

WIKTOR HEBDA

Polityka oraz sektor energetyczny w wybranych państwach Europy Południowo-Wschodniej

(Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Grecja, Rumunia)



**Polityka oraz sektor energetyczny
w wybranych państwach
Europy Południowo-Wschodniej**
(Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Grecja, Rumunia)



SOCIETAS

**seria pod redakcją
BOGDANA SZLACHTY**

129

Wiktor Hebda

**Polityka oraz sektor energetyczny
w wybranych państwach
Europy Południowo-Wschodniej**

(Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Grecja, Rumunia)

KRAKÓW 2019

Wiktor Hebda

Uniwersytet Jagielloński, Kraków

 <https://orcid.org/0000-0002-3279-7400>

 wiktor.hebda@uj.edu.pl

© Copyright by Wiktor Hebda, 2019

RECENZENT

dr hab. Tomasz Młynarski, prof. UJ

OPRACOWANIE REDAKCYJNE

Patrycjusz Pilawski

PROJEKT OKŁADKI

Aleksandra Winiarska

Zdjęcie na okładce: elektrownia wiatrowa Alibunar w Serbii (fot. W. Hebda)

ISBN (druk) 978-83-8138-352-3

ISBN (on-line, pdf) 978-83-8138-353-0

<https://doi.org/10.12797/9788381383530>

Publikacja dofinansowana przez Wydział Studiów Międzynarodowych i Politycznych
Uniwersytetu Jagiellońskiego



WYDAWNICTWO KSIĘGARNIA AKADEMICKA

ul. św. Anny 6, 31-008 Kraków

tel.: 12 421-13-87; 12 431-27-43

e-mail: akademicka@akademicka.pl

Księgarnia internetowa: <https://akademicka.pl>

Markowi dedykuję

Spis treści

Wykaz najważniejszych skrótów	9
Wstęp	11
Rozdział 1. Bezpieczeństwo energetyczne a polityka oraz strategia energetyczna państwa – zarys teoretyczny	17
1.1. Bezpieczeństwo energetyczne państwa	17
1.2. Polityka oraz strategia energetyczna państwa	24
Rozdział 2. Projekty energetyczne na obszarze Bałkanów, Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej	33
2.1. Najważniejsze projekty energetyczne	33
2.1.1. South Stream	35
2.1.2. Nabucco	37
2.1.3. Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline	39
2.1.4. Trans Adriatic Pipeline i Ionian Adriatic Pipeline	40
2.1.5. Turk Stream	42
2.1.6. Tesla, Serbian Stream, Eastring i BRUA Pipeline	43
2.1.7. Pan-European Oil Pipeline	45
2.1.8. AMBO i Burgas – Alexandroupoli Pipeline	46
2.2. Projekty energetyczne w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej a bezpieczeństwo energetyczne regionu oraz Europy	47
Rozdział 3. Polityka oraz sektor energetyczny Serbii	53
3.1. Zasoby surowców energetycznych Serbii	54
3.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel	54
3.1.2. Odnawialne źródła energii	55
3.2. Sektor energetyczny Serbii	59
3.2.1. Produkcja energii elektrycznej	59
3.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla	61
3.3. Strategia energetyczna Serbii	64
3.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii do roku 2025	64
3.3.2. Inwestycje w obszarze serbskiej energetyki	66
3.4. Wnioski	76
Rozdział 4. Polityka oraz sektor energetyczny Chorwacji	77
4.1. Zasoby surowców energetycznych Chorwacji	78
4.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel	78
4.1.2. Odnawialne źródła energii	79
4.2. Sektor energetyczny Chorwacji	83
4.2.1. Produkcja energii elektrycznej	83
4.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej oraz gazu ziemnego	85
4.3. Strategia energetyczna Chorwacji	88

4.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Chorwacji do roku 2020	88
4.3.2. Inwestycje w obszarze chorwackiej energetyki	90
4.4. Wnioski	96
Rozdział 5. Polityka oraz sektor energetyczny Bułgarii	99
5.1. Zasoby surowców energetycznych Bułgarii	99
5.1.1. Ropa naftowa, gaz ziemny i węgiel	99
5.1.2. Odnawialne źródła energii	100
5.2. Sektor energetyczny Bułgarii	104
5.2.1. Produkcja energii elektrycznej	104
5.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej oraz gazu ziemnego	105
5.3. Strategia energetyczna Bułgarii	108
5.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Bułgarii do roku 2020	108
5.3.2. Inwestycje w obszarze bułgarskiej energetyki	109
5.4. Wnioski	117
Rozdział 6. Polityka oraz sektor energetyczny Grecji	119
6.1. Zasoby surowców energetycznych Grecji	120
6.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel	120
6.1.2. Odnawialne źródła energii	121
6.2. Sektor energetyczny Grecji	123
6.2.1. Produkcja energii elektrycznej	123
6.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla	126
6.3. Strategia energetyczna Grecji	129
6.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Grecji do roku 2020	129
6.3.2. Inwestycje w obszarze greckiej energetyki	133
6.4. Wnioski	142
Rozdział 7. Polityka oraz sektor energetyczny Rumunii	145
7.1. Zasoby surowców energetycznych Rumunii	146
7.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel	146
7.1.2. Odnawialne źródła energii	147
7.2. Sektor energetyczny Rumunii	150
7.2.1. Produkcja energii elektrycznej	150
7.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla	153
7.3. Strategia energetyczna Rumunii	156
7.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Rumunii do roku 2030	156
7.3.2. Inwestycje w obszarze rumuńskiej energetyki	158
7.4. Wnioski	167
Zakończenie	169
Spis rysunków	175
Spis tabel	177
Bibliografia	179
Summary	197
Indeks	199

Wykaz najważniejszych skrótów

AMBO – *Albania – Macedonia – Bulgaria Oil Pipeline* (Ropociąg Albania – Macedonia – Bułgaria)

ANRM – *Agenția Națională pentru Resurse Minerale* (Rumuńska Narodowa Agencja Zasobów Mineralnych)

BOTAS – *Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi* (turecka spółka dystrybucyjna ropy naftowej i gazu ziemnego)

BP – *British Petroleum* (brytyjskie przedsiębiorstwo naftowe)

BRUA – *Bulgaria – Romania – Hungary – Austria Pipeline* (Gazociąg Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria)

EDF – *Électricité de France* (francuskie przedsiębiorstwo dostarczające energię elektryczną)

EPS – *Elektroprivreda Srbije*

GW – gigawat

GWh – gigawatogodzina

IAP – *Ionian Adriatic Pipeline* (Gazociąg Jońsko-Adriatycki)

IGB – *Interconnector Greece – Bulgaria* (Interkonektor Grecja – Bułgaria)

INA – *Industrija nafte*

ITGI – *Interconnector Turkey – Greece – Italy* (Interkonektor Turcja – Grecja – Włochy)

JANAF – *Jadranski naftovod*

KE – Komisja Europejska

kV – kilowolt

kWh – kilowatogodzina

LNG – ciekły gaz ziemny (liquefied natural gas)

MOL – *Magyar Olaj* (węgierskie przedsiębiorstwo przetwarzające ropę naftową)

mt – milion ton

Mtoe – milion ton oleju ekwiwalentnego

MW – megawat

NIS – *Naftna Industrija Srbije* (serbskie przedsiębiorstwo naftowe)

OMV – *Österreichische Mineralölverwaltung* (austriacka grupa przetwarzająca ropę naftową)

OZE – odnawialne źródła energii

PEOP – *Pan-European Oil Pipeline* (Ropociąg Paneuropejski)

RWE – *Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk* (Reńsko-Westfalski Zakład Energetyczny)

TANAP – *Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline* (Gazociąg Transanatolijski)

TAP – *Trans Adriatic Pipeline* (Gazociąg Transadriatycki)

TWh – terawatogodzina

UE – Unia Europejska

Wstęp

Problematyka związana z polityką, strategią czy też bezpieczeństwem energetycznym od wielu dekad stanowi fundament bezpieczeństwa państwa, ponieważ jest to nieodzowny element funkcjonowania społeczeństw. W ostatnich latach poszczególne państwa mogły się przekonać, że kryzysy energetyczne stanowią istotne zagrożenie dla gospodarki, a jednocześnie są nieprzewidywalne, zróżnicowane, wieloaspektowe i czasami trudne do przezwyciężenia. Z tego względu zauważalne jest dążenie władz państwowych do zabezpieczenia swoich gospodarek oraz obywateli przed niepożądanymi skutkami kryzysów energetycznych. W tym celu wypracowywane są krótkoterminowe bądź wieloletnie strategie energetyczne oraz jest realizowana stosowna polityka energetyczna. W obecnych czasach wciąż trudno o ponadpaństwową koncepcję bezpieczeństwa energetycznego, dlatego też kwestia ta pozostaje w gestii poszczególnych państw. Europa jest kontynentem o bardzo dużych potrzebach energetycznych, zwłaszcza w jej zachodniej części. Niestety cechuje się przy tym niedostatkiem strategicznych surowców energetycznych, tj. ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Z tego też powodu zdecydowana większość państw jest zmuszona do ich importu. Wydaje się, że szczególne znaczenie dla stabilności całego kontynentu odnosi się do sytuacji polityczno-gospodarczej w jej południowo-wschodniej części. Jedną z przyczyn jest przede wszystkim fakt, że obszar ten stanowi korytarz tranzytowy między Europą Zachodnią a bogatą w surowce energetyczne Azją (Rosja, państwa nadkaspjskie, Bliski Wschód). W tym miejscu warto również wspomnieć, że tradycyjny lądowy „korytarz energetyczny” z Rosji przez Ukrainę, Białoruś i Polskę stracił na znaczeniu, co jest następstwem wielu czynników. Po pierwsze, to efekt rosyjskiej polityki, której celem jest dystrybucja ropy i gazu z pominięciem Ukrainy (konflikt rosyjsko-ukraiński), a w niedalekiej przyszłości Polski (Nord Stream, Turk Stream, BTS-2). Po drugie, infrastruktura przesyłowa (ropociąg Przyjaźń, gazociągi Jamalski, Braterstwo, Sojusz) jest przestarzała i w celu dalszego funkcjonowania wymaga modernizacji, co w kontekście obecnych stosunków politycznych państw surowcowych i tranzytowych (Rosja, Ukraina, Białoruś, Polska oraz inne państwa Europy Środkowej) jest mało prawdopodobne. Po trzecie, należy zwrócić uwagę na strategie poszczególnych odbiorców rosyjskich surowców, którzy prowadzą niezależną politykę energetyczną, niekiedy sprzeczną bądź konkurencyjną dla siebie (np. Niemcy – Nord Stream, Polska – Baltic

Pipe, Korytarz Północ-Południe). Wspomniane powyżej kwestie są tylko niewielkim wycinkiem problematyki związanej z bezpieczeństwem energetycznym poszczególnych państw oraz regionów kontynentu europejskiego. Niemniej w tym aspekcie zauważalne jest rosnące znaczenie państw w jego południowo-wschodniej części.

Głównym celem badawczym prezentowanej monografii jest analiza polityki oraz sektora energetycznego w wybranych państwach Europy Południowo-Wschodniej, tj. Serbii, Chorwacji, Bułgarii, Grecji oraz Rumunii. Warto odnotować, że zostały wzięte pod uwagę tylko niektóre państwa, a uzasadnieniem takiego doboru było przede wszystkim ich znaczenie geopolityczne oraz wpływ na bezpieczeństwo regionalne. Większość z omawianych państw, tzn. Chorwacja, Bułgaria, Grecja oraz Rumunia, współtworzy Unię Europejską, niemniej pomimo bliskości geograficznej ich zróżnicowanie gospodarcze wciąż jest duże, co ma też przełożenie na stabilność tej części Europy. Wśród wymienionych jedynie Grecja pozostaje mocno powiązana politycznie z Europą Zachodnią, o czym świadczy fakt, że już od 1981 r. jest członkiem Wspólnot Europejskich. Warto też zaznaczyć, że nie jest obciążona socjalistyczną (komunistyczną) przeszłością, jaka cechuje jej północnych sąsiadów. W przypadku Bułgarii oraz Rumunii proces integracyjny z UE zakończył się w 2007 r., a Chorwacji dopiero w 2013 r. Kwestia ta jest bezpośrednio powiązana z sukcesywnie realizowaną transformacją polityczną i gospodarczo-społeczną, której początki sięgają lat 90. XX w. Jak zostało zaznaczone, pomimo że Chorwacja, Bułgaria, Grecja oraz Rumunia obecnie należą do tego samego gospodarczo-politycznego związku państw europejskich, cechuje je istotne zróżnicowanie gospodarcze, a co za tym idzie – energetyczne. Wystarczy wspomnieć, że Grecja w ostatniej dekadzie była pogrążona w kryzysie ekonomicznym, a Rumunia w tym okresie odznaczała się najlepszymi wskaźnikami gospodarczymi w Europie. Zdecydowanie odmienne jest geopolityczne położenie Serbii, która prowadzi wyraźnie dwutorową politykę. Z jednej strony aspiruje do członkostwa w UE, z drugiej natomiast dynamicznie rozwija strategiczne partnerstwo z Rosją. Z tego też względu realizacja międzynarodowych projektów energetycznych, tj. Nabucco, była i wciąż jest wysoce problematyczna. Analiza polityki oraz sektora energetycznego wyróżnionych państw pozwoli zrozumieć, w jaki sposób jest kreowane bezpieczeństwo energetyczne, jakie czynniki są szansą dla jego zwiększenia, a jakie są zagrożeniem dla jego stabilności. Kwestia ta, choć analizowana z perspektywy państwa, przełoży się również na określenie obecnej i przyszłej roli państw Europy Południowo-Wschodniej w zapewnianiu ponadregionalnego bezpieczeństwa energetycznego. Zwrócenie uwagi na tę część Europy jest szczególnie interesujące dla analityków podejmujących w swoich badaniach kwestie z zakresu bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Wystarczy wspomnieć, że właśnie w tym regionie ścierają się wpływy nie tylko UE i Rosji, ale też Turcji, Azerbejdżanu, a także USA. Liczba i jakość graczy

politycznych świadczy o rosnącym znaczeniu tej części Europy zwłaszcza w kontekście międzynarodowych projektów energetycznych.

Praca składa się z siedmiu rozdziałów. W pierwszym zostały podjęte w zawężonym zakresie kwestie teoretyczne, których celem było wyjaśnienie najważniejszych pojęć wykorzystanych w pracy. Wśród nich zwrócono uwagę na problematykę bezpieczeństwa energetycznego, a precyzując, przeprowadzono zwięzłe rozważania na temat bezpieczeństwa energetycznego. W dalszej części odniesiono się do polityki oraz strategii energetycznej, poszukując zależności między tymi dwoma pojęciami. Jak zostało wspomniane, analiza w rozdziale pierwszym jest tylko zarysem teoretycznym i nie jest jej zadaniem wyjaśnienie skomplikowanej problematyki związanej z pojęciem bezpieczeństwa energetycznego. Autor dążył jedynie do zasygnalizowania niektórych aspektów bezpieczeństwa energetycznego i próby własnego ujęcia powiązań wyróżnionych pojęć na potrzeby rozważań podjętych w kolejnych rozdziałach.

W rozdziale drugim zostały omówione projekty energetyczne na obszarze Bałkanów, Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Zwrócono uwagę przede wszystkim na koncepcje rozwijające infrastrukturę dystrybucji strategicznych surowców, tj. gazu ziemnego oraz ropy naftowej. Ważnym elementem był również ich międzynarodowy charakter oraz wpływ na bezpieczeństwo energetyczne w regionie. W pierwszej kolejności odniesiono się do rywalizujących projektów gazowych, tzn. Nabucco oraz South Stream, które przez wiele lat stanowiły punkt zapalny w polityce państw europejskich. Następnie omówiono losy projektów Trans Adriatic Pipeline oraz Ionian Adriatic Pipeline, których celem jest dystrybucja surowca z funkcjonującego gazociągu Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline do Europy Południowo-Wschodniej, a dalej jej części środkowej i zachodniej. Zawarto również rozważania na temat wybudowanego w 2018 r. gazociągu Turk Stream oraz projektów, które są obecnie wdrażane, tj. Tesla, Serbian Stream, Eastring i BRUA Pipeline. Z zakresu rozwoju infrastruktury przesyłowej ropy naftowej odniesiono się do projektu Pan-European Oil Pipeline, AMBO oraz Burgas – Alexandroupoli Pipeline. W drugiej części rozdziału drugiego omówiono zagadnienie wpływu na bezpieczeństwo energetyczne regionu oraz Europy oddanych do użytku oraz realizowanych projektów energetycznych w Europie Środkowej oraz Południowo-Wschodniej.

Kolejne pięć rozdziałów stanowi analizę polityki oraz sektora energetycznego wybranych państw Europy Południowo-Wschodniej, tzn. Chorwacji, Serbii, Bułgarii, Grecji oraz Rumunii. Analiza pięciu przypadków została przeprowadzona przy użyciu tych samych kryteriów. Pierwszym z nich była ocena zasobów strategicznych surowców energetycznych, tj. ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla. W tej części zwrócono również uwagę na potencjał odnawialnych źródeł energii. Kolejnym kryterium była ocena sektora energetycznego danego państwa ze względu na produkcję oraz konsumpcję

energii elektrycznej, a także poziom produkcji oraz importu ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla. Natomiast trzecie kryterium odnosiło się do wyszczególnienia najważniejszych elementów strategii energetycznych poszczególnych państw oraz przełożenia ich na realizowane i planowane inwestycje w obszarze energetyki ze szczególnym naciskiem na koncepcje rozwijające sektor gazowy, naftowy, nuklearny oraz odnawialnych źródeł energii. Analiza polityki oraz sektora energetycznego w pięciu wybranych państwach odzwierciedla fakt ich dużego zróżnicowania, wynikającego m.in. z bogactwa naturalnego, sytuacji gospodarczej czy też powiązań politycznych.

Oceniając dotychczasowy stan badań w podjętym temacie, należy podkreślić, że polskojęzyczna literatura naukowa i specjalistyczna jest wyraźnie ograniczona. Kwestia ta wynika m.in. z generalnego spojrzenia na region Europy Południowo-Wschodniej jako obszar o niskim potencjale energetycznym (niewielkie zasoby strategicznych surowców), a także niedoceniań istotnego znaczenia tranzytowego, jakie region ten posiada. Ponadto badania polskich naukowców i specjalistów (nie tylko polskich) ogniskują się na bezpieczeństwie energetycznym Unii Europejskiej, często podejmując tę kwestię z perspektywy państw Europy Zachodniej bądź Środkowej (co oczywiście jest uzasadnione). Należy również zaznaczyć, że zainteresowanie państwami bałkańskimi m.in. w kontekście poszerzania UE, jak też rozwoju bilateralnych stosunków politycznych i gospodarczych w ostatnich latach wyraźnie wzrosło, dlatego jest dostępnych w polskiej literaturze coraz więcej opracowań naukowych i specjalistycznych traktujących o kwestiach energetycznych w tymże regionie. Niemniej jednak wciąż wiele kwestii wymaga pogłębionych badań. Zdecydowanie lepiej przedstawia się sytuacja w piśmiennictwie anglojęzycznym, przez co zasadnicza część rozważań odwołuje się do źródeł zagranicznych, bez których analiza byłaby wysoce utrudniona. Kluczowe znaczenie miały również akty prawne poszczególnych państw z zakresu polityki oraz strategii energetycznych. W tym też miejscu chciałbym zaznaczyć, że zawartość monografii w żaden sposób nie wyczerpuje całości problematyki związanej z bezpieczeństwem energetycznym w omawianych państwach, niemniej jest istotnym źródłem do dalszych badań oraz może przyczynić się do poszerzonej dyskusji na temat roli państw Europy Południowo-Wschodniej w konstruowaniu europejskiego bezpieczeństwa energetycznego.

Monografia jest efektem kilkuletnich badań, których wybrane wyniki wstępne były publikowane m.in. w artykułach naukowych, opracowaniach oraz analizach w latach 2012–2015¹. Ich rozproszenie zrodziło potrzebę usystematyzowania i ujęcia w monografii,

1 W. Hebda, *Strategia energetyczna Republiki Serbii do 2015*, „Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej” 2012, nr 9 (699), s. 518–523; i d e m, *Strategia energe-*

tak by czytelnik mógł znaleźć interesujące go zagadnienia w jednym źródle. Mając na uwadze fakt, że problematyka bezpieczeństwa czy też strategii energetycznych odznacza się znacznym dynamizmem, nieodzowna była aktualizacja badań. W związku z tym analiza sprzed kilku lat w wielu aspektach wymagała całkowitej przebudowy. W efekcie prezentowana w monografii materia oparta jest na najnowszych danych, dzięki czemu ujęty został obecny kształt polityki oraz sektora energetycznego w Serbii, Chorwacji, Bułgarii, Grecji oraz Rumunii.

W tym miejscu pragnę podziękować wszystkim, którzy wspierali mnie w okresie pracy nad monografią. Wśród nich chciałbym wymienić moją najbliższą rodzinę, przede wszystkim żonę Marię, która od wielu lat mobilizuje mnie do wyteżonej pracy. Dzięki jej wsparciu, zwłaszcza w ostatnich trzech latach, powstała niniejsza monografia dedykowana synowi – Markowi. Szczególne podziękowania kieruję do Pani prof. dr hab. Ewy Bujwid-Kurek, kierownik Katedry Współczesnych Transformacji Politycznych w INPiSM UJ, za nieocenione wsparcie na ostatnim etapie pracy nad monografią. Dziękuję również koleżankom i kolegom z Serbii (Instytut za političke studije, Uniwersytet w Belgradzie) oraz Chorwacji (Uniwersytet w Zagrzebiu) za merytoryczną pomoc w prowadzonych badaniach.

tyczna Republiki Chorwacji do 2020, „Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej” 2014, nr 3 (717), s. 182–188; i d e m, *Projekty energetyczne na Bałkanach – szansa wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Europy*, „Przegląd Geopolityczny” 2014, t. 9, s. 53–70; i d e m, *Gazociąg Północ-Południe oraz rozwój sektora gazowego realną szansą dla zrównoważonego rozwoju Polski*, [w:] *Zrównoważony rozwój. Debiut naukowy* 2014, red. T. J e m c z u - r a, H. A. K r e t e k, Racibórz 2015, s. 31–41; i d e m, *Strategia energetyczna Republiki Bułgarii do 2020 roku*, „Polityka Energetyczna” 2015, t. 18, z. 2, s. 111–128; i d e m, *Bezpieczeństwo energetyczne bałkańskich państw (na przykładzie Republiki Chorwacji oraz Republiki Serbii)*, [w:] *Bałkany Zachodnie w systemie bezpieczeństwa euroatlantyckiego*, red. A. G ł o w a c k i, S. L. S z c z e s i o, Łódź 2015, s. 331–360.

Bezpieczeństwo energetyczne a polityka oraz strategia energetyczna państwa – zarys teoretyczny

1.1. Bezpieczeństwo energetyczne państwa

Bezpieczeństwo jest podstawową potrzebą człowieka, która w ostatnich dekadach nabrała szczególnego znaczenia. Pojęcie to często jest zestawiane w opozycji do ogólnego zagrożenia funkcjonowania i bytu człowieka, a w obecnych czasach w kontekście zagrożenia szczególnymi czynnikami, tj. terroryzmem, kryzysem gospodarczym, wojną itp. O stopniu ogólności omawianego pojęcia świadczy zdefiniowanie bezpieczeństwa w słowniku języka polskiego jako stanu niezagrożenia¹. Przykładowo Cambridge Dictionary wskazuje, że *security* to m.in. ochrona osób, budynków, organizacji lub państwa przed zagrożeniami takimi jak przestępczość czy atak z zagranicy². Natomiast pojęcie *safety* oznacza stan lub miejsce cechujące się brakiem zagrożenia czy ryzyka³. Z tego względu konieczne jest uszczegółowienie pojęcia bezpieczeństwa poprzez rozróżnienie jego rodzajów. Wydaje się, że czytelną typologią jest następujący podział:

1. Ze względu na obszar, jaki obejmuje – bezpieczeństwo globalne, bezpieczeństwo międzynarodowe, bezpieczeństwo regionalne, bezpieczeństwo narodowe.
2. Ze względu na stosunek do obszaru państwa – bezpieczeństwo zewnętrzne i bezpieczeństwo wewnętrzne.
3. Ze względu na dziedzinę, w jakiej występuje – bezpieczeństwo ekologiczne, ekonomiczne, energetyczne, informatyczne (cybernetyczne, teleinformatyczne), kulturowe, militarne, polityczne, czy też socjalne i społeczne.

1 Słownik języka polskiego, PWN, <https://sjp.pwn.pl/sjp/bezpieczenstwo;2443939.html>, 20.08.2019.

2 Cambridge Dictionary, <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/security>, 20.08.2019.

3 Cambridge Dictionary, <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/safety>, 20.08.2019.

W związku z tym można zauważyć, że poszczególne rodzaje bezpieczeństwa są ze sobą sprzężone, tworząc sieć wzajemnych powiązań. Przykładowo zagrożenie bezpieczeństwa regionalnego powoduje zagrożenie dla bezpieczeństwa międzynarodowego, zagrożenie bezpieczeństwa wewnętrznego państwa wpływa na bezpieczeństwo narodowe, czy też zagrożenie bezpieczeństwa militarnego państwa przekłada się na ograniczone bezpieczeństwo zewnętrzne tego państwa. Jednocześnie zarysowuje się pewna konstatacja, że zapewnienie bezpieczeństwa w zakresie wybranej dziedziny ma istotne znaczenie nie tylko dla bezpieczeństwa państwa, ale też w szerszej perspektywie, tzn. regionalnej, a nawet globalnej.

Wśród wymienionych powyżej dziedzin należy wyróżnić bezpieczeństwo energetyczne, które po kryzysie naftowym z lat 70. XX w. stało się priorytetowym obszarem polityki wysokorozwiniętych państw świata. Istnieje cały szereg definicji pojęcia bezpieczeństwa energetycznego, dlatego też zostaną przywołane tylko niektóre z nich. Warto również zaznaczyć ich zróżnicowanie z racji tego, że odnoszą się do różnych wymiarów bezpieczeństwa energetycznego. Inaczej jest ono definiowane, kiedy uwzględnia się perspektywy krótkoterminowe – bierze się wówczas pod uwagę m.in. kwestie związane z ryzykiem wstrzymania dostaw nośników energii przez głównych producentów. W inny sposób jest ono definiowane w zakresie dyskusji o kwestiach długoterminowych, takich jak np. wyczerpywanie się zasobów surowców oraz wzrost ich cen⁴. W związku z tym już na wstępie należy podkreślić, że nie ma jednej powszechnie akceptowalnej definicji bezpieczeństwa energetycznego. Pojęcie to jest na tyle szerokie, że wysoce utrudniona, ale też mijająca się z celem byłaby próba ujęcia go w jakiejś syntetycznej, uniwersalnej postaci. Niemniej, jak zostało wspomniane, zarówno w piśmiennictwie polskim, jak i obcojęzycznym można zidentyfikować wiele wartościowych prób wyjaśnienia, czym jest bezpieczeństwo energetyczne. Według Romana Neya jest to zapewnienie energii w odpowiedniej ilości i jakości po uzasadnionych ekonomicznie cenach⁵. Zbliżoną definicję proponują też: P. Czerpak⁶, J. Soliński⁷, A. Gradziuk, W. Lach, E. Posel-Częścik, K. Sochacka⁸,

4 J. Braun, *Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne – miary i czynniki wpływające na jego poziom*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2018, nr 358, s. 25.

5 R. Ney, *Perspektywy energetyczne Polski w świetle tendencji światowych*, „Polityka Energetyczna” 2000, t. 3, z. 1, s. 21.

6 P. Czerpak, *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka*, red. nauk. K. Żukowska, M. Grącik, Warszawa 2006, s. 122.

7 J. Soliński, *Główne tezy raportu Organizacji Narodów Zjednoczonych i Światowej Rady Energetycznej pt. „Światowa ocena energetyczna – energia i wyzwania szans rozwojowych”*, „Polityka Energetyczna” 2001, t. 4, z. 1, s. 15.

8 A. Gradziuk [et al.], *Co to jest bezpieczeństwo energetyczne państwa*, [w:] *Kryteria bezpieczeństwa międzynarodowego państwa*, red. S. Dębski, B. Górka-Winter, Warszawa 2003, s. 80.

K. Żukrowska⁹, a w literaturze anglojęzycznej m.in.: D. Yergin¹⁰, S. S. Haghighi¹¹, A. Yor-kan¹², J. H. Kalicki, D. L. Goldwyn¹³, J. Bordoff i inni¹⁴. Energia pierwotna pochodzi z węgla, ropy, gazu, wody oraz innych źródeł odnawialnych. Duża część energii pierwotnej jest przetwarzana na energię elektryczną, a im bardziej zaawansowana gospodarka, tym większy udział energii elektrycznej stanowi końcowe zużycie energii. W związku z tym bezpieczeństwo energetyczne polega nie tylko na zapewnieniu dostępu do energii pierwotnej, ale także, co ważniejsze, na zapewnieniu niezawodnych dostaw energii końcowej (odpowiedniej jakości i ilości). Bezsprzecznie cena surowca odgrywa istotną rolę, w tym względzie musi być ona ekonomicznie rozsądna¹⁵.

W tym miejscu warto również odnieść się do projektu strategii „Polityka energetyczna Polski do 2040”, w której bezpieczeństwo energetyczne rozumiane jest jako aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, czyli pełnego łańcucha energetycznego¹⁶. W powyższym projekcie zwrócono uwagę na ochronę środowiska naturalnego, co też odzwierciedla europejskie tendencje do identyfikacji bezpieczeństwa energetycznego również poprzez pryzmat ekologiczny¹⁷. Sascha Müller-Kraenner zauważył, że rząd niemiecki i Komisja Europejska rozumieją bezpieczeństwo energetyczne jako możliwość produk-

9 Bezpieczeństwo międzynarodowe. Przegląd aktualnego stanu, red. nauk. K. Żukrowska, Warszawa 2011, s. 397.

10 D. Yergin, *Energy Security in the 1990s*, „Journal of Foreign Affairs” 1988, Vol. 67, No. 1, s. 111.

11 S. S. Haghighi, *Energy Security: The External Legal Relations of the European Union with Major Oil and Gas Supplying Countries*, Oxford 2007, s. 14.

12 A. Yorcan, *Energy Security of European Union*, [w:] *The Future of European Energy Security. Interdisciplinary Conference*, red. L. Jesień, Kraków 2006, s. 65.

13 J. H. Kalicki, D. L. Goldwyn, *Energy and Security: Towards a New Foreign Policy Strategy*, Washington 2005, s. 9.

14 J. Bordoff, M. Deshpande, N. Pascal, *Understanding the interaction between energy security and climate change policy*, [w:] *Energy security: economics, politics, strategies, and implications*, red. C. Pascual, J. Elkind, Washington 2009, s. 214.

15 Interesującą koncepcję zaproponowali D. R. Bohi i M. A. Toman, wskazując, czym jest brak bezpieczeństwa energetycznego. Wspomniani autorzy uznali, że jest to utrata dobrobytu gospodarczego, która może być efektem zmiany ceny lub dostępności energii. D. R. Bohi, M. A. Toman, *The Economic Energy Security*, Massachusetts 1996, s. 31–58.

16 *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, projekt w. 2.1 – 8.11.2019, Ministerstwo Energii, Warszawa 2019, s. 10.

17 Na temat wpływu globalnych zmian klimatu na bezpieczeństwo energetyczne: T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne i ochrona klimatu w drugiej dekadzie XXI wieku. Energia – środowisko – klimat*, Kraków 2017, s. 19–85.

cji i wykorzystywania stosunkowo niedrogiej, pewnej i przyjaznej środowisku energii¹⁸. Oczywiście nie jest to pogląd uniwersalny z racji tego, że istnieje wiele państw, które kładą nacisk zwłaszcza na ekonomiczność (opłacalność) swojego sektora energetycznego, ignorując przy tym zagrożenia dla środowiska naturalnego.

Warto również zauważyć, że w piśmiennictwie angielskim wielu specjalistów ogranicza pojęcie bezpieczeństwa energetycznego do zapewnienia ciągłości dostaw surowców energetycznych¹⁹. Oznacza to, że niedobór energii jest oznaką niepewności i należy przeciwdziałać takiemu zagrożeniu. Co istotne, zmienność cen surowców czy energii nie wskazuje, że dana sytuacja jest niepewna czy też stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa. W głównej mierze najważniejszym elementem bezpieczeństwa energetycznego są niezawodne dostawy energii, a zmienność jej ceny jest naturalnym zjawiskiem ekonomicznym, które winno być uwzględniane w polityce energetycznej.

Rozważając kwestię pojęcia bezpieczeństwa energetycznego na podstawie powyższych propozycji, można odnieść wrażenie, że z perspektywy europejskiej adekwatna jest definicja rozszerzająca, tzn. ujęcie bezpieczeństwa energetycznego nie tylko z perspektywy zapewnienia dostaw energii, czy też surowców po ekonomicznie akceptowalnej cenie, ale też z punktu widzenia jakości tej energii i jej wpływu na życie człowieka oraz środowisko naturalne²⁰. Mając na uwadze rozwój technologiczny, nie można wykluczyć, że bezpieczeństwo energetyczne będzie pojmowane w jeszcze szerszym aspekcie.

18 S. Müller-Kraenner, *Bezpieczeństwo energetyczne. Nowy pomiar świata*, Szczecin 2009, s. 7. Na temat niemieckiego prośrodowiskowego podejścia do bezpieczeństwa energetycznego: R. Hillebrand, *Climate protection, energy security, and Germany's policy of ecological modernisation*, „Environmental Politics” 2013, Vol. 22/4, s. 664–678.

19 M. Scheepers [et al.], *EU Standards for Security of Supply*, ECN Publication, Energy Research Center at the Netherlands, 2006; E. Lieb-Dóczy, A. R. Börner, G. MacKerron, *Who Secures the Security of Supply? European Perspectives on Security, Competition, and Liability*, „The Electricity Journal” 2003, No. 16 (10); S. Ölz, R. Sims, N. Kirchner, *Contribution of Renewables to Energy Security*, International Energy Agency, 2007, https://www.critical-systemsinc.com/wp-content/uploads/2015/04/so_contribution.pdf, 21.10.2019; P. Wright, *Liberalisation and the Security Gas Supply in the UK*, „Energy Policy” 2005, No. 33 (17); F. Hoogeveen, W. Perlot, *The EU's Policies of Security of Energy Supply Towards the Middle East and Caspian Region: Major Power Politics?*, „Perspectives on Global Development & Technology” 2007, No. 6 (1–3).

20 Tomasz Młynarski wskazuje, że „współczesna definicja bezpieczeństwa energetycznego musi być szersza ze względu na zmianę charakteru zagrożeń i postrzegania ich przez państwa. [...] musi odnosić się nie tylko do państw, ale także innych podmiotów niepaństwowych, takich jak korporacje transnarodowe, a także do indywidualnych i zbiorowych konsumentów”. T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku. Mozaika interesów i geostrategii*, Kraków 2011, s. 33–34.

Dla zrozumienia, czym jest bezpieczeństwo energetyczne państwa, istotne znaczenie ma kwestia wskazania determinantów, które bezpośrednio na nie wpływają. Dynamicznie zmieniające się uwarunkowania geopolityczne oraz możliwości technologiczne, ale też cały szereg innych wskaźników, powodują, że nie sposób stworzyć zamkniętego katalogu czynników kształtujących bezpieczeństwo energetyczne państwa. Z tego względu poniżej zostały przytoczone tylko niektóre z nich, ale też kluczowe z punktu widzenia przedmiotu niniejszego opracowania²¹.

Wśród determinantów wpływających na bezpieczeństwo energetyczne państwa należy wymienić:

1. Sytuację międzynarodową – poziom bezpieczeństwa i jakość stosunków międzynarodowych w perspektywie regionalnej przekłada się na geopolityczne położenie państwa. Tym samym im stabilniejsza sytuacja w otoczeniu danego państwa, tym korzystniejsze uwarunkowania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ważne w tym względzie jest także postrzeganie danego państwa jako miejsca dla międzynarodowych inwestycji, nie tylko ze względów geograficznych, ale też polityczno-gospodarczych. W tej materii istotne jest uznanie państwa na arenie międzynarodowej, jego aktywność oraz członkostwo w organizacjach międzynarodowych.
2. Sytuację wewnętrzną państwa – kluczowe znaczenie ma tu stan gospodarczy i poziom rozwoju, ale też sytuacja polityczna państwa. W następstwie tego na jakość bezpieczeństwa energetycznego państwa bezpośrednie przełożenie ma jego wewnętrzna sytuacja polityczna i gospodarczo-społeczna. Autorytarny system rządów może powodować, że dane państwo dotkną międzynarodowe sankcje powodujące problemy gospodarcze, a w dalszej kolejności naruszenie bezpieczeństwa energetycznego.
3. Poziom zasobów strategicznych surowców (nośników energetycznych) na obszarze państwa – kwestia bogactwa naturalnego szczególnie w aspekcie ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla czy też odnawialnych źródeł energii ma szczególne znaczenie dla poziomu bezpieczeństwa. W tym względzie możemy wyróżnić państwa surowcowe (producenckie), producencko-konsumpcyjne oraz konsumpcyjne. Zdecydowanie najmniej korzystne uwarunkowania występują w przypadku braku zasobów strategicznych, co powoduje potrzebę importu surowców bądź energii (państwa konsumpcyjne).

21 Na temat wymiaru oraz determinantów bezpieczeństwa energetycznego zob. T. Z. Leszczyński, *Państwa bałkańskie i Turcja w polityce bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej (2001–2010)*, Warszawa 2013, s. 51–118. Propozycja wskaźników bezpieczeństwa energetycznego zob. R. Riedel, *Bezpieczeństwo energetyczne we współczesnej securitologii*, [w:] *Bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej*, red. P. Mickiewicz, P. Sokołowska, Toruń 2010, s. 20–21; P. Soroka, *Bezpieczeństwo energetyczne. Między teorią a praktyką*, Warszawa 2015, s. 27–38.

4. Pochodzenie źródeł zaopatrzenia w surowce (krajowe, zagraniczne) – bezpośrednio z poprzednim punktem wiąże się kwestia pochodzenia źródła surowców lub energii. W obecnych czasach dla większości państw źródło ropy czy gazu znajduje się poza ich granicami, przez co są uzależnione od ich dostaw. Niemniej w tym kontekście ważny jest stopień uzależnienia oraz zakres ilościowy źródeł. Zdecydowanie trudniej jest utrzymać bezpieczeństwo energetyczne, jeżeli dane państwo jest w wysokim stopniu uzależnione od surowców zagranicznych. Najbardziej oczekiwaną sytuacją jest utrzymanie niezależności surowcowej czy też energetycznej, ale tylko nieliczne państwa mogą pozwolić sobie na taką praktykę.
5. Stopień zróżnicowania źródeł zaopatrzenia w surowce – kwestią, która w ostatnich latach urosła do wysokiej rangi, jest dywersyfikacja źródeł surowców. Należy podkreślić, że uzależnienie od jednego źródła jest niepożądane i stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego, dlatego też państwa dążą do zróżnicowania kierunków dostaw, w szczególności surowców o znaczeniu strategicznym.
6. Możliwości oraz ilość zmagazynowanych rezerw – w każdym momencie może dojść do kryzysu energetycznego, którego następstwem będzie blokada dostaw surowców. Przeciwdziałaniu jego skutkom (choćby w sposób minimalny) służą zdolności magazynowe oraz poziom rezerw. W konsekwencji istnieje konieczność rozbudowy infrastruktury umożliwiającej przechowanie m.in. ropy oraz gazu w ilościach niezbędnych dla potrzeb danego państwa na okres umożliwiający wyjście z potencjalnie kryzysowej sytuacji.
7. Miks energetyczny państwa – zróżnicowana struktura produkcji i konsumpcji energii według kryterium nośników energii przekłada się na możliwość elastycznego dostosowania sektora energetycznego do własnych zasobów surowców. Z tego względu mikś energetyczny państwa winien uwzględniać przynajmniej kilka nośników energii, z których choć część jest dostępna na jego terytorium. System energetyczny funkcjonujący na podstawie jednego źródła energii jest wysoce ryzykowny i niepożądany w kontekście bezpieczeństwa państwa.
8. Poziom rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz ich udział w miksie energetycznym – jak zostało wspomniane, zielona energia może z powodzeniem zastąpić konwencjonalne źródła, dlatego też rozwój hydroenergetyki, energetyki wiatrowej, słonecznej czy też geotermii może wzmocnić poziom bezpieczeństwa energetycznego. Każde państwo cechuje się indywidualnym potencjałem w tym aspekcie, przez co inwestycje w OZE winny być skorelowane z istniejącymi możliwościami. Wydaje się, że im wyższy udział zielonej energii w miksie energetycznym, tym państwo jest bardziej niezależne energetycznie, samowystarczalne i nienarażone na kryzysy energetyczne. Niemniej oparcie systemu energetycznego na jednym, dwóch

źródłach OZE również może być ryzykowne, w szczególności w państwach słabo rozwiniętych gospodarczo.

9. Jakość systemu energetycznego oraz infrastruktury przesyłowej – o bezpieczeństwie energetycznym świadczy również stan technologiczny szeroko pojętego systemu energetycznego. Mowa tu nie tylko o elektrowniach, ale też infrastrukturze dostarczającej surowiec do produkcji energii, jak również infrastrukturze przesyłowej energii do konsumpcji czy tranzytu surowców i energii. Bezspornie system energetyczny oparty na nowoczesnej technologii (niskoemisyjnej, efektywnej) wpływa na bezpieczeństwo energetyczne państwa. W tym kontekście istotne znaczenie ma sukcesywna wymiana starych bloków energetycznych oraz infrastruktury przesyłowej, tj. rurociągów oraz linii elektroenergetycznych.

Wymienione powyżej czynniki bezpieczeństwa energetycznego państwa można w uproszczeniu, idąc za propozycją G. Bartodzieja i M. Tomaszewskiego, zaszerzować w trzech subdziedzinach i wyróżnić²²:

1. Bezpieczeństwo polityczne – przejawiające się w stabilnym dostępie do źródeł energii, dróg transportowych i urządzeń przetwarzających energię.
2. Bezpieczeństwo techniczne²³ – oznaczające niezawodność i wystarczalność infrastruktury technicznej gospodarki energetycznej państwa.
3. Bezpieczeństwo technologiczne – charakteryzujące się wykorzystaniem zaawansowanej, nowoczesnej technologii oraz nowych źródeł energii, ale też badaniami naukowymi i rozwojem wiedzy oraz technologii.

W tym miejscu warto również zwrócić uwagę na precyzyjną i nieco szerszą typologię wskaźników bezpieczeństwa energetycznego R. Kucęby, A. Pabiana i F. Byłoka, którzy wyróżnili następujące determinanty²⁴:

1. Ekonomiczne – dywersyfikacja źródeł energii, zwiększone wykorzystanie OZE, w tym biopaliw, zmniejszenie energochłonności w procesie produkcji, przetwarzania oraz transportu energii, rozwój konkurencyjnych rynków energii pierwotnej.
2. Techniczne – wykorzystanie innowacyjnej technologii w produkcji i transporcie energii, uzyskanie stosownych zdolności magazynowych i rezerw, pozwalających na przetrwanie w sytuacjach kryzysowych.

22 G. Bartodziej, M. Tomaszewski, *Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne*, Racibórz–Warszawa 2009, s. 74.

23 Niektórzy autorzy wskazują, że wymiar techniczny powinien być wyłączony z czynników bezpieczeństwa energetycznego (*security*), a włączony do szerszego pojęcia bezpieczeństwa (*safety*). A. Gradziuk [et al.], *op. cit.*, s. 76.

24 R. Kucęba, A. Pabian, F. Byłok, *Energy security intensification determinants in the chain of final energy value creation*, „Polish Journal of Management Studies” 2010, Vol. 2, s. 73.

3. Ekologiczne – ograniczenie degradacji środowiska naturalnego, zanieczyszczenia powietrza i wody.
4. Społeczne – dopasowanie podaży energii do popytu, przejrzyste prawo zwłaszcza w dziedzinie dystrybucji paliw i wykorzystywania OZE.

Uzupełniając dotychczasowe rozważania, należy również przywołać koncepcję bezpieczeństwa energetycznego wystosowaną przez Międzynarodową Agencję Energetyczną. Instytucja ta definiuje wspomniane pojęcie jako nieprzerwaną dostępność do źródeł energii po przystępnej cenie i bada to zjawisko w perspektywie krótko- oraz długoterminowej²⁵. Pierwsza z wymienionych odnosi się do zdolności i możliwości szybkiego reagowania na nagłe zmiany równowagi podaży i popytu energii. Natomiast w perspektywie długoterminowej bezpieczeństwo energetyczne dotyczy terminowych dostaw energii zgodnie z rozwojem gospodarczym i zrównoważonymi potrzebami środowiskowymi²⁶. Koncepcja ta jest o tyle istotna, że ujmuje bezpieczeństwo energetyczne z perspektywy czasowej, co też ma kluczowe znaczenie dla polityki energetycznej państwa, czy też kreowania przez jego organy odpowiedniej strategii energetycznej.

1.2. Polityka oraz strategia energetyczna państwa

Rozważając problematykę bezpieczeństwa energetycznego państwa, należy odwołać się do zagadnienia polityki oraz strategii energetycznej. Ogólnie rzecz ujmując, polityka to nic innego jak reakcja władzy wobec okoliczności, jakie cechują poszczególne obszary funkcjonowania społeczeństwa. Z tego względu organy władzy (np. rząd) dążą do utrzymania panujących warunków albo też ich zamiarem jest zmiana, tak by zrealizować potrzeby społeczne. Polityka energetyczna to wycinek polityki państwa, której zasadniczym celem jest permanentne realizowanie potrzeby społecznej, jaką jest zapewnienie energii. Oczywiście kwestia ta wiąże się z całym szeregiem szczegółowych działań władzy, których zamierzeniem jest adekwatny do potrzeb społecznych dostęp do energii. Wskazuje się, że polityka energetyczna państwa koncentruje się przede wszystkim na produkcji, dystrybucji oraz konsumpcji energii. Niemniej należy mieć na uwadze, że jest to sformułowanie na tyle ogólne, że wymaga doprecyzowania poszczególnych elementów.

25 International Energy Agency, <https://www.iea.org/topics/energysecurity/>, 25.10.2019.

26 Na temat wymiaru czasowego bezpieczeństwa energetycznego zob. E. Cziomer, M. Lasoń, *Podstawowe pojęcia i zakres bezpieczeństwa międzynarodowego i energetycznego*, [w:] *Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku*, red. E. Cziomer, Kraków 2008, s. 25; W. Bojarski, *Ogólne problemy bezpieczeństwa energetycznego Polski*, [w:] *Symposium pt.: Bezpieczeństwo systemów energetycznych*, Warszawa 8–9 XII, 2004, s. 9.

Z punktu widzenia produkcji ważne pozostaje określenie jej wielkości oraz źródeł. Tradycyjnie uznaje się, że produkcja, w szczególności energii elektrycznej, powinna być sprzężona z konsumpcją. Oczywiście bardzo trudno osiągnąć idealny balans między tymi dwoma wskaźnikami, często więc państwo cechuje się niedoborem lub nadwyżkami energii. Globalizacja oraz procesy integracyjne, zwłaszcza w Europie, przekładają się na sytuację, w której istnieje możliwość zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej na rynkach zagranicznych. Problematyka źródeł również jest istotna, gdyż często decyduje o jakości energii, ale też o poziomie niezależności energetycznej. Mowa tu o strukturze produkcji energii ze względu na jej nośniki (surowce energetyczne). Historycznie najbardziej korzystne było oparcie energetyki na krajowych surowcach energetycznych, aczkolwiek obecnie właściwie każde rozwinięte państwo dysponuje zróżnicowanym miksem energetycznym, wymagającym importu surowców z różnych kierunków. W tym też względzie duży nacisk kładzie się na odnawialne źródła energii, które w przyszłości z powodzeniem mogą zastąpić bądź zredukować wykorzystanie konwencjonalnych surowców energetycznych, takich jak węgiel, ropa naftowa czy gaz ziemny²⁷.

Kolejnym równie ważnym elementem polityki energetycznej jest dystrybucja energii. W aspekcie wewnętrznym (państwo) oznacza zapewnienie obywatelom dostępu do energii (takiej samej jakości, po tej samej cenie). Zadanie to realizuje szeroko pojęta sieć dystrybucyjna (linie energetyczne, gazociągi itp.). W aspekcie zewnętrznym (międzynarodowym) rozumiane jest jako połączenie rynku krajowego z międzynarodowymi, w celu umożliwienia przepływu energii oraz surowców energetycznych (mosty energetyczne, interkonektory gazowe, ropociągi transgraniczne itp.). Szczególnym wyzwaniem dla państwa w tym kontekście są obszary tzw. ubóstwa energetycznego (ang. *fuel poverty*), często powstałe wskutek niedostatecznej sieci dystrybucyjnej energii. Produkcja oraz dystrybucja powinna być skorelowana z konsumpcją energii. Zadaniem władzy oraz kreowanej przez nią polityki energetycznej jest precyzyjne określenie poziomu konsumpcji oraz dopasowanie do niej produkcji z uwzględnieniem możliwości produkcyjnych i dystrybucyjnych. Zbyt duża podaż energii elektrycznej bądź surowców energetycznych przekłada się na potrzebę eksportu, natomiast w sytuacji odwrotnej niezbędny jest import.

Sektor energetyczny nie jest jednak odizolowany od innych obszarów funkcjonowania współczesnego społeczeństwa. Wręcz przeciwnie, wzajemnie przeplata się z innymi sektorami gospodarki państwa. Powszechny jest więc pogląd, że polityka energetyczna nie obejmuje tylko problematyki związanej z energią, ale też winna być ujęta w szerszym

27 Na temat odnawialnych źródeł energii i ich znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego: T. Młynarski, M. Tarnawski, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2015, s. 127–169.

kontekście z uwzględnieniem polityki społecznej, środowiskowej czy choćby nawet podatkowej²⁸. Przywołując procesy globalizacyjne, należy zaznaczyć, że obecnie polityka energetyczna państwa wymaga zharmonizowania jej z otoczeniem międzynarodowym. Obecnie nie jest wskazane, a niekiedy bywa niemożliwe realizowanie polityki energetycznej w sposób autonomiczny, bez względu na państwa sąsiednie czy też region. Mamy raczej do czynienia z międzynarodową siatką powiązań, które stanowią poważne wyzwanie dla władz określających politykę energetyczną państwa. Przykładem jest choćby „międzynarodowa walka” z gazami cieplarnianymi, która obliuguje niektóre państwa do dostosowania swojej polityki energetycznej do wymagań polityki międzynarodowej np. poprzez dekarbonizację energetyki.

Politykę energetyczną można rozpatrywać na wielu płaszczyznach. Wydaje się, że kluczową jest ta odnosząca się do fundamentalnych zagadnień, takich jak określenie źródeł energii, wskazanie, kto powinien nimi dysponować i w jaki sposób je wykorzystywać. Jest to o tyle istotne, że władza danego państwa (np. rząd) może opowiedzieć się za zintegrowanym systemem dostaw energii lub też za bardziej rozproszonym. W tym aspekcie nieodzowna jest współpraca władz z prywatnymi inwestorami, którzy dysponują nie tylko kapitałem, ale także innowacyjną technologią. Warto również podkreślić, że realizacja wielkich projektów międzynarodowych przekłada się na potrzebę elastycznego dostosowywania polityki energetycznej państwa do otoczenia międzynarodowego, a ze strony władz danego państwa stworzenia odpowiednich warunków prawnych czy też podatkowych dla inwestorów zagranicznych. W świetle powyższych rozważań nasuwa się twierdzenie, że polityka energetyczna winna balansować między tym, co pozostaje w zakresie władzy publicznej, a tym, co przeznaczone jest dla prywatnych inwestorów. Skrajnie niekorzystna jest więc polityka energetyczna, która dąży do pełnej nacjonalizacji sektora energetycznego, ponieważ może spowodować jego stagnację technologiczną i rozwojową, nierentowność, czy też niedostosowanie do uwarunkowań międzynarodowych. Z drugiej strony zbyt liberalizacja może prowadzić do sytuacji, w której władze państwa utracą kontrolę nad strategicznym sektorem państwa, jakim jest energetyka, z tej przyczyny, jak zostało wspomniane, tak ważne jest odpowiednie wyważenie interesów publiczno-prywatnych. W ostatnich latach coraz mocniejszym ogniwem w dyskusji nad polityką energetyczną państwa jest społeczeństwo, a precyzując – oczekiwania społeczne wobec władz dotyczące wyznaczników polityki energetycznej. Współpraca ta jest ważna zwłaszcza w aspekcie rozwoju infrastruktury energetycznej. Brak porozumienia czy też stosownej kampanii informacyjnej może powodować blo-

28 A. D. Owens, *Energy Policy*, [w:] *Energy Policy: Encyclopedia of Life Support Systems*, red. A. D. Owens, 2009, s. 6, <https://www.eolss.net/Sample-Chapters/Co8/E3-21.pdf>, 21.11.2019.

kałą inwestycji przez społeczność lokalną, a w perspektywie ogólnospołecznej może wymuszać na władzy zmianę polityki energetycznej np. poprzez dekarbonizację czy odejście od energetyki nuklearnej.

Politykę energetyczną często określa się poprzez pryzmat celów, do jakich państwo dąży. Wśród nich można wyróżnić: efektywność dostaw oraz wykorzystania energii, zróżnicowanie źródeł energii, spójność celów polityki energetycznej z innymi celami polityki państwa, ochronę zasobów energetycznych, zrównoważony rozwój dostaw energii, badania w zakresie źródeł i dostaw energii oraz cały szereg innych celów²⁹. Władze państwa osiągają założone cele polityki energetycznej, wykorzystując przy tym odpowiednie instrumenty. Wśród nich można wymienić środki finansowe i prawne, nadzór właścicielski, prowadzenie polityki energetycznej, działania na forum instytucji międzynarodowych, przekształcenia restrukturyzacyjne, działania informacyjne oraz regulacyjne odpowiednich podmiotów czy też wyspecjalizowanych instytucji³⁰. Nieodczowne w tym miejscu jest również odwołanie się do procesu transformacji energetycznej, który jest nierozdzielnie połączony z polityką energetyczną państwa. Wąskie ujęcie transformacji energetycznej oznacza przejście z systemu energetycznego, wykorzystującego nieodnawialne źródła energii (paliwa kopalne), na system energetyczny oparty głównie na źródłach odnawialnych. W efekcie w polityce energetycznej państwa coraz mocniejszy nacisk położony jest na aspekt ekologiczny, który zakłada stopniowe zastępowanie węglowodorów na OZE we wszystkich niemal obszarach działalności człowieka (transport, przemysł, energetyka, ciepłownictwo itp.)³¹. Proces transformacji energetycznej wyraźnie przyspieszył w ostatnich dekadach, w szczególności w państwach wysokorozwiniętych, ale też w rozwijających się. Zauważono, że technologia OZE sprzyja uniezależnieniu się od zagranicznych surowców energetycznych, dlatego też w wielu państwach stanowi nieodzowny element polityki energetycznej. Warto również podkreślić, że wiele państw ma ograniczone rezerwy paliw kopalnych (bądź ich w ogóle nie ma), co tym bardziej skłania do przestawienia sektora energetycznego w kierunku zielonej energii. W szerszym kontekście transformację energetyczną określa się jako popularyzację niskoemisyjnych źródeł energii z uwzględnieniem energooszczędnej technologii produkcji energii. Z tego też względu jednym z elementów transformacji energetycznej jest upowszechnianie idei oszczędzania energii, co ma się przełożyć na

29 *Ibidem*, s. 7.

30 Z. Dziedzic, *Państwowe monopole czy w pełni liberalny rynek energii – co bardziej sprzyja bezpieczeństwu energetycznemu?*, „Przegląd Strategiczny” 2011, nr 2, s. 356.

31 T. Młynarski, A. Szurlej, M. Ruszel, *The concept of energy transition*, [w:] *Energy Policy Transition – The Perspective of Different States*, red. M. Ruszel, T. Młynarski, A. Szurlej, Rzeszów 2017, s. 29.

poprawę efektywności energetycznej w różnych sektorach przemysłu i usług (takich jak energooszczędne oświetlenie, kogeneracja)³². Co istotne, energooszczędna technologia może być z powodzeniem wykorzystywana w rozproszonych bądź autonomicznych systemach energetycznych, co umożliwia odciążenie scentralizowanego systemu. Natomiast w dłuższej perspektywie czasowej przewiduje się, że główni konsumenci energii (zakłady przemysłowe, gospodarstwa domowe) będą nie tylko zużywać energię, ale też produkować ją na własne potrzeby. W założeniu nowoczesna technologia ma być nie tylko prośrodowiskowa, ale też stwarzać szansę na częściową lub całkowitą samowystarczalność energetyczną głównych konsumentów energii. W polityce energetycznej wielu państw jest uwzględniana powyższa potrzeba, dlatego też przeznaczane są m.in. dotacje, dopłaty na instalacje fotowoltaiczne, czy też inne oparte na OZE.

Analizując kwestie związane z polityką energetyczną, należy także odwołać się do problematyki strategii energetycznych. Istnieje wiele koncepcji wyjaśniających, czym jest strategia w obszarze energetyki państwa. Jedną z nich jest zaproponowana przez P. Sorokę, w świetle której strategia energetyczna to długofalowe działania z wyprzedzeniem zapobiegające zagrożeniom dla żywotnych interesów narodowych związanych z funkcjonowaniem systemu energetycznego państwa albo działania likwidujące te zagrożenia bądź też będące odpowiedzią na różne wyzwania w tej dziedzinie, a także działania wykorzystujące szanse dla realizacji tych interesów³³. Niemniej należy zwrócić uwagę, że niektóre państwa (np. USA) tworzą krótkoterminowe strategie energetyczne, dzięki czemu mogą elastycznie dostosowywać swoje potrzeby do dynamicznie zmieniających się warunków politycznych i gospodarczo-społecznych. Wydaje się, że pragmatyczne podejście do wyznaczników strategii energetycznych jest korzystne i stwarza możliwości szybkiej reakcji zwłaszcza w sytuacjach nieprzewidywalnych, ale mających duży wpływ na sytuację danego państwa. Z drugiej strony mamy wiele państw, które tworzą swoje strategie energetyczne w perspektywie nawet kilkudziesięciu lat, co oczywiście umożliwia przegląd kierunków rozwoju sektora energetycznego, ale też utrwała pewien schemat, który już po kilku latach może być nieadekwatny do rzeczywistości. Niewiele państw na świecie ma możliwość zrealizowania długofalowej strategii energetycznej, gdyż duży wpływ na jej kształt mają czynniki zewnętrzne, takie jak sytuacja polityczna i gospodarczo-społeczna w sąsiedztwie czy też regionie, kryzysy energetyczne, konflikty w obszarze źródeł surowców energetycznych, zaburzenie dystrybucji czy też kształtowanie się ceny surowców energetycznych oraz wiele innych

³² *Ibidem*.

³³ P. Soroka, *Strategia bezpieczeństwa zewnętrznego Polski. Proces formułowania*, Warszawa 2006, s. 28.

determinantów. Można w tym miejscu odwołać się do propozycji C. Tarean, która podkreśliła, że długofalowa strategia energetyczna jest deklaracją woli oraz wsparcia ze strony państwa wobec partnerów z sektora energetycznego mającą w założeniu określić kierunki zmian politycznych³⁴. W tym też kontekście ważnym elementem strategii energetycznej jest kooperacja publiczno-prywatna oraz przewidywalność polityki władz państwa wobec sektora energetycznego.

Państwo, tworząc strategię energetyczną, dąży do zdefiniowania żywotnych interesów w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. W tym też względzie istotne jest określenie zagrożeń oraz wyzwań dla przyszłego funkcjonowania państwa. Jak zostało wspomniane, jest to przedsięwzięcie wymagające nie tylko określenia celów strategii, ale też dostosowania ich do dynamicznie zmieniającej się sytuacji międzynarodowej. Postępujący proces globalizacji oraz tworzenia się sieci skomplikowanych powiązań międzypaństwowych powoduje, że przyjęte cele strategii energetycznej mogą w stosunkowo krótkim okresie ulec dezaktualizacji. Pomimo to państwo powinno określić cele swojej strategii energetycznej, gdyż w ten sposób zdecydowanie skuteczniej rządzący mogą realizować szeroko pojętą politykę, ale też polityka ta jest zrozumiała dla otoczenia międzynarodowego czy też inwestorów zagranicznych. Ponownie odwołując się do analizy P. Soroki, można pogrupować ogólne cele strategii bezpieczeństwa energetycznego w następujący sposób³⁵:

1. Zagwarantowanie stabilnego funkcjonowania systemu energetycznego państwa poprzez dążenie do zrównoważonego popytu i podaży energii (z uwzględnieniem akceptowalnej ceny).
2. Zapewnienie niezawodnych i nieprzerwanych dostaw nośników energii zasilających poszczególne podsystemy sektora energetycznego państwa, takich jak system elektroenergetyczny i ciepłowniczy, gazowy, naftowy itd.
3. Wypracowanie efektywnego (ale też oszczędnego) oraz bezpiecznego dla życia człowieka i środowiska naturalnego sektora energetycznego państwa.
4. Posiadanie niezawodnej, dobrze rozwiniętej infrastruktury produkcyjnej, przetwórczej, przesyłowej, a także magazynowej energii oraz surowców energetycznych.
5. Zagwarantowanie stosownego tempa transformacji energetycznej państwa z uwzględnieniem przyszłych potrzeb społecznych, jak też dostosowanego do możliwości gospodarczych państwa i wymagań międzynarodowych.

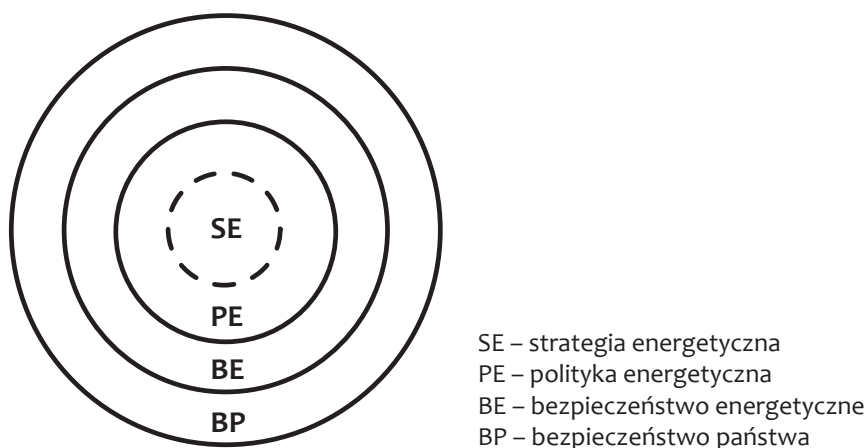
34 C. Tarean, *Long term energy strategies and policies: challenges*, „Procedia Technology” 2015, No. 19, s. 632.

35 P. Soroka, *Bezpieczeństwo energetyczne...*, s. 76.

Powyższe cele nie stanowią katalogu zamkniętego, z tej przyczyny ich zakres może być zdecydowanie szerszy i dostosowany do potrzeb konkretnego państwa. Niemniej jednak należy podkreślić, że ich uniwersalny charakter pozwala dostrzec, czym jest strategia bezpieczeństwa energetycznego. Nieodzowne w tej materii jest również zwrócenie uwagi na sposoby, środki i instrumenty, dzięki którym możliwa jest faza realizacji strategii. Sama koncepcja jest niewystarczająca i musi uwzględniać możliwości (polityczne, gospodarczo-społeczne, technologiczne) państwa.

Reasumując powyższe syntetyczne rozważania teoretyczne, można ująć poszczególne elementy bezpieczeństwa energetycznego państwa w następujący sposób (rys. 1):

Rysunek 1. Elementy bezpieczeństwa energetycznego państwa



Źródło: opracowanie własne.

Zaproponowany uproszczony model sprzężonych relacji między elementami bezpieczeństwa energetycznego wskazuje nie tylko na hierarchię poszczególnych elementów, ale też na ich współzależność, która ostatecznie ma przełożyć się na bezpieczeństwo państwa. Wydaje się, że elementarnym składnikiem jest strategia energetyczna państwa (krótkoterminowa, długoterminowa), ponieważ wynika ona z polityki energetycznej państwa. Choć też można ująć te dwa elementy na zasadzie odwrotnej, tzn. że polityka energetyczna wynika ze strategii (długoterminowej). Oba pojęcia są ze sobą nierozdzielnie połączone, dlatego też czasami granica między nimi czy też ustalenie hierarchii jest kwestią sporną. Przyjąć jednak można, że bezpieczeństwo energetyczne jest osiąga-

ne m.in. polityką państwa, której jednym z elementów jest polityka energetyczna. Stąd można zgodzić się z twierdzeniem, że strategia energetyczna jest „narzędziem” polityki energetycznej, określającym konkretne sposoby, metody oraz środki jej realizacji. Z tego względu wydaje się, że strategia energetyczna to wyraźnie określone i uszczegółowione cele polityki energetycznej. Cele, które są osadzone w sprecyzowanej perspektywie czasowej i osiąmane za pomocą metod i środków, jakimi dysponuje władza państwowa. Zrealizowanie strategii energetycznej pozwala zweryfikować założenia polityki energetycznej i dostosować ją do dynamicznie zmieniającego się otoczenia międzynarodowego.

Projekty energetyczne na obszarze Bałkanów, Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej

2.1. Najważniejsze projekty energetyczne

Bezpieczeństwo energetyczne od wielu lat stanowi ważny aspekt bezpieczeństwa państwa. Niemniej należy rozpatrywać tę kwestię nie tyle z punktu jednostkowego – państwa, ile w kontekście o wiele szerszym – globalnym. Europa z racji ograniczonych zasobów energetycznych jest narażona na ich deficyt i wynikające z tego faktu zagrożenia. W obecnych czasach tylko nieliczne państwa potrafią w sposób efektywny zabezpieczyć się przed ewentualnym kryzysem energetycznym. Większość jest permanentnie narażona na niedobór strategicznych surowców. Unia Europejska i tworzące ją państwa wypracowały szereg strategii energetycznych, niestety ewidentny jest brak spójnej ponadnarodowej polityki energetycznej. Nadal dominują interesy partykularne państw członkowskich, niekiedy sprzeczne ze wspólnotową ideą zintegrowanego bezpieczeństwa. Mając na uwadze kraje członkowskie UE, które z racji swojego położenia są w szczególnie trudnej sytuacji, wymagającej kompleksowej strategii na rzecz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, należy wymienić te, które przystąpiły do unijnych struktur w XXI wieku. Ich zasadniczy problem wynika z braku dywersyfikacji źródeł strategicznych surowców oraz przestarzałej infrastruktury. Kwestia ta dotyczy państw Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej, w tym przede wszystkim południowsłowiańskich republik, które od lat borykają się z poważnymi dylematami politycznymi i gospodarczymi. Należy zaznaczyć, iż państwa Europy Zachodniej są zainteresowane tym regionem zwłaszcza pod kątem możliwości realizacji własnych celów polityczno-gospodarczych. W ostatnich latach wyraźnie narasta konflikt z głównym dostawcą surowców strategicznych – Rosją, czego przykładem były kryzysy gazowe. Wskutek tego pożądanym działaniem jest poszukiwanie nowych, stabilniejszych dostawców

i kierunków dystrybucji. Z pewnością realną szansą dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państw europejskich jest basen Morza Kaspijskiego, w szczególności zasoby Azerbejdżanu, Kazachstanu oraz Turkmenistanu. Niestety poważnym utrudnieniem jest brak odpowiedniej infrastruktury przesyłowej, pozwalającej na bezpośrednie dostawy, z pominięciem Rosji. Z geograficznego punktu widzenia najkorzystniejszą drogą tranzytową dla przesyłu gazu i ropy z państw nadkaspjskich są właśnie Bałkany. W ten sposób zarysowuje się możliwość wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego nie tylko dla państw docelowych, ale też dla państw tranzytowych. Należy jednak podkreślić, że na Bałkanach aktywną politykę prowadzi również Rosja, której dążeniem jest utrzymanie pozycji najważniejszego dostawcy surowców energetycznych dla Europy¹. Ponadto na korzyść Rosjan przemawiają tradycyjnie bliskie relacje z kluczowym państwem tego regionu – Serbią. Bałkany od wieków były regionem, w którym krzyżowały się interesy imperiów. W obecnych czasach obok Rosji, Turcji do rywalizacji włączyła się Unia Europejska, a w zasadzie niektóre państwa członkowskie, np. Niemcy, Austria oraz Włochy. Z tego względu realizacja inwestycji energetycznych na obszarze Półwyspu Bałkańskiego jest w zasadzie uzależniona od woli i nakładów finansowych inwestorów. Nieco lepiej zarysowuje się sytuacja państw Europy Środkowej, które dzięki bliskości państw Europy Zachodniej mają możliwość skuteczniejszego zabezpieczenia swojego sektora energetycznego. Co więcej, w takich państwach jak Polska, Czechy, Słowacja i Węgry od wielu lat mamy do czynienia z procesem modernizacji infrastruktury energetycznej, w celu dywersyfikacji źródeł dostaw surowców, co wydaje się nieodzowne w kontekście dużej zależności surowcowej od Rosji. Kolejnym ważnym przedsięwzięciem jest również zmiana miks energetycznego, z paliw konwencjonalnych na rzecz zielonej energii.

Ostatnie dwa dziesięciolecia to okres wyjątkowych wysiłków na rzecz poprawy sytuacji energetycznej na obszarze Bałkanów oraz Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej. Inwestycje, jakie zostały (miały być) zrealizowane, dotyczą głównie konstrukcji gazociągów. Najważniejsze to South Stream, Nabucco (Nabucco West), Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP), Trans Adriatic Pipeline (TAP), Ionian Adriatic Pipeline (IAP), Turk Stream czy też Tesla Pipeline, Serbian Stream, Eastring oraz BRUA Pipeline. W zakresie planowanych ropociągów wymienia się Pan-European Oil Pipeline (PEOP), Albanian Macedonian Bulgarian Oil Pipeline (AMBO) oraz Burgas – Alexandroupoli Pipeline.

1 Narzędziem do realizacji rosyjskiej polityki zagranicznej i osiągnięcia celów geopolitycznych jest Gazprom. T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku...*, s. 169–173.

2.1.1. South Stream

Głównym założeniem budowy gazociągu South Stream było zabezpieczenie dostaw gazu ziemnego dla państw Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej oraz dystrybucja do państw Europy Zachodniej. Położony na dnie Morza Czarnego rurociąg (o długości 925 km) w założeniach miał umożliwić przesył 63 mld m³ gazu rocznie, co odpowiadałoby ok. 10% zapotrzebowania na gaz Unii Europejskiej w 2020 r.² Podwodna konstrukcja swój początek miała mieć w rosyjskim mieście Anapa w Kraju Krasnodarskim. Natomiast za punkt docelowy obrano bułgarską Galatę w okolicach Warny (rys. 2). Należy zaznaczyć, że gazociąg miał być położony w strefie wód ekonomicznych Rosji, Bułgarii i Turcji³. Z przyczyn politycznych pominięto strefę wód ekonomicznych Ukrainy⁴. Równocześnie planowano oddać do użytku sieć rurociągów doprowadzających rosyjski surowiec ze złóż do Anapy oraz przesyłających z Warny do państw odbiorców (1455 km). Założono wybudowanie niezbędnych odcinków gazociągów w poszczególnych państwach tranzytowych (Bułgaria, Serbia, Węgry, Słowenia) ciągnących się do Włoch. Zajmująca się realizacją projektu spółka South Stream została powołana przez rosyjski koncern Gazprom oraz włoski ENI już w czerwcu 2007 r. W 2010 r. do projektu przyłączył się francuski EDF, natomiast w 2011 r. niemiecki Wintershall⁵. Do zarządzania podmorską częścią gazociągu powołano spółkę South Stream Transport B.V (Gazprom 50% udziałów, Eni 20%, EDF 15%, Wintershall 15%)⁶. Natomiast w każdym z państw tranzytowych Gazprom utworzył spółki z państwowymi dostawcami gazu i ropy. Zasadniczo udział Gazpromu w tych spółkach (South Stream: Austria GmbH, Bulgaria AD, Hungary Zrt, Slovenia LLC) był na poziomie 50%, jedynie w Serbii (South Stream Serbia AG) Rosjanie posiadali pakiet większościowy 51%. W tym miejscu warto nadmienić, iż Gazprom prowadził negocjacje również z innymi bałkańskimi państwami, których celem było podłączenie ich systemów gazowych do South Stream, m.in. z Chorwacją, Bośnią i Hercegowiną, Grecją oraz Macedonią. W świetle założeń pierwsze partie gazu miały być dostarczone pod koniec 2015 r.

2 P. Turowski, *South Stream – odpowiedź na potrzeby rynku czy narzędzie polityki zagranicznej?*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2013, nr 25, s. 141.

3 L. Chugunov, *South Stream – new chain in the European energy security structure*, Moscow 2012, s. 3.

4 J. Stern, S. Pirani, K. Yafimava, *Does the cancellation of South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy?*, „The Oxford Institute for Energy Studies” 2015, s. 10.

5 D. Munteanu, C. Sarno, *South Stream and North Stream 2 – Implications for the European Energy Security*, „Analise Europeia” 2016, No. 2, s. 69.

6 *Fact Sheet – South Stream Offshore Pipeline*, <http://www.south-stream-offshore.com/about-us/vision-and-mission/>, 1.09.2019.

Należy podkreślić, że inwestycja South Stream wzbudzała wiele kontrowersji (zwłaszcza politycznych). Ukraińscy politycy wielokrotnie apelowali do rosyjskich władz o odstąpienie od jej realizacji (finalizacja projektu oznaczałaby dla Ukrainy utratę pozycji kluczowego państwa tranzytowego dla przesyłu błękitnego paliwa do krajów UE)⁷. Ponadto projekt ten uderzał w interesy Unii Europejskiej, która w tej części Europy przewidywała realizację gazociągu Nabucco. Od początku problematyczne było również finansowanie przedsięwzięcia w państwach tranzytowych, czego przejawem były skomplikowane i przedłużające się negocjacje. Pod koniec października 2013 r. pomimo wciąż trwających rozmów rozpoczęto budowę bułgarskiego odcinka, a w drugiej połowie 2014 r. miała ruszyć konstrukcja podmorskiej części gazociągu. Bez wątpienia głównym sojusznikiem Gazpromu w realizacji South Stream byli Serbowie, niemniej w tym przypadku należy wskazać na podłoże polityczne. Realizacja projektu w żaden sposób nie wpłynęłaby na dywersyfikację importu gazu dla Serbii, która w tym aspekcie nadal jest uzależniona od Rosji. Gazprom, wykupując pakiet kontrolny (51% udziałów) w serbskim koncernie naftowym (Naftna Industrija Srbije), zobowiązał się zmodernizować serbski sektor energetyczny, głównie infrastrukturę (np. renowacja podziemnego magazynu gazu w Banatskim Dvorze)⁸. Ponadto Rosjanie mieli w kolejnych latach zainwestować ok. 5 mld euro celem oddania do użytku od 3 do 4 elektrowni gazowych (w Belgradzie, Nowym Sadzie, Panczewie i Niszu) oraz kolejnego magazynu gazu. Serbski odcinek South Stream, którego budowa rozpoczęła się pod koniec listopada 2013 r., wyceniony na 1,9 mld euro, miał być w pełni sfinansowany przez Gazprom. Tymczasem pod koniec 2013 r. Komisja Europejska wydała oświadczenie w sprawie unieważnienia bilateralnych porozumień, jakie Gazprom zawarł z partnerami w kwestii budowy South Stream. Unijni dyplomaci zaznaczyli, że zawarte umowy są sprzeczne z prawem Unii Europejskiej i należy je renegocjować⁹. Kwestia ta była szczególnie problematyczna dla państw członkowskich UE zainteresowanych realizacją projektu. Kolejną przeszkodą (jak się okazało kluczową) było zaangażowanie Rosji w konflikcie na Ukrainie. Z tego względu w kwietniu 2014 r. Parlament Europejski przyjął rezolucję sprzeciwiającą się South Stream i rekomendującą poszukiwania alternatywnych dostawców gazu dla Unii Europejskiej¹⁰. W efekcie już w czerwcu 2014 r. Bułgaria wstrzymała prace nad „swoim” odcinkiem gazociągu. Warto zaznaczyć, że decyzja ta była motywowana postępowaniem

7 R. Kłaczynski, „South Stream” i „North Stream” jako narzędzia realizacji rosyjskiej polityki zagranicznej, „Nowa Polityka Wschodnia” 2013, nr 2 (5), s. 138.

8 T. Vlček, M. Jirušek, *Russian Oil Enterprises in Europe. Investment and Regional Influence*, London 2019, s. 170–171.

9 W. Hebda, *Projekty energetyczne na Bałkanach...*, s. 61.

10 Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/159923/MEPs+Oppose+South+Stream,+Seek+Sanctions+against+Russian+Energy+Firms>, 27.11.2019.

Komisji Europejskiej w sprawie naruszenia europejskich zasad uczciwej konkurencji w zamówieniach publicznych przez Bułgarię. Sprawa była na tyle poważna, że w ostateczności przełożyła się na ustąpienie rządu Oreszarskiego i przedterminowe wybory parlamentarne¹¹. Natomiast zdecydowanie odmiennie zapatrywano się na kwestię realizacji South Stream w Austrii. Pod koniec kwietnia 2014 r. zostało podpisane w Moskwie memorandum w sprawie realizacji austriackiej części gazociągu. Pojawiły się również zapewnienia, że pierwsze dostawy gazu nową nitką Austriacy otrzymają już w styczniu 2018 r.¹² Warto odnotować, że o dynamice austriacko-rosyjskiej współpracy świadczy zaangażowanie Putina, który w czerwcu 2014 r. złożył w Wiedniu wizytę, podczas której zostało podpisane porozumienie pomiędzy austriackim koncernem energetycznym OMV i Gazpromem w sprawie oddania do użytku austriackiego odcinka gazociągu¹³. Jak się okazało, wspomniane przedsięwzięcia okazały się bezowocne, ponieważ już w grudniu 2014 r. prezydent Rosji ogłosił rezygnację z South Stream na rzecz nowej koncepcji – Turk Stream. Ostatecznie projekt South Stream został „zamrożony”, niemniej w następstwie zrealizowania w listopadzie 2018 r. gazociągu Turk Stream powrót do pierwotnej idei wydaje się mało prawdopodobny.

2.1.2. Nabucco

Pierwsza dekada XXI w. to okres, w którym zauważono potrzebę dywersyfikacji dostaw gazu do Europy, z tej przyczyny pojawił się nie tylko projekt South Stream, ale też konkurencyjny wobec niego – Nabucco. Zaproponowana w 2002 r. koncepcja gazociągu zakładała dostarczanie 31 mld m³ surowca rocznie m.in. z Azerbejdżanu, Turkmenistanu oraz Iranu przez Turcję, Bułgarię, Rumunię, Węgry i Austrię do państw Europy Zachodniej¹⁴. Gazociąg nie tylko stworzyłby szansę dywersyfikacji źródeł gazu dla Europy Zachodniej,¹⁵ ale szczególnie korzystny byłby dla państw tranzytowych (takich jak Bułgaria czy

11 Euractiv, *Bulgaria's government to collapse over South Stream*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/bulgaria-s-government-to-collapse-over-south-stream/>, 3.09.2019.

12 Euractiv, *Gazprom lures Austria with South Stream branch*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/gazprom-lures-austria-with-south-stream-branch/>, 3.09.2019.

13 Deutsche Welle, *Austria defies US, EU over South Stream during Putin visit*, <https://www.dw.com/en/austria-defies-us-eu-over-south-stream-during-putin-visit/a-17734602>, 3.09.2019.

14 N. E n d i c o t t, *The Nabucco Gas Pipeline: A chance for the EU to push for change in Turkmenistan*, The Quaker Council for European Affairs, December 2009, s. 6, <http://www.qcea.org/wp-content/uploads/2011/04/rprt-nabucco-en-dec-2009.pdf>, 3.10.2019.

15 E. E r d o g d u, *Bypassing Russia: Nabucco project and its implications for the European gas security*, MPRA Paper, No. 26793, December 2010, s. 10–11, https://mpa.ub.uni-muenchen.de/26793/1/bypassing_russia_nabucco_project_and_its_implications_for_the_european_gas_security_word.pdf, 8.11.2019.

Rumunia) oraz państw środkowoeuropejskich (konkurencja dla rosyjskiego dostawcy oraz możliwość obniżki cen za gaz). W projekt zaangażowane były europejskie spółki: austriackie OMV, węgierski MOL, rumuński Transgaz, bułgarski Bulgargaz oraz turecki BOTAS¹⁶. Uzyskał również wsparcie Unii Europejskiej, gdyż już w 2003 r. Nabucco znalazł się na liście priorytetowych projektów infrastrukturalnych TEN (Trans-European Energy Network). Natomiast w 2007 r. uznany został za najważniejszy z unijnych projektów mających znaczenie dla dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego¹⁷. W kolejnych latach zawarto międzyrządowe porozumienia o realizacji inwestycji oraz uzyskano gwarancje kredytowe od Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju, Europejskiego Banku Inwestycyjnego i Międzynarodowej Korporacji Finansowej¹⁸. Pomimo wsparcia politycznego wielu państw oraz dużych możliwości finansowych zauważalny był brak konkretnych decyzji, porozumień czy też umów międzynarodowych, które zapoczątkowałyby faktyczną budowę rurociągu. W następstwie przejścia inicjatywy przez Rosjan i zaangażowaniu się niektórych państw regionu w projekt South Stream Azerowie i Turcy zdecydowali, że turecki odcinek, który pierwotnie miał być częścią Nabucco, został sfinansowany przez Azerów jako gazociąg TANAP (Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline)¹⁹. W ten sposób Nabucco stracił na znaczeniu, ale nadal otwarta pozostawała kwestia dostawy surowca z gazociągu TANAP do Europy Zachodniej. Europejscy inwestorzy zaproponowali Nabucco West, czyli ten sam korytarz gazowy (bez Turcji) tzn. z granicy turecko-bułgarskiej przez Bułgarię, Rumunię, Węgry do Austrii²⁰. Początkowo projekt przewidywał również budowę dodatkowej południowej nitki z Turcji przez Grecję do Włoch, jednak zrezygnowano z niej, gdyż Nabucco West pod koniec czerwca 2013 r. przegrał rywalizację z Trans Adriatic Pipeline (TAP) i nie został wybrany przez konsorcjum Shah Deniz jako korytarz, którym azerski gaz miałby popłynąć do Europy²¹. Niekorzystne dla inwestycji było również wycofanie się z projektu niemieckiego koncernu

16 K. B a r y s c h, *Should the Nabucco pipeline project be shelved?*, Centre for European Reform Policy Brief, 2010, s. 2.

17 P. T u r o w s k i, *Fiasko projektu Nabucco w następstwie walki o kontrolę nad szlakami transportowymi z południa*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2012, nr 22, s. 142.

18 N. E n d i c o t t, op. cit., s. 7.

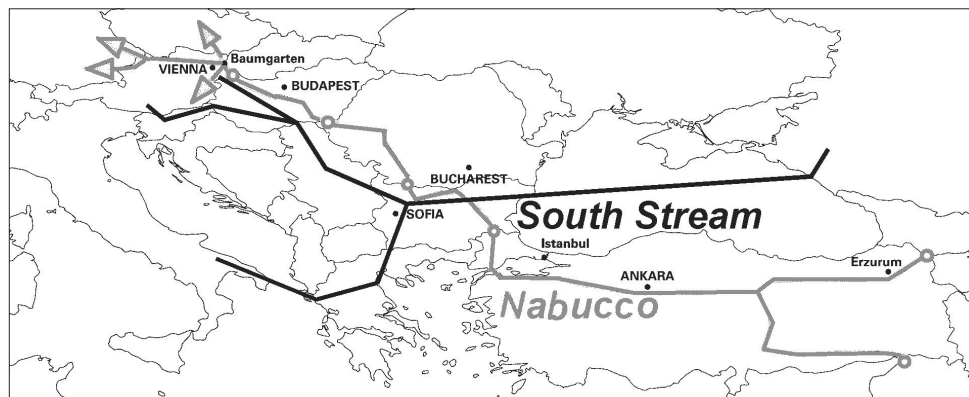
19 N. P a m i r, *Prospects for resolving the energy security problem: Trans-Anatolian Gas Pipeline*, [w:] *Trans-Anatolian Gas Pipeline: Challenges and Prospects for the Black Sea Countries and the Balkans*, red. S. B a g i r o v, Baku 2012, s. 21.

20 A. S o b j a k, K. Z a s z t o w t, *Nabucco West – Perspectives and Relevance: The Reconfigured Scenario*, „PISM Policy Paper” 2012, No. 44, s. 2.

21 P. O f f e n b e r g, *The European Neighbourhood and the EU's Security of Supply with Natural Gas*, „Jacques Delors Institut Policy Paper” 2016, No. 156, s. 14; N. S a r t o r i, *Energy and Politics: Behind the Scenes of the Nabucco-TAP Competition*, IAI Working Papers 13/27, July 2013, s. 6, <https://www.iai.it/sites/default/files/iaiwp1327.pdf>.

RWE (sprzedał swoje udziały OMV w kwietniu 2013 r.). Ostatecznie współpraca Azerbejdżanu z Turcją, w sprawie oddania do użytku gazociągów TANAP i TAP przełożyła się *de facto* na rezygnację z forsowania idei Nabucco West.

Rysunek 2. Gazociągi South Stream i Nabucco



Źródło: opracowanie własne.

2.1.3. Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline

Analizując kwestię infrastruktury przesyłowej gazu w regionie Europy Południowo-Wschodniej, należy się odnieść również do niezwykle istotnego dla jej funkcjonalności gazociągu Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP)²². Jak zostało wcześniej wspomniane, koncepcja ta wyparła forsowany od początku XXI w. projekt Nabucco. Przedsięwzięcia, choć w swoich założeniach zbieżne, odróżniało zaangażowanie zainteresowanych stron i inwestorów oraz działania w celu ich realizacji. W przypadku TANAP kolejne etapy zbliżające projekt do finalizacji były skutecznie realizowane. Kluczowe okazało się zawarcie umowy w sprawie budowy rurociągu między Azerbejdżanem i Turcją, sygnowane 26 czerwca 2012 r. przez azerskiego prezydenta Ilhama Aliyeva oraz tureckiego premiera Recepa Erdoğan²³. Prawie dwa lata później pozyskano niezbędny certyfikat oddziaływania na środowisko i społeczeństwo, co umożliwiło rozpoczęcie budowy rurociągu w 2015 r. O determinacji inwestorów świadczy fakt, że konstrukcja

22 V. S o c o r, *Azerbaijan Drives the Planning on Trans-Anatolia Gas Pipeline Project*, Eurasia Daily Monitor, Vol. 9, Is. 164, <https://jamestown.org/program/azerbaijan-drives-the-planning-on-trans-anatolia-gas-pipeline-project/>, 22.09.2019.

23 T. V. S e v i m, *Importance of TANAP in Competition Between Russia and Central Asia*, „International Journal of Energy Economics and Policy” 2013, Vol. 3, No. 4, s. 356.

o długości 1841 km powstała w trzy lata i już w czerwcu 2018 r. ruszyły pierwsze dostawy gazu z Azerbejdżanu (rys. 3). Warto wspomnieć, że na uroczystość inauguracyjną TANAP oprócz delegacji z Turcji oraz Azerbejdżanu zostali zaproszeni m.in. prezydent Serbii – Aleksandar Vučić oraz prezydent Ukrainy – Petro Poroszenko, co też świadczy o możliwości pogłębienia współpracy gazowej z państwami europejskimi²⁴. Turcja tym samym stała się kluczowym punktem węzłowym w dystrybucji gazu z Azji Środkowej do Europy²⁵. W tym miejscu należy również zaznaczyć, że większościowym udziałowcem (51%) TANAP jest azerski SOCAR, pozostała część pozostaje w posiadaniu tureckiego BOTAS (30%) oraz BP (12%) i SOCAR Turkey²⁶. Obecna wydajność gazociągu to 16 mld m³ rocznie, ale przewidywane jest podwojenie jego mocy przesyłowych do 2026 r. W przypadku włączenia Turkmenistanu do współpracy szacuje się, że zaistnieje potrzeba kolejnej przebudowy, umożliwiającej przesył 60 mld m³ gazu²⁷.

2.1.4. Trans Adriatic Pipeline i Ionian Adriatic Pipeline

Trans Adriatic Pipeline (TAP) ma w założeniu połączyć gazociąg TANAP z Europą Zachodnią, przez Grecję, Albanię, Morze Adriatyckie i Włochy (878 km) (rys. 3)²⁸. Idea gazociągu pojawiła się już w 2003 r., jednak dopiero w 2013 r. zyskała na znaczeniu kosztem Nabucco. Przez blisko 10 lat trwały różne przedsięwzięcia, których celem było wyznaczenie korytarza dla rurociągu, czy też osiągnięcie stosownych umów międzynarodowych. Wybrano wariant trasy południowej, tzn. przez Grecję i Albanię, ponieważ alternatywna trasa północna przez Bułgarię, Macedonię i Albanię była kosztowniejsza i trudniejsza do zrealizowania. W projekt jest zaangażowanych kilka spółek: brytyjskie BP (20% udziałów), azerskie SOCAR (20%), włoskie Snam (20%), belgijskie Fluxys (19%), hiszpański Enagás (16%) i szwajcarskie Axpo (5%)²⁹. Wybudowanie TAP zamiast Nabucco, jako korytarza dystrybuującego gaz do Europy Zachodniej, jest istotne nie tylko dla Azerów, ale również dla pozostałych inwestorów, w szczególności BP, które tym samym umocni swoją pozycję w regionie. Natomiast dla państw tranzytowych będzie

24 *Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline*, http://www.tanap.com/content/file/TANAP_WEB_201812.pdf, 13.09.2019.

25 M. B. K a r a n, *Re-examining Turkey's Potential of Becoming a Natural Gas Transit Hub*, [w:] *Perspectives of Energy Risk*, red. A. D o r s m a n, T. G ö k, M. B. K a r a n, Berlin–Heidelberg 2014, s. 136.

26 Reuters, *Turkey and Azerbaijan mark completion of TANAP pipeline to take gas to Europe*, <https://www.reuters.com/article/us-turkey-energy-tanap/turkey-and-azerbaijan-mark-completion-of-tanap-pipeline-to-take-gas-to-europe-idUSKBN1Y40CP>, 5.09.2019.

27 J. M. P e p e, *Beyond Energy. Trade and Transport in a Reconnecting Eurasia*, Berlin 2016, s. 224.

28 Trans Adriatic Pipeline, <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/route-map>, 11.09.2019.

29 Trans Adriatic Pipeline, <https://www.tap-ag.com/about-us>, 11.09.2019.

to jedno z kluczowych przedsięwzięć w sektorze energetyki, gdyż zarówno Albania, jak i Grecja przyznały projektowi TAP status inwestycji o narodowym znaczeniu³⁰. W lutym 2013 r. rządy Grecji, Albanii oraz Włoch podpisały trójstronne porozumienie, którego przedmiotem jest pełne wsparcie polityczne dla realizacji TAP³¹. Niemniej kluczowa dla losów TAP była wspomniana już decyzja konsorcjum Shah Deniz z czerwca 2013 r., która ostatecznie przełożyła się na rozpoczęcie budowy rurociągu w Albanii w połowie 2015 r., natomiast w Grecji w maju 2016 r. Warto zaznaczyć, że pomimo trudnego terenu dla realizacji TAP (obszar górzysty) już po roku odnotowano znaczne postępy (ponad 20% rur zostało położonych w ziemi). W listopadzie 2018 r. TAP został połączony z TANAP, a w marcu 2019 r. rozpoczęto budowę odcinka morskiego z Albanii do Włoch (105 km, najniższy punkt 810 m poniżej poziomu morza). Realizacja projektu TAP przebiega bez większych utrudnień (odnotowano niewielkie opory lokalnych społeczności), dlatego też pierwsze dostawy gazu z Azerbejdżanu do Włoch powinny mieć miejsce w 2020 r.³²

Dalszym etapem rozwoju systemu gazociągów w regionie będzie oddanie do użytku IAP (Ionian Adriatic Pipeline), mającego początek w Albanii (Fier), ciągnącego się przez Czarnogórę do Chorwacji (Split) (rys. 3). Ostatecznie IAP ma zyskać połączenie z projektowanym terminalem Adria LNG na wyspie Krk oraz z Bośnią i Hercegowiną. We wrześniu 2013 r. na spotkaniu ministrów ds. energetyki z Albanii, Czarnogóry, Bośni i Hercegowiny oraz Chorwacji potwierdzono dalsze zaangażowanie w IAP oraz zadeklarowano wspólne wysiłki na rzecz realizacji projektu³³. Z pewnością główną przyczyną wzrostu zainteresowania IAP było rozpoczęcie budowy gazociągu TAP, ponieważ racjonalność istnienia IAP jest warunkowana uprzednią funkcjonalnością TAP (połączenie obu rurociągów). Niemniej dopiero w 2016 r. zdynamizowano wspólne przedsięwzięcia, czego przejawem było wypracowanie w sierpniu na spotkaniu w Dubrowniku memorandum o współpracy pomiędzy Albanią, Chorwacją, Czarnogórą oraz Bośnią i Hercegowiną. Warto również zauważyć, że w projekt zaangażował się azerski SOCAR, co ma istotne

30 Realizacja TAP będzie miała korzystny wpływ na niektóre wskaźniki ekonomiczne Albanii oraz Grecji. Zob. D. Papadopoulou, C. N. Tourkolias, S. Mirasgedis, *Assessing the macro-economic effect of gas pipeline projects: the case of Trans-Adriatic Pipeline on Greece*, „Spoudai – Journal of Economic and Business” 2015, Vol. 65, Iss. 3/4, s. 100–118.

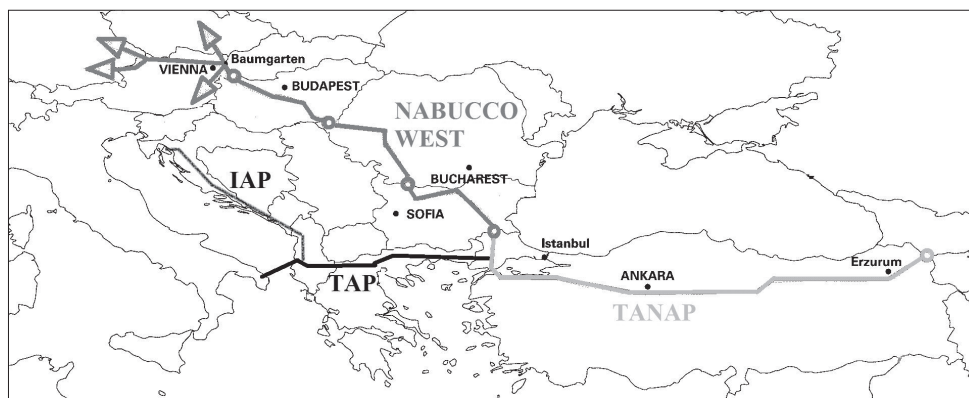
31 J. Kusznir, *TAP, Nabucco West and South Stream: The Pipeline Dilemma in the Caspian Sea Basin and Its Consequences for the Development of the Southern Gas Corridor*, „Caucasus Analytical Digest” 2013, No. 47, s. 3.

32 J. M. Roberts, *Three Pipelines and Three Seas: BRUA, TAP, the IAP and Gasification in Southeast Europe*, Atlantic Council, Global Energy Center, September 2018, https://www.atlanticcouncil.org/wp-content/uploads/2018/09/Three_Seas_and_Three_Pipelines_WEB.pdf, 10.10.2019, s. 12.

33 K. Geropoulos, *Croatia: Ionian Adriatic Pipeline is top priority*, NewEurope, <http://www.new-europe.eu/article/croatia-ionian-adriatic-pipeline-top-priority%E2%80%9999>, 1.10.2019.

znaczenie z racji finansowania budowy ponad 500 km konstrukcji³⁴. Z gospodarczego punktu widzenia IAP jest dużą szansą dla umocnienia pozycji regionalnej Chorwacji, która mogłaby dystrybuować większe ilości błękitnego paliwa do państw sąsiednich. Zostałyby również stworzone możliwości dla rozwoju sektora gazowego Bośni i Hercegowiny oraz Czarnogóry, czyli państw, których mankamentem jest ograniczony dostęp do gazu.

Rysunek 3. Gazociągi TANAP, TAP, IAP i Nabucco West



Źródło: opracowanie własne.

2.1.5. Turk Stream

O wzrastającej roli Turcji w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego Europy świadczy realizacja Turk Stream. Z jednej strony projekt ten urzeczywistnia interesy Rosji, która może dystrybuować swój surowiec do Europy z pominięciem Ukrainy, z drugiej natomiast jest dowodem na słabość UE w spójnej polityce energetycznej, co może przekładać się na stopniowe uzależnienie niektórych państw europejskich od Turcji, która efektywnie wypracowuje pozycję głównego państwa tranzytowego gazu (kosztem państw Europy Wschodniej i Środkowej). Ponadto zostały właściwie przekreślone plany, w świetle których to Bułgaria (państwo UE) miała stać się punktem węzłowym dla błękitnego paliwa zwłaszcza z obszaru nadkaspijskiego, co też z punktu widzenia UE byłoby bezpieczniejszym rozwiązaniem. Początkiem dla projektu Turk Stream była rezygnacja z koncepcji South Stream oraz Nabucco i trwający już od kilkunastu lat impas w zakresie oddania do użytku nowej infrastruktury gazowej tzw. korytarzem południowym³⁵. Kolejnym elemen-

³⁴ J. M. Roberts, *op. cit.*, s. 25.

³⁵ J. Kusznir, *The Southern Gas Corridor: Initiated by the EU, Completed by Others? TANAP, TAP, and the Redirection of the South Stream Pipeline*, „Caucasus Analytical Digest” 2015, No. 69, s. 8.

tem dynamizującym rosyjską politykę była wzrastająca rola Azerbejdżanu w kontekście finansowania budowy TANAP³⁶. Oba te czynniki przełożyły się na decyzję Władimira Putina z grudnia 2014 r. o współrealizacji wraz z Turcją projektu Turk Stream³⁷. Pomiędzy kryzysu politycznego na skutek zestrzelenia przez Turków rosyjskiego bombowca (24 listopada 2015 r.) negocjacje odnośnie do gazociągu zostały wznowione i sfinalizowane³⁸. 10 października 2016 r. przedstawiciele Rosji i Turcji podpisali w Stambule umowę międzyrządową dotyczącą budowy Turk Stream. W następstwie porozumienia już w grudniu 2016 r. spółka South Stream Transport B.V. (zależna od Gazpromu, odpowiedzialna za realizację gazociągu) podpisała kontrakt z Allseas Group S.A. (międzynarodowa spółka specjalizująca się w podwodnym układaniu rurociągów) na budowę pierwszej nitki Turk Stream (kilka miesięcy później kontrakt rozszerzono o drugą nitkę)³⁹. Projekt zakładał wybudowanie gazociągu o długości 1090 km i rocznej przepustowości 31,5 mld m³, mającego początek w pobliżu rosyjskiej Anapy w Kraju Krasnodarskim, ciągnącego się po dnie Morza Czarnego do Lüleburgaz, znajdującego się w europejskiej części Turcji⁴⁰. O trudności i kosztowności przedsięwzięcia świadczy fakt, że na odcinku ponad 900 km przewidziano konstrukcję podwodną, miejscami położoną na głębokości ponad 2000 metrów. Prace zostały rozpoczęte 7 maja 2017 r., już w marcu roku następnego ukończono połowę rurociągu, a całość oddano do użytku 19 listopada 2018 r.⁴¹ W ten sposób po upływie nieco ponad półtora roku inwestycja została zrealizowana, co jednoznacznie wskazuje na rosyjskie zaangażowanie w rywalizacji o europejski rynek gazowy.

2.1.6. Tesla, Serbian Stream, Eastring i BRUA Pipeline

W celu zwiększenia operatywności Turk Stream, szczególnie w kontekście dystrybucji gazu do państw Europy Środkowej i Zachodniej, wystosowano projekt Tesla Pipeline oraz Serbian Stream. Pierwszy z nich przewiduje połączenie Turk Stream z Austrią przez Grecję, Macedonię Północną, Serbię oraz Węgry rurociągiem o wydajności ok. 27 mld m³ rocznie.

36 S. I. Azakov, *Contribution of Azerbaijan to the energy security of the European Union*, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, No. 459, 2019, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/459/1/012011/pdf>, 7.11.2019, s. 6–11.

37 L. Franz, *From South Stream to Turk Stream. Prospects for rerouting options and flows of Russian Gas to parts of Europe and Turkey*, „Clingendael International Energy Programme Paper” 2015, No. 5, s. 19.

38 D. Munteanu, C. Sarno, *op. cit.*, s. 74–75.

39 Gazprom, <https://www.gazprom.com/projects/turk-stream/>, 21.09.2019.

40 L. Franz, *op. cit.*, s. 20.

41 Sputnik, <https://sputniknews.com/business/201811121069721289-russia-turkey-turkstream-pipeline-ceremony-putin/>, 22.09.2019.

Wstępne rozmowy zainteresowanych stron miały miejsce w 2015 r., m.in. podczas spotkania eksperckiej grupy roboczej 25 czerwca 2015 r. w Budapeszcie⁴², niemniej dalsze działania nie zostały podjęte. Drugi projekt – Serbian Stream – ma w założeniu zabezpieczyć przede wszystkim dostawę gazu dla Serbii, gdyż jego celem jest uzyskanie złączki gazowej wspomnianego państwa z Turk Stream przez Bułgarię. W dalszej kolejności planowane jest przedłużenie Serbian Stream interkonektorami z Rumunią, Chorwacją oraz Bośnią i Hercegowiną. W tym przypadku prace zostały zainicjowane w 2018 r. na odcinku Niš – Dimitrovgrad (interkonektor Serbia – Bułgaria). Docelowo gazociąg ma być doprowadzony do Batajnicy, w pobliżu Belgradu, a następnie przedłużony do granicy serbsko-węgierskiej⁴³.

Alternatywne dla Tesli i Serbian Stream są projekty Eastring oraz BRUA Pipeline, których głównym przeznaczeniem ma być dystrybucja gazu z Rosji i państw Azji Środkowej do państw Europy Środkowej. Eastring, forsowany głównie przez rząd Słowacji, otrzymał również wsparcie Komisji Europejskiej. Projekt przewiduje wybudowanie ponad 1000 km gazociągu łączącego Słowację (w dalszej perspektywie Polskę) z Turcją (Turk Stream, TANAP) przez Bułgarię, Rumunię i Węgry⁴⁴. Jego realizacja przełoży się na możliwość dostarczania surowca z dwóch kierunków, choć wydaje się, że funkcjonalność gazociągów Braterstwo i Sojusz (przez Ukrainę na Słowację) w kontekście konfliktu rosyjsko-ukraińskiego oraz braku ich modernizacji jest wysoce zagrożona. Głównym inwestorem projektu Eastring jest słowacki Eustream Slovak Gas TSO, wspierany przez partnerów: węgierski FGSZ, rumuński Transgaz S.A. oraz bułgarski Bulgartransgaz⁴⁵. Ukończenie pierwszej fazy inwestycji przewidziano na rok 2025, natomiast drugiej na 2030⁴⁶.

W tym miejscu warto również odnieść się do projektu BRUA, którego założeniem jest umożliwienie eksploatacji rumuńskich złóż gazu ziemnego na Morzu Czarnym i dystrybucja surowca do Bułgarii, Węgier oraz Austrii. W tym celu planowane jest wybudowanie do 2022 r. stosownej konstrukcji na terytorium Rumunii z Podișor do Recaş (w dwóch fazach – ok. 530 km), dzięki czemu zostaną połączone istniejące już interkonektory Giurgiu – Ruse (Rumunia – Bułgaria) oraz Arad – Szeged (Rumunia – Węgry)⁴⁷. W efekcie istnieje możliwość pozyskiwania surowca nie tylko ze złóż rumuńskich, ale przede

42 Website of the Hungarian Government, <https://www.kormany.hu/en/ministry-of-foreign-affairs-and-trade/news/first-meeting-of-the-tesla-expert-working-group>, 22.09.2019.

43 Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/187347/Vucic%3A+Construction+of+Bulgaria-Serbia+Gas+Connection+Begins+in+the+Summer>, 25.09.2019.

44 L. K a r c h, A. V a r g a, *New European Pipeline Project Eastring*, „The Holistic Approach to Environment” 2018, No. 8 (1), s. 17–19.

45 Eastring, <https://www.eastring.eu/page.php?page=partners>, 25.09.2019.

46 *Ibidem*.

47 *Romanian Section of the BRUA Natural Gas Transmission Corridor Project*, Supplementary Environmental Impact Assessment Report, Arcadis House, London 2017, s. 1–3.

wszystkim z kierunku południowego, tzn. przez Turcję (TANAP, Turk Stream), czy też przez Grecję (TAP, terminale LNG)⁴⁸. O zaangażowaniu zainteresowanych stron świadczy fakt, że koncepcja BRUA pojawiła się w 2015 r., a już we wrześniu 2017 r. zostało zawarte porozumienie, dzięki któremu prace nad gazociągiem rozpoczęły się w połowie 2019 r.

2.1.7. Pan-European Oil Pipeline

Nie tylko gazociągi są przedmiotem zainteresowania inwestorów, rozważane jest również oddanie do użytku ropociągu Pan-European Oil Pipeline (PEOP), który zasiliby Europę Zachodnią i państwa bałkańskie w strategiczny surowiec. Zaproponowany w 2007 r. projekt zakładał powstanie rurociągu z Konstancy w Rumunii przez Serbię, Chorwację, Słowenię do Triestu we Włoszech (1400 km) (rys. 4)⁴⁹. Ropa (ok. 100 mt rocznie) miałaby być dostarczana do rumuńskiego portu tankowcami, głównie z Azerbejdżanu, Kazachstanu i Turkmenistanu. Jednak postępy w realizacji przedsięwzięcia zablokowali Słowacy (ograniczenia ekologiczne) oraz Chorwaci, przez co pierwotna idea PEOP straciła na znaczeniu⁵⁰. Pomimo niepowodzenia rumuńscy i serbscy politycy podtrzymali swoje zaangażowanie w projekt i wystosowali koncepcję wybudowania ropociągu z Konstancy do rafinerii w Panczewie (15 km od Belgradu). W tym względzie istotne znaczenie ma zaangażowanie w projekt Gazprom Neftu, którego celem jest zwiększenie eksportu ropy z Rosji i państw nadkaspjskich. W 2013 r. zaproponowano nowy projekt „skróconego” PEOP, przewidujący wybudowanie 324 km nitki rurociągu łączącej serbską rafinerię w Panczewie z rumuńską w Pitești. W celu zintegrowania PEOP z systemami ropociągowymi poszczególnych państw zakłada się powstanie stosownych złączy. Warto odnotować, że w Rumunii istnieje ropociąg z Konstancy do Pitești, natomiast rafineria w Panczewie jest połączona ropociągiem JANAF z systemem chorwackim, do którego ropa jest wprowadzana w terminalu Omišalj nad Morzem Adriatyckim. Realizacja PEOP umożliwiłaby dostarczanie ropy z dwóch kierunków, co wyraźnie wpłynęłoby na bezpieczeństwo energetyczne państw bałkańskich, zwłaszcza Serbii. Jego rola byłaby jeszcze większa w przypadku oddania do użytku złączki między Chorwacją a Włochami (łączącej ropociąg JANAF z Triestem, gdzie swój początek ma ropociąg transalpejski, dostarczający surowiec m.in. do Niemiec)⁵¹.

48 J. M. Roberts, *op. cit.*, s. 7–11.

49 Ministerial Declaration on the Pan European Oil Pipeline, Zagreb, 3 April 2007.

50 V. Tschersky, *Bulgaria, the Balkans and the Pan-European infrastructure projects*, Electronic Publication of Pan-European Institute, No. 1/2011, s. 14.

51 SerbiaEnergy.eu, <https://serbia-energy.eu/serbia-croatia-romania-will-gazprom-push-peop-oil-pipeline-east-west-connection/>, 25.09.2019.

2.1.8. AMBO i Burgas – Alexandroupoli Pipeline

Koncepcja wybudowania ropociągu przecinającego Półwysep Bałkański i łączącego bułgarski port nad Morzem Czarnym z albańskim nad Morzem Adriatyckim zaistniała już w 1993 r. Pomysł uzyskał wsparcie amerykańskiego rządu, a projekt przedłożyło zarejestrowane w Stanach Zjednoczonych Ameryki konsorcjum Albanian Macedonian Bulgarian Oil Corporation (AMBO)⁵². W założeniu rurociągiem miała być transportowana ropa z regionu nadkaspjskiego oraz z Rosji (ok. 30–40 mt rocznie) do państw tranzytowych, Europy Zachodniej i Ameryki. Początek konstrukcji AMBO umiejscowiono w Burgas, stamtąd ropociąg ciągnąłby się przez Bułgarię, Macedonię do Vlore w Albanii (ok. 900 km) (rys. 4)⁵³. Odnogą surowiec miałby trafiać do greckiego portu w Alexandroupoli. Rządy Bułgarii, Macedonii i Albanii podpisały kilka porozumień odnośnie do rurociągu, m.in. trójstronną konwencję o budowie AMBO w 2007 r. Jednakże prace, które miały być sfinalizowane pod koniec 2011 r., do tej pory nie zostały nawet zainicjowane⁵⁴. Alternatywą dla AMBO był projekt ropociągu Burgas – Alexandroupoli. Jego zasadniczym celem miał być transport ropy z Rosji oraz państw nadkaspjskich (ok. 35 mt rocznie) z terminalu w Burgas w Bułgarii do Alexandroupoli w Grecji z pominięciem tureckich cieśnin Bosfor i Dardanele. Warto zauważyć, że koncepcja pojawiła się w latach 90. XX w. i już w 1994 r. została podpisana grecko-bułgarska umowa dotycząca budowy rurociągu. Niemniej jednak w kolejnych latach niewiele uczyniono dla jej realizacji i dopiero w 2007 r. zawarto trójstronne porozumienie międzyrządowe Bułgarii, Grecji i Rosji⁵⁵. Jego następstwem było zarejestrowanie międzynarodowej firmy projektowej Trans-Balkan Pipeline B.V., której zadaniem było doprowadzenie do finalizacji przedsięwzięcia do końca 2011 r. Prace miały ruszyć w 2009 r., ale z powodu rezygnacji Bułgarii zostały one wyhamowane. Negatywne stanowisko wynikało z różnych przyczyn, m.in. bułgarscy politycy powoływali się na ochronę środowiska, sprzeciw mieszkańców miasta i regionu Burgas wobec planowanej inwestycji czy też zbyt wysokie koszty realizacji. W efekcie wycofania się Bułgarii koncepcja ropociągu Burgas – Alexandroupoli ostatecznie upadła pod koniec 2011 r.⁵⁶

52 J. Roberts, *op. cit.*, s. 19.

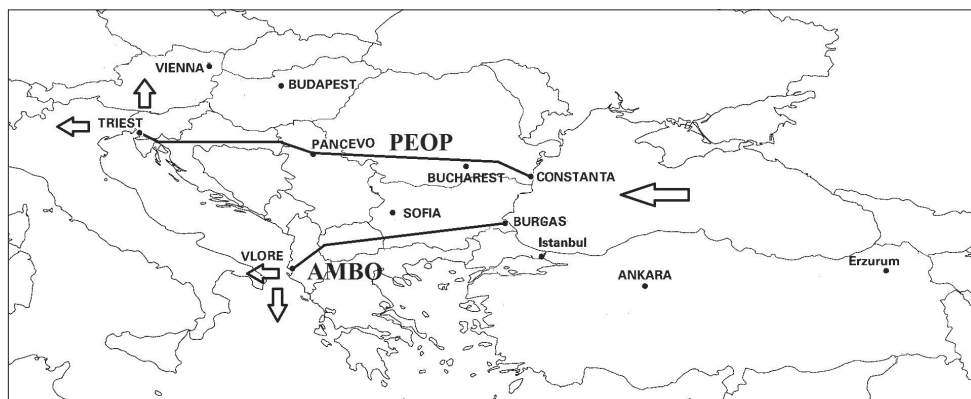
53 Volume 1 – Project Reference Documents. *Trans Balkan Crude Oil Pipeline Feasibility Study*, Albanian Macedonian Bulgarian Oil Corporation, May 2000, s. 23.

54 A. Granitsas, *Trans Balkan Pipeline to begin ops by 2011*, http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a_id=3263&AspxAutoDetectCookieSupport=1, 1.09.2019.

55 J. Papaspanos, *Caspian Energy Geopolitics: The Rise and Fall of Burgas – Alexandroupoli*, RIEAS Research Paper, No. 148, December 2010, <http://www.rieas.gr/images/rieas148.pdf>, 11.12.2019, s. 8.

56 D. Bechev, *Russia's Influence in Bulgaria. Defence, Foreign Policy and Security*, New Direction The Foundation for European Reform, 2018, <https://newdirection.online/2018-publications-pdf/ND-report-RussiasInfluenceInBulgaria-preview-lo-res.pdf>, 3.10.2019, s. 18.

Rysunek 4. Ropociągi PEOP i AMBO



Źródło: opracowanie własne.

2.2. Projekty energetyczne w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej a bezpieczeństwo energetyczne regionu oraz Europy

Projekty energetyczne (zrealizowane oraz planowane) w znaczny sposób wpływają na bezpieczeństwo energetyczne państw w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej, zwłaszcza tych, które nadal nie mają możliwości dywersyfikacji źródeł strategicznych surowców. W tym przypadku istotna jest realizacja inwestycji umożliwiających dostarczenie surowców spoza Rosji. Przede wszystkim są one ważne dla tych państw, które z racji swojego położenia geograficznego, czy też posiadanych zasobów są narażone na kryzysy energetyczne. Zaistniałaby możliwość dystrybucji zarówno ropy, jak i gazu z różnych kierunków (Rosja, Azerbejdżan, Azja Środkowa, Bliski Wschód). W ten sposób zostałyby urzeczywistnione jeden z priorytetów bezpieczeństwa energetycznego, zakładający, iż w sytuacji wstrzymania dostaw drogą tradycyjną uruchamia się alternatywne źródła bądź też zwiększa się dystrybucję z alternatywnych źródeł. Przykładem zaznaczonego problemu był kryzys gazowy na Ukrainie w 2009 r., który spowodował poważną destabilizację energetyczną na Bałkanach i w Europie Środkowej⁵⁷. Wystarczy przypomnieć, że w Bułgarii, Serbii i Chorwacji doszło do częściowego lub całkowitego wstrzymania produkcji przemysłowej. Natomiast w Bośni i Hercegowinie kryzys bardzo poważnie odczuli mieszkańcy na skutek ograniczenia

57 Na ten temat: S. Pirani, J. Stern, K. Yafimava, *The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment*, „The Oxford Institute for Energy Studies” 2009, No. 27, s. 5–63.

bądź całkowitego przerwania dostaw ciepła⁵⁸. Brak dostaw gazu był na tyle problematyczny, że zmusił rząd słowacki do wprowadzenia stanu wyjątkowego w gospodarce. Niezaprzeczalnie nowe inwestycje energetyczne przełożyłyby się na bliższą współpracę polityczną państw eksportujących surowce z państwami tranzytowymi. Wiązałoby się to również z wzajemnymi korzyściami ekonomicznymi. Szczególnie ważna w tym aspekcie byłaby możliwość obniżki cen zakupu gazu w zamian za tranzyt surowca. Jak wskazują statystyki, to właśnie państwa tej części Europy płacą jedne z wyższych w Europie stawek za gaz⁵⁹. Zrealizowanie koncepcji energetycznych przyczyniłoby się do ożywienia gospodarczego, w głównej mierze przemysłu. Ponadto zainicjowałoby współpracę w zakresie budowy interkonektorów, niezbędnych do uzyskania energetycznej stabilności regionu.

Od wielu lat kwestia zróżnicowania kierunków importu ropy i gazu jest ważnym elementem strategii energetycznych państw omawianej części Europy. Dużym mankamentem są ich ograniczone możliwości (przede wszystkim finansowe, ale też technologiczne), aby wdrożyć kapitałochłonne projekty. Z tego względu większość państw regionu swoje potrzeby energetyczne wciąż uzupełnia rosyjskim surowcem. W szczególnie skomplikowanym i trudnym położeniu jest Bośnia i Hercegowina, która w 100% jest uzależniona od importowanej ropy naftowej i gazu ziemnego⁶⁰. Ponadto bośniacka infrastruktura przesyłowa, jak i przetwórcza jest w znaczny sposób ograniczona i przestarzała. Na niekorzyść przemawia również położenie geograficzne, które pośrednio wpływa na decyzje o nieuwzględnianiu terytorium Bośni i Hercegowiny w międzynarodowych projektach energetycznych. W trudnej sytuacji jest również Macedonia Północna, która ze względów politycznych, gospodarczych oraz geograficznych podobnie jak Bośnia jest pomijana w regionalