejszego opracowania jest rzetelne przedstawienie stanu rynku gazu w Europie, zwłaszcza w Polsce, oraz perspektyw rozwoju produkcji gazu. W tekście uwzględniono problematykę gazu łupkowego, czy szerzej – gazu ze złóż niekonwencjonalnych, obejmującego także inne rodzaje tego surowca, takie jak *tight gas* (czyli gaz zamknięty) i metan w złożach węgla. Włączenie się Polski w proces zmian obejmujących całą gospodarkę europejską przyniesie naszemu krajowi wiele korzyści. Prowadzić będzie do poprawy jakości powietrza, a tym samym do poprawy stanu zdrowia mieszkańców. Zwiększy potencjał innowacyjny polskiej gospodarki i przyczyni się do przebudowy krajowego rynku pracy.

STRESZCZENIE

W ciągu ostatnich trzydziestu lat gwałtownie rosło zarówno wydobycie, jak i zużycie gazu ziemnego na całym świecie. W 1984 roku wydobyto 1 591 mld m³ tego paliwa, a w 2013 roku wydobycie osiągnęło już 3370 mld m³. Światowe zasoby wydobywalne gazu są nadal bardzo duże; na koniec 2012 roku wynosiły niemal 200 000 mld m³, co oznacza, że ich podaż, przy obecnym poziomie eksploatacji, powinna wystarczyć na około 57 lat.

Niestabilna sytuacja na międzynarodowych rynkach, a także ryzyko wykorzystania gazu ziemnego jako elementu gry politycznej sprawiają, że tradycyjne źródła dostaw i techniki wydobycia z konwencjonalnych złóż zaczynają być postrzegane jako niewystarczające bądź niepewne. Coraz więcej państw i firm zaczyna inwestować w eksploatację zasobów gazu ze złóż niekonwencjonalnych (przede wszystkim gazu łupkowego, a także gazu zamkniętego⁽¹⁾, gazohydratów czy metanu w węglu). Są to złoża znacznie bogatsze od dotychczas eksploatowanych – szacowane globalnie na 785 000 mld m³ – ale pozyskanie z nich tego typu surowców jest znacznie trudniejsze i wymaga wielokrotnie wyższych nakładów finansowych oraz wysiłków technologicznych. W nieodległej perspektywie inwestycje te mogą jednak przynieść ogromne korzyści ekonomiczne i polityczne. Najlepszym przykładem osiągnięć w tej dziedzinie są Stany Zjednoczone Ameryki Północnej. Kraj ten w latach siedemdziesiątych XX wieku niemal całkowicie wyczerpał konwencjonalne złoża węglowodorów, ale dzięki konsekwentnej i długofalowej polityce w ciągu ostatnich 15 lat, głównie dzięki wydobyciu gazu łupkowego, uniezależnił się od dostaw gazu z importu.

Unia Europejska staje dziś przed wyzwaniem podobnym do tego, które było udziałem Stanów Zjednoczonych. Roczne zapotrzebowanie państw członkowskich UE na gaz ziemny wyniosło w 2013 roku 438,1 mld m³ i znacznie przekroczyło wydobycie w tych państwach (146,8 mld m³). Wobec tego UE w 2013 roku importowała brakującą część gazu ziemnego z Rosji (24% zużycia surowca), Norwegii (23%), Algierii (9%) i Kataru (6%). Wskaźnik wystarczalności R/P zasobów wydobywalnych na obszarze UE do wielkości wydobycia wynosi niespełna 11 lat.

Według szacunków niezależnych ekspertów przynajmniej część z państw członkowskich mogłaby liczyć na eksplorację lokalnych złóż gazu łupkowego (a w mniejszym stopniu także metanu ze złóż węgla). Wśród krajów o największym potencjale znajduje się Francja (z zasobami szacowanymi na 970–5822 mld m³), Polska (346–4193 mld m³), Hiszpania (227–2966 mld m³), Niemcy (680–2226 mld m³) oraz Rumunia (232–1445 mld m³). Z różnych względów jednak, m.in. z powodu lokalnych protestów społecznych, niedostatecznego potencjału firm poszukiwawczo-wydobywczych, restrykcji administracyjnych czy wreszcie spadków cen ropy i gazu, eksploracja złóż niekonwencjonalnych odbywa się opornie i na małą skalę albo nie odbywa się wcale.

Polska jest tu dobrym przykładem. Zaledwie kilka lat po początkowym entuzjazmie wywołanym estymacjami US Energy Information Administration, szacującymi lokalne złoża łupków na ponad 5,3 bln m³, sprawa wyraźnie przygasła. Wprawdzie wydano ponad 100 koncesji na poszukiwanie tego surowca, ale liczba kompletnych wierceń okazała się śladowa (25 w stosunku do kilku tysięcy realizowanych na terenie Stanów Zjednoczonych), po czym z kraju wycofała się większość

(1) Gaz zamknięty (*tight gas*), gaz uwięziony w skałach nieprzepuszczalnych na głębokości większej niż 3500 m. Jeden z rodzajów niekonwencjonalnych źródeł gazu, wymaga specjalnej technologii wydobycia.

międzynarodowych graczy specjalizujących się w eksploracji tego typu zasobów. Zdaniem autora niniejszego opracowania podstawową przyczyną ucieczki inwestorów łupkowych z Polski były zmiany prawa geologicznego i górniczego w 2014 roku, powodujące nadmierną biurokratyzację procesu koncesjonowania i prowadzenia poszukiwań; dodatkowo zniechęcające było wprowadzenie odrębną ustawą podatku specjalnego od wydobycia węglowodorów.

Dotychczasowa klęska mirażu o „łupkowym Eldorado” nie będzie jednak miała wpływu na popyt na paliwo gazowe, generowany przez krajową gospodarkę. I choć dziś Polska zajmuje ostatnie miejsce w UE w zużyciu gazu na głowę mieszkańca (w 2013 roku łączna konsumpcja tego paliwa wyniosła zaledwie 15,8 mld m³), to – według różnych prognoz – w ciągu najbliższych piętnastu lat zużycie gazu w Polsce wzrośnie o co najmniej 30% i przekroczy poziom 20,2 mld m³/rok. Wpływ na to będą miały przede wszystkim czynniki prawne i ekonomiczne, w tym wdrożenie nowych dyrektyw UE o ochronie powietrza (CAFE) i o emisjach przemysłowych. Konsekwentna polityka energetyczno-klimatyczna UE, a zwłaszcza postanowienia Rady Unii Europejskiej z marca 2015 roku⁽²⁾ nie pozostawiają złudzeń co do konieczności radykalnego zmniejszania emisji CO₂. W miksie energetycznym Polski paliwa stałe będą musiały być zastępowane przez niskoemisyjne źródła⁽³⁾. W okresie transformacji energetyki krajowej technologie wykorzystujące gaz wydają się niezastąpione do uzyskania szybkiego efektu redukcji zwłaszcza tzw. niskiej emisji⁽⁴⁾. Mogą jednocześnie stanowić ubezpieczenie dla energetyki odnawialnej.

(2) Konkluzje Rady UE 19.03.2015 : UE jest zdecydowana zbudować unię energetyczną opartą na przyszłościowej polityce klimatycznej na podstawie przygotowanej przez Komisję Europejską ramowej strategii, która obejmuje pięć ściśle ze sobą powiązanych i wzajemnie się wzmacniających wymiarów (są to: bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie; w pełni zintegrowany europejski rynek energii; efektywność energetyczna przyczyniająca się do ograniczenia popytu; dekarbonizacja gospodarki; oraz badania naukowe, innowacje i konkurencyjność).

(3) Emisja CO₂ ze spalania gazu jest do 30% mniejsza niż w przypadku ropy oraz do 60% mniejsza niż w przypadku węgla. Znacznie mniejsza jest także emisja innych substancji chemicznych, w tym rtęci, siarki oraz dwutlenku azotu.

(4) Niska emisja to emisja produktów spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych do atmosfery ze źródeł znajdujących się na wysokości nie większej niż 40 m. Przyczynia się do powstawania smogu w miastach.

1. GAZ ZIEMNY NA ŚWIECIE – TRENDY, PROGNOZY



1.1. Dotychczasowe kierunki zmian

W ostatnich trzydziestu latach obserwujemy stały wzrost wydobycia i zużycia gazu ziemnego, wynikający przede wszystkim z rosnących potrzeb energetycznych świata. W 1984 roku wydobyto 1 591 mld m³ tego paliwa, a w 2013 roku wydobycie osiągnęło 3370 mld m³, czyli ponad dwukrotnie więcej⁽⁵⁾. Już około 2025 roku gaz może wyprzedzić węgiel i stać się drugim paliwem po ropie naftowej; przewiduje się, że w 2040 roku będzie zaspokajać 25% potrzeb energetycznych świata.

Stały wzrost zapotrzebowania na gaz przy równoczesnym wyczerpywaniu się konwencjonalnych złóż tego surowca zachęca do eksploatacji złóż niekonwencjonalnych (tj. gazu łupkowego, metanu w złożach węgla, gazu zamkniętego czy gazohydratów). Wydobycie tych surowców jest znacznie trudniejsze niż eksploracja źródeł konwencjonalnych, wymaga wielokrotnie wyższych nakładów finansowych, a także bardziej rozwiniętych technologii. Może być jednak bardzo opłacalne.

Najlepszym przykładem zysków wynikających z wdrożenia przemyślanej, długofalowej strategii wsparcia eksploatacji surowców ze źródeł niekonwencjonalnych są inwestycje dokonane w Stanach Zjednoczonych. Dość powiedzieć, że w 2013 roku Stany Zjednoczone stały się największym producentem gazu na świecie. Omówienie zasad i skutków zastosowanej tam strategii znajduje się w części 1.3. niniejszej pracy.

10

Importerzy europejscy płacą za gaz spoza Wspólnoty średnio trzy razy więcej niż wynosi cena tego surowca w Stanach Zjednoczonych, a spora część państw członkowskich jest uzależniona od dostaw gazu z Rosji. UE – świadoma konsekwencji wynikających z tego faktu – od dekady podejmuje wysiłki zmierzające do zwiększenia niezależności i bezpieczeństwa energetycznego Europy, w tym także do dywersyfikacji dostaw paliw węglowodorowych. Fundamentem tych działań jest integracja infrastruktury i budowa wspólnego rynku energii, określana wspólnym mianem Unii Energetycznej.

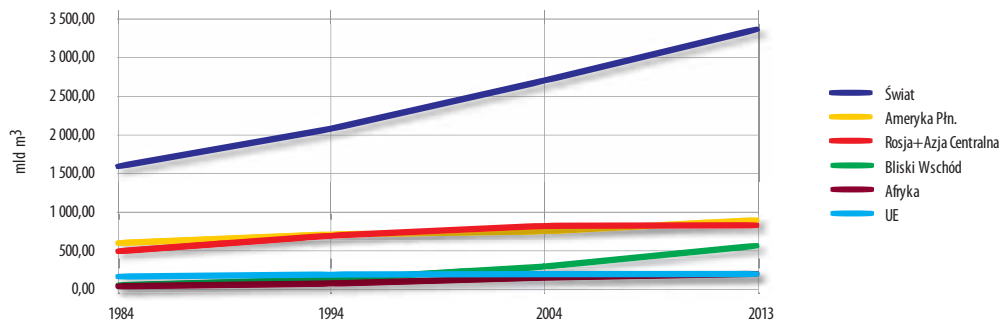
Polska jest jednym z tych członków UE, który od dawna był świadomy potencjalnych zagrożeń i podejmował działania zmierzające do uniezależnienia się od dostaw gazu z jednego tylko kierunku. Efektem tych wysiłków jest rozbudowa sieci gazociągów przesyłowych i interkonektorów, umożliwiających łącznie roczne zaopatrzenie w gaz z alternatywnych wobec Rosji kierunków w wysokości 45% dostaw z Rosji. Po uruchomieniu w 2015 roku terminala gazowego w Świnoujściu Polska będzie mieć możliwość pełnego zastąpienia importu gazu z Rosji.

(5) BP Statistical Review of World Energy [5].

1.2. Główne ośrodki wydobywania, infrastruktura, handel międzynarodowy

W ciągu ostatnich trzydziestu lat wydobywanie i zużycie gazu ziemnego na całym świecie gwałtownie rosło. Obrazuje to ryc. 1.

Ryc. 1. Wydobywanie gazu ziemnego na świecie



Zestawienie autora na podstawie danych BP *Statistical Review of World Energy* [5].

W 2013 roku największe wydobywanie gazu ziemnego na świecie odnotowano w Ameryce Północnej – 899 mld m³. Z tego w USA wydobyto 687,6 mld m³, co stanowiło 20,6% światowego wydobycia⁽⁶⁾. Drugim w skali globalnej regionem wydobywania gazu jest Rosja i Azja Środkowa – 831,9 mld m³ w 2013 roku, a liderem wydobywania gazu w tym regionie jest Rosja z wielkością 604,8 mld m³.

W 2013 roku wydobywanie gazu w USA i Rosji łącznie stanowiło 38,5% światowej produkcji tego nośnika energii. Kolejnym ważnym regionem dla światowej produkcji gazu ziemnego jest Bliski Wschód. W ciągu dekady 2003–2013 wydobywanie w tym regionie podwoiło się i osiągnęło poziom 568,2 mld m³, tj. 16,8% światowego wydobycia. Dla porównania wydobywanie gazu ziemnego w krajach UE wyniosło w 2013 roku 146,8 mld m³, z czego najwięcej wydobyła Holandia (68,7 mld m³). Po uwzględnieniu wydobywania gazu w Norwegii, kraju należącym do Europejskiego Obszaru Gospodarczego, łączne wydobywanie na tym obszarze wyniosło w 2013 roku 255,5 mld m³.

Światowe zasoby wydobywalne gazu ziemnego⁽⁷⁾ na koniec 2012 roku wynosiły 196 000 mld m³ (ryc. 2)⁽⁸⁾. Zgodnie z innym zestawieniem⁽⁹⁾ zasoby wydobywalne gazu ziemnego na koniec 2013 roku wynosiły 185 300 mld m³, z czego aż 116 600 mld m³ skoncentrowane było w pięciu krajach: Iranie (33 800 mld m³), Rosji (31 300 mld m³), Katarze (24 700 mld m³), Turkmenistanie (17 500 mld m³) i USA (9 300 mld m³). Przy obecnym poziomie eksploatacji złóż gazu na świecie można oszacować, że zasobów wydobywalnych w złożach konwencjonalnych wystarczy na 57 lat.

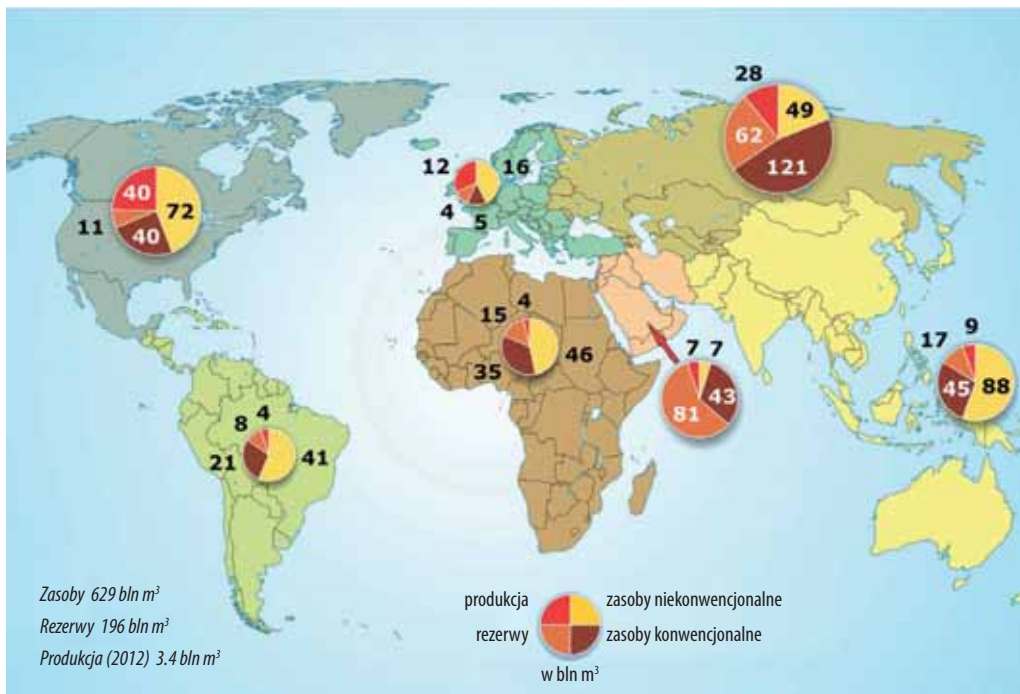
(6) BP *Statistical Review of World Energy* [5].

