

Bezpieczeństwo energetyczne  
państwa



# **BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE PAŃSTWA**

pod redakcją

Arkadiusza Czwołka

Piotra Siemiątkowskiego

Patryka Tomaszewskiego

TORUŃ 2018

Recenzja naukowa  
*prof. dr hab. Piotr Grochmalski*  
(Akademia Sztuki Wojennej)

Redaktor techniczny  
*Dawid Iwanowski*

Projekt okładki  
*Łukasz Aleksandrowicz*

© Copyright by Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa  
© Copyright by autorzy



Publikacja ukazała się dzięki wsparciu partnera strategicznego,  
jakim jest Grupa Energa S.A.

ISBN 987-83-7285-860-3

Wydawca:



Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa  
ul. Czerwona Droga 8, 87-100 Toruń,  
tel: (56) 6223807, 6222898, fax: (56) 6223123,  
wydawnictwo@tnoik.torun.pl

## Spis treści

WSTĘP .....	7
PIOTR SIEMIĄTKOWSKI	
Bezpieczeństwo energetyczne jako obszar bezpieczeństwa ekonomicznego państwa .....	9
ARKADIUSZ CZWOŁEK	
Sektor gazowy w Polsce. Stan i perspektywy .....	27
KRZYSZTOF HABELOK, MARIUSZ STĘPIEŃ	
Optymalizacja zużycia energii elektrycznej na przykładzie budynków użyteczności publicznej – studium przypadku .....	79
LUIZA WYRĘBKOWSKA	
Bezpieczeństwo energetyczne na rynku przesyłu i magazynowania ropy naftowej oraz paliw płynnych .....	95
PATRYK TOMASZEWSKI	
Bezpieczeństwo energetyczne współczesnej Polski w koncepcjach politycznych środowisk politycznych .....	109
WITOLD OSTAN	
Polityka energetyczna rządu RFN i jej możliwe implikacje dla polskiego sektora energetycznego .....	129
SPIS AUTORÓW .....	157



## Wstęp

Patrząc z perspektywy przedmiotu badań – bezpieczeństwo energetyczne mieści się w obszarze zainteresowania przede wszystkim bezpieczeństwa ekonomicznego państwa, nie mniej jego problematyka jest tak szeroka, że dotyka takich obszarów jak: ochrona środowiska, polityka międzynarodowa i geopolityka. Ponadto odnosi się do istotnych technicznych zagadnień związanych chociażby z przesyłem, gromadzeniem i przechowywaniem źródeł energii. Interesujące są także zagadnienia związane z energooszczędnością.

W niniejszej publikacji redaktorze zebrali artykuły dotyczące różnych problemów bezpieczeństwa energetycznego: od spraw zwianych z politycznymi uwarunkowaniami bezpieczeństwa, po teksty dotyczące bezpieczeństwa gazowego i przechowywaniu surowców.

Publikacja powstała z potrzeby uporządkowania i usystematyzowania niektórych wątków poruszanych na sesji pt.: „Bezpieczeństwo energetyczne państwa”, która odbyła się 20 kwietnia 2018 roku, brali w niej udział zarówno naukowcy z kilku ośrodków akademickich (przede wszystkim od strony organizatora, a więc Wydziału Politologii i Studiów Międzynarodowych UMK) oraz eksperci z Ministerstwa Energii, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu.

Książka nie powstałaby gdyby nie zaangażowanie wielu osób: przede wszystkim Pana Posła na Sejm Jana Krzysztofa Ardanowskiego oraz Zarządu Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Toruniu.

*Redaktorzy*



PIOTR SIEMIĄTKOWSKI  
Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

## **Bezpieczeństwo energetyczne jako obszar bezpieczeństwa ekonomicznego państwa**

Jednym z najpopularniejszych kryteriów klasyfikacji bezpieczeństwa ekonomicznego państwa jest kryterium przedmiotowe. Analiza zagrożeń dla bezpieczeństwa w tym ujęciu prowadzi do wyodrębnienia kilku obszarów bezpieczeństwa ekonomicznego, takich jak bezpieczeństwo:

- a) finansowe,
- b) surowcowo-energetyczne,
- c) żywnościowe (łącznie z dostępem do wody pitnej),
- d) technologiczne.

„Trzy pierwsze rodzaje (obszary) bezpieczeństwa ekonomicznego mają charakter pierwotny. Dwa ostatnie mają natomiast znamiona wtórne”<sup>1</sup>. Są one ze sobą ściśle powiązane i bezwzględnie od siebie uzależnione. Brak odpowiedniego poziomu zabezpieczenia w którymkolwiek z nich powoduje zagrożenie dla całego systemu bezpieczeństwa państwa. Mówiąc zatem o bezpieczeństwie państwa należy mieć na myśli odpowiedni jego poziom we wszystkich wyszczególnionych wyżej obszarach.

Poszczególne zagrożenia wpisane w wyszczególnione wyżej podzbiory dodatkowo wykazują tendencję do wzajemnej interferencji. Zjawisko znane z przyrody polega w tym wypadku na powstaniu nowego, silniejszego (wzmocnionego) rozkładu (zgodnej z cyklem gospodarczym) amplitudy zagrożeń, w wyniku nakładania się dwóch lub więcej niebezpieczeństw. Warunkiem

---

<sup>1</sup> E. Nowak i M. Nowak, *Zarys teorii bezpieczeństwa narodowego*, Warszawa 2015, s. 91.

trwałej interferencji zagrożeń jest ich korelacja. O taką w tym przypadku nie trudno. Gospodarka to bowiem gęsta sieć powiązań i relacji pomiędzy różnymi podmiotami, instytucjami i procesami. Zazwyczaj jednostkowa zmiana jednych wielkości, dzięki mnożnikom, powoduje wielokrotnie większe zmiany innych parametrów ekonomicznych. Dla przykładu brak równowagi budżetowej, rosnący deficyt czy dług publiczny może powodować niedobór środków na inwestycje infrastrukturalne, czy technologiczne w energetyce, co z kolei prowadzi np. do wzrostu nieregularności dostaw energii w przemyśle.

## 1. Ogólna charakterystyka bezpieczeństwa ekonomicznego państwa

Bezpieczeństwo ekonomiczne jest pojęciem eksploatowanym w literaturze przedmiotu już od dłuższego czasu. Wyłoniło się ono niejako samoistnie z obszaru bezpieczeństwa państwa wraz z zacieśnianiem się wzajemnych powiązań między gospodarkami i zmniejszeniem zagrożeń, jakie niosą za sobą konflikty zbrojne. Jego znaczenie na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci ulegało jednak modyfikacjom, które towarzyszyły historycznym zmianom w międzynarodowych stosunkach politycznych i gospodarczych. Pomimo znaczącego dorobku w tym zakresie do dnia dzisiejszego nie ma zgodności co do jednolitego definiowania bezpieczeństwa ekonomicznego państwa<sup>2</sup>. Mnogość kryteriów, które należy brać pod uwagę konstruując definicję powyższego pojęcia jest na tyle duża, że uwzględnienie wszystkich jego aspektów jest niezwykle trudne, jeśli nie niemożliwe. Niezaprzeczalnym wydaje się fakt, że zagadnienie bezpieczeństwa ekonomicznego jest problemem interdyscyplinarnym.

W praktyce każde państwo wypracowuje własny model bezpieczeństwa ekonomicznego. Opiera go na pewnych uniwersalnych filarach, jednak szczegółowe rozwiązania zazwyczaj różnią się od siebie. Tym samym jednoznaczne przyporządkowanie konkretnego rozwiązania do jednego z modeli teoretycznych jest trudne. Należy podkreślić, że współczesne realia ekonomiczne i najnowsza historia gospodarcza wskazują wyraźnie, że bezpieczeństwo ekonomiczne państwa w głównej mierze uzależnione jest od procesów gospodarczych przebiegających w jego zewnętrznym otoczeniu międzynarodowym. Chodzi tu zarówno o relacje z gospodarkami sąsiednich państw i z całą gospodarką światową, jak i o odporność na czynniki pochodzące z otoczenia ze-

---

<sup>2</sup> P. Siemiątkowski, *Uzależnienie finansowe jako zagrożenie bezpieczeństwa ekonomicznego państwa*, Toruń 2015.

wnętrznego, które negatywnie wpływają na funkcjonowanie gospodarki narodowej<sup>3</sup>. Akcentuje się zatem konieczność współpracy ekonomicznej, szczególnie na gruncie porozumień integracyjnych, zmierzającej do zapewnienia lub poprawy wysokiej pozycji konkurencyjnej kooperujących ze sobą stron względem podmiotów zewnętrznych.

Definiując bezpieczeństwo ekonomiczne zaakcentować należy jeszcze jedną istotną kwestię. W praktyce, niezależnie od ekonomicznej ideologii rządzących, nie ma gospodarki bez polityki. Nieunikniony jest więc mniejszy lub większy zakres ingerencji państwa w gospodarkę. Bezpieczeństwo ekonomiczne jest zatem pochodną stanu ustroju politycznego i gospodarczego, bowiem sposób uregulowania przez polityków zasad funkcjonowania podmiotów gospodarczych oraz wzajemnych relacji pomiędzy nimi a instytucjami państwowymi, jak również zasad relacji międzynarodowych, wpływa na poziom bezpieczeństwa ekonomicznego państwa.

Bezpieczeństwo ekonomiczne oznacza zatem taki stan ustroju politycznego i będącego jego następstwem, systemu gospodarczego, które zapewniają swobodę prowadzenia działalności podmiotom gospodarczym, stabilizację warunków makroekonomicznych prowadzenia tej działalności, względnie niskie obciążenia biurokratyczne i podatkowe, na tyle uregulowane stosunki międzynarodowej wymiany, aby zapewnić porównywalne warunki konkurencji oraz udział w międzynarodowych sojuszach zwiększających względną odporność na negatywne oddziaływanie otoczenia zewnętrznego<sup>4</sup>.

## 2. Bezpieczeństwo ekonomiczne państwa w dobie globalizacji

Tradycyjne ujęcie bezpieczeństwa państwa eksponowało zagrożenia zewnętrzne, które mogły przyczynić się do destabilizacji funkcjonującego systemu. Zagrożenia te mogły mieć różne źródła, jednak podstawowe miały charakter militarny. Bezpieczeństwo ekonomiczne w systemie bezpieczeństwa państwa miało marginalny charakter, ograniczało się bowiem do eliminowania zagrożeń wewnętrznych, ukierunkowanych na zakłócanie poprawnego funkcyjono-

---

<sup>3</sup> P. Soroka, *Bezpieczeństwo ekonomiczne w warunkach globalnego kryzysu finansowo-gospodarczego*, [w:] *Bezpieczeństwo ekonomiczne w perspektywie politologicznej – wybrane problemy*, red. K. Książkowski i K. Pronińska, Warszawa 2012, s. 16.

<sup>4</sup> P. Siemiątkowski, *External financial security of the European Union member states outside the Eurozone*, „Journal of International Studies”, 2017, t. 1, nr 10, s. 84–95.

wania wewnętrznego systemu gospodarczego, którego głównym zadaniem w obszarze bezpieczeństwa było zabezpieczenie zaopatrzenia dla tradycyjnych instytucji systemu bezpieczeństwa państwa.

Z biegiem czasu rola bezpieczeństwa ekonomicznego zaczęła ewoluować. Stało się ono (obok bezpieczeństwa militarnego i politycznego) równoprawnym filarem systemu bezpieczeństwa państwa. Dostrzeżono znaczenie siły gospodarki, jako kluczowego elementu, zapewniającego możliwości finansowania pozostałych składowych systemu bezpieczeństwa państwa.

Potęga polityczna, siła ekonomiczna oraz siła militarna są obecnie ściśle ze sobą powiązane. Zasadniczo nie może być mowy o potędze politycznej zgodnej z zasadami demokracji bez silnej gospodarki<sup>5</sup>. Jednocześnie budowanie siły ekonomicznej wymaga określonej (mniejszej lub większej) interwencji państwa w celu zapewnienia stabilności wzrostu gospodarczego<sup>6</sup>. Podobnie siła militarna nie może istnieć bez solidnych fundamentów ekonomicznych, pozwalających nabywać najnowszy sprzęt wojskowy, prowadzić zaawansowane badania nad nowoczesnymi technologiami, inwestować w szkolenie armii czy finansować działania wojenne. „Nigdy wcześniej siła ekonomiczna i siła militarna nie były złączone bardziej niż obecnie”<sup>7</sup>.

Tradycyjne podejście do analizy bezpieczeństwa ekonomicznego nie uwypukla zagrożeń dla państw i społeczeństw, wywoływanych przez globalizację gospodarki światowej, w szczególności przez deregulację rynków finansowych. Przez rynki finansowe przepływa obecnie więcej pieniędzy w ciągu tygodnia, niż wynosi roczna wartość światowego eksportu. Rzadkość dóbr została zastąpiona rzadkością pieniądza, a siła ekonomiczna wielu korporacji transnarodowych (szczególnie finansowych) przewyższa potencjały poszczególnych gospodarek narodowych. Nowoczesna koncepcja bezpieczeństwa ekonomicznego powinna zatem szczególnie uwzględniać zagrożenia generowane przez tzw. globalny kapitalizm<sup>8</sup>.

Postęp globalizacji w ostatnich dwóch dekadach spowodował dalszą ewolucję współzależności między poszczególnymi obszarami bezpieczeństwa państwa i sprawił, że należy zmodyfikować ich hierarchię. Nie bez przyczyny

<sup>5</sup> J. Gołębiwski, *Anatomia bezpieczeństwa*, Warszawa 2015, s. 167.

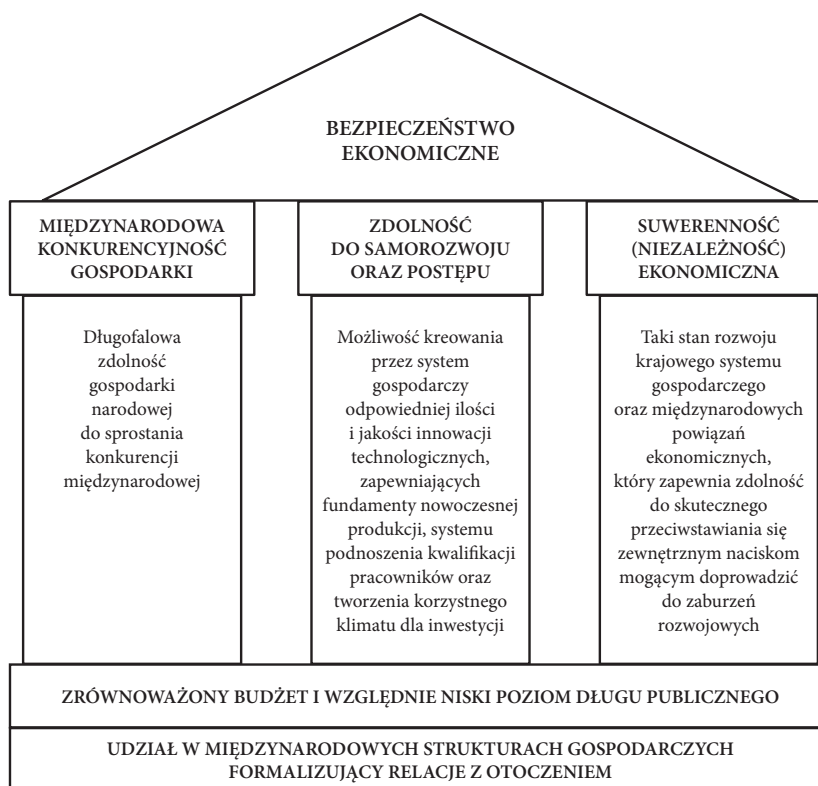
<sup>6</sup> B. Fiedor, *Błędy rynku a błędy państwa – regulacja rynkowa versus regulacja publiczna*, „*Ekonomista*”, 2013, nr 2, s. 186–200.

<sup>7</sup> R. Stoicescu, *Conceptul de securitate*, [w:] *Politica de securitate națională. Concepte, instituții, procese*, Editura Polirom, red. L. Ghica i M. Zulean, Iasi 2007, s. 83.

<sup>8</sup> S. Sulowski, red., *Problemy bezpieczeństwa wewnętrznego w wybranych państwach*, Warszawa 2013, s. 34.

mówi się coraz częściej, że pieniądź rządzi światem. We współczesnej zglobalizowanej gospodarce dysproporcje pomiędzy strumieniami pieniędzy a strumieniami przepływu towarów są ogromne, a dominacja tych pierwszych bezsporna. Różnorodne powiązania międzynarodowe powodują, że bieżąca sytuacja jednego podmiotu jest ściśle uzależniona od postępowania oraz sytuacji innych uczestników rynku. Kluczowe znaczenie dla utrzymania bezpieczeństwa państwa ma dzisiaj zatem zapewnienie bezpieczeństwa ekonomicznego. Jest to o tyle istotne, że w obliczu rosnących nadwyżek prywatnego kapitału można przypuszczać, że rozbieżność celów sektora prywatnego i publicznego będzie się pogłębiać.

Rys. 1. Fundamenty i filary bezpieczeństwa ekonomicznego państwa w dobie globalizacji



Źródło: P. Siemiątkowski, *Uzależnienie...*, op. cit., 37.

Elementarne poczucie bezpieczeństwa ekonomicznego współczesnego państwa, będącego uczestnikiem globalnego rynku, zapewnia sformalizowanie udziału w międzynarodowych strukturach gospodarczych, takich jak np.: Międzynarodowy Fundusz Walutowy (MFW), Światowa Organizacja Handlu (WTO), Organizacja Współpracy Ekonomicznej i Rozwoju (OECD) czy choćby Unia Europejska (UE). Respektowanie zasad stanowionych przez te organizacje tworzy fundamenty polityki gospodarczej i ramy bezpieczeństwa ekonomicznego państwa. Zważywszy na fakt, że wszystkie państwa pozostają obecnie pod silnym wpływem uwarunkowań międzynarodowych, przyjęcie wspólnych zasad funkcjonowania w przestrzeni globalnej jest podstawą zdrowej konkurencji<sup>9</sup>.

Modyfikacji ulega także hierarchia w postrzeganiu bezpieczeństwa ekonomicznego. Jak już wspomniano wyżej, bezpieczeństwo ekonomiczne państwa zależy od wielu uwarunkowań, jednak kluczowym czynnikiem wydają się kwestie finansowe. Jako że bezpieczeństwo ekonomiczne jest jednym z filarów bezpieczeństwa państwa, jego fundamentem (rys. 1) powinien być również zrównoważony budżet oraz względnie niski poziom długu publicznego. Są to podstawowe cele polityki budżetowej państwa<sup>10</sup>, które mają zasadnicze znaczenie w osiągnięciu równowagi systemu ekonomicznego. Powyższe kwestie są szczególnie istotne w okresie, kiedy światowy kryzys finansowy z 2008 r. sprawił, że wiele państw znalazło się na skraju niewypłacalności.

Filarami bezpieczeństwa ekonomicznego w dobie globalizacji, opartymi na fundamentach ścisłej integracji międzynarodowej i znajdującego się pod kontrolą zadłużenia, powinny być: wysoki poziom międzynarodowej konkurencyjności państwa, zdolność do samorozwoju i postępu oraz niezależność (suwerenność) gospodarcza (zob. rys. 1).

Międzynarodowa konkurencyjność oznacza zwykle długofalową zdolność gospodarki narodowej do sprostania konkurencji międzynarodowej<sup>11</sup>. Konkurencyjność odgrywa kluczową rolę w osiągnięciu wysokiego tempa wzrostu gospodarczego, a zarazem w zachowywaniu zdolności do długookresowego rozwoju. Istotna jest także ze względu na udział krajowych podmiotów go-

---

<sup>9</sup> P. Siemiątkowski, *Uzależnienie finansowe jako zagrożenie bezpieczeństwa ekonomicznego państwa...*, op. cit.

<sup>10</sup> L. Patrzalek, *Polityka budżetowa*, [w:] *Polityka gospodarcza*, red. B. Winiarski, Warszawa 2008, s. 380–381.

<sup>11</sup> S. Bukowski, *Unia Europejska: w poszukiwaniu nowej strategii rozwoju*, [w:] *Teoria i praktyka ekonomii a konkurencyjność gospodarowania*, red. E. Frejtag-Mika, Warszawa 2006, s. 52.

spodarczych w rynku globalnym. Międzynarodowa zdolność konkurencyjna oznacza, że gospodarka „dostosowuje swoje cele społeczno-ekonomiczne oraz mechanizm funkcjonowania nie tylko do wewnętrznych warunków, ale również do uwarunkowań międzynarodowych, [...] jest zdolna podjąć skuteczne działania, które nie tylko w sposób twórczy wykorzystują zmiany zachodzące w strukturze gospodarki światowej dla pobudzenia własnego rozwoju, ale także będą oddziaływać na zmiany warunków konkurencji w sposób zapewniający zwiększenie korzyści z udziału w międzynarodowym podziale pracy”<sup>12</sup>.

Zdolność gospodarki do samorozwoju i postępu technologicznego oznacza możliwość kreowania przez system gospodarczy odpowiedniej ilości i jakości innowacji technologicznych, zapewniających fundamenty nowoczesnej produkcji. Ścieżką prowadzącą do powyższego celu jest inwestowanie w kapitał ludzki, wykształcenie odpowiedniej jakości zespołów specjalistów, którzy będą zdolni nie tylko do opracowania wynalazków, ale także do ich upowszechnienia na skalę globalną. Szansę na osiągnięcie tego celu daje wielokierunkowy transfer wiedzy, m.in. poprzez udział w międzynarodowych konsorcjach badawczych. Produkcja nowoczesnych, wysoko przetworzonych dóbr oraz oferowanie innowacyjnych usług stało się we współczesnych gospodarkach podstawową determinantą sukcesu przedsiębiorstw, a nawet ich przetrwania na wymagającym, globalnym rynku. Dynamiczny rozwój przedsiębiorstw dzięki polityce innowacyjności przekłada się następnie na pozycję konkurencyjną całej gospodarki<sup>13</sup>. Aby zachęcić firmy do inwestowania w działalność innowacyjną, należy zadbać o stworzenie korzystnego klimatu dla inwestycji i innowacji. Niektóre państwa stosują szeroko rozbudowane zachęty, dodatkowo motywując firmy do opracowywania innowacji.

Suwerenność ekonomiczna, jako filar nowoczesnej koncepcji bezpieczeństwa ekonomicznego, powinna więc uwzględniać międzynarodowe, integracyjne powiązania gospodarcze, będące wynikiem instytucjonalizacji procesów integracji<sup>14</sup>. W warunkach globalizacji suwerenność ekonomiczna, rozumiana jako zdolność państwa do przeciwstawiania się zewnętrznej ingerencji w kwestie gospodarcze, jest wręcz zdeterminowana uczestnictwem w silnych strukturach integracyjnych, a co za tym idzie – dobrowolnym zrzeczeniem się

---

<sup>12</sup> J. Bossak, *Społeczno-ekonomiczne uwarunkowania międzynarodowej zdolności konkurencyjnej gospodarki Japonii*, „Monografi i Opracowania SGPiS”, 1984, nr 133, s. 42.

<sup>13</sup> J. Prystrom, *Narodowy system innowacji jako czynnik rozwoju gospodarczego na przykładzie Szwecji*, „Ekonomista”, 2012, nr 4, s. 499.

<sup>14</sup> T. Aleksandrowicz, *Bezpieczeństwo w Unii Europejskiej*, Warszawa 2011, s. 18–19.

części suwerennych kompetencji w zakresie polityki gospodarczej i przekazaniem ich na szczebel ponadnarodowy.

Podstawą trzeciego filaru bezpieczeństwa ekonomicznego, suwerenności ekonomicznej, uwzględniającej (wymuszone globalizacją) dobrowolne przeniesienie części suwerennych kompetencji na szczebel międzynarodowy, jest rozwój gospodarczy. Postępujące w gospodarce zmiany ilościowe, dotyczące wzrostu produkcji, zatrudnienia, inwestycji, rozmiarów kapitału, dochodów, konsumpcji i innych wielkości ekonomicznych, charakteryzujących gospodarkę od strony ilościowej (wzrost gospodarczy), jak również towarzyszące im zmiany o charakterze jakościowym (zmiany organizacji społeczeństwa) są gwarantem zdolności do przeciwstawiania się ingerencji zewnętrznej w kwestie gospodarcze, gwarantem suwerenności ekonomicznej<sup>15</sup>.

Wysoki poziom rozwoju gospodarczego oraz odpowiednia siła ekonomiczna gospodarki, pozwalająca wywierać wpływ na funkcjonowanie innych uczestników „globalnej wioski”, w dużej mierze uprawdopodobniają osiągnięcie i utrzymanie w dłuższym okresie suwerenności ekonomicznej. Nie oznacza to stuprocentowego sukcesu w omawianym zakresie. W dobie globalizacji wysoki stopień skomplikowania stosunków międzynarodowych sprawia, że ryzyko związane z funkcjonowaniem na globalnym rynku jest na tyle duże, że żaden z założonych przez państwowe władze celów ekonomicznych nie jest dzisiaj pewny<sup>16</sup>.

Specyfika globalizacji powoduje, że głównymi graczami na globalnym rynku nie są państwa. Stanowią one jedynie tło funkcjonowania znacznie potężniejszej siły ekonomicznej, będącej niejako „zbrojnym ramieniem” każdej gospodarki. Mowa o korporacjach transnarodowych. Podmioty te odgrywają dzisiaj kluczową rolę w utrzymaniu suwerenności gospodarczej państwa. Dzięki pozostającym w ich dyspozycji potężnym zasobom (przewyższającym często możliwości budżetów poszczególnych państw) korporacje transnarodowe naruszają niezależność ekonomiczną swoich państw oraz innych gospodarek<sup>17</sup>.

Ogromne, transgraniczne transfery kapitału w skali światowej świadczą o tym, że ekspansja korporacji międzynarodowych jest dzisiaj powszechna. Jeśli przemysł czy sektor finansowy są kontrolowane przez podmioty zagraniczne, autonomiczność integralności ekonomicznej jest kwestią sporną. Cho-

<sup>15</sup> J. Siedlecki, *Równowaga a wzrost gospodarczy*, Warszawa–Wrocław 2000, s. 81.

<sup>16</sup> P. Siemiątkowski, *Uzależnienie finansowe jako zagrożenie bezpieczeństwa ekonomicznego państwa...*, op. cit.

<sup>17</sup> J.E. Stiglitz, *Globalizacja*, Warszawa 2005, s. 74–77.

ciaż strategiczne cele państw rozwijających się są zgodne z istotnymi interesami ekonomicznymi państw rozwiniętych, w tym ich korporacji transnarodowych, otwieranie gospodarek na rynek międzynarodowy powoduje, że suwerenność ekonomiczna słabszych podmiotów jest coraz bardziej naruszana, często pod pozorem pomocy gospodarczej<sup>18</sup>. Globalizacja oraz międzynarodowy porządek ekonomiczny, generując niebezpieczeństwa ekonomiczne na poziomie państw, przyczyniają się do destabilizacji narodowego poziomu bezpieczeństwa, szczególnie państw słabiej rozwiniętych<sup>19</sup>.

### 3. Istota bezpieczeństwa energetycznego państwa

Wszystkie przedstawione powyżej uwagi, dotyczące sposobu postrzegania bezpieczeństwa ekonomicznego państwa wprost odnoszą się również do bezpieczeństwa energetycznego. Nie tylko dlatego, że jest ono immanentną częścią bezpieczeństwa ekonomicznego ale także dlatego, że wszystkie filary bezpieczeństwa ekonomicznego państwa są również filarami jego bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne jest kluczowe z punktu widzenia podtrzymania filarów bezpieczeństwa ekonomicznego, tzn. międzynarodowej konkurencyjności, zdolności do samorozwoju i postępu oraz suwerenności ekonomicznej. Rozwinięcie tych zagadnień należy poprzedzić jednak kilkoma refleksjami natury ogólnej.

„Problematyka bezpieczeństwa energetycznego, którego pole badawcze stopniowo ulega rozszerzeniu, jest analizowana z jednej strony przez specjalistów z dziedziny energetyki lub infrastruktury o wykształceniu politechnicznym oraz geologów badających zasoby kopalnych nośników energii, z drugiej zaś – ze względu na aspekty geopolityczne i strategiczne – przez politologów, a zwłaszcza specjalistów z dziedziny stosunków międzynarodowych. Na jego temat coraz częściej wypowiadają się także ekonomiści, mający na względzie wpływ wykorzystania nośników energii i polityki energetycznej na gospodarkę i jej kondycję, a także ekolodzy występujący przeciwko wykorzystaniu tradycyjnych kopalnych nośników energii, popierający upowszechnienie energii odnawialnych, nie zanieczyszczających środowisko naturalne.

<sup>18</sup> J.E. Stiglitz, *Wizja sprawiedliwej globalizacji. Propozycje usprawnień*, Warszawa 2007, s. 259–260.

<sup>19</sup> N. Ahmed, *The Globalization of Insecurity: How the International Economic Order Undermines Human and National Security on a World Scale*, „Historia Actual Online”, 2004, nr 5, s. 124.

Mnogość opracowań na temat bezpieczeństwa energetycznego, reprezentujących różne podejścia naukowe, uwzględnianie w jego analizach różnych aspektów: politycznych, ekonomicznych, technicznych, geopolitycznych i ekologicznych powoduje, że trudno mówić o jednolitej i spójnej siatce terminologicznej i pojęciowej odzwierciedlającej tę dziedzinę rzeczywistości. Niejednokrotnie rodzi to rozbieżności na temat pojęć i definicji<sup>20</sup>.

Niniejsze opracowanie nie pretenduje do uporządkowania opisywanego obszaru badawczego od strony metodologicznej. Dlatego też nie dokonuje się w nim analizy całego zestawu różnorodnych definicji bezpieczeństwa energetycznego, przyjmując za Ustawę – Prawo energetyczne, że „bezpieczeństwo energetyczne jest to stan gospodarki, umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”<sup>21</sup>. Ta prosta, ale zarazem bardzo treściwa definicja posłuży w dalszej analizie znaczenia bezpieczeństwa energetycznego w bezpieczeństwie ekonomicznym państwa ogółem.

Biorąc pod uwagę powyższą definicję należy stwierdzić, że na bezpieczeństwo energetyczne państwa wpływa wiele najróżniejszych czynników, przy czym wobec ewentualnego braku własnych zasobów energetycznych główną rolę odgrywają tutaj kwestie polityczne i ekonomiczne. „Do najistotniejszych elementów oddziałujących na bezpieczeństwo energetyczne należy zaliczyć:

- wielkość zasobów nośników energetycznych znajdujących się na terenie danego kraju,
- stopień zróżnicowania źródeł zaopatrzenia,
- pochodzenie źródeł zaopatrzenia (krajowe, zagraniczne),
- ilość zmagazynowanych rezerw,
- poziom rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- forma własności przedsiębiorstw sektora energetycznego i systemu zaopatrzenia,
- stan systemu zaopatrzenia (moc przesyłowa, stan techniczny, niezawodność),
- poziom rozwoju środków transportu i infrastruktury,
- jakość nadzoru państwa i wdrażania w życie decyzji rozwojowych i inwestycyjnych,

<sup>20</sup> P. Soroka, *Bezpieczeństwo energetyczne: między teorią a praktyką*, Warszawa 2015, s. 23.

<sup>21</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 2007 r. – Prawo energetyczne, Dz.U. nr 54, poz. 348, z późn. zm.

- możliwość finansowania nowych technologii,
- stabilność sytuacji wewnętrznej,
- stabilność sytuacji międzynarodowej”<sup>22</sup>.

Jak widać powyżej gama determinant poziomu bezpieczeństwa energetycznego jest niezwykle szeroka. Biorąc dodatkowo pod uwagę, że wymieniono jedynie najważniejsze elementy systemu bezpieczeństwa należy sobie uświadomić złożoność omawianej tematyki.

Jak już wcześniej wspomniano niezwykle istotny w badaniu poziomu bezpieczeństwa energetycznego jest jego aspekt ekonomiczny, który „dotyczy kosztów pozyskania i ceny źródeł energii. Jest to istotne z uwagi na wzrost konkurencyjności na międzynarodowych rynkach surowców energetycznych i z powodu cenotwórczego charakteru tych surowców, których cena bezpośrednio wpływa na cenę wielu produktów, do wytworzenia których niezbędna jest energia; w istocie dotyczy to większości artykułów przemysłowych. Także realizacja części usług (np. transportowych, telekomunikacyjnych) pociąga za sobą znaczne zużycie energii. To właśnie powoduje, że ceny energii decydują o konkurencyjności danej gospodarki i poziomie życia konsumentów”<sup>23</sup>.

Łącząc powyższe z modelem bezpieczeństwa ekonomicznego przedstawionym na rys. 1 warto zauważyć, kluczowe wręcz znaczenie ekonomicznego aspektu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Koszty pozyskania oraz ceny surowców energetycznych wpływają bowiem na wszystkie filary i fundamenty bezpieczeństwa ekonomicznego.

Zacznijmy od fundamentów. Po pierwsze udział w międzynarodowych strukturach gospodarczych formalizujących relacje z otoczeniem. Odpowiednie umocowanie państwa w tego typu strukturach może mieć istotny wpływ na koszty pozyskania surowców a tym samym na ich ceny dla końcowego odbiorcy. Przykładowo wspólna polityka energetyczna Unii Europejskiej, właściwie prowadzona, uwzględniająca interesy członków wspólnoty, z pewnością przełożyłaby się na większe bezpieczeństwo energetyczne w postaci zarówno większej pewności dostaw, ale także niższych cen zakupu surowców. Co więcej, wspólna strategia pozwala również wywierać presję na podmioty zewnętrzne (producentów surowców, państwa itp.), stanowiąc tym samym ważny element polityki zagranicznej.

<sup>22</sup> W. Bojarski, *Bezpieczeństwo energetyczne*, „Czasopismo Wokół Energetyki”, 2004, t. 7, nr 3.

<sup>23</sup> P. Soroka, *Bezpieczeństwo ekonomiczne w warunkach globalnego kryzysu finansowo-gospodarczego*, op. cit., s. 31.

Bezpieczeństwo energetyczne wpisuje się również w drugi, istotny poziom fundamentu bezpieczeństwa ekonomicznego, tzn. zrównoważony budżet i niski poziom długu publicznego. Niskie koszty pozyskania surowców, przekładające się na ceny dla finalnego odbiorcy dają podstawę do optymizmu w zakresie wzrostu gospodarczego. To zaś wprost przekłada się na przychody do budżetu państwa, stanowiąc istotny czynnik równoważenia budżetu. Oczywiście nie jest to gwarancja pozytywnej sytuacji w zakresie budżetu czy wysokości długu publicznego, jednak brak bezpieczeństwa energetycznego (w sensie ekonomicznym) z pewnością może przyczynić się do gwałtownego pogorszenia się sytuacji budżetowej.

Bezpieczeństwo energetyczne odgrywa kluczową rolę w trzech podstawowych filarach bezpieczeństwa ekonomicznego (zob. rys. 1). Pierwszy z nich, międzynarodowa konkurencyjność gospodarki, wprost uzależniony jest od niskich kosztów pozyskania surowców, w tym energetycznych oraz cen dla finalnego odbiorcy. W rachunkach ekonomicznych jednostek gospodarczych koszty surowców stanowią niejednokrotnie gross kosztów produkcji. W szczególności problem ten dotyczy przedsiębiorstw przemysłowych, gdzie przeważnie mamy do czynienia z bardzo dużą energochłonnością. Sprostanie międzynarodowej konkurencji nie jest możliwe bez niezakłóconych dostaw surowców energetycznych. W zasadzie problem dotyczy wszystkich podmiotów gospodarczych, również poza przemysłem. Ciągłość dostaw surowców energetycznych, oraz ich względnie niskie ceny mają kluczowe znaczenie z punktu widzenia innowacyjnych projektów technologicznych. To wszystko przekłada się na możliwości sprostania międzynarodowej konkurencji, a także na wysokie tempo rozwoju gospodarczego państwa.

Równie istotne znaczenie jak w przypadku dwóch pozostałych filarów odgrywa bezpieczeństwo energetyczne w zakresie suwerenności ekonomicznej. Jak już wspomniano wyżej współcześnie rozumiana suwerenność ekonomiczna powinna uwzględniać międzynarodowe integracyjne powiązania gospodarcze. To z kolei pozwala w większym stopniu przeciwstawiać się zewnętrznej ingerencji w kwestie gospodarcze. Nie inaczej jest w przypadku bezpieczeństwa energetycznego. We współczesnym zglobalizowanym świecie zapewne suwerenności energetycznej we własnym zakresie danej jest nielicznym podmiotom państwowym. Większość, nie posiadająca wystarczających zasobów surowców zmuszona jest je importować. Samodzielne uzyskanie odpowiednich warunków dostaw, cen, terminów, gwarancji ciągłości jest niezwykle trudne. Zwłaszcza dla podmiotów państwowych nie dysponujących wyjąt-

kowymi możliwościami nacisku, czy przewagami przy stole negocyjacyjnym. Znacznie łatwiej jest uzyskać powyższe w ramach międzynarodowych porozumień integracyjnych.

#### 4. Istota i obszary uzależnienia ekonomicznego

Jak już wyżej wspomniano suwerenność ekonomiczna w dobie globalizacji oznacza zdolność kraju do uodpornienia się na zewnętrzne ingerencje w kwestie gospodarcze i zdeterminowana jest współcześnie uczestnictwem kraju w silnych strukturach integracyjnych. Bywają jednak sytuacje, w których dopuszcza się ingerencję otoczenia w wewnętrzne kwestie gospodarcze. Dobrymi przykładami takich sytuacji są chociażby polska transformacja systemowa czy problem bardziej współczesny – niewypłacalność Grecji<sup>24</sup>. „To przyrodzone prawo wszystkich narodów do pełnego i swobodnego posiadania i użytkowania ich bogactw i zasobów naturalnych, a także prawo do samodzielnego decydowania o nich oraz możliwości niezależnego wyboru najkorzystniejszych powiązań ekonomicznych z zagranicą oraz utrzymania równowagi między importem a produkcją. Oznacza to, że w interesie każdego państwa, w stosunkach z innymi państwami, leży nieodrzuć koniecznych współzależności, co byłoby nie tylko szkodliwym, ale również niewykonalnym anachronizmem, lecz unikanie jednostronnych, nierównoprawnych zależności od innych państw – w tych wszystkich przypadkach, które by ograniczały suwerenność ponad niezbędne, racjonalne i dobrowolnie przyjęte przez państwo minimum lub też w tych wszystkich skrajnych przypadkach, które prowadziłyby do jej utraty w sensie ekonomicznym”<sup>25</sup>. Jednakże dobrowolne zrzeczenie się części kompetencji suwerennych w zakresie polityki gospodarczej i przekazanie ich na szczebel ponadnarodowy może doprowadzić do powstania nie tylko współzależności, ale i w pewnym stopniu uzależnienia.

Sytuacja taka będzie miała miejsce wówczas, gdy w sposób zamierzony lub niezamierzony powstają dysproporcje w relacjach pomiędzy partnerami ekonomicznymi, powodujące, iż jedna strona występuje w pozycji nadrzędnej w rela-

---

<sup>24</sup> K. Żukrowska, red., *Transformacja systemowa w Polsce*, SGH, Warszawa 2010; A. Visvizi, *Wybrane regiony świata w warunkach kryzysu: Grecja*, [w:] *Kryzys gospodarczy 2008+ test dla stosowanej polityki. Metody przeciwdziałania i ich skuteczność*, red. K. Żukrowska, Warszawa 2013, s. 435–466.

<sup>25</sup> E. Nowak i M. Nowak, *Zarys teorii bezpieczeństwa narodowego...*, op. cit., s. 90–91.

cyjach dwu- czy wielostronnych, przez co może wywierać presję na realizację własnej wizji polityki gospodarczej. Kierunki tej polityki niekoniecznie muszą być zgodne z interesem partnera, który z racji dysproporcji w relacjach występuje z pozycji podrzędnej<sup>26</sup>.

Wspomniane wyżej dysproporcje powstają zazwyczaj wówczas, gdy ograniczenia w sprawności funkcjonowania systemu ekonomicznego powodują, że jego wewnętrzne mechanizmy nie są w stanie zapewnić odpowiedniego stopnia rozwoju gospodarczego. Przepływające wewnątrz systemu strumienie nie zdołają zaspokoić wszystkich potrzeb uczestników obiegu gospodarczego. Wówczas niezbędnym jest otwarcie gospodarki na strumienie zewnętrzne. Sytuacja taka w dobie globalizacji nie jest wyjątkowa, można powiedzieć, iż jest wręcz stanem permanentnym. W zasadzie w dłuższym okresie żaden system nie jest bowiem w stanie utrzymać pełnej ekonomicznej autarkii. Zatem utrzymanie stanu bezpieczeństwa ekonomicznego wymaga obecnie otwarcia systemu gospodarczego na zewnętrzne strumienie rzeczowe i finansowe, których napływ pozwala osiągnąć założony w polityce gospodarczej poziom bezpieczeństwa.

Jednym z podstawowych problemów z zakresu bezpieczeństwa ekonomicznego państwa jest jego uzależnienie od czynników zewnętrznych. Uzależnienie ekonomiczne należy rozumieć jako sytuację, w której państwo nie jest w stanie realizować swoich funkcji ekonomicznych bez udziału (zgody) innych podmiotów. Uzależnienie ekonomiczne może mieć wiele źródeł, które jednocześnie stanowią o jego rodzaju. Zgodnie ze wskazanymi powyżej przedmiotowymi kryteriami klasyfikacji bezpieczeństwa ekonomicznego podstawowymi źródłami uzależnienia ekonomicznego będą brak zasobów naturalnych, w tym przede wszystkim energetycznych, finansowych, żywności oraz nowoczesnych technologii, pozwalających realizować szybki, zrównoważony rozwój gospodarczy.

## 5. Uzależnienie od zasobów naturalnych

Uzależnienie od zasobów naturalnych występuje wówczas, gdy na obszarze danej gospodarki nie występują, lub występują w ograniczonym zakresie, surowce niezbędne w procesach produkcji. Aby utrzymać, czy zwiększyć sto-

---

<sup>26</sup> Zob. i por. S. Miklaszewski, *Mechanizm regionalnej integracji gospodarczej w teorii i praktyce Europejskiej Współpracy Gospodarczej*, „Zeszyty Naukowe Akademii Ekonomicznej w Krakowie”, 1991, nr 99, s. 10.

pę wzrostu gospodarczego istnieje konieczność ich importowania lub (jak to miało miejsce np. w przypadku Japonii) poszukiwania alternatywnych ścieżek wzrostu i rozwoju. W tradycyjny sposób zasoby naturalne dzieli się na zasoby odnawialne i nieodnawialne<sup>27</sup>. Do zasobów odnawialnych zalicza się wszystkie te zasoby, które człowiek jest, w przypadku ich wyczerpania, w stanie zregenerować, są to lasy, grunty orne, zasoby wodne<sup>28</sup>. Naturalne zasoby nieodnawialne to takie, których w przypadku wyczerpania zregenerować się nie da, można je jedynie zastąpić substytutami. Tradycyjnie zalicza się tutaj surowce energetyczne (szerzej omówione w następnym punkcie), ale także różnego rodzaju rzadkie minerały czy pierwiastki, występujące w naturalny sposób w przyrodzie, a niezbędne do produkcji w nowoczesnych technologiach.

W przypadku zasobów nieodnawialnych uzależnienie wynika zazwyczaj z dwóch zasadniczych przyczyn. Po pierwsze może być wynikiem ograniczonych zasobów terytorialnych. W tym przypadku kraj nie jest w stanie przeznaczyć odpowiednio dużych obszarów na zagospodarowanie pod produkcję określonego rodzaju zasobów (np. zalesienie). Po drugie uzależnienie to może wynikać z braku właściwej, długookresowej strategii (polityki) w stosunku do zasobów. Krótkowzroczna, bieżąca, grabieżcza polityka może doprowadzić do degradacji i wytrzebienia zasobów naturalnych, a brak perspektywicznego spojrzenia na problem ich odnowy nie zapewnia restytucji<sup>29</sup>.

Dostęp do surowców naturalnych może stać się nawet przyczyną konfliktów zbrojnych. Taka sytuacja częściej dotyczy surowców nieodnawialnych, które mogą zostać wykorzystane do produkcji uzbrojenia i przekształcone w potęgę militarną, rzadziej zaś zasobów nieodnawialnych<sup>30</sup>.

Międzynarodowa społeczność, dostrzegając konieczność podejmowania intensywnych działań na rzecz utrzymania należytej kondycji (ilościowej i jakościowej) naturalnych zasobów odnawialnych w przestrzeni wspólnej (globalnej), stara się wdrażać różnorakie inicjatywy proekologiczne. Nakierowane są one w głównej mierze na intensyfikację wysiłków w zakresie bezpieczeństwa ekologicznego, którego podstawowym kierunkiem staje się respektowa-

<sup>27</sup> M. Rekowski, *Mikroekonomia*, Poznań 2005, s. 12–13.

<sup>28</sup> D.R. Kamerschen, R.B. McKenzie, i C. Nardinelli, *Ekonomia*, Fundacja Gospodarcza NSZZ „Solidarność” 1992, s. 6.

<sup>29</sup> M. Grzybowski, *Klasy i projekty transnarodowe jako formy współpracy sektora nauki z gospodarką w krajach regionu Morza Bałtyckiego – studia przypadków*, „Zeszyty Naukowe WSB w Poznaniu”, 2013, nr 50, s. 32–34.

<sup>30</sup> J. Czaputowicz, *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Współczesne koncepcje*, Warszawa 2012, s. 91–92.

nie zasad zrównoważonego rozwoju<sup>31</sup>. Szybki wzrost gospodarczy w ostatnich dziesięcioleciach sprawił, iż realizowane działania nie nadążają za postępującą degradacją naturalnych zasobów. W związku z tym istnieje konieczność przeformatowania strategii w powyższym zakresie.

Uzależnione od zasobów naturalnych nie dotyka wyłącznie krajów niewielkich, o ograniczonej powierzchni geograficznej. Może ono dotknąć nawet największe gospodarki, które od lat podążają ścieżką przyspieszonego wzrostu. Wyrazistym tego przykładem są Chiny. Ich gospodarka rozwija się obecnie w niesamowitym tempie. Ogromna, największa na świecie populacja zapewnia odpowiednio wysoki popyt wewnętrzny. Tania siła robocza sprawia, że produkowane tam towary są również konkurencyjne na rynku międzynarodowym, co oznacza zwiększony popyt zewnętrzny. Jednocześnie ogromne terytorium (trzecie miejsce na świecie) zapewnia bogactwo surowców naturalnych. Jednakże przyspieszony, wieloletni rozwój okazał się na tyle surowcochłonny, że Chiny nie mogą już go utrzymać, opierając się wyłącznie na własnych zasobach. Brak ich importu z zewnątrz, mógłby znacząco ograniczyć możliwości produkcyjne chińskich przedsiębiorstw, co w rezultacie okazałoby się katastrofalne dla całej gospodarki. Ogromna produkcja (drugie miejsce na świecie) determinuje kolosalne wręcz zapotrzebowanie na surowce naturalne. Chiny wykorzystując znaczące nadwyżki z handlu międzynarodowego dokonują na całym świecie inwestycji, przejmując producentów surowców naturalnych, wraz z ich złożami<sup>32</sup>.

## 6. Uzależnienie energetyczne

Powyższe rozważania dotyczą również uzależnienia energetycznego. Jest ono bowiem szczególnym przypadkiem uzależnienia od zasobów naturalnych, jednak z uwagi na kluczową rolę zasobów energetycznych zwykle wyodrębnia się je w analizie uzależnienia ekonomicznego. W obecnych czasach jest to jeden z głównych obszarów bezpieczeństwa ekonomicznego państwa. Bez odpowiednich zasobów energii nie ma wzrostu i rozwoju gospodarczego.

---

<sup>31</sup> M. Żuber, *Bezpieczeństwo ekologiczne jako element bezpieczeństwa ogólnego*, [w:] *Interdyscyplinarność nauk o bezpieczeństwie*, red. K. Raczkowski, K. Żukrowska, i M. Żuber, Warszawa 2013, s. 181–186.

<sup>32</sup> P. Siemiątkowski, *Od wpływ bezpośrednich inwestycji zagranicznych z Chińskiej Republiki Ludowej*, „Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego”, 2011, nr 686, s. 551–552.

Uzależnienie energetyczne ma wymiar zarówno wewnętrzny jak i zewnętrzny. Praktyka pokazuje, iż należy analizować je zarówno w perspektywie czysto ekonomicznej, jak i w układzie politycznym. Ma ono zatem wielowymiarowy charakter. Uzależnienie energetyczne polega na tym, że kraj nie jest w stanie zaspokoić swoich potrzeb energetycznych z własnych źródeł. Brak odpowiedniego stopnia dywersyfikacji źródeł pozyskiwania zasobów energetycznych (w przypadku ich braku na własnym terytorium) powoduje, iż kontrakty energetyczne mogą zostać wykorzystane do walki politycznej<sup>33</sup>. Właściciel zasobów może wywierać naciski na odbiorców (uzależnionych) zarówno pod kątem ceny surowców, jak również ilości przekazywanych surowców (tzw. szantaż energetyczny), a skończywszy na braku decyzji odnośnie samego faktu dokonania transakcji.

Przeciwdziałanie uzależnieniu energetycznemu polega na dywersyfikacji źródeł zasobów energetycznych, ewentualnie na podejmowaniu działań zmierzających do wdrożenia rozwiązań substytucyjnych<sup>34</sup>. Najprostszą metodą, z uwagi na stopniowe wyczerpywanie się surowców kopalnych, jest w tym przypadku zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w podaży energii<sup>35</sup>. Ich zaletą jest to, iż są praktycznie niewyczerpalne, bowiem ich zasoby są w naturalny sposób nieustannie uzupełniane.

Stopień uzależnienia energetycznego stosunkowo łatwo można zmierzyć. Najlepiej wykorzystać do tego wskaźnik w postaci stosunku ilości energii pozyskiwanej z własnych źródeł do energii zużywanej ogółem<sup>36</sup>. Im niższy przytaczany wskaźnik, tym wyższy stopień uzależnienia energetycznego gospodarki. W literaturze i praktyce gospodarcze funkcjonuje także wiele innych mierników, których zadaniem jest ocena bezpieczeństwa energetycznego przedsiębiorstwa czy państwa<sup>37</sup>.

<sup>33</sup> Ł. Makowski i S.W. Żechowska, *Rosyjska polityka energetyczna w państwach wschodniego obrzeża UE ze szczególnym uwzględnieniem konfliktu ukraińskiego*, [w:] *Międzynarodowe i wewnętrzne uwarunkowania bezpieczeństwa w Polsce*, red. A. Kozłowski i E. Polak, WSB w Gdańsku, Gdańsk 2014, t. 33, „Prace Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Gdańsku”, s. 133–146.

<sup>34</sup> K. Kubiak, *Import skroplonego gazu ziemnego. Problemy bezpieczeństwa*, [w:] *Bezpieczeństwo w administracji i biznesie*, red. M. Grzybowski i J. Tomaszewski, Gdynia 2007, s. 351.

<sup>35</sup> A. Kowalczyk-Juško, B. Kościak, i K. Kościak, *Odnawialne źródła energii jako szansa na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego*, [w:] *Bezpieczeństwo ekonomiczne państw*, red. T. Guz, K.A. Kłosiński, i P. Marzec, Lublin 2006, s. 127.

<sup>36</sup> W. Sokołowski i M. Zięcina, *Konfigurowanie łańcuchów dostaw w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego*, [w:] *Bezpieczeństwo w administracji, gospodarce i biznesie. Aksjologia zjawisk kryzysowych w gospodarce, biznesie i logistyce*, red. M. Chrabkowski, C. Tatarczuk, i J. Tomaszewski, Gdynia 2013, s. 200–207.

<sup>37</sup> E. Kochanek, *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Ekonomika bezpieczeństwa państwa w za-*

W ostatnich latach coraz problem uzależnienia energetycznego coraz częściej rozpatrywany jest z punktu widzenia nie pojedynczego kraju a całego porozumienia integracyjnego<sup>38</sup>. Typowym przykładem jest tutaj przypadek Unii Europejskiej, która jako całość dysponuje ograniczonymi zasobami surowców energetycznych, przez co ich import staje się koniecznością<sup>39</sup>. Tym samym Unia Europejska jako cała Wspólnota staje się instytucją uzależnioną od zewnętrznych dostawców surowców energetycznych. Sytuacja w powyższym zakresie jest niezwykle skomplikowana, bowiem po pierwsze poszczególne kraje nie są uzależnione od dostaw zewnętrznych w równym stopniu, a po drugie stopień dywersyfikacji dostaw również nie jest równomierny<sup>40</sup>.

---

rysie, Warszawa 2014, s. 282–284; M. Kaliski i D. Staško, *Bezpieczeństwo energetyczne w gospodarce paliwowej Polski*, Kraków 2006, s. 115–118; P. Bożyk i H. Nyga-Łukaszewska, *Pojęcie i miary bezpieczeństwa ekonomicznego*, [w:] *Bezpieczeństwo energetyczne Polski w ujęciu autonomicznym i zintegrowanym z Unią Europejską*, Warszawa 2013, s. 12.

<sup>38</sup> B. Oksińska, *W stronę wspólnego rynku energii i gazu*, „Rzeczpospolita”, 2015, nr 18, s. B9.

<sup>39</sup> M. Kaczmarek, *Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej*, Warszawa 2010, s. 54–55.

<sup>40</sup> M. Kiedrowska-Pryka, *Zależność Unii Europejskiej od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych – struktura zużycia nośników energii i ich dywersyfikacja w krajach członkowskich UE*, [w:] *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii – teraźniejszość i przyszłość*, red. P. Kwiatkiewicz, Poznań 2014, t. I, *Polityka – Gospodarka – Zasoby naturalne i logistyka*, s. 420–426.

ARKADIUSZ CZWOŁEK  
Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

## **Sektor gazowy w Polsce. Stan i perspektywy**

### **Wstęp**

W dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” określono podstawowe kierunki polityki energetycznej naszego państwa. Wśród nich wymieniono: poprawę efektywności energetycznej, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenie wpływu energetyki na środowisko. Oprócz standardowych ustaleń w tego typu dokumentach, znalazły się dwa nowe zapisy dotyczące perspektyw rozwoju polskiej energetyki. Pierwszy dotyczy obowiązku spełnienia przez Polskę wymagań unijnych przyjętych w 2008 r. w ramach pakietu energetyczno-klimatycznego (zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do 1990 r., zmniejszenia zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami dla UE na 2020 r. oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitego zużycia energii w UE). Należy również pamiętać o kolejnych unijnych pakietach klimatyczno-energetycznych UE, przyjętych po 2009 r., których nie ujęto w przyjętej w 2009 r. „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”. W 2014 r. w drugim pakiecie klimatyczno-energetycznym państwa UE zobowiązały się do 2030 r. do ograniczenia przynajmniej o 40% emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do 1990 r., zapewnienie 27% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii oraz zwiększenia przynajmniej o 27% efektywności ener-

getycznej. Trend UE do ograniczania emisji gazów cieplarnianych potwierdzono również tzw. pakiecie zimowym z 2016 r. Drugi zapis dotyczy budowy w Polsce pierwszej elektrowni jądrowej. W sektorze gazu ziemnego jako główny cel zdefiniowano zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez dywersyfikację dostaw gazu ziemnego. W szczegółowych zadaniach ujęto: powiększenie przez polskie przedsiębiorstwa zasobów gazu ziemnego, zwiększenie możliwości wydobywczych gazu ziemnego na terytorium Polski, zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski, rozbudowę systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego, zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego, zdobycie przez polskie firmy dostępu do złóż gazu ziemnego poza granicami kraju, pozyskiwanie gazu z wykorzystaniem technologii zgazowania węgla oraz gospodarcze wykorzystanie metanu poprzez eksploatację z naziemnych odwiertów powierzchniowych. Szczególnie wiele miejsca poświęcono planom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, gdzie podkreślono rolę krajowych surowców i wykorzystania nowych technologii w ich wydobyciu. Działania w tym obszarze planowano zrealizować m.in. poprzez prowadzenie właściwej polityki taryfowej zachęcającej do inwestowania w infrastrukturę przesyłową, budowę terminala do odbioru gazu skroplonego (LNG), zawarcie na warunkach rynkowych kontraktów na zdywersyfikowanie dostaw gazu ziemnego dla terminala LNG oraz z kierunku północnego, prowadzenie polityki zrównoważonego gospodarowania krajowymi zasobami gazu ziemnego, rozbudowę pojemności magazynowych gazu ziemnego, realizację inwestycji skutkujących zwiększeniem wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski, dywersyfikację dostaw poprzez budowę systemu przesyłowego umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego i południowego, rozbudowę połączeń międzysystemowych, pozyskiwanie przez polskie przedsiębiorstwa dostępu do złóż gazu ziemnego poza granicami kraju, wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich, zabezpieczenie interesów państwa w strategicznych spółkach sektora gazowego, oraz podjęcie działań legislacyjnych mających na celu likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych (magazyny gazu, infrastruktura LNG, tłocznie gazu, etc.) oraz inwestycji liniowych. W dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” zapowiedziano kontynuowanie prac pilotażowych nad pozyskiwaniem metanu ze złóż węgla kamiennego. W dniu 16 lutego 2016 r. Rada Ministrów przyjęła uchwałę nr 14, w której zaakceptowała założenia „Planu na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” (tzw.

„Plan Morawieckiego”). W dokumencie tym znalazły się również zapisy dotyczące rozwoju polskiej energetyki. Ich szczegółowe rozwinięcie zapowiedziano w opracowanym od kilku lat nowym dokumencie strategicznym „Polityka energetyczna Polski do 2050 r.”. W „Planie na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” zadeklarowano zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez dywersyfikację źródeł, surowców oraz sposobów wytwarzania i dystrybucji gazu. W kontekście sektora gazowego zakomunikowano poszerzenie kierunków dostaw gazu ziemnego, zwiększenie liczby dostawców oraz rozbudowę pojemności magazynowych. Celem tak zarysowanych zmian jest uzależnienie się Polski od jednego dominującego dostawcy gazu ziemnego (Rosji), które rząd polski zamierza osiągnąć poprzez wykorzystanie nowych źródeł energii m.in. z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego oraz zwiększenie woluminu dostaw LNG. W planach rządowych założono również rozbudowę i modernizację sieci gazowej przesyłowej i dystrybucyjnej. Jako projekt o znaczeniu strategicznym przyjęto uczynienie z Polski huba gazowego dla Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich. W tzw. „Planie Morawieckiego” zabrakło deklaracji o zagospodarowaniu polskich zasobów gazu niekonwencjonalnego, ogólnie wspomniano tylko o projektach poszukiwania i wydobycia paliw kopalnych z nowych złóż. Rada Ministrów przyjęła zachowawczy plan rozwoju polskiego sektora gazowego, oparty głównie na krajowych zasobach gazu konwencjonalnego. W porównaniu z wcześniejszymi latami położono większy nacisk na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego i plany rozwoju infrastruktury przesyłowej<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> J. Paska, T. Surma, „Pakiet zimowy” Komisji Europejskiej a kierunki i realizacja polityki energetycznej do 2030 roku, „Rynek Energii”, 2017, nr 2, s. 21–28; W. Grządzielski, S. Gładysz, T. Blacharski, *Polityka energetyczna w gazownictwie*, „Rynek Energii”, 2016, nr 5, s. 7; T. Olkusiński, A. Szurlej, P. Janusz, *Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego*, „Polityka Energetyczna”, 2015, t. 18, z. 2, s. 5–6; *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, pdf. s. 4–5, 11–12, [https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE\\_Polityka\\_energetyczna\\_ost\\_2030.pdf/78b689ec-62ec-af88-b0d7-decf95abdb70](https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE_Polityka_energetyczna_ost_2030.pdf/78b689ec-62ec-af88-b0d7-decf95abdb70), odczyt z dn. 14.07.2018; *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)*, pdf. s. 320–333, <https://www.miiir.gov.pl/media/48672/SOR.pdf>, odczyt z 14.07.2018.

## 1. Zasoby gazu ziemnego w Polsce

### 1.1. Zasoby gazu konwencjonalnego

Gaz ziemny w Polsce występuje głównie na Niziu Polskim oraz na podgórzu Karpat. W niewielkich ilościach jego zasoby udokumentowano na obszarze Karpat, oraz w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku. Na Niziu Polskim jest skoncentrowane obecnie 67% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego, a na zapadliku przedkarpackim 28%. W strefie morskiej i na obszarze Karpat odpowiednio 4% i 1% zasobów krajowych. Te ostatnie zasoby pełnią drugorzędną rolę w polskich rezerwach gazu ziemnego. W 2017 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w Polsce wyniósł 119,19 mld m<sup>3</sup> (bilansowe i pozabilansowe), zaś przemysłowe złoża gazu ziemnego kształtowały się na poziomie 50, 61 mld m<sup>3</sup>. Najwięcej gazu ziemnego w Polsce występuje w złożach gazowych (85,39 mld m<sup>3</sup>), a potem w złożach ropnych i kondensatowych (27,08 mld m<sup>3</sup>). Dodatkowo do zasobów gazu ziemnego wlicza się zasoby gazu ziemnego ze złóż przeznaczonych na podziemne magazyny gazu ziemnego (6,7 mld m<sup>3</sup>). W porównaniu do 2016 r., głównie w wyniku wydobycia, zasoby gazu ziemnego zmniejszyły się o 2,75 mld m<sup>3</sup>. Nowoodkryte złoża gazu ziemnego nie pokrywają ubytków powstałych w wyniku wydobycia gazu ziemnego. W 2017 r. niewielkie nowe zasoby gazu ziemnego potwierdzono w złożach Kramarzówka (1272, 89 mln m<sup>3</sup>), Miłosław E (924,45 mln m<sup>3</sup>) oraz Dzików Stary (16 mln m<sup>3</sup>). W Polsce występują również nieduże zasoby azotowego gazu ziemnego. Jego złoża znajdują się na Niziu Polskim (Cychry i Sulęcín). Można go wykorzystywać do produkcji ciekłego azotu. W Polsce służy on głównie do korekty składu chemicznego gazu ziemnego przesyłanego w gazociągach krajowych. W 2017 r. zasoby wydobywalne gazu azotowego w Polsce wyniosły 14,785 mld m<sup>3</sup>. Obecnie wydobywa się gaz azotowy wyłącznie ze złoża Cychry<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> M. Czapigo-Czapla, D. Brzeziński, *Gaz ziemny*, [w:] *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r.*, pod red. M. Szuflickiego, A. Malon, M. Tymińskiego, Warszawa 2018, s. 11–13; W. Piesik-Buś, M. Miziołek, *Bilans stanu zasobów gazu ziemnego na przykładzie złóż zapadlika przedkarpackiego*, „Nafta – gaz”, 2016, Rok LXXII nr 11, s. 945–952; M. Golarz, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski na przykładzie zaopatrzenia w gaz ziemny, ropę naftową i energię elektryczną*, „Bezpieczeństwo: teoria i praktyka”, 2016, nr 1, s. 167.

Tabela 1. Zasoby gazu ziemnego w Polsce w 2017 r. w mln m<sup>3</sup> (łącznie ze złóż ropnych i kondensatowych, gazowych i ze złóż PMG).

	Ilość złóż	Zasoby wydobywalne				Zasoby przemysłowe
		bilansowe			poza-bilansowe	
		razem	A+B	C		
<b>Zasoby ogółem</b>	295	116956,98	72184,62	44772,36	2230,26	50607,80
<b>W tym zasoby złóż zagospodarowanych:</b>						
<b>razem</b>	207	93812,27	63439,03	30373,24	672,60	42496,60
Bałtyk (off shore)	2	787,60	783,68	3,92	–	704,53
Karpaty	28	1064,90	641,93	422,97	7,54	297,38
Niż Polski	93	61181,67	44904,81	16276,86	650,00	34056,77
Przedgórze Karpat	84	30778,10	17108,61	13669,49	15,06	7437,92
<b>W tym zasoby złóż niezagospodarowanych:</b>						
<b>Razem:</b>	56	22765,51	8745,59	14019,92	1421,68	8058,16
Bałtyk (off shore)	2	787,60	783,68	3,92	–	704,53
Karpaty	28	1064,90	641,93	422,97	7,54	297,38
Niż Polski	93	61181,67	44904,81	16276,86	650,00	34056,77
Przedgórze Karpat	84	30778,10	17108,61	13669,49	15,06	7437,92
<b>W tym złoża, których eksploatacji zaniechano:</b>						
<b>razem</b>	32	379,20	–	379,20	135,98	53,04
Karpaty	5	80,00	–	80,00	92,44	–
Niż Polski	20	285,80	–	285,80	0,99	53,04
Przedgórze Karpat	7	13,40	–	13,40	42,55	–

Źródło: M. Czapięgo-Czapła, D. Brzeziński, *Gaz ziemny*, [w:] *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r.*, pod red. M. Szuflickiego, A. Malon, M. Tymińskiego, Warszawa 2018, s. 12–13.

## 1.2. Zasoby gazu niekonwencjonalnego

Jak dotąd nie oszacowano rzetelnie zasobów niekonwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce. Najczęściej wyróżnia się w Polsce następujące złoża gazu niekonwencjonalnego: gaz zamknięty (*tight gas*), gaz z łupków (*shale gas*) oraz

metan z pokładów węgla (*coalbed methane*). W marcu 2012 r. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) upublicznił pierwszy raport o wydobywalnych zasobach gazu ziemnego w formacjach łupkowych. W grudniu 2013 r. Najwyższa Izba Kontroli (NIK) oceniła go niezwykle krytycznie, gdyż przedstawione szacunki dotyczące zasobów gazu z łupków odnosiły się wyłącznie do basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego, a nie całego obszaru kraju. Tym samym zawarte w raporcie prognozy dotyczyły tylko 12% powierzchni kraju. Dodatkowo analizę zasobów gazu łupkowego dokonano na podstawie starych, archiwalnych odwiertów geologicznych z lat 1950–1990, chociaż PIG-PIB dysponował aktualnymi danymi z prowadzonych prac poszukiwawczych przez firmy, które otrzymały koncesje na rozpoznanie złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych. Według oceny PIG-PIB z 2012 r. zasoby gazu z łupków w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim mogły wynosić maksymalnie 1,92 biliona m<sup>3</sup>, a za najbardziej prawdopodobny przedział uznano 346–768 mld m<sup>3</sup>. Jak zwracają uwagę Maria Ciechanowska, Irena Matyasik i Piotr Such, w raporcie PIG-PIB z 2012 r. porównano dwie przeciwstawiane kategorie: udokumentowane złoża konwencjonalnego gazu ziemnego i prognostyczne zasoby gazu ziemnego z formacji łupkowych. W opinii PIG-PIB zasobów gazu z łupków mogło być od 2,5 do 5,5-krotnie więcej, niż znanych dotąd konwencjonalnych rezerw gazu ziemnego. W 2004 r. PIG-PIB wyliczył prognostyczne zasoby gazu konwencjonalnego w Polsce na 890–2670 mld m<sup>3</sup>, czyli więcej niż przedstawił w swoim raporcie w 2012 r. dotyczącym prognostycznych zasobów gazu łupkowego. W opinii Marii Ciechanowskiej, Ireny Matyasik i Piotra Sucha, opartej na doświadczeniach światowego przemysłu naftowego, rzeczywiste zasoby gazu ziemnego z formacji łupkowych w Polsce można ocenić na 25% zasobów prognostycznych. W 2015 r. PIG-PIB przygotował kolejny raport dotyczący polskich zasobów gazu łupkowego, którego nie zatwierdzono i nie opublikowano, gdyż zawarte w dokumencie dane pochodziły ze zbyt małej liczby odwiertów wykonanych z błędami. Przy jego sporządzaniu wykorzystano dane z 39 nowych otworów poszukiwawczych oraz nowe analizy na próbkach skał z 49 otworów archiwalnych. Do 2018 r. nie powstał żaden oficjalny raport całościowo oceniający zasoby polskiego gazu z łupków. Ministerstwo Środowiska nie podało nawet przybliżonego terminu jego przygotowania. Chociaż nie znamy zaprezentowanych w raporcie z 2015 r. szacunków dotyczących polskich zasobów gazu łupkowego, to Ministerstwo Energii w „Sprawozdaniu z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.”

uznało je za wiarygodne i potwierdzające pierwotne szacunki. Także zagraniczne analizy nie przedstawiają nam wiarygodnych informacji dotyczących polskich rezerw gazu łupkowego, chociaż przy ich sporządzaniu korzystano z tych samych informacji dotyczących specyfiki podłoża skalnego w Polsce. Według raportu *U.S. Geological Survey* z 2012 r. i *U.S. Energy Information Agency* z 2011 r. polskie zasoby gazu łupkowego mieściły się w przedziale od 38 mln m<sup>3</sup> do 5,3 bln m<sup>3</sup>. Inne wyliczenia przedstawiły: *Rystad Energy* (2010 r. – 1 bln m<sup>3</sup>), *Wood Mackenzie* (2008 r. – 1,4 bln m<sup>3</sup>), *Advanced Research Institute* (2009 r. – 3 bln m<sup>3</sup>). Do dzisiaj nie przedstawiono wiarygodnych szacunków dotyczących zasobów gazu łupkowego w Polsce. Zaniedbania w tej dziedzinie trudno zrozumieć. W 2014 r. Prezydium PAN w swoim stanowisku dotyczącym gazu ziemnego w warstwach łupkowych napisało: „Przy obecnym stanie znajomości formacji łupkowej problemem pozostaje oszacowanie wielkości zasobów gazu (geologicznych, technicznie wydobywalnych i ekonomicznie wydobywalnych). Aktualne podawane wielkości oznaczają jedynie wielkości szacowane zasobów przewidywanych, perspektywicznych, których istnienie jest możliwe, ale może nie być udokumentowane w oszacowanych ilościach”. Bez wiarygodnych badań dotyczących rzeczywistych zasobów formacji łupkowych nie można budować programu transformacji polskiego sektora gazowego<sup>3</sup>.

W 2014 r. PIG-PIB przygotował również raport dotyczący prognostycznych zasobów gazu zamkniętego. Stwierdzono w nim, że najbardziej prognostycz-

<sup>3</sup> P. Turowski, *Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania i zagrożenia*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, 2012, nr 21, s. 124; M. Kaliski, R. Wojciechowski, A. Szurlej, *Zagospodarowanie metanu z pokładów węgla – stan obecny i perspektywy*, „Polityka Energetyczna”, 2013, t. 16, z. 4, s. 190; M. Ciechanowska, I. Matyasik, P. Such, *Uwarunkowanie rozwoju wydobywania gazu z polskich formacji łupkowych*, „Nafta – gaz”, 2013, Rok LXIX, nr 1, s. 9; *Stanowisko Prezydium Polskiej Akademii Nauk dotyczące gazu ziemnego znajdującego się w warstwach łupkowych (tzw. gazu łupkowego)*, „Nauka”, 2014, nr 3, s. 171–172; *Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski). Raport pierwszy*, Warszawa 2012, pdf., s. 5, <https://www.pgi.gov.pl/docman-tree/aktualnosci-2012/zasoby-gazu/771-raport-pl/file.html>, odczyt z dn. 16.07.2018; NIK. *Informacja o wynikach kontroli. Poszukiwanie, wydobywanie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych*, pdf., s. 21, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,5757,vp,7453.pdf>, odczyt z dn. 16.07.2018; NIK. *Informacja o wynikach kontroli. Udzielanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż miedzi i węglowodorów, w tym gazu łupkowego*, pdf., s. 13, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,15574,vp,18057.pdf>, odczyt z dn. 16.07.2018; *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.*, Warszawa 2017, s. 35, [https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F1%252F2017%252F20170801\\_sprawozdanie\\_za\\_2016\\_r\\_podpisane.pdf](https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F1%252F2017%252F20170801_sprawozdanie_za_2016_r_podpisane.pdf), odczyt z dn. 16.07.2018; K. Nieczypor, *Łupkowe (nie)przeminęło z wiatrem*, <https://www.energetyka24.com/lupkowe-nieprzeminelo-z-wiatrem-analiza>, odczyt z dn. 16.07.2018.

ne rezerwy gazu zamkniętego mieszczą się w granicach 1528–1995 mld m<sup>3</sup>, zaś zasoby technicznie wydobywalne (TRR) oszacowano średnio na 10%, co daje 153–195 mld m<sup>3</sup> gazu zamkniętego. Podobnie, jak w przypadku gazu ziemnego z formacji łupkowych, są to jedynie zasoby prognostyczne<sup>4</sup>.

Występowanie metanu pokładów węgla w Polsce udokumentowano jedynie w złożach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW), natomiast rozpoznanie innych złóż jest bardzo słabe (m.in. Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego). Metan pokładów węgla występuje w 62 złożach GZW i według stanu na 31 grudnia 2017 r. jego rezerwy wynoszą 95,94 mld m<sup>3</sup>. W porównaniu do 2016 r. jego zasoby bilansowe wzrosły o 993,8 mln m<sup>3</sup><sup>5</sup>.

## 2. Poziom wydobycia gazu ziemnego w Polsce

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce utrzymuje się od wielu lat na poziomie ok. 4 mld m<sup>3</sup>/rok. W 2016 r. w Polsce wydobyto ok. 4,184 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Na koniec 2016 r. koncesje na poszukiwanie i rozpoznanie konwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego posiadało 14 podmiotów (łącznie 97 koncesji). Z kolei koncesjami na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego dysponowało sześć podmiotów (łączna liczba koncesji 232). Najsilniejszą pozycję wśród koncesariuszy zajmują spółka PGNiG S.A., która dysponowała 55 koncesjami na poszukiwanie i rozpoznanie złóż węglowych oraz 225 pozwoleń na wydobywanie węglowodorów. W 2016 r. PGNiG S.A. wydobył ok. 3,957 mld m<sup>3</sup> (94,57% gazu ziemnego wydobytego w Polsce). Polskie firmy nie posiadają znaczących zasobów gazu ziemnego poza granicami kraju. PGNiG S.A. posiada udziały w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2016 r. ze złóż norweskich wydobyto 517 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. PGNiG S.A. prowadziło również prace poszukiwawcze w Pa-

<sup>4</sup> *Prognostyczne zasoby gazu zamkniętego w wybranych zwięzłych skalach zbiornikowych Polski*, Warszawa 2014, pdf., s. 58, <https://www.pgi.gov.pl/docman-tree/prasa/2995-raport-prognostyczne-zasoby-gazu-ziemnego-w-wybranych-zwiezlych-skalach-zbiornikowych-polski/file.html>, odczyt z dn. 16.07.2018.

<sup>5</sup> A. Malon, M. Tymiański, *Metan pokładów węgla*, [w:] *Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r.*, s. 25–26; M. Kaliski, R. Wojciechowski, A. Szurlej, *Zagospodarowanie metanu z pokładów węgla – stan obecny i perspektywy*, „Polityka Energetyczna”, 2013, t. 16, z. 4, s. 191; R. Patyńska, *Analiza redukcji emisji metanu z kopalń metanowych w Polsce na tle globalnych statystyk*, „Rynek Energii”, 2013, nr 1(104), s. 86.

kistanie, Libii oraz Iranie. Ze względu na sytuację polityczną w Libii, PGNiG S.A. ograniczył tam swoją działalność operacyjną. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku grupy Lotos S.A. oraz Polskiego Koncernu Naftowego Orlen S.A. Lotos S.A. posiada niewielkie koncesje na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz na Litwie. W 2016 jej rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego w kategorii 2P (rezerwy pewne i prawdopodobne według klasyfikacji międzynarodowej SPE 2007) i 2 C (rezerwy warunkowe przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej i przed zatwierdzonym planem zagospodarowania) wyniosły w Norwegii 27,6 mln boe i 34,5 mln boe, a na Litwie odpowiednio 6,6 mln boe oraz 0,5 mln boe. Podobnie łączne swoje rezerwy ropy i gazu ziemnego w Kandzie podaje Polski Koncert Naftowy Orlen S.A (w Kanadzie w kategorii 2P – 141, 1 mln boe)<sup>6</sup>.

Tabela 2. Firmy posiadające koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce. Stan na dzień 31 grudnia 2016 r.

Lp.	Firma	Liczba koncesji
1.	Baltic Gas sp.z.o.o	2
2.	B8 sp. z.o.o. Baltic sp. k	1
3.	Lotos Petrobaltic S.A.	1
4.	PGNiG S.A.	225
5.	Trias sp. z o.o.	1
6.	ZOK sp. z o.o	2
	<b>Razem:</b>	<b>232</b>

Źródło: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.*, s. 32.

<sup>6</sup> *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.*, s. 32; por. *Zestawienie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin oraz na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji oraz podziemne składowanie odpadów, udzielonych przez Ministra Środowiska – wg stanu na dzień 1 lutego 2016 r.*, [http://archiwum.mos.gov.pl/g2/big/2016\\_02/cec6390bdd2888c186566a6f8c2e0e1d.pdf](http://archiwum.mos.gov.pl/g2/big/2016_02/cec6390bdd2888c186566a6f8c2e0e1d.pdf), odczyt z dn. 17.07.2018 r.; *Raport Roczny 2016. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*, pdf, s. 70–74, <http://pgnig.pl/documents/10184/2118739/PGNiG+R-R+2016+PL.pdf/ddf42416-79bc-43be-b4a5-fa1104d39bc4>, odczyt z dn. 23.07.2018; *Sprawozdanie zarządu z działalności Grupy Lotos S.A. oraz jej działalności kapitałowej za rok 2016*, pdf, s. 55, <http://raportroczny.lotos.pl/pl/dane-finansowe/sprawozdanie-zarządu-z-działalności-za-rok-2016>, odczyt z dn. 22.07.2018; *Raport zintegrowany Grupy Orlen 2017*, <https://raportzintegrowany2017.orken.pl/pl-nasza-działalność-2017#segment-wydobycie>, odczyt z dn. 22.07.2018.

Sukces rewolucji łupkowej w USA zachęcił inne państwa do poszukiwania i wydobywania złóż gazu niekonwencjonalnego na swoim terytorium. Polska należała do grona tych państw europejskich, które najszybciej wykazały zainteresowanie eksploracją gazu łupkowego. Po początkowym entuzjazmie, zmniejszyło się tempo poszukiwań w Polsce gazu ziemnego z formacji łupkowych. Do grudnia 2017 r. wykonano tylko 72 otwory rozpoznawcze, najwięcej w 2012 r. (24) oraz w 2014 r. (15). Po 2015 r. faktycznie zaniechano dalszych intensywnych poszukiwań gazu łupkowego, a liczba nowych odwiertów poszukiwawczych zmalała do kilku rocznie<sup>7</sup>.

Tabela 3. Zestawienie zakończonych otworów rozpoznawczych za gazem z łupków wraz z rodzajem wykonanych zabiegów specjalnych.

Rodzaj dokonanych zabiegów w otworze	Liczba otworów pionowych	Liczba otworów krzywionych/ /poziomych	Razem
Szczelinowanie	14	14	28
Tylko mikroszczelinowanie	4	0	4
Brak szczelinowania	36	4	40
<b>Razem:</b>	54	18	72

Źródło: Zestawienie zabiegów specjalnych przeprowadzonych w otworach, <http://lupki.mos.gov.pl/gaz-z-lupkow/stan-prac-w-polsce>, odczyt z dn. 17.07.2018.

Skalę zainteresowań poszukiwaniem i wydobywaniem gazu ziemnego z formacji łupkowych pokazuje również liczba wydanych koncesji w latach 2007–2016. Na początku polskiej rewolucji łupkowej w 2007 r. wydano łącznie 11 koncesji. Największy liczbowo skok w wydawaniu pozwoleń nastąpił w latach 2010–2012, gdy ich liczba zwiększyła się z 49 do 108. Po 2012 r. zmalało zainteresowanie firm zdobywaniem nowych koncesji, część z nich również wygasła (w 2013 r. – 19, w 2014 r. – 44, w 2015 r. – 20). Procedurę wydawania koncesji analizowała NIK. W 2012 r. w wynikach pokontrolnych NIK stwierdził wiele nieprawidłowości, zarówno po stronie administracji publicznej, jak i koncesjonariuszy. Ze znacznym opóźnieniem przebiegały prace legislacyjne regulujące zasady poszukiwania i wydobywania węglowodorów oraz ich opodatkowania. Nie powołano również ustanowionego rozporządzeniem Rady Ministrów Pełnomocnika Rządu do spraw rozwoju wydobywania wę-

<sup>7</sup> P. Janusz, M. Kaliski, A. Szurlej, *Rewolucja łupkowa a zmiany na rynku gazu skroplonego*, „Polityka Energetyczna”, 2015, Volume 31, Issue 3, s. 9.

glowodorów. Mimo deklaracji Ministerstwa Środowiska priorytetowego traktowania poszukiwań złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych, resort nie wypełnił swoich zobowiązań. Niezwykle długa procedura przyznawania pozwoleń, wykraczająca średnio czterokrotnie ponad przyznane ustawowe terminy, powodowała poważne opóźnienia w ich wydawaniu. Ministerstwo Środowiska nierówno traktowało wnioskodawców, naruszając zasadę jednorazowego uiszczania opłaty z tytułu przyznania koncesji. Przyznawało również każdemu koncesjonariuszowi obszar 10 tys. km<sup>2</sup> na poszukiwanie złóż węglowodorów, bez sprawdzenia możliwości techniczno-ekonomicznych przedsiębiorców, tym samym blokując dostęp do złóż innym firmom. Średnio wykonanie jednego otwór poszukiwawczego kosztowało ok. 15 mln USD, a możliwości finansowe koncesjonariuszy pozwalały na wykonanie jednego otworu w ciągu roku. Ministerstwo Środowiska nie potrafiło wyegzekwować od firm poszukiwawczych przekazania próbek geologicznych z próbnych odwiertów. Ministerstwo Środowiska oraz nadzór górniczy niewystarczająco i nierzetelnie nadzorowały przestrzeganie przez koncesjonariuszy przepisów w zakresie ochrony środowiska. Także sami przedsiębiorcy nie wykonywali obowiązków nałożonych na nich w przyznanym koncesjach. Ok. 20% koncesjonariuszy w ogóle nie prowadziło prac poszukiwawczych, albo prowadziło je w minimalnym zakresie. Do końca 2012 r. wykonano zaledwie 39 odwiertów obligatoryjnych (12,5%), a dopiero po wykonaniu 200–250 odwiertów i ich szczegółowym przebadaniu, możliwe było bardziej wiarygodne oszacowanie polskich złóż gazu ziemnego z formacji łupkowych. W pierwszej fazie polskiej rewolucji łupkowej część podmiotów zagranicznych wycofała się z dalszych poszukiwań, m.in. z powodu nieuzyskania komercyjnego przepływu węglowodorów w polskich łupkach, braku uregulowań prawnych w zakresie koncesjonowania i opodatkowania działalności poszukiwawczo-rozpoznawczej oraz długotrwałości procedur administracyjnych. Nie powstał również system wsparcia dla polskich firm poszukiwawczych i rozwoju technologii wydobywania gazu łupkowego. Dopiero w maju 2013 r. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju sfinansowało pierwsze 15 projektów w tej dziedzinie, na kwotę 121 mln zł. W 2012 r. Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych (CASE) podjęło się zadania wycenienia koniecznych inwestycji w polskie złoża gazu łupkowego. Dla celów analizy przyjęto trzy możliwe scenariusze: umiarkowanego wzrostu, zwiększonych inwestycji oraz przyspieszonego rozwoju. W scenariuszu umiarkowanym wydobycie gazu ziemnego z formacji łupkowych przyjęto na poziomie 3,5 mld m<sup>3</sup> rocznie, a niezbędne inwestycje miały zamknąć się w sumie 0,9 mld USD. W scenariuszu zwiększo-

nych inwestycji zagranicznych roczne poziomy produkcji i inwestycji kształtowały się na poziomie 6,3 mld m<sup>3</sup> oraz 1,5 mld USD, a w scenariuszu przyspieszonego rozwoju odpowiednio 20 mld m<sup>3</sup> oraz 4 mld USD. Uwzględniając trzy scenariusze koszty inwestycji w gaz łupkowy wyniosłyby do 2025 r. ok. 27–57 mld zł. Inna szacunki podaje PAN, która przy scenariuszu przyspieszonego wzrostu wydobycia gazu do 20 mld m<sup>3</sup> w 2034 r., nakłady inwestycyjne na zagospodarowanie złóż określiła na ok. 40 mld USD. Gdyby Polska zaangażowała się w pozyskiwanie gazu z formacji łupkowych, odniosłaby wiele korzyści, m.in. zwiększyłyby się bezpieczeństwo energetyczne kraju, wzrosłyby wpływy podatkowe do budżetu państwowego oraz budżetów samorządowych, nastąpiłby rozwój sektora gazowego i energetycznego opartego na gazie ziemnym, uległaby ograniczeniu emisja CO<sub>2</sub>, zwiększyłaby się szansa na uzależnienie się od zagranicznych dostawców gazu ziemnego, powstałyby nowe innowacyjne technologie, oraz zwiększyłaby się liczba miejsc pracy. Prawdopodobnie obniżenie cen gazu ziemnego zwiększyłoby konkurencję polskiej gospodarki<sup>8</sup>.

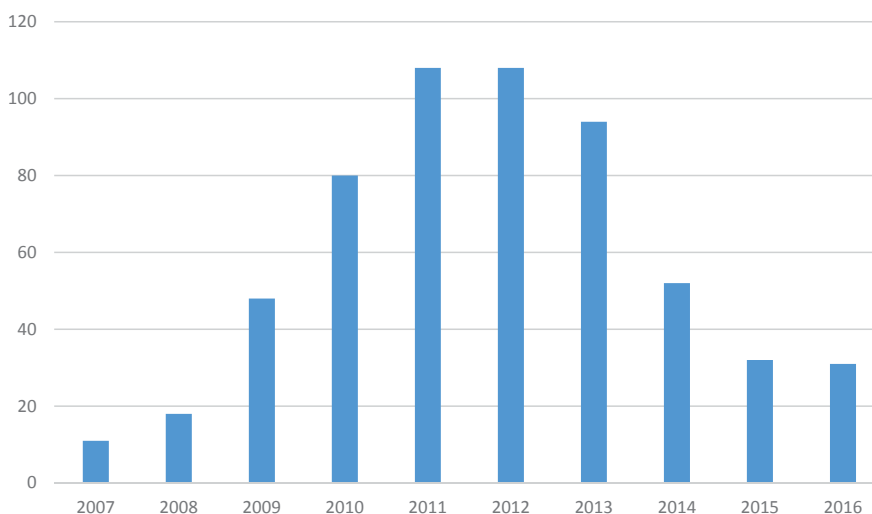
W 2016 r. NIK opublikował kolejny raport dotyczący poszukiwań i rozpoznania złóż węglowodorów, w tym gazu łupkowego. W opinii NIK istotnie zmniejszyły się w obszary objęte koncesjami i wnioskami na poszukiwanie gazu łupkowego na przestrzeni lat 2011–2017. Ministerstwo Środowiska nadal nie określiło i nie prowadziło spójnej polityki koncesyjnej. Wciąż brakowało ostatecznych i zatwierdzonych wniosków dotyczących wielkości złóż gazu łupkowego, co nie pozwalało na przygotowanie realistycznej polityki surowcowej i gospodarczej. Nie nastąpiła również poprawa w przyznawaniu przez Ministerstwo Środowiska koncesji na poszukiwanie złóż węglowodorów. Brako-

<sup>8</sup> *Stanowisko Prezydium Polskiej Akademii Nauk dotyczące gazu ziemnego znajdującego się w warstwach łupkowych*, s. 174; A. Koziol, *Aktualny stan koncesji i użytkowania dla rozpoznania i udokumentowania zasobów niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce (tzw. gaz z łupków – „shale gas” i „tight gas”)*, „Polityka Energetyczna”, 2011, t. 13, z. 2, s. 266–271; J. Siemek, M. Kaliski, S. Rychlicki, P. Janusz, S. Sikora, A. Szurlej, *Wpływ shale gaz na rynek gazu ziemnego w Polsce*, „Rynek Energii”, 2011, nr 5 (96), s. 120–121; M. Ciechanowska, I. Matyasik, P. Such, *Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji łupkowych*, „Nafta – gaz”, Rok LXIX, 2013, nr 1, s. 8; M. Garbicz, H. Sokół, *Pułapki opodatkowania gazu łupkowego w Polsce*, „Rynek Energii”, 2012, nr 3, s. 22–23. *Poszukiwania gazu ze złóż łupkowych w Polsce 2007–2016 wg stanu na dzień 29 II 2016 r.*, pdf, s. 8–9, <http://lupki.mos.gov.pl/pliki/broszura/poszukiwania-gazu-ze-zloz-lupkowych-w-polsce-2007-2016.pdf>, odczyt z dn. 18.07.2018 r.; NIK, *Informacja o wynikach kontroli. Poszukiwanie i zagospodarowanie gazu ze złóż łupkowych*, pdf, s. 1–20; Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych (CASE), *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Analiza scenariuszowa*, Warszawa 2012, s. 6–19 (w raporcie tym zawarto szczegółowe wyliczenia korzyści dla polskiej gospodarki wynikające z eksploatacji gazu ziemnego z formacji łupkowych).

wało również długoterminowej strategii działań Państwa w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym, co ułatwiłoby inwestorom podjęcie decyzji w sprawie zaangażowania się w poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego z formacji łupkowych. Ministerstwo Środowiska nawet nie zrealizowało wcześniejszych wniosków NIK z 2012 r. Wieloletnie zaniedbania kolejnych rządów w przygotowaniu rozwiązań legislacyjnych, regulujących zasady poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego z formacji łupkowych, przyczyniły się do wycofania się części koncesjonariuszy z dalszych prac poszukiwawczych, i zniechęciły kolejnych do ich rozpoczęcia. Dodatkowo o porażce polskiej rewolucji łupkowej zdecydowały odmienne uwarunkowania geologiczne krajowych łupków, gdybyśmy je porównali z formacjami łupkowymi w USA. M.in. zawartość materii organicznej w skale macierzystej w Polsce kształtowała się na poziomie 2–5%, gdy w USA 2–14%. Dodatkowo polskie formacje łupkowe były głębiej położone, ok. 3–4 km pod powierzchnią ziemi, natomiast w USA na głębokości 0,4–4,6 km, co bezpośrednio przekładało się na koszty poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego. Z wyliczeń PAN koszty wiercenia odwiertów pionowych w USA wynosiły ok. 0,8–1 mln USA za odwiert, zaś podczas wiercenia horyzontalnego przy złożach łupkowych płytkich basenów Barnett i płytszej części złoża Marcellus ok. 3–4 mln USD. Koszty wiercenia w głębiej położonych basenach w USA wynosiły ok. 8–12 mln USA, a w Polsce kształtowały się na poziomie ok. 4–25 mln USD za odwiert (najczęściej 15–20 mln USD). Aby wydobyć zaprognozowane przez PIG-PIB zasoby gazu ziemnego z formacji łupkowych (767 mld m<sup>3</sup>), przy założeniu pozyskania z jednego odwiertu 11,3 mln m<sup>3</sup> gazu, należałoby wykonać blisko 67 tys. odwiertów. Dla porównania z jednego odwiertu ze złóż konwencjonalnych można pozyskać 100–150 mln m<sup>3</sup> gazu. W ocenie PAN trudniejsze warunki geologiczne w Polsce, powodowały podwyższenie krajowych kosztów wydobycia gazu ziemnego z formacji łupkowych o ponad 50% w porównaniu z USA. W 2015 r. Marek Garbicz i Hanna Sokół ocenili koszty pozyskania gazu łupkowego w Polsce na ok. 440 USD za 1000 m<sup>3</sup>. Z powodu poważnych różnic w składzie mineralnym polskich łupków oraz amerykańskich oraz ze względu na większą głębokość zalegania łupków w Polsce, niż w USA, technologie szczelinowania hydraulicznego stosowane w USA, nie koniecznie były efektywne w Polsce. Jako rentowne uznaje się uzyskanie przepływu gazu na poziomie minimum 20 tys. m<sup>3</sup> dziennie. Na polskich złożach tylko na nielicznych odwiertach uzyskano zbliżone wyniki. W ocenie Ministerstwa Energii za niepowodzenie rewolucji łupkowej odpowiadała również niedostateczna ilość gazu w odwiertach próbnych i badaw-

zych, co nie rokowało opłacalności całego przedsięwzięcia. W opinii Ministerstwa Energii z 2017 r., ze względu na uwarunkowania geologiczne polskich złóż gazu z formacji łupkowych oraz utrzymującą się spadkową tendencję prowadzonych prac poszukiwawczych, nie ma obecnie technicznych możliwości na eksploatację gazu z formacji łupkowych w stopniu pokrywającym zapotrzebowanie krajowe. Dodatkowo po interwencji rosyjskiej na Ukrainie, znacząco spadły ceny ropy naftowej, pogłębiając nieopłacalność wydobycia polskich łupków<sup>9</sup>.

Wykres 1. Liczba obowiązujących koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu i ropy z łupków od dnia 31 października 2007 r. do dnia 30.11.2017 r.



Źródło: *Poszukiwania gazu ze złóż łupkowych w Polsce 2007–2016 wg stanu na dzień 29 II 2016 r.*, pdf., s. 8, <http://lupki.mos.gov.pl/pliki/broszura/poszukiwania-gazu-ze-zloz-lupkowych-w-polsce-2007-2016.pdf>, odczyt z dn. 17.07.2018 r.

<sup>9</sup> P. Janusz, M. Kaliski, A. Szurlej, *Rewolucja łupkowa a zmiany na rynku gazu skroplonego*, s. 9; P. Kasza, *Efektywne szczelinowanie łupków w Polsce*, „Nafta – gaz”, 2013, Rok LXIX, nr 11, s. 811; M. Garbicz, H. Sokół, *Polski rynek gazu ziemnego po fiasku z łupkami*, „Rynek Energii”, 2015, nr 6, s. 3; M. Ciechanowska, I. Matyasik, P. Such, *Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji łupkowych*, „Nafta – gaz”, Rok LXIX, nr 1, s. 16; *Odpowiedź Ministerstwa Energii na interpelację posła Aleksandra Mrówczyńskiego z dnia 24 maja 2017 r.*, <http://orka2.sejm.gov.pl/INT8.nsf/klucz/658C47EF/%24FILE/i12605-o1.pdf>, odczyt z dn. 18.07.2018 r.; P. Zaleski, *Polski łupki A.D. 2017- nadzieje i rozczarowania*, <https://www.energetyka24.com/zaleski-polskie-lupki-ad-2017-nadzieje-i-rozczarowania-analiza>, odczyt z dn. 19.07.2018.

Pod koniec 2017 r. tylko siedem firm posiadało ważne koncesje na poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowym, w tym trzy wielkie spółki znajdujące się pod kontrolą państwa (PGNiG S.A, Polski Koncern Naftowy Orlen S.A., Grupa Lotos S.A.). Nie prowadzą one od 2017 r. poszukiwań gazu łupkowego<sup>10</sup>.

Tabela 4. Zestawienie podmiotów posiadających koncesje na poszukiwanie i/lub rozpoznanie złóż węglowodorów uwzględniających gaz z łupków. Stan na 30.11.2017 r.

Lp.	Grupa kapitałowa	Podmiot posiadający koncesję	Liczba koncesji	
			Jako grupa	Jako zależne
1.	PGNiG S.A.	PGNiG S.A.	1	1
2.	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.	Orlen Upstream Sp. z o.o.	4	4
3.	Grupa LOTOS S.A.	LOTOS Petrobaltic S.A.	4	4
4.	San Leon Energy Plc	Baltic Oil & Gas Sp. z o.o.	2	2
5.	Palomar Capital Advisors Limited San Leon Energy B.V.	Rawicz Energy Sp. z o.o.	1	1
6.	Stena Investment S.A.R.L.	ShaleTech Energy Sp. z o.o.	7	7
7.	Hutton Energy PLC	Strzelecki Energia Sp. z o.o.	1	1

Źródło: Zestawienie podmiotów posiadających koncesje dotyczące gazu z łupków, <http://lupki.mos.gov.pl/gaz-z-lupkow/stan-prac-w-polsce>, odczyt z dn. 18.07.2018 r.

Wykorzystanie metanów pokładów węgla w Polsce jest uwarunkowane głównie zagwarantowaniem bezpieczeństwa prowadzonych robót górniczych, a nie pozyskiwaniem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, gdyż wiąże się to z zastosowaniem specjalnych desorpcyjnych technologii odzysku. Pozyskiwać metan z pokładów węgla można przynajmniej na kilka sposobów, np. podczas bieżącej eksploatacji kopalń poprzez system wierceń odgazowujących, aby usunąć zagrożenie metanem z wyrobisk górniczych. Gaz odprowadza się z powietrzem wentylacyjnym lub systemami odmetanowania (uzyskuje się gaz o stężeniu metanu 60–95%). Druga metoda polega na wydobyciu metanu z otworów wierconych do nieeksplorowanych już kopalń (gaz o koncentracji metanu 20–70%). Inną możliwością jest pozyskiwanie gazu z otworów pionowych, kierunkowych, lub poziomych wierconych do pokładów metanu pokładów węgla (gaz o stężeniu 90%). W 2012 r. w procesie eksploatacji węgla wydzieli-

<sup>10</sup> Zestawienie otworów za gazem z łupków, <http://lupki.mos.gov.pl/gaz-z-lupkow/stan-prac-w-polsce>, odczyt z dn. 20.07.2018 r.

ło się 821,9 mln m<sup>3</sup> metanu. Do atmosfery wyemitowano 571 mln m<sup>3</sup> metanu. W 2016 r. wydobyte metanu pokładów węgla wyniosło 357,09 mln m<sup>3</sup>, nie jako gazu niekonwencjonalnego, ale w wyniku odmetanowania poszczególnych kopalń węgla kamiennego oraz metanu eksploatowanego samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów wiertniczych, sięgających do zrobów zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego. Zgodnie z szacunkami PIG-PIB, Polska może wydobywać rocznie 1–2 mld m<sup>3</sup> metanu z pokładów węgla. W opinii Tomasza Słoczyńskiego i Arkadiusza Drozda zaprezentowanej w miesięczniku „Nafta – gaz” w 2017 r. „opracowanie technologii rentowego pozyskiwania metanu z pokładów węgla niecki GZW stanowiłoby optymistyczną alternatywę wobec mglistych perspektyw odkryć niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w paleozoicznych formacji łupkowych północnej i wschodniej Polski”. Zdaniem wspomnianych Autorów, zwiększenie udziału metanu w produkcji energii kosztem węgla, przyczyniłoby się do redukcji CO<sub>2</sub> oraz pomogłoby w dotrzymaniu zobowiązań wynikających z kwot emisyjnych narzuconych w ramach międzynarodowych porozumień klimatycznych<sup>11</sup>.

### 3. Podziemne magazyny gazu ziemnego

Podziemne magazyny gazu (PMG) odgrywają poważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego danego państwa. Sezonowe wahania zużycia gazu ziemnego, awarie systemów technicznych, nieelastyczne kontrakty importowe, czy też decyzje polityczne stwarzają poważne ryzyko dla ciągłości dostaw gazu ziemnego, stąd też konieczne jest inwestowanie w rozbudowę podziemnych magazynów gazu, aby zagwarantować ciągłość dostaw tego surowca do końcowych odbiorców. Od wielu lat w Polsce systematycznie rozbudowuje się pojemności podziemnych magazynów gazu, które wpływają na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Nowe in-

<sup>11</sup> A. Malon, M. Tyimiński, *Metan pokładów węgla*, [w:] *Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r.*, s. 25–26; T. Słoczyński, A. Drozd, *Metan z pokładów węgla (CBM) – doświadczenia światowe i perspektywy rozwoju w Polsce*, „Nafta – gaz”, 2017, Rok LXXIII, nr 11, s. 851–855; P. Kasza, *Specyfika udostępniania złóż niekonwencjonalnych w Polsce*, „Nafta – gaz”, 2016, Rok LXXII, nr 10, s. 799–800; M. Kaliski, R. Wojciechowski, A. Szurlej, *Zagospodarowanie metanu z pokładów węgla – stan obecny i perspektywy*, „Polityka Energetyczna”, 2013, t. 16, z. 4, s. 192–193; S. Rychlicki, J. Siemek, *Gaz łupkowy – zasoby i technologia*, „Rynek Energii”, 2011, nr 3 (94), s. 7; M. Szota, *Metan z pokładów węgla kamiennego*, „Przegląd Gazowniczy”, 2016, nr 3, s. 33.

westyje w PMG pozwalają również na zwiększenie elastyczności i płynności rynku gazu. W PMG przetrzymuje się rezerwy strategiczne, które wykorzystuje się w sytuacji zagrożenia dostaw gazu. Utrzymywane w podziemnych magazynach gazu zapasy w Polsce stanowią rynkowe (zapasy handlowe), oraz pozarynkowe środki zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego (zapasy obowiązkowe). Łączny poziom rezerw tych dwóch kategorii w poszczególnych podziemnych magazynach gazu ziemnego na koniec 2016 r. wyniósł 2,23 mld m<sup>3</sup>. W państwach UE dokonuje się liberalizacja rynku podziemnych magazynów gazu. Tak jak w innych państwach unijnych, w Polsce dokonano się rozdzielenie działalności operatorów systemów magazynowych od działalności obrotowej oraz zagwarantowano niedyskryminacyjny dostęp stron trzecich do infrastruktury magazynowej. Właścicielem i operatorem polskich podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego jest Gas Storage Poland sp. z o.o., który świadczy usługi w tej dziedzinie dla innych podmiotów. Wspomniana spółka rozbudowuje pojemności magazynowe KPMG Kosakowo, KPMG Mogilno oraz PMG Brzeźnica<sup>12</sup>.

Tabela 5. Stan napełnienia w podziemnych magazynach gazu ziemnego wysokometanowego (stan na dzień 29.12. 2016 r.).

Nazwa magazynu	Rodzaj	Pojemność czynna [mln m <sup>3</sup> ]	Stan napełnienia [mln m <sup>3</sup> ]	% napełnienia pojemności czynnej
Wierzchowice	złoże wyeksploatowane	1200,0	940,7	78,4
Mogilno	kawerny solne	594,7	548,7	92,3
Husów	złoże wyeksploatowane	500,0	309,6	58,5
Strachocina	złoże wyeksploatowane	360,0	210,5	57,0
Swarzędów	złoże wyeksploatowane	90,0	40,6	45,1
Brzeźnica	złoże wyeksploatowane	100,0	31,6	31,6
Kosakowo	kawerny solne	119,0	150,6	126,5
	<b>Razem:</b>	<b>2963,7</b>	<b>2232,2</b>	<b>75,3</b>

Źródło: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r., s. 62.

<sup>12</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r., s. 50–51, 62–63; J. Trubalska, *Podziemne magazyny gazu jako element bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Teki Komisji Polityki i Stosunków Międzynarodowych”, 2010, nr 5, s. 110–112; T. Brzeziński, A. Wawrzynowicz, *Rozwój segmentu magazynowania paliw gazowych, zmiany otoczenia prawnego, zasady funkcjonowania oraz znaczenie segmentu dla rynku*, „Rynek Energii”, 2014, nr 5 (114), s. 3–11.

W 2015 r. Polska zajmowała 11 pozycję wśród państw członkowskich UE pod względem wielkości pojemnościowej czynnej PMG. Średni stopień pokrycia zapotrzebowania gazu w pojemności czynnej PMG w UE wynosił w tym czasie 32%. W latach 2010–2015 poziom ten wzrósł w Polsce z 12% do 18,2%, nadal jednak odbiega od średniej unijnej, stwarzając zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu. Zdolność magazynowania gazu ziemnego wysokometanowego zwiększyła się Polsce dość znacznie w latach 2012–2016 (z 1821,89 mln m<sup>3</sup> do 2963,7 mln m<sup>3</sup>). W celu dorównania do poziomów państw UE w pojemności magazynowej (stosunek pojemności PMG do rocznego zapotrzebowania na gaz), Polska powinna rozbudować swoje podziemne magazyny gazu ziemnego wysokometanowego do pojemności ok. 4,8 mld m<sup>3</sup>. Pewne działania zostały już podjęte, aby zwiększyć możliwości magazynowania gazu ziemnego. PGNiG S.A. analizuje możliwości zwiększenia pojemności PMG Wierzchowice o 800 mln m<sup>3</sup> oraz rozbudowuje PMG Kosakowo o 104,5 mln m<sup>3</sup>. Także Gaz-System S.A. planuje rozszerzyć swoją działalność o segment magazynowania gazu. W 2017 r. wspomniana firma rozpoczęła prace badawcze nad wykorzystaniem wysadu solnego „Damasławek” w województwie kujawsko-pomorskim na podziemny magazyn gazu ziemnego. Dodatkowo w Polsce w dwóch PMG są utrzymywane zapasy gazu ziemnego zaazotowanego (PMG Daszewo o pojemności czynnej 30 mln m<sup>3</sup> oraz PMG Bonikowo o pojemności czynnej 200 mln m<sup>3</sup><sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> M. Ciechanowska, *Podziemne magazyny gazu elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Nafta – gaz”, 2016, Rok LXII, nr 10, s. 836–839; A. Matkowski, P. Musiał, *Systemowe magazyny gazu w Polsce*, „Archiwum Energetyki”, 2012, t. XLII, nr 1, s. 88; M. Kaliski, P. Frączek, A. Szurlej, *Liberalizacja rynku gazu ziemnego a rozwój podziemnych magazynów gazu w Polsce*, „Polityka Energetyczna”, 2010, t. 13, z. 2, s. 210; *Podziemne Magazyny Gazu*, <http://pgnig.pl/podziemne-magazyny-gazu>, odczyt z dn. 20.07.2018; *Powstanie nowy podziemny magazyn gazu?*, [https://gazownictwo.wnp.pl/powstanie-nowy-podziemny-magazyn-gazu,303554\\_1\\_0\\_0.html](https://gazownictwo.wnp.pl/powstanie-nowy-podziemny-magazyn-gazu,303554_1_0_0.html), odczyt z dn. 20.07.2018.

Tabela 6. Stopień pokrycia rocznego zapotrzebowania gazu ziemnego poprzez PMG w wybranych państwach członkowskich UE w 2015 r. (dane dotyczące zużycia gazu ziemnego z 2014 r.).

Lp.	Nazwa państwa	Całkowita pojemność czynna PMG [mln m <sup>3</sup> ]	Roczne zużycie gazu ziemnego [mld m <sup>3</sup> ]	Stopień pokrycia [%]
1.	Niemcy	24588	76,4	32,2
2.	Włochy	16696	60,7	27,5
3.	Francja	12894	38,6	33,4
4.	Holandia	12078	34,5	35,0
5.	Austria	8250	7,7	107,1
6.	Węgry	6330	8,5	74,5
7.	W. Brytania	4528	71,5	6,3
8.	Czechy	3517	7,2	48,8
9.	Słowacja	3156	4,3	73,4
10.	Rumunia	3050	11,0	27,7
11.	Polska	2915	16,0	18,2

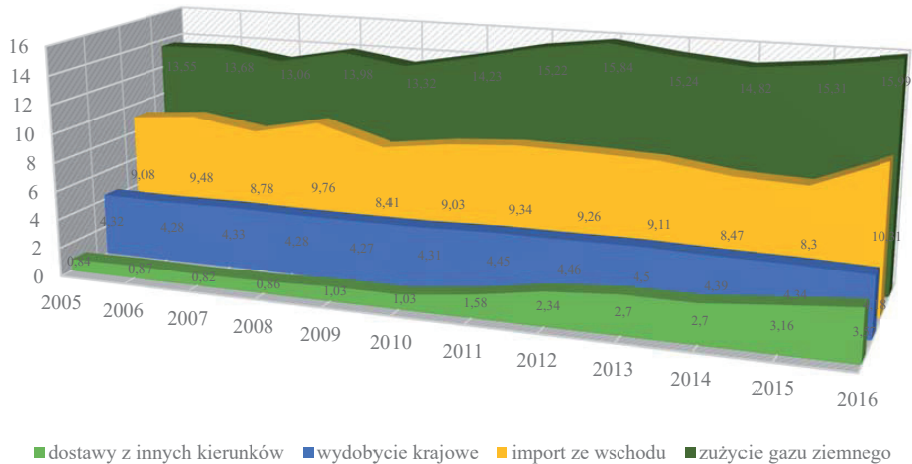
Źródło: M. Ciechanowska, *Podziemne magazyny gazu elementem bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Nafta – gaz”, Rok LXII, 2016, nr 10, s. 836.

#### 4. Źródła i kierunki dostaw gazu ziemnego do Polski

W 2016 r. krajowe wydobycie gazu ziemnego sięgało 4,184,1 mld m<sup>3</sup> (ok. 23,16% krajowego bilansu dostaw gazu). Od wielu lat, z niewielkimi wahaniami, utrzymuje się poziom krajowego wydobycie gazu – ok. 4 mld m<sup>3</sup>. W 2016 r. zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15,99 mld m<sup>3</sup> i zwiększyło się w porównaniu do 2015 r. o 4,43%, a w porównaniu do 2005 r. o 18%. Pod koniec lat dziewięćdziesiątych XX r. polskie zapotrzebowanie na gaz ziemny kształtowało się na poziomie ok. 11 mld m<sup>3</sup> ( w 1999 r. 10,88 mld m<sup>3</sup>). W latach 1999–2016 konsumpcja gazu ziemnego w Polsce wzrosła ok. 68%. Średnia dynamika wzrostu krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny wynosiła ok. 4%. Zgodnie z prognozami Ministerstwa Energii zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce wzrośnie do 2030 r. do 20,2 mld m<sup>3</sup><sup>14</sup>.

<sup>14</sup> P. Janusz, *Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju*, „Polityka Energetyczna”, 2013, t. 16, z. 2, s. 38; *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 28, 30; *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, Warszawa 2009, pdf., s. 14; [https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE\\_Zalacznik\\_](https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE_Zalacznik_)

Wykres 2. Krajowy bilans gazu ziemnego w Polsce w latach 2005–2016.



Źródło: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 30.

W ostatnich latach niekorzystnie zmieniała się struktura zaopatrzenia Polski w gaz ziemny. W 1999 r. aż 33,15% swoich potrzeb Polska pokrywała z wydobycia krajowego, a w 2016 r. – 23,16%. Głównie za taki stan odpowiadało zwiększone zapotrzebowanie Polski na gaz ziemny, gdyż wydobycie krajowe pozostawało na poziomie ok. 4 mld m<sup>3</sup>. W ostatnich latach są podejmowane wysiłki, aby zwiększyć krajowe wydobycie gazu ziemnego, ale nie należy oczekiwać znaczącego wzrostu, co najwyżej kilkuprocentowy. Z oficjalnych statystyk wynika, że Polska importowała w ostatnich latach ponad 70% gazu ziemnego z kierunku wschodniego, głównie z Federacji Rosyjskiej. Inne kierunki odgrywały drugorzędne znaczenie. W 2016 r. całkowity import gazu ziemnego do Polski wyniósł 13,8 mld m<sup>3</sup> (z kierunku wschodniego – 10,3 mld m<sup>3</sup>, 74,26%; nabycie wewnątrzspółnotowe gazu z Niemiec – 2,52 mld m<sup>3</sup>, 18,2%; nabycie wewnątrzspółnotowe z Republiki Czeskiej – 4,94 mln m<sup>3</sup>, 0,04%; import gazu ziemnego z Kataru – 0,9 mld m<sup>3</sup>, 6,94%; import gazu ziemnego z Norwegii – 78,29 mln m<sup>3</sup>, 0,56%). Polska eksportowała również niewielkie ilości gazu ziemnego (839,33 mln m<sup>3</sup>). Do 2016 r. nie zmieniły się zasadniczo główne kierunki importu gazu ziemnego do Polski. W latach 2015–2016 import gazu rosyjskiego zwiększył się o 24,18%. Statystyki Ministerstwa Energii

nie podają, ile kupujemy rosyjskiego gazu przeznaczonego dla gospodarki niemieckiej dzięki zastosowaniu tzw. rewersu wirtualnego. Gdybyśmy ujęli zakupiony tym sposobem gaz ziemny, to okazałoby się, że rosyjskiego gazu ziemnego jest więcej procentowo, niż wynika to z oficjalnych statystyk<sup>15</sup>.

Tabela 7. Struktura zaopatrzenia kraju w gaz ziemny w latach 2015–2016.

	2015			2016			Różnica 2016–2015	
	Ilość [mln m <sup>3</sup> ]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m <sup>3</sup> ]	Udział w bilansie dostaw [%]	Udział w imporcie [%]	Ilość [mln m <sup>3</sup> ]	Zmiana [%]
1. Wydobycie krajowe	4337,45	27,46%	–	4184,1	23,16%	–	–153,35	–3,54%
2. Suma importów i dostaw z innych kierunków	11457,8	72,54%	–	13882,51	76,84%	–	2424,71	21,16%
2.1. Import ze wschodu	8302,11	52,56%	72,46%	10309,32	57,06%	74,26	2007,21	24,18%
2.2. Dostawy z innych kierunków	3155,69	19,98%	27,54%	3573,19	19,78%	25,74	417,5	13,23%
2.2.1. Nabycie wewnątrzspółnotowe z RFN	3021,69	19,13%	26,37%	2526,29	13,98%	18,20	–450,4	–16,39%
2.2.2. Nabycie wewnątrzspółnotowe z Czech	14,37	0,09%	0,13%	4,94	0,03%	0,04	–9,43	–65,62%
2.2.3. Import z Norwegii	0,00	0,00%	0,00%	78,39	0,5%	0,56	78,39	–
2.2.4. Import z Kataru	119,63	0,76%	1,04%	963,57	5,33%	6,94	843,94	705,43%
Bilans dostaw gazu na terytorium Polski	15795,25	100%	–	18066,61	100	–	2271,36	14,38%

Źródło: Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, s. 29.

Od wielu lat głównym importerem gazu ziemnego pozostaje spółka PGNiG S.A, która dokonywała zakupu większości gazu ziemnego na podstawie długoterminowego kontaktu z Gazpromem, który obowiązuje do końca 2022 r. Wie-

<sup>15</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, s. 29; W. Kołbuk, A. Kołbuk, *Gazprom na polskim rynku paliw w latach 1989–2014*, „Roczniki Ekonomii i Zarządzania”, 2014, t. 6, nr 2, s. 132–133.

lu ekspertów krytykowało jego formułę (do 10,2 mld m<sup>3</sup> rocznie, 85% *Take-or-Pay*), monopolistyczną pozycję rosyjskiego dostawcy gazu ziemnego na polskim rynku gazu oraz długi okres jej obowiązywania. W 2011 r. NIK na wniosek Komisji Skarbu Państwa Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej przeprowadziła kontrolę zawierania umów gazowych z Federacją Rosyjską. Jej wyniki odtajniono dopiero w czerwcu 2018 r. Chociaż organ kontrolny pozytywnie ocenił zabezpieczenie przez organy państwowe i PGNiG S.A. w latach 2006–2011 ciągłości dostaw gazu ziemnego z importu, to jednocześnie stwierdził, że skuteczność negocjacji w sprawie dostaw gazu ziemnego została poważnie ograniczona ze względu na brak alternatywnych tras jego przesyłu, niż tylko z kierunku wschodniego. NIK skrytykowała również działania Ministerstwa Gospodarki dotyczące negocjowania w latach 2009–2010 warunków umów z Gazpromem, gdyż prowadzono je bez wymaganego umocowania w postaci zatwierdzonej instrukcji negocjacyjnej, a go ją przyjęto, część uzgodnień okazała się niezgodna z wytycznymi o charakterze wiążącym. Co więcej, strona polska nie posiadała strategii negocjacyjnej, gdyż nie przygotowało jej odpowiedzialne za to Ministerstwo Gospodarki. Dodatkowo Ministerstwo Gospodarki i PGNiG S.A. zgodziły się w umowie na korzystne rozstrzygnięcia dla Rosji, nie wymagając od strony rosyjskiej podjęcia adekwatnych działań wobec partnera polskiego. Chociaż polskie Ministerstwo Gospodarki dysponowało analizami, że oddanie do użytku w 2014 r. terminala LNG w Świnoujściu, pozwoli na zwiększenie podaży gazu nad popytem, to dążyło do wydłużenia okresu obowiązywania kontraktu jamalskiego. Nie podjęło również kwestii, bądź podjęło niewystarczające działania dotyczące zniesienia klauzuli reeksporu, ustanowienia nowego operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, oraz zagwarantowania dostępu stron trzecich (TPA) na polskim odcinku wspomnianego gazociągu. Polska nie wykorzystwała również możliwości włączenia do negocjacji przedstawicieli Komisji Europejskiej. NIK wymieniła znacznie więcej nieprawidłowości, które skutkowały negatywnymi rozstrzygnięciami dla strony polskiej. M.in. nowa formuła cenowa spowodowała podwyżkę cen rosyjskiego gazu o 10%<sup>16</sup>.

Pod koniec 2015 r. zrealizowano drogą morską pierwszą dostawę skroplonego gazu ziemnego do terminala LNG w Świnoujściu. Gaz ten posłużył do

---

<sup>16</sup> Najwyższa Izba Kontroli. *Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. Informacja o wynikach kontroli zawierania umów gazowych oraz realizacji inwestycji – terminal LNG w Świnoujściu*, Warszawa 2013, pdf., s. 5–35, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,17128,vp,19688.pdf>, odczyt z dn. 23.07.2018.

napęłnienia instalacji i zbiorników oraz rozpoczęcia prac rozruchowych terminalu. Na początku 2016 r. zainicjowano testy systemu regazyfikacji oraz dostarczania gazu ziemnego do krajowego systemu przesyłowego. W połowie 2016 r. do Polski dotarł pierwszy komercyjny transport katarskiego skroplonego gazu ziemnego w wielkości 210 tys. m<sup>3</sup> (ok. 126 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji). W 2016 r. Qatar Liquefield Gas Company Limited dostarczył PGNiG S.A. siedem ładunków LNG. Kontrakt katarski obowiązuje do 2034 r. PGNiG S.A. kupiło również gaz norweski od firmy Statoil ASA w ramach dostaw na rynku *spot* w ilości 136 tys. m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego. Łącznie w 2016 r. PGNiG S.A. sprowadził ok. 1,8 mln m<sup>3</sup> LNG (ok. 1,04 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji). W 2016 r. PGNiG S.A. zakończyła współpracę z niemieckim VNG-Verbundnetz Gas AG, od którego wcześniej kupowała gaz ziemny<sup>17</sup>.

## 5. Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce

Liberalizacje rynków paliw i energii należy zaliczyć do długotrwałych procesów. Liberalizacja rynku gazu ziemnego składa się z kilku elementów m.in. rozdziału działalności, zagwarantowania dostępu stron trzecich do sieci (Third Party Access – TPA), wzmocnienia konkurencji oraz wprowadzenia nadzoru niezależnego operatora. Rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce wynikał głównie z przystąpienia naszego państwa do UE. Od wielu lat UE dąży do powstania jednolitego rynku gazu ziemnego oraz jego liberalizacji. Temu służyły głównie regulacje przyjęte w tzw. drugim i trzecim pakiecie energetycznym. Ich zasadniczym celem było rozdzielenie działalności „obrotowej” (sprzedaż gazu) od działalności „sieciowej” (przesyłanie, dystrybucja, magazynowanie gazu) oraz zagwarantowanie niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury gazowej. Największe znaczenie dla kształtu rynku ziemnego w Polsce odegrało wprowadzenie tzw. obliwa giełdowego (obowiązku sprzedaży określonej ilości gazu ziemnego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii S.A.) Sprzedaż i zakup gazu ziemnego na rynku hurtowym w Polsce odbywa się głównie za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii S.A.

<sup>17</sup> Raport Roczny 2016. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, pdf, s. 84–85, <http://pgnig.pl/documents/10184/2118739/PGNiG+RR+2016+PL.pdf/ddf42416-79bc-43be-b4a5-fa1104d39bc4>, odczyt z dn. 23.07.2018; E. Kochanek, *Terminal LNG – strategiczny element bezpieczeństwa energetycznego*, „Belona”, 2017, nr 3, s. 46–47.

(TGE S.A.). Chociaż TGE S.A powstała w 1999 r., dopiero w 2012 r. powstał rynek gazu ziemnego. Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne”, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi są zobowiązane sprzedawać nie mniej niż 55% gazu ziemnego na giełdach towarowych. Pozycję dominującą w obrocie giełdowym na rynku gazu zajmuje PGNiG S.A., chociaż jego udziały maleją, co wynika głównie z liberalizacji rynku gazu ziemnego (w 2012 r. 95% rynku hurtowego gazu ziemnego należało do PGNiG S.A., a w 2015 r. – 84%). Transakcje na rynku gazu TGE zawierają przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz najwięksi odbiorcy końcowi. Dość dynamicznie rozwija się sprzedaż i kupno gazu ziemnego na TGE S.A. W 2016 r. wolumen obrotu gazem ziemnym na TGE S.A. wyniósł 114,5 TWh i zwiększył się o 7,1% w porównaniu z 2015 r. Na koniec pierwszego kwartału 2018 r. 201 podmiotów posiadało w Polsce koncesję na obrót paliwami gazowymi, zaś 110 firm aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym<sup>18</sup>.

## 6. Stan i rozwój infrastruktury gazowej w Polsce

Rynek gazu składa się z pięciu segmentów: wydobycia, przesyłu, magazynowania, dystrybucji oraz obrotu. Przed wejściem Polski do UE w 2004 r. za wydobycie, dystrybucję i przesył gazu ziemnego w Polsce odpowiadało głównie Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Po integracji Polski z UE rozpoczął się proces transformacji rynku dystrybucji gazu ziemnego. W 2004 r. przekształcono regionalne oddziały przesyłu gazu ziemnego w spółkę PGNiG Przesył sp. z o.o., a w 2006 r. zarejestrowano spółkę Operator Systemu Przesyłowego Gaz System sp. z o.o., która w tym samym roku przekształciła się w spółkę akcyjną. Główne zadanie Gaz-System S.A. polega na transporcie pa-

<sup>18</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne”, <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19970540348/U/D19970348Lj.pdf>, odczyt z dn. 6.08.2018; *Urząd Regulacji Energetyki. Informacja o obrocie gazem ziemnym i jego przesyłce za I kwartał 2018 r.*, <https://www.ure.gov.pl/pl/wskazniki-dane-i-anali/hurtowy-rynek-gazu-zie/5243>, Hurtowy rynek-gazu-ziemnego-monitoring.html, odczyt z dn. 30.07.2018; *Raport Roczny 2016. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*, pdf., s. 28; K. Iwicki, P. Janusz, A. Szurlej, *Wpływ liberalizacji rynku gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne Polski*, „Rynek Energii”, 2014, nr 3, s. 3–10; A. Szurlej, J. Kamiński, W. Suwała, *Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Polsce – wybrane zagadnienia*, „Rynek Energii”, 2014, nr 2, s. 48–52; I. Kowal, H. Kaproń, *Rozwój handlu gazem ziemnym na giełdzie energii w Polsce*, „Rynek Energii”, 2016, nr 6, s. 3–4; T. Olkuski, A. Szurlej, P. Janusz, *Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego*, s. 6–7;

liw gazowych siecią przesyłową w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz odbiorców końcowych. Gaz-System S.A. otrzymał również koncesję operatora krajowego systemu przesyłowego do 2030 r. W 2010 r. Gaz-System S.A. i EuRoPol Gaz S.A. podpisały porozumienie dotyczące powierzenia krajowemu operatorowi systemu przesyłowego kontroli nad polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego do końca 2019 r. W wydanej decyzji Prezes URE przedłużył następnie Gaz-System S.A. funkcję niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego do końca 2025 r. Gaz-System S.A. jest w 100% spółką Skarbu Państwa. Z kolei PGNiG S.A. skoncentrowało się na wydobywaniu węgłowodorów, ich imporcie oraz sprzedaży. W 2008 r. z PGNiG S.A. wydzielono organizacyjny oddział zajmujący się magazynowaniem paliw gazowych. W wyniku jego przekształcenia powstała w 2010 r. spółka Operator Systemów Magazynowania spółka z o.o. W 2012 r. Prezes URE powierzył jej funkcję Operatora Systemu Magazynowania paliw gazowych (OSM) do 31 maja 2022 r. W październiku 2016 r. OSM spółka z o.o. zmieniła nazwę na Gas Storage Poland sp. z o.o. (w 100% jest spółką zależną od PGNiG S.A.). Polski sektor gazowy prawie w całości znajduje się pod kontrolą państwa. Pod koniec 2016 r. długość systemu przesyłowego w Polsce wynosiła 11673, 9 km. Polski system przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów: Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT) oraz Krajowego Systemu Przesyłowego (w skład niego wchodzi dwa podsystemy gazu ziemnego: wysokometanowego E oraz zaazotowanego Lw). W latach 2009–2015 Gaz-System S.A. wybudował ponad 1200 km nowych gazociągów przesyłowych. Najważniejsze z nich powstały w północno-zachodniej i środkowej Polsce<sup>19</sup>.

<sup>19</sup> Szerzej zob. *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 36–39; *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2028. Wyciąg*, Warszawa 2017, pdf. s. 8–10, [http://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy\\_Dziesiecioletni\\_Plan\\_Rozwoju\\_2018-2027.pdf](http://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy_Dziesiecioletni_Plan_Rozwoju_2018-2027.pdf), odczyt z 25.07.2018; *Nasze inwestycje*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/>, odczyt z 25.07.2018; W. Grzędzielski, M. Dziadowiec, *Transformacja rynku dystrybucji gazu w okresie piętnastu lat*, „Przegląd Gazowniczy”, 2018, nr 1, s. 23–24; E. Struk, I. Krupa, *Rozwój systemu przesyłowego*, „Przegląd Gazowniczy”, 2018, nr 1, s. 28; M. Wysokiński, A. Gromada, *Rynek gazu ziemnego w Polsce w kontekście potrzeb energetycznych kraju*, „Ekonomika i Organizacja Logistyki”, 2016, nr 1, s. 104–105; A. Osiadacz, R. Wittmann, *Polski system gazociągów przesyłowych*, „Przegląd Gazowniczy”, 2013, nr 1, s. 28–29.

Tabela 8. Charakterystyka techniczna Systemu Przesyłowego na dzień 31 grudnia 2016 r.

L.p.	Elementy systemu przesyłowego	Jednostka	Ogółem
1.	<b>Gazociągi przesyłowe</b>	km	11673,9
w tym:	Infrastruktura SGT	km	684,8
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz E	km	10341,1
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz Lw	km	648
2.	<b>Węzły systemowe</b>	szt.	44
w tym:	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz E	szt.	44
3.	<b>Stacje gazowe</b>	szt.	898
w tym:	Infrastruktura SGT	szt.	2
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz E	szt.	825
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz Lw	szt.	71
4.	<b>Tłocznie gazu</b>	szt.	19
w tym:	Infrastruktura SGT	szt.	5
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz E	szt.	14
	Infrastruktura Gaz-System S.A. gaz Lw	szt.	0

Źródło: Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2028, s. 10.

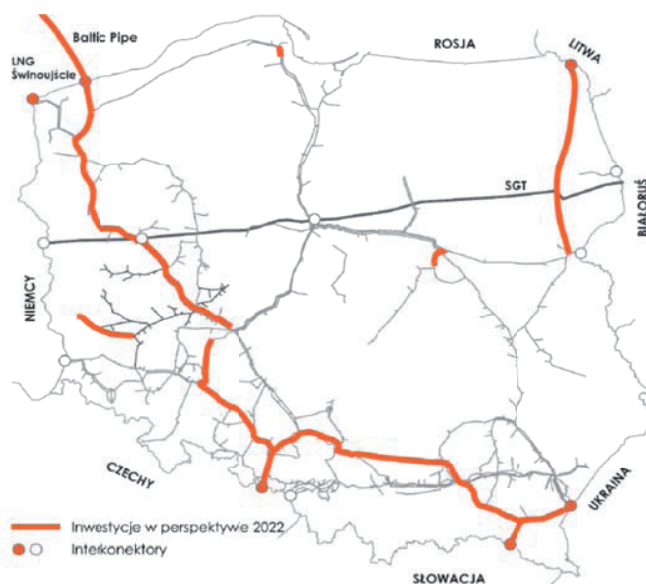
W 2016 r. Prezes URE zaakceptował przygotowany przez Gaz-System S.A. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2016–2025 (KDPR). Plan ten stanowił kontynuację wcześniejszego KDPR na lata 2014–2023. Pod koniec grudnia 2017 r. Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Gaz-System S.A. zatwierdziło zmodyfikowany KDPR na lata 2018–2017, który w październiku 2017 r. zaakceptował Prezes URE. Dokument ten uwzględnił dwie perspektywy rozwoju systemu przesyłowego. *Perspektywa 2022* – obejmuje głównie budowę gazociągu *Baltic Pipe* oraz kontynuację inwestycji rozpoczętych w KDPR na lata 2016–2025, natomiast *Perspektywa 2027* – uwzględniła te inwestycje, których realizacja będzie zależna od stopnia rozwoju rynku gazu w kraju i w regionie. W planie tym największy nacisk położono na dy-

wersyfikację źródeł dostaw do Polski oraz rozwój połączeń importowych i eksportowych gazu służących integracji rynków UE. Od kilku już lat Gaz-System S.A. próbuje dywersyfikować szlaki transportu gazu ziemnego, aby stworzyć alternatywę wobec dotychczasowej głównej trasą przesyłu gazu ziemnego na kierunku wschód–zachód i uzależnić się do Rosji jako głównego dostawcy gazu ziemnego. Po oddaniu w 2016 r. do użytku terminala regazyfikacyjnego LNG w Świnoujściu, jest rozwijana koncepcja budowy Bramy Północnej, stanowiącej część gazowego Korytarza Północ – Południe. Pomysł Bramy Północnej zawiera się w rozbudowaniu zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu oraz budowie połączenia z norweskimi zasobami gazu wraz z wykorzystaniem gazociągu podmorskiego Polska – Dania (*Baltic Pipe*). Dodatkowo Gaz-System S.A. podejmuje się zadania rozwinięcia połączeń międzysystemowych z najbliższymi sąsiadami (Polska – Litwa, Polska – Ukraina, Polska – Słowacja, Polska – Czechy) oraz rozbudowy krajowej sieci przesyłowej. Szczegółowy wykaz przyszłych inwestycji zawarto w KDPR na lata 2018–2017. Większość inwestycji związanych z budową Bramy Północnej i krajowego odcinka Korytarza Północ – Południe ma zakończyć się do 2022 r., gdy wygaśnie już kontrakt jamalski. Swoje inwestycje na lata 2018–2022 przedstawił również właściciel SGT EuRoPol Gaz S.A, które obejmują m.in. modernizację urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, modyfikację i modernizację systemów łączności oraz bieżące zadania wynikające z przeglądów technicznych, kontroli środowiskowych etc.<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup> Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju na lata 2018–2027 uzgodniony z Prezesem URE i zaakceptowany przez WZA, <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/202657/>, odczyt z 25.07.2018; Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2028, s. 8–13, 27–28; P. Jakubowski, *Strategia Gaz-System do 2025 r.*, „Przegląd Gazowniczy”, 2016, nr 3, s. 18–20.

Rysunek 1. Inwestycje Gaz-System S.A. w rozwój infrastruktury przesyłowej w latach 2018–2022.



Źródło: Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018–2028, s. 18.

Problemem polskiej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego jest jej rosnąca struktura wiekowa. Procentowo występuje niewiele nowych gazociągów, a ponad 1/3 liczy powyżej 40 lat. Niewielki jest natomiast stopień ich awaryjności. W 2015 r. zarządzająca systemem przesyłowym spółka Gaz-System S.A. odnotowała tylko 30 awarii, a w 2016 r. 26 uszkodzeń sieci przesyłowej (spadek o 13,3%). Jednocześnie znacząco zwiększyła się z liczba przeprowadzonych planowanych prac na sieci przesyłowej, z 45 w 2015 r., do 99 w 2016 r. W 2016 r. Gaz-System S.A. świadczył usługi przesyłania gazu ziemnego przez krajowy system przesyłowy dla 103 podmiotów. Dodatkowo przedsiębiorstwo wykonywało usługi przesyłowe na zasadach rewersu wejścia Mallnow na gazociągu Jamal – Europa dla 37 podmiotów. Właścicielem polskiego odcinka gazociągu Jamal – Europa o długości 684 km jest SGT EuRoPol Gaz S.A. (akcjonariusze OOO „Gazprom Export” – 48%, PGNiG S.A – 48%, Gas Trading S.A. – 4%). W 2016 r. polskim odcinkiem gazociągu jamalskiego przesłano ok. 29,87 mld m<sup>3</sup> gazu dla „Gazpromu Export” oraz ok. 4,63 mld m<sup>3</sup> gazu na potrzeby krajowe<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, s. 39–40;

Tabela 9. Struktura wiekowa gazociągów przesyłowych Gaz-System S.A. Stan na 31 grudnia 2016 r.

Przedział wiekowy	Długość gazociągów w poszczególnej grupie wiekowej	%
Poniżej 5 lat	1100,6	10,10%
6-10 lat	343,7	3,13%
11-15 lat	266,2	2,42%
16-20 lat	948	8,63%
21-25 lat	1511,7	13,76%
26-30 lat	893,1	8,13%
31-35 lat	743,2	6,76%
36-40 lat	1341	12,20%
powyżej 40 lat	3831,5	34,87%
Razem:	10989	100%

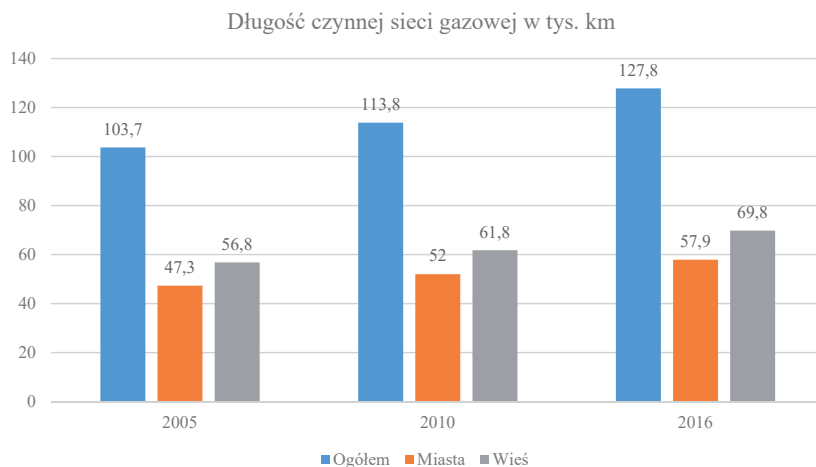
Źródło: *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 37.

Z danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) długość sieci gazowej rozdzielczej zwiększyła się w latach 2005–2016 o 24,1 tys. km i według stanu na dzień 31 grudnia 2016 r. wyniosła 127,8 tys. km. Na obszarach wiejskich jej długość wzrosła o 13,5 tys. km (o 23,9%), osiągając w 2016 r. 69,8 tys. km, natomiast w ośrodkach miejskich jej długość zwiększyła się o 10,7 tys. km (o 22,5%) do 57,9 tys. km. W tym okresie największy przyrost długości sieci gazowej rozdzielczej odnotowano w miastach województw lubuskiego (o ponad 46%), podlaskiego (39,8%), i pomorskiego (33,3%) oraz na obszarach wiejskich województw: kujawsko-pomorskiego (o 494%), pomorskiego (blisko o 264%) i warmińsko-mazurskiego (prawie o 119%). Z analizy zaprezentowanych danych wynika, że dość równomiernie rozwijała się w latach 2005–2016 długość sieci gazowej rozdzielczej na obszarach miejskich i wiejskich<sup>22</sup>.

*Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2017*, Warszawa 2017, pdf. s. 42, <https://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/raporty-dla-komisji-eu/3343,RaportyDlaKomisjiEuropejskiej.html>, odczyt z dn. 26.07.2018.

<sup>22</sup> Główny Urząd Statystyczny. *Infrastruktura komunalna w 2016 r.*, Warszawa 2017, pdf. s. 19–20, [https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5492/3/14/1/infrastruktura\\_komunalna\\_w\\_2016.pdf](https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5492/3/14/1/infrastruktura_komunalna_w_2016.pdf), odczyt z dn. 26.07.2018.

Wykres nr 3. Stan infrastruktury sieci gazowej rozdzielczej na przestrzeni lat 2005, 2010 i 2016.



Źródło: Główny Urząd Statystyczny. *Infrastruktura komunalna w 2016 r.*, Warszawa 2017, pdf, s. 19–20.

W ostatnich latach liczba osób korzystających z gazu ziemnego pozostaje na zbliżonym poziomie (ok. 52%). Pod koniec 2016 r. z sieci gazowej w miastach korzystało 71,4% mieszkańców, zaś na obszarach wiejskich 23,0% ludności. W porównaniu do 2005 r. zużycie gazu z sieci przez gospodarstwa domowe wzrosło o 6,5%, przy podobnym wzroście liczby odbiorców (6,4%). W ośrodkach miejskich konsumpcja gazu spadła o 0,1%, przy wzroście odbiorców o 3,0%, natomiast na obszarach wiejskich wzrosło zużycie gazu o 38,7% oraz liczba jego konsumentów (o 34,9%). W 2016 r. największe zużycie gazu przez odbiorcę indywidualnego odnotowano w województwie wielkopolskim (760 m<sup>3</sup>), najniższej zaś w województwie łódzkim (364,1 m<sup>3</sup>). W 2016 r. średnio w Polsce na jednego mieszkańca konsumpcja gazu wyniosła 106 m<sup>3</sup>, zaś na jednego odbiorcę 550,7 m<sup>3</sup> <sup>23</sup>.

<sup>23</sup> Ibidem, s. 22.

Tabela 10. Zużycie gazu z sieci w gospodarstwach domowych w 2016 r.

Województwa	Zużycie gazu					
	ogółem		na 1 odbiorcę		na 1 mieszkańca	
	w hm <sup>3</sup>	w GWh	w m <sup>3</sup>	w kWh	w m <sup>3</sup>	w kWh
	<b>Ogółem</b>					
<b>Polska</b>	4107,2	45242,7	550,7	6066,1	106,9	1177,4
<b>Region Centralny</b>	1022,9	11478,4	627,8	7045,2	130,4	1463,1
łódzkie	155,3	1729,6	364,1	4054,2	62,4	695,1
mazowieckie	867,5	9748,8	721,4	8106,3	161,9	1819,9
<b>Region Południowy</b>	860,3	9639,2	480,3	5381,8	108,3	1213,9
małopolskie	419,7	4710,1	581,2	6522,4	124,3	1395,0
śląskie	440,6	4929,0	412,2	4611,2	96,5	1079,9
<b>Region Wschodni</b>	522,6	5840,3	477,9	5340,5	77,9	871,1
lubelskie	158,7	1784,0	490,2	5510,0	74,3	835,3
podkarpackie	234,3	2600,1	493,2	5473,7	110,2	1222,5
podlaskie	51,1	575,0	432,6	4865,0	43,1	484,1
świętokrzyskie	78,5	881,3	444,4	4990,0	62,6	702,5
<b>Region Północno-Zachodni</b>	808,1	8435,2	700,8	7314,5	130,3	1359,6
lubuskie	134,6	1304,6	694,4	6729,1	132,3	1282,2
wielkopolskie	441,3	4698,3	760,3	8093,8	126,9	1350,9
zachodniopomorskie	232,2	2432,4	612,8	6420,0	135,9	1423,4
<b>Region Południowo-Zachodni</b>	434,3	4746,7	517,9	5661,1	111,4	1217,6
dolnośląskie	368,0	4005,7	539,2	5868,3	126,7	1379,5
opolskie	66,3	741,0	425,0	4753,6	66,6	745,1
<b>Region Północny</b>	459,0	5102,9	481,8	5356,4	78,7	874,7
kujawsko-pomorskie	143,0	1587,1	418,4	4643,9	68,6	761,4
pomorskie	223,7	2489,4	539,6	6006,4	96,8	1077,0
warmińsko-mazurskie	92,4	1026,4	470,2	5224,4	64,2	713,9

Źródło: GUS. *Infrastruktura komunalna w 2016 r.*, <http://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/infrastruktura-komunalna-nieruchomosci/nieruchomosci-budynki-infrastruktura-komunalna/infrastruktura-komunalna-w-2016-r-,3,14.html>, odczyt 26.07.2018.

## 7. Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego

Przez wiele lat jednym z głównych problemów polskiego sektora gazowego była niewielka dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego oraz brak połączeń międzysystemowych. Głównym importerem gazu ziemnego pozostawała Rosja, która zachowywała pozycję monopolistyczną na polskim rynku gazu. Podejmowane we wcześniejszych latach działania PGNiG S.A w zakresie zawierania umów na import gazu ziemnego miały ograniczone efekty gospodarcze, gdyż wieloletnie zaniechania w zakresie rozwoju sieci przesyłowych zwiększających liczbę, ewentualnie przepustowość połączeń z zagranicznymi sieciami gazowymi, powodowały niemożliwość dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Brak alternatywnych połączeń międzysystemowych powodował rosnącą pozycję Gazpromu. Niekorzystne warunki kontraktu jamalskiego skutkowały wyższą ceną za surowiec rosyjski, jaką płaciła Polska w porównaniu z innymi państwami europejskimi<sup>24</sup>.

Jedną ze strategicznych decyzji mających zmienić ten stan rzeczy była budowa terminala LNG w Świnoujściu. Rada Ministrów w uchwale nr 3/2006 w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii zobowiązała Ministra Gospodarki m.in. do przygotowania decyzji inwestycyjnych służących zwiększeniu liczby alternatywnych szlaków transportu dostaw gazu ziemnego, zwiększenia krajowego wydobycia gazu oraz powiększenia pojemności podziemnych magazynów gazu ziemnego. W sierpniu 2008 r. Rada Ministrów podjęła kolejną decyzję uznającą budowę terminala LNG za inwestycję strategiczną dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. W przeprowadzonej w 2015 r. kontroli NIK stwierdziła poważne nieprawidłowości przy realizacji tego przedsięwzięcia, skutkujące znaczącymi opóźnieniami przy oddaniu do użytku tej inwestycji. Początkowo terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu wraz z instalacjami, urządzeniami i obiektami planowano oddać do eksploatacji do końca 2014 r. Jego budowę zakończono z rocznym opóźnieniem, a dopiero w pierwszych miesiącach 2016 r. terminal zakończył fazę testową, a w połowie 2016 r. rozpoczął przyjmowanie dostaw komercyjnych. Zdolności regazyfikacyjnego terminala LNG w Świnoujściu wynoszą 5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Do końca 2016 r. decyzją Prezesa URE funkcję operatorów systemu

<sup>24</sup> Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. *Informacja o wynikach kontroli. Realizacja inwestycji dotyczących budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*, Warszawa 2015, pdf., s. 2–3, <https://www.nik.gov.pl/kontrola/wyniki-kontroli-nik/kontrola,13741.html>, odczyt z dn. 29.07.2018.

skraplania gazu ziemnego pełniło siedem podmiotów: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNIG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A. oraz Blue Cold Sp. z o.o. W maju 2016 r. Prezes URE udzielił spółce LNG S.A., będącej właścicielem terminala, koncesji na skraplanie gazu ziemnego i jego regazyfikacji do grudnia 2030 r. Wyzaczył również LNG S.A. na jedynego operatora terminalu LNG w Świnoujściu do 2030 r.<sup>25</sup>

W 2017 r. Rada Ministrów ustaliła minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Zgodnie ze wspomnianym rozporządzeniem maksymalny udział gazu ziemnego, importowany przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła nie może być większy w danym roku kalendarzowym niż 70% w latach 2017–2022 oraz 33% w latach 2023–2026. Z przyjętych założeń wynika, że nie zmieni się zasadniczo struktura importu gazu ziemnego do 2022 r., gdyż kontrakt jamalski zobowiązuje Polskę do tego czasu do odbioru określonych ilości gazu ziemnego. W latach 2017–2022 Ministerstwo Energii musi zdywersyfikować dostawy gazu ziemnego, aby po 2022 r. uzupełnić braki wynikające z zaprzestania kupna gazu rosyjskiego w dotychczasowych ilościach. W 2016 r. importowaliśmy z Rosji 10,3 mld m<sup>3</sup>. Po 2022 r. z kierunku wschodniego Polska nie będzie kupowała więcej niż 3–4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Pojawiają się sygnały ze strony Ministerstwa Energii, że Polska może zupełnie zrezygnować z zakupu gazu rosyjskiego po 2022 r., ewentualnie będzie go importować na zupełnie innych warunkach, w ramach kontraktów krótkoterminowych na określony wolumen. Dostawy gazu rosyjskiego będą pełniły wyłącznie „funkcję uzupełniającą”. Zgodnie z prognozami Ministerstwa Energii zapotrzebowanie Polski na gaz ziemny wzrośnie do 2025 r. do 19,0 mld m<sup>3</sup>, a w 2030 r. do 20,2 mld m<sup>3</sup>. Nie należy się spodziewać znaczącego wzrostu wydobycia krajowego gazu ziemnego, ani na pozyskanych zagranicznych koncesjach. Nie wiadomo również na ile realne są prognozy Ministerstwa Energii dotyczące wzrostu zapotrzebowania Polski na gaz ziemny, i czy nie są obciążone błędem. W kolejnych latach będzie rosło prawdopodobnie znaczenie gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej, gdyż Polska musi zastąpić część wysokoemisyjnych przestarzałych jednostek opalanych węglem. Tej roli nie mogą przejąć niestabilne OZE, a plany budowy elektrow-

<sup>25</sup> Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. *Informacja o wynikach kontroli. Realizacja inwestycji dotyczących budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu*, Warszawa 2015, pdf., s. 2–3, <https://www.nik.gov.pl/kontrola/wyniki-kontroli-nik/kontrola,13741.html>, odczyt z dn. 24.07.2018.

ni jądrowej nadal są mgliste. W 2016 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 164,5 TWh. Ponad 80% energii elektrycznej powstało w jednostkach wytwórczych na węgiel kamienny i brunatny, 7% w elektrowniach wiatrowych, a 3,5% zasilanych gazem ziemnym. Gaz-System S.A. przewiduje wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny ze strony sektora elektroenergetycznego w 2027 r. w przedziale 1,3–2,7 mld m<sup>3</sup>. W perspektywie dziesięciu lat z tego powodu popyt krajowy na gaz ziemny może wzrosnąć o 8–17%. Zgodnie z prognozami Gaz-System S.A. konsumpcja gazu ziemnego w Polsce może wynosić w 2035 r. od 18,7 mld m<sup>3</sup> do 21,4 mld m<sup>3</sup>. W jednym z rozpatrywanych scenariuszy przez Mariusza Łaciaka, Tadeusza Olkuskiego, Monikę Świdrak, Adama Szurleja oraz Artura Wyrwę wynika, że rola gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej mogłaby się zwiększyć o ok. 30% po 2035 r. Wszystko zależy od przyjętej strategii rozwoju polskiej energetyki. Jako najbardziej prawdopodobny scenariusz Autorzy wspomnianego opracowania przyjmują wzrost wykorzystania źródeł węglowych przy wytwarzaniu energii elektrycznej, a dopiero później gazowych, OZE oraz energetyki jądrowej. Gdyby faktycznie były realizowany scenariusz referencyjny, najbardziej zbliżony do aktualnej rzeczywistości, do i tak po 2022 r. Polska powinna importować z innych kierunków niż wschodni przynajmniej 7 mld m<sup>3</sup>, aby zapewnić rosnące zapotrzebowanie kraju na gaz ziemny. Z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy wyłączono przedsiębiorstwa energetyczne importujące gaz ziemny z wykorzystaniem terminalu LNG w Świnoujściu, oraz nabywające gaz ziemny wewnątrzspółnotowo z wykorzystaniem usługi polegającej na umownym przesyłaniu (tzw. wirtualnego rewersu) z państwami członkowskimi UE oraz państwem członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym<sup>26</sup>.

<sup>26</sup> J. Szoplik, M. Oszczyk, *Analiza ryzyka w prognozowaniu zapotrzebowania na gaz ziemny*, „Rynek Energii”, 2015, nr 3, s. 10–11; A. Szurlej, J. Kamiński, P. Janusz, K. Iwicki, T. Mirowski, *Rozwój energetyki gazowej w Polsce a bezpieczeństwo energetyczne*, „Rynek Energii”, 2014, nr 6, s. 36; M. Łaciak, T. Olkuski, M. Świdrak, A. Szurlej, A. Wyrwa, *Rola i znaczenie gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej Polski w perspektywie długoterminowej*, „Rynek Energii”, 2017, nr 2, s. 60–65; K. Badyda, *Trendy, uwarunkowania i perspektywy budowy nowych bloków gazowo-parowych w Polsce*, „Rynek Energii”, 2013, nr 5, s. 27–31; E. Chołuj, *Gaz ziemny ma przyszłość w Polsce*, „Przegląd Gazowniczy”, 2017, nr 1, s. 24; K. Świrski, *Wzrost zużycia gazu w energetyce wydaje się nieuchronny*, „Przegląd Gazowniczy”, 2017, nr 2, s. 8–11; *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, Warszawa 2009, pdf., s. 14, [https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE\\_Zalacznik\\_nr\\_2\\_Prognoza\\_zapotrzebowania\\_na\\_paliwa\\_i\\_energie-ost.pdf/5d4cefd2-fd64-f871-a537-f93c19b342e2](https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE_Zalacznik_nr_2_Prognoza_zapotrzebowania_na_paliwa_i_energie-ost.pdf/5d4cefd2-fd64-f871-a537-f93c19b342e2), odczyt z dn. 2.08.2018; *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w spra-*

Chociaż trudno jednoznacznie określić, jakie ostatecznie podejmie działania Ministerstwo Energii w celu zwiększenia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, aby uzupełnić po 2022 r. brakujące w systemie przynajmniej 7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, gdy ograniczony zostanie import z kierunku wschodniego, wydaje się, że kluczową inwestycją mającą zagwarantować powodzenie całego planu, jest realizacja koncepcji tzw. Bramy Północnej oraz rozbudowa połączeń międzysystemowych. W strategii Ministerstwa Energii nie przewidziano znaczącego wzrostu wydobycia krajowych zasobów gazu konwencjonalnego, ani tym bardziej rozpoczęcia wydobycia na skalę przemysłową gazu niekonwencjonalnego. W 2017 r. w Gliwicach rozpoczęto testowe wydobycie metanu z pokładów węgla. Przepływy osiągnęły stabilny poziom ok. 5 tys. m<sup>3</sup> na dobę, a w ciągu dziewięciu miesięcy wydobyto ponad 790 tys. m<sup>3</sup> metanu. Ministerstwo Energii zapowiedziało zwiększenie wydobycia metanu z pokładów węgla do 1 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale nie określiło dokładnie terminu, kiedy ten poziom wydobycia zostanie zrealizowany. Strategia Ministerstwa Energii polega głównie na zwiększeniu liczby dostawców zagranicznych i dywersyfikacji kierunków przesyłu gazu ziemnego. Gaz rosyjski zastąpi gaz ziemny importowany z innych państw. Konwencjonalnego gazu ziemnego w Polsce, przy dotychczasowym wydobyciu na poziomie ok. 4 mld m<sup>3</sup>, wystarczy na 20–30 lat. Po tym okresie Polska będzie zmuszona importować większość potrzebnego jej gazu ziemnego. Nie podejmuje się szerszej zakrojonych działań, aby kończące się zasoby konwencjonalnego gazu ziemnego zastępować źródłami gazu niekonwencjonalnego. Wystarczy spojrzeć na przykład USA, gdzie kończące się źródła gazu konwencjonalnego są zastępowane przez wydobycie węglowodorów niekonwencjonalnych. W 2014 r. w USA produkcja gazu łupkowego stanowiła aż 48% całkowitego wydobycia tego surowca. Oprócz zwiększenia poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa, amerykańska rewolucja łupkowa przyniosła wiele pozytywnych zmian dla gospodarki amerykańskiej. Nie przyjęcie przez Polskę długoletniej strategii zwiększania wydobycia niekonwencjonalnych zasobów węglowodorów, ewentualnie zastąpienia ich innymi źródłami energii (np. biogazowniami), czy też technologiami (np. podziem-

---

*wie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy*, <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20170000902/O/D20170902.pdf>, odczyt z dn. 2.08.2018 r.; *Rekordowy rok w przesyłce gazu*, <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artukul /202695/>, odczyt z 2.08.2018; *Początek procesu negocjacyjnego ws. nowego „kontraktu jamalskiego”*, <https://www.energetyka24.com/poczatek-procesu-negocjacyjnego-ws-nowego-kontraktu-jamalskiego-z-gazpromem-komentarz>, odczyt z dn. 2.08.2018.

nego zgazowania węgla), nie wydaje się przekonujące. Sama dywersyfikacja kierunków dostaw gazu ziemnego, przy braku zwiększenia poziomu niezależności energetycznej państwa w sektorze gazowym, wydaje się błędną strategią, gdyż w perspektywie 20–30 lat Polska będzie zmuszona do importowania większości potrzebnego jej gazu ziemnego<sup>27</sup>.

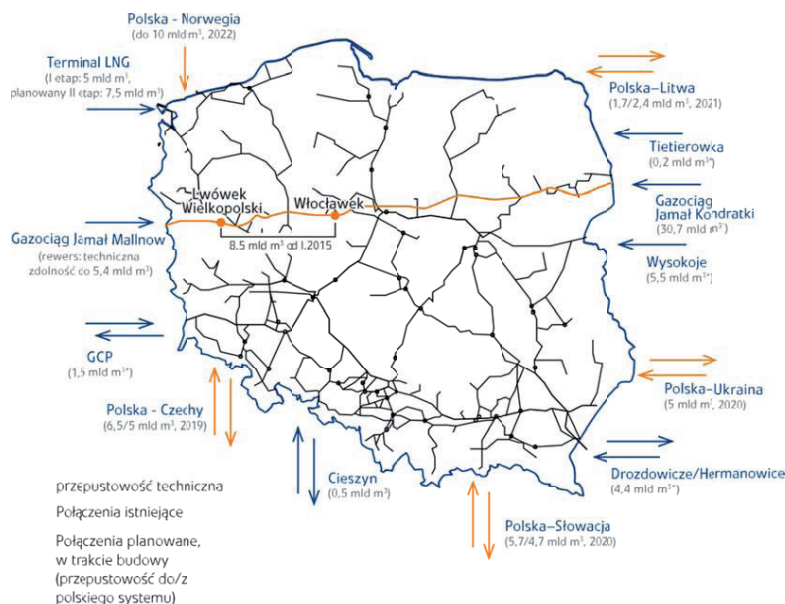
W opinii Ministerstwa Energii kluczową inwestycją dla powodzenia planów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego jest realizacja koncepcji tzw. Bramy Północnej, która zakłada wykonanie dwóch projektów – zwiększenia przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu z dotychczasowych 5 mld m<sup>3</sup> do nawet 7,5–10 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji oraz budowę gazociągu *Baltic Pipe*. W planach firmy Gaz-System S.A. rozważano również zakup pływającej jednostki regazyfikacyjnej (FSRU), która mogłaby stacjonować w regionie Zatok Puckiej. Dodatkowo planuje się rozbudowę gazowych połączeń międzysystemowych z innymi państwami, co wpłynie na podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego Polski. W 2016 r. PGNiG S.A. uruchomiło własne biuro w Londynie, zajmujące się kupnem gazu LNG na rynkach międzynarodowych. W czerwcu 2018 r. spółka LNG S.A. uzyskała zgodę na rozbudowę terminala LNG do pojemności 7,5 mld m<sup>3</sup>. Problemem nie jest jednak rozbudowa przepustowości terminala regazyfikacyjnego, ale zagwarantowanie odpowiedniej liczby dostaw gazu skroplonego. W 2017 r. PGNiG S.A. poszerzyło wolumen dostaw podpisując dodatkową umowę długoterminową z kontrahentem katarskim. Zgodnie z jej warunkami *Qatar Liquefield Gas Company Limited* zobowiązało się dostarczać od początku 2018 r. ok. 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji (2 mln ton rocznie gazu skroplonego). W połowie 2017 r. PGNiG S.A. zakupiło pierwszą dostawę typu *spot* (kontrakt krótkoterminowy) gazu skroplonego od amerykańskiej firmy. W listopadzie 2017 r. PGNiG S.A. zawarło 5-letni kontrakt na import amerykańskiego gazu LNG z firmą *Centrica LNG Company Limited*, który przewidywał dostarczanie od 2018 r. dziewięć-

<sup>27</sup> H. Nyga-Lukaszewska, *Wydobycie węglowodorów niekonwencjonalnych w USA a bezpieczeństwo energetyczne kraju*, „Polityka Energetyczna”, 2017, t. 20, z. 3, s. 106–107; M. Szota, *Metan z pokładów węgla kamiennego*, „Przegląd Gazowniczy”, 2016, nr 3, s. 33; T. Olkusiński, *Uplynnianie i zgazowanie węgla sposobem na jego wykorzystanie w silnikach spalinowych i w energetyce*, „Rynek Energii”, 2012, nr 4, s. 87–91; K. Stańczyk, J. Dubiński, K. Cybulski, M. Wiatowski, J. Świądrowski, K. Kapusta, J. Rogut, A. Smoliński, E. Krause, J. Grabowski, *Podziemne zgazowanie węgla – doświadczenia światowe i eksperymenty prowadzone w KD Barbara*, „Polityka Energetyczna”, 2010, t. 13, z. 2, s. 423–431; *Obiecujące wyniki wydobywania metanu z pokładów węgla*, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/obiecujace-wyniki-wydobywania-metanu-z-pokladow-węgla/news-GroupId/10184?changeYear=2017&currentPage=2>, odczyt z dn. 3.08.2018.

ciu transportów LNG w okresie obowiązywania umowy (ok. 1 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji). W czerwcu 2018 r. polska spółka gazowa podpisała dwa kolejne porozumienia na zakup LNG w USA. Pierwsza umowa ustalała podstawowe warunki finalizacji 20-letniej umowy z *Sempra Energy* na zakup do 2 mln ton LNG rocznie (ok. 2,7 mld m<sup>3</sup>), jakie firma amerykańska planuje realizować po wybudowaniu terminalu Port Arthur LNG do 2023 r. Podobne porozumienie PGNiG S.A. zawarło z *Venturę Global LNG*. Dostawy gazu będą wykonywane z terminali eksportowych Calcasieu Pass i Plaquemines LNG, które powstaną w latach 2022–2023. W przypadku finalizacji obydwóch umów, z USA do Polski po 2023 r. trafiłoby ok. 5,5 mld m<sup>3</sup>. Problematycznym pozostaje, czy stro- na amerykańska zrealizuje swoje inwestycje w terminie, gdyż nawet nie uzy- skano dotąd pozwoleń środowiskowych na budowę dwóch wspomnianych ter- minali regazyfikacyjnych. W tej chwili Polska nie dysponuje możliwością re- gazyfikacji dodatkowego wolumenu amerykańskiego gazu skroplonego, gdyż terminal LNG w Świnoujściu nie może przyjąć więcej niż 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziem- nego, a połowa jego mocy jest już wykorzystywana. Problem ten można roz- wiązać przez planową rozbudowę terminala LNG w Świnoujściu. W strategii Ministerstwa Energii gaz amerykański trafi w pierwszej kolejności na rynek polski, a dopiero później na eksport do krajów ościennych. Dodatkowo Mini- sterstwo Energii rozważa różne warianty dotyczące zwiększenia poziomu bez- pieczeństwa dostaw gazu ziemnego, poprzez chociaż zakupy udziałów w ka- nadyjskim gazoporcie „Goldboro”. Od stycznia 2018 r. PGNiG S.A. dysponu- je pełną mocą infrastruktury regazyfikacyjnej terminalu w Świnoujściu. Do- tychczas PGNiG S.A. wykorzystuje ok. jego połowy mocy. Gdyby zrealizowa- no ostatnie porozumienia z firmami amerykańskimi, po 2023 r. spółka polska sprowadzałaby drogą morską do terminalu w Świnoujściu ok. 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji, co odpowiada połowie dzisiejszego zapotrzebowania Polski na gaz ziemny<sup>28</sup>.

<sup>28</sup> M. Poznań, *PGNiG zawarło 5-letni kontrakt na dostawy amerykańskiego LNG*, „Prze- gląd Gazowniczy”, 2017, nr 4, s. 34; P. Janusz, M. Kaliski, M.P. Sikora, A. P. Sikora, A. Szur- lej, *Wpływ dostaw LNG z USA na europejski rynek gazu ziemnego*, „Polityka Energetyczna”, 2017, t. 20. z. 4, s. 29; *Wydano pozwolenie na budowę nowych mocy regazyfikacyjnych w termi- nalu LNG w Świnoujściu*, <http://www.polskielng.pl/biuro-prasowe/aktualnosci/wiadomosc/arttykul/201536/>, odczyt z dn. 4.08.2018 r.; *PGNiG podpisało strategiczny kontrakt z Qatargas*, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-podpisalo-strategiczny-kontrakt-z-qatargas/newsGroupId/10184?changeYear=2017&currentPage=7>, odczyt z dn. 4.08.2018 r.; *Pierwsza do- stawa LNG od amerykańskiego dostawcy do Polski*, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pierwsza-dostawa-lng-od-amerykanskiego-dostawcy-dopolski/newsGroupId/10184?changeYear=2017&currentPage=6>, odczyt z dn. 4.08.2018 r.; *PGNiG zwiększa rezerwację mocy w ter-*

Rysunek 2. Mapa aktualnych oraz planowanych transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego.



Źródło: Raport roczny 2016. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., pdf. s. 26, <http://pgnig.pl/documents/10184/2118739/PgNiG+RR+2016+PL.pdf/ddf42416-79bc-43be-b4a5-fa1104d39bc4>, odczyt z dn. 5.08.2018.

Jako kolejny projekt o znaczeniu strategicznym Ministerstwo Energii wybudowę gazociągu *Baltic Pipe*. Idea wybudowania gazociągu z Polski do Norwegii pojawiła się na początku lat dziewięćdziesiątych XX w. Po pod-

minatulu LNG w Świnoujściu, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-zwieksza-rezerwacje-mocy-w-terminalu-lng-wswinoujsciu/newsGroupId/10184?changeYear=2017&currentPage=3>, odczyt z dn. 4.08.2018 r.; *PGNiG i Venture Global LNG podpisały porozumienia na zakup LNG w USA*, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-i-venture-global-lng-podpisaly-porozumienie-na-zakup-lng-z-usa/newsGroupId/10184>, odczyt z dn. 5.08.2018 r.; *PGNiG i Port Arthur LNG podpisały porozumienie na zakup LNG z USA*, <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-i-port-arthur-lng-podpisaly-porozumienie-na-zakup-lng-z-usa/newsGroupId/10184>; odczyt z dn. 5.08.2018 r.; *Polska powinna kupić litewski gazoport*, <https://www.energetyka24.com/polska-powinna-kupic-litewski-gazoport-komentarz>, odczyt z dn. 5.08.2018 r.; *Ministerstwo Energii chce sojuszu Orłenu i PGNiG za oceanem*, <https://www.energetyka24.com/ministerstwo-energii-chce-sojuszu-orlenu-i-pgnig-za-oceanem-analiza>, odczyt z dn. 5.08.2018 r.; *Czy porozumienie PGNiG z USA na dostawy gazu dojdzie do skutku? Opinia ekspertów*, <https://www.energetyka24.com/czy-porozumienie-pgnig-z-usa-na-dostawy-gazu-dojdzie-do-skutku-opinia-ekspertow>, odczyt z dn. 5.08.2018 r.

pisaniu przez Polskę w 1993 r. umowy z Federacją Rosyjską o budowie gazociągu jamalskiego, zmniejszyło się zainteresowanie polskich rządów negocjacjami z Norwegią. W 1997 r. Norwegowie zaproponowali sprzedaż Polsce corocznie 4–5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego przez terytorium Niemiec, po wybudowaniu gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłowy. W 1999 r. podpisano stosowne porozumienie w tej sprawie (tzw. „mały kontrakt norweski”). Gaz norweski transportowany przez terytorium niemieckie trafiałby do Polski w ilości 0,5 mld m<sup>3</sup> corocznie, gdyby Polska zainwestowała w budowę ok. 100 km gazociągu z okolic Berlina do Szczecina. Polska podjęła również negocjacje z Holendrami dotyczące zakupu gazu ziemnego, co wpłynęło na zahamowanie postępów rozmów z Norwegami, którzy obawiali się ponieść ryzyko budowy gazociągu, ponieważ nie mieli pewności, czy Polska zakupi corocznie 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. W 1999 r. Norwegowie powrócili do rozmów z Polską i zgodzili się na wybudowanie gazociągu, ale po spełnieniu przez stronę polską dodatkowych warunków m.in. zakupu co roku 10 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Firma Statoil rozważała dwie potencjalne trasy przebiegu gazociągu: wzdłuż wybrzeży duńskich albo przez terytorium Danii. W 2002 r. PGNiG podpisało umowę z duńską firmą gazową DONG i norweskim Statoilem w sprawie budowy gazociągu przez Morze Bałtyckie (*Baltic Pipe*). Rozpoczęcie przesyłu gazu ziemnego planowano pod koniec 2003 r. Po wygraniu w 2001 r. wyborów parlamentarnych przez SLD-UP, wycofano się z projektu budowy gazociągu norweskiego. Pewna nadzieja na jego reaktywowanie pojawiła się w 2009 r., gdy podjęto rozmowy w sprawie budowy podmorskiego gazociągu *Skanled*, ale ostatecznie nie zrealizowano tej inwestycji<sup>29</sup>.

Po wygranej PiS w wyborach parlamentarnych w 2015 r., powrócono do pomysłu budowy gazociągu bałtyckiego i uznano tę inwestycję za priorytetową i o znaczeniu strategicznym dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Inwestycja ta ma również przyczynić się do dywersyfikacji źródeł dostaw dla Europy Środkowej (Polska, Czechy, Słowacja, Ukraina) oraz regionu bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Estonia), integracji europejskiego rynku gazu ziemnego oraz wzrostu konkurencyjności na lokalnych rynkach gazu. Projekt *Baltic Pipe* obejmuje budowę połączenia Norwegia – Dania, rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z zachodu na wschód), budowę połączenia Dania – Polska oraz rozbudowę polskiego systemu przesyłowego. Gaz-System S.A pierwsze wsparcie finansowe z UE na prace przygotowawcze otrzymał w 2008 r.

<sup>29</sup> A. Zawisza, *Gaz dla Polski. Zarys historii sektora gazu ziemnego w ostatnich dwóch dekadach w Polsce*, Warszawa 2011, s. 20–25.

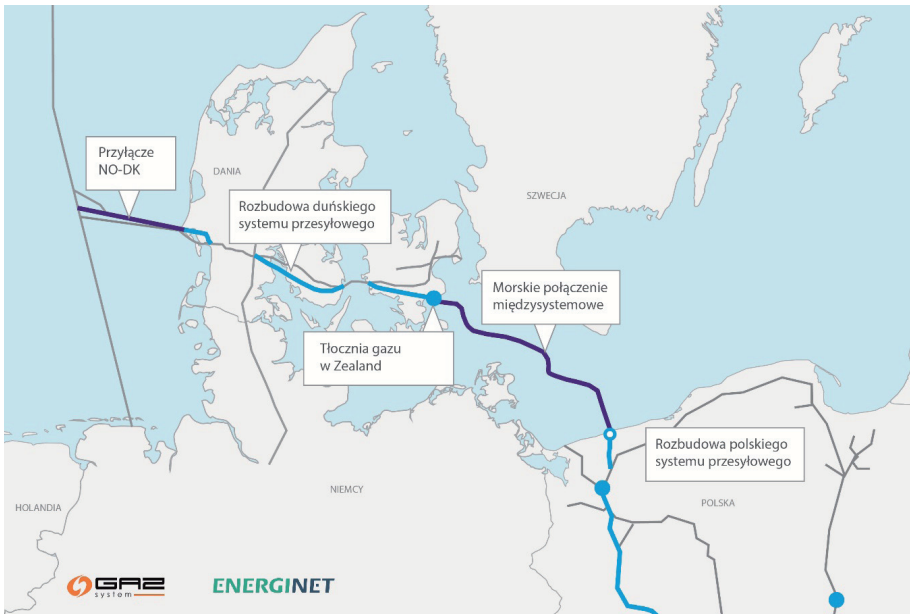
w ramach Programu Transeuropejskich Sieci Energetycznych (TEN-E) w kwocie 3,19 mln euro. W 2015 r. projekt połączenia Polska – Dania otrzymał wsparcie finansowe z instrumentu CEF-Energy na prace projektowe w wysokości 0,4 mln euro. Umieszczono go również w 2015 r. na drugiej liście kluczowych projektów w sektorze energetycznym. Przyznano mu wtedy status projektu PCI w ramach Planu działań na rzecz integracji rynku energii w obszarze Morza Bałtyckiego (BEMIP – *Baltic Energy Market Interconnection Plan*). Wstępne koszty nakładów inwestycyjnych, jakie poniosłaby Polska i Dania wyceniono na 1,6 mld euro. Za dalszym wsparciem tej inwestycji przemawia przynajmniej kilka czynników. M.in. budowa podmorskiego gazociągu przyczyniłby się do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Fakt jego budowy Polska może wykorzystać podczas negocjacji ze stroną rosyjską w sprawie nowej umowy gazowej. W planach polskich budowa gazociągu bałtyckiego może przyczynić się do zbudowania w Polsce regionalnego huba gazowego (centrum handlu gazem ziemnym). Dodatkowo Polska włączy się jako gracz na regionalnym rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Dodatkowo budowa gazociągu *Baltic Pipe* stwarza szansę na modernizację sieci przesyłowych Danii, Polski, Czech i Słowacji. Chociaż PGNiG S.A. i Lotos S.A. posiadają koncesje na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, są one zbyt rozproszone i raczej niewielkie, aby rozpocząć przesył gazu nowym podmorskim gazociągiem do Polski. Dodatkowo nowy gazociąg może przebiegać przez szwedzką, bądź niemiecką strefę ekonomiczną Morza Bałtyckiego. W tym drugim przypadku Niemcy mogą blokować inwestycję, aby uzyskać zgodę Polski na budowę Nord Stream II. Projektom tym mogą przeszkodzić plany rosyjskie. Istniejący *Nord Stream* i po wybudowaniu *Nord Stream II* pozwolą Rosji na przesyłanie corocznie 110 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, co spowoduje nasycenie rosyjskim gazem ziemnym regionalnych rynków. Zakończona sukcesem budowa *Nord Stream II* umożliwi Rosji przesyłanie 1/3 przyszłego wolumenu gazu za pomocą gazociągu NEL do zachodniej Europy, a pozostałe 2/3 gazu Gazprom planuje wysłać na południe wzdłuż polskiej granicy zachodniej do Czech, a stamtąd do środkowoeuropejskiego huba na granicy słowacko-austriackiej w Baumgarten. Niemiecki gazociąg *OPAL* stanowiący północno-południową odnogę gazociągu Nord Stream pozwala w tej chwili na przesłanie 35 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, a Niemcy planują budowę nowego gazociągu *EUGAL* z Greifswald do Czech o przepustowości 51 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Ten ostatni stwarza również możliwość przesyłania do Polski corocznie 11 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Planowana przepustowość *Baltic Pipe* wynosi 10 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie

do Polski oraz 3 mld m<sup>3</sup>/rok gazu ziemnego do Danii i Szwecji. Polski projekt gazociągu bałtyckiego nie stwarza realnego zagrożenia dla ekspansji gazu rosyjskiego na rynki regionalne. Nie jest w stanie również zablokować *Nord Stream II*. Pozostaje jeszcze kwestia konkurencyjności cenowej gazu norweskiego oraz jego dostępności. Marek Garbicz i Hanna Sokół oceniają średnie koszty gazu norweskiego z transportem do Polski na ok. 240–335 USD za 1000 m<sup>3</sup>. W ich opinii, opłacalność sprowadzania gazu norweskiego byłaby wątpliwa przy górnym pułapie cenowym. Progностyczne rezerwy gazu ziemnego w Norwegii wynoszą obecnie 1,8 bln m<sup>3</sup>, a wydobycie gazu ziemnego w 2017 r. w tym państwie kształtowało się na poziomie 116,6 mld m<sup>3</sup>. Według *BP Statistical Review of World Energy 2017*, zasoby gazu ziemnego pozwolą Norwegii na samowystarczalność przez 15,5 lat. Rząd norweski ocenia zasoby gazu ziemnego na 16–20 lat. Zakończenie budowy gazociągu bałtyckiego w 2022 r. pozwoli Polsce na maksymalnie kilkunastoletni import gazu norweskiego, o ile będzie konkurencyjny cenowo i Norwegia będzie go wydobywać (z powodu coraz trudniejszej dostępności rezerw gazu ziemnego na Morzu Barentsa oraz ze względu na możliwość zatrzymania przez Norwegię części swoich zasobów strategicznych dla potrzeb własnej gospodarki). Na początku lat dziewięćdziesiątych XX w. plany zakupu gazu norweskiego przez Polskę posiadały głębszy sens, gdy stała za nimi perspektywa importu gazu norweskiego przez ponad 50 lat, a nie jak obecnie kilkunastu lat. W ocenie ryzyka przedsięwzięcia strona polska w ogóle nie uwzględniła przeciwdziałań Rosji, która podejmie działania służące zablokowaniu tej inwestycji. Chociaż Norwegia i Rosja konkurują ze sobą na europejskim rynku gazu, posiadają również wieloletnią tradycję współpracy w sektorze gazowym. Po agresji rosyjskiej na Ukrainie nastąpiły zmiany w postawie Norwegii wobec Rosji. Polska i Norwegia podobnie oceniają zagrożenie rosyjskie dla regionu nordycko-bałtyckiego. Dodatkowo Norwegia zwróciła większą uwagę na bezpieczeństwo energetyczne państw regionu i ich zagrożenie rosyjskim monopolem. Nie tylko zaproponowała Litwie pierwsze dostawy LNG, ale również rozpoczęła z Polską rozmowy dotyczące budowy *Baltic Pipe*. Dodatkowo Norwegia jest eksporterem gazu skroplonego, dostarcza go już na Litwę i do Polski. Sama Norwegia zużywa niewiele gazu ziemnego na własne potrzeby (w 2016 r. 4,8 mld m<sup>3</sup>), co po zakończeniu jego wydobycia, nie rzutuje pozytywnie na możliwości sprzedaży przez Polskę gazu ziemnego do tego państwa, tym bardziej, że Norwegia w swojej polityce energetycznej dąży do ograniczenia roli źródeł kopalnianych. Podobny trend jest widoczny również w Danii (w 2006 r. konsumpcja gazu ziemnego wyno-

siła tam 5,1 mld m<sup>3</sup>, a w 2015 r. 3,2 mld m<sup>3</sup>). Niewielkie krajowe wydobycie gazu ziemnego nie pozwala Polsce na jego eksport, a w tej chwili trudno orzec na ile są realne szanse na znaczące zwiększenie importu amerykańskiego gazu skroplonego na rynki europejskie (w tym do Polski) i stworzenie tym samym realnej konkurencji dla gazu rosyjskiego. Polskie kalkulacje poniekąd zakładają możliwość odsprzedaży gazu LNG na rynek norweski i duński, gdy państwom tym wyczerpią się własne zasoby. Pod koniec 2017 r. Gaz-System S.A. wybrał ofertę na opracowanie dokumentacji projektowej dla polskich tłoczni gazu. Wcześniej podpisał umowę z firmą Ramboll Danmark A/S, która odpowiadała za wykonanie prac analitycznych, badawczych oraz projektowych niezbędnych do uzyskania zgody na budowę gazociągu bałtyckiego. Jej projekt uzyskał wstępną akceptację Gaz-System S.A. Zakończono również drugą fazę Procedury Open Season 2017, potwierdzającą zainteresowania rynku w zakresie przepustowości gazociągu. Polska i Dania wystąpiły o wydanie pozwoleń środowiskowych na budowę gazociągu. W maju 2018 r. podpisano umowę na dofinansowanie prac projektowych dla projektu gazociągu bałtyckiego w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF). Maksymalna kwotę na wykonanie tego zadania określono na 33,1 mln euro<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> P. Frączek, *Uwarunkowania polityki energetycznej Norwegii*, „Polityka Energetyczna”, 2013, t. 16, nr 31, s. 134–135; M. Garbicz, H. Sokół, *Czy Polsce potrzebny jest gazociąg norweski?*, „Rynek Energii”, 2016, nr 5, s. 11–15; M. Ruszel, *Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r.*, „Polityka Energetyczna”, 2017, t. 20, nr 1, s. 16–17; R. Zajdler, *Niezbędne warunki regulacyjne dla powstania hubu w Polsce*, „Przegląd Gazowniczy”, 2017, nr 1, s. 16–17; A. Gawlikowska-Fyk, Z. Nowak, L. Puka, *Gry gazowe Unii Europejskiej – czas na zmianę zasad? Przypadek Rosji i Norwegii. Lekcje dla UE, Norwegii i Polski*, Warszawa 2015, pdf., s. 8–9, [http://goodgov.pism.pl/files/?id\\_plik=20244](http://goodgov.pism.pl/files/?id_plik=20244), odczyt z dn. 6.08.2018; B. Bieliszczuk, A. Gawlikowska-Fyk, J. Godzimirski, A. Kacprzyk, W. Lorenz, M. Terlikowski, *Energia i obronność w regionie nordycko-bałtyckim*, pdf., s. 8, 27–28, <https://www.pism.pl/Publikacja/raporty-PISM/Energia-i-obronnosc-w-regionie-nordycko-baltyckim>, odczyt z dn. 6.08.2018; EUGAL: *Niemcy mają sposób na ominięcie prawa unijnego przez Nord Stream 2*, <http://biznesalert.pl/eugal-niemcy-maja-sposob-na-ominiecie-prawa-unijnego-przez-nord-stream-2/>, odczyt z dn. 5.08.2018 r.; *BP Statistical Review of World Energy 2017*, pdf. s. 26, 28–29 <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>, odczyt z dn. 28.07.2018 r.; *Kończą się złoża gazu ziemnego w Danii*, <https://www.cire.pl/item,127362,1,0,0,0,0,0,koncza-sie-zloza-gazu-ziemnego-w-danii.html>, odczyt z dn. 8.08.2018 r.; *Baltic Pipe: GAZ-SYSTEM wybrał ofertę na opracowanie dokumentacji projektowej dla polskich tłoczni*, <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artykul/202614/>, odczyt z 29.07.2018 r.; *Rekomendowany wariant trasy gazociągu podmorskiego Baltic Pipe zaakceptowany przez GAZ-SYSTEM*, <https://www.baltic-pipe.eu/pl/rekomendowany-wariant-trasy-gazociagu-baltic-pipe-zaakceptowany-przez-gaz-system/>, odczyt z dn. 8.08.2018.

Rysunek 3. Projekt przebiegu gazociągu Baltic Pipe.



Źródło: *Baltic Pipe Project*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltyckibaltic-pipe/>, odczyt 29.07.2018.

Sam gazociąg *Baltic Pipe* wpisuje się w szerszą koncepcję budowy tzw. Korytarza Północ – Południe, łączącego terminal LNG w Świnoujściu oraz Gazociąg Bałtycki przez południową Polskę, Czechy i Węgry z planowanym terminalem Adria LNG w Chorwacji. Terminale LNG w Świnoujściu oraz w Adrii odgrywają kluczową rolę w powodzeniu całego przedsięwzięcia. W projekt zaangażowały się również USA, które dążą do zwiększenia sprzedaży swego gazu na rynkach europejskich. Dotychczas firmy amerykańskie większość gazu LNG eksportowały głównie do państw Azji i Ameryki Południowej. Do państw europejskich trafiło ok. 13% amerykańskiego skroplonego gazu ziemskiego. Z prognoz ośrodka *Wood Mackenzie* wynika, że do 2020 r. na rynek europejski USA mogą sprzedawać nawet 60% swojego gazu skroplonego, stąd też administracja amerykańska projekt Korytarza Północ – Południe traktuje jako priorytetowy. Gdyby faktycznie USA zdecydowały się na przekierowanie swojej sprzedaży gazu ziemnego na rynki europejskie, ich działania mogłyby wpłynąć na ograniczenie rosyjskiego monopolu gazowego. Aktualnie udział LNG w imporcie gazu do UE kształtuje się na poziomie ok. 12%, a do 2025 r. może wynieść 30%. Nawet 80–97% zapotrzebowania na gaz skroplony państw UE do

2020 r. mogłoby być zaspokojone przez USA, gdyby firmy amerykańskie zainwestowałyby w rozwój sieci terminali LNG. Aktualnie Stany Zjednoczone dysponują możliwościami skraplania gazu na poziomie 28 mld m<sup>3</sup>, gdyby zmodernizowałyby i zbudowały nowe terminale LNG, ich moce przerobowe mogłyby zwiększyć się o 80 mld m<sup>3</sup>. Obecna przepustowość wszystkich unijnych terminali LNG wynosi 150 mld m<sup>3</sup>, a kolejne inwestycje zwiększą możliwość odbioru dodatkowych 15 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Polska, Czechy, Chorwacja, Węgry i Słowacja mogą stanowić dobry przyczółek do amerykańskiej ekspansji na rynki innych państw europejskich poprzez wykorzystanie połączeń międzysystemowych. W ostatnich latach państwa grupy wyszehradzkiej (Polska, Węgry, Słowacja, Czechy) importowały łącznie ok. 30 mld m<sup>3</sup> corocznie gazu ziemnego z Rosji. Chorwacja kupiła od Rosji w 2017 r. 1,73 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Gaz amerykański mógłby stanowić konkurencję dla rosyjskiego potentata gazowego i ograniczyć jego monopol w tej części świata. W opinii Gaz-System S.A. Gazociąg Bałtycki przyczyni się również do zwiększenia integracji regionalnych rynków gazu ziemnego, zwiększy bezpieczeństwo dostaw, otworzy dostęp do nowych źródeł surowców (LNG, Norwegia) dla Europy Środkowo-Wschodniej, doprowadzi do koordynacji regionalnych projektów infrastrukturalnych, harmonizacji zasad obowiązujących na rynku gazowym oraz umożliwi wdrożenie regionalnych procedur prewencyjnych i awaryjnych w przypadku sytuacji kryzysowych. Przed projektem stoją też pewne zagrożenia. Państwa objęte zasięgiem projektowanego korytarza gazowego nie dysponują większymi zasobami gazu ziemnego, muszą podlegać na zewnętrznych dostawcach. Sukces całego przedsięwzięcia zależy od zwiększenia woluminu kupowanego gazu LNG przez terminal w Świnoujściu oraz zwiększenia importu gazu norweskiego. Nadal problematyczna pozostaje kwestia budowy chorwackiego terminala LNG w Chorwacji i stopnia przyszłego zaangażowania się USA w sprzedaż gazu skroplonego na rynki europejskie. Trudno również w dłuższej perspektywie ocenić opłacalność zakupu gazu amerykańskiego. Jednego monopolistę może zastąpić drugi monopolista. W przypadku chorwackiego terminala LNG pojawiły się pierwsze pozytywne sygnały. W grudniu 2017 r. Komisja Europejska przeznaczyła 102 mln euro na realizację pływającej jednostki FSRU o przepustowości 2,6 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji, z możliwością jego rozbudowy o terminal lądowy o mocy 7 mld m<sup>3</sup> rocznie. Takie są plany. W tej chwili eksporterzy amerykańscy mogą dostarczyć skroplony gaz ziemny do terminala w Świnoujściu i to nie więcej niż 2,7 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji, gdyż pozostała jego moc jest już zarezerwowana. Mimo deklaracji USA,

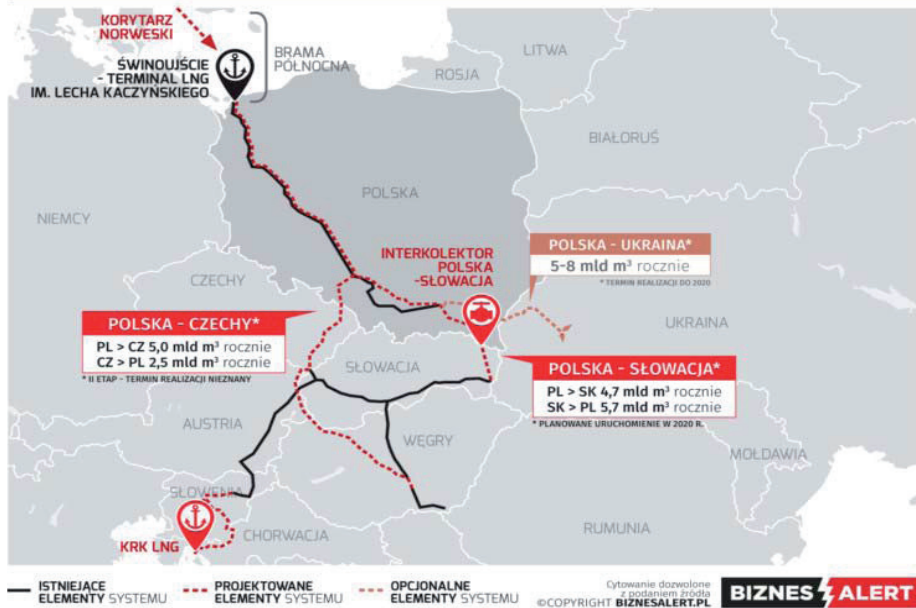
Polska nie pozyskała dotąd znaczących ilości amerykańskiego gazu skroplonego. Należy również oczekiwać działań Rosji, która będzie próbowała zablokować realizację tej inwestycji. W tej chwili Rosja silnie promuje budowę konkurencyjnego wobec *Baltic Pipe* gazociągu *Nord Stream II* oraz podejmuje działania zmierzające do rozbitcia koalicji państw uczestniczących w tym projekcie. Temu służą rosyjskie propozycje współpracy skierowane do Norwegii i Danii w obszarze Arktyki i wspólnego wydobycia tam węgłowodórów<sup>31</sup>.

W najbliższych latach Polska podejmie szereg inwestycji w rozwój i modernizację krajowej infrastruktury przesyłowej, aby zrealizować koncepcję Korytarza Północ – Południe. Wśród planowanych projektów Gaz-System S.A. wymienia m.in. budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym, budowę połączenia gazowego Goleniów – Lwówek, budowę tłoczni gazu Gustorzyn oraz rozbudowę istniejącej tłoczni gazu Goleniów i Odolanów. W zależności od lokalizacji wyjścia gazociągu podmorskiego z Morza Bałtyckiego przewiduje się kilka wariantów modernizacji krajowej infrastruktury w województwie zachodniopomorskim. Zakończenie inwestycji zaplanowano na trzeci kwartał 2022 r. Planowany gazociąg Goleniów – Lwówek będzie realizowany w dwóch fazach. Pierwszy etap zakłada budowę gazociągu Goleniów – Ciecierzycze o dł. ok. 117 km, a drugi położenie gazociągu Ciecierzycze – Lwówek o dł. ok. 71 km. Całą inwestycję Gaz-System S.A. prognozuje zakończyć pod koniec września 2022 r. Nie rozpoczęto również dotąd budowy tłoczni gazu Gustorzyn, ani modernizacji tłoczni gazu Goleniów. Termin oddania ich do użytku zapowiedziano na trzeci kwartał 2022 r. Podjęto natomiast prace nad budową tłoczni gazu w Odolanowie. W maju 2018 r. odbył się jej odbiór końcowy<sup>32</sup>.

<sup>31</sup> M. Ruszel, A. Szurlej, *Sektor gazu ziemnego w państwach V4*, „Przegląd Gazowniczy”, 2016, nr 1, s. 8; T. Olkusiński, A.P. Sikora, M.P. Sikora, A. Szurlej, B. Tora, *Rynek gazu ziemnego w kontekście umowy TTIP*, „Rynek Energii”, 2016, nr 5, s. 16–18; *Amerykańska interwencja w Chorwacji: Terminal LNG na wyspie Krk bliski realizacji*, <https://www.energetyka24.com/amerykanska-interwencja-w-chorwacji-terminal-lng-na-wyspie-krk-bliski-realizacji>, odczyt z dn. 8.08.2018 r.; „Arktyczna karta” – rosyjski joker w rozgrywce o *Baltic Pipe*, <https://www.energetyka24.com/arktyczna-karta-rosyjski-joker-w-rozgrywce-o-baltic-pipe-analiza>, odczyt z dn. 8.08.2018 r.; *Amerykańska biurokracja hamuje import LNG do UE*, <https://www.energetyka24.com/amerykanska-biurokracja-hamuje-import-lng-do-ue>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.; *Gaz i transport. Potencjał Trójmorza w liczbach*, <http://biznesalert.pl/gaz-transport-trojmore-analiza/>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.

<sup>32</sup> *Rozbudowa polskiego systemu przesyłowego*, <https://www.baltic-pipe.eu/pl/o-projekcie/polski-system-przesylowy/>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.; *Połączenie gazociągu podmorskiego z Krajowym Systemem Przesyłowym*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/polaczenie-gazociagu-podmorskiego-z-krajowym-systemem-przesylowym/>, od-

# KORYTARZ PÓŁNOC-POŁUDNIE



Źródło ilustracji: Kolejny odcinek Korytarza Północ-Południe z unijnym dofinansowaniem, <http://biznesalert.pl/kolejny-odcinek-korytarza-polnoc-poludnie-unijnym-dofinansowaniem/>, odczyt z dn. 30.07.2018.

Rozbudowa Korytarza Północ-Południe wymaga szeregu inwestycji przez Polską, nie tylko na terytorium kraju, ale także na granicy z sąsiadami zainteresowanymi udziałem w projekcie. W 2011 r. powodzeniem zakończyła się budowa połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Czechami (tzw. interkolektora). Gaz-System S.A. wybudował po stronie polskiej gazociąg o długości 22 km, biegnący od granicy polsko-czeskiej w rejonie Cieszyna do Skoczkowa, natomiast czeski odcinek gazociągu o długość 10 km powstał od granicy do miejsca włączenia do czeskiego systemu przesyłowego w rejonie miejscowości Tranovice. Realizacja inwestycja pozwoliła na przesył

czyt z dn. 9.08.2018 r.; *Goleniów - Lwówek*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/goleniow-lwowek/>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.; *Rozbudowa tłoczni gazu w Goleniowie*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/tlocznia-gazu-goleniow/> odczyt z dn. 9.08.2018 r.; *Rozbudowa tłoczni gazu w Gustorzynie*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/tlocznia-gazu-gustorzyn/>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.; *Druga tłocznia gazu w Wielkopolsce uruchomiona*, <https://poznan.tvp.pl/37839483/druga-tlocznia-gazu-w-wielkopolsce-uruchomiona>, odczyt z dn. 9.08.2018 r.

ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Było to drugie połączenie międzysystemowe, jakie Polska uzyskała z państwami członkowskimi UE. Pierwsze uruchomiono w 2000 r. na granicy polsko-niemieckiej. W 2015 r. polska spółka Gaz-System S.A. oraz czeska Net4gas s.r.o. podpisały trójstronną umowę z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (*Innovation Network Executive Agency* – INEA) dotyczącą sfinansowania projektu pt. „Prace przygotowawcze dla projektu połączenia międzysystemowego Polska – Czechy”. Projekt otrzymał unijne wsparcie finansowe w wysokości 1,5 mln euro w ramach instrumentu „Łącząc Europę”. Projekt przewiduje budowę nowego połączenia transgranicznego Polska – Czechy o długości ok. 107,6 km (Libhost – Hat – Kędzierzyn-Koźle), które pozwoli na transport gazu ziemnego w ilości do 6,5 mld m<sup>3</sup> corocznie do Polski oraz na zasadzie odwróconego przesyłu z Polski do Czech na poziomie 5 mld m<sup>3</sup> corocznie. Realizacja inwestycji przyczyni się do integracji rynków gazowych państw Grupy Wyszehradzkiej (V-4). Na terenie Polski przewidziano budowę sześciu odcinków gazociągu oraz jednej tłoczni (Czeszów – Wierzchowice, Czeszów – Kiełczów, Zdieszowice – Wrocław, Zdieszowice – Kędzierzyn-Koźle, Kędzierzyn-Koźle – granica Polski, tłocznia Kędzierzyn). We wrześniu 2017 r. nastąpiło otwarcie 14 km odcinka gazociągu Czeszów – Wierzchowice. Projektowanie 33 km gazociągu Czeszów – Kiełczów rozpoczęto w drugiej połowie 2013 r., a w połowie 2015 r. otrzymano zgodę na jego budowę. W 2017 r. Gaz-System S.A. na ten projekt otrzymał dofinansowanie z UE w wysokości 73 mln zł. Planowany termin zakończenia inwestycji przewidziano w 2018 r. Realizację kolejnego 130 km gazociągu Zdieszowice – Wrocław zaplanowano na 2020 r. Pod koniec 2016 r. Gaz-System S.A. podpisał umowę na dofinansowanie inwestycji ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Maksymalną kwotę dofinansowania określono na 340 mln zł. Na początku 2018 r. zainaugurowano budowę 43,4 km gazociągu Twaróg – Kędzierzyn-Koźle. Jego zakończenie zaplanowano w 2020 r. Inwestycję dofinansowała UE ze środków Europejskiego Funduszu Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 w kwocie 140 mln zł. W tej chwili Gaz-System S.A. realizują również budowę gazociągu Kędzierzyn-Koźle – granica RP wraz z tłocznią i stacją pomiarową<sup>33</sup>.

<sup>33</sup> *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 45–46; *Gazociąg Polska – Czechy*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/inwestycje-zrealizowane/polska-czechy/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.; *Polska – Czechy*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-czechy/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.;

Drugim ważnym połączeniem międzysystemowym w ramach korytarza Północ – Południe jest gazociąg Polska – Słowacja. Inwestycję tę realizują polska spółka Gaz-System S.A. oraz słowacka Eustream A.S. Planowana przepustowość 59,3 km połączenia gazowego polsko-słowackiego wynosi 5,7 mld m<sup>3</sup> gazu corocznie w kierunku Polski oraz 4,7 mld m<sup>3</sup> co rok w kierunku Słowacji. Jego budowa pozwoli na połączenie systemu gazowego Polski i Słowacji oraz przyczyni się do rozbudowy infrastruktury przesyłowej w południowo-wschodniej części Polski. Wpłynie również na zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego w sytuacjach kryzysowych oraz w sytuacji zagrożenia zmniejszenia dostaw gazu z Ukrainy. Polski i słowacki operatorzy systemów przesyłowych otrzymali z UE dofinansowanie na wykonanie gazociągu w łącznej kwocie 107,7 mln euro. Na początku 2018 r. spółki Gaz-System S.A. oraz Eustream A.S. podpisały umowę „Connection Agreement”, w której podjęli pozytywną decyzję inwestycyjną w sprawie budowy połączenia międzysystemowego. Rozpoczęcie budowy polsko-słowackiego gazociągu Strachocina – Velké Kapušany przewidziano w drugiej połowie 2018 r., a jego zakończenie do końca 2021 r. Po stronie polskiej przewidziano budowę czterech odcinków gazociągu oraz jednej tłoczni gazu (Tworóg – Tworzeń, Podgórska Wola – Tworzeń, Strachocina – Podgórska Wola, Strachocina – granica Polski, tłocznia Strachocina). Gazociąg o dł. 55,2 km łączy Tworóg i Tworzeń do 2020 r. Pod koniec 2017 r. projekt otrzymał pozwolenie na budowę. Pod koniec 2017 r. zakończono fazę projektowania 168 km odcinka gazociągu Podgórska Wola – Tworzeń. Projekt otrzymał już zgodę na budowę, a zakończenie inwestycji zaplanowano na 2020 r. Pod koniec grudnia 2017 r. Gaz-System S.A. podpisał umowę na budowę 97,4 km odcinka gazociągu Strachocina – Podgórska Wola. Koszt całej inwestycji wyniesie ok. 600 mln zł. Projekt otrzymał dofinansowanie ze środków UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 na kwotę blisko 237 mln zł. W kwietniu 2017 r. Gaz-System S.A. otrzymał również pozytywną decyzję na budowę tłoczni Strachocina. Zakończenie inwestycji jest planowane na 2021 r.<sup>34</sup>

---

Czeszów – Wierzchowice, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/inwestycje-zrealizowane/czeszow-wierzchowice/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.; Gazociąg Czeszów – Kielczów, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/czeszow-kielczow/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.; Gazociąg Zdziezowice – Wrocław, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/zdziezowice-wroclaw/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.; Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn-Koźle, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/zdziezowice-wroclaw/>, odczyt z dn. 10.08.2018 r.

<sup>34</sup> *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 43; Ga-

Kolejnym ważnym projektem wpisującym się w realizację Korytarza Północ – Południe jest połączenie międzysystemowe pomiędzy Polską a Ukrainą, które zabezpieczy dostawy gazu ziemnego z Polski do Ukrainy oraz z Ukrainy do państw UE. W projekt zaangażowała się polska spółka Gaz-System S.A. oraz ukraiński PJSC „Ukrtransgaz”. Długość gazociągu po stronie polskiej wyniesie ok. 1,5 km, zaś po stronie ukraińskiej 110 km, a przepustowość w kierunku Polski ok. 5–7 mld m<sup>3</sup>/rok oraz ok. 5–8 mld m<sup>3</sup>/rok w kierunku Ukrainy. W celu realizacji inwestycji Polska wybuduje gazociągi: Hermanowice – Strachocina, Hermanowice – granica RP oraz tłocznie gazu w Strachocinie. Ta ostatnia jest już fragmentem połączenia międzysystemowego Polski i Słowacji. Realizacja tej ostatniej inwestycji pozwoli na połączenie ukraińsko-polskiego i polsko-słowackiego systemu przesyłowego, oraz skróci drogę i koszty przesyłu gazu ziemnego. Od końca 2012 r. dostawy gazu z Polski na Ukrainę są realizowane przez punkt Hermanowice na zasadach przerywanych, maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu ziemnego przez Hermanowice wynoszą obecnie w kierunku Ukrainy ok. 1,5 mld m<sup>3</sup>/rok. W 2015 r. zakończono fazę projektowania i uzyskano zgodę na budowę 72 km gazociągu Hermanowice – Strachocina. Inwestycja otrzymała dofinansowanie 110 mln zł. z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020. Szacunkowy koszt budowy gazociągu wyniesie ok. 288 mln zł. W 2017 r. rozpoczęto inwestycję, a jej zakończenie zaplanowano na 2019 r.<sup>35</sup>

---

*zociąg Polska – Słowacja*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-slowacja/> *Gazociąg Polska – Słowacja*, odczyt z dn. 11.08.2018 r.; *Pozytywna decyzja inwestycyjna dla międzysystemowego połączenia gazowego Polska-Słowacja*, <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/202738/>, odczyt z 11.08.2018 r.; *Gazociąg Tworóg – Tworzeń*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/tworog-tworzen/>, odczyt z dn. 11.08.2018 r.; *Gazociąg Podgórska Wola – Tworzeń*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/pogorska-wola-tworzen/>, odczyt z dn. 11.08.2018 r.; *Gazociąg Strachocina – Podgórska Wola*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/strachocina-pogorska-wola/>, odczyt z dn. 11.08.2018 r.; *Tłocznia gazu Strachocina*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/tlocznia-gazu-strachocina/>, odczyt z dn. 11.08.2018 r.

<sup>35</sup> *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych*, s. 43; *Gazociąg Hermanowice – Strachocina*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesyloy/hermanowice-strachocina/>, odczyt z dn. 12.08.2018; *Ruszają prace budowlane gazociągu Hermanowice-Strachocina*, <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/arttykul/202443/>, odczyt z dn. 12.08.2018 r.

Z innych ważnych inwestycji w transgraniczną infrastrukturę przesyłową należy wspomnieć o budowie połączenia międzysystemowego Polska – Litwa. Celem projektu jest połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Litwy. Trasa projektowanego gazociągu po stronie polskiej ma długość ok. 357 km, a po stronie litewskiej ok. 165 km. Jego realizacja przyczyni się do zintegrowania europejskiego systemu gazowniczego oraz liberalizacji rynków gazowych. Pozwoli również państwom bałtyckim oraz Finlandii na zwiększenie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Planowana przepustowość w kierunku Litwy wyniesie ok. 2,4 mld m<sup>3</sup>/ rok gazu w kierunku Litwy oraz 1,7 mld m<sup>3</sup> gazu w kierunku Polski. W październiku 2015 r. polska spółka Gaz-System S.A. oraz litewska AB Amber Grid podpisały umowę trójstronną z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (INEA) w sprawie pomocy finansowej, którą przyznano w ramach instrumentu *Connecting Europe Facility* (CEF). W maju 2018 r. paraflowano umowę dotyczącą transgranicznej alokacji kosztów<sup>36</sup>.

## Wnioski

Integracja Polski z UE wymogła szereg zmian w funkcjonowaniu polskiego sektora gazowego. Nadal jedna większość sektora gazowego w Polsce pozostaje pod kontrolą państwa, chociaż wydzielono organizacyjnie poszczególne jego segmenty (wydobycie, przesył, magazynowanie, dystrybucja, obrót). Szczegółowe wytyczne dotyczące transformacji sektora gazowego zawarto w „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”. Od kilku lat przygotowywany jest nowy dokument strategiczny dotyczący przyszłych kierunków rozwoju polskiej energetyki. Polityka surowcowa jest oparta głównie o własne zasoby gazu konwencjonalnego. Nie podejmuje się szerszych działań dotyczących zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż gazu niekonwencjonalnego. Polska rewolucja łupkowa zakończyła się niepowodzeniem. W tej chwili brak nawet perspektywy rozwoju wydobycia gazu ziemnego z formacji łupkowych. Podobnie sytuacja wygląda z gazem zamkniętym. Od wielu lat nie podjęto wiarygodnych i rzetelnych badań dotyczących polskich zasobów gazu łupkowego i gazu zamkniętego. Prowadzi się natomiast początkowe badania nad pozyskiwaniem metanu z pokładu węgla oraz zgazowywaniem węgla. Przyszłą strategię sektora

<sup>36</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych, s. 44–45; *Gazociąg Polska – Litwa*, <http://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-litwa/>, odczyt z dn. 03.08.2018.

gazowego oparto na kontynuowaniu wydobycia krajowych zasobów gazu konwencjonalnego oraz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Jest to zachowawczy plan rozwoju polskiego sektora gazowego. Jego kontynuowanie spowoduje, że w perspektywie 20–30 lat wyczerpią się polskie zasoby gazu ziemnego i Polska będzie zmuszona importować większość potrzebnego jej gazu ziemnego. W perspektywie najbliższych lat nastąpi wzrost zapotrzebowania Polski na gaz ziemny. Nie należy również oczekiwać znaczącego wzrostu krajowego wydobycia gazu ziemnego oraz pozyskania bogatych w złoża gazu koncesji zagranicznych. Pozytywnie należy ocenić rozbudowę polskich PMG i podjęte działania w kierunku zwiększenia ich pojemności. W najbliższych latach Polska osiągnie w tej dziedzinie poziom porównywalny z innymi państwami UE. Systematycznie poprawia się stan infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Chociaż powoli następuje rozbudowa połączeń międzysystemowych, uzależniona od pozyskania unijnego finansowania, w perspektywie najbliższych lat Polska wybuduje połączenia gazowe z najbliższymi sąsiadami. Działania te przyczynią się do integracji regionalnych rynków gazu oraz wpłyną na podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw. W ostatnich latach Polska podjęła szereg działań służących dywersyfikacji dostaw gazu. Decyzja o budowie terminala LNG w Świnoujściu oraz rozbudowie gazowych połączeń transgranicznych wpłynie na podniesienie poziomu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Chociaż głównym importerem gazu ziemnego do Polski pozostaje Rosja, jest duża szansa, aby po wygaśnięciu kontraktu jamalskiego w 2022 r., zmniejszyć zależność od rosyjskiego partnera. Kwestią nierozstrzygniętą jeszcze pozostaje, czy faktycznie Polska zrezygnuje z zakupu rosyjskiego gazu ziemnego, czy będzie pełnił on tylko funkcję uzupełniającą, czy też nadal dominującą. Powodzenie planów ograniczenia roli gazu rosyjskiego w krajowym bilansie oparto na budowie korytarza Północ – Południe. Sporo kontrowersji powoduje budowa *Baltic Pipe*, gdyż trudno jednoznacznie rozstrzygnąć kwestie konkurencyjności cenowej gazu norweskiego oraz jego dalszej dostępności. Niewątpliwie gaz norweski przyczyni się do większej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski oraz zmniejszy zależność od importu gazu rosyjskiego. Przyczyni się również do integracji regionalnych rynków gazu. W myśl projektów rządowych budowa korytarza gazowego Północ – Południe pozwoli Polsce na uzależnienie się od gazu rosyjskiego, a być może nawet pozwoli na uczynienie z Polski gazu hubowego dla państw Europy Środkowo-Wschodniej. Sukces tego planu zależy od zwiększenia woluminu dostaw amerykańskiego gazu skroplonego, ale w tej dziedzinie nie osią-

gnięto znaczącego postępu. W tej chwili dostawy gazu LNG z USA pozostają marginalne, a perspektywy ich zwiększenia do 2022 r. niejednoznaczne. Nawet w przypadku ich powodzenia, zawsze istnieje ryzyko zmonopolizowania przez USA polskiego rynku gazu ziemnego. Niemcy i Rosja podejmą działania, aby zablokować te projekty. Korytarz Północ – Południe nie stanowi zagrożenia dla rosyjskich planów ekspansji na rynkach europejskich. USA nie są jeszcze gotowe, aby podjąć na tym polu konkurencję z Rosją w Europie.

KRZYSZTOF HABELOK  
MARIUSZ STĘPIEŃ  
Politechnika Śląska

## **Optymalizacja zużycia energii elektrycznej na przykładzie budynków użyteczności publicznej. Studium przypadku**

### **Wstęp**

Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest zagadnieniem wielowymiarowym, stanowiącym jeden z kluczowych obszarów polityki państwa<sup>1</sup>. Odpowiednio dobrana strategia energetyczna, oparta między innymi na dywersyfikacji źródeł energii elektrycznej ma zapewnić odbiorcy końcowemu pewność i niezawodność zasilania przy możliwie najniższych cenach rynkowych energii<sup>2</sup>. To właśnie ceny energii elektrycznej, jej jakość oraz dostępność stanowią podstawę do konkurencyjności produkcyjnej polskich przedsiębiorstw i trwałego wzrostu gospodarczego<sup>3</sup>. W skali makro działania wchodzące w skład bezpieczeństwa energetycznego obejmują między innymi:

- budowę nowych bloków energetycznych i infrastruktury energetycznej,
- wykorzystanie technologii jądrowych w energetyce,
- wykorzystanie OZE oraz kogeneracji jako podstawy do budowania bezpieczeństwa,
- zapewnienie cyberbezpieczeństwa energetycznego,

---

<sup>1</sup> Z. Łucki, *Instrumenty polityki energetycznej*, „Polityka Energetyczna”, 2010, t. 13, z. 1, s. 1–18.

<sup>2</sup> *Ministerstwo Gospodarki Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku – wersja 0*, 6, Warszawa 2015, s. 4–7.

<sup>3</sup> J. Rączka *Inteligentna energia kluczem do bezpieczeństwa energetycznego*, [w:] *Wizerunek nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna*, pod red. M. Swora, Warszawa 2011, s. 60.

- zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców o kluczowym znaczeniu dla gospodarki (duże przedsiębiorstwa),
- wykorzystanie mikrogeneracji i energetyki obywatelskiej.

Na wiele z wyżej wymienionych działań statystyczny odbiorca końcowy nie ma dużego wpływu, gdyż ich oddziaływanie na system elektroenergetyczny jego znikome, a wymienione wyżej programy dotyczą strategii długofalowych wymagających ogromnych nakładów finansowych.

Niemniej jednak zgodnie z przyjętą ustawą o efektywności energetycznej (obejmującej również małych odbiorców energii elektrycznej) zakłada się realizację działań, których głównym celem jest uzyskanie oszczędności energii<sup>4</sup>. Jednym z wykonawców tego planu będą jednostki samorządów terytorialnych, zobligowane do wdrożenia rozwiązań proekologicznych umożliwiających uzyskanie założonych wskaźników energetycznych. Działania zrealizowane w ramach podnoszenia efektywności energetycznej zgodnie z założeniami mają gwarantować rozwój gospodarczy i uzyskanie efektów z zakresu zrównoważonego rozwoju oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w skali mikro. Dodatkowo przedsięwzięcia mają wymiar edukacyjny, w którym to władze lokalne będą stanowić przykład postawy proekologicznej oraz racjonalnego zarządzania mediami.

Jednym z działań wchodzącym w skład bezpieczeństwa energetycznego realizowanego w skali mikro oraz zwiększania efektywności energetycznej jest odpowiednie zarządzanie mediami. Dzięki wdrażanym programom możliwe jest zmniejszenie oddziaływania budynków na ekosystem poprzez minimalizację poboru energii cieplnej, elektrycznej oraz wody.

W ramach niniejszego opracowania zostaną przedstawiane wyniki optymalizacji zużycia energii elektrycznej w trzech budynkach będących obiektami użyteczności publicznej. Omówione zostaną poszczególne obiekty, działania dotyczące oszczędności energii i finansów, koszty inwestycji oraz okres zwrotu wdrożeń. Dla każdego z budynków została przeprowadzona szczegółowa analiza jakości energii elektrycznej, porównanie mocy umownej z rzeczywistą mocą pobraną oraz przedstawione zostały plany wdrożenia rozwiązań mających zwiększyć efektywność energetyczną.

Dodatkowo w ramach opracowania zostanie przedstawiona koncepcja wykorzystania źródeł PV, jako czynnika minimalizującego zużycie energii w budynkach użyteczności publicznej oraz poprawiającego bezpieczeństwo energetyczne odbiorców końcowych.

<sup>4</sup> Ustawa z dnia 20. 05. 2016 r. o efektywności energetycznej, Dz. U. 2016 poz. 831, 2016, s. 1–23, <http://dziennikustaw.gov.pl/DU/2016/831> [12.05.2018 r.].

## 1. Proces optymalizacji zużycia energii elektrycznej

Jednym ze współczesnych wyzwań samorządów terytorialnych jest ograniczenie zużycia energii w budynkach użyteczności publicznej. Powodem zwrócenia uwagi na aspekty związane z zarządzaniem mediami takimi jak ciepło, woda, gaz czy prąd są zarówno względy ekologiczne, ekonomiczne, jak i troska o poszanowanie zasobów naturalnych. Celem przyjętej polityki energetycznej państw członkowskich Unii Europejskiej jest dążenie do ograniczenia zużycia energii poprzez racjonalne nią gospodarowanie i zarządzanie. Ilość energii niezbędnej do zapewnienia poprawnej pracy instalacji wentylacji, chłodzenia klimatyzacji, ogrzewania określa między innymi dyrektywa 2010/31/UE. Zgodnie z dyrektywą określa się energetyczną charakterystykę budynku oraz wskaźnik zużycia energii pierwotnej, na podstawie, których można dokonać klasyfikacji budynków i dokonać charakterystyki energetycznej obiektów, na podstawie, której dobiera się odpowiedni program rozwoju.

Optymalizacja zużycia energii elektrycznej jest przykładem działań, których wdrożenie umożliwia realizację założeń polityki energetycznej Polski (rys. 1).

Rysunek 1. Uproszczony schemat postępowania przy optymalizacji zużycia energii elektrycznej.



Źródło: opracowanie własne.

Optymalizacja zużycia energii elektrycznej w danym obiekcie jest procesem wieloetapowym i wymaga dokładnego zbadania obiektu od strony technicznej. W pierwszej kolejności należy przeprowadzić analizę techniczną obiektu

w celu zidentyfikowania najbardziej energochłonnych części instalacji. Standardowo w instalacjach budynków użyteczności publicznej najbardziej energochłonną grupę odbiorników stanowią urządzenia wentylacji i oświetlenie, dodatkowo w instalacji występuje wiele odbiorników nieliniowych takich jak komputery czy urządzenia podtrzymania zasilania, mogących pogarszać jakość energii elektrycznej oraz pobierać moc bierną.

Kolejną czynnością braną pod uwagę jest analiza faktur za pobór energii elektrycznej oraz identyfikacja źródeł zasilania. Analizę tę przeprowadza się w celu potwierdzenia poprawności dobranej grupy taryfowej oraz mocy umownej. Dodatkowo dla odbiorców, których moc umowna wynosi powyżej 40 kW ważną kwestią jest porównanie poboru mocy biernej.

Zgodnie z umowami zawartymi z dystrybutorami energii elektrycznej za ponadumowny pobór mocy biernej naliczane są dodatkowe opłaty (przykładowo w taryfie w C21). Wysokość opłat za ponadumowny pobór mocy biernej wyznacza się zgodnie z zależnością:

$$(1) \quad Q_b = k \cdot C_{rk} \cdot \left( \sqrt{\frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0}} - 1 \right) \cdot A$$

gdzie:  $Q_b$  – opłata za nadwyżkę energii biernej w zł,  
 $C_{rk}$  – cena energii elektrycznej w zł/MWh,  
 $k$  – ustalona taryfa krotności ceny,  
 $A$  – energia czynna pobrana całodobowo.

W procesie optymalizacji zużycia energii elektrycznej bardzo ważną kwestią jest monitoring zużycia energii oraz jej parametrów. Niejednokrotnie dochodzi do sytuacji, w której na skutek wymiany części urządzeń elektrycznych na mniej energochłonne nastąpiło zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną. Innym przykładem jest zapewnienie odpowiedniej jakości energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych. Zgodnie z normą PE-EN 50160 określa się podstawowe parametry jakości energii elektrycznej, które powinny być spełnione w miejscu przyłączenia odbiorcy do sieci. Jednym z nich są zapady i zaniki napięcia, które mogą spowodować chwilowy przestój w funkcjonowaniu budynków<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Polska Norma PN-EN 50160:2010. Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych, <http://sklep.pkn.pl/pn-en-50160-2010-a1-2015-02p.html> [12.05.2018 r.].

## 2. Optymalizacja zużycia energii poprzez kompensację mocy biernej

Problem poboru mocy biernej występuje w układach i obwodach elektrycznych i jest znany naukowcom od wielu lat. Jest on związany z budową urządzeń elektrycznych oraz zjawiskami fizycznymi w nich występującymi. Moc bierna opisuje pulsowanie energii w obwodach zasilanych prądem przemienicznym. W przeciwieństwie do mocy czynnej, moc bierna nie zostaje zamieniona na pracę bądź ciepło, dlatego z perspektywy użytkownika końcowego nie jest przydatna. Problem z poborem mocy biernej zachodzi wówczas, gdy charakter odbioru powoduje zwiększony pobór mocy biernej. Zjawisko to jest niekorzystne dla dystrybutorów energii elektrycznej, dlatego w rozliczeniach z odbiorcami mogą występować dodatkowe opłaty związane z jej ponadumownym poborem, które stanowią swoiste obciążenie dla budżetów miast i gmin.

Problemy z ponadumownym poborem mocy biernej występowały w pierwszym z zanalizowanych obiektów. Analiza jakości energii elektrycznej została przeprowadzona na podstawie pomiarów zrealizowanych w budynku hali widowiskowo-sportowej zlokalizowanej w jednym z miast na terenie powiatu bieruńsko-łędzkiego. Średnioroczne zużycie energii elektrycznej oszacowano na poziomie 98,4 MWh, średnią wartość współczynnika mocy oszacowano na poziomie 0,9 oraz roczne opłaty związane z ponadumownym poborem mocy biernej na poziomie 10 125 zł. Zestawienie wybranych elementów składowych faktury za energię elektryczną przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Wybrane części rachunku elektrycznego będące podstawą analizy ekonomicznej.

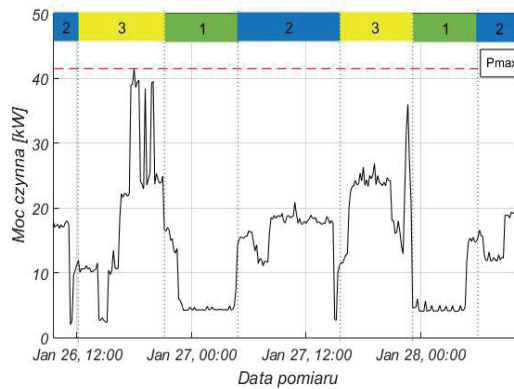
Parametr	Październik	Listopad	Grudzień
Energia czynna	9,15MWh	8,13MWh	7,32MWh
Współczynnik mocy	0,72	1,04	0,96
Opłaty związane z poborem mocy biernej	540zł	1130zł	861zł

Źródło: opracowanie własne.

Optymalizacja zużycia energii poprzez zastosowanie układów kompensacji mocy biernej została zrealizowana w budynku hali widowiskowo-sportowej zlokalizowanej przy zespole szkół. W celu zbadania obiektu dokonano pomiaru zużycia energii w okresie jednego tygodnia. Obiekt ten charakteryzował się cyklicznym obciążeniem (rys. 2), które jest powtarzalne z częstotliwością jednego

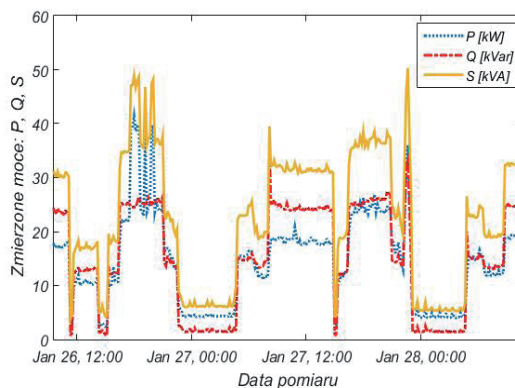
dnia. Związane jest to z pracą urządzeń podstawowych oraz grafiką obciążeń hali (oświetlenie, klimatyzacja wentylacji). Na rys. 2 wyszczególniono trzy stany pracy z uwagi na pobór mocy.

Rysunek 2. Profil obciążenia obiektu z wyszczególnionymi przedziałami czasowymi przedstawiającymi trzy stany pracy (1 – praca nocna; 2 – praca w okresie południowym; 3 – praca w okresie popołudniowym).



Źródło: K. Habelok, M. Stępień, *Analiza wpływu kompensacji mocy biernej na wysokość opłat za energię elektryczną na przykładzie hali sportowej*, „Przegląd Elektrotechniczny”, 10. 2017 DOI 10. 15199/48. 2016.

Rysunek 3. Zmierzone wartości mocy biernej  $Q$  (czerwony), czynnej  $P$  (niebieski) i pozornej  $S$  (żółty).



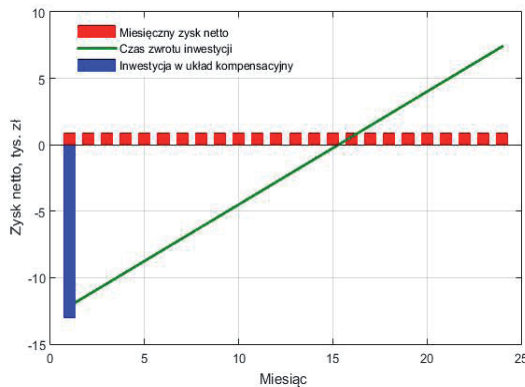
Źródło: K. Habelok, M. Stępień, *Analiza wpływu kompensacji mocy biernej na wysokość opłat za energię elektryczną na przykładzie hali sportowej*, „Przegląd Elektrotechniczny” 10. 2017 DOI 10. 15199/48. 2016.

Zasadność doboru układów kompensacyjnych została potwierdzona już w pierwszym miesiącu jego użytkowania. Działanie układu spowodowało wyeliminowanie z rachunku za energię elektryczną opłat dodatkowych, związanych z przekroczeniem współczynnika mocy.

Poprawa efektywności energetycznej przedsiębiorstwa bądź zarządzanego budynku polega na osiągnięciu tych samych rezultatów lub produktów przy minimalnym zużyciu energii elektrycznej. Przeprowadzenie audytu jakości energii elektrycznej miało na celu przedstawienie możliwości usprawnienia pracy obiektu. Optymalizację kosztów związanych z poborem mocy biernej przeprowadzono w celu zmniejszenia opłat za energię elektryczną.

Całkowite nakłady inwestycyjne w opisanym przypadku wynosiły 13 000 zł. Szacowany okres zwrotu inwestycji wynosi więc od 16 do 18 miesięcy. Okres zwrotu nakładów inwestycyjnych związanych z zastosowaniem układu kompensacji mocy biernej przedstawiono na rys. 4.

Rysunek 4. Wykres zwrotu inwestycji ze zrealizowanej optymalizacji zużycia energii w budynku hali sportowej.



Źródło: K. Habelok, M. Stępień, *Analiza wpływu kompensacji mocy biernej na wysokość opłat za energię elektryczną na przykładzie hali sportowej*, „Przegląd Elektrotechniczny”, 10. 2017 DOI 10. 15199/48. 2016.

### 3. Optymalizacja mocy zaopatrzeniowej w budynku szkoły podstawowej

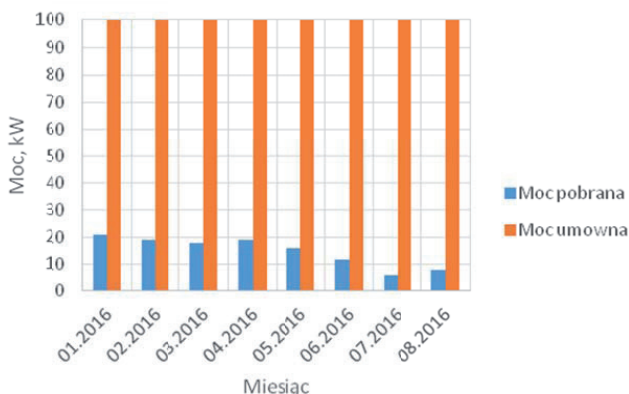
W ostatnich latach bardzo modne stają się grupowe zakupy energii elektrycznej, głównie z uwagi na atrakcyjniejszą cenę. Opisany przykład optymalizacji zużycia energii elektrycznej związany był z koniecznością określenia mocy

umownej dla szkoły podstawowej, która w ramach grupowych zakupów energii elektrycznej miała zadeklarować przewidywany poziom mocy umownej, będący odpowiednio dostosowany do zapotrzebowania.

Analizę przeprowadzono na podstawie dostarczonych faktur za energię elektryczną od stycznia 2016 r. do sierpnia 2016 r. W ramach analizy przedstawiono maksymalną moc pobraną w okresie 8 miesięcy oraz zaproponowano rozwiązanie umożliwiające redukcję opłat za energię elektryczną.

Zgodnie z umową dystrybucyjną moc umowna dla analizowanego obiektu wynosiła 100 kW. Upřednio dobrana moc umowna nie była dopasowana do rzeczywistego poboru mocy w obiekcie, dlatego konieczne było przeprowadzenie działań umożliwiających optymalizację mocy umownej i grupy taryfowej w celu wprowadzenia oszczędności. Rozbieżności pomiędzy mocą umowną, a rzeczywistą maksymalną mocą pobraną przedstawiono na rys. 5.

Rysunek 5. Porównanie mocy umownej (pomarańczowy kolor) z mocą maksymalną pobraną.

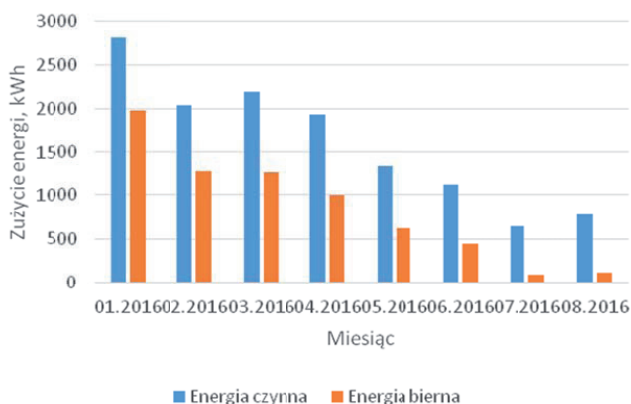


Źródło: opracowanie własne.

Maksymalna moc pobrana wykazana na fakturze od operatora wynosi ok. 20 kW w miesiącach zimowych oraz około 10 kW w miesiącach letnich. Comiesięczna opłata za usługę dystrybucyjną w taryfie C21 związana jest między innymi z mocą umowną i wynosiła 778 zł. W przypadku zredukowania mocy umownej do poziomu 35 kW, comiesięczna opłata zmniejszyła się o około 280 zł. Obiekt z racji mocy umownej 100 kW jest rozliczany zgodnie z taryfą C21, w której wyszczególnione są opłaty za pobór mocy biernej. Ze względu na taryfę przedstawiono pobór energii czynnej i biernej na przestrzeni ośmiu mie-

sięcy. Po przeprowadzeniu audytu jakości energii elektrycznej zaproponowano zmianę taryfy na C11, dzięki czemu zniesiona została opłata za pobór mocy biernej. Na rys. 6 przedstawiono porównanie poboru mocy biernej i poboru mocy czynnej na podstawie danych dostarczonych z faktur za energię elektryczną.

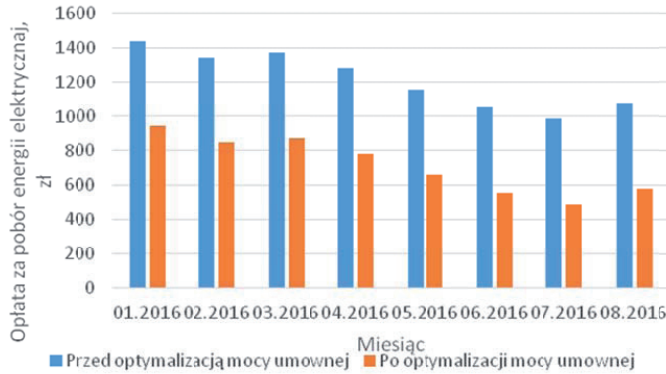
Rysunek 6. Porównanie mocy umownej (pomarańczowy kolor) z mocą maksymalną pobraną.



Źródło: opracowanie własne.

W rachunku za dystrybucję energii elektrycznej uwzględnione są rozróżnione składniki bazowe, które wpływają na wysokość opłat. Przedstawione porównanie poszczególnych składników dla ośmiu analizowanych miesięcy wskazuje, że największą opłatę w badanym przypadku ponosi się z tytułu dystrybucji energii elektrycznej o mocy zadeklarowanej zgodnie z mocą umowną. Zaproponowano symulację, w której opłatę dystrybucyjną estymowano jako 280 zł (co odpowiada mocy umownej na poziomie 35 kW). Pozostałe elementy składowe pozostały niezmiennie.

Rysunek 7. Porównanie opłat za energię elektryczną z symulacją związaną z optymalizacją mocy umownej.



Źródło: opracowanie własne.

Przedstawiony przykład optymalizacji kosztów związanych ze zużyciem energii elektrycznej nie odnosi się bezpośrednio do minimalizacji zużycia, a do właściwego podejścia do administrowanego obiektu. Niejednokrotnie dochodzi do przypadku, w którym roczny budżet miasta nie pozwala na zastosowanie kosztownych systemów związanych z modernizacją instalacji elektrycznej o zmniejszonym poborze energii, wówczas rozwiązaniem jest optymalne dopasowanie grupy taryfowej i mocy umownej. Przeprowadzenie optymalizacji mocy umownej oraz odpowiedniego dostosowania grupy taryfowej pozwala na wprowadzenie oszczędności sięgających często 10–15% opłat za energię elektryczną.

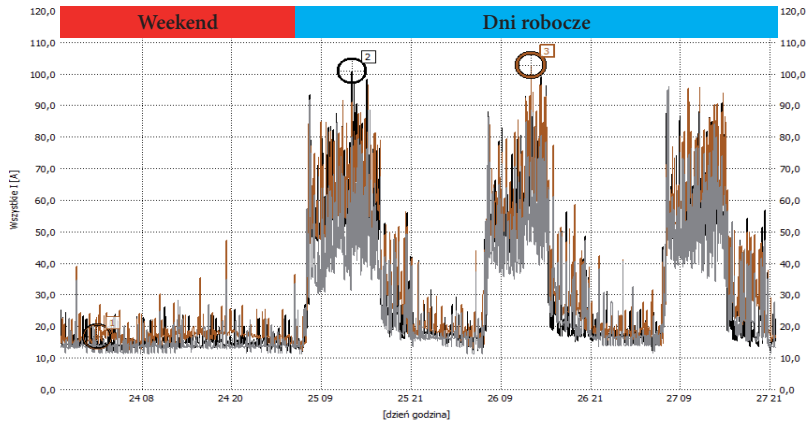
#### 4. Kompleksowe podejście do optymalizacji w budynku ratusza miejskiego

Budynki użyteczności publicznej takie jak ratusze są specyficzną grupą budynków, w której maksymalny pobór mocy jest powtarzalny w kolejnych dniach tygodnia. Dodatkowo w tych budynkach w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bardzo często doprowadzane są zasilania z kilku niezależnych źródeł energii elektrycznej. Wiąże się to z dodatkowymi opłatami związanymi z utrzymaniem infrastruktury.

Analizowanym obiektem był budynek miejskiego ratusza zlokalizowany w powiecie bieruńsko-lędzkim. Powodem podjęcia działań związanych z opty-

malizacją zużycia energii elektrycznej były problemy z jakością energii elektrycznej polegające na częstych zanikach i spadkach napięcia w sieci oraz ponadumownym poborem mocy biernej skutkującym naliczaniem opłat za pobór mocy biernej.

Rysunek 8. Pobór prądu w poszczególnych fazach w dni robocze i weekendowe.

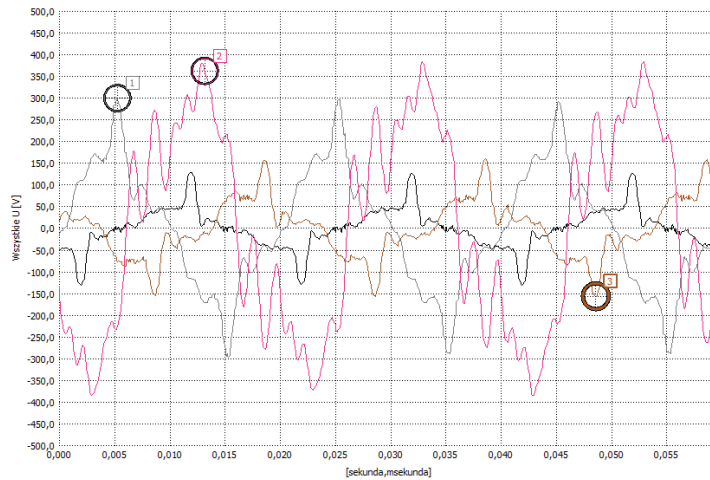


Źródło: opracowanie własne.

Optymalizację zużycia energii elektrycznej rozpoczęto od pomiarów jakości zasilania i porównaniu jej zgodnie z normą PE-EN 50160, w celu określenia czy jakość dostarczania energii elektrycznej jest odpowiednia i nie wpływa negatywnie na poprawne funkcjonowanie urządzeń zainstalowanych w budynku. Wyniki pomiarów poboru prądów w okresie dni roboczych przedstawiono na rys. 8. W dni weekendowe i święta zużycie energii elektrycznej przez budynki administracji publicznej zmniejsza się blisko pięciokrotnie.

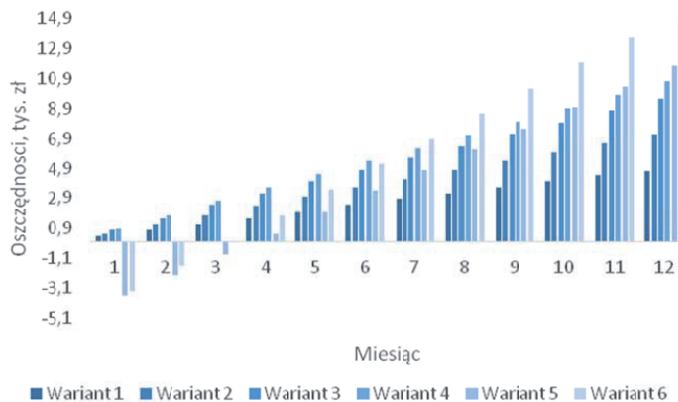
W wyniku przeprowadzonych pomiarów stwierdzono zgodność parametrów jakości energii elektrycznej z normatywami i zwiększony pobór mocy biernej pojemnościowej związany z licznymi urządzeniami typu UPS oraz zniekształcenia w przebiegu prądu zasilającego. Niemniej jednak na podstawie oscylogramów prądów w miejscu przyłączenia można stwierdzić szkodliwy wpływ nieliniowości odbiorników na sieć zasilającą. W takiej sytuacji konieczne było zastosowanie technicznych rozwiązań umożliwiających redukcję poboru mocy biernej oraz filtrację prądów zniekształconych poprzez zastosowanie filtrów.

Rysunek 9. Pobór prądu w poszczególnych fazach w dni robocze i weekendowe.



Źródło: opracowanie własne.

Rysunek 10. Warianty oszczędności przedstawione po przeprowadzeniu analizy technicznej.



Źródło: opracowanie własne.

W podsumowaniu końcowym analizy technicznej zostały przedstawione możliwe warianty oszczędności bazujące na przeprowadzeniu następujących czynności:

- I. Zmniejszenie mocy umownej;
- II. Budowę układu kompensacji mocy biernej;
- III. Likwidację lub zmniejszenie mocy umownej układu rezerwowego.

Wprowadzenie optymalizacji zużycia energii przedstawione w postaci wariantowej, związane było częściowo z koniecznością poniesienia kosztów. Na potrzeby inwestora została opracowana symulacja ekonomiczna, przedstawiająca możliwe oszczędności i koszt proponowanych inwestycji.

Tabela. 2. Warianty oszczędności przedstawione po przeprowadzeniu analizy technicznej.

Lp.	Miesiąc	Suma roczna opłat za energię elektryczną	Koszt inwestycji	Szacowany zysk
		tys. zł	tys. zł	tys. zł
1.	Sytuacja przed optymalizacją	49,9	0	
Warianty oszczędności				
2.	Wariant 1	45,2	0	4,7
3.	Wariant 2	43,1	0	6,7
4.	Wariant 3	40,5	0	9,3
5.	Wariant 4	39,6	0	10,3
6.	Wariant 5	33,5	5	11,4
7.	Wariant 6	30	5	14,9

Źródło: opracowanie własne.

Efektom końcowym zastosowania analizy technicznej mającej na celu optymalizację zużycia energii elektrycznej było wprowadzenie wariantu nr 6. Z zakresie zrealizowanych inwestycji został zakupiony i zainstalowany system kompensacji mocy biernej pojemnościowej oraz została dostosowana moc umowna do rzeczywistych potrzeb. Dodatkowo zaproponowano system ciągłej analizy zużycia energii elektrycznej. Wyniki przeprowadzonych przedsięwzięć wskazują, iż już po okresie 4 miesięcy osiągnięto zwrot inwestycji.

Roczne oszczędności rzędu kilkunastu tysięcy złotych mogą zostać wykorzystywane na inne cele związane z bezpieczeństwem energetycznym gminy. Przykładem takich inwestycji mogą być prace związane z zapewnieniem niezależności energetycznej w postaci budowy systemu opartego na odpowiednio dobranym schemacie energetycznym. Schemat ten winien być dostosowany do dostępności zasobów energetycznych gminy, jak i do możliwości technicznych i uwarunkowań prawnych.

## 5. Optymalizacja zużycia energii poprzez integrację w systemie PV

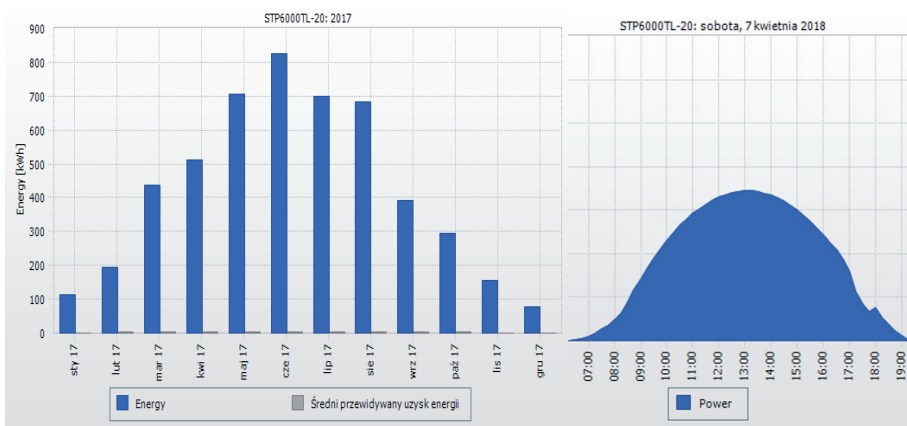
Odpowiednio dobrany schemat energetyczny wykorzystujący odpowiednie źródła pozyskania energii elektrycznej jest podstawą do poprawnego funkcjonowania państwa. W skali mikro odnosi się do gminy lub miasta. Jedną z możliwości jest zastosowanie instalacji PV jako dodatkowego źródła energii elektrycznej w budynkach użyteczności publicznej.

Przedstawiona koncepcja wykorzystania instalacji PV, jako możliwości częściowego lub całościowego pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną, przedstawiona jest w niniejszym punkcie.

Aktualnie warunki nasłonecznienia w Polsce wynoszą około 1000 kWh/m<sup>2</sup>. Takie warunki umożliwiają wygenerowanie odpowiedniej ilości energii elektrycznej, dzięki której średnioroczne zapotrzebowanie na energię elektryczną zostanie w całości lub częściowo pokryte przez energię wygenerowaną. Dąży się do tego, aby budynki zarządzane przez władarzy miast stały się prosumenckie pod względem energetycznym.

Do analizy technicznej przyjęto modelową instalację o mocy 5,75 kWp zlokalizowaną na terenie powiatu bieruńsko-lędzińskiego. Instalacja generuje rocznie około 5 MWh energii elektrycznej, co w zupełności wystarczy na częściowe pokrycie zapotrzebowania średniej wielkości budynku administracji publicznej. Szczegółowy wykres generowanej energii przedstawiono na rys. 10.

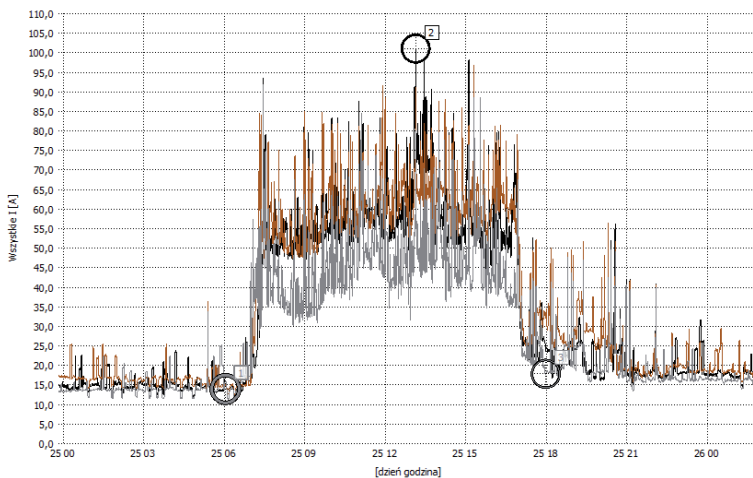
Rysunek 11. Wykres generowanej energii z instalacji PV o mocy 5,75 kWp miesięczny i jednodniowy.



Źródło: opracowanie własne.

W bezchmurne dni wykres związany z energią produkowaną (rys. 11) jest zbliżony do wykresu poboru mocy czynnej dla obiektu biurowego (rys. 12). Oznacza to, że przy odpowiednim rozwiązaniu technicznym zastosowanie instalacji PV umożliwiłoby zminimalizowanie dziennego poboru energii elektrycznej do wartości związanej z różnicą pomiędzy mocą wyprodukowaną a pobraną. Dodatkowo połączenie instalacji PV z zasobnikami energii oraz routerami energii pozwoliło by w lepszym stopniu wykorzystać potencjał instalacji PV. Aktualnie prowadzone są prace nad integracją takich rozwiązań.

Rysunek 12. Pobór mocy czynnej dla obiektu biurowego użyteczności publicznej.



Źródło: opracowanie własne.

Ulokowanie oszczędności pochodzących z działań związanych z optymalizacją zużycia energii w nowoczesnych rozwiązaniach technologicznych generujących energię elektryczną, stanowi przykład świadomej postawy proekologicznej, która to powinna być reprezentowana w szczególności przy inwestycjach miejskich i gminnych.

## Wnioski

Zwiększenie świadomości społecznej związanej z racjonalnym gospodarowaniem energią elektryczną, znacząco wzrasta w ostatnich latach. Jedną z grup beneficjentów mogą być zarządcy budynków użyteczności publicznej, którzy

dzięki wprowadzonym rozwiązaniom przyczynią się do lepszego gospodarowania środkami publicznymi oraz efektywniejszego przesyłu mocy biernej. Jednocześnie przyczynią się lokalnie do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.

Optymalizacja kosztów zarządzania obiektami jest w ostatnim czasie sprawą bardzo istotną, szczególnie biorąc pod uwagę konieczność racjonalnego gospodarowania zasobami energetycznymi oraz ograniczenia techniczne w obecnym SEE. Optymalizacja energii elektrycznej w budynkach administracji publicznej wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo energetyczne Polski poprzez ograniczenie mocy koniecznej do jej wyprodukowania a zastosowanie instalacji OZE na redundantności źródeł zasilania. Jest to szczególnie istotne w ostatnich latach, w których obserwujemy problemy z ograniczeniami w dostawach energii wywołanych wysokim stopniem zasilania.

Przedstawione w ramach opracowania przykłady mają za zadanie pokazać, że podchodząc w sposób analityczny do administrowania budynkami użyteczności publicznej możliwe jest wygenerowanie oszczędności rzędu kilkunastu tysięcy złotych rocznie.

LUIZA WYRĘBKOWSKA  
Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Płocku

## **Bezpieczeństwo energetyczne na rynku przesyłu i magazynowania ropy naftowej oraz paliw płynnych**

### **Wstęp**

Zapewnienie bezpieczeństwa jest jednym z najważniejszych zadań kształtujących politykę państwa. Współcześnie można zauważyć zmianę myślenia i definiowania terminu „bezpieczeństwo”. Twórcy definicji zaczynają poszerzać zakres zarówno podmiotowy, jak i przedmiotowy tego terminu, traktując go wszechstronnie. Nie tak dawno jeszcze punktem odniesienia dla analizy środowiska międzynarodowego był wymiar wojskowy i związany z nim wyścig zbrojeń. Ewolucja środowiska międzynarodowego spowodowała konieczność dokonania przewartościowania i poszerzenia zakresu pojęcia. Obecnie poza tradycyjnie postrzeganym wymiarem militarnego bezpieczeństwa coraz częściej prowadzone są badania na temat pozamilitarnych wymiarów bezpieczeństwa, w tym: politycznego, ekonomicznego, ekologicznego, społecznego i kulturowego<sup>1</sup> a także energetycznego.

W celu zrozumienia terminu bezpieczeństwo energetyczne niezbędne jest określenie jego istoty, w tym rozróżnienie sposobu definiowania tego pojęcia przez dwa współcześnie dominujące nurty badawcze w stosunkach międzyna-

---

<sup>1</sup> M. Paszkowski, *Specyfika badań politologicznych nad myślą polityczną w zakresie bezpieczeństwa energetycznego państwa*, „Humanities and Social Sciences” 2015, vol. XX, 22 (2), s. 99–100.

rodowych, czyli realizmu<sup>2</sup> oraz liberalizmu<sup>3</sup>. Obie szkoły teoretyczne zdecydowanie odmiennie traktują to zagadnienie. Dla realistów jedynym podmiotem stosunków międzynarodowych jest państwo, które dąży do wzmocnienia suwerenności rozumianej jako niezależność od czynników zewnętrznych. Odnosząc takie podejście do bezpieczeństwa energetycznego, należy wskazać, że podmiotem analizy w odniesieniu do paradygmatu realistycznego jest państwo. Dlatego też dla zwolenników tego nurtu, przy uwzględnieniu silnie eksponowanego interesu państwa, istotne jest zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zapewnienie stabilnych dostaw surowców, z uwzględnieniem tras i kierunków ich importu. Państwo nie mające wystarczających zasobów surowców energetycznych mogących zapewnić niezależność energetyczną może zostać wzmocnione jedynie poprzez politykę zróżnicowania importu (dywersyfikacji)<sup>4</sup>.

Zwolennicy nurtu liberalnego odmiennie traktują problem bezpieczeństwa. Ostatecznym celem państwa jest bowiem dobrobyt i pomyślność społeczeństwa, dlatego decydujące są przede wszystkim kwestie ekonomiczne i społeczne. Odnosząc tak rozumiane podejście do bezpieczeństwa energetycznego, należy wskazać, że zwolennicy orientacji liberalnej za konieczne uznają zagwarantowanie obywatelom dostaw surowców energetycznych w odpowiednich cenach. W ich ocenie celem państwa powinny być zapewnienie rozwoju i ochrona indywidualnych praw jednostek ludzkich. Zwolennicy tego podejścia w ograniczonym zakresie zwracają uwagę na źródło pochodzenia surowców energetycznych<sup>5</sup>.

Pomimo pewnych różnic w podejściu do bezpieczeństwa energetycznego należy zauważyć, że istnieje pewien wspólny trzon obu przedstawionych powyżej szkół – pewność dostaw i akceptowalność cen energii. Pozostałe elementy wynikają zaś w głównej mierze z indywidualnej hierarchii wartości istotnych dla zwolenników określonych nurtów<sup>6</sup>.

<sup>2</sup> Na temat nurtu realistycznego zob. S. Burchill, *Realizm i neoliberalizm*, [w:] *Teorie stosunków międzynarodowych*, red. S. Burchill i in., Warszawa 2006, s. 97–119; J. Czaputowicz, *Teorie stosunków międzynarodowych. Krytyka i systematyzacja*, Warszawa 2007, s. 58–102; R. Jackson, G. Sørensen, *Wprowadzanie do stosunków międzynarodowych. Teorie i kierunki badawcze*, Kraków 2006, s. 69–109.

<sup>3</sup> Na temat nurtu liberalnego zob. S. Burchill, *Liberalizm*, [w:] *Teorie stosunków międzynarodowych* red. S. Burchill i in., Warszawa 2006, s. 46–92; R. Jackson, G. Sørensen, op. cit., s. 111–146.

<sup>4</sup> M. Paszkowski, op. cit., s. 101.

<sup>5</sup> Ibidem, s. 101–102.

<sup>6</sup> P. Kmieciak, *Istota i zakres bezpieczeństwa energetycznego*, [www.nowastrategia.org.pl/istota-i-zakres-bezpieczenstwa-energetycznego/](http://www.nowastrategia.org.pl/istota-i-zakres-bezpieczenstwa-energetycznego/) [11.09.2018].

Celem niniejszego rozdziału jest charakterystyka prawnych i pozaprawnych instrumentów, którymi dysponuje państwo aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne na rynku przesyłu i magazynowania ropy naftowej oraz paliw płynnych. Autorka przychyliła się bowiem do postrzegania bezpieczeństwa energetycznego w ujęciu realistycznym.

## 1. Bezpieczeństwo energetyczne

Ustawa prawo energetyczne w art. 3 pkt 16 definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”<sup>7</sup>. Jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego jest bezpieczeństwo paliwowe zdefiniowane w art. 2 pkt 1 ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki<sup>8</sup>.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego uzależniony jest od wielu zmiennych, a do najważniejszych z nich należą: stopień zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa, z uwzględnieniem aspektów strukturalnych i przewidywanego poziomu cen, zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących krajowy bilans paliwowy, stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów oraz przewidywalnych potrzebach, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii, oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii, stany zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców, uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe, kondycja ekonomiczno-finansowa użytkowników paliw i energii, zarówno gospodarstw do-

<sup>7</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne, t.j. Dz. U. 2018, poz. 755.

<sup>8</sup> Ustawa z dnia 16 lutego 2007 o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, t.j. Dz. U. 2018, poz. 1323.

mowych, jak i przedsiębiorstw, stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolność do zaspokojenia potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności<sup>9</sup>.

Tak rozumiane pojęcie bezpieczeństwa energetycznego nie jest jedyną definicją funkcjonującą w obrocie prawnym, szczególnie międzynarodowym. Organizacja Narodów Zjednoczonych w raporcie dotyczącym światowego rynku energii zdefiniowała bezpieczeństwo energetyczne jako „dostępność energii w każdym czasie, w różnych formach, w wystarczającej ilości i po rozsądnej cenie”<sup>10</sup>.

W prawie wspólnotowym bezpieczeństwo energetyczne zyskało miano priorytetu jako element bezpieczeństwa publicznego po raz pierwszy w sprawie C-72/83 *Campus Oil*. W postępowaniu przed Trybunałem Sprawiedliwości, irlandzki Sąd Najwyższy zadał pytanie, czy nałożenie na irlandzkich importerów paliw, ustawowego wymogu nabywania 35% zapotrzebowania w jedynej w kraju rafinerii ropy naftowej *Whitegate*, w którym jedynym udziałowcem było przedsiębiorstwo publiczne *Irish National Petroleum Corporation Limited (INPC)*, po cenach urzędowych jest środkiem analogicznym do ograniczeń ilościowych z art. 28 – 30 TWE. Irlandzki rząd powoływał się na fakt, iż podmiot publiczny nabył tę rafinerię w sytuacji, gdy jej prywatny właściciel, zamierzał ją zamknąć, czego konsekwencją byłaby sytuacja, w której nie istniałby żaden podmiot o takim profilu działalności, wobec czego całość dostaw paliwa musiałaby być importowana spoza terytorium Irlandii. Był to jedyny powód uzasadniający ustanowienie obowiązku o charakterze publiczno-prawnym, a importerzy wskazywali, że sytuacja ta miała podłoże czysto ekonomiczne. Trybunał stwierdził, że warunkiem do powoływania się na wyłączenia z art. 30 TWE przez państwa jest brak innych przepisów wspólnotowych gwarantujących odpowiednią ochronę ich interesów. Pomimo faktu, że wówczas obowiązywały przepisy dotyczące ochrony rynku wspólnotowego przed kryzysem energetycznym, Trybunał uznał, że „produkty petrochemiczne z uwagi na ich wyjątkowe znaczenie jako źródeł energii we współczesnej gospodarce mają fundamentalne znaczenie dla istnienia państwa, nie tylko ze względu na fakt, iż jest na nich oparta gospodarka, ale także zależą od nich

<sup>9</sup> Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z 1.07.2005 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., „Monitor Polski” 2005, nr 42, poz. 562.

<sup>10</sup> World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability, United Nations Development Programme, Nowy Jork 2000 s. 113.

istotne usługi publiczne, a nawet przetrwanie obywateli. Przerwa w dostawach produktów petrochemicznych mogłaby stanowić poważny uszczerbek dla bezpieczeństwa publicznego, którego ochronę dopuszcza art. 36 Traktatu<sup>11</sup>.

## **2. Bezpieczeństwo energetyczne w sektorze naftowym** **– uwarunkowania geopolityczne**

Wzrost przepływów towarów i osób na skalę globalną stał się cechą współczesnej cywilizacji. Paliwa płynne – pochodne ropy naftowej długo jeszcze pozostaną podstawowym nośnikiem energii dla transportu drogowego, lotniczego, morskiego i w znaczącej części również kolejowego. Szerokie wykorzystanie ropy naftowej jako surowca do syntezy tworzyw sztucznych podnosi jej znaczenie dla gospodarki każdego rozwiniętego kraju. Również utrzymanie potencjału militarnego państw rozwiniętych wymaga stałego i bezpiecznego dostępu do paliw ropopochodnych.

Ropa naftowa nie jest towarem jednolitym, oznacza mieszaninę kilkuset węglowodorów. Proporcje składu, a zatem właściwości ropy, w tym gęstości są znacznie zróżnicowane w zależności od źródła. Na przestrzeni ostatniego wieku ukształtował się specyficzny rynek ropy naftowej. Chcąc go krótko scharakteryzować, należy wskazać na następujące jego cechy:

- funkcjonuje na rynku niewielu znaczących dostawców eksploatujących źródła w kilkunastu państwach, którzy obsługują głównych odbiorców w skali globalnej,
- koszty transportu ropy naftowej mają znaczenie dla zasięgu dostaw; obowiązuje zasada dostawy na „pierwszy najbliższy rynek” jeśli warunki na innych rynkach są podobne,
- ropa naftowa podlega zawsze przetworzeniu w rafineriach, zarówno przy przeznaczeniu na paliwa, jak również przy wykorzystaniu jako surowiec petrochemiczny; wyposażenie rafinerii jest zwykle przystosowane do przetwarzania ropy naftowej o określonym zakresie zmienności parametrów; istnieje zatem powiązanie technologiczne dostawców ropy i rafinerii przetwarzających ropę,
- zanieczyszczenia ropy naftowej związkami siarki obniżają jej cenę i zwiększają koszty przetwarzania w wyspecjalizowanych rafineriach,

<sup>11</sup> Wyrok TS w sprawie C-72/83, Campus Oil; Numer CELEX: 61983CJ0072, <https://eur-lex.europa.eu> [23.08.2018].

- rynek ropy naftowej nie jest rynkiem otwartym, podlega silnym działaniom politycznym, w tym poprzez: koncesje, kartelizację, cła, embargo, taryfy.

Transakcje sprzedaży i zakupu ropy naftowej są realizowane w różnych formach: a) spot, to jest z dostawą natychmiastową lub b) terminowe – gdy dostawa następuje w kolejnych miesiącach. Zawierając kontrakty terminowe (*futures*) sprzedający zobowiązuje się do dostarczenia określonej ilości ropy po ustalonej cenie w ustalone miejsce, kupujący zaś do odebrania przesyłki. Kontraktami terminowymi na ropę handluje się na giełdzie, ich rozliczanie przeprowadzane jest codziennie do dnia dostawy, zależnie od zmiany cen na rynku. Ceny ropy są wyrażone w dolarach amerykańskich (USD) za baryłkę (bbl). Giełdy notują ceny ropy naftowej z dostawą do państw lub do granicy FOB (free on bord).

Ropa naftowa występuje w wielu rodzajach o odmiennych właściwościach: różnej gęstości i zawartości siarki. Podstawowe ceny ropy (spot) odnoszą się do trzech głównych gatunków wskaźnikowych:

- ropy brytyjskiej Brent z Morza Północnego (o gęstości 38°API, FOB w portach brytyjskich),
- ropy amerykańskiej West Texas Intermediate (WTI) (o gęstości 40°API, FOB Midland Texas),
- ropy Dubai Fateh – Zjednoczone Emiraty Arabskie (o gęstości 32°API, FOB w porcie Dubai).

Cena ropy Dubai bywa stosowana jako cena wzorcowa dla rynków azjatyckich. Informacji o aktualnych cenach ropy naftowej dostarczają giełdy:

- giełda ICE (Intercontinental Exchange), przed 2005 r. IPE (International Petroleum Exchange) – ropa naftowa Brent,
- giełda NYMEX (New York Mercantile Exchange) – ropa naftowa WTI,
- giełda DME (Dubai Mercantile Exchange) – ropa naftowa Dubai.

Kraje OPEC mają własny cenowy punkt odniesienia. Jest to koszyk siedmiu, zawsze tych samych, odmian ropy. Sześć z nich wydobywanych jest w państwach członkowskich, siódma pochodzi z Meksyku. W praktyce, różnice w cenie pomiędzy ropą WTI oraz koszykiem OPEC nie są wielkie, można wręcz mówić o ich silnym powiązaniu.

Rynki finansowe i surowcowe reagują na różnego rodzaju wydarzenia. Znaczące wydarzenia polityczne mogą wywoływać zmiany poziomu cen na tym rynku, a także warunki dostępu do towaru. Życie dostarcza wielu przykładów tego typu zdarzeń jak np.: rewolucja w Iranie, wojna w Iraku, zamachy

terrorystyczne w USA z dnia 11.09.2001 r., czy też aktualnie sankcje nakładane przez Stany Zjednoczone na Iran a także kryzys w Wenezueli. Producenci ropy naftowej są zrzeszeni w kartelu OPEC i wspólnie wpływają na kształtowanie poziomu cen ropy naftowej poprzez próby limitowania wydobycia oraz uzgadniania warunków dostaw.

Odbiorcy ropy naftowej są z kolei rozproszeni. Brakuje wiarygodnych informacji o rynku ropy naftowej, warunki kontraktów są objęte bowiem tajemnicą handlową. Dotyczy to także kontraktów na dostawę ropy naftowej do Polski, a w szczególności cen ropy. Notowane na giełdzie londyńskiej ceny ropy typu Brent mają charakter referencyjny (*benchmark*) i nie pozwalają na ocenę faktycznego poziomu kosztów dostawy ropy. W zakresie ustalania cen za dostawę ropy z Rosji (tzw. Ropy Urals) istnieje bardzo nieprzejrzysta sytuacja. Cena rosyjskiej ropy jest często ustalana przez traderów, czasami „przez telefon”, w indywidualnych transakcjach, w stosunku do *benchmarków* takich jak Brent i WTJ.

Polskie zasoby ropy naftowej są bardzo niewielkie, wynoszą około 23,4 mln ton na terytorium lądowym<sup>12</sup> oraz 4,7 mln ton w polskiej strefie Bałtyku<sup>13</sup>. Wydobycie krajowe ropy naftowej realizowane przez PGNiG i Petrobaltic to ok. 0,95 mln ton rocznie<sup>14</sup>.

W perspektywie najbliższych lat możemy oczekiwać wzrostu wydobycia krajowego dzięki projektom inwestycyjnym realizowanym głównie przez PGNiG i LOTOS.

### 3. Infrastruktura przesyłowa i magazynowa w Polsce

Obecna infrastruktura przesyłowa ropy naftowej pozwala na import tego surowca rurociągiem „Przyjaźń” oraz drogą morską poprzez Naftoport w Gdańsku. Dzięki dużym zdolnościom przeładunkowym portu w Gdańsku (potencjał przeładunkowy przekraczający 44 mln ton paliw płynnych rocznie)<sup>15</sup> Polska nie jest narażona na ryzyko fizycznego odcięcia dostaw ropy. Istnie-

<sup>12</sup> <https://www.pgi.gov.pl/kopalnia-wiedzy/126-surowce-mineralne/448-w-poszukiwaniu-ropy-i-gazu.html> [02.09.2018].

<sup>13</sup> <https://www.morskapolska.pl/zasoby> [02.09.2018].

<sup>14</sup> [http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2016/tabele/ropa\\_wydobycie](http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2016/tabele/ropa_wydobycie) [02.09.2018].

<sup>15</sup> [http://www.naftoport.pl/index92ae.html?option=com\\_content&view=article&id=94&Itemid=97](http://www.naftoport.pl/index92ae.html?option=com_content&view=article&id=94&Itemid=97) [02.09.2018].

je natomiast ryzyko wzrostu kosztów transportu ropy do rafinerii w efekcie zmniejszenia przez Rosję przesyłu rurociągiem Przyjaźń i przejścia na transport morski. Materializację takiego ryzyka możliwa była do zaobserwowania w rafinerii Możejki na Litwie, która wobec niesprzyjającej postawy dostawcy ropy, zmuszona była przestawić się na zakup drogą morską poprzez terminal w Butyndze.

Charakteryzując infrastrukturę magazynową należy wskazać na strategiczną spółkę należącą do Grupy Kapitałowej ORLEN – Inowrocławskie Kopalnie Soli Solino SA. Spółka ta między innymi zajmuje się magazynowaniem zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw (do utrzymywania których zobowiązany jest PKN ORLEN SA) oraz świadczy taką usługę komercyjnie dla innych podmiotów.

Z perspektywy zabezpieczenia infrastruktury, a tym samym bezpieczeństwa energetycznego Polski najważniejszym projektem Solino w 2017 roku była budowa pompowni wody przemysłowej na rzece Noteć. Inwestycja ta zapewniała możliwość przechowywania zapasów interwencyjnych w kawernach solnych zgodnie z wymaganiami znowelizowanej ustawy o zapasach obowiązkowych. Budowa nowego ujęcia wraz z pompownią pozwoliła Spółce także na zwiększenie ilości wody przesyłanej do Podziemnego Magazynu Ropy i Paliw „Góra”. Zapasy ropy i paliw przechowuje się tam w podziemnych kawernach – wyeksploatowanych komorach solnych zlokalizowanych na terenie kopalni soli. Do ich wytłoczenia używa się solanki, która dzięki swoim właściwościom wypycha ropę naftową i paliwa na powierzchnię. Inwestycja znacząco poprawić miała funkcjonalność i operacyjność magazynu, pozwalając na podawanie wody do produkcji solanki z wydajnością 1400 m<sup>3</sup>/h. Dzięki realizacji tej inwestycji magazyny spełniają wymagania ustawy o zapasach obowiązkowych, określającej limity czasowe, w których powinny one zostać wytoczone<sup>16</sup> (paliwa w 90 dni, a ropa naftowa w 150 dni).

Kolejną ważną inwestycją Solino jest budowa około 45 km nowych rurociągów oraz modernizacja około 56 km już istniejących. Nowe instalacje mają umożliwić przesył solanki z kopalni soli w Mogilnie do podziemnego magazynu ropy i paliw w Górze. Modernizacja istniejących instalacji, w tym rurociągu wodnego, pozwoli na osiągnięcie 50-proc. wzrostu produkcji solanki w kopalni Mogilno.

<sup>16</sup> <http://www.solino.pl/pl/dlamedioiw/aktualnosci/Strony/Kluczowa-inwestycja-w-ramach-Strategii-Kawernowej-zako%C5%84czona.aspx> [23.08.2018].

Należy zakładać, iż najbliższe lata przyniosą nowe projekty rozbudowy infrastruktury przesyłowej oraz magazynowej, w tym magazynów podziemnych ropy i paliw płynnych, wykorzystujących podziemne kawerny. Podsumowując, w obszarze bezpieczeństwa zapewnienia surowca dla polskich rafinerii, w perspektywie średnio- i długoterminowej, brak jest istotnych zagrożeń. Ewentualna konieczność zmiany źródeł pochodzenia ropy oznaczać będzie natomiast wzrost kosztów jej przerobu, a tym samym cen paliw płynnych i surowców dla przemysłu petrochemicznego.

#### **4. Środki prawne służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego**

Jednym z podstawowych środków prawnych służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego są koncesje. Koncesja jest jedną z form reglamentacji działalności gospodarczej przez państwo obok wymogu uzyskania wpisu do rejestru działalności regulowanej oraz wymogu uzyskania zezwolenia. Zgodnie ze stanowiskiem Sądu Najwyższego wyrażonym w wyroku z dnia 08.05.1998 r. sygn. akt III RN 34/98 koncesja jest publicznoprawnym uprawnieniem podmiotowym przyznanym decyzją właściwego organu administracji indywidualnie oznaczonemu podmiotowi, który spełnia ustawowo określone wymagania zarówno podmiotowe, jak i przedmiotowe wykonywania określonego rodzaju działalności gospodarczej<sup>17</sup>.

Zdaniem K. Kohutka „ustawa nie definiuje pojęcia koncesji. W doktrynie powszechnie przyjmuje się, iż koncesja stanowi indywidualny akt administracyjny uchylający zakaz swobodnego podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w danej dziedzinie i tym samym dopuszczający adresata tego aktu (koncesjonariusza) do legalnego wykonywania takiej działalności (...) Wskazuje się zarazem, iż koncesja stanowi odstępianie przez państwo od monopolu w danej dziedzinie (...) koncesje wprowadza się w dziedzinach nie tyle każdorazowo objętych monopolem państwa, lecz takich, w których należyte wykonywanie działalności ma istotne znaczenie dla gospodarki całego państwa. Są to tzw. dziedziny strategiczne, czyli takie, na które państwo – z uwagi na ważny interes publiczny – dąży do zapewnienia sobie znacznie większej możliwości oddziaływania, niż jak ma to miejsce w przypadku innych dziedzin, także tych reglamentowanych. Koncesja jest bowiem udzielana

<sup>17</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 8 maja 1998 r. sygn. akt III RN 34/98, OSNAPiUS, nr 5, poz. 157.

przede wszystkim w interesie publicznym<sup>18</sup>. Zasadniczo regulacje dotyczące koncesji w sektorze naftowym zawarte są w prawie energetycznym, a organem administracji rządowej upoważnionym do wydawania decyzji w tym zakresie jest Prezes URE. Uzyskanie koncesji jest wymagane do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie: wytwarzania paliw ciekłych, magazynowania lub przeładunku paliw, przesyłu paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi, obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą. Nadrzędną cechą koncesji paliwowych jest ich złożoność tj. jako rodzaj pozwolenia administracyjnego wymaga od przedsiębiorcy spełnienia szeregu wymogów prawa, aby skutecznie wnioskować o ich wydanie oraz stałego ich wypełniania w całym okresie obowiązywania koncesji.

Kolejne środki prawne służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego przewidziano we wspomnianej już ustawie o zapasach obowiązkowych. Zarówno regulacje Unii Europejskiej jak i standardy Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) nakładają na kraje UE obowiązek utrzymywania zapasów ropy/ /paliw płynnych na minimum 90 dni (bazując na rocznym zapotrzebowaniu – UE, lub imporcie netto – MAE). Dnia 25 września 2008 roku Polska oficjalnie stała się 28 członkiem Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) i utrzymuje minimalne zapasy paliw płynnych zgodnie z wymogami tej agencji.

Ustawa o zapasach stworzyła kompleksowy system zabezpieczenia przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego, który umożliwia podjęcie szybkich, skutecznych działań interwencyjnych prowadzących do wyrównania braków w bilansie dostaw tych surowców i paliw na rynek lub ograniczenie skutków tych braków oraz wypełnienie zobowiązań międzynarodowych Rzeczypospolitej Polskiej wobec UE.

Mówiąc o bezpieczeństwie energetycznym na rynku przesyłu i magazynowania ropy naftowej, należy również wskazać na kolejny istotny element mający na nie wpływ, to jest infrastrukturę krytyczną. Ustawa o zarządzaniu kryzysowym wprowadziła do polskiego systemu prawnego pojęcie infrastruktury krytycznej<sup>19</sup>. Ustawa definiuje infrastrukturę krytyczną jako systemy oraz wchodzące w ich skład powiązane ze sobą funkcjonalnie obiekty, w tym obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpie-

<sup>18</sup> M. Brożyna, M. Chudzik, K. Kohutek, J. Molis, S. Szuster, Komentarz do art. 46 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej.

<sup>19</sup> Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 roku o zarządzaniu kryzysowym, t.j. Dz. U. 2018, poz. 1401.

czeństwa państwa i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców. Jednym z nich jest system zaopatrzenia w energię i paliwa. Dlaczego jest to tak istotny element?

Za pojęciem infrastruktury krytycznej kryje się idea, że pośród wielu środków funkcjonowania nowoczesnego społeczeństwa, tzn. na aktualnym poziomie rozwoju cywilizacyjnego, są takie, które są szczególnie ważne i które zasługują na szczególną ochronę czy zabezpieczenie. Infrastruktura energetyczna jest pewnym rodzajem infrastruktury krytycznej. Zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania infrastruktury krytycznej jest celem państwa, ale zarazem środkiem uzyskania bezpieczeństwa narodowego wraz z zarządzaniem kryzysowym, które z kolei koncentruje się na przygotowaniach na wypadek sytuacji kryzysowej i na reagowaniu w stanach zagrożeń<sup>20</sup>.

Posiadacze, właściciele obiektów, instalacji lub urządzeń infrastruktury krytycznej (operatorzy infrastruktury krytycznej) mają obowiązek jej ochrony. Obowiązek ten zgodnie z przepisami ustawy o zarządzaniu kryzysowym obejmuje: przygotowanie i wdrażanie planów ochrony infrastruktury krytycznej, utrzymywanie własnych systemów rezerwowych zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonowanie tej infrastruktury, do czasu jej pełnego odtworzenia a także wyznaczenie osoby odpowiedzialnej za utrzymywanie kontaktów z podmiotami właściwymi w zakresie ochrony infrastruktury krytycznej.

## 5. Pozaprawne instrumenty kształtowania bezpieczeństwa energetycznego

Elementem, na który należy wskazać charakteryzując pozaprawne instrumenty kształtowania bezpieczeństwa energetycznego jest polityka energetyczna. Stanowi ona wyodrębniony segment polityki gospodarczej państwa, w której określone zostają priorytety i cele istotne do osiągnięcia oraz wskazane sposoby i środki niezbędne dla ich zrealizowania.

Przez pojęcie polityka energetyczna należy rozumieć kompleks funkcjonalnie ze sobą powiązanych działań prawnych i faktycznych podejmowanych przez państwo (a ściślej przez organy państwa), zmierzających do takiego ukształtowania sektora energetycznego gospodarki, (jego organizacji i reguł

---

<sup>20</sup> T. Długosz, *Ochrona infrastruktury krytycznej w sektorach energetyki sieciowej*, [www.legalis.pl](http://www.legalis.pl) [1.09.2018].

funkcjonowania), aby w sposób optymalny realizował on określone cele społeczno-gospodarcze.

28 listopada 2017 roku Rada Ministrów zaakceptowała uchwałę w sprawie przyjęcia Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, przedłożoną przez pełnomocnika rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej. Przedstawia ona program działań wobec organów administracji publicznej oraz spółek, których akcje w całości lub w części należą do Skarbu Państwa. Chodzi o budowę nowej infrastruktury logistycznej oraz zmianę struktury infrastrukturalno-właścicielskiej w sektorze naftowym. Realizacja Polityki w ocenie rządu w znaczącym stopniu ma przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa<sup>21</sup>.

Głównymi przedsięwzięciami przewidzianymi w dokumencie są:

- budowa drugiej nitki rurociągu Pomorskiego (Płock – Gdańsk);
- budowa rurociągu paliwowego Boronów – Trzebinia;
- zmiany właścicielskie w zakresie infrastruktury logistycznej.

Na ile plany przedstawione w powyższym dokumencie wejdą w życie i przyczynią się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego – pokaże czas i skuteczność we wdrażaniu przyjętych założeń.

## Podsumowanie

Bezpieczeństwo energetyczne jest ważnym zagadnieniem naukowym, ale jego zapewnienie stanowi także istotną kwestię praktyczną, będącą ważnym elementem polityki państwa. Znaczenie tego zagadnienia jest uwarunkowane czynnikami o charakterze wewnętrznym (rozwój krajowych systemów energetycznych), jak i zewnętrznym (oddziaływanie na impulsy ze strony innych państw). Wszelkie zmiany w gospodarce krajowej oraz w otoczeniu międzynarodowym skutkują reorientacją zdolności państw do działań i oddziaływań<sup>22</sup>.

Europejskie i światowe regulacje w zakresie bezpieczeństwa energetycznego w sektorze naftowym od kilku lat wykazują tendencję rosnącej roli bezpośredniego udziału państwa w zapewnieniu tego bezpieczeństwa.

Bezpieczeństwo energetyczne na rynku magazynowania oraz przesyłu ropy naftowej jest jednym z bardzo istotnych elementów szeroko pojmowa-

<sup>21</sup> <http://centrumprasowe.pap.pl/cp/pl/news/info/110098>„komunikat-po-posiedzeniu-rady-ministrow-(komunikat) [02.09.2018].

<sup>22</sup> P. Kmieciak, op.cit.

nego bezpieczeństwa energetycznego. Jego zapewnieniu służą zarówno prawne, jak i pozaprawne środki. W ramach środków prawnych są to wydawane na podstawie przepisów prawa energetycznego koncesje, tworzone w oparciu o ustawę o zapasach – zapasy obowiązkowe oraz chroniona przepisami ustawy o zarządzaniu kryzysowym infrastruktura krytyczna. W ramach środków pozaprawnych bardzo istotnym elementem, mającym odzwierciedlenie w praktycznych działaniach jest polityka energetyczna rządu, w tym również ostatnio ogłoszona Polityka Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym.



PATRYK TOMASZEWSKI  
Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

## **Bezpieczeństwo energetyczne współczesnej Polski w koncepcjach politycznych środowisk politycznych**

### **Wstęp**

Koncepcje bezpieczeństwa energetycznego, a więc dostępność źródeł energii niezależnie od zmiennych w polityce międzynarodowej i na rynku usług wewnętrznych, są poruszane w programach partii politycznych oraz innych dokumentach o podobnym charakterze.

Celem niniejszego tekstu jest wskazanie głównych koncepcji bezpieczeństwa energetycznego proponowanych przez działające w Polsce środowiska polityczne od chwili wyborów w 2015 roku. Głównym problemem poruszonym w niniejszym teście będzie odszukanie różnic i podobieństw między koncepcjami bezpieczeństwa energetycznego Polski. Pytanie jakie postawiono w teście dotyczy:

- w jaki sposób partie i środowiska chcą zapienić bezpieczeństwo energetyczne Polsce;
- czy istnieją między innymi duże różnice w tej materii;
- na ile możliwa jest realizacja proponowanych rozwiązań.

Hipotezy mówią: nie ma większych antynomii w programach partii i środowisk politycznych w koncepcjach bezpieczeństwa energetycznego Polski. Hipoteza 2 wskazuje, że obecnie rządząca partia polityczna realizuje znaczną część założeń zawartych w enuncjacjach programowych.

Metody jakie zostały zastosowane w tym artykule to analiza treści i metoda komparatystyczna.

Z punktu widzenia finalnego odbiorcy, bezpieczeństwo energetyczne to przede wszystkim dostępność rozumiana w dwóch aspektach<sup>1</sup>:

- poziomu cen za energię;
- gwarancji oraz niezawodności dostaw energii.
- natomiast poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od:
  - wielkości i zróżnicowania krajowej bazy paliwowej;
  - stopnia dywersyfikacji oraz wykorzystania krajowych oraz zagranicznych źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne;
  - stanu technicznego systemu zaopatrzenia oraz form własności jego infrastruktury;
  - możliwości magazynowania paliw, rozwoju krajowych międzynarodowych połączeń systemów energetycznych;
  - wewnętrznej i międzynarodowej polityki gospodarczej;
  - sytuacji geopolitycznej w regionie.

W dokumencie „Polska polityka energetyczna”, pochodzącym z 2005 roku, bezpieczeństwo energetyczne zostało zdefiniowane następująco: „Bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energii, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Poziom bezpieczeństwa energetycznego zależy od wielu czynników, z których najważniejsze to:

- stopień zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa, z uwzględnieniem aspektów strukturalnych i przewidywanego poziomu cen;
- zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących krajowy bilans paliwowy;
- stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów oraz przewidywanych potrzebach;
- stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii;
- stany zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców;
- uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe;

---

<sup>1</sup> Zob. J. Mazurkiewicz, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, [https://se.min-pan.krakow.pl/pelne\\_teksty22/czI/k22\\_mazurkiewicz\\_z.pdf](https://se.min-pan.krakow.pl/pelne_teksty22/czI/k22_mazurkiewicz_z.pdf), [04.07.2018].

- kondycja ekonomiczno-finansowa użytkowników paliw i energii, zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorstw;
- stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolności do zaspokojenia potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności<sup>2</sup>.

Energetyka należy do najważniejszych dziedzin gospodarki kraju. W polskim ustawodawstwie, bezpieczeństwo energetyczne w dokumencie „Prawo energetyczne” definiuje się w art. 3, pkt. 16 jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”<sup>3</sup>. Definicja ta jest jedną z wielu i autor zdaje sobie sprawę, że może budzić kontrowersje, chociażby ze względu na zapis „ekonomicznym uzasadnieniu”, które przy dominacji spółek skarbu państwa na rynku energetycznym, może wnosić podejrzenie o stosowanie tego zapisu w odniesieniu do klientów. Inną definicję proponuje prof. Żukrowska, która mianem bezpieczeństwa w tym sektorze określa: „Dostępność źródeł energii w każdym czasie, pochodzących z różnych źródeł, zgodnie z zapotrzebowaniem na energię z tych źródeł, a także w odpowiednich ilościach zabezpieczających zgłaszany tu popyt. Nieodłącznym elementem bezpieczeństwa energetycznego jest poziom cen, które muszą kształtować się na poziomie umożliwiającym normalną konsumpcję energii przez konsumentów”<sup>4</sup>.

Warto jeszcze zwrócić uwagę na zdefiniowanie jednego z bardziej istotnych sektorów energetyki w Polsce, a więc bezpieczeństwa gazowego. W 2007 roku w dokumencie „Polityka dla przemysłu gazu ziemnego” stwierdzono, że bezpieczeństwo gazowe należy rozumieć jako: „Bezpieczeństwo energetyczne w sektorze gazowym rozumiane jest jako zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców po możliwie niskich cenach.

Tak rozumiane bezpieczeństwo energetyczne zależy od wielu czynników, w szczególności:

- stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do kraju;
- dostępnej pojemności magazynowej gazu ziemnego w kraju w czasie;
- stanu technicznego i funkcjonalności systemów dystrybucyjnych i przesyłowego gazu ziemnego;

<sup>2</sup> *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku. Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa 2005, s. 5.*

<sup>3</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Opracowano na podstawie: t.j. Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 685, 771, 1000.

<sup>4</sup> K. Żukrowska, *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Przegląd aktualnego stanu*, Warszawa 2011, s. 397.

- tempa wzrostu wydobycia gazu ziemnego w kraju;
- kontroli właścicielskiej państwa nad kluczową infrastrukturą przesyłową gazu ziemnego;
- jakości regulacji prawnych w zakresie dotyczącym inwestycji infrastrukturalnych (w tym liniowych);
- jakości regulacji prawnych w zakresie funkcjonowania całego sektora gazowego, w szczególności w zakresie prowadzenia działalności związanej z obrotem, magazynowaniem, przesyłem i dystrybucją gazu ziemnego;
- jakości regulacji prawnych w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w tym mechanizmów i procedur antykryzysowych;
- polityki państw europejskich i Komisji Europejskiej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego<sup>5</sup>.

Państwo, chcąc zachować i utrzymać stan bezpieczeństwa energetyczne, realizuje ten cel zarówno w kontekście polityki zagranicznej jak i wewnętrznej. W działaniach polityki zagranicznej, przez którą rozumie się zorganizowaną i skierowaną wobec innych podmiotów stosunków międzynarodowych działalność, która ma na celu wywarcie na nie wpływu i określenie swojego stanowiska, a tym samym realizację żywotnych celów zewnętrznych odzwierciedlających interesy narodu. Jest to zatem stałe dążenie do umacniania pozycji państwa, ponieważ działaniom jednego państwa w ramach polityki zagranicznej towarzyszą podobne zabiegi przeciwników, które zmuszają państwo do permanentnego dostosowywania się do zmieniającej się sytuacji<sup>6</sup>. W kontekście wewnętrznym zaś dążenie państwa do zapewnienia jak stabilnego wykorzystania surowców energetycznych, modernizowanie infrastruktury energetycznej, a także stymulowanie rozwoju alternatywnych źródeł energii.

Geopolityczne problemy importu surowców, niespójna polityka energetyczna Unii Europejskiej, niezadowolająca efektywność energetyczna kraju, a także ograniczone zasoby własne niektórych surowców to pierwszorzędny problem z jakimi boryka się Polska. Zazwyczaj bezpieczeństwo energetyczne analizowane było niemalże wyłącznie w odniesieniu do surowców importowanych (ropy naftowej, gazu ziemnego)<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> *Polityka dla przemysłu gazu ziemnego. Ministerstwo gospodarki*, Warszawa 2007, s. 4.

<sup>6</sup> M. Kuźmich, *Państwo w stosunkach międzynarodowych*, [w:] *Współczesne państwo w teorii i praktyce. Wybrane elementy*, red. J. Oniszczyk, Warszawa 2008.

<sup>7</sup> Zob. J. Mazurkiewicz, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski*, [https://se.min-pan.krakow.pl/pelne\\_teksty22/czI/k22\\_mazurkiewicz\\_z.pdf](https://se.min-pan.krakow.pl/pelne_teksty22/czI/k22_mazurkiewicz_z.pdf), [04.07.2018].

## 1. Charakterystyka energetyki w Polsce

W „Strategii bezpieczeństwa energetyczne i środowiska 2020”, opublikowanej w 2014 roku, a więc jeszcze za rządów koalicji Platforma Obywatelska i Polskie Stronnictwo Ludowe zapisano, że: „Polska elektroenergetyka była, jest i będzie w okresie objętym niniejszą strategią oparta przede wszystkim na węglu. Produkcja energii elektrycznej wg nośników przedstawiała się w 2012 r. następująco: węgiel brunatny 33,5%, węgiel kamienny 50,6%, gaz ziemny 3,3%, energia odnawialna (biomasa, biogaz, woda, wiatr) 10,4%, pozostałe paliwa 2%. Znaczenie węgla dla polskiej gospodarki wynika z posiadania znacznych złóż tego surowca. Dzięki temu Polska w porównaniu z pozostałymi państwami UE jest krajem bezpiecznym w kontekście produkcji energii elektrycznej oraz charakteryzuje się stosunkowo niskimi kosztami jej wytwarzania”<sup>8</sup>. Natomiast w odniesieniu do innych źródeł energii Polskie bezpieczeństwo energetyczne wymaga pokrycia ponad 95% zużycia ropy naftowej i 70% gazu ziemnego importem, przez co wyzwaniem stanowią stosunki polityczne z Rosją, która jest głównym dostawcą tych surowców. Ponadto Polska importuje gaz ziemny także z Niemiec i Czech. W 2013 r. import z Niemiec (głównie poprzez interkonektor w Lasowie, fizyczny rewers jeszcze nie działał) stanowił 14,74%, a z Czech (poprzez interkonektor w Cieszyńcu) – 4,83% całkowitego importu<sup>9</sup>.

Problem bezpieczeństwa energetycznego w Polsce jest rzeczywiście rozpoznawany, przede wszystkim należy dbać o niezakłócone dostawy energii w przyszłości<sup>10</sup>. Energia ta ma być tania, i nie powinna się ona opierać w nadmierny sposób na imporcie surowców<sup>11</sup>. Następnie należy pamiętać o problemie górnictwa, które to generuje potencjalne i olbrzymie wyzwania społeczne, a na samym końcu jest chyba najtrudniejszy – pakiet klimatyczny<sup>12</sup>. Nasuwa się więc pytanie, jak zmieścić się z emisjami CO<sub>2</sub> i odpowiednią ilością wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Oczywiście jest, że nie da się rozwiązać tych wszystkich problemów<sup>13</sup>. Ratując górnictwo, nie spełni się wszystkich

<sup>8</sup> *Strategia bezpieczeństwa energetyczne i środowiska 2020*, Warszawa 2014, s. 9.

<sup>9</sup> M. Golarz, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski na przykładzie zaopatrzenia w gaz ziemny, ropę naftową i energię elektryczną*, „Bezpieczeństwo. Teoria Praktyka”, nr 1, 2016, s. 169.

<sup>10</sup> K. Świrski, *Główne zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Polski*, <https://www.cire.pl/item,142131,13,0,0,0,0,0,glowne-zagrozenia-bezpieczenstwa-energetycznego-polski.html> [04.07.2018].

<sup>11</sup> *Ibidem*.

<sup>12</sup> *Ibidem*.

<sup>13</sup> *Ibidem*.

wymagań pakietu energetyczno – klimatycznego<sup>14</sup>. Brak inwestycji w górnictwo węglowe spowoduje zaś uzależnienie się od innych źródeł energii, a także przysporzy na rynku osób które odejdą z sektora górnictwa i nie jest pewne czy odnajdą się na rynku pracy. Zmniejszając emisję CO<sub>2</sub> pojawia się problem źródeł importu gazu, jeżeli zaś buduje się nowe bloki, nasuwa się pytanie czy też energia z nich pochodząca będzie miała odpowiednio niską cenę.

Pytania o Polskie bezpieczeństwo energetyczne, to przede wszystkim dotyczy możliwości nieprzerwanych dostaw energii, zabezpieczenia surowców energetycznych na czas kryzysu lub wojny, a także co ma również znaczenie kosztów kupna i pozyskiwania tych surowców oraz wpływu polityki energetycznej na środowisko.

Obecnie bezpieczeństwo energetyczne współczesnej Polski, opiera się głównie na pokładach węgla w obecnej sytuacji, zagrożeniem jest z jednej strony zbyt powolna modernizacja i inwestycyjność sektora wydobywczego – wytwórczego<sup>15</sup>. Jak podawał portal [nowastrategia.org.pl](http://nowastrategia.org.pl): „Znaczne udokumentowane zasoby węgla kamiennego i brunatnego, które przy racjonalnym gospodarowaniu wystarczą na szereg lat. Niemniej poważny problem stanowi dla Polski fakt, iż w porównaniu do węgla stwierdzone obecnie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego nie zabezpieczają potrzeb bieżących. Należy również brać pod uwagę w perspektywie strategicznej, że zasoby kopalnych surowców energetycznych w skali światowej i narodowej będą się zmniejszać. Stwarza to wymóg zwiększenia wykorzystania energii odnawialnej i równocześnie oszczędnego gospodarowania energią”<sup>16</sup>.

Dlatego też należy zwrócić szczególną uwagę, na to co się dzieje z budową, wykorzystywaniem gazo-portu LNG<sup>17</sup>. Powiązany problemem jest zużycie gazu ziemnego przez odbiorców, cechuje duża zmienność sezonowa, która zależy od otoczenia oraz temperatur, dlatego jej wyrównywania są podziemne magazyny gazu (PMG). Aktualne pojemności magazynowe wynoszą 1,6 mld m<sup>3</sup>, a zdolności oddania 32 mld m<sup>3</sup> – w 2015 roku. W przypadku ropy zaś, ważne jest pytanie, czy należy kontynuować realizację projektu Odessa – Brody – Płock – Gdańsk, umożliwiającego transport ropy naftowej z regionu Mo-

<sup>14</sup> Ibidem.

<sup>15</sup> Ibidem.

<sup>16</sup> <http://www.nowastrategia.org.pl/wybrane-uwarunkowania-bezpieczenstwa-energetycznego-polski/>

<sup>17</sup> K. Świrski, *Główne zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Polski*, Cire.pl, <https://www.cire.pl/item,142131,13,0,0,0,0,0,glowne-zagrozenia-bezpieczenstwa-energetycznego-polski.html> [04.07.2018].

rza Kaspijskiego do Gdańska. Dzięki temu polskie rafinerie mogłyby odbierać surowiec, który z Azerbejdżanu transportowany byłby gruzińską siecią przesyłową do gruzińskich terminali naftowych, następnie tankowcami do Odessy, a stamtąd ropociągami do Brodów, Adamowa, Płocka i Gdańska (niestety zawieszony od dłuższego czasu). Jednak jeżeli ten rurociąg powstanie, ropa (tzw. kaspijska) będzie płynąć również po terytorium Rosji<sup>18</sup>. Poza tym projekt ten uzależniony jest od wahań wewnątrz politycznych w krajach byłego ZSRR, które w nim uczestniczyłyby.

Ostatnim ważnym problemem jest modernizacja oraz rozwój sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych poprzez długoterminowe zatwierdzanie planów rozwoju w URE, oraz zniesienie wszelkich barier legislacyjnych, a dokładniej: pilne przyjęcie ustawy korytarzach infrastrukturalnych pozwalającej bez długiej drogi administracyjnych pozwoleń budowę oraz modernizacji linii, określenie podatku dotyczącego służebności gruntów pod infrastrukturą przesyłową i dystrybucyjną jako niski ryczałt (ze względu na cel publiczny)<sup>19</sup>.

W Białej księdze bezpieczeństwa”, która powstała pod auspicjom Biura Bezpieczeństwa Narodowego za czasów rządów PO i PSL na temat infrastruktury pisano: „Energia elektryczna dostarczana jest do odbiorców dzięki wykorzystaniu krajowego systemu elektroenergetycznego, w skład którego wchodzi:

- urządzenia wytwarzające energię elektryczną;
- sieci i urządzenia przesyłowe;
- sieci rozdzielcze;
- stacje elektroenergetyczne;
- urządzenia odbierające i przetwarzające energię elektryczną.

Analiza infrastruktury sektora elektroenergetycznego nasuwa obawy o stan techniczny. Zdecydowaną słabością systemu elektroenergetycznego są linie przesyłowe najwyższych napięć (400 kV), zarówno pod względem stanu technicznego, jak i braku odpowiedniej gęstości sieci w północnej części Polski. Mimo że sieci przesyłowe mają średnio 35 lat, to ich niezawodność jest na dobrym poziomie. Sieci dystrybucyjne charakteryzują się podobnym stanem technicznym do sieci przesyłowych, lecz wyzwaniem w ich przypadku jest konieczność modernizacji i rozbudowy w kontekście potencjalnych przyłączeń nowych mocy wytwórczych<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> Ibidem.

<sup>19</sup> Ibidem.

<sup>20</sup> *Biała Księga Bezpieczeństwa Narodowego Rzeczypospolitej Polskiej*, Warszawa 2013, s. 97.

Można więc przyjąć, iż współczesne bezpieczeństwo energetyczne stanowi podstawę niezakłóconego funkcjonowania społeczno-ekonomicznego, gdyż jest fundamentem działania gospodarki oraz wydatnie wpływa na byt i jakość życia społeczeństwa<sup>21</sup>.

Należy również dodać, że niespójna polityka UE, jest sporą przeszkodą w stabilnym rozwoju polityki energetycznej Polski, chodzi tu przede wszystkim o inne patrzenie niż naszego kraju np. Niemiec na dostawy z projektu Nord Strem 2, a i istnienie już przecież jednej nitki gazociągu na dnie Bałtyku. U naszych zachodnich sąsiadów traktowane jako przedsięwzięcie biznesowe, natomiast w Polsce jako element geostrategicznej gry Federacji Rosyjskiej wymierzony w Polskę ale również Ukrainę.

Nadal istotnym wyzwaniem dla Polski, odsuniętym prawdopodobnie do dalekiej przyszłości jest wykorzystanie źródeł gazu pozyskiwanego z łupków. Ponadto Polaka stoi przed wyzwaniem modernizacji sieci przepływowych, wyzwaniom związanymi z CO<sub>2</sub>, a także odnawialnymi źródłami energii. W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski niezbędne będzie współdziałanie w takich obszarach jak oczywiście energetyka, ale również ochrona środowiska, gospodarka i rolnictwo.

## 2. Charakterystyka środowiska politycznego w 2015 roku

Analizie zostały poddane dokumenty programowe<sup>22</sup> następujących partii politycznych: Prawa i Sprawiedliwości, Platformy Obywatelskiej RP, Nowoczesnej, Zjednoczonej Lewicy, Polskiego Stronnictwa Ludowego, Partii Razem, Koalicji Odnowy Rzeczypospolitej Wolność i Nadzieja, a także ruchu społecznego, a obecnie stowarzyszenia Kukiz 15. W naukach o polityce coraz częściej pojawiają się opinie, że tradycyjny podział na prawicę i lewicę w odnie-

<sup>21</sup> Zob. M. Golarz, *Bezpieczeństwo energetyczne Polski na przykładzie zaopatrzenia w gaz ziemny, ropę naftową i energię elektryczną*, Rzeszów 2016, s. 162

<sup>22</sup> Artykuł opiera się przede wszystkim na programach politycznych. Marek Chmaj definiuje programy następująco: „programy polityczne stanowią wyraz określonych interesów ekonomicznych, politycznych, a nieraz także ideologicznych. Programy te przenoszą niekiedy założenia określonych doktryn politycznych na grunt konkretnych sytuacji, na teren politycznego działania – i dalej – [...] jest to więc formalny wyraz uświadomienia sobie przez partię jej obiektywnej sytuacji, kierunków i możliwości działania w zakresie przekształcania struktury społecznej, ekonomicznej i politycznej państwa”, za: M. Chmaj, W. Sokół, M. Żmigrodzki, *Teoria partii politycznych*, Lublin 1997, s. 18.

sieniu do partii politycznych jest nieprecyzyjny. Roman Bäcker, zauważył, że niemożliwym jest stworzenie „takiej definicji prawicy i lewicy, która obejmowałaby wszystkie przypadki ugrupowań, które są tak nazywane albo się autoidentyfikują jako takie”<sup>23</sup>. W tych rozważaniach bliższy jednak będzie pogląd Norberto Bobbio, który stwierdzał, że „Prawica i lewica to dwa terminy antytetyczne, od ponad dwóch stuleci używane powszechnie w celu wskazania sprzeczności pomiędzy ideologiami i ruchami, na jakie podzielone jest głęboko skonfliktowane uniwersum myśli i działań politycznych”<sup>24</sup>. Oczywiście przyglądając się poszczególnym kategoriom dystynktywnym dla prawicy i lewicy – można zauważyć, że odwołują się do wartości zarówno prawicowych jak i lewicowych mimo konkretnej autoidentyfikacji tych ugrupowań

Niemniej Polska scena polityczna, zdaniem Autora, nadal generalnie przypomina tradycyjny podział na prawicę i lewicę, chociaż trudno nie zauważyć, że mamy ugrupowania, które trudno jednoznacznie sklasyfikować, jak chociażby Polskie Stronnictwo Ludowe, Nowoczesną, czy środowisko Kukiz 15. Faktem jest też, że w wielu sprawach zaciera się wyrazistość poglądów różnych partii politycznych, a różnice odnoszą się przede wszystkim do spraw światopoglądowych oraz języka polityki. W celu porządkującym, Autor przyjął, że prawicową partią konserwatywno-liberalną była Koalicja Odnowy Rzeczypospolitej Wolność i Nadzieja, o profilu niepodległościowym i socjalnym, ale z elementami prawicowymi, szczególnie w kontekście światopoglądowym to Prawo i Sprawiedliwość, partiami centrowymi, które łączyły postulaty liberalne z odniesieniami do solidaryzmu społecznego w kwestiach gospodarczych z jednoczesnym podkreśleniem laickości były: PO i Nowoczesna, gdzie zdaniem autora, bardziej na lewo przesunięta była partia Ryszarda Petru. Znacznie trudniej, nawet w uproszczeniu, zakwalifikować Polskie Stronnictwo Ludowe, gdyż partia ta należy do ugrupowań o malejącym znaczeniu, której elektorat stanowi konkretna grupa wyborców, w tym przypadku głównie rolników, a program partii jest raczej centroprawicowy, zważywszy chociażby na odwołania do tradycji. Jednocześnie jednak nie można zapominać, że ugrupowanie to w poprzedniej kadencji przyjęło do swojego klubu sporą grupę działaczy Twojego Ruchu Janusza Palikota. Środowisko skupione wokół Pawła Kukiza podczas wyborów reprezentowało w większości poglądy różnych nurtów tradycyjnie usytuowanych na prawicy – jak frakcje konserwatywno-liberalne, republikańskie, narodowe, ale doszukać się można także załączku idei o cha-

<sup>23</sup> R. Bäcker, *Nietradycyjna teoria polityki*, Toruń 2011, s. 146.

<sup>24</sup> N. Bobbio, *Prawica i lewica*, Kraków 1996, s. 25.

rakterze patriotyczno-lewicowym reprezentowanym wówczas przez Kornela Morawieckiego, który ostatecznie stworzył z częścią posłów wybranych z list Kukiz 15 ugrupowanie Wolni i Solidarni.

Wybory parlamentarne, które odbyły się 25 października 2015 roku dość poważnie zmieniły polską scenę polityczną, poza parlamentem znalazła się Zjednoczona Lewica, a większość parlamentarną uzyskała jedna partia Prawo i Sprawiedliwość. Pojawił się nowy gracz w postaci Nowoczesnej Ryszarda Petru oraz środowiska niejednorodnego ideowo, skupiono wokół muzyka Pawła Kukiza.

### **3. Bezpieczeństwo energetyczne w programach politycznych**

Należy podkreślić, że sprawy energetyki i bezpieczeństwa w tym obszarze pojawiają się w programach prawie wszystkich środowisk politycznych. Nie tylko w kontekście energetyki, ale również ochrony środowiska i oczywiście szerzej całej gospodarki.

Zagadnienia poruszane przez środowiska polityczne możemy podzielić na kilka grup:

- odnawialne źródła energii;
- infrastruktura dla energetyki;
- geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej;
- dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych.

Tabela 1. Elementy programu poszczególnych środowisk politycznych

	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
Platforma Obywatelska <sup>i</sup>	-	-	Gaz łupkowy	Energetyka rozproszona - stabilna dla gospodarstw domowych. Rozbudowa gazociągów, budowa nowych bloków energetycznych, magazynów gazu	-
Prawo i Sprawiedliwość <sup>ii</sup>	Renegocjacja skrajnie niekorzystnego dla Polski paktu klimatyczno-energetycznego. Powrót do realizacji projektu rurociągu Odessa-Brody-Płock-Gdańsk.	Inwestycje w nowe źródła energii. W sprawie energii wiatrowej; zwracano uwagę, że z powodu uciążliwości turbin wiatrowych dla mieszkańców wprowadzimy zakaz sytuowania wiatraków w odległości 3 km od zabudowy mieszkalnej. Podłączenie dużej liczby elektrowni wiatrowych do krajowego systemu przesyłowego stwarza zresztą ryzyko zaburzeń	Maksymalnie efektywne wykorzystywanie węgla jako podstawowego polskiego surowca energetycznego. Dywersyfikacja dostaw surowców energetycznych;	Unowocześnienie polskich elektrowni.	Na poziomie unijnym PiS zakładał walkę o zniesienie ekonomicznej i prawnej dyskryminacji wytwarzania energii elektrycznej z węgla kamiennego, żądając rewizji pakietu energetyczno-klimatycznego w zamian za zgodę Polski w innych kluczowych dla Unii jako całości kwestiach, a także, stworzenie konkurencyjnego rynku

<sup>i</sup> Polska przyszłości. Program wyborczy Platformy Obywatelskiej, Warszawa 2015, s. 16.

<sup>ii</sup> Zdrowie, praca, rodzina. Program Prawa i Sprawiedliwości 2014, Warszawa, s. 89-91.

Tab. 1 – cd.

Prawo i Sprawiedliwość – cd.	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
		<p>w jego pracy. Praktyka pokazuje, że inwestycje w energię wiatrową wymuszają równoległe budowanie zapasowych elektrowni konwencjonalnych. Zapewniano wsparcie takich rodzajów instalacji wytwarzających energię elektryczną i ciepło ze źródeł odnawialnych, które korzystają z zasobów dostępnych w danym miejscu. Będziemy zatem promowali nowy system wsparcia rozwoju OZE, oparty na rachunku ekonomicznym oraz wykorzystaniu krajowych źródeł odnawialnych, takich jak biomasa, odpady komunalne, fotowoltaika czy hydroenergetyka.</p>			<p>poprzez wdrożenie regulacji wynikających z tzw. III pakietu energetycznego UE. Warunkiem powodzenia tego projektu jest umożliwienie dywersyfikacji dostaw. Większościowy udział państwa w sektorze energetycznym.</p>

Tab. 1 – cd.

	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
Partia Razem <sup>III</sup>	-	Odejsięcie w perspektywie 30-50 lat od energetyki opartej na węglu. Rozwój fotowoltaiki, energetyki geotermalnej. Wykorzystanie energii wiatrowej.	W dalekiej przyszłości możliwość energetyki jądrowej.	Inwestycje w sieć przesyłową potrzebną do OZE.	Podnoszenie kwestii społecznych przy redukcji kopalań, czyli przechodzeniu górników do innych sektorów gospodarki. Inwestycje państwa w sektor geotermiki, który jest kosztochłonny.
Koalicji Odnowy Rzeczypospolitej Wolność i Nadzieja „KORWIN” <sup>IV</sup>	-	-	-	Ochrona złóż węgla – perspektywa polityki UE.	Odejsięcie od pakietu klimatycznego UE.
Polskie Stronictwo Ludowe <sup>V</sup>	-	Wspieranie odnawialnych źródeł energii.	-	-	Uznawało, że są zbyt rygorystyczne wymogi klimatyczne wobec krajów członkowskich.

<sup>III</sup> Program Partii Razem, <http://partiarazem.pl/program-wyborczy/>.

<sup>IV</sup> Dumna bogata Polska, program partii KORWIN, s. 36.

<sup>V</sup> Deklaracja wyborcza PSL Wybory parlamentarne 2015. *Blisko ludzkich spraw*, s. 24.

Tab. 1 – cd.

	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
Ruch Kultz 15 <sup>VI</sup>	-	-	Energia elektryczna nadal z węgla.	-	Odejście od pakietu klimatycznego.
Nowoczesna Ryszarda Petru <sup>VII</sup>	Tworzenie wspólnej polityki energetycznej Unii Europejskiej. Tylko dzięki odpowiedniemu różnicowaniu źródeł energii, oszczędności i solidarności państw członkowskich.	Energoozczędność i termooizolacja budynków. Infrastruktura dla samochodów elektrycznych w miastach.	Postawimy świadomie i konsekwentnie na dywersyfikację źródeł energii, by ograniczyć korzystanie z paliw kopalnych i wspierać efektywność energetyczną.	Energia rozproszona. Wprowadzenie miksu energetycznego a tym samym zmniejszenie uzależnienia od węgla. Energetyka prosumencka.	Zostanie opracowana – spójna, długofalowa strategia energetyczna, która uwzględni uwarunkowania krajowe i międzynarodowe. Decentralizacja rynku energetyki. Dopłaty do wymiany pieców.
Zjednoczona Lewica <sup>VIII</sup>	-	Odejście od zamiaru budowy elektrowni atomowej. Uregulowanie zasad tworzenia elektrowni wiatrowych w ramach ładu przestrzennego. Wsparcie dla rozwoju odnawialnej energetyki	Miks energetyczny.	Energia prosumencka. Modernizacja sieci przesyłowych.	Oparcie energetyki na 2 filarach: OZE oraz energetyce węglowej. Wsparcie dla polityki klimatycznej, przy jednoczesnej jej renegeacji w stronę ochrony energetyki węglowej. Opowiadamy

<sup>VI</sup> Strategia zmiany. *Potrąfisz Polsko!*, s. 30.

<sup>VII</sup> *Nowoczesna Polska dla każdego, Program Nowoczesnej*, s. 89–90.

<sup>VIII</sup> *Program wyborczy Zjednoczona Lewica*, s. 25.

Tab. 1 – cd.

	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
<b>Zjednoczona Lewica – cd.</b>	-	<p>na terenach wiejskich, w tym wsparcie dla elektrowni fotowoltaicznych i biogazowni.</p> <p>Zaprzestanie wspierania współspalania biomasy z węglem jako odnawialnego źródła energii. Współspalanie, polegające często na spalaniu drewna z węglem, jest zaprzeczeniem idei ekologicznej produkcji energii i nie powinno być dotowane ani wspierane prawnie.</p>			<p>się za polityką klimatyczną, która umożliwi redukcję emisji dwutlenku węgla przy jednoczesnej ochronie konkurencyjności polskiej gospodarki.</p> <p>Państwo i Unia Europejska. Ochrona miejsc pracy po zmniejszeniu zatrudnienia w górnictwie. Stworzenie ministerstwa ds. energii. Ministerstwo powinno pełnić funkcje strategiczne i właścicielskie.</p> <p>Taki resort będzie dbać o bezpieczeństwo energetyczne Polski i wzajemną spójność kontraktów energetycznych oraz o proekologiczną transformację</p>

Tab. 1 – cd.

	Geopolityczne uwarunkowania polityki energetycznej	Odnawialne źródła energii	Dywersyfikacja źródeł energii i wykorzystanie źródeł własnych	Infrastruktura	Sposoby rozwiązywania problemów
Zjednoczona Lewica – cd.					energetyki. Resort będzie zajmować się również promocją odnawialnych źródeł energii, racjonalizacją użytkowania energii w kraju, rozwojem nowoczesnych technologii, magazynów energii, inteligentnych sieci, etc. Ma on sprawować nadzór właścicielski nad wszystkimi firmami energetycznymi z udziałem Skarbu Państwa.

Źródło: badania własne.

Przyglądając się zagadnieniom związanym z bezpieczeństwem energetycznym należy stwierdzić, że ta problematyka najwięcej miejsca zajmowała w programie PiS, Zjednoczonej Lewicy oraz Nowoczesnej Ryszarda Petru. Interesujące jest, że partie rządzące, a więc PO i PSL, potraktowały to zagadnienie marginalnie. Przy czym we wcześniejszych postulatach PO pojawiała się propozycja budowy reaktora atomowego, czy też pozyskiwania gazu łupkowego, natomiast u ludowców biopaliw.

Dostrzegalna jest jeszcze jedna tendencja, środowiska uznawane za prawicowe, niezależnie od ich przekonań ekonomicznych, bardziej podkreślały chęć uniezależnienia się od polityki UE względem emisji CO<sub>2</sub>. Taka postawa wynikała ze stosunku tych środowisk do UE, gdzie podkreślano nadrzędność interesu narodowego nad wspólnotowym. Oczywiście najmocniej swój stosunek wyrażało środowisko Janusza Korwina-Mikke, co wynikało z eurosceptycznego kierunku tego ugrupowania.

W programach pojawiały się też postulaty związane z modernizacją sieci przesyłowej energii elektrycznej. Zagadnienie faktycznie niezwykle ważne zważywszy na nierówne rozmieszczenie elektrowni węglowych w Polsce. Tu mocne były akcenty Prawa i Sprawiedliwości, które uznawało, że Polska energetyka w znacznej mierze przez najbliższe dziesięciolecia będzie oparta na węglu kamiennym i brunatnym. Dość sceptycznie odnoszono się do energii wiatrowej, co w przyszłości zaskutkowało ustawą z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, gdzie zapisano odległość siłowni od stref zabudowy to 10 wysokości całkowitej siłowni do rotora.

Samo zainteresowanie polityką energetyczną spowodowało, że po wygranych wyborach w 2015 roku, zostało utworzone Ministerstwo Energetyki, a kolejnym krokiem było powołanie przez premier Beatę Szydło w styczniu 2016 r. Wojciecha Kowalczyka na stanowisko sekretarza stanu w Ministerstwie Energii i pełnomocnika rządu ds. restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego. Andrzej Piotrowski objął dział energetyki, a Michał Kurtyka stał się odpowiedzialny za relacje energetyczne Polska–UE<sup>25</sup>.

Poruszano również sprawy związane z dostawami gazu, przede wszystkim, już po wyborach Polska ostro sprzeciwiła się budowie gazociągu Nord Stream 2. Nowy rząd powrócił do kwestii dostaw gazu ziemnego z Norwegii. 2 lute-

---

<sup>25</sup> A. Piziak-Rapacz, *Bezpieczeństwo energetyczne w polityce rządu koalicji PiS, LPR i Samoobrony (2005–2007) oraz rządu Beaty Szydło – analiza porównawcza*, „Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka”, 2016, nr 1, s. 155.

go 2016 r. premier Szydło spotkała się z szefową norweskiego rządu Erną Solberg. Pokreślona została kwestia współpracy w sprawie dostaw gazu<sup>26</sup>. Polska w sprawie gazociągu poszukiwała poparcia również za oceanem, gdzie pojawiła się grupa senatorów sprzeciwiających się niemiecko-rosyjskiej inwestycji.

W 2015 roku, odmienny głos zabrał w sprawie gazociągu Radosław Sikorski, były wiceminister MON w czasach rządów koalicyjnych PiS i minister spraw zagranicznych za czasów rządów PO i PSL, który kiedyś nazwał umowę w sprawie Gazociągu Nord Stream nowym paktem Ribbentrop – Mołotow, uznał, że Polska mogła się do niego przyłączyć. Jego przeciwnicy argumentują, że w interesie Polski nie leży zwiększanie dostaw gazu z Rosji. A w wynegocjowanej obecnie umowie gazowej zyski z tranzytu są nikłe.

Sprawy związane z gazem pojawiały się nieustannie ze względu na uzależnienie dostaw od Federacji Rosyjskiej, ale także różnych koncepcji dywersyfikacji, przede wszystkim związanych LNG z Kataru czy też USA. Niemniej do 2022 roku obowiązuje niekorzystna dla strony polskiej umowa z FR.

Ostatnią kwestią była energetyka prosumencka – a więc rozproszona, która cieszy się coraz większym zainteresowaniem ze względu na jej „bliskość” od gospodarstw domowych, a więc przede wszystkim stabilność w zapewnieniu dostaw energii elektrycznej. Czym jest energetyka rozproszona. Przede wszystkim oparta jest na mikrogeneracji czyli wytwarzaniem energii elektrycznej na małą skalę, przy użyciu technologii niskoemisyjnych lub opartych na odnawialnych źródłach energii. Podmioty inwestujące w mikrogenerację na własny użytek stają się prosumentami – odbiorcami i producentami energii elektrycznej jednocześnie. „Generowanie energii służy przede wszystkim zaspokojeniu części własnych potrzeb, a jej ewentualne nadwyżki mogą zostać sprzedane do sieci. Celem mikrogeneracji nie jest więc w pierwszym rzędzie przynoszenie dochodu, lecz dywersyfikacja źródeł pozyskiwania energii elektrycznej i obniżenie jej kosztu. Zainteresowane nią mogą być nie tylko gospodarstwa domowe, ale także przedsiębiorstwa, gospodarstwa rolne oraz grupy tych podmiotów”<sup>27</sup>.

Interesujące jest, że w 2015 roku prawie zupełnie nie odnoszono się do 2 istotnych rozwiązań energetycznych, a więc gazu łupkowego, a także energetyki atomowej, która ma się pojawić w kraju ale w dalszej perspektywie. War-

<sup>26</sup> Ibidem, s. 156.

<sup>27</sup> M. Bukowski, A. Pankowicz, P. Szczerba, A. Śniegocki, *Przełomowa energetyka prosumencka. Dlaczego źródła rozproszone mogą doprowadzić do przewrotu na rynku energii*, Warszawa 2014, s. 2.

to w tym miejscu podkreślić, że dyskusja na temat gazu łupkowego, szczególnie wyraźna była za rządów PO i PSL, a właściwie podczas kampanii wyborczej w 2011 roku, wówczas, Donald Tusk wskazywał, że już w 2014 roku, czerpać będziemy zyski z gazu łupkowego, które pokryją część zobowiązań emerytalnych państwa.



WITOLD OSTANT  
Akademia Sztuki Wojennej oraz Instytut Zachodni

## **Polityka energetyczna rządu RFN i jej możliwe implikacje dla polskiego sektora energetycznego**

### **Wstęp**

W ostatnich dwóch dekadach ze względu na wagę zmian w sektorze elektroenergetycznym RFN kwestia tempa wdrażania podstawowych celów jest szeroko dyskutowana. W tym publicznym dyskursie uczestniczy szereg podmiotów związanych z sektorem publicznym jak i prywatnym<sup>1</sup>. Do debaty włączyło się również wielu ekspertów i naukowców z szerokiego wachlarza dziedzin, którzy z jednej strony badają skutki społeczne realizacji Energiewende a z drugiej strony wymiary: ekonomiczne oraz polityczne w sferze wewnętrznej jak i międzynarodowej.

Część tych publikacji próbuje rozwiązać mity, które narosły wokół rzeczywistych problemów związanych z Energiewende biorąc pod uwagę skutki strategicznych wyborów. Szeroka debata prowadzona na ten temat w RFN w szczytowych formach trafia do polskiego społeczeństwa, ponieważ z rzadka jest podejmowana przez polskie publiczne środki masowego przekazu. W zasadzie problem ten epizodycznie jest również poruszany przez gremium nauko-

---

<sup>1</sup> W RFN funkcjonuje szereg wyspecjalizowanych instytutów badawczych, think-thanków, stowarzyszeń, fundacji i wszelkiego rodzaju gremiów społecznych, które albo popierają pryncypia związane z Energiewende albo starają się zdyskredytować wybrany przez elity a następnie społeczeństwo niemieckie kierunek zmian w dziedzinie elektroenergetyki.

we czy eksperckie<sup>2</sup>. Sporadycznie organizowane są debaty, panele czy konferencje, które miałyby na celu przeanalizować najważniejsze problemy związane z wdrażaniem Energiewende oraz jej strategiczne wymiary, czy też skutki realizacji założeń polityki energetycznej RFN dla polskiego sektora elektroenergetycznego i gazownictwa, a w konsekwencji dla polskiej gospodarki i społeczeństwa<sup>3</sup>.

Z tego względu niezbędna wydaje się próba przybliżenia pojęcia Energiewende, które w języku polskim można przetłumaczyć jako: „zwrot energetyczny”. Starając się na potrzeby niniejszej analizy sprecyzować wymieniony termin można podjąć próbę zdefiniowania w ujęciu behawioralnym pojęcia Energiewende, jako: strategię, zbioru powiązanych ze sobą koncepcji, celów i działań będących pewnego rodzaju wyborem politycznym, determinującym rozwój określonych sektorów gospodarki („quasi-algorytmem”)<sup>4</sup>.

Uwzględniając istniejące deficyty w polskim dyskursie publicznym na temat Energiewende należy zwrócić szczególną uwagę na kluczową monografię wydaną w 2013 r. przez B. Molo pt.: *Polityka bezpieczeństwa energetycznego Niemiec w XXI wieku*<sup>5</sup>, oraz ekspertyzy w zakresie problematyki związanej z Energiewende, których autorami są: P. Buras<sup>6</sup> oraz R. Bajczuk<sup>7</sup>. Dodatkowo należy również wymienić fragmentaryczne opracowania w zbiorowych publikacjach lub monografiach autorskich takich autorów, jak: R. Szczerbowski<sup>8</sup>,

---

<sup>2</sup> Z pośród wszystkich cywilnych ośrodków analitycznych jedynie Ośrodek Studiów Wschodnich w sposób systematyczny monitoruje etapy wdrażania Energiewende.

<sup>3</sup> W tej mierze większego zainteresowania nie przejawia Ministerstwo Energetyki, które skupia się w głównej mierze na analizie prawnych aspektów polityki klimatyczno-energetycznej UE.

<sup>4</sup> W. Ostant, *Energiewende i jej strategiczne wymiary*, „Biuletyn Instytutu Zachodniego”, Nr 174/2014, s. 2.

<sup>5</sup> B. Molo, *Polityka bezpieczeństwa energetycznego Niemiec w XXI wieku*, Kraków 2013, ss. 332, [https://repozytorium.ka.edu.pl/bitstream/handle/11315/7115/Polityka%20bezpieczenstwa%20energetycznego%20Niemiec%20w%20XXI%20wieku\\_Beata%20Molo\\_2013.pdf?sequence=1](https://repozytorium.ka.edu.pl/bitstream/handle/11315/7115/Polityka%20bezpieczenstwa%20energetycznego%20Niemiec%20w%20XXI%20wieku_Beata%20Molo_2013.pdf?sequence=1) [14.10.2018].

<sup>6</sup> P. Buras, *Między europeizacją a Gazpromem Niemcy, Rosja i bezpieczeństwo energetyczne*, „Raporty Analizy CSM”, nr 7, 2 październik 2008, [www.csm.org.pl/pl/analizy/category/47-2008?download=411:niemcy-rosja-i...](http://www.csm.org.pl/pl/analizy/category/47-2008?download=411:niemcy-rosja-i...) [11.10.2018].

<sup>7</sup> R. Bajczuk, *Odnawialne źródła energii w Niemczech obecny stan rozwoju, grupy interesu i wyzwania*, Warszawa 2014, s. 69. oraz współautor: *Niemiecka transformacja energetyczna trudne początki*, pod red. A. Kwiatkowskiej-Drożdż, Warszawa 2012, ss. 107.

<sup>8</sup> R. Szczerbowski, *Polityka energetyczna wybranych krajów europejskich a strategia energetyczna Polski*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal”, 2015, t. 18, z. 3, 5–14, ss. 10; R. Szczerbowski, *Polityka Energiewende i jej wpływ na rozwój polskiego systemu energetycznego*, [w:] *Między ewolucją a rewolucją w poszukiwaniu strategii energetycznej*, t. 1, *Polityka go-*

K. Malinowski<sup>9</sup>, R. Formuszewicz<sup>10</sup> czy K. Książkiewicz<sup>11</sup>. Uwzględniając natomiast spotkania w formie sympozjów naukowych, czy konferencji, na których poruszane są kwestie przyszłości polskiego sektora energetycznego oraz m.in. kwestii wpływu na jego rozwój niemieckiej polityki energetycznej można zaryzykować tezę, że od kilku lat kluczową rolę odgrywa postać P. Kwiatkiewicza organizatora i współorganizatora takich cyklicznych konferencji naukowych, jak: pt.: *Bezpieczeństwo energetyczne – rynki surowców i energetyczny wymiar bezpieczeństwa energetycznego a ochrona środowiska*, które goszczone są w różnych ośrodkach naukowych i analitycznych<sup>12</sup>.

Dlatego nawiązując do powyższych uwarunkowań zasadnym jest stwierdzić, iż ze względu na ważne przesłanki o złożonej naturze celowym może być próba przedstawienia, choć niewielkiego fragmentu problematyki związanej z Energiewende, w taki sposób, aby móc sformułować tezy i hipotezy dotyczące możliwych konsekwencjami wdrażania Energiewende dla polskiego sektora elektroenergetycznego w perspektywie najbliższych dekad. Problem ten wydaje się szczególnie istotny dla polskich władz, ponieważ w zdecydowanym stopniu polski sektor energetyczny stanowi własność skarbu państwa, a jego uwarunkowania funkcjonowania mogą mieć poważanie konsekwencje dla rozwoju naszego kraju.

Niniejsze rozważania prowadzono w oparciu o założenia szkoły realizmu defensywnego, a w toku prac zostały wykorzystane następujące metody badawcze: analiza dokumentów, analiza historyczna, metoda behawioralna, prognoza i przewidywanie oraz analogia. Są to metody badawcze tożsame dla nurtu nauk politycznych, ponieważ w opracowaniu skupiono się na analizie Energiewende w ujęciu geopolitycznym, jako koncepcji strategicznej, która w perspektywie nadchodzących dekad ma skutkować wypracowaniem przez

---

*spodarka technika transport*, pod red. P. Kwiatkiewicza, R. Szczerbowski i inni, Poznań 2015, s. 786.

<sup>9</sup> K.. Malinowski, *Polska i Niemcy w Europie (2004–214). Różnice interesów – uwarunkowania i konsekwencje*, „Prace Instytutu Zachodniego”, nr 92, Poznań 2015, ss. 348.

<sup>10</sup> R. Formuszewicz, *Biznes z asekuracją. Niemiecko-rosyjska współpraca w sektorze gazowym w kontekście konfliktu rosyjskoukraińskiego*, „Bezpieczeństwo Narodowe”, nr 2, 2015, [https://www.bbn.gov.pl/ftp/dok/03/34\\_Formuszewicz\\_Bezpieczenstwo\\_Narodowe.pdf](https://www.bbn.gov.pl/ftp/dok/03/34_Formuszewicz_Bezpieczenstwo_Narodowe.pdf) [14.10. 2018].

<sup>11</sup> M. Książkiewicz, *Nowa era w polityce Niemiec w obszarze odnawialnych źródeł energii*, „Rocznik bezpieczeństwa międzynarodowego”, 2015, vol. 9, nr 1, s. 173–182; M. Książkiewicz, *Polish Reactions to the German-Russian Gas Agreement and the Nord-Stream-Pipeline*, Potsdam 2013.

<sup>12</sup> Organizowane przez Fundację na rzecz czystej energii.

RFN dla swojego sektora elektroenergetycznego pozycji o niezrównoważonym potencjale wobec wybranych państw Unii Europejskiej.

Ze względu na wybrane ujęcie analizy omawianej niemieckiej polityki energetycznej uwaga zostanie skoncentrowana na jej trzech zasadniczych wymiarach: globalnym, regionalnym i wewnętrznym<sup>13</sup>. Dodać należy, iż wymiary te wzajemnie się uzupełniają tworząc konglomerat wartości i idei atrakcyjnych dla wielu adresatów, ponieważ ich uniwersalistyczne przesłanie oparte na zaawansowanych technologiach umożliwia adaptacje przez różne systemy polityczno-prawne. Z tego punktu widzenia: „...można zaryzykować hipotezę, iż ze względu na atrakcyjność ideologiczną i ekonomiczną Energiewende dla poszczególnych rządów RFN będzie miała kluczowe znaczenie, ponieważ dzięki odpowiednim mechanizmom politycznym może przyczynić się do umocnienia roli RFN w systemie międzynarodowym”<sup>14</sup>. Stąd łatwość budowy konsensusu politycznego w RFN wokół koncepcji Energiewende. Dodatkowo wbudowany mit proekologiczności i pacyfizmu w tej propozycji umożliwia przełamanie przez elity RFN na arenie międzynarodowej ciężących na historii Niemiec obciążeń. Potwierdzenie autentyczności takiego przekaz ułatwiają środowiska polityczne w szczególności sposób identyfikujące się z Energiewende, takie jak: Zieloni, SPD czy Die Linke. Takie podejście w latach 80. XX w. umożliwiło mozolne zjednoczenie kluczowych ugrupowań politycznych RFN wokół tej idei dzięki zdolności multiplikowania wartości towarzyszących tej koncepcji, co w dalszej perspektywie dało możliwość rozciągnięcia jej zasadniczych celów na politykę klimatyczno-energetyczną UE oraz akceptację wybranego kierunku zmian w polityce elektroenergetycznej RFN przez inne wysoko uprzemysłowione państwa Europy Zachodniej. Zmianie atmosfery politycznej wokół kierunku rozwoju energetyki w europejskich państwach wysokorozwiniętych sprzyjały również takie wydarzenia o zasięgu globalnym jak podpisanie w 1997 r. Protokołu z Kito, którego jednym z głównych orędowników były władze RFN i Francji<sup>15</sup>. Mechanizmem ułatwiającym ekspansję tej energetycznej zmiany w ramach UE (państw tzw. piętnastki) stała się ścisła rządowa współpraca tandemu niemiecko-francuskiego<sup>16</sup>. Dla władze Francji ze względu na

<sup>13</sup> W. Ostant, *Energiewende i jej strategiczne wymiary*, „Biuletyn Instytutu Zachodniego”, nr 174/2014, s. 2.

<sup>14</sup> Ibidem.

<sup>15</sup> Traktat ten został uzupełniony Ramową konwencją ONZ w sprawie zmian klimatu i porozumieniem dotyczącym kwestii przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Został wynegocjowany w Kioto a wszedł w życie 16 lutego 2005 r.

<sup>16</sup> 22 stycznia 1963 r. został podpisany Traktat Elizejski (Traktat Przyjaźni), w którym

specyfikę bilansu energetycznego (bazującego na energetyce jądrowej) akceptacja i współpraca z RFN w kwestii kształtowania unijnego prawodawstwa w tym zakresie była bardzo atrakcyjna. Tym bardziej, że koncentracja wpływów RFN i Francji w strukturze UE gwarantowała skuteczną implementację i rozwój odpowiednich kierunków polityki klimatyczno-energetycznej UE zgodnych z oczekiwaniami rządów w Paryżu i Berlinie<sup>17</sup>.

Z tej perspektywy analizując uwarunkowania polskiego sektora elektroenergetycznego i gazowego należy zauważyć, że ze względu na jego archaiczność i niewydolności strukturalną (w stosunku do obserwowanego od kilkunastu lat wzrost gospodarczego w Polsce) potrzebuje on niezwykle kosztownych nakładów na restrukturyzację, tak, aby sprostać formułowanym na forum unijnym wymaganiom w dziedzinie polityki klimatyczno-energetycznej. Nakłady te nie tylko muszą uzupełnić coraz większe deficyt mocy w polskim systemie elektroenergetycznym, ale również umożliwić wypracowanie jego nadwyżek, tak aby w krótkim czasie Polska nie stała się importerem energii po cenach i zasadach obniżających konkurencyjność polskiej gospodarki w stosunku do państw unijnych. Dlatego biorąc po uwagę różne scenariusze i uwzględniając istniejące niedobory polskiego sektora elektroenergetycznego należy być pełnym obaw, co do jego przyszłości. Analizując uwarunkowania i obrane przez wspólnotę europejską kierunki działań w polityce klimatyczno-energetycznej z perspektywy ostatniego kwartału 2018 r. można nawet zaryzykować twierdzenie, iż polski sektor elektroenergetyczny i gazowy nie będzie w stanie sprostać wyzwaniom przyszłości, jeśli tempo zmian w prawodawstwie unijnym i konkurencyjność energetyki RFN będzie rosła w takim tempie jak w drugiej dekadzie XXI w. Należy również stwierdzić, że w żadnym z możliwych porównań (zestawień: technologii, kapitałe i kadrach) sektor elektroenergetyczny i gazowniczy polski nie jest w stanie konkurować z jego niemieckim odpowiednikiem, jeżeli zostanie z nim bezpośrednio skonfrontowany w obszarze wspólnotowego rynku energii, tym bardziej w ramach kierunków jego rozwoju proponowanych przez Komisję Europejską.

---

przewidziano m.in. regularne konsultacje o stos. dużej częstotliwości szefów państw i rządów, ministrów spraw zagranicznych i obrony, szefów sztabów generalnych i ministrów ds. młodzieży oraz wysokich urzędników ministerstw spraw zagranicznych.

<sup>17</sup> Wielka Brytania ze względu na swoje strategiczne interesy opóźniła wprowadzenie zmian korzystnych dla Francji i RFN a w końcu elity brytyjskie postanowiły przy poparciu społecznym opuścić UE z obawy przed zbyt szybkim tempem dominacji Niemiec w strukturze gospodarczej państw unijnych.

Aby potwierdzić lub podważyć kluczowe tezy niezbędnym było sformułowanie następujących pytań badawczych: Czy Energiewende może być skutecznym narzędziem realizacji politycznych celów RFN?; Jaki skutek dla polskiej gospodarki i sektora elektroenergetycznego oraz gazownictwa może mieć realizacja przez rząd RFN koncepcji Energiewende?

## 1. *Energiewende* w połowie drogi – strategiczne dylematy

Obserwując polityczny sukces Energiewende zasadnym jest spojrzeć na tę koncepcję w jak najszerszym spektrum, tak, aby odpowiedzieć na pierwsze z postawionych pytań: Czy Energiewende może być skutecznym narzędziem realizacji politycznych celów RFN?

Analizując argumenty wyrażane przez przedstawicieli niemieckiej Fundacji im. Heinricha Bölla<sup>18</sup> związanej z niemiecką partią Zielonych droga wskazana w Energiewende ma w RFN w pierwszej kolejności zaowocować: ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych<sup>19</sup>, rezygnacją z importu surowców energetycznych (w głównej mierze węglowodorów)<sup>20</sup>, rozwojem nowych technologii związanych z OZE, rezygnacją z ryzykownej (ich zdaniem) energetyki jądrowej<sup>21</sup>, wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego<sup>22</sup>, wzrostem znaczenia lo-

<sup>18</sup> W 1988 r. Partia Zielonych uznała ją za swoją fundację polityczną, tym samym uprawniając ją do otrzymywania finansowania z budżetu państwa, szerzej: <https://www.boell.de/en/foundation/history> [1.10.2017].

<sup>19</sup> Biorąc pod uwagę duże koszty tego procesu postulat ten z punktu widzenia ekonomii wydaje się dyskusyjny, ponieważ cała UE (28 państw) odpowiada za ok. 10% światowej emisji gazów cieplarnianych – odpowiednio ChRL za ponad 28% a USA za ok. 16%, RFN plasuje się na poziomie ponad 2%, Federacja Rosyjska ok. 4,5 %.

<sup>20</sup> RFN uzależniona jest w niemal 98% od importu ropy naftowej, w 87% od importu węgla kamiennego (główne w skutek rozpoczętego już w latach 70 XX w. procesu zamykania kopalń) oraz w 87% od importu gazu ziemnego.

<sup>21</sup> Jest to kolejny trudny do obrony postulat, związany z wysokimi kosztami operacyjnymi oraz nieuzasadniony z punktu widzenia kwestii emisji CO<sub>2</sub>, ponieważ technologia jądrowa należy do tzw. technologii niskoemisyjnych. Należy również dodać, iż zdecydowana większość wypadków w elektrowniach jądrowych (jak nie wszystkie) wynikły z błędu człowieka a nie wadliwej technologii. Kolejnym argumentem na rzecz ich budowy są najnowsze osiągnięcia związane z elektrowniami III, III+ i IV generacji (te ostatnie typy urządzeń mają wejść do komercyjnego użycia po 2030 r.

<sup>22</sup> Ten postulat jest jak najbardziej uzasadniony biorąc pod uwagę uzależnienie obecnej gospodarki RFN od importu paliw węglowodorowych (w tym węgla, pomimo ogromnych jego pokładów w RFN).

kalnych gospodarek oraz powszechną sprawiedliwość społeczną<sup>23</sup> w dostępie do taniej energii<sup>24</sup>. W ten nurt postrzeganie Energiewende wpisują się również inne fundacje, think-thanki<sup>25</sup> czy instytuty powołane lub koordynowane (współfinansowane) w głównej mierze przez tzw. zielonych oraz inne środowiska polityczne zainteresowana tym właśnie kierunkiem rozwoju energetyki, bądź bezpośrednio przez stowarzyszenia firm działających w branży OZE.

Według powyższej koncepcji władze federalne założyły, iż w 2050 r. 85% wytworzonej w RFN energii elektrycznej (lub więcej, w zależności od scenariusza) będzie pozyskiwana z odnawialnych źródeł energii. Politycy niemieccy podjęli również decyzje w myśl, której RFN zobowiązała się również do redukcji emisji gazów cieplarnianych o ok. 80–95% do 2050 r. w porównaniu z poziomem 1990 r. (Protokół z Kioto z 1997 r.). Zobowiązano się również do sukcesywnego obniżenia zużycia energii w RFN czyli podniesienia tzw. efektywności energetycznej dla wszystkich rodzajów konsumentów do 2050 r. o ok. 50% w porównaniu z 1990 r.. Należy przy tym zaznaczyć, iż w stosunku do innych podmiotów RFN w zakresie efektywności energetycznej odnosi coraz większe sukcesy – zależność ta jest coraz bardziej wyraźna.

W wyniku przeprowadzonych działań zasadniczo zmieniał się również bilans energetyczny RFN, w którym ilość wytworzonej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wyniosła w 2017 r. blisko 35%. Natomiast udział poszczególnych paliw w bilansie energetycznym RFN wyglądał następująco: energia odnawialna – 29% (w tym: panele fotowoltaiczne, biomasa, energia wiatrowa, energia wodna), węglowodorowe paliwa – ok. 52% (węgiel brunatny – 23,1%, węgiel kamienny – 17,2%, gaz ziemny – 12,4%, ropa naftowa 0,9% stanowią łącznie: ), energia jądrowa – 13 % i inne<sup>26</sup>. Zaznaczyć należy, iż osiągnięte proporcje w bilansie energetycznym RFN nie wynikają z gry rynkowej, ale wprowadzonych przez władze niemieckiej rozważań prawnych, któ-

<sup>23</sup> Ten postulat jest trudny do uzasadnienia ze względu na prawie dwukrotny wzrost kosztów energii elektrycznej i problem poszerzającego się grona osób zagrożonych tzw. ubóstwem energetycznym, w ciągu 2016 r. w RFN dostawcy odcięli od prądu blisko 330 tys. rodzin, ok. 6 mln Niemców zalegała w 2016 r. z rachunkami za prąd na poziomie ok. 100 Euro, szerzej: I. Trusewicz, *Niemcy: rośnie ubóstwo energetyczne*, <http://www.rp.pl/Energianews/303199971-Niemcy-rosnie-ubostwo-energetyczne.html#ap-1> [19.09.2018].

<sup>24</sup> *Niemiecka transformacja energetyczna Fakty*, Fundacji im. Heinricha Bölla, Warszawa 2015.

<sup>25</sup> Jednym z najbardziej rozpoznawalnych jest Agora Energiewende, powołany do życia przez Foundation Mercator oraz European Climate Foundation działający w RFN od 2012 r.

<sup>26</sup> BMWi, 2017, <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, [19.09.2018].

re preferują energetykę z odnawialnych źródeł energii poprzez mechanizmy jej wsparcia (podatki i para podatki). Proporcje obciążeń finansowych wynikające z utrzymania takich, a nie innych reguł prawnych w ramach wyprodukowanej energii elektrycznej kształtują się następująco w ujęciu kosztów: 34% – ponoszą gospodarstwa domowe (indywidualnych odbiorców), 39% – następnie handel i dystrybucje, usługi, 26% – zdecydowanie mniej kosztów poniósł przemysł oraz transport – 1%<sup>27</sup>. Należy również podkreślić, iż w 2017 r. (ta tendencja była rosnąca), ponieważ przeciętne gospodarstwo domowe zapłaciło niemal dwa razy więcej za tą samą ilość zużytej energii niż konsument o charakterze przemysłowym (proporcje przedstawia się następująco: odbiorcy indywidualni – 29,2 Centa/kWh, przemysł – 17 Centa/kWh, przyczyną tej różnicy są dodatkowe podatki i opłaty za przesył energii)<sup>28</sup>. Wielkość dopłat tylko do energii odnawialnej produkowanej w RFN sukcesywne, rosła aby w 2017 r. osiągnąć pułap ponad 24. mld Euro i nic nie wskazuje, aby ta tendencja uległa zmianie<sup>29</sup>. Jeszcze bardziej pesymistyczne prognozy dotyczące kosztów utrzymywania założeń Energiewende zakładał najnowszy raport McKinsey and Company. Specjaliści tej wywiadowni gospodarczej twierdzili, iż za 2015 r. podatnik niemiecki do projektu zmiany energetycznej dołożył ok. 65 mld Euro a w perspektywie w 2025 r. ta suma może wzrosnąć do poziomu 77 mld Euro rocznie<sup>30</sup>. Z tego względu należy szacować, iż w zależności od wersji przyjętego scenariusza uwarunkowań związanych z Energiewende niemieckie społeczeństwo może ponieść wyższe koszty tzw. transformacji energetycznej niż te wynikające z przyłączenia NRD do RFN (po obniżce podatku w 1998 r. podatnik niemiecki płaci z tego tytułu 5,5 % swojego dochodu brutto na tzw. podatek solidarnościowy<sup>31</sup>).

<sup>27</sup> *Die EEG-Umlage wird zu knapp zwei Dritteln von der Wirtschaft und zu gut einem Drittel von privaten Haushalten finanziert, EEG-Umlage 2018: Fakten und Hintergründe*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-umlage-2018-fakten-hintergruende.html>, [17.09.2018].

<sup>28</sup> Ibidem, s. 2.

<sup>29</sup> J. Haucap, I. Loebert, S. Thorwarth, *Kosten der Energiewende Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2025 in Deutschland*, DICE Consult GmbH, 2016, s. 21.

<sup>30</sup> Wg zespołu McKinsey'a, 11 z 15 wskaźników zmieniło się w porównaniu z ostatnim studium z jesieni 2017 roku – a wszystkie zmieniły się na gorsze, szerzej [w:] *Energiewende in Deutschland: Die Kosten steigen weiter*, <https://www.mckinsey.de/energiewende-deutschland-die-kosten-steigen-weiter> [19.10.2018].

<sup>31</sup> Biorąc pod uwagę zapowiedzi niemieckich polityków należy uwzględnić, iż podatek ten będzie obowiązywał co najmniej do 2019 r.. Szacunkowo przyjmuje się, iż przyłączenie

Uwzględniając analizę dotyczącą dalszych kosztów wdrażania przez rząd RFN scenariusza opartego na założeniu, iż emisja CO<sub>2</sub> ma spaść w 2050 r. o 85% w porównaniu z 1990 r. niezbędne będzie ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do poziomu 148 mln ton. W tym przypadku konieczna jest znaczna poprawa efektywności energetycznej, która zakłada ograniczenie zużycia energii o prawie 50% w porównaniu z 1990 r. (w roku 2018 oznacza to ograniczenie produkcji energii elektrycznej o 42% z 3579 TWh do 2087 TWh w 2050 r.). Uwzględniając te ramy progowe można zakładać, iż w pierwszym wariantcie, jeśli nie będzie dodatkowych kar czy opłat za emisje a cena paliw kopalnych pozostanie na tym samym poziomie to koszt wprowadzania Energiewende do 2050 r. wyniesie 5432 mld Euro (przy rezygnacji z systemu opłat za emisje ten koszt spadnie do 4191 mld Euro). W innym, bardziej realnym wariantcie uwzględniającym poziom opłat za emisje najprawdopodobniej do 2030 r, opłata do wyemitowanej tony CO<sub>2</sub> wzrośnie i utrzyma się na poziomie 100 Euro. Wówczas koszt transformacji w RFN przy uwzględnieniu stałych cen surowców węglowodorowych wyniesie 7681 mld Euro do 2050 r., natomiast w wariantcie uwzględniającym stały wzrost ceny surowców o 2% rocznie ale bez potrzeby ponoszenia opłat za emisje CO<sub>2</sub> to koszt całej zmiany energetycznej szacowany jest na 7056 mld Euro (wtedy ten koszt referencyjny będzie o 8% niższy)<sup>32</sup>.

W ramach bardzo wysokich kosztów wdrażania Energiewende (nie mających nic wspólnego z regułami gry rynkowej) mieszczą się również nieefektywne projekty związane z ograniczeniem zużycia energii w RFN. Przykładem może być zużycie energii z 2016 r., które wyniosło 593 TWh, czyli niemal tyle samo co rok wcześniej, dlatego określony przez rząd cel – redukcja zużycia energii do 553 TWh w 2020 r. może być nierealny<sup>33</sup>. Dodatkowo nie sprawdzają się prognozy związane z poważnym przyrostem stałych miejsc pracy w sektorze OZE, który miał zrównoważyć odejście prawie 400 tys. osób od początku lat 90 XX w. z branży górniczej, ponieważ liczba osób zatrudnionych w OZE maleje (kolejny raz rok do roku z 355,4 tys. do 330 tys. ). Jednocześnie w 2016 r. wystąpił spadek (pierwszy raz w historii) osób zatrudnionych w prze-

---

NRD do RFN wyniosło ok. 2000 mld Euro od 1990r. do 2014 r., a do 2019 r. ma wynieść dodatkowe 1000 mld Euro, szerzej [w:] M Greive, *Deutsche Einheit kostet 2.000.000.000.000 Euro*, <https://www.welt.de/politik/deutschland/article127595786/Deutsche-Einheit-kostet-2-000-000-000-000-Euro.html> [18.10.2018].

<sup>32</sup> H.M. Henning, A. Palzer, *What will the Energy Transformation Cost?*, Fraunhofer Institute for solar energy systems, Freiburg 2015 r., s. 2 i n.

<sup>33</sup> I. Trusewicz, *Niemcy: rośnie ubóstwo energetyczne*, <http://www.rp.pl/Energianews/303199971-Niemcy-rosnie-ubostwo-energetyczne.html#ap-2> [19.10.2018].

myśle, natomiast podatek od zużycia energii elektrycznej rośnie z roku na rok (bez względu kto jest producentem energii OZE czy nie) a następnie trafia do producentów OZE (Tabela 5). Dodać należy, iż ceny energii elektrycznej płacone przez mieszkańców RFN nadal rosną, z 29,35 eurocentów/kWh do 30,38 eurocentów/kWh, natomiast w tym samym czasie ceny prądu w Unii Europejskiej nieco zmalały. Poziom cen w Niemczech jest o 47,3% wyższy od średniej europejskiej<sup>34</sup>.

Próbując sformułować odpowiedź na postawione na początku punktu pytanie badawcze można zaryzykować hipotezę, iż należy na ten problem spojrzeć z szerszej perspektywy, aby zrozumieć logikę wyborów strategicznych przywódców RFN odnośnie tego projektu. Biorąc pod uwagę stosunkowo długą perspektywę czasu można nakreślić sformułowanie, że polityczne elity RFN w coraz większym stopniu są gotowe skutecznie modyfikować za pomocą coraz bardziej zaawansowanych narzędzi proces kształtowania się ładu międzynarodowego i stać się np. stałym członkiem Rady Bezpieczeństwa, czy tworzyć w ramach UE wspomagające lub alternatywne rozwiązania w dziedzinie bezpieczeństwa<sup>35</sup>. Tak ryzykowna teza wydaje się o tyle uzasadniona, iż elity niemieckie partycypowały przez stulecia w kształtowaniu się głównych trendów cywilizacyjnych, aż do klęski polityki sformułowanej przez narodowych socjalistów. Rola Niemiec w I i II wojnie światowej spowodowała szereg konsekwencji, dla tego państwa i jego elit politycznych. Koncepcja budowy „wielkich” Niemiec w pierwszej połowie XX w. w oparciu o użycie siły okazało się procesem trudnym i nieefektywnym, dlatego elity polityczne Niemiec (które przetrwały ten okres) musiały pochylić się nad refleksją, czy dalej w polityce należy używać siły realizując swoje interesy strategiczne (paradygmat Clausewitza), czy bardziej jest wskazane kształtować realizacje z innymi podmiotami w oparciu o siłę przesłania kulturowego, osiągnięcie wysokiego poziomu rozwoju gospodarczego i co za tym idzie poziomu życia obywateli (wszystko to wpływało na tworzenie nowego wizerunku Niemiec i zwiększenie oddziaływania cywilizacyjnego tego państwa). Z tej perspektywy patrząc można zaryzykować twierdzenie, iż w interesie elit RFN jest odejście od kolejnych prób regulowania relacji w Europie za pomocą przemocy, na rzecz stosowania instru-

---

<sup>34</sup> Ibidem.

<sup>35</sup> Podkreślić, należy iż, oprócz siły, która gwarantuje realizację określonych interesów państwa na arenie międzynarodowej ważne również są zdolności ekonomiczne i technologiczne oraz wzorce kulturowe, czyli tzw. potencjał cywilizacyjny mogący wspomagać proces kształtowania uwarunkowań rozwoju danego podmiotu.

mentów tzw. soft power, które mogą być również skuteczne w kształtowaniu różnych wymiarów polityki globalnej, regionalnej czy bilateralnej. Idąc dalej tym tokiem (uwzględniając niezrównoważony potencjał ekonomiczny RFN wśród państw UE<sup>36</sup>) rozumowania należy zwrócić uwagę, iż aby wywierać skuteczny nacisk na inne podmioty w celu realizacji swoich interesów strategicznych (szczególnie te o słabszym potencjale) można wykorzystać instrumenty ekonomiczne (w myśl tzw. strategia obejmowania) poprzez stosowanie taktyki deprecjacji defensywnej<sup>37</sup>. W tym celu należy wypracować taki model relacji (strukturalnie kontrolowany), aby w razie potrzeby móc stworzyć przestrzeń (nisze sektorową), w której strategiczny partner RFN – Francja ma szansę na zwiększania swego potencjału, natomiast inne państwa UE o mniejszym potencjale (leżące w kręgu oddziaływanie kulturowego i cywilizacyjnego) musiałyby próbować przyjąć wyzwanie w dziedzinie, na którą nie są pod względem kapitałowym, kadrowym czy technologicznym przygotowane (utrzymywane byłyby permanentny stan nierównowagi). Taka sytuacja w dłuższej perspektywie mogłaby być katalizatorem dającym elitom RFN przewagę kooperatywną w skuteczny sposób osłabiając partnerów europejskich o mniejszym potencjale, tym bardziej w sytuacji, kiedy część z nich może próbować konkurować na wspólnotowym rynku za pomocą takich atutów, jak koszty pracy czy dostęp do tańszej energii. Dodatkowo elity RFN mają wspólny mianownik (interes) i działając w porozumieniu z Francją mają doskonały atrybut wywierania presji prawnej (strukturalnej – przestrzeni abstrakcyjnej) pod postacią unijnego prawodawstwa<sup>38</sup>. Z tego punktu widzenia polityka utożsamiania z niemieckim słowem Europapolitik nabiera głębszego wyrazu, a determinacja w realizacji Energiewende (pomimo rosnących kosztów finansowych) wskazu-

---

<sup>36</sup> RFN z PKB rzędu 3300 mld USD, jest po ChRL, USA, Indiach i Japonii państwem o jednej z pięciu najsilniejszych gospodarek z tendencją wzrostową utrzymującą się niemal od 1970 r., która zdeklasowała takich rywali europejskich, jak: W. Brytania z PKB – 2600 mld USD i Francji z PKB – 2400 mld USD.

<sup>37</sup> Koncepcja ta polega na wypracowaniu mechanizmów współzależności, które w sztucznie wytworzonych ramach (za pomocą najczęściej prawodawstwa, które kształtuje sytuacje relacje ekonomiczne np. w ramach organizacji międzynarodowych) mogą być użyte do zdobywania przez jeden podmiot przewagi nad drugim podmiotem (lub podmiotami) tak aby w dłuższym czasie móc generować z tego uwarunkowania przyrastające profity.

<sup>38</sup> Próby tworzenia koalicji pomniejszych państw w ramach UE aby skutecznie móc konkurować z tzw. tandemem RFN-Francja wydają się bardzo ryzykowne bez wsparcia ze strony innego, poza europejskiego mocarstwa dysponującego potencjałem wielokrotnie przekraczającym możliwości RFN czy Francji. Z tej perspektywy koncepcja budowy Trójmorza wsparta potencjałem USA jest zasadna.

je, iż projekt ten ma charakter nie tylko energetyczny ale może mieć zastosowanie w zdecydowanie szerszym wymiarze w zależności od wypracowania przez RFN i Francję (bez udziału Wielkiej Brytanii) kształtu nowej perspektywy klimatyczno-energetycznej UE do 2050 r.<sup>39</sup>. Z tego punktu widzenia można zaryzykować twierdzenie, że Energiewende jest koncepcją, która dzięki rozwiązaniom wyprzedzającym politykę klimatyczno-energetycznej UE oraz ich odpowiedniej implementacji w rozwiązaniach unijnych jest w stanie stać się skutecznym narzędziem wywierania wpływu na inne podmioty, szczególnie te znajdujące się w przestrzeni oddziaływania niemieckiego systemu elektroenergetycznego i gazowego. Natomiast w ujęciu globalnym, projekt Energiewende można uznać za niezwykle udane narzędzie promocji RFN jak i wysokich technologii rozwijanych przez ostatnie dekady w sferze OZE, które przy odpowiednim wsparciu finansowym niemieckich instytucji i funduszy inwestycyjnych mogą konkurować na globalnym rynku, nawet z tańszymi ich substytutami. Ta koncepcja jest również atrakcyjna z innego powodu, gdyż pomaga elitom RFN przezwyciężyć wizerunek państwa, które za pomocą siły kształtowało swoją przestrzeń geopolityczną na rzecz projekcji opartej na odpowiedzialnym i zrównoważonym rozwoju. Dzięki temu koncepcja Energiewende może zostać adoptowana przez szereg państw dynamicznie się rozwijających, których rynki otworzą się dla niemieckiego przemysłu i kapitału. Natomiast dzięki mechanizmom polityki klimatyczno-energetycznej UE władze RFN i Francji są w stanie wpływać na ramy funkcjonowania i kondycje sektorów elektroenergetycznych innych państw UE, dzięki temu europeizować koszty swoich transformacji energetycznych, a nacjonalizować zyski z nich wynikające.

---

<sup>39</sup> Najważniejszą rozbieżnością planu „Energetyczna mapa drogowa 2050”, a Energiewende jest kwestia wspierania przez UE rozbudowy źródeł tzw. niskoemisyjnych również w oparciu na energetyce jądrowej, którą władze Niemiec mają zamiar wycofać do 2022 r. W planie UE założono m.in.: „powstanie do 2050 r. 40 nowych elektrowni jądrowych w Europie, możliwość uzyskania dofinansowania z budżetu UE na elektrownie jądrowe oraz realizację 12 projektów demonstracyjnych CCS do 2015 roku (ang. Carbon Capture and Storage – podziemne wychwytywanie i magazynowanie CO<sub>2</sub>), szerzej [w:] K. Mazur, *Unijna „Energetyczna mapa drogowa 2050” sprzeczna ze strategią niemieckiego rządu*, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2011-12-14/unijna-energetyczna-mapa-drogowa-2050-sprzeczna-ze-strategia> [1.10.2018].

## 2. Perspektywy rozwoju polskiej polityki energetycznej w sąsiedztwie Energiewende

Próbując sformułować odpowiedź na ostatnie pytanie: Jaki skutek dla polskiej gospodarki i sektora elektroenergetycznego oraz gazownictwa może mieć realizacja przez rząd RFN koncepcji Energiewende? należy zwrócić uwagę na podstawowe dane charakteryzujące wzajemne relacje potencjałów w szerszym kontekście niż tylko te związane z elektroenergetyką. Dlatego zasadnym jest podkreślić, iż RFN to piątą potęgą ekonomiczną globu i największa gospodarką w Europie (nie tylko w UE) W 2017 r. wielkość PKB RFN szacowano na 3 980 mld USD (wysokość oszczędności krajowych brutto RFN wynosiła 27% PKB, natomiast dług publiczny względem PKB stanowił 68,2%). Dla porównania proporcji wielkość PKB Polski wynosiła 1054 mld USD (a wielkość oszczędności krajowych brutto to 19,3% PKB, natomiast dług publiczny w stosunku do PKB to 48,6%). Biorąc natomiast pod uwagę wymianę handlową RFN należy zauważyć, iż jej głównymi partnerami handlowymi są w dziedzinie eksportu: USA 9,6%, Francja 8,6%, WB 7,5%, Holandia 6,6%, ChRL 6%, Włochy 4,9%, Austria 4,8% oraz Polska 4,4%. Natomiast struktura importu kształtuje się następująco: Holandia 13,7%, Francja 7,6%, ChRL 7,3%, Belgia 6%, Włochy 5,2%, Polska 5%, USA 4,7%. Dodatkowo od wielu lat RFN utrzymują dodatki bilans handlowy, jak również wysoki poziom inwestycji wewnętrznych jak i zewnętrznych a od niemal 1970 dynamicznym wzrost PKB. Z tej perspektywy patrząc można zaryzykować twierdzenie, iż zasadnicze znaczenie mogą mieć dla rozwoju polskiej elektroenergetyki nie tylko działania rządu RFN w dziedzinie Energiewende ale również w innych wymiarach<sup>40</sup>. Tym bardziej, że w przypadku RFN mamy do czynienia z demokratycznym państwem będącym jednym z dwóch głównych filarów UE i strategicznym sojusznikiem USA w Europie od wielu lat należącym do NATO<sup>41</sup>, a przy tym największym partnerem handlowym Polski. Biorąc pod uwagę ten fakt należy podkreślić, iż RFN pozostaje od wielu lat największym partnerem gospodarczym dla Polski. W 2017 r. bilans handlowy Polski kształtował się następująco: pod względem eksportu na RFN przypadało ok. 27,1%, natomiast dla porów-

<sup>40</sup> Szerzej w: *Factbook, CIA*, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/gm.html>, [10.09.2018].

<sup>41</sup> Na terytorium tego państwa na stałe stacjonuje ponad 50 000 żołnierzy amerykańskich w kilku bazach o strategicznym znaczeniu, w których według oficjalnych danych znajduje się również amerykańska broń jądrowa.

niania na: Wielką Brytanię 6,8%, Czechy 6,6%, Francja 5,5%, Włochy 4,8%, Holandia 4,4%. W kwestii importu proporcje układały się podobnie, największymi partnerami dla naszego raju pozostawali: RFN 27,6%, ChRl 7,5%, FR 7,2% (należy przy tym dodać, iż przytłaczająca większość wolumenu to koszt zakupu węglowodorów z FR), Holandia 5,9%, Włochy 5,2%, Francja 4,1%<sup>42</sup>. Uwzględniając powyższe dane należy podkreślić, iż relacje dla obu państw mają charakter strategiczny z tym, że ze względu na różnice potencjałów trudno z całą pewnością uznać, iż są to relacje partnerskie. „Sztandarowym” przykładem ich rozbieżności jest podejście do kluczowego problemu dywersyfikacji importu surowców energetycznych, czyli realizacja (pomimo wyraźnego sprzeciwu polskich władz) projektu gazociągu Nord Stream łączącego Federację Rosyjską w pierwszej kolejności z RFN i innymi partnerami tego przedsięwzięcia w Europie Zachodniej. Projekt ten był szeroko omawiany w dyskursie publicznym i stał się również elementem trwale rzucającym cień na relacje pomiędzy Polską, a RFN. Pomimo wielu animozji związanych z projektem Nord Stream władze RFN (oraz innych państw unijnych korzystających z projektu) i FR postanowiły zrealizować kolejny gazociąg (tzw. bliźniaczą inwestycję) pod nazwą Nord Stream 2, który ma podwoić dotychczasowe możliwości przesyłowe z FR do RFN i innych państw Europy zachodniej z wyłączeniem tzw. państw nadbałtyckich leżących w Europie Środkowej i Wschodniej. Dodatkowo w ramach polityki energetycznej oba państwa mają różne, co do niej podejście ze względu na możliwości kapitałowe, technologiczne i uwarunkowania dotyczące dywersyfikacji kierunków pozyskania węglowodorowych nośników energii. Należy dodać, iż od kilkunastu lat z determinacją władze RFN wdrażają w ramach narodowej polityki energetycznej *Energiewende*<sup>43</sup>. Ta ambitna koncepcja oparta jest na racjonalnym wykorzystaniu posiadanych i wdrażanych przez RFN technologii związanych z pozyskiwaniem i zarządzaniem energią, która docelowo powinna pochodzić z OZE. Zastanawiać może jednak sytuacja, iż pomimo ogromnego subsydiowania projektu *Energiewende* przez różnego rodzaju środki taryfowe i parataryfowe system OZE w RFN pozostaje nadal nierentowny. Dodatkowo RFN pozostaje jednym z największym emiten-

<sup>42</sup> M. Żuławski, *Polska z nadwyżką w handlu zagranicznym. Udział Niemiec rośnie, Rosji maleje*, <http://www.bankier.pl/wiadomosc/Polska-z-nadwyzka-w-handlu-zagranicznym-Udzial-Niemiec-rosnie-Rosji-maleje-7294545.html> [20.09.2018].

<sup>43</sup> W. Ostant, *Energiewende i jej strategiczne wymiary*, „Biuletyn Instytutu Zachodniego”, nr 174/2014, <http://www.iz.poznan.pl/plik,pobierz,166,d3960c4e2af9c206561a59eb89d4cb36/1088-Energiewende.pdf> [10.09.2018].

tem do atmosfery z pośród państwach UE tzw. gazów cieplarnianych (GHG) – ponad 924 Mtoe ekwiwalentu CO<sub>2</sub>, czyli niemal 20% całej emisji GHG wszystkich państw UE. Dla porównania Polska emituje ok. 382 Mtoe ekwiwalentu CO<sub>2</sub> (ok. 10% całej emisji UE). Natomiast jeśli chodzi o emisje samego CO<sub>2</sub> to RFN pozostaje również na pierwszym miejscu wśród państw UE, z wynikiem 817 Mtoe na całą emisję UE wynoszącą 3603 Mtoe, dla porównania Polska emituje 312 Mtoe. Pewnym usprawiedliwieniem dla rządu RFN jest wielkość jego gospodarki, której PKB jest w stosunku 4/1 w porównaniu z polskim, ale z drugiej strony pułap różnic kapitałowych i technologicznych oraz uwarunkowań historycznych rozwoju obu państw jest nad wyraz czytelny<sup>44</sup>. Paradoksalne jednak ze względu na utrzymujące się od kilku lat niskie opłaty za emisję CO<sub>2</sub> w systemie certyfikatów EUA<sup>45</sup> w ramach ETS, koszt wdrażania i utrzymywania Energiewende wzrasta obciążając rentowność gospodarki RFN. Z tego względu m.in. władze RFN były zainteresowane wdrażaniem coraz bardziej ambitnych projektów związanych z polityką klimatyczno-energetyczną UE, mając silne poparcie ze strony władz Francuskich. Wynikało to z tego, że francuski system elektroenergetyczny ze względu na 72% udziału energii jądrowej<sup>46</sup> w bilansie energetycznym tego państwa oraz coraz więk-

<sup>44</sup> Szerzej [w:] *EU energy In figures Statistical Pocketbook 2016...*, s. 158, 163.

<sup>45</sup> EUA to prawa do emisji, które są przydzielane państwom członkowskim UE a w konsekwencji trafiają do przedsiębiorstw, które muszą przestrzegać norm emisyjnych zaplanowanych na forum unijnym. Występują trzy zasadnicze okresy rozliczeniowe: EUA1 2005–2007, EUA2 2008–2012 i EUA3 2013–2020. Obecne prognozy zakładają w większości stopniowy, lecz powolny, wzrost cen za emisje (certyfikatów EUA) do ok. 8 euro w 2018 r., początkowo Komisja Europejska zakładała „szokowy” wzrost cen za emisje w 2013 r. sięgający poziomu 40 euro za tonę dwutlenku węgla. Praktyka okazała się jednak inna i ze względu na kryzys z 2008 r. i wzrost użycia technologii niskoemisyjnych ceny za emisje zaczęły spadać. Nie pomógł nawet wdrożony przez KE mechanizm tzw. backloadingu, czyli zawieszenia części aukcji uprawnień do emisji. Ten mechanizm miał utrzymać ceny za emisje powyżej 10 euro, to jednak okazało się błędną taktyką, dlatego wprowadzono z tego powodu 8 lipca 2015 r. za pomocą Parlamentu Europejskiego „prepozycję” mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej (MSR), który zostanie uruchomiony w 2019 r. Nastąpi to wcześniej niż przewidywały władze polskie (która poniesie tego konsekwencje), ponieważ MSR polega na ograniczeniu nadpodaży uprawnień poprzez zdejmowanie z rynku nadwyżki powyżej 833 mln ton, co ma spowodować sukcesywny wzrost cen certyfikatów EUA, szerzej w: *Czy cena uprawnień emisji CO<sub>2</sub> będzie w tym roku dalej rosła?*, <http://biznesalert.pl/czy-cena-uprawien-emisji-co2-bedzie-w-tym-roku-dalej-rosnac-infografika/> [12.09.2017]; *Handel certyfikatami emisyjnymi CO<sub>2</sub>*, <http://www.handel-emisjami.pl/pl/uslugi-handlowe-co2/handel-certyfikatami-co2.html> [12.09.2018].

<sup>46</sup> W przybliżeniu bilans energetyczny Francji kształtuje się następująco w 2016 r.: ponad 75% energii pochodzi z reaktorów jądrowych (docelowo władze Francji planują redukcję w miksie energetycznym produkcji energii ze źródeł jądrowych do 50% do 2025 r.), hydroelek-

szym wolumenie produkcji energii z OZE (w dużej mierze w kooperacji z RFN) w 90% oparty jest o tzw. technologie nieemisyjne. Podkreślić również należy przy tym, iż od 2006 r. działa instytucja zajmująca się promocją współpracy naukowej i biznesowej w sektorze OZE w obu państwach (tzw. biuro ds. transformacji energetycznej). Współpracę między państwami zintensyfikowano w 2013 r., gdy podpisano serię porozumień międzyrządowych oraz po raz pierwszy zadeklarowano, że nadrzędnymi celami polityki energetycznej i klimatycznej obu państw jest walka z globalnym ociepleniem, rozbudowa odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz zmniejszenie udziału energetyki jądrowej w produkcji prądu. Oba państwa realizują również długofalowe strategie przebudowy energetycznej. Niemiecka polityka energetyczna zakłada wyłączenie elektrowni jądrowych do 2022 r. oraz stopniową rozbudowę OZE do 2050 roku. Francuska polityka energetyczna stawia sobie za cel wzrost produkcji prądu z OZE oraz zmniejszanie wykorzystywania energii atomowej (do 2020 roku udział OZE w produkcji prądu ma wzrosnąć do 23%, a udział energii atomowej spaść z obecnych 75% do 50%)<sup>47</sup>. Dlatego oba te państwa popierają koncepcje jak najszybszego wzrostu opłat przewidzianych za emisje w ramach rozwiązań polityczno-prawnych UE. Dotychczasowe: „fiasko reform regulacji cen EUA sprzyjało Polsce, której energochłonność PKB jest znacznie wyższa niż rozwiniętych państw Zachodniej Europy. Gdyby nie wdrożenie mechanizmu backloadingu, a w przyszłości MSR, ceny byłyby zapewne jeszcze kilkadziesiąt procent niższe, ale postulowany m.in. przez francuską minister energetyki poziom 100 euro za tone emisji wydaje się być odległy, ale nie możliwy do realizacji w perspektywie choćby 2030 r.”<sup>48</sup>. Równocześnie należy podkreślić, iż dzięki zwiększeniu przepustowości (do 25% zapotrzebowana na energie na danym rynku, danym systemie energetycznym) interkolektorów międzysystemowych oba państwa (RFN i Francja) będą mogły sprzedawać po korzystnej cenie swoją nadprodukcję energii ze źródeł nieemisyjnych (OZE) lub niskoemisyjnych. Dzięki prawodawstwu unijnemu będą również w stanie wdrażać w państwach UE opracowane przez siebie rozwiązania technologiczne oparte na kosztow-

---

trownie ponad 10%, gaz ziemny ok. 4%, węgiel ponad 4%. Dodatkowo należy stwierdzić, iż w ubiegłym 2016 r. Francja była największym eksporterem energii na świecie za ponad 3 mld euro.

<sup>47</sup> Szerzej: R. Bajczuk, *Francja najważniejszym partnerem energetycznym Niemiec w UE*, [https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/anali\\_zy/2014-01-22/francja-najwazniejszym-partnerem-energetycznym-niemiec-w-ue](https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/anali_zy/2014-01-22/francja-najwazniejszym-partnerem-energetycznym-niemiec-w-ue) [12.09.2017].

<sup>48</sup> Szerzej *Czy cena uprawień emisji CO2 będzie w tym roku dalej rosła?*, <http://biznesalert.pl/czy-cena-uprawien-emisji-co2-bedzie-w-tym-roku-dalej-rosnac-infografika/> [14.09.2017].

nych technologiach opartych o OZE oraz udzielać na nie kredytów gwarantowanych przez instrumenty unijne. Oprócz tego (w skutek odpowiednio sformułowanych celów polityki unijnej np. takich, jak pakiet zimowy z 2016 r.) za pomocą limitów emisyjnych trwale wpłyną na rentowność w innych państwach UE elektrowni opartych na węglu brunatnym i kamiennym. Takim państwem jest np. Polska biorąc pod uwagę produkcje energii elektrycznej czy energii cieplnej. To w konsekwencji może doprowadzić do niezrównoważonej przewagi konkurencyjnej energetyki RFN i Francji w ramach UE i zmniejszyć przewagi rentowność gospodarek innych państw europejskich.

Dlatego starając się przeanalizować możliwy wpływ realizacji przez rząd RFN polityki *Energiewende* na potencjalne scenariusze rozwoju polskiej energetyki (podobne jak autorzy *Polskiej polityki energetycznej 2050 r.*) należy mieć na uwadze sformułowanie dla nich odpowiednich ram progowych, które będą z jednej strony uwarunkowane porozumieniami ogólnoświatowymi w systemie ONZ, ale zdecydowanie decydujący na nie wpływ będzie miało prawo unijne i polityka klimatyczno-energetyczna UE<sup>49</sup>. Dlatego uwzględniając wynikające z nich ograniczenia należy brać pod uwagę w pierwszej kolejności: zakres i koszty wykorzystania krajowego potencjału węgla kamiennego i brunatnego, perspektywy rozwoju energetyki jądrowej, potencjał w zakresie wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, możliwości szerszego wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł energii<sup>50</sup>.

Uwzględniając powyższe ramy prawno-kapitałowo-technologiczne za autorami *Polskiej polityki energetycznej do 2050*, zasadnym jest przyjąć koncepcje trzech potencjalnych scenariuszy rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego (jednego wiodącego i dwóch pomocniczych uwzględniających strukturę bilansu energetycznego Polski:

- 1) scenariusz zrównoważony (tzw. wiodący) – zakładający kontynuację dotychczasowych trendów i realizacji podjętych decyzji w zakresie rozwoju sektora energetycznego Polski;
- 2) scenariusz jądrowy (pomocniczy) – przewidujący dominującą rolę energii jądrowej;

---

<sup>49</sup> Scenariusze te mają szanse uzyskania względnego prawdopodobieństwa jeśli nie nastąpią gwałtowne zmiany jakościowe w zakresie technologii a PKB Polski będzie miało szansę systematycznie przyrastać w oparciu o silne podstawy, które umożliwią wypracowanie optymalnych zmian systemowych.

<sup>50</sup> *Polska polityka energetyczna do 2050 r.*, s. 41.

3) scenariusz gaz+OZE (pomocniczy) – oparty na eksploatacji gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych<sup>51</sup>.

Biorąc pod uwagę skomplikowany konglomerat uwarunkowań należy podkreślić, iż największe szanse powodzenia ma tzw. scenariusz zrównoważony, dwa pozostałe wydają się nawet w tak oddalonej perspektywie jak rok 2050 r. mało realne.

Rozważając trzy potencjalne scenariusze w perspektywie do 2050 r. najbardziej prawdopodobny, jest ten, który się skłania do koncepcji równoważnego rozwoju kreując wizje tzw. miksu energetycznego w bilansie energetycznym Polski. Podkreślić, przy tym należy, iż w propozycjach miksu energetycznego zakładano najczęściej, iż dominującą rolę utrzymają w systemie elektroenergetycznym paliwa węglowodorowe, OZE w najlepszym wypadku będą w stanie pokryć ok. 30% zapotrzebowania na energię (a w najbardziej optymistycznych scenariuszach energetyka jądrowa nie przekroczy 15%, natomiast sektor ciepłowniczy w różnych wariantach zdominowany będzie nadal przez kamień węgielny). Prawdopodobny rozwój tego typu „miksu” oprócz możliwości kapitałowych czy technologicznych będą kształtowały określone normy ekologiczne z dużym udziałem organizacji międzynarodowych czy ponadnarodowych (uwzględnić należy przynależność Polski do systemu organizacji ONZ jak i UE oraz innych ważnych organizacji). Trzeciemu scenariuszowi sprzyjają również wszelkie uwarunkowania systemowe, na które przy wykorzystaniu środków zewnętrznych (z organizacji międzynarodowych np. UE czy sektora prywatnego – tworząc zachęty inwestycyjne i zmieniając ustawodawstwo) i kapitału polskiego sektora elektroenergetycznego można przypuszczać, iż zostaną lepiej wykorzystane zasoby surowców energetycznych znajdujące się w kraju, zrealizowany program jądrowy, wdrożone wsparcie dla odnawialnych źródeł energii i kogeneracji oraz nastąpi zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego a w pierwszej kolejności wzrost efektywności energetycznej wszystkich gałęzi gospodarki m.in. poprzez racjonalne wykorzystanie energii przez odbiorców końcowych<sup>52</sup>.

Skracając natomiast perspektywę analizy rozwoju możliwych scenariuszy do 2020–2030 r. należy podkreślić, iż w perspektywie najbliższych 12 lat polski sektor energetycznych (przy zachowaniu obecnych ram funkcjonowania) zostanie skonfrontowany z wdrażaniem przez UE planów dekarbonizacji gospodarki unijnej, co może w poważnym stopniu po 2020 r. utrudnić funkcjonowanie polskiej elektroenergetyki (opartej na węglu kamiennym i brunatnym).

<sup>51</sup> Ibidem, s. 41.

<sup>52</sup> Szerzej *Polska polityka energetyczna do 2050 r.*, s. 45–47.

Polskie elektrownie, elektrociepłownie w związku z proponowanymi przez Komisję Europejską w końcu 2016 r. wymogami obniżonej emisji mogą znaleźć się w sytuacji pod względem ekonomicznym trudnej do przewyciężenia, ponieważ koniec darmowych praw do emisji zmusi je do wnoszenia zwiększonych opłat do systemu ETS, a co za tym idzie przerzucenia wyższych kosztów wytworzenia energii na konsumentów. To może spowodować sytuację, w której ze względu na zwiększone moce przesyłowe interkolektorów systemowych (wynikające z wdrażania założeń polityki unijnej, za którymi w zdecydowany sposób opowiadają się władze RFN) opłacalne będzie pozyskiwanie znacznej ilości tzw. zielonej energii dotowanej przez rozwiązane systemowe w RFN. Kupno tej energii ze względu na jej nierynkowe uwarunkowania produkcji będzie premiowane kosztowe w ramach unijnego systemu handlu energią (od kilku lat nieustannie rośnie wolumen importu energii z zagranicy, głównie z RFN: w 2011 r. – 5,1 Twh, w 2012 r. – 5,5 Twh, w 2013 r. – 5,5 Twh, w 2014 r. – 9,2 Twh, w 2015 r. – 10,2 Twh, w 2016 r. – 8,4 Twh, w 2017 r. – 7,4 Twh, natomiast do połowy 2018 r. wielkość importu energii wyniosła 5,2 Twh, przy eksporcie rządu 17 Gwh)<sup>53</sup>. W tym wariancie duże straty kapitałowe doprowadzą system polskiej elektroenergetyki do załamania w obszarze inwestycji w nowe technologie, a przy utrzymaniu prawodawstwa UE w dziedzinie subsydiowania spowodują dalsze konsekwencje społeczne i gospodarcze. Polska może utracić jedną z przewag konkurencyjnych, które umożliwiają łatwiejsze pozyskiwanie kapitału inwestycyjnego, czyli dostępu do relatywnie (jak na warunki UE) taniej energii. Ten niekorzystny trend może spowodować spowolnienie wzrostu PKB i cały szereg konsekwencji. Dodatkowo obniżenie rentowności polskich elektrowni i elektrociepłowni przyspieszy skutki już istniejących problemów natury strukturalnej polskich kopalni węgla, które w zdecydowanej większości sprzedają wydobyty urobek rodzimym wytwórcą energii oraz konsumentom indywidualnym. Ten „czarny scenariusz” dla polskiej elektroenergetyki opartej na węglu i górnictwa będzie miał również naturalne konsekwencje dla planów budowy w Polsce elektrowni jądrowej i rozwoju tej „gałęzi” elektroenergetyki, której główne nakłady kapitałowe miały pochodzić od spółek skarbu państwa współtworzących sektor elektroenergetyczny i gazowy<sup>54</sup>. W dalszej

<sup>53</sup> *Strom austausch von Deutschland mit seinen Nachbarländern*, [https://www.energy-charts.de/exchange\\_de.htm?source=de\\_pf&year=2014](https://www.energy-charts.de/exchange_de.htm?source=de_pf&year=2014) [15.09.2018].

<sup>54</sup> Według informacji z maja 2017 r. najprawdopodobniej w ME założono, iż budowę elektrowni jądrowej w Polsce współfinansować będą m.in. PZU, Polski Fundusz Rozwoju (PFR), a także Polska Grupa Energetyczna (PGE), która formalnie jest inwestorem odpowiedzialnego

konsekwencji zwiększy się gwałtownie zapotrzebowanie na energię pochodzącą ze źródeł niskoemisyjnych lub nieemisyjnych. W tym przypadku (przy bez wystarczającego zaplecza kapitałowego i technologicznego) w Polsce, aby zabezpieczyć deficyt energii na potrzeby gospodarki po akceptowalnych cenach niezbędne będzie zwiększenie dostaw gazu ziemnego z zagranicy i budowa przez międzynarodowe konsorcja elektrowni gazowych w Polsce (budowa takiej elektrowni trwa ok. 2–3 lat, krócej niż elektrowni węglowej do 5 lat i zdecydowanie krócej niż elektrowni jądrowej do 15 lat). Dodatkowo dynamiczne będzie należało przyspieszyć z budową systemu OZE, dla którego efektywne technologie związane z systemami turbin wiatrowych i paneli słonecznych będzie należało pozyskać z zewnątrz (alternatywną krajową pozostaną jedynie biogazownie i tzw. kogeneracja paliw kopalnych i biomasy).

W przypadku prawdopodobieństwa wystąpienia tzw. czarnego scenariusza do 2030 r. można byłoby zakładać, iż Polska zostanie skonfrontowana z tandemem francusko-niemieckim, który ma decydujący wpływ na kształtowanie się unijnej polityki klimatyczno-energetycznej poprzez formułowanie jej pryncypiów. Kontynuując ten tok myślenia zasadnym byłoby dążyć do ustępstw w innych przedmiotach polityk unijnych, aby wpłynąć na opóźnienia w proponowanych w tzw. pakiecie zimowym zmianach, które nie są korzystne dla polskiego systemu elektroenergetycznego ze względu na różnice technologiczne. Biorąc jednak pod uwagę dotychczasową praktykę działań władz RFN i Francji w dziedzinie elektroenergetyki m.in.: projekt Nord Stream (czy Nord Stream 2<sup>55</sup>), system ETS, cła dumpingowe na PV z ChRL<sup>56</sup>, akceptowanie tzw.

---

za budowę elektrowni atomowej, szerzej w: M. Goliszewska, *Polski atom będzie bardziej polski*, <https://www.pb.pl/polski-atom-bedzie-bardziej-polski-860992> [15.09.2018].

<sup>55</sup> Według M. Giuli (eksperta European Policy Centre) decyzja Kongresu USA dotycząca nałożenia na Rosję nowych sankcji może uderzyć w firmy zaangażowane w projekt budowy gazociągu Nord Stream 2, szerzej w: *Ekspert: sankcje USA mogą uderzyć w Nord Stream 2 i rosyjskie gazociągi*, PAP, <http://www.rp.pl/Gaz/170729519-Ekspert-sankcje-USA-moga-uderzyc-w-Nord-Stream-2-i-rosyjskie-gazociagi.html> [15.09.2018].

<sup>56</sup> KE nałożyła cła karne na panele słoneczne z ChRL w 2013 r. i utrzymuje nadal, ich orędownikiem były władze Niemiec, które obawiały się konkurencji z ChRL pozostających światowym liderem produkcji tego typu urządzeń. W 2017 r. Komisja Europejska podtrzymała swoją decyzję na kolejne 18 miesięcy, szerzej w: *KE nałożyła cła karne na panele słoneczne z Chin*, PAP, <http://biznes.onet.pl/wiadomosci/ue/ke-nalozyla-cia-karne-na-panele-sloneczne-z-chin/bep6v> [12.09.2018]; *KE utrzymała cła na panele fotowoltaiczne z Chin*, <http://odnawialneźródłaenergii.pl/energia-sloneczna-aktualnosci/item/2377-ke-utrzymala-cia-na-panele-fotowoltaiczne-z-chin> [16.09.2018]; *UE wydłużyła o 18 miesięcy restrykcje na chińskie panele słoneczne*, <http://www.polsatnews.pl/wiadomosc/2017-03-01/ue-wydluza-o-18-miesiecy-restrykcje-na-chinskie-panele-sloneczne/> [16.09.2018].

przepływów kołowych czy propozycja w tzw. pakiecie zimowym ustalenia limitu emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 550 g na kilowatogodzinę (kWh) trudno będzie się spodziewać jakichkolwiek ustępstw ze strony przedstawicieli RFN i Francji, którym rozwiązania unijne pomagają z zdobywaniu korzystnej pozycji eksporterów na projektowanym unijnym rynku energii.

Dla rentowności polskiego sektora elektroenergetycznego mogą okazać się szczególnie niebezpieczne dwa rozwiązania. Pierwsze prowadzące do podniesienia opłat za emisje (ETS) po 2020 r., które mogą wahać się od 25 do 80 euro za tonę emisji CO<sub>2</sub>, dodatkowo mogą zostać zmienione proporcje dotyczące zakresu i tempa naliczenia opłat na poszczególne typy podmiotów odpowiedzialnych za emisje. Według założeń „Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej w latach 2021–2030 największe firmy energetyczne będą musiały wydać na zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ok. 130 mld zł<sup>57</sup>. W drugim przypadku zaostrzenie norm emisji na poziomie 550 g na kilowatogodzinę w praktyce uniemożliwi uzyskanie finansowania na budowę nowych elektrowni węglowych w Polsce z wykorzystaniem tzw. rynku mocy, który mógłby rekompensować istniejące niedobory w OZE<sup>58</sup>.

Aby wysondować na postawie *modus operandi* skłonność do poszukiwania kompromisu w dziedzinie elektroenergetyki władz RFN może posłużyć przykład z polsko-niemieckiego pogranicza tzw. przepływów kołowych, których zjawisko w ostatnich latach zrobiło publicystyczną „karierę”. Przepływy te powstają na skutek niewydolności niemieckiego systemu przesyłowego (z północy na południe, przy braku odpowiednich nadwyżek zdolności przesyłowej wynikających z opóźnień w budowę odpowiednio przystosowanych sieci) i zbyt małej przepustowości systemu interkolektorów przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej. W wyniku tych dwóch niedoborów energia elektryczna produkowana głównie w niemieckich turbinach wiatrowych, a właściwie jej nadmiar przeciążający system RFN trafiał do systemów przesyłowych Polski,

<sup>57</sup> 27 lutego 2018 r. Rada oficjalnie zatwierdziła reformę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) na okres po 2020 r. Nowe przepisy najprawdopodobniej wejdą w życie w IV kw. 2018 r. „Zgodnie z założeniami inicjatorów reformy unijnego systemu handlu uprawnieniami, zmiana dyrektywy w tej sprawie ma być znaczącym krokiem w kierunku osiągnięcia przez UE celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40 proc. do 2030 r. oraz wypełnienia zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego (...)szerzej w: EU ETS: Rada zatwierdziła reformę polityki klimatycznej, <http://biznesalert.pl/rada-ue-eu-ets-polityka-klimatyczna/> [4.10.2018].

<sup>58</sup> Szerzej Naimski: *limit emisji CO<sub>2</sub> z pakietu zimowego, nie do zaakceptowania*, <http://www.cire.pl/item,140237,1,0,0,0,0,0,naimski-limit-emisji-co2-z-pakietu-zimowego-nie-do-zaakceptowania.html> [17.10.2018].

Czech, Słowacji i Węgier. W wyniku tego zjawiska podmioty zarządzające siecią w Polsce były zmuszone uruchamiać wszystkie elektrownie, najlepiej w pobliżu zachodniej granicy. (w celu „odepchnięcia” niechcianego niemieckiego prądu). Gdy pozwalały na to warunki pracy sieci w regionie, taka energia przepływała przez RFN, Danię i Szwecję i wracała do Polski podmorskim kablem. Drugą, bardziej kosztowną opcją było zmniejszenie produkcji energii w RFN i wzrost generacji w Polsce – wówczas energia ta już do nas nie wracała. W ramach tych mechanizmów 2016 roku Polska Sieć Energetyczna kupiła od krajowych elektrowni i wysłała do Niemiec 1,5 TWh, czyli prawie 1% krajowej produkcji, ale w wyniku braku rezerw mocy w krajowym systemie, a nadmiaru energii z sieci niemieckich takie operacje są coraz trudniejsze. Od czerwca do września 2015 r. ilość energii potrzebnej do ograniczenia przepływów kołowych była siedem razy wyższa niż w tym samym czasie w 2014 roku i aż 78 razy wyższa niż latem 2013 roku<sup>59</sup>.

Podsumowując należy stwierdzić, iż dalsza realizacja scenariusza *Energie-wende* przez władze RFN może niekorzystnie wpłynąć na uwarunkowania funkcjonowania polskiego sektora elektroenergetycznego i gazownictwa poprzez wywieranie presji na jak najszybszą nowelizację prawodawstwa w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE przez władze niemieckie (tzw. efekt urynkowania OZE nastąpić może w RFN po wprowadzeniu w UE opłat za emisje rzędu 40–100 Euro za tone emisji CO<sub>2</sub>, należy się spodziewać, iż władze niemieckie będą dokładać wszelkich starań aby ten proces jak szybciej wdrożyć). W konsekwencji takie działanie może doprowadzić do całkowitej dekarbonizacji gospodarki unijnej gospodarki w najbliższych dwóch dekadach a tym samym załamać ramy funkcjonowania polskiego sektora elektroenergetycznego opartego niemal całkowicie na paliwach węglowodorowych (węgiel kamienny i brunatny), to w konsekwencji może doprowadzić do zwolnienia tempa wzrostu gospodarczego i co za tym idzie pauperyzacji społecznej. Biorąc pod uwagę scenariusze wdrożenia polityki dekarbonizacyjnej w polskim sektorze energetycznym w najbliższych dekadach kolejne rządy muszą się liczyć z wydatkami rzędu 150–200 mld. Euro. Dlatego aby minimalizować wynikające zagrożenia z powyższego scenariusza pozostaje w sektorze elektroenergetyki i gazownictwa zwielokrotnić wysiłki w rozwoju technologii i mocy wytwórczych w obszarze niskoemisyjnej energetyki (np. elektrownie opar-

<sup>59</sup> R, Zasuń, B. Derski, *Sytuacja na granicy Polski i Niemiec grozi europejskim blackoutem*, <http://wysokienapiecie.pl/sieci/1252-sytuacja-na-granicy-polski-i-niemiec-grozi-europejskim-blackoutem> [18.10.2018].

te na gazie ziemnym), inwestować w krajowe technologie OZE i tworzyć tzw. sieci inteligentne oraz stawiać na prosumenckie inwestycje w energetykę<sup>60</sup>. W przypadku OZE należy również uwzględniać potrzebę zwiększanie elastycznych mocy rezerwowych, a co za tym idzie kogeneracji. Dalej utrzymywać wysoki stopień inwestycji w dywersyfikację źródeł węglowodorów czyli w pierwszej kolejności dostaw z różnych kierunków ropy naftowej i gazu ziemnego. Dodatkowo należy uświadomić polskiej klasie politycznej i społeczeństwu, że jedynie długookresowe programy inwestycyjne i skoordynowane działania w sektorze elektroenergetycznym mogą w perspektywie przynieść efekt koła zamachowego dla całej polskiej gospodarki. Aby to osiągnąć niezbędny jest tzw. okrągły stół wokół planowanych zmian w polskim sektorze energetycznym, tak, aby dostosować tempo i zakres jego możliwości do potrzeb polskiej gospodarki i móc w zakresie sektora energetycznego i gazowego konkurować z gospodarkami państw ościennych w realiach funkcjonowania rynku wspólnotowego, wykorzystać tym samym istniejące szanse rozwojowe wynikające z geograficznego położenia Polski (przykładem próby podjęcia dyskusji jest koncepcja Trójmorza, która jednak ma tylko możliwość powodzenie w sytuacji wsparcia przez administrację USA<sup>61</sup>).

## Zakończenie

Zasadnym jest stwierdzić, iż zacieśnienie relacji RFN i Francji przesądziło o stworzeniu ram polityki klimatyczno-energetycznej unii, która u progu trzeciej dekady XXI wieku ma decydujący wpływ na kształtowanie się ram funkcjonowania sektorów elektroenergetycznych państw należących do UE, w tym również Polski. Z tej perspektywy należy podkreślić, iż uprawnioną wydaje się teza, że realizowana na początku lat 90 XX w. koncepcja rozwoju sektora elek-

<sup>60</sup> Można mieć również wątpliwości, czy takie programy jak: 200+, czyli rewitalizacji sieci bloków 200MW (które są z zasady mniej sprawne i droższe w eksploatacji niż instalacje o wielokrotnionej mocy) są w dłuższej perspektywie uzasadnione, ponieważ rewitalizując moce istniejące a nie rozwijają nowych, które według istniejących prognoz będą Polsce potrzebne. O programie 200+ szerzej w: A. Smolik, *Rewitalizacja bloków 200 MW*, [http://orka.sejm.gov.pl/opinie8.nsf/nazwa/390\\_20161117\\_1/\\$file/390\\_20161117\\_1.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/opinie8.nsf/nazwa/390_20161117_1/$file/390_20161117_1.pdf) [15.09.2018].

<sup>61</sup> Zasadniczym jej celem jest współpraca na płaszczyznach: energetycznej, logistyczno-transportowej i informatyczno-telekomunikacyjnej w Europie Środkowej i w Europie Środkowo-Wschodniej. Szerzej: *Szczyt Trójmorza z udziałem prezydenta USA*, <http://www.prezydent.pl/aktualnosci/wydarzenia/art,664,szczyt-trojmorza-z-udzialem-prezydenta-usa.html> [15.09.2018].

troenergetycznego RFN znalazła swoje odzwierciedlenie w kierunkach rozwoju polityki klimatyczno-energetycznej UE (władze Niemiec w procesie kształtowania tej unijnej polityki potrafiły do niej przekonać w pierwszej kolejności państwa wysokorozwinięte Europy Zachodniej, szczególnie Francje, której kluczowe uwarunkowania bilansu energetycznego nie kolidowały z principiami polityki klimatyczno-energetycznej UE). Dzięki szczególnej pozycji Niemiec w UE koncepcja kierunków transformacji energetycznej RFN mogła stać się, przy poparciu władz francuskich swoistym katalizatorem dla polityki klimatyczno-energetycznej UE, natomiast polityka unijna w powyższej sferze skutecznym mechanizmem wypracowania optymalnych warunków jego rozwoju w ramach ustanawianego przez UE prawodawstwa z dziedziny elektroenergetyki, które w zdecydowany sposób projektuje rozwiązania dotyczące np. dekarbonizacji sektorów elektroenergetycznych państw UE. Dlatego opierając się na powyższych rozważaniach zasadnym jest stwierdzić, iż Energiewende można uznać, za skuteczne narzędzie realizacji ekonomicznych i politycznych interesów RFN w wymiarze wewnętrznym jak i zewnętrznym. Należy przy tym podkreślić, iż polityczny a nie ekonomiczny charakter tego kierunku zmian w sektorze energetycznym Niemiec jest szczególne warty uwagi, gdyż jedynie przesłanki polityczne mogą powodować to, iż pomimo coraz większych strat finansowych generowanych przez ten projekt z uporem kolejne ekipy rządzące w RFN są w stanie go realizować obciążając za pomocą mechanizmów podatkowych i opłat wybrane sektory niemieckiej gospodarki, a w największym stopniu społeczeństwo niemieckie (tzw. ekologizm został w niemieckim społeczeństwie skutecznie ugruntowany przez ostatnie trzy dekady, ale biorąc pod uwagę narastające nastroje antysystemowe np. sukces w wyborach parlamentarnych AfD, może on ulec zachwianiu w obliczu problemu groźby wykluczenia energetycznego coraz większej liczby wyborców). Należy również stwierdzić, iż tzw. urynkowanie źródeł produkcji energii z OZE w RFN jest możliwe w skutek doprowadzonego do długotrwałej nierentowności sektora energetyki opartej na węglowodorach, czy wręcz politycznej decyzji o rezygnacji z energii jądrowej do 2022 r. Dlatego w wyniku takich, a nie innych decyzji politycznych dominacja energii produkowanej z OZE w bilansie energetycznym RFN do 2040 r. może się stać faktem, ale jeszcze wcześniej sektor ten zostanie doprowadzony do poziomu rentowności w wyniku decyzji politycznych UE (decyzje te zostaną podjęte w skutek presji politycznej RFN i Francji). Dzięki tym krokom na forum unijnym w pierwszej kolejności niemiecka energetyka stanie się (obok francuskiej) najbardziej konkurencyjną na wspól-

notowym rynku energii, co doprowadzić do destabilizacji i załamania wówczas nierentownych sektorów innych państwa europejskich opartych w dużym stopniu na paliwach węglowodorowych, a co za tym idzie ograniczona zostanie konkurencyjności ich gospodarek.

Analizując natomiast trzy podstawowe wymiary geopolityczne *Energie-wende* należy zaznaczyć, iż koncepcja ta w pierwszym z nich – globalnym – może stać się jednym ze skutecznych narzędzi ekspansji ekonomicznej Niemiec, ponieważ państwa rozwijające się z uwagi na presję międzynarodową będą potrzebowały kapitału oraz technologii, aby przeciwdziałać skutecznie procesowi globalnego ocieplenia (choć z punktu widzenia logiki wydaje się to dziwne, gdyż RFN – populacja 82 mln – emituje obecnie niemal 2,5 % poziomu emisji CO<sub>2</sub>, natomiast cała Afryka – populacja ok. 1000 mln – emituje obecnie niemal 3,4% światowej emisji, natomiast Federacja Rosyjska z populacją rządu 140 mln ok. 4,5% światowej emisji CO<sub>2</sub>). Należy również dodać, iż analizując zapisy poszczególnych szczytów klimatycznych państwa wysokorozwinięte zobligowały się do stworzenia specjalnego funduszu ok. 100 mld USD rocznie przeznaczonego dla państw rozwijających się w walce z globalnym ociepleniem. W tym przypadku można być niemal pewnym, iż fundusz ten „wróci” w dużej mierze do państw wysoko uprzemysłowionych, których koncerny są głównymi depozytariuszami zaawansowanych technologii OZE, a pozostałe próby pozyskania dodatkowego kapitału na rosnące zapotrzebowanie sektora energetyki opartego o OZE spowodują dalsze zadłużanie się tych podmiotów w mechanizmach bankowych kontrolowanych przez państwa tzw. bogatej północy. Na marginesie można dodać, iż w przedmiocie dyplomacji ekonomicznej RFN prowadzi skuteczną politykę transferu OZE w zamian za preferencyjne kredyty związane z inwestycjami niemieckich koncernów w państwa rozwijających się (np. Brazylia). Równocześnie dzięki promocji technologii OZE i zwalczaniu zjawiska globalnego ocieplenia RFN może zwiększyć swoją pozycję międzynarodową dążąc do reformy ONZ, aby w konsekwencji uzyskać pozycję stałego członka Rady Bezpieczeństwa, co niewątpliwie zrównoważy status polityczny na arenie międzynarodowej tego państwa z siłą ekonomiczną (piąta gospodarka pod względem PKB na świecie w 2016 r.).

Kolejną przestrzenią, w której władze Niemiec mogą wykorzystać *Energie-wende* może być wymiar regionalny, ponieważ w długiej perspektywie i z powodów mechanizmów prawnych wdrażanych za pomocą polityki klimatyczno-energetycznej UE państwo to może zyskać status europejskiego eksportera energii z nadwyżek „urynkowanej” OZE. Ta sytuacja będzie dodatko-

wo zwiększała dodatni bilans handlowy Niemiec, a w konsekwencji spowoduje rosnące przewagi gospodarki niemieckiej. W skutek uzależnienia od energii sprowadzanej z RFN rządy i społeczeństwa państwa ościenne mogą znaleźć się w sytuacji trwałego uzależnienia, co wpłynie na stabilność i efektywność ich gospodarek, które najprawdopodobniej zmuszone będą ze względu na istniejące deficyty w produkcji energii z OZE do zakupów tej energii z Niemiec. To może doprowadzić, do upadku różnych gałęzi przemysłu uzależnionych od dużego zapotrzebowania na energię, a co za tym idzie utraty części miejsc pracy i zmniejszenia dynamiki wzoru PKB, którego utrzymanie na wysokim poziomie może być niezbędne do zabezpieczenia coraz większej populacji osób niepracujących (m.in. z powodu starzenia się społeczeństw europejskich). Dodatkowym wysiłkiem dla gospodarek tych państw będzie próba podniesienia efektywności energetycznej, a co a tym idzie poniesienia jej kosztów, które w wyniku nałożenia się innych wyzwań cywilizacyjnych w globalnym czy regionalnym wymiarze może okazać się wyjątkowo trudnym procesem. Uwzględnić również należy cywilizacyjny ciężar tego projektu, który w skutek decyzji politycznych w wymiarze regionalnym może spowodować zwiększenie atrakcyjności RFN w pozyskiwaniu wysoko wykwalifikowanych specjalistów, a zwiększający się dystans w poziomie życia w porównaniu z państwami sąsiadującymi (o niższym PKB) spowoduje dalszy ubytek ich populacji w wieku produkcyjnym na skutek emigracji.

W ostatnim bilateralnym aspekcie władze RFN za pomocą zmiany tempa i zakresu wdrażanie własnej polityki energetycznej oraz jej politycznych narzędzi realizacji mogą wywierać skuteczny wpływ na przestrzeń polityczną innych państw (w pieszej kolejności ościennych). Bezpośrednim narzędziem powiązanych z wieloetapowym wdrażaniem strategicznej koncepcji Energiewende będą różnego rodzaju fundacje polityczne i organizacje lobbistyczne obecne za pomocą środków finansowych w przestrzeni politycznej i gospodarczej państw, których władze będą skonfrontowane z koniecznością restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego w wyniku polityki dekarbonizacji realizowanej przez UE. Te fundacje, think-thanki czy wprost organizacje lobbistyczne mogą być użyte do wspierania właściwych wyborów politycznych z punktu widzenia interesów niemieckiej polityki energetycznej, poprzez wpływ na elity polityczne, naukowe, a co za tym idzie szerokie rzesze społeczne. Proces ten może być stymulowany za pomocą grantów, projektów, stypendiów i różnego rodzaju inicjatyw finansowanych w przestrzeni społecznej. Dzięki temu na terytorium państw ościennych mogą powstawać ruchy społeczne, ugrupowa-

nia polityczne czy nieformalne gremia, które będą preferować rozwiązania kooperatywne w stosunku do niemieckich założeń w dziedzinie elektroenergetyki (nie będą wdrażanie rozwiązania alternatywne). Może to w praktyce przypominać dyskurs polityczny, społeczny czy naukowy w ostatnich niemal dwudziestu latach, który w praktyce wykluczał obecność osób i pojęć niezgodnych z doktryną polityczną RFN. To w konsekwencji może doprowadzić do rezygnacji np. Polski z programu energetyki jądrowej, która w zoptymalizowanej formie może stać się elementem ważącym na pozycje geopolityczną naszego kraju, jeśli w najbliższych dekadach (korzystając z sojuszu wojskowego z USA) i zacieśnienia współpracy z władzami Izraela czy Ukrainy, lub ChRL polskie rządy będą skłonne rozwijać nowe projekty geopolityczne.



---

Bezpieczeństwo energetyczne państwa  
pod redakcją  
Arkadiusza Czwołki, Piotra Siemiątkowskiego, Patryka Tomaszewskiego  
Toruń 2018

---

## **Spis autorów**

Arkadiusz Czwołek – dr hab. prof., Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

Krzysztof Habelok – mgr inż., Politechnika Śląska

Witold Ostant – dr, Akademia Sztuki Wojennej oraz Instytut Zachodni

Piotr Siemiątkowski – dr hab. prof., Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

Mariusz Stępień – dr inż., Politechnika Śląska

Patryk Tomaszewski – dr, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu

Luiza Wyrębkowska – dr, Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Płocku

Sesja „Bezpieczeństwo energetyczne Polski”,  
której pokłosem jest niniejsza monografia,  
zorganizowana była pod patronatem honorowym



MINISTERSTWO ENERGII

przy współpracy z



Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska  
i Gospodarki Wodnej w Toruniu

oraz

Biurem Posła na Sejm  
Jana Krzysztofa Ardanowskiego





Publikacja ukazała się dzięki wsparciu partnera strategicznego,  
jakim jest Grupa Energa S.A.