(7) W terminologii światowej stosuje się termin *reserves* lub *proven reserves*, który jest odpowiednikiem polskiego terminu zasoby wydobywalne, tj. udokumentowane i spełniające określone prawem kryteria parametrów granicznych; zasoby te spełniają ekonomiczne warunki umożliwiające ich wydobywanie. Termin *resources* w przybliżeniu pokrywa się z polskim terminem zasoby prognostyczne.

(8) *Energy study 2013, reserves, resources...* [11].

(9) BP *Statistical Review of World Energy* [5].

Ryc. 2. Rozmieszczenie światowych zasobów gazu ziemnego z uwzględnieniem zasobów gazu niekonwencjonalnego (z wyjątkiem gazohydratów)



Opr. autora na podstawie *Energy Study 2013, reserves, resources...* [11].

Znacznie większe od zasobów wydobywalnych są zasoby prognostyczne gazu ziemnego w złożach, które sięgają⁽¹⁰⁾ 629 000 mld m³. Jeszcze większe, bo sięgające aż 785 000 mld m³, są zasoby gazu w złożach niekonwencjonalnych⁽¹¹⁾ (gaz łupkowy, zamknięty, gazohydraty, metan w węglu). Ich pozyskanie jest jednak znacznie trudniejsze i wymaga wielokrotnie wyższych nakładów finansowych oraz wysiłków technologicznych.

Zdaniem ekspertów z Międzynarodowej Agencji Energii⁽¹²⁾ gaz ziemny będzie w najbliższych dekadach paliwem, którego udział w miksie energetycznym będzie rósł najszybciej. Już około 2025 roku gaz może wyprzedzić węgiel i stać się drugim paliwem po ropie naftowej, by w 2040 roku zaspokajać już 25% potrzeb energetycznych świata. I to przy przewidywanym globalnym wzroście zapotrzebowania na gaz o 65% do 2040 roku (w stosunku do roku 2010)! Zużycie gazu w UE⁽¹³⁾ będzie według prognoz rosnąć do 2030 roku, kiedy to osiągnie 544 mld m³, a później do 2050 roku będzie spadać do 462 mld m³.

(10) *Energy Study 2013, reserves, resources...* [11].

(11) Tamże.

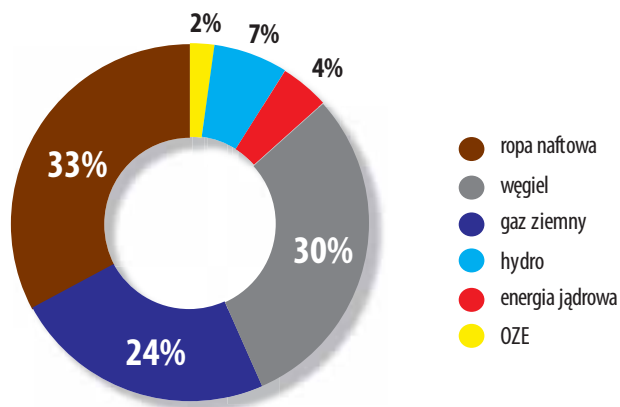
(12) *Golden Rules for a Golden Age of Gas* [13].

(13) *Long Term Outlook...*[19].

Struktura zużycia nośników energii pierwotnej na świecie, w UE i w Polsce

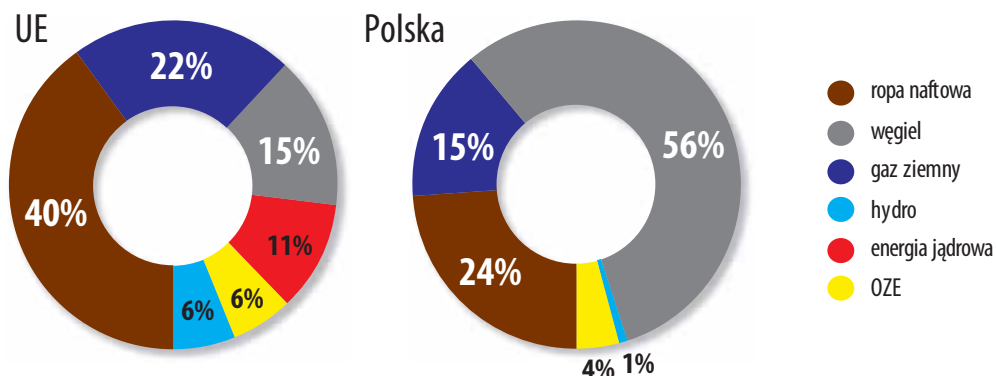
Najważniejszymi surowcami energetycznymi w światowym bilansie energii pierwotnej pozostają odpowiednio: ropa naftowa, węgiel i gaz ziemny (zob. ryc. 3). W Unii Europejskiej (ryc. 4) najważniejszą rolę odgrywa ropa naftowa (40% bilansu energii pierwotnej), gaz ziemny (22%), węgiel (15%), odnawialne źródła energii (6%) i hydroenergia (12%). W przypadku Polski struktura bilansu energii pierwotnej (ryc. 4) wygląda następująco: węgiel (56%), ropa naftowa (24%), gaz (15%) i odnawialne źródła energii (4,8%).

Ryc. 3. Struktura bilansu energii pierwotnej świata w 2013 roku



Opr. autora na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy [5].

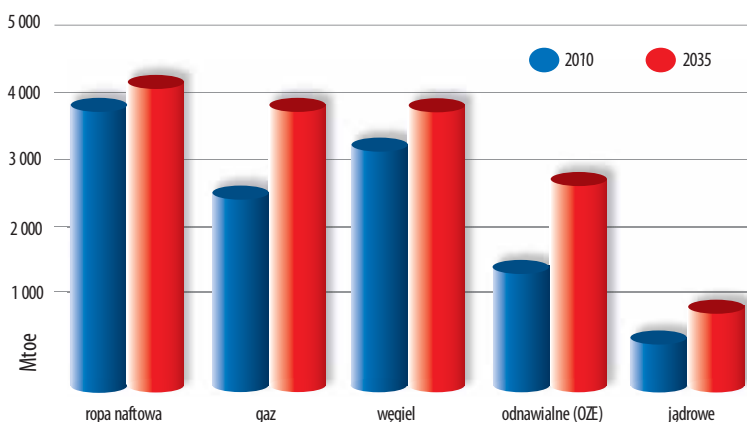
Ryc. 4. Struktura zużycia nośników energii pierwotnej w UE i Polsce w 2013 roku



Opr. autora na podstawie danych BP Statistical Review of World Energy [5].

Prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA)⁽¹⁴⁾ wskazują, że światowe zapotrzebowanie na energię pierwotną z paliw energetycznych wzrośnie do 2035 roku o 35% w porównaniu z zapotrzebowaniem z roku 2010 (ryc. 5). Gaz ziemny stanie się do tego czasu prawdopodobnie drugim w kolejności paliwem energetycznym, a jego zużycie do 2035 roku wzrośnie o 1800 mld m³ do 5100 mld m³ rocznie. Największy wzrost zużycia gazu (80% wzrostu światowego) nastąpi w Chinach, Indiach i krajach Bliskiego Wschodu. Prognoza IEA przewiduje, iż w 2035 roku Chiny zużywać będą tyle gazu, ile obecnie zużywa Unia Europejska. W tym samym czasie wzrost zużycia gazu w UE nie przekroczy 0,7%. W skali globalnej, w okresie do 2035 roku budować się będzie 3,5 razy więcej jednostek wytwarzających energię z gazu niż z węgla.

Ryc. 5. Prognoza zapotrzebowania światowej gospodarki na energię pierwotną



Opr. autora wg danych IEA - *Golden Rules for a Golden Age of Gas* [13].

1.3. Rynek gazu w USA i jego wpływ na światowe ceny surowca

Światowy rynek wydobycia i dystrybucji gazu podlegał w ostatnich dekadach poważnym zmianom, przede wszystkim na skutek nowych trendów zachodzących w Stanach Zjednoczonych. W latach siedemdziesiątych XX wieku kraj ten wyczerpał własne konwencjonalne złoża węglowodorów, w wyniku czego stał się największym światowym importerem ropy i gazu. Szansę na odwrócenie niekorzystnej sytuacji dostrzeżono w eksploracji gazu ze złóż niekonwencjonalnych, przede wszystkim gazu łupkowego. Warto zauważyć, że w 1979 roku wydobycie tego gazu w USA stanowiło zaledwie 1,6% produkcji paliwa gazowego. Konsekwentna i długofalowa polityka rządu USA sprawiła, że w 2010 roku gaz ze złóż niekonwencjonalnych stanowił już 23,1% produkcji⁽¹⁵⁾. Tylko w ciągu dekady 2000–2010 wydobycie tego surowca wzrosło 12-krotnie, dzięki czemu w 2013 roku USA stały się największym producentem gazu na świecie⁽¹⁶⁾.

(14) *Golden Rules for a Golden Age of Gas* [13].

(15) Z. Wang, A. Krupnick, *Retrospective Review of Shale Gas Development...* [28].

(16) Dane US EIA: www.eia.gov/us

Równoległe i równie szybko spadało uzależnienie USA od importu ropy naftowej. W 2005 roku sprowadzano 60% potrzebnej gospodarce ropy. W 2012 roku współczynnik ten obniżył się do 40%. W 2013 roku, z wydobyciem 11 mln baryłek ropy dziennie, USA stały się największym na świecie producentem ropy naftowej, m.in. dzięki ropie wydobywanej wraz z gazem łupkowym. Tak ogromny wzrost wydobycia był możliwy głównie dzięki opracowaniu skutecznych metod wydobycia: udoskonalono szczelinowanie i technologię wierceń kierunkowych, stosowane już od kilkudziesięciu lat w udostępnianiu konwencjonalnych złóż ropy i gazu. Nie bez wpływu na poziom eksploatacji złóż niekonwencjonalnych pozostawały także inne czynniki, takie jak:

- szybko rosnące ceny gazu na rynku światowym,
- wzrastające uzależnienie USA od importu gazu,
- polityka rządu federalnego, a w szczególności ulgi podatkowe, oraz subsydiowane programy badawczo-wdrożeniowe,
- sprzyjające warunki geologiczne,
- prywatna własność ziemi i złóż,
- gęsta sieć gazownicza,
- dostępność wody,
- rozwinięty rynek kapitałowy.

Przygotowanie odpowiedniego gruntu pod zmiany w modelu wydobycia surowców naturalnych zajęło rządowi Stanów Zjednoczonych 30 lat. Strategiczny monitoring, prowadzony przez rząd federalny w sposób ciągły, ujawnił już w latach siedemdziesiątych XX wieku, że konwencjonalne zasoby gazu są na wyczerpaniu, co stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego USA. W 1978 roku rząd federalny wydał *Natural Gas Policy Act* (NGPA) wprowadzający ułatwienia dla firm zainteresowanych eksploracją gazu niekonwencjonalnego, m.in. ulgi podatkowe dla firm prowadzących poszukiwanie i wydobycie węglowodorów tego typu. Zainicjował także programy badawczo-wdrożeniowe nad pozyskaniem gazu ze złóż węgla, gazu z formacji łupkowych i gazu zamkniętego (*tight gas*). Ulgi podatkowe dla paliw niekonwencjonalnych (nie tylko gazu łupkowego, ale i metanu z węgla, paliw syntetycznych czy biomasy) wyniosły 20–30% kosztu początkowego lub ceny gazu loco wiercenie. Równocześnie budżet federalny systematycznie zwiększał wydatki na badania i rozwój wydobycia gazu niekonwencjonalnego: w 1974 roku wyasygnowano 141 mln USD, a 5 lat później już 1,41 mld USD.

Wszystkie te działania doprowadziły do skokowego wzrostu liczby odwiertów. Pomiędzy rokiem 2000 i 2010 tylko na obszarze formacji Barnett (Teksas) odwiercono 17 268 otworów poszukiwawczych za gazem łupkowym, średnio 130 miesięcznie⁽¹⁷⁾. Zaś w 2010 roku na tym obszarze odwiercono blisko 10 000 produkcyjnych wierceń kierunkowych, z których dziś uzyskuje się 50 mld m³ gazu rocznie.

Rezultatem programów wsparcia przygotowanych przez rząd są wymierne korzyści. Sam tylko program Departamentu Energii NRC-2001, zakładający wsparcie firm sektora gazowego w kwocie 705 mln USD, umożliwił amerykańskim konsumentom oszczędności rzędu ponad 8 mld USD⁽¹⁸⁾.

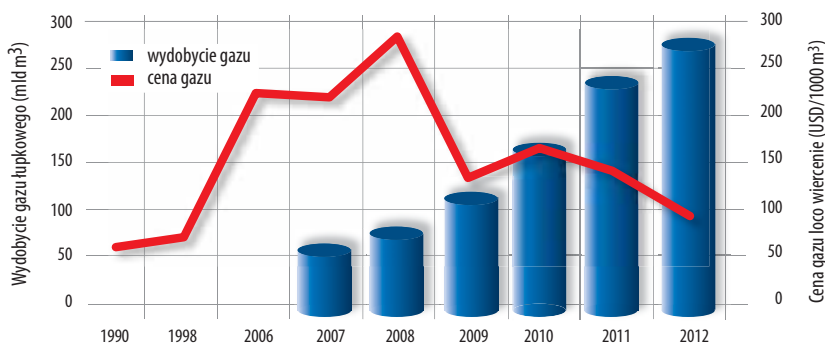
(17) Dane US EIA: www.eia.gov

(18) Z. Wang, A. Krupnick, *Retrospective Review of Shale Gas Development...*[28].

Zmiany w energetyce Stanów Zjednoczonych

Trwająca trzy dekady rewolucja w eksploracji złóż niekonwencjonalnych doprowadziła do zmian w miksie energetycznym Stanów Zjednoczonych. Całkowite roczne zużycie gazu w USA w 2012 roku wynosiło 722 mld m³ (tj. 22% energii końcowej wykorzystywanej w gospodarce amerykańskiej); 34% z tego przypadło na przemysł, a 29% na wytwarzanie energii elektrycznej. Wydobycie w USA wynosiło w ostatnich latach odpowiednio 681 mld m³ (2012) i 687,6 mld m³ (2013, tj. 20,6% światowego wydobycia w tym roku). W rezultacie całkowitej zmianie uległ bilans wymiany zagranicznej surowców energetycznych. Jeszcze w 2005 roku import LNG do USA wynosił 11 mld m³ i zakładano, że w ciągu 5 lat wzrośnie on do 50 mld m³. Tymczasem od 2012 roku USA nie sprowadzają gazu w postaci LNG. W 2008 roku cena gazu w USA loco wiercenie osiągnęła rekordowo wysoki poziom 281,4 USD/1000 m³, a cena zbytu na rynku amerykańskim wynosiła średnio 500 USD za 1000 m³. W 2012 roku spadła do około 120 USD/1000 m³, przy cenie loco wiercenie 93,9 USD za 1 000 m³ (Ryc. 6).

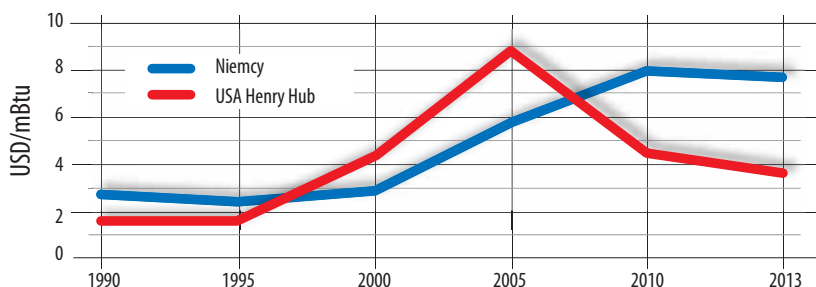
Ryc. 6. Wpływ wydobycia gazu łupkowego w USA na cenę gazu loco wiercenie produkcyjne



Opr. autora na podstawie danych US EIA.

Wzrost wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w Ameryce Północnej ma ogromny wpływ na poziom cen surowca na światowych rynkach. Do 2008 roku ceny gazu w USA, Kanadzie i Europie (średnie ceny w imporcie do Niemiec) były bardzo zbliżone (ryc. 7). Wraz z gwałtownym wzrostem wydobycia gazu niekonwencjonalnego w USA (ryc. 6) cena gazu na rynku amerykańskim w 2012 roku osiągnęła wieloletnie minimum, tj. cenę 2,5-krotnie niższą od ceny w 2008 roku. W Europie niemal w tym samym czasie cena gazu importowanego, głównie rosyjskiego przesyłanego do Niemiec, spadła o 30% (w 2010 roku), a następnie wróciła do poziomu nieznacznie niższego niż w 2008 roku. W latach 2008–2011 średnia cena gazu rosyjskiego w dostawach dla krajów Unii Europejskiej kształtowała się na poziomie 400–500 USD/1 000 m³. Wskutek zaniechania przez USA importu LNG średnia cena gazu na rynku europejskim spadła do poziomu 350–380 USD/1000 m³.

Ryc. 7. Średnie ceny gazu na głównych rynkach producentów/importerów

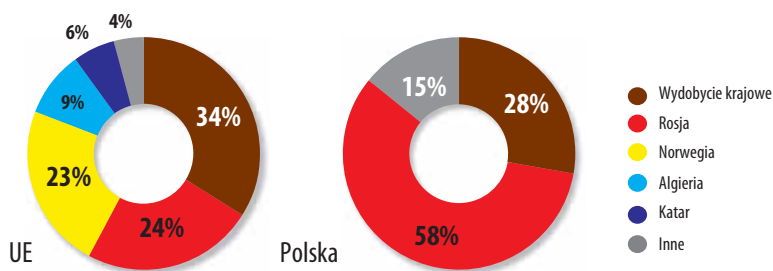


Źródło: Dane BP Statistical Review of World Energy [5].

1.4. Rynek gazu w Unii Europejskiej – stan i prognozy

Wydobycie gazu ziemnego w Unii Europejskiej wyniosło w 2013 roku⁽¹⁹⁾ 146,8 mld m³, wobec 438,1 mld m³ konsumpcji tego paliwa. Zasoby wydobywalne gazu w UE wynoszą 1600 mld m³, a wskaźnik wystarczalności R/P (zasoby do wydobycia) wynosi tylko 10,9 lat⁽²⁰⁾. W modelu PRIMES Baseline 2009 przewiduje się, że w horyzoncie 2030 roku wydobycie gazu w UE będzie spadać do poziomu 98 mld m³, co będzie pokrywać zaledwie 19% zapotrzebowania na ten surowiec⁽²¹⁾. Zapotrzebowanie krajów UE na gaz w nadchodzących dekadach, według prognozy Eurogas⁽²²⁾, powinno osiągnąć maksimum, tj. 544 mld m³, ok. 2030 roku i dalej najpewniej zacznie spadać do poziomu 462 mld m³ w 2050 roku. Ograniczone zasoby wewnętrzne sprawiają, że UE jest skazana na import surowca. Obecnie największym eksporterem gazu ziemnego do UE są: Rosja (w 2013 roku 24% zużycia surowca), Norwegia (23%), Algieria (9%) i Katar (6%) (ryc. 8).

Ryc. 8. Struktura kierunków importu gazu do UE i Polski w 2012 roku



Źródło: Statistical report 2013 [27].

(19) BP Statistical Review of World Energy [5].

(20) Tamże.

(21) M. Kaliski, M. Krupa, A. Sikora, Analiza istniejących prognoz...[16].

(22) Long Term Outlook for Gas Demand...[19].

Największym partnerem handlowym w obrocie gazem z Europą pozostaje Rosja, a więc państwo, dla którego handel węglowodorami jest narzędziem uprawiania polityki. Dochodzi do tego fakt, iż 6 z 28 członków UE jest w dużym stopniu uzależnionych od gazu ze Wschodu. Świadomość tych niekorzystnych okoliczności sprawiła, że jednym z priorytetów Wspólnoty stało się zwiększenie niezależności od importu surowców ze Wschodu. Mimo pozornej nierównowagi sił UE nie jest bez szans w negocjacjach z Rosją. Przede wszystkim należy zauważyć, że Rosja – pomimo ostatnich prób dywersyfikacji rynku odbiorców, głównie poprzez kontrakt z Chinami (1/10 eksportu rocznego do Europy) – nadal 88,5% eksportu kieruje do UE. Ponadto Rosja w ostatnich latach znalazła się pod poważną, choć pośrednią presją, wynikającą z amerykańskiego „boomu łupkowego”, który obalił wszystkie prognozy eksportu gazu do tego kraju, snute w pierwszej dekadzie XXI wieku. Szybki wzrost wydobycia gazu w USA i związany z tym spadek cen hurtowych na rynku wewnętrznym sprawiły, że USA zostały eksporterem gazu netto. Rosja nie ma co liczyć na ten kierunek eksportu. Co więcej – do końca 2015 zarówno Stany Zjednoczone, jak i Kanada (a więc kraje o łącznych mocach eksportowych szacowanych na 265 mld metrów sześciennych)⁽²³⁾ mają podjąć decyzję o sprzedaży surowca państwom UE, co oczywiście nie pozostanie bez wpływu na wolumen zakupów dokonywanych przez Wspólnotę. Ewentualna zmiana reguł gry na linii Rosja–UE będzie zatem możliwa.

Dywersyfikacja kierunków dostaw to tylko częściowe rozwiązanie kwestii związanych z zapewnieniem niezależności energetycznej. Zdaniem ekspertów przynajmniej część rosnącego popytu UE na gaz mogłaby zostać zaspokojona dzięki lokalnym źródłom niekonwencjonalnym, w tym przede wszystkim gazowi łupkowemu. Pierwsze, przybliżone szacunki dotyczące złóż sugerują, że przynajmniej w kilku państwach UE występują złoża na tyle duże, że ich eksploracja mogłaby pomóc w poprawie bilansu wymiany handlowej gazu z najważniejszymi eksporterami tego surowca do UE. Wśród krajów o największym potencjale znajduje się Francja (z zasobami szacowanymi na 970–5822 mld m³), Polska (346–4193 mld m³), Hiszpania (227–2966 mld m³), Niemcy (680–2226 mld m³) czy Rumunia (232–1445 mld m³)⁽²⁴⁾. Jak widać, różnice w szacunkach są znaczne.

Eksploatacja tych złóż obwarowana jest wieloma warunkami wstępnymi, zarówno pod względem prawnym, jak i organizacyjnym, nie wspominając o trudnych problemach technicznych. Jednak wprowadzenie w życie scenariusza eksploracji łupków mogłoby zaowocować szeregiem korzyści. Zdaniem ekspertów z firmy konsultingowej Pöyry⁽²⁵⁾ scenariusz taki mógłby rozwinąć się zgodnie z jednym z dwóch modeli: „umiarkowanym” lub „boomu łupkowego”.

- W modelu „umiarkowanym” wydobycie gazu łupkowego rosłoby powoli od 2020 roku, w 2028 roku mogłoby sięgnąć 20 mld m³/rok, a w 2050 roku zbliżyć się do 80 mld m³/rok.
- W modelu „boomu” wydobycie gazu łupkowego miałoby rosnąć gwałtownie od 2020 roku, by już w 2024 osiągnąć 20 mld m³/rok. Zgodnie z tym scenariuszem maksimum produkcji gazu łupkowego, sięgające nieco ponad 170 mld m³/rok, przypadłoby w 2042 roku.

(23) <http://www.forbes.pl/putin-stawia-na-eksport-lng-wplywy-rosji-z-eksportu-gazu-spadaja>, artykuły,138881,1,1.htm

(24) Zestawienie zbiorcze wg źródeł cytowanych w *Macroeconomic Effects of Shale Gas Extraction in the EU* [20].

(25) *Macroeconomic Effects of European Shale Gas Production...*[20].

Efektom eksploatacji lokalnych źródeł gazu łupkowego byłby spadek cen surowca (w modelu „umiarkowanym” sięgający 6%, a w modelu „boomu” 14%), a także obniżenie kosztów wytwarzania energii na obszarze UE, średniorocznie sięgające odpowiednio 12 mld euro i 28 mld euro. W wyniku tych zjawisk maksymalne oszczędności netto dla gospodarki UE w 2050 roku mogłyby wynieść od 36 mld euro/rok do 51 mld euro/rok, skumulowane korzyści sektora energetycznego w okresie 2020–2050 mogłyby sięgnąć 765–1700 mld euro, a oszczędności gospodarstw domowych, wynikające m.in. z niższych kosztów zakupu energii w horyzoncie 2050 roku, wyniosłyby od 8% (w modelu „umiarkowanym”) do 11% (w modelu „boomu”). Łączne oszczędności gospodarstw domowych w okresie 2020–2050 wyniosłyby odpowiednio 245 mld euro i 540 mld euro. Średnią ważoną kosztów krańcowych (*marginal costs*) wydobycia gazu łupkowego w UE specjaliści z Pöyry ocenili na 238 USD/1000 m³ w okresie do 2035 roku, przy czym ich zdaniem w kolejnych latach koszty winny spadać do 209 USD/1000 m³.

1.5. Infrastruktura gazowa w UE

Dla bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej podstawowe znaczenie ma sieć przesyłowa i dystrybucyjna, interkonektory pomiędzy krajami członkowskimi, terminale gazowe oraz magazyny gazu. Zgodnie z założeniami europejskiej polityki energetycznej budowanej od 2006 roku⁽²⁶⁾, w UE tworzony jest efektywny, bezpieczny, konkurencyjny, wewnętrzny rynek energii. W ramach tych działań od 2009 roku wydane zostały akty prawne⁽²⁷⁾ regulujące rozdział działalności obrotowej i wytwórczej od działalności przesyłowej; uzgodniono także powołanie instytucji działającej na rzecz współpracy organów regulacyjnych.

Rozporządzenie UE ws. środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego

Unia Europejska, jako wspólnota tak bardzo uzależniona od dostaw surowców energetycznych, za jeden z priorytetów w polityce energetycznej uznaje zapewnienie krajom członkowskim niezakłóconych i bezpiecznych dostaw tych surowców. Rozporządzenie UE 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego wprowadziło szereg rozwiązań mających na celu zapobieganie skutkom przerw w dostawach lub awarii systemu bądź też minimalizację tych skutków. Wśród nich można między innymi wymienić wprowadzenie standardów w zakresie dostaw, w zakresie infrastruktury oraz intensyfikację współpracy regionalnej i na obszarze całej Unii Europejskiej. Rozporządzenie to definiuje ponadto pojęcie odbiorców chronionych, zakłada opracowywanie planów działań zapobiegawczych i planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnej, jak również przewiduje zwiększenie przejrzystości i szczegółowości wymiany informacji.

(26) Zielona Księga Europejska... [34].

(27) Dyrektywa 2009/73/WE, Rozporządzenie 713/2009, Rozporządzenie 715/2009.

Według stanu na koniec 2013 roku⁽²⁸⁾ łączna długość gazociągów w UE wynosi 2171 tys. km, co czyni Wspólnotę największym odbiorcą gazu poprzez system gazociągów (ryc. 9). Kraje Unii Europejskiej posiadają 19 czynnych terminali do odbioru LNG o zdolnościach regazyfikacji 191 mld m³/rok⁽²⁹⁾ oraz 12 terminali w budowie (w tym 1 w Polsce). W 2012 roku import LNG do Europy wyniósł 51,5 mld m³. Wydawałoby się, że to niespełna 30-procentowe wykorzystanie zdolności regazyfikacyjnych jest marnotrawstwem ekonomicznym, lecz po uwzględnieniu korzyści wynikających z pełnej zdolności do zmiany kierunku dostaw i korzyści uzyskanych dzięki temu w negocjacjach kontraktów terminowych z Gazpromem, jest to w pewnym stopniu uzasadnione.

Rozbudowa systemu przesyłowego, nowych terminali LNG, magazynów gazu, interkonektorów – realizowane w wielu krajach UE, w tym także w Polsce – ma stworzyć europejski spójny, zintegrowany rynek gazu. Dziś Wspólnota ma 192 magazyny o pojemności czynnej 92,6 mld m³, zapewniające 21% rocznego zapotrzebowania (w Polsce mamy 8 zbiorników o pojemności czynnej 2,048 mld m³, co daje niespełna 13% rocznego zapotrzebowania⁽³⁰⁾).

Ryc. 9. Europejski system przesyłu gazu



Źródło: *Statistical Report 2013* [27].

(28) *Statistical Report 2013...* [27].

(29) Tamże.

(30) Tamże.

W najbliższych latach UE planuje dalsze działania zmierzające do zwiększenia wzrostu bezpieczeństwa i budowy wspólnego rynku gazu na kontynencie. Kluczowymi elementami strategii jest nowy plan inwestycyjny UE („plan Junckera”) i Unia Energetyczna⁽³¹⁾.

Głównym celem projektu zaprezentowanego w listopadzie 2014 przez Jean-Claude Junckera, przewodniczącego Komisji Europejskiej, jest nadanie impulsu gospodarce na Starym Kontynencie. W ramach dwuletniego programu (2015–2017) Komisja Europejska miałaby wydać ok. 315 mld euro na projekty o „dużej wartości dodanej” dla gospodarek i społeczeństw UE, ze szczególnym uwzględnieniem energetycznej i teleinformatycznej infrastruktury krytycznej. Założenia Unii Energetycznej mówią o sprawach podstawowych, a zarazem konkretnych, takich jak:

- zmiana zasad zawierania przez kraje UE umów z dostawcami energii;
- rozbudowa połączeń energetycznych między krajami;
- dywersyfikacja źródeł energii i dróg przesyłu;
- opracowanie planów europejskich i regionalnych na wypadek kryzysu energetycznego;
- dalsza poprawa efektywności energetycznej gospodarki.

W stosunku do pierwotnej koncepcji, zaproponowanej w połowie 2014 roku przez ówczesnego premiera RP Donalda Tuska, daleko idącej ewolucji uległy punkty dotyczące ustanowienia wspólnego mechanizmu zakupów energii przez UE, a także pełnego wykorzystania własnych zasobów energetycznych i skierowania szerokiego strumienia pieniędzy na rozwój nowoczesnych technologii węglowych i alternatywnych źródeł energii. Choć w ostatecznych konkluzjach Rady Unii Europejskiej można znaleźć odzwierciedlenie postulatów Donalda Tuska, to jednak są one realizowane nieco innymi metodami (m.in. poprzez położenie nacisku na budowę infrastruktury gazowej sprzyjającej dywersyfikacji źródeł dostaw czy obietnice podjęcia działań na rzecz usunięcia barier w handlu skroplonym gazem ziemnym).

1.6. Infrastruktura gazowa w Polsce

Polski system przesyłu i dystrybucji gazu liczy ogółem 184 130 km i obejmuje wiele różnych urządzeń. W jego skład wchodzi gazociągi przesyłowe o długości 10 077 km, zarządzane przez Gaz-System SA. Pozostałymi gazociągami zarządzają firmy dystrybucyjne, w tym dominujące na rynku spółki zależne Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. W systemie przesyłowym Polski (ryc. 10) funkcjonują 63 miejsca dostarczania paliwa gazowego, umożliwiające import gazu, odbiór ze zbiorników PMG, dostawę z kopalń gazu oraz produkcję krajową⁽³²⁾. Teren Polski jest przecięty gazociągiem tranzytowym o długości 683,9 km, przebiegającym ze wschodu na zachód. Gazociąg ten jest elementem Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT), połączenia liczącego około 4000 km, biegnącego z Rosji poprzez Białoruś i Polskę do Europy Zachodniej. Gazociąg ten ma jeden punkt wejścia (Kondratki) na wschodniej granicy Polski oraz trzy punkty wyjścia (Włocławek, Lwówek, Mallnow). Na odcinku Mallnow–Lwówek istnieje od

(31) Treść rozwiązań: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm

(32) www.gaz-system.pl

niedawna rewers fizyczny umożliwiający przesył nieco ponad 2 mld m³ gazu rocznie z Niemiec do Polski. Oprócz łącznika Mallnow–Lwówek w systemie przesyłowym gazu funkcjonuje kilka innych interkonektorów: Lasów, Gubin, Cieszyn, Tietierowka, umożliwiających alternatywne dostawy paliwa do Polski w ilości nieco ponad 2 mld m³/rok⁽³³⁾. W wyniku takiego rozwiązania Polska ma możliwości alternatywnego, wobec dostaw z Rosji, zaopatrzenia w gaz w ilości 4 mld m³ rocznie, co stanowi 45% dostaw z Rosji. Niebawem, po uruchomieniu terminala gazowego w Świnoujściu o zdolności regazyfikacyjnej 5 mld m³, nasz kraj będzie mieć 100-procentową możliwość zastąpienia importu gazu z Rosji.

System przesyłowy w Polsce jest skonstruowany w sposób nierównomierny, rozwinięty głównie w zachodniej części kraju, gdzie eksploatowane są liczne złoża gazu ziemnego (ryc. 10). W planach inwestycyjnych Gaz-System SA znajduje się budowa gazociągu przesyłowego wzdłuż wybrzeża Bałtyku, łączącego rejon Szczecina i Gdańska, oraz interkonektora z rejonu Warszawy w kierunku Litwy (ryc.11).

Ryc. 10. Mapa systemu przesyłowego gazu w Polsce

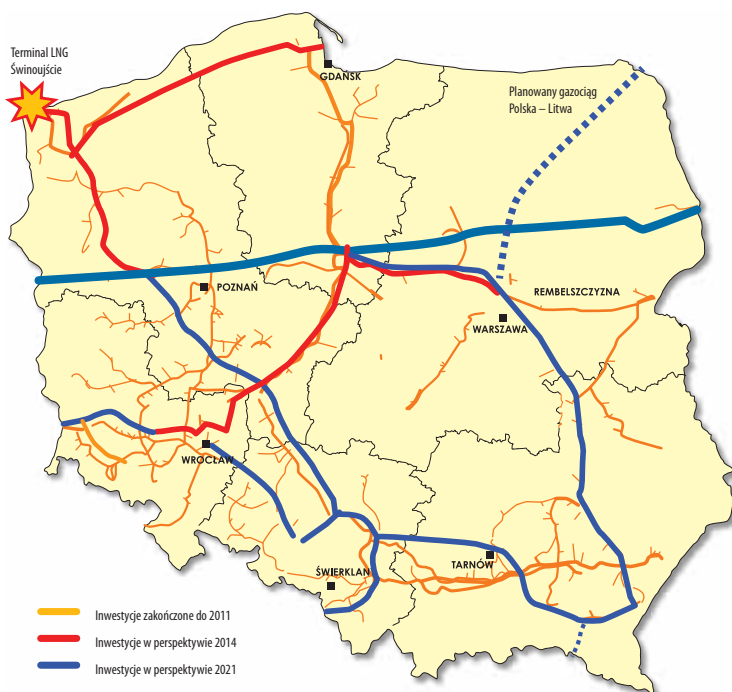


Źródło: Gaz-System SA.

(33) Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 roku [26].

Dzięki intensywnej rozbudowie systemu przesyłowego Polski prowadzonej przez Gaz-System SA, w latach 2009–2014 powstało 1000 km nowych gazociągów przesyłowych, a w fazie końcowej jest budowa terminala LNG w Świnoujściu⁽³⁴⁾ (przewiduje się uruchomienie w 2015 roku). W planie inwestycyjnym Gaz-System SA, zatwierdzonym przez Urząd Regulacji Energetyki, do roku 2023 planowana jest dalsza rozbudowa systemu przesyłowego, przede wszystkim na południu i zachodzie kraju (ryc. 11).

Ryc. 11. Mapa zrealizowanych i planowanych inwestycji polskiego operatora gazowego systemu przesyłowego, lata 2011–2021



Źródło: Gaz-System SA

Do 2018 roku Gaz-System SA zrealizuje inwestycje wartości 7,1 mld zł. Łącznie w całym kraju wybudowanych zostanie 2000 km gazociągów o dużej przepustowości. Najważniejszą inwestycją spółki, po zakończeniu projektu terminala LNG w Świnoujściu, będzie rozbudowa tzw. Korytarza Północ-Południe. Terminal z początkową zdolnością regazyfikacji LNG rzędu 5 mld m³ i możliwością rozbudowy do 7 mld m³ wraz z gazociągami przesyłowymi w kierunku Gdańska i na południe Polski, z interkonektorami – z Czechami, Słowacją, Litwą, będzie pełnił rolę waż-

(34) www.gaz-system.pl

nego punktu kompensacji dostaw gazu w Europie Środkowej, a poprzez istniejące połączenia umożliwi dywersyfikację zaopatrzenia Ukrainy w gaz.

Dzięki realizacji programu inwestycyjnego Polska osiągnie pełną dywersyfikację kierunków dostaw gazu około 2018 roku. Poprawi to niewątpliwie bezpieczeństwo i elastyczność polskiego systemu przesyłowego, a także przyczyni się do pełnej integracji europejskiego rynku gazowego, do poprawy wykorzystania terminali LNG w Europie oraz uzupełnienia infrastruktury do transportu i magazynowania gazu. Unifikacja polskiego systemu z systemem europejskim, otwarcie lokalnego rynku gazu, zarówno w aspekcie infrastrukturalnym, jak i rynkowym, ma jeszcze jeden korzystny aspekt: doprowadzi niebawem do niwelowania różnic w cenie paliwa gazowego między Polską a innymi krajami europejskimi. Co szczególnie ważne, polskie przedsiębiorstwa energetyczne będą miały wolny dostęp do ogromnego europejskiego rynku obrotu gazem, do pojemności magazynowych poza naszym krajem, a także do potencjalnych kontrahentów. Wszystko to powinno pozwolić na racjonalne gospodarowanie krajowymi zasobami gazu ziemnego.

2. GAZ ZIEMNY I GAZ NIEKONWENCJONALNY W POLSCE



2.1. Jak gospodarować złożami gazu?

Polska dysponuje ograniczonymi konwencjonalnymi zasobami gazu ziemnego i potencjalnie wielokrotnie bogatszymi złożami niekonwencjonalnymi. Pomimo trwających od 2007 roku prac poszukiwawczych inwestorom nie udało zlokalizować złóż, które można by eksploatować w sposób opłacalny ekonomicznie. Problemem wydaje się niedostateczna intensywność prac poszukiwawczych. Niesprzyjające prawo i obciążenia podatkowe zniechęciły do tego typu projektów większość czołowych światowych firm poszukujących surowca i dziś ciężar dalszych prac spadł przede wszystkim na polskie koncerny paliwowe, które nie dysponują potencjałem niezbędnym do efektywnej eksploracji złóż niekonwencjonalnych.

W tej sytuacji atrakcyjną alternatywą dla łupków może okazać się metan w pokładach węgla. Eksploracja tych zasobów była dawniej mocno utrudniona ze względu na ograniczenia techniczne, które udało się przezwyciężyć w ostatnich kilkunastu latach. Niestety, podobnie jak w przypadku łupków, największą przeszkodą do rozwoju przemysłu poszukiwawczo-wydobywczego jest brak strategicznej wizji polskiego rządu w zakresie gospodarowania złożami. Obecna stagnacja może zostać przełamana jedynie dzięki presji z zewnątrz, będącej skutkiem albo znacznego wzrostu popytu na surowiec, albo zmian w międzynarodowej sytuacji politycznej i gospodarczej.

2.2. Zasoby, wydobycie i wykorzystanie gazu ze złóż konwencjonalnych

26

Konwencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce (ryc. 12) są skoncentrowane w Karpatach i na ich przedpolu, a także w Wielkopolsce, na Przedgórzu Sudetów oraz na Pomorzu Zachodnim. W ujęciu geologicznym jest to obszar położony na południowy wschód od strefy Teisseyra-Tornquista, strefy szwu litosfery sięgającego płaszcza Ziemi, spajającego dwie różnowiekowe platformy: starszą wschodnioeuropejską wieku prekambryjskiego i młodszą zachodnioeuropejską wieku paleozoicznego. Aż 57,4% udokumentowanych zasobów wydobywalnych bilansowych znajduje się na Niżu Polskim⁽³⁵⁾, a 25% tych zasobów skoncentrowane jest na Przedgórzu Karpat w strukturze geologicznej nazwanej Zapadliskiem Przedkarpackim.

Cechą charakterystyczną polskich złóż jest ich duża liczba, przy równoczesnej niewielkiej zasobności. Przeciętne polskie złożo ma zasoby wydobywalne poniżej 1 mld m³. Dla porównania złożo Groningen⁽³⁶⁾ (w znacznym stopniu wyeksploatowane przez 50 lat) posiadało 2800 mld m³ zasobów wydobywalnych. W Polsce mamy ok. 200 zagospodarowanych złóż, w których zasoby wydobywalne wynoszą 110,4 mld m³ i 61 niezagospodarowanych złóż z zasobami wynoszącymi 21,4 mld m³. Wszystkie te liczby świadczą o tym, jak skromne są nasze zasoby gazu w konwencjonalnych złożach. Co więcej, nasze niezbyt wielkie rezerwy zasobowe ulegają stałemu uszczupleniu przez wysoce nierozważną politykę gospodarowania złożami (ryc. 13). Zasoby wydobywalne bilansowe pomiędzy rokiem 1990 a rokiem 2013 zmniejszyły się o 28 mld m³, przy jednoczesnym szybkim wzroście wydobycia z 3,45 mld m³ w 1990 roku do 5,49 mld m³ w 2013 roku⁽³⁷⁾.

(35) Bilans Zasobów Kopalnin... wg stanu na 31 XII 2013 [4].

(36) Największe europejskie złożo gazu ziemnego, położone w północnej Holandii. „Przegląd Geologiczny”, vol. 58, nr 5, 2010.

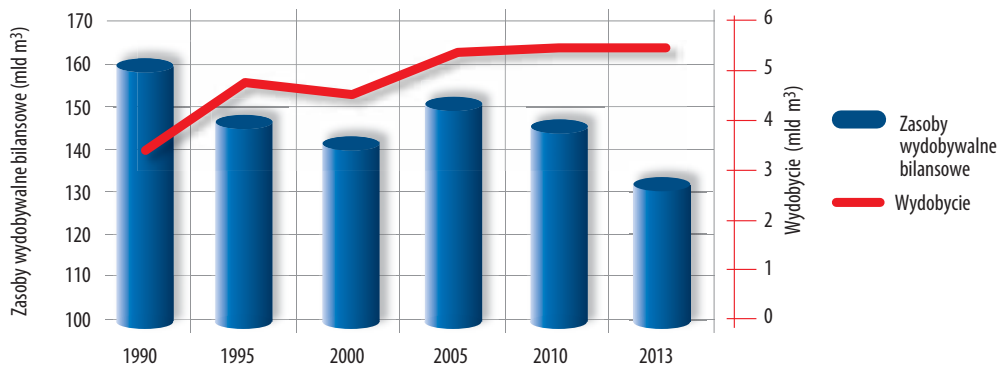
(37) Bilans Zasobów Kopalnin... wg stanu na 31 XII 2013 [4].

Ryc. 12. Mapa rozmieszczenia konwencjonalnych złóż ropy i gazu w Polsce



Opr. według W. Góreckiego, 2003

Ryc. 13. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2013



Opr. autora na podstawie danych *Bilansu Zasobów Kopalin...* [4].

2.3. Zasoby i wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych: łupki

Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej⁽³⁸⁾ Polska w 2020 roku może wydobywać ze wszystkich źródeł 9 mld m³ gazu. Z tej liczby 37% może stanowić gaz ze złóż niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, zamknięty i metan z węgla). W 2035 roku, produkcja gazu w Polsce w sprzyjających warunkach mogłaby osiągnąć nawet 34 mld m³, z czego 90% stanowiłby gaz niekonwencjonalny. Taki scenariusz będzie możliwy jedynie po wprowadzeniu przez rząd rzeczywistych ułatwień dla firm zajmujących się poszukiwaniem surowców niekonwencjonalnych. Niestety dotychczasowa historia poszukiwań gazu łupkowego w Polsce dowodzi braku zrozumienia dla realiów i potrzeb tego sektora.

Pierwsze koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce zostały wydane przez Ministra Środowiska w 2007 roku firmie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. W branży niewiele się działo aż do ukazania się w 2011 roku raportu US Energy Information Administration wykazującego, iż zasoby prognostyczne gazu łupkowego w Polsce są oceniane⁽³⁹⁾ na ponad 5,3 bln m³. Choć zdaniem polskich geologów (m.in. autora niniejszego opracowania⁽⁴⁰⁾) liczby te były mocno przeszacowane, to jednak nikt nie miał wątpliwości, że złoża gazu łupkowego w Polsce są bogate – nawet sześciokrotnie większe niż udokumentowane zasoby w złożach konwencjonalnych – i sięgają 346–768 mld m³ gazu⁽⁴¹⁾.

W późniejszym okresie dynamicznego rozwoju poszukiwań, przypadającego na lata 2010–2012, Minister Środowiska udzielił znacznie ponad 100 koncesji na poszukiwanie gazu łupkowego⁽⁴²⁾. Zezwolenia na eksplorację uzyskały największe koncerny naftowe; Exxon-Mobile, Chevron, ENI, Total, Talisman, Marathon. Wtedy także ukazał się raport CASE zawierający szacunki dotyczące tempa i skali rozwoju sektora łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Według autorów raportu można było mówić o trzech różnych scenariuszach rozwoju sektora wydobywczego, w pełni zależnych od skali wsparcia ze strony administracji.

- Scenariusz umiarkowanego wzrostu, zakładający praktycznie minimum możliwe do osiągnięcia bez istotnych nowych ułatwień i zachęt dla przedsiębiorców, ale też bez pogorszenia aktualnych warunków gospodarowania; łączne inwestycje oceniane były na 26,6 mld zł, a wydobycie gazu po 2017 roku na 3,6 mld m³/rok.
- Scenariusz zwiększonych inwestycji zagranicznych, wymagający przyjęcia korzystnych dla przedsiębiorców rozwiązań w zakresie świadczeń publicznych i ułatwień w regulacjach określających warunki poszukiwania, rozpoznawania i wydobycia gazu łupkowego; wartość inwestycji miała wynieść 37,4 mld zł, przy możliwym wydobyciu na poziomie 6,4 mld m³/rok.
- Scenariusz przyspieszonego rozwoju, zakładający wprowadzenie szeregu ułatwień dla inwestorów, szczególnie zaniechania przez 10–15 lat poboru opłaty koncesyjnej i innych tego typu danin publicznych; wartość nakładów miała sięgnąć 56,6 mld zł, a prognozowana wielkość zbliżała się do 20 mld m³/rok.

(38) *Golden Rules for a Golden Age of Gas* [13].

(39) *World Shale Gas Resources...* [32].

(40) M. Wilczyński, *Gaz łupkowy szansa czy zagrożenie...* [29].

(41) *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej...* [21].

(42) Informacje ze strony www.lupki.mos.gov.pl

W rzeczywistości większość koncesjobiorców ograniczyła swoją aktywność w Polsce do działań podstawowych. W latach 2010–2014 pełne prace wiertnicze, obejmujące przygotowanie otworu pionowego i kierunkowego oraz szczelinowanie i zabiegi intensyfikujące przyływ węglowodorów, wykonano jedynie w 25 otworach (dane na 5 stycznia 2015). Już od końca 2013 roku z Polski zaczęły wycofywać się największe koncerny wydobywcze (m.in. Exxon-Mobile, Marathon, Talisman, Chevron). Według stanu na dzień 1 stycznia 2015 roku obowiązują w Polsce 53 koncesje na poszukiwanie i/lub rozpoznawanie złóż węglowodorów (z uwzględnieniem gazu z łupków), udzielone na rzecz 17 polskich i zagranicznych podmiotów (koncesjonariuszy), którzy do 1 stycznia 2015 roku wykonali 68 otworów rozpoznawczych.

Za podstawowy powód niewielkiej aktywności firm poszukujących gazu łupkowego w Polsce należy uznać wysokie całkowite koszty eksploracji i ryzyko z tym związane. Zgodnie z wiedzą autora koszt odwiercenia (w fazie poszukiwania) jednego otworu o głębokości ok. 4 km wraz ze szczelinowaniem i zabiegami intensyfikacyjnymi wynosi ok. 60 mln zł⁽⁴³⁾. Wspomniany już raport CASE⁽⁴⁴⁾ przyjmował założenie, iż pełny koszt wiercenia wraz z udostępnieniem do wydobycia to 17 mln USD, czyli nieco ponad 51 mln zł. Kwoty te są nieco wyższe niż dane przedstawiane przez źródła amerykańskie (10–13 mln USD za wykonanie wiercenia kierunkowego, bez szczelinowania), głównie ze względu na usytuowanie potencjalnie perspektywicznych formacji, które znajdują się na głębokości 2000–3500 m poniżej poziomu gruntu, a więc nawet 1000 m głębiej niż najbardziej wydajne złoża w USA. Inne trudności to kilkakrotnie dłuższy czas przygotowania otworu i transportu niezbędnych urządzeń ze względu na ograniczony w Polsce rynek usług wiertniczych dla otworów głębokich i kierunkowych oraz odpowiednio wyższe koszty tego typu działań. Dla każdego potencjalnego obszaru złożowego o powierzchni 1500–2000 km² trzeba wykonać bardzo kosztowne zdjęcie sejsmiczne 2-D, kolejno na mniejszym obszarze 3-D i przeprowadzić ok. 10–20 wierceń poszukiwawczych⁽⁴⁵⁾. W rezultacie poprawne przygotowanie odkrytego złoża gazu łupkowego o powierzchni 300 km² do wydobycia, ostatecznie wymagające wykonania około 500 otworów, może kosztować nawet 30 mld zł (i to bez kosztów infrastruktury umożliwiającej odbiór gazu). W pesymistycznym wariantcie⁽⁴⁶⁾ produkcja gazu z takiego złoża wyniosłaby 6 mld m³ rocznie⁽⁴⁷⁾. Dodatkowo w USA z jednego otworu w obszarach „gazu mokrego” uzyskuje się „łupkową” ropę naftową w ilościach od 4 do 70 ton z wiercenia rocznie. Przyjmując te wartości za punkt odniesienia, na podobnych obszarach w Polsce, przy przyjęciu minimalnej produktywności otworu, krajowe wydobycie ropy „łupkowej” mogłoby sięgać 730 tys. ton/rok. Jak wynika z powyższych wyliczeń, skala koniecznych nakładów – zwłaszcza we wstępnej fazie – niemal wyklucza strategię realizacji poszukiwań gazu łupkowego przy wykorzystaniu jedynie krajowych zasobów i potencjału rodzimych firm. Koszty te zostały oszacowane przez CASE na 3–12,3 mld zł. Dla porównania PGNiG SA, monopolista w poszukiwaniach i wydobyciu węglowodorów na obszarze lądowym Polski, posiadacz najbardziej perspektywicznych 15 koncesji

(43) Dane szacunkowe według wiedzy i doświadczenia autora.

(44) *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce...* [10].

(45) Ponad 100-letnia praktyka utrwaliła zasady poszukiwania i dokumentowania złóż węglowodorów; w Polsce są one ujęte w przepisach prawa.

(46) W USA w formacji Barnett Shale najmniej wydajne otwory produkują 30 m³/min gazu, ale są także otwory o wydajności ponad 100 m³/min. Do obliczeń w warunkach polskich autor przyjął 20 m³/min. *Drilling productivity report...*[7].

(47) Szacunkowe obliczenia autora.

na poszukiwanie gazu łupkowego o łącznej powierzchni blisko 13 000 km², osiąga rocznie zyski netto na poziomie 1,7–2,8 mld zł (1775 mln zł – 2011; 2240 mln zł – 2012; 1920 mln zł – 2013; 2822 mln zł – 2014).

Dodatkowym utrudnieniem w dziedzinie eksploracji złóż gazu łupkowego w Polsce jest forsowany przez Ministra Finansów i uchwalony przez Sejm RP w 2014 roku model opodatkowania wydobycia węglowodorów. Składa się on z następujących siedmiu elementów:

- specjalnego podatku węglowodorowego,
- podatku od wydobycia niektórych kopalin,
- podatku dochodowego od osób prawnych (CIT),
- podatku od nieruchomości,
- opłaty za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania kopalin,
- opłaty za użytkowanie górnicze,
- opłaty eksploatacyjnej.

Elementy te są ze sobą niespójne. Z jednej strony – podatek CIT i podatek od wydobycia kopalin są wydatkami kwalifikowanymi do obliczenia specjalnego podatku węglowodorowego, z drugiej zaś strony – ani specjalny podatek węglowodorowy ani podatek od wydobycia kopalin nie stanowią kosztu uzyskania przychodu do obliczenia CIT. Po bezowocnych dyskusjach przedstawiciele rządu z inwestorami kontestującymi zmiany prawa i wprowadzenie dodatkowych obciążeń podatkowych wielkie firmy rozpoczęły odwrót z Polski do krajów, gdzie mogą liczyć na bardziej sprzyjające warunki do inwestowania (np. do Chin). W rezultacie rozwiązania prawne przyjęte przez Sejm i Senat RP w prawie geologicznym i górniczym oraz ustawa o specjalnym podatku od wydobycia węglowodorów raczej zahamowały niżli przyspieszyły poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, ostatecznie doprowadzając do zminimalizowania działań poszukiwawczych na terenie Polski. Wobec faktu, iż Polska importuje ponad 90% potrzebnej gospodarce ropy naftowej i 2/3 gazu, takie działanie władzy wykonawczej jest pozbawione jakiegokolwiek racjonalności.

2.4. Zasoby i wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych: metan z pokładów węgla

Ekonomiczne i regulacyjne trudności, na które napotyka eksploracja gazu łupkowego w Polsce, mogłyby stanowić bodziec do rozwoju wydobycia innego gazu niekonwencjonalnego, tj. metanu w pokładach węgla. Polska posiada spore zasoby tego surowca, będącego produktem trwających setki milionów lat procesów uwęglenia substancji organicznej. Prognozytyczne zasoby gazu w samym tylko Górnośląskim Zagłębiu Węglowym są szacowane⁽⁴⁸⁾ na 365 mld m³. A udokumentowane w Polsce (wg *Bilansu Zasobów Kopalin, stan na koniec 2013 roku*) 53 złoża metanu w formacjach węglowych posiadają zasoby wydobywalne bilansowe wielkości 85,4 mld m³.

(48) A. Kotas (red.), *Coal-bed methane potential of the Upper Silesian...*[17].

Do 1990 roku w górnictwie węgla kamiennego traktowano ten gaz jako zagrożenie. W czasie prac dokumentacyjnych złóż ustalano jedynie stopień zagrożenia metanowego dla przyszłej eksploatacji węgla kamiennego. W następnych latach autor jako Główny Geolog Kraju podjął decyzje o szczegółowym dokumentowaniu zasobów metanu na obszarze trzech polskich zagłębi węglowych; obliczenia przeprowadzono we współpracy z amerykańską Agencją Ochrony Środowiska i firmą Raven Ridge Resources. Zasoby prognostyczne w GZW według amerykańskich ekspertów mogą wynosić 1300 mld m³. W latach 1991–1994 wydane zostały pierwsze koncesje dla firm zagranicznych, w tym Amoco i Texaco, na poszukiwanie metanu w formacjach węglonośnych jako kopaliny głównej. Pomimo dużych nakładów finansowych prace te nie przyniosły oczekiwanych rezultatów, głównie ze względu na niską przepuszczalność węgla⁽⁴⁹⁾. Ogromny postęp w technologiach wiercenia, zwłaszcza wierceń kierunkowych, szczelinowania i wydobycia, dokonany w Stanach Zjednoczonych, pozwala sądzić, że dziś rezultat tych poszukiwań mógłby być bardziej obiecujący.

W Polsce odmetanowanie górotworu nadal jest traktowane przede wszystkim jako jeden ze sposobów zwalczania zagrożeń gazowych w kopalni. W 2013 roku polskie kopalnie ujęły 274,21 mln m³ metanu⁽⁵⁰⁾. Ta wartość oznacza odmetanowanie ogółem, czyli ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalń węgla oraz metan eksploatowany samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów wiertniczych, sięgających do dawnych wyrobisk zlikwidowanych kopalń węgla. W 2013 roku ilość metanu, wyemitowanego wraz z powietrzem kopalnianym systemem wentylacji wyniosła 456,98 mln m³. Wielkość ta odpowiada ekwiwalentnej emisji 6,8 mln ton dwutlenku węgla.

Wykorzystanie metanu z węgla jako surowca energetycznego wymaga zmiany w przepisach ułatwiających jego zastosowanie do celów gospodarczych. Dziś metan z węgla, którego znaczna część ulatnia się do atmosfery, w sensie prawnym traktowany jest identycznie jak gaz ze złóż konwencjonalnych, nieporównywalnie łatwiejszy w eksploatacji. Tymczasem jego wydobycie jest znacznie bardziej ryzykowne i kosztowne, a przez to warte dodatkowego wsparcia ze strony państwa. Niestety, ani wciąż obowiązujący dokument strategiczny „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”⁽⁵¹⁾, ani nowy projekt „Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku” nie zawierają precyzyjnych planów odnoszących się do eksploatacji tego zasobu (wyjątkiem jest tu załącznik 3 pt. Program działań wykonawczych na lata 2010–2012 do „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku”, zawierający opis działań, które nigdy nie zostały wdrożone).

Brak zrozumienia dla możliwości odgazowania pokładów przed wydobyciem węgla hamuje aktywność wydobywczą wykraczającą poza tradycyjną eksploatację złóż. Takie nastawienie panuje w spółkach węglowych kontrolowanych do lutego 2015 roku przez Ministerstwo Gospodarki, a obecnie przez Ministerstwo Skarbu Państwa. Ów brak zrozumienia i realnego wsparcia ze strony administracji państwowej, pełniącej przeciw funkcję właściciela większości spółek węglowych, uniemożliwia wykorzystanie metanu jako surowca energetycznego.

(49) J. Kwarciński, J. Hadro, *Metan pokładów węgla...* [18].

(50) *Bilans Zasobów Kopalni ... wg stanu na 31 XII 2013* [4].

(51) *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* [23].

2.5. Zasoby gazu ze złóż niekonwencjonalnych: gaz ziemny zamknięty (*tight gas*)

Pod koniec 2014 roku zespół specjalistów z PIG-PIB⁽⁵²⁾ przedstawił po raz pierwszy ocenę potencjału gazu zamkniętego w trzech głównych basenach sedymentacyjnych:

- w piaskowcach kambru w rejonie Pucka,
- w piaskowcach permu Wielkopolski centralnej,
- w piaskowcach karbonu rejonu Wrocławia.

Autorzy oceniają, że prognostyczne zasoby geologiczne w tych trzech obszarach w nieodkrytych złożach wynoszą 1528–1995 mld m³. Hipotetycznie możliwe do wydobycia jest średnio 10% zasobów. To i tak byłoby więcej niż wynoszą zasoby wydobywalne gazu w złożach konwencjonalnych. Ta estymacja nie uwzględniła już odkrytych złóż gazu zamkniętego Siekierki-Trzek i Pniewy.

(52) A. Wójcicki et al., *Prognostyczne zasoby gazu ziemnego...* [33].

3. PRZYSZŁOŚĆ WYDOBYCIA I ZUŻYCIA GAZU W POLSCE



3.1. Główne wyzwania dla Polski

Polska od wielu lat zajmuje ostatnie miejsce w UE w zużyciu gazu na głowę mieszkańca. W ciągu najbliższego piętnastolecia należy jednak spodziewać się wzrostu popytu na ten surowiec, sięgającego nawet 30% obecnego zużycia. Tempo i struktura przyrostu będzie zależęć przede wszystkim od biegu zdarzeń w sektorze, który jest największym odbiorcą gazu, tj. w przemyśle, a potencjalnie także w energetyce.

Polska stanie w najbliższych latach przed wyzwaniami związanymi z dostosowaniem gospodarki do nowych przepisów o ochronie czystego powietrza i obniżeniu przemysłowych emisji zanieczyszczeń. Przynajmniej częściową odpowiedzią na nie może być rozwój kogeneracji wykorzystującej gaz zwłaszcza w lokalnych źródłach rozproszonych, posiadającej wiele zalet ekonomicznych i technologiczno-środowiskowych.

Niestety, nawet całkowite przestawienie ciepłownictwa na wysokowydajne jednostki kogeneracyjne nie rozwiąże w pełni kwestii związanych z ochroną powietrza. Przynajmniej część tego problemu jest wynikiem szerokiego wykorzystania paliw stałych w sektorze gospodarstw domowych. Węgiel, jako nośnik energii ponad dwukrotnie tańszy od gazu ziemnego, w obecnym stanie prawnym i fiskalnym zawsze będzie paliwem „pierwszego wyboru” dla mieszkańców pozbawionych dostępu do sieci ciepłowniczej. Wydaje się, że jedynym wyjściem jest uchwalenie i konsekwentne przestrzeganie prawa ochrony powietrza.

34 3.2. Wykorzystanie gazu w Polsce: prognozy i ceny

W Polsce, jak wspomniano, zużycie gazu ziemnego na głowę mieszkańca jest najniższe w UE. W 2013 roku łącznie wyniosło 15,8 mld m³ i było o 10% wyższe niż pięć lat wcześniej⁽⁵³⁾. Największym konsumentem gazu w Polsce jest przemysł (w 2013 roku zużyto w tym sektorze gospodarki 7,845 mld m³); zużycie gazu w przemyśle nadal rośnie, co jest ściśle powiązane ze spadkiem zużycia węgla⁽⁵⁴⁾.

Na drugim miejscu pod względem zużycia gazu ziemnego znajdują się gospodarstwa domowe (3,731 mld m³ rocznie). Gaz jest jednak nośnikiem energii „drugiego wyboru”, pozostając daleko w tyle za węglem, którego zużycie roczne utrzymuje się od lat na poziomie 9–10 mln Mg. Dysproporcje te wynikają wprost ze stosunku ceny węgla kamiennego do gazu ziemnego. W 2013 roku średnia cena gazu w przeliczeniu na GJ energii chemicznej wyniosła 28 zł/GJ, podczas gdy średnia cena sprzedaży węgla energetycznego przez polskie kopalnie wyniosła 13 zł/GJ. Nawet po uwzględnieniu szacunkowych kosztów transportu (na podstawie taryfy PKP Cargo i GAZ System SA) ceny paliw wynoszą około 30 zł/GJ w przypadku gazu ziemnego i 16 zł/GJ w przypadku węgla kamiennego.

O ile w przypadku sektora gospodarstw domowych trudno spodziewać się rewolucyjnej zmiany mixu energetycznego (choć odbyłoby się to z ogromną korzyścią dla jakości powietrza, o czym świadczą wyniki analizy autora podane na ryc. 14), o tyle w przypadku sektora przemysłowego,

(53) Sprawozdanie z działalności Prezesa URE... [26].

(54) Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2011, 2012 [14].

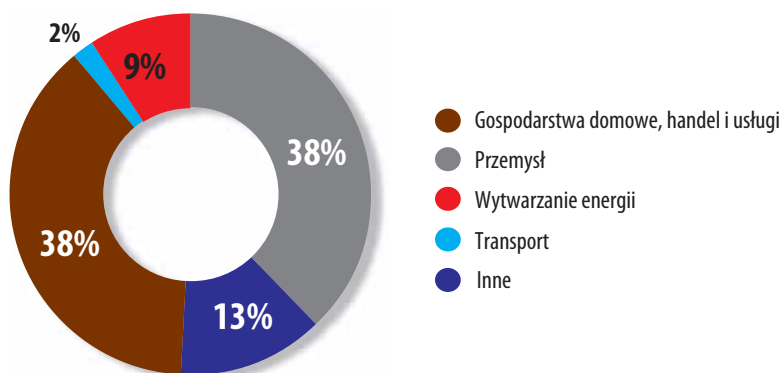
a także energetyki (która wykorzystuje gaz do wytwarzania zaledwie 9% energii elektrycznej – zob. ryc. 15) niemal wszystko zależy od regulacji prawnych, strategii państwa i rachunku ekonomicznego, uwzględniającego koszty uprawnień do emisji. Silnym bodźcem do rozwoju energetyki opartej na gazie – kosztem energetyki węglowej – może okazać się wejście w życie dyrektyw IED i CAFE⁽⁵⁵⁾ oraz szersze zaangażowanie rządu w ochronę powietrza w Polsce.

Ryc.14. Możliwość redukcji emisji wskutek zamiany spalania węgla na spalanie gazu (w ciągu jednego roku)

Zanieczyszczenia	Wskaźniki emisyjności węgla kamiennego (średnia wartość kaloryczna 28 GJ/Mg)	Emisja ze spalania 5 mln Mg węgla kamiennego	Wskaźniki emisyjności gazu ziemnego (wartość kaloryczna 35 GJ/tys. m ³)	Emisja ze spalania 4 mld m ³ gazu ziemnego o wartości kalorycznej 35 GJ/tys.m ³	Ew. uniknięta emisja w wyniku zastąpienia węgla gazem ziemnym
	[g/GJ]	[Mg]	[g/GJ]	[Mg]	[Mg]
CO₂	95 000,00	13 300 000,00	56 000,00	7 840 000,00	5 460 000,00
SO₂	826,00	115 640,00	0,29	40,60	115 599,40
NO_x	113,00	15 820,00	32,40	4 536,00	11 284,00
Pył	691,00	96 740,00	2,40	336,00	96 404,00

Opr. autora; wskaźniki emisyjności wg wytycznych Ministerstwa Środowiska.

Ryc. 15. Struktura zużycia gazu w Polsce w 2012 roku

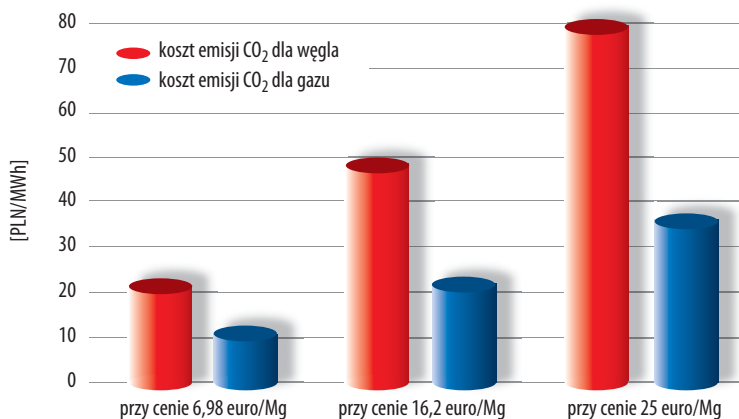


Opr. autora na podstawie danych Eurogas [27] i URE [26].

(55) Dyrektywa IED: zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola... [9]. Dyrektywa CAFE: w sprawie oceny i zarządzania jakością powietrza... [8].

Pozytywny wpływ na rentowność inwestycji w energetykę gazową może przynieść także wzrost ceny uprawnień emisji CO₂. Wzrastająca cena uprawnień emisyjnych CO₂ (ryc. 16) spowoduje znacznie szybszy wzrost dodatkowych kosztów wytwarzania 1 MWh energii elektrycznej w elektrowniach węglowych niż gazowych.

Ryc. 16. Projekcja wzrostu kosztów wytworzenia energii w wysokosprawnych elektrowniach węglowych i gazowych przy różnych cenach uprawnień emisyjnych (euro/Mg), z uwzględnieniem konieczności zakupu 100% uprawnień



Źródło: Sektor gazowy a energetyka [25].

Przy cenie blisko 7 euro/Mg różnica kosztów wynosi nieco ponad 10 zł/MWh, a przy cenie uprawnień emisyjnych 25 euro/Mg jest to już około 40 zł na 1 MWh na niekorzyść węgla.

„Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”⁽⁵⁶⁾ przyjmuje, iż w 2030 roku zużycie gazu w Polsce wyniesie 20,2 mld m³/rok, czyli o blisko 5 mld m³ więcej niż obecnie. Spółka Gaz-System SA jest bardziej odważna w swoich prognozach twierdząc, że wzrost zużycia gazu tylko w celu wytwarzania energii może wynieść 7,7 mld m³ do 2020 roku⁽⁵⁷⁾. Inni autorzy⁽⁵⁸⁾ oceniają, że sektor energetyczny może zużyć od 4 do 8 mld m³/rok, natomiast całkowity wzrost użycia gazu do 2020 roku szacowany jest na 8–11,5 mld m³, a do 2030 roku na 15 mld m³. Zużycie gazu powinno wzrosnąć także w sektorze komunalno-bytowym. Obecnie dostęp do sieci gazowych ma 55% gospodarstw domowych w miastach, ale tylko 18% na wsi i w małych miasteczkach⁽⁵⁹⁾. Ocenia się, że wzrost konsumpcji gazu w tym sektorze do 2020 roku może wynieść 2 mld m³/rok⁽⁶⁰⁾.

(56) Polityka energetyczna Polski do 2030 roku...[23].

(57) www.gaz-system.pl

(58) I. Gawlik et al., *Węgiel dla polskiej energetyki...*[12].

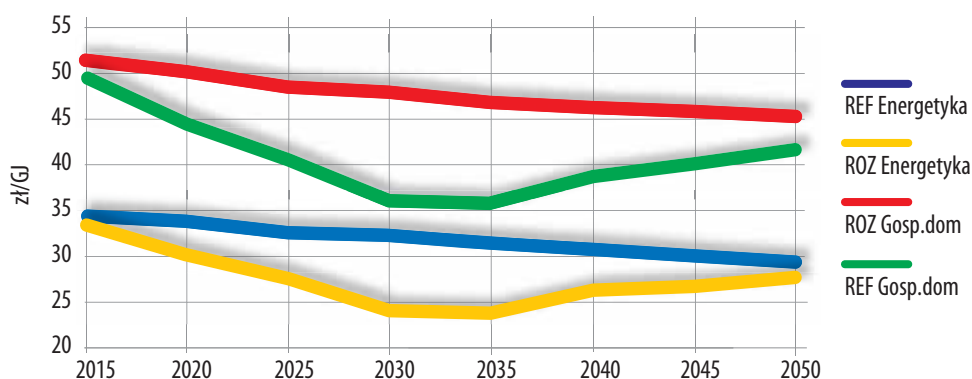
(59) *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE...* [26].

(60) I. Gawlik et al., *Węgiel dla polskiej energetyki...*[12].

Z zestawienia różnych prognoz zużycia gazu w Polsce wynika, że w 2020 roku prognozowane zużycie gazu mogłoby wynieść od 17,4 do 27,5 mld m³, a w 2030 od 20,2 do 31 mld m³.

Pomimo wzrostu popytu na gaz ceny tego nośnika energii powinny utrzymać się na poziomie zbliżonym do średniej dla całej UE. Bardzo wnikliwą i przekonującą prognozę cen gazu ziemnego w Polsce do roku 2050 przedstawiają autorzy raportu⁽⁶¹⁾ *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. Na wykresie (ryc. 17) wariant REF (referencyjny) uwzględnia światowe prognozy kształtowania się cen; wobec wprowadzenia wspólnego europejskiego rynku gazu, ceny gazu w Polsce będą praktycznie identyczne jak w całej UE. Wariant ROZ (rozwojowy) zakłada rozwój wydobycia gazu łupkowego w Polsce. W latach 2015–2020 autorzy założyli też pozytywny impuls cenowy funkcjonowania terminala LNG w Świnoujściu, a także import gazu z USA.

Ryc. 17. Prognoza cen gazu w Polsce do 2050 roku



Opr. autora na podstawie: I. Gawlik et al., *Węgiel dla polskiej energetyki...* [12].

Gdyby te przewidywania się sprawdziły, to sektor gospodarstw domowych mógłby oczekiwać w 2025 roku blisko 6% spadku cen gazu w stosunku do 2015 roku; w 2050 roku potencjalny spadek wyniósłby nawet 13% (wszystkie estymacje dla wariantu referencyjnego). W wariantcie rozwojowym cena gazu w 2025 roku byłaby niższa aż o 18,8%, a minimum ceny gazu zostałyby osiągnięte w 2035 roku – wówczas cena mogłaby być niższa nawet o 28,3% niż w 2015 roku. W sektorze wytwarzania energii w wariantcie referencyjnym analogiczny spadek cen pomiędzy latami 2015 i 2025 miałby wynieść nieco ponad 9%, a do 2050 roku – 13,1%. W wariantcie rozwojowym odpowiednie wartości obniżki cen gazu wyniosłyby 28,3% w 2025 roku i 16,2% w 2050 roku.

(61) Tamże.

3.3. Perspektywy rozwoju rozproszonej kogeneracji gazowej w Polsce

Wzrost popytu na gaz ziemny w Polsce zależy w dużej mierze od skali wykorzystania tego surowca w energetyce. Perspektywy rozwoju energetyki gazowej małej mocy w Polsce pozostają nadal dość obiecujące. Elektrownie, a zwłaszcza elektrociepłownie gazowe, w porównaniu z elektrowniami i ciepłowniami węglowymi mają wiele zalet, które decydują o ich atrakcyjności inwestycyjnej. W pierwszej kolejności trzeba wymienić: relatywnie niskie koszty inwestycyjne, krótki czas budowy oraz dużą elastyczność w eksploatacji. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w rozproszonej (lokalnej) wysokosprawnej kogeneracji gazowej oznacza:

- zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, a także zmniejszenie zużycia paliwa o 20–30% w stosunku do wytwarzania energii w technologii nieskojarzonej;
- co najmniej 55% redukcję emisji CO₂;
- prawie całkowitą eliminację zanieczyszczeń typowych dla spalania węgla, np. metali ciężkich, dwutlenku siarki, furanów, dioksyn, pyłów i znaczącą redukcję tlenków azotu;
- niższe straty w sieciach elektroenergetycznych dzięki bliskości wytwórcy i odbiorców końcowych;
- niższe zużycie paliw niezbędnych do pokrycia strat w systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym;
- wyższy poziom bezpieczeństwa energetycznego wobec zagrożenia terrorystycznego.

38

Za wzrostem liczby inwestycji w gazowe jednostki kogeneracyjne przemawia kilka czynników. Po pierwsze, konieczność wdrożenia dyrektywy IED, która ma ogromne znaczenie dla poprawy czystości powietrza. Od 2015 roku dyrektywa obejmuje wszystkie instalacje o mocy w paliwie równej lub większej od 50 MWt, przy czym ta wielkość dotyczy instalacji, w których do wspólnego emitora podłączone są źródła spalania o mocy w paliwie nie mniejszej niż 15 MWt, a suma ich mocy przekracza 50 MWt.

Dotychczasowa dyrektywa LCP definiowała tę wielkość niezbyt precyzyjnie, dlatego też np. Polska liczyła moc poszczególnych kotłów, traktując je jako oddzielne instalacje. Teraz jednak Komisja Europejska w nowej dyrektywie zapisała to wprost: należy sumować moc poszczególnych kotłów podłączonych do wspólnego komina. To rozwiązanie będzie mieć poważne konsekwencje dla wielu polskich ciepłowni komunalnych. I tak np. przedsiębiorca dysponujący instalacją z czterema kotłami po 50 MW każdy, który do tej pory musiał spełniać standardy emisyjne określone dla instalacji o mocy 50 MW, po wejściu w życie nowych przepisów będzie musiał sprostać wymaganiom dla instalacji o mocy 200 MW. System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji wynikający z regulacji UE ujętych w dyrektywach 2004/8/WE oraz 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, nakazuje budowę jednostek kogeneracyjnych wszędzie tam, gdzie istnieje możliwość rozwoju rynku ciepła sieciowego. Co więcej, „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”, wciąż obowiązujący dokument strategiczny, zakłada podwojenie produkcji (w stosunku do poziomu z 2006 roku) energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji już do

Od węgla do gazu: elektrociepłownia Siedlce

Działająca od ponad 10 lat z dobrymi wynikami finansowymi elektrociepłownia w Siedlcach (ryc. 18) jest dobrym przykładem instalacji, w której produkcję energii z węgla zastąpiono rozwiązaniem opartym na gazie. W miejsce węglowej ciepłowni miejskiej o mocy 157 MWt, w 2002 roku uruchomiono elektrociepłownię, w której zainstalowano dwie turbiny gazowe o łącznej mocy 14,6 MWe, pracujące w synchronizacji z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) jako jednostki kompensacyjne dostarczające energię elektryczną w szczycie zapotrzebowania, wraz z dwoma kotłami odzysknicowymi o mocy 22,4 MWt, wykorzystującymi ciepło odpadowe spalin do wytwarzania ciepła i ciepłej wody dla mieszkańców miasta. W tej fazie produkcja energii elektrycznej średniorocznie wynosiła ok. 91 GWh, zaś produkcja energii cieplnej – ok. 530 000 GJ przy zużyciu gazu ziemnego ok. 28 mln m³/rok. Całkowita sprawność wytwarzania energii wynosiła 84,6%. W latach 2010–2011 elektrociepłownię rozbudowano o kolejne 2 turbiny gazowe i turbinę upustowo-kondensacyjną, osiągając łączną moc 50 MWe i 56 MWt. Elektrociepłownia po tej rozbudowie wytwarza średniorocznie 300 GWh energii elektrycznej i blisko 1,3 mln GJ energii cieplnej. W Siedlcach zlikwidowano wszystkie małe kotłownie węglowe. Funkcjonowanie elektrociepłowni zredukowało o 40% dotychczasową emisję dwutlenku węgla, tlenków azotu i praktycznie całkowicie emisję dwutlenku siarki i pyłów.

Ryc. 18. Elektrociepłownia gazowa w Siedlcach



Fot. PEC Siedlce

roku 2020, a także zastąpienie ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast źródłami kogeneracyjnymi do roku 2030.

Polska dysponuje ogromnym potencjałem w zakresie wzrostu efektywności wytwarzania energii w ciepłownictwie przy jednoczesnej eliminacji zanieczyszczeń powietrza powstałych

w wyniku spalania węgla. W ciepłownictwie systemowym, które pokrywa 50% potrzeb Polski na ciepło, w 2012 roku udział węgla kamiennego w jednostkach bez kogeneracji wyniósł 87,2%⁽⁶²⁾. Całkowita moc cieplna zainstalowana w tym sektorze gospodarki wynosi 58 GWt. Moc zainstalowana w przedsiębiorstwach posiadających źródła o mocy łącznej poniżej 50 MWt wynosi 42,9 GWt. W trzech województwach ponad 90% ciepła wytwarzane jest z węgla kamiennego: w warmińsko-mazurskim (94%), opolskim (93%) i świętokrzyskim (91,9%). A przecież inna droga jest możliwa, czego najlepszym przykładem jest województwo lubuskie, gdzie aż 81,5% ciepła wytworzono z gazu.

Ważnym czynnikiem dopinającym do podejmowania inwestycji w wysokosprawne jednostki kogeneracyjne jest rozwój energetyki odnawialnej i rozproszonej, a także obowiązujący w Polsce system zielonych i czerwonych certyfikatów. Nakłada on na uczestników rynku obowiązek uzyskania świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych oraz świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji lub do uiszczenia opłaty zastępczej. Niewypełnienie tych obowiązków zagrożone jest karami pieniężnymi. W 2013 roku URE wydało 396 świadectw pochodzenia energii z wysokosprawnej kogeneracji gazowej, w której wytworzono 7,3 TWh, co stanowiło zaledwie 0,21% całości wytworzonej energii elektrycznej⁽⁶³⁾. W przypadku komunalnych elektrociepłowni małej i średniej mocy, dla których podstawowym celem jest wytwarzanie i sprzedaż ciepła oraz ciepłej wody użytkowej, możliwość sprzedaży czerwonych certyfikatów jest obok sezonowej sprzedaży ciepła i wody głównym czynnikiem warunkującym rentowność przedsiębiorstw.

3.4. Kogeneracja gazowa małej mocy jako element niskoemisyjnej strategii rozwoju Polski w perspektywie 2050 roku

Oficjalne dokumenty poświęcone Unii Energetycznej, opublikowane przez Komisję Europejską w marcu 2015 roku, po raz kolejny potwierdziły fakt, że dekarbonizacja jest kamieniem węgielnym europejskiej polityki energetycznej⁽⁶⁴⁾. Polska od 2008 roku z różnym skutkiem i zmienną konsekwencją wdraża postanowienia Energetycznej Mapy Drogowej 2020, zobowiązującej kraje członkowskie do dokonania do 2020 roku redukcji gazów cieplarnianych o 20%, poprawy efektywności energetycznej o 20%, podniesienia udziału OZE w mixie energetycznym do 15% i zwiększenia udziału biopaliw w mixie paliwowym do 10% (wszystko w odniesieniu do roku bazowego, tj. 1990). Kolejnym krokiem Komisji Europejskiej na drodze do dekarbonizacji gospodarki było ogłoszenie w 2011 roku założeń ambitnej strategii Energetyczna Mapa Drogowa 2050, która jest próbą odpowiedzi na zagrożenia czekające przyszłe pokolenia w drugiej połowie XXI wieku⁽⁶⁵⁾. Głównym celem jest poprawa jakości powietrza i zmniejszenie oddziaływania zanieczyszczeń na zdrowie ludności oraz ochrona klimatu globalnego.

(62) *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE...*[26].

(63) Tamże.

(64) *Outlook for New Coal-Fired Power Stations...*[22].

(65) *Communication from the Commission to the European Parliament...* [6].

Te bardzo ważne cele – realizowane poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych i emisji gazów toksycznych – komponują się ze scenariuszami rozwoju gospodarczego, które muszą uwzględniać ograniczenie lub nawet wyczerpywanie się zasobów ropy naftowej, gazu i innych paliw kopalnych. Muszą też uwzględniać konkurencję do tych zasobów zagrażającą ze strony gospodarek szybko rosnących potęg gospodarczych, zwłaszcza Chin i Indii. Rozwój gospodarczy, wzrost dobrobytu, utrzymanie potencjału intelektualnego i przemysłowego Europy wymagają rozwijania technologii innowacyjnych daleko wykraczających poza obecny stan wiedzy. Energetyczna Mapa Drogowa 2050 nakreśla dwa scenariusze osiągnięcia celów transformacji energetyki europejskiej:

- w pierwszym nacisk skierowany jest na poszanowanie energii przy niższym tempie rozwoju OZE (*High Energy Efficiency*),
- w drugim rozwój OZE stoi na pierwszym planie (*High Renewables*).

W obu scenariuszach dekarbonizacyjnych kluczową rolę wyznacza się poszanowaniu energii (*energy efficiency*) oraz odnawialnym źródłom energii. Do 2030 roku (pierwszy krok) zużycie energii pierwotnej powinno się zmniejszyć o 16–20% w stosunku do lat 2005–2006. A w 2050 roku powinno być mniejsze o 32–41% w stosunku do poziomu z lat 2005–2006. Powodzenie strategii dekarbonizacji w przeważającej mierze uzależnione jest od ilości energii produkowanej dzięki OZE, która w konsumpcji energii finalnej powinna stanowić 55% w 2050 roku. Udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej powinien osiągnąć do 2050 roku 64% w scenariuszu *High Energy Efficiency* i 97% w scenariuszu *High Renewables*. Osiągnięcie tych niełatwych celów wymaga działań nie tylko po stronie podażowej, ale także po stronie popytu, co oznacza wzmożenie wysiłków na rzecz obniżenia zapotrzebowania na energię (przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego tempa wzrostu gospodarczego). Istotny postęp musi być także dokonany w odzyskiwaniu energii poprzez zmianę wytwarzania produktów, wydłużenie czasu ich użytkowania oraz efektywny recykling surowców odpadowych.

Skutkiem tych wszystkich działań powinien być dynamiczny rozwój OZE prowadzący do decentralizacji systemów energetycznych. Będzie to wymagało zapewnienia ciągłości dostaw energii. W tym zakresie niezwykle ważną rolę ma do spełnienia gaz, który staje się kluczowym paliwem – technologią pomostową w okresie transformacji od energetyki węglowej do odnawialnej energii⁽⁶⁶⁾. Podczas posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 23–24 października 2014 roku przyjęte zostało porozumienie w sprawie ram polityki klimatyczno-energetycznej UE, określające ambitne cele do 2030 roku:

- redukcja emisji CO₂ o 40%,
- udział OZE w miksie energetycznym co najmniej do 27%,
- wzrost efektywności zużycia energii co najmniej o 27%.

(66) J. Popczyk, *Energetyka rozproszona...*[24].

I wreszcie 19 marca 2015 roku Rada UE przyjęła konkluzje w sprawie unii energetycznej. Oto najistotniejszy fragment postanowień tego dokumentu: UE jest zdecydowana zbudować Unię Energetyczną opartą na przyszłościowej polityce klimatycznej na podstawie przygotowanej przez Komisję Europejską ramowej strategii, która obejmuje pięć ściśle ze sobą powiązanych i wzajemnie się wzmacniających wymiarów (są to: bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie; w pełni zintegrowany europejski rynek energii; efektywność energetyczna przyczyniająca się do ograniczenia popytu; dekarbonizacja gospodarki; badania naukowe, innowacje i konkurencyjność). Ponadto Rada zaapelowała o przyspieszenie prac nad projektami infrastrukturalnymi w dziedzinie energii elektrycznej i gazu, w tym nad połączeniami międzysystemowymi – w szczególności połączeniami z regionami peryferyjnymi – w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i dobrze funkcjonującego wewnętrznego rynku energii.

Mimo iż od przyjęcia przez UE pierwszego pakietu klimatyczno-energetycznego minęło już osiem lat, a kolejne dokumenty Rady i Komisji UE są konsekwentne w tej dziedzinie, polska strategia gospodarcza w niewielkim stopniu odzwierciedla priorytety Wspólnoty. Przeciągające się prace nad „Polityką Energetyczną Polski do 2050 roku”, charakter rozwiązań legislacyjnych przyjętych w nowej ustawie o odnawialnych źródłach energii, a także prognozy rozwoju sektora energetycznego, przygotowywane czy to przez Ministerstwo Gospodarki, czy też przez Departament Analiz Strategicznych KPRM, świadczą o tym, że priorytetem polskiego rządu pozostaje rozwój górnictwa i energetyki węglowej, a w dłuższej perspektywie być może także energetyki jądrowej.

W niezależnych gremiach od lat powstają alternatywne do rządowych propozycje pójścia drogami wytyczanymi przez czołowe kraje Unii Europejskiej. W ciągu ostatnich pięciu lat powstały co najmniej trzy bardzo ważne opracowania wykonane przez niezależne grupy ekspertów pod egidą Instytutu na rzecz Ekorozwoju: „Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku”⁽⁶⁷⁾, „Instrumenty realizacji Alternatywnej polityki energetycznej Polski do 2030 roku”⁽⁶⁸⁾ oraz „2050.pl; podróż do niskoemisyjnej przyszłości”⁽⁶⁹⁾. Trzy kapitalne wizje wykazujące realność pójścia w stronę dekarbonizacji energetyki, efektywności energetycznej, rozwoju energetyki rozproszonej, odnawialnych źródeł energii i prosumenckiego modelu wytwarzania energii. Autorzy „Alternatywnej polityki energetycznej Polski” wskazują, iż skuteczne jej wdrażanie musi opierać się na bezpieczeństwie energetycznym, konkurencyjności, dbałości o zrównoważony rozwój i dbałości o społeczny i kulturowy wymiar energetyki. Kluczowym problemem jest wzrost efektywności systemu energetycznego poprzez:

- zmniejszenie zużycia ciepła,
- wzrost wydajności energetycznej,
- poprawę sprawności wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz ciepłej, sprawniejsze wykorzystanie energii przez odbiorców końcowych.

(67) *Alternatywna Polityka Energetyczna...* [2].

(68) *Instrumenty realizacji...* [15].

(69) *2050.pl; podróż do niskoemisyjnej przyszłości* [1].

Najnowsze opracowanie pod patronatem Instytutu na rzecz Ekorozwoju, Instytutu Badań Strukturalnych⁽⁷⁰⁾ i Europejskiej Fundacji Klimatycznej „2050.pl; podróż do niskoemisyjnej przyszłości” starannie ocenia szanse Polski na dorównanie w procesie dekarbonizacji przodującym w UE krajom. Raport wskazuje różne scenariusze transformacji energetyki Polski.

W scenariuszu odniesienia, w którym społeczeństwo nie wywiera presji na decydentów, a model energetyki pozostaje niezmienny, węgiel kamienny i brunatny mają ugruntowaną pozycję, a zapotrzebowanie na te paliwa, mimo istotnego wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej wzrośnie o 60% do roku 2050.

W scenariuszach modernizacyjnych polityka energetyczna promuje odejście od dominacji tradycyjnych technologii na rzecz dywersyfikacji miksu energetycznego. W scenariuszu modernizacji autorzy opracowania wykazują kilka wariantów modernizacji sektora energetycznego:

- rozproszona integracja,
- europejski węgiel,
- pełna dywersyfikacja,
- model francuski,
- rozproszona samowystarczalność.

We wszystkich scenariuszach modernizacyjnych energetyka rozproszona zajmuje ważne miejsce. Jednakże w modelu francuskim i modelu europejskiego węgla energetyka rozproszona odgrywałaby mniejszą rolę wobec dominacji dużych elektrowni węglowych i/lub jądrowych. Ponadto w modelu europejskiego węgla redukcja emisji dwutlenku węgla dokonywałaby się poprzez wychwyty i składowanie w litosferze, a redukcja pozostałych zanieczyszczeń poprzez system coraz doskonalszych filtrów.

W modelu rozproszonej integracji następuje pełne otwarcie polskiego systemu energetycznego na konkurencję międzynarodową, a produkcja elektryczności w kraju opiera się w dużej mierze na licznych źródłach odnawialnych i rozproszonych o małej mocy.

W modelu pełnej dywersyfikacji (z CCS) oraz w modelu rozproszonej samowystarczalności zmiana miksu energetycznego jest ewolucyjna, a konwencjonalne elektrownie gazowe odgrywają rolę technologii pomostowej ze względu na relatywnie krótki cykl istnienia oraz dobre dopasowanie do potrzeb systemu z rosnącym udziałem źródeł o ograniczonej dyspozycyjności. Także w modelu rozproszonej samowystarczalności wycofywane moce węglowe byłyby zastępowane elektrowniami i elektrociepłowniami gazowymi niewielkiej mocy, przy równoczesnej realizacji programu budowy odnawialnych źródeł energii. W tym modelu odchodzenie od energetyki węglowej trwałoby 40 lat, a efektem tego byłaby wysoka niezależność od importu paliw (także gazu, pod warunkiem uruchomienia krajowego wydobycia gazu łupkowego).

Ważnym parametrem modelu dwóch najbardziej radykalnych scenariuszy modernizacyjnych, tj. rozproszonej samowystarczalności i pełnej dywersyfikacji, jest dobroczynny wpływ ich ewentualnej realizacji na środowisko naturalne i na zdrowie obywateli. Zapewniają one praktyczne

(70) Obecnie wydzielony z Instytutu Badań Strukturalnych, Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych (WISE).

osiąganie wymagań dotyczących m.in. emisji rtęci, kadmu, pyłów, tlenków azotu i siarki, a także dwutlenku węgla. Jak wykazują obliczenia, w modelu pełnej dywersyfikacji istnieje możliwość znacznej redukcji równoważnej emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym do 2050 roku: o 91% z instalacją CCS lub o 70% bez instalacji CCS; chodzi o redukcję względem scenariusza odniesienia, czyli polityki prowadzonej jak obecnie.

Należy odnotować, że metoda składowania dwutlenku węgla w litosferze (CCS) nie jest akceptowana przez wielu specjalistów. Autor niniejszego opracowania, jako geolog z wieloletnim doświadczeniem, podtrzymuje swoje sceptyczne stanowisko wobec tej metody⁽⁷¹⁾.

Identyfikując się z poglądami autorów „2050.pl; podróż do niskoemisyjnej przyszłości”, warto zacytować w tym miejscu najistotniejszy fragment podsumowania ich raportu:

„Troską polityki energetycznej musi stać się ograniczenie głębokiej zależności krajowych dostaw energii elektrycznej od spalania węgla. Potencjał wydobywczy będzie bowiem w najbliższych dekadach mały, a importowanie surowca zmniejszy bezpieczeństwo energetyczne kraju. Presja ze strony europejskiej i globalnej polityki klimatycznej zintensyfikuje z kolei ryzyko pozostawania przy wysokoemisyjnym modelu gospodarki. Technologie ograniczające wpływ elektrowni węglowych na zdrowie obywateli poprzez oczyszczanie spalin mogą się okazać niewystarczające do zaspokojenia oczekiwań, jakie bogatsze i coraz bardziej dbające o swoje zdrowie społeczeństwo będzie miało wobec sektora energetycznego. Dzisiejszy poziom emisji pyłów, metali ciężkich, tlenków azotu i siarki, choć znacznie mniejszy od tego, jaki cechował polską energetykę pod koniec lat 1980, jest nadal zbyt wysoki, aby polska energetyka przestała wywierać zauważalnie negatywny wpływ na stan zdrowia publicznego w kraju. Szacuje się, że każdego roku ok. 5000 Polaków umiera przedwcześnie na skutek chorób wywołanych węglową orientacją naszej energetyki. Głównym celem Polski powinna być więc dywersyfikacja miksu energetycznego podobna do tych, które już się dokonały w krajach wysoko rozwiniętych od lat 70. XX wieku. Redukcja zapotrzebowania na węgiel kamienny i brunatny, wzrost znaczenia elektrowni gazowych i OZE [podkreślenie M.W], a być może także społeczne przyzwolenie na budowę elektrowni atomowej to warunki, które pozwolą Polsce na przełamanie zależności od jednej opcji energetycznej i podążenie drogą zrównoważonej, odpornej na różnorodne ryzyka gospodarcze, polityczne, społeczne i zdrowotne, nowoczesnej energetyki”.

(71) M. Wilczyński, *Zmiercz węgla...*[30].

PODSUMOWANIE

A close-up, low-angle shot of a metal grate with glowing blue flames rising from it, set against a dark blue background. The flames are bright and have a distinct, repeating pattern across the grate. The overall image has a strong blue color cast and a slightly blurred, atmospheric quality.

W okresie ostatnich 30 lat zużycie gazu w skali globalnej podwoiło się, lecz zasoby tego paliwa są nadal bardzo duże. Przy obecnym tempie zużycia konwencjonalne zasoby wydobywalne w Polsce – podobnie jak zasoby światowe – wystarczą na 57 lat. Po uwzględnieniu zasobów niekonwencjonalnych wystarczalność zasobów gazu wyniesie ponad 290 lat. Zgodna jest opinia wielu ośrodków analitycznych, iż w okresie następnych 10 lat gaz ziemny wyprzedzi węgiel kamienny w światowym bilansie energii pierwotnej, stając się drugim po ropie naftowej źródłem energii. W ciągu 20 lat, tj. do 2035 roku, zużycie tego „błękitnego paliwa” wzrośnie o 65%. Jedynym kontynentem, gdzie – jak się przewiduje – zużycie gazu nieco spadnie, będzie Europa (o 0,7%).

Amerykański „boom łupkowy” potwierdza realność powyższych prognoz. Od 2000 do 2010 roku USA stały się samowystarczalnym producentem gazu; w tym właśnie czasie ceny gazu na rynku wewnętrznym spadły czterokrotnie. Dzięki tak znacznemu spadkowi cen hurtowych gazu w USA koszty wytwarzania energii są bardzo niskie. W 2013 roku USA stały się największym na świecie producentem gazu i ropy naftowej. Wskaźnik wystarczalności zasobów w USA i Kanadzie wynosi 133 lata. Gospodarka amerykańska odzyskuje swoje atuty wysokiej konkurencyjności. Kraj ten w najbliższym czasie rozpocznie eksport gazu w postaci LNG do UE i Japonii. W wymiarze politycznym nawet stosunkowo niewielki eksport do UE (10% importu UE) będzie mieć poważne skutki gospodarcze dla Rosji.

46

W okresie transformacji od energetyki węglowej do gospodarki niskoemisyjnej udział gazu w miksie energetycznym Polski powinien rosnąć, chociażby ze względu na konieczność poprawy jakości powietrza i unijne wymaganie szybkiego postępu w zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych. Paliwo gazowe w niektórych krajach UE już pełni rolę technologii pomostowej w okresie transformacji od energetyki węglowej do niskoemisyjnej. Co bardzo istotne, gaz jako paliwo jest szczególnie przydatny do szybkiego i stabilnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, a tym samym może być technologią ubezpieczającą dla OZE. Należy także pamiętać, iż gaz jest i powinien być w szerszym zakresie stosowany zamiast produktów ropopochodnych w transporcie.

Przykład USA to nie tylko sprawa samowystarczalności osiągniętej w zakresie produkcji gazu. Gospodarka energetyczna tego kraju ujawnia bezpośredni związek pomiędzy wzrostem wydobycia gazu i redukcją gazów cieplarnianych. W okresie 2005–2012 roku w USA zredukowano emisję równoważną CO₂ o 728 mln Mg. Tani gaz coraz szybciej wypiera węgiel jako paliwo z energetyki amerykańskiej. Od 2010 roku do 2013 roku zużycie węgla w USA spadło o blisko 100 mln Mg.

Gaz ziemny stanie się silnym konkurentem dla węgla i energii jądrowej, jeśli jego ceny będą niższe. Obecne ceny gazu są znacznie wyższe od innych nośników energii. Jednakże w niedległej przyszłości – co do tego wszystkie ośrodki analityczne są zgodne – spadek cen gazu jest wysoce prawdopodobny. Już w perspektywie 2035 roku w UE możliwy jest spadek o 50–100 USD/1000 m³. Najsilniejszym impulsem do obniżki cen gazu w Europie będzie mieć wydobywanie gazu niekonwencjonalnego na miejscu, ale nie bez znaczenia jest też ilość i cena gazu importowanego z USA i Kanady.

Unia Europejska zużyła w 2013 roku 438,1 mld m³ gazu ziemnego, z czego 2/3 musiała importować. Takie są potrzeby. A jakie są miejscowe zasoby? Niestety, wystarczalność konwencjonalnych zasobów gazu w UE wynosi niespełna 11 lat. A w okresie następnych 15 lat wydobycie gazu w UE spadnie o 1/3, do 98 mld m³/rok. Atutem naszej wspólnoty jest dobra dywersyfikacja kierunków importu. Z Rosji UE jako całość importuje tylko 24% potrzebnego gazu. Wbrew uproszczonym medialnym informacjom Europa nie jest uzależniona od rosyjskich dostaw gazu. W istniejących 19 terminalach LNG (gazu płynnego) zdolności regazyfikacyjne wykorzystane są zaledwie w 1/3, a łącznie znacznie przewyższają import z Rosji. Ponadto w budowie jest jeszcze 12 terminali NLG, w tym polski w Świnoujściu.

Powstający od 2006 roku jednolity rynek gazowy UE zakłada – jest to jeden z podstawowych priorytetów w polityce energetycznej – zapewnienie krajom członkowskim niezakłóconych i bezpiecznych dostaw tych surowców. Rynek ten w ramach III pakietu energetycznego uregulowany jest szeregiem dyrektyw i rozporządzeń. Dysponuje potężną siecią przesyłową liczącą ponad 2 mln km, wspomnianymi 19 terminalami LNG (wkrótce kolejnymi 12) o zdolnościach regazyfikacji 191 mld m³/rok oraz 192 magazynami gazu o pojemności czynnej 92,6 mld m³ (ok. 20% rocznej konsumpcji gazu).

Polska gwałtownie nadrabia opóźnienia w integracji z europejskim systemem. Najpóźniej w 2018 roku polski rynek wewnętrzny gazu będzie z tym systemem w pełni zintegrowany. To wpłynie decydująco na stabilność cen i zaopatrzenia. Każdy polski przedsiębiorca i dystrybutor gazu będzie miał swobodę w wyborze dostawcy, w dostępie do każdego miejsca europejskiej sieci przesyłowej, ale też w korzystaniu z magazynów gazu w dowolnym kraju UE. Dobrodziejstwa pełnej integracji poznali nasi południowi sąsiedzi, Czeska Republika, u których dynamika wzrostu cen gazu w ostatnich kilku latach okazała się znacznie niższa niż w Polsce. Kraje Unii Europejskiej, wdrażając Energetyczną Mapę Drogową 2050, muszą sięgnąć po gaz niekonwencjonalny. To nie tylko gaz łupkowy, ale także metan w pokładach węgla i gaz w złożach zamkniętych. Według wiarygodnych analiz wydobycie gazu niekonwencjonalnego w UE, w zależności od scenariusza (zob. rozdz. 1.4.) mogłoby w 2050 roku osiągnąć od 80 do 170 mld m³/rok. Taki poziom wydobycia spowodowałby spadek cen gazu odpowiednio ok. 6% lub ok. 14%. Efekty gospodarcze i środowiskowe byłyby nie do przecenienia.

Polska jest krajem o najmniejszym zużyciu gazu w Unii Europejskiej *per capita*. A jednocześnie o jednej z najgorszych w UE jakości powietrza. Główny Inspektorat Ochrony Środowiska monitoruje w sposób ciągły jakość powietrza w naszym kraju i publikuje na stronach internetowych doroczne raporty⁽⁷²⁾. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na emisję szczególnie szkodliwych dla zdrowia pyłów, a właściwie aerozoli rozproszonych o najmniejszej frakcji, tzw. PM_{2,5}. Krajowy wskaźnik średniego narażenia na pył PM_{2,5} w roku 2013 liczony jako średnia z lat 2011–2013 wyniósł 25 µg/m³. W UE jedynie Bułgaria wykazuje wyższy wskaźnik. Zgodnie z dyrektywą UE 2008/50/WE w sprawie oceny i zarządzania jakością powietrza Polska musi do 2015 roku zredukować zanieczyszczenie powietrza do poziomu 20 µg/m³. Jest to wyzwanie niezwykle trudne do wykonania, jeśli wziąć pod uwagę dotychczasowy postęp w tej mierze.


(72) http://powietrze.gios.gov.pl/gios/site/content/exposure_dust_pm

Od 2010 roku do 2013 roku wskaźnik ten zmalał jedynie o $3 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Główną przyczyną złej jakości powietrza jest dominujący udział węgla w zaspokajaniu potrzeb energetycznych Polski. Problemem jest zwłaszcza to, że w gospodarstwach domowych spala się rocznie w niskowydajnych paleniskach średnio 10 mln Mg węgla kamiennego.

Problemem dotyczącym zaopatrzenia w gaz jest w Polsce jego wydobycie z krajowych zasobów. Polskie firmy z 200 niewielkich złóż krajowych wydobyły $5,5 \text{ mld m}^3$ gazu w 2013 roku, co pokrywa 35% zapotrzebowania na gaz. Nasze zasoby gazu ziemnego są nadmierne eksploatowane. Od 1990 roku do 2013 roku zasoby wydobywalne w Polsce zmniejszyły się o 28 mld m^3 . Przy zasobach $131,8 \text{ mld m}^3$ i wydobyciu takim jak w 2013 roku, wskaźnik wystarczalności wyniesie 24 lata. W złożach niekonwencjonalnych udokumentowany jest metan w pokładach węgla, którego zasoby wydobywalne bilansowe wynoszą $85,4 \text{ mld m}^3$, a zasoby prognostyczne – według ocen PIG-PIB – 365 mld m^3 . Gaz ten jednak nie jest właściwie wykorzystywany. Kopalnie na Górnym Śląsku w trakcie wydobycia węgla wykorzystywały $274,21 \text{ mln m}^3$ metanu w 2013 roku, ale w tym samym czasie $456,98 \text{ mln m}^3$ metanu ujętego systemem odmetanowania zostało wypuszczone do atmosfery. Po uwzględnieniu swobodnej emisji metanu ze starych zrobów górniczych ocenia się, że łączna emisja metanu do atmosfery wynosi 1 mld m^3 . W innych złożach niekonwencjonalnych zasoby wydobywalne gazu ziemnego oceniał autor w 2011 roku na $500\text{--}800 \text{ mld m}^3$, a PIG-PIB w 2012 podał wielkość $346\text{--}768 \text{ mld m}^3$.

48 Wskutek zupełnego niezrozumienia specyfiki branży poszukiwań węglowodorów niekonwencjonalnych, a zwłaszcza kierując się nadmiernym fiskalizmem, rząd polski popełnił w ostatnich latach szereg poważnych błędów, które spowodowały wycofanie się z Polski największych korporacji naftowych, posiadających technologię i kapitał do szybkiego udokumentowania i zagospodarowania naszych zasobów. W rezultacie tych błędów o znaczącym wydobyciu węglowodorów niekonwencjonalnych możemy zapomnieć na kolejną dekadę. Czy istnieje szansa na to, by gaz w Polsce – jako paliwo czystsze, poprawiające jakość powietrza, ubezpieczające funkcjonowanie licznych już w Polsce siłowni wiatrowych – ułatwił transformację od energetyki węglowej do energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii? Zdecyduje o tym cena uprawnień emisyjnych oraz cena gazu na rynku europejskim, która jest w znacznym stopniu uzależniona od pozyskania w obszarze UE nowych złóż gazu o dużych zasobach. O tym, czy gaz stanie się w krajach Unii Europejskiej, zwłaszcza w Polsce, realnym konkurentem węgla i energetyki jądrowej, zadecyduje w najbliższej dekadzie interakcja pięciu czynników:

- polityka energetyczno-klimatyczna, a zwłaszcza dbałość o jakość powietrza;
- ceny gazu;
- kształt europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji i ceny uprawnień do emisji CO_2 ;
- wzrastające koszty wydobycia węgla kamiennego w Polsce (największego w Europie producenta) i ceny zbytu węgla na rynku światowym;
- dynamika eksportu gazu z USA i Kanady.



W scenariuszach modernizacyjnych dla polskiej energetyki, wykonanych przez niezależne ośrodki naukowe (InE, WISE), widoczna jest konieczność wsparcia zmian przez energetykę gazową. Optymalnym rozwiązaniem jest rozproszona (małej mocy) wysokosprawna kogeneracja wykorzystująca gaz. Jej dobroczynny wpływ na środowisko naturalne i na zdrowie mieszkańców można by odczuć w stosunkowo krótkim czasie, ponieważ nastąpiłaby eliminacja szczególnie trujących substancji pochodzących głównie ze spalania węgla, m.in. rtęci, kadmu, pyłów, tlenków azotu i siarki, a także dwutlenku węgla.



WYKORZYSTANE PUBLIKACJE

- [1] *2050.pl; podróż do niskoemisyjnej przyszłości*, red. Bukowski M., IBS, InE, ECF, Warszawa 2013.
- [2] *Alternatywna Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2009.
- [3] *Annual Energy Outlook 2014 – with projections to 2040*, US Energy Information Administration, Washington 2014.
- [4] *Bilans Zasobów Kopalin i Wód Podziemnych w Polsce wg stanu na 31 XII 2013*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2014.
- [5] *BP Statistical Review of World Energy*, British Petroleum, London 2014.
- [6] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Energy Road Map 2050, EU COM(2011) 885/2, European Committee, Brussels 2011.
- [7] *Drilling productivity report – April 2014*, Energy Information Administration, Washington 2014.
- [8] Dyrektywa UE 2008/50/WE w sprawie oceny i zarządzania jakością powietrza, z dnia 11 czerwca 2008 roku.
- [9] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, L 334/17, Bruksela 2010.
- [10] *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Analiza scenariuszowa*, CASE, Warszawa 2012.
- [11] *Energy study 2013, reserves, resources and availability of energy resources 2013*, Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR), Hanover 2013.
- [12] Gawlik I. et al., *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Katowice 2013.
- [13] *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, World Energy Outlook – Special Report on Unconventional Gas, IEA, Paris 2012.
- [14] *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2011, 2012*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2013.
- [15] *Instrumenty realizacji Alternatywnej Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2012.
- [16] Kaliski M., Krupa M., Sikora A., *Analiza istniejących prognoz rozwoju konsumpcji i podaży gazu ziemnego w Polsce w świetle dostępnych prognoz Unii Europejskiej*, AGH Drilling Oil Gas, vol. 29 no 1, AGH, Kraków 2012.
- [17] Kotas A. (red.), *Coal-bed methane potential of the Upper Silesian Coal Basin*, Poland, Prace Państwowego Instytutu Geologicznego, 142: 1–81, Warszawa 1994.
- [18] Kwarciański J., Hadro J., *Metan pokładów węgla na obszarze Górnśląskiego Zagłębia Węglowego*, PiG, „Przegląd Geologiczny”, vol. 56, nr 6, Warszawa 2008.
- [19] *Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007–2030*, EUROGAS, www.eurogas.org
- [20] *Macroeconomic effects of European shale gas production*. A report to the International Association of Oil and Gas Producers (OGP), PÖYRY Cambridge Econometrics, Nov. 2013.

- [21] *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko - podlasko - lubelski)*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2012.
- [22] *Outlook for New Coal-Fired Power Stations in Germany, The Netherlands and Spain*, PÖYRY Cambridge Econometrics, 2013.
- [23] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa 2009.
- [24] Popczyk J., *Energetyka rozproszona*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2011.
- [25] *Sektor gazowy a energetyka*, PWC&ING, Warszawa 2012.
- [26] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 roku, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2014.
- [27] *Statistical report 2013*, Eurogas, Brussels 2013.
- [28] Wang Z., Krupnick A., *Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? Resources for the future*, RFF DP 13-12, Washington 2013.
- [29] Wilczyński M., *Gaz łupkowy szansa czy zagrożenie*, „Realia i co Dalej...”, nr 3 (24), Warszawa 2011.
- [30] Wilczyński M., *Zmierzch węgla kamiennego w Polsce*, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2013.
- [31] *World Energy Outlook 2014*, International Energy Agency (Międzynarodowa Agencja Energetyczna) – streszczenie (Polish translation),
- [32] *World Shale Gas Resources; An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, EIA, Washington 2011.
- [33] Wójcicki A. et al., *Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski*, PIG-PIB, Warszawa 2014.
- [34] *Zielona Księga Europejska – strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, KOM (2006), Bruksela 2006.

Wykaz ważniejszych publikacji i opracowań przygotowanych przez Instytut na rzecz Ekorozwoju od 2010 r.

- *Drugie spotkanie na temat energetyki jądrowej (kraje skandynawskie)*. Warszawa 2010.
- *Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego* Warszawa 2010.
- *Kompleksowa ewaluacja programu ekokonwersji w Polsce*. Wspólnie z firmą Ernst & Young. Warszawa 2010.
- *Natura 2000. ABC dla turystyki*. Warszawa 2010.
- *Prognozy oddziaływania na środowisko projektu Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030*. Wspólnie z firmą WS Atkins. Warszawa 2010.
- *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej*. Wspólnie z Polskim Klubem Ekologicznym Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- *Komplet 11 broszur dotyczących: małej biogazowni rolniczej, domu pasywnego, energetyki rozproszonej, energii w gospodarstwie rolnym, energii w obiekcie turystycznym, energooszczędnego domu i mieszkania, inteligentnych systemów zarządzania użytkowaniem energii, samochodu elektrycznego, urządzeń konsumujących energię, zielonej energii i zrównoważonego miasta – zrównoważonej energii*. Warszawa 2011.
- *Młodzież a Natura 2000*. Warszawa 2011.
- *Turyści a Natura 2000 – raport z badania socjologicznego*. Warszawa 2011.
- *Barometr zrównoważonego rozwoju 2010-2011*. Warszawa 2012.
- *Instrumenty realizacji Alternatywnej polityki energetycznej Polski do roku 2030 (wybrane zagadnienia)*. Warszawa 2012.
- *Świadomość ekologiczna turystów*. Warszawa 2012.
- *Trzecie spotkanie na temat energetyki jądrowej: Francja, Niemcy, Japonia po Fukushima*. Warszawa 2012.
- *Raport o stanie przygotowań lokalnych do zmian klimatu. Raport otwarcia*. Warszawa 2012.
- *Węgiel brunatny – paliwo bez przyszłości*. Warszawa 2012.
- *Rozdroża polskiej energetyki. Poradnik dla parlamentarzystów*. Warszawa 2012.
- *O energetyce przyjaznej środowisku prawie wszystko. Mały leksykon dla dziennikarzy*. Wersja elektroniczna. Warszawa 2012.
- *Efektywność zużycia energii - między deklaracjami, stanem obecnym a przyszłością*. Warszawa 2012.
- *Analiza zagrożeń carbon leakage w kontekście możliwości wywołania go przez Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej*. Opracowanie na zlecenie Ministerstwa Gospodarki. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych. Warszawa 2012.
- *Niskoemisyjna Polska. Refleksje autorskie*. Warszawa 2012.
- *Polska 2050 – na węglowych rozstajach*. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Zeszyt nr 1 w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2012.
- *Między Północą a Południem*. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Zeszyt nr 2 w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2012.
- *Rola (eko) innowacji w niskoemisyjnej transformacji*. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Zeszyt nr 3 w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2012.
- *Raport nt. zmian w tworzeniu sieci Natura 2000 w Polsce w latach 2011–2012*. Warszawa 2012.
- *Ubóstwo energetyczne a efektywność energetyczna - analiza problemu i rekomendacje*. Warszawa 2013.
- *Komplet 5 broszur: Raport oceny śladu węglowego powiatu: poddębickiego, starogardzkiego, kwidzińskiego, miasta Jaworzno i Płock w latach 2005 i 2010*. Warszawa 2013.
- *Klimat dla innowacji, innowacja dla klimatu*. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Zeszyt nr 4 w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2013.
- *2050.pl. Podróż do niskoemisyjnej przyszłości*. Wspólnie z Instytutem Badań Strukturalnych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Raport końcowy w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2013.
- *Zmierch węgla kamiennego*. Warszawa 2013.
- *Biogazownia – przemysłowy wybór. Co powinny wiedzieć władze samorządowe?* Warszawa 2013.
- *Biogazownia – przemysłowy wybór. Co powinien wiedzieć każdy obywatel?* Warszawa 2013.
- *Włącz się. Narada obywatelska w praktyce*. Warszawa 2013.
- *W kierunku niskoemisyjnej transformacji rynku pracy*. Wspólnie z Warszawskim Instytutem Studiów Ekonomicznych i Europejską Fundacją Klimatyczną. Zeszyt nr 6, w ramach projektu „Niskoemisyjna Polska 2050”. Warszawa 2014.
- *Powiatowy poradnik klimatyczny*. Warszawa 2014.
- *Przez ekologię do wolności. Ruch ekologiczny a 25 lat przemian*. Wspólnie z Ministerstwem Środowiska. Warszawa 2014.
- *Ubóstwo energetyczne. Wyniki badania ankietowego oraz propozycje dotyczące pomocy osobom ubogim*. Wspólnie z Fundacją na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii. Katowice – Warszawa 2014.
- *Seria 7 broszur „Przyroda – Obywatele – Rozwój”*. Warszawa 2015 (*Podstawy prawne ochrony różnorodności biologicznej; Zarządzenie o ochronę różnorodności biologicznej; Wody a różnorodność biologiczną; Zrównoważony rozwój a ochrona różnorodności biologicznej; Różnorodność biologiczna a turystyka; Obywatele wobec ochrony różnorodności biologicznej*).
- *Komplet 5 broszur: Raport II oceny śladu węglowego powiatu: poddębickiego, starogardzkiego (także prognoza 2020 i 2030), kwidzińskiego, miasta Jaworzno i Płock w latach 2005, 2010 i 2013*. Warszawa 2015.
- *Pilotażowy program niskowęglowego rozwoju powiatu starogardzkiego*. Warszawa 2015.
- *Zeszyt Gminny czyli syntetyczny przewodnik po Pilotażowym programie niskowęglowego rozwoju powiatu starogardzkiego*. Warszawa 2015.
- *Zielone Kociewie 2030 czyli skrót Pilotażowego programu niskowęglowego rozwoju powiatu starogardzkiego*. Warszawa 2015.
- *Metodyka oceny poziomu emisji gazów cieplarnianych w wybranych powiatach dla lat 2005, 2010 i 2013 z podziałem na sektory*. Warszawa 2015.



Dr Michał Wilczyński
- geolog i ekolog

W latach 1990-95 pełnił funkcję Głównego Geologa kraju.

Był także pełnomocnikiem ministra Ministerstwie Środowiska, dyrektorem departamentu i wiceministrem odpowiedzialnym za gospodarkę zasobami naturalnymi i współpracę zagraniczną. Przygotowywał reformę polskiego przemysłu wydobywania węgla i restrukturyzację PGNiG oraz współtworzył prawny i organizacyjny system zarządzania zasobami naturalnymi. Był członkiem Zarządu Fundacji EkoFundusz odpowiedzialnym za przygotowanie i nadzór projektów inwestycyjnych w zakresie inwestycji dotyczących ochrony powietrza i klimatu, odnawialnych źródeł energii, gospodarki odpadami. Jako szef zespołu specjalistów opracowywał na zlecenie OECD, Banku Światowego i Rządu Polskiego programy inwestycyjne w sektorze ochrony środowiska dla Kirgistanu i Ukrainy.

Obecnie niezależny konsultant. Członek Komitetu Doradczego Centrum Zaawansowanych Technologii przy Polskich Sieciach Energetycznych SA.

Instytut na rzecz Ekorozwoju

ul. Nabelaka 15 lok. 1, 00-743 Warszawa
tel. 22 851-04-02, -03, -04, faks 22 851-04-00
e-mail: ine@ine-isd.org.pl, <http://www.ine-isd.org.pl>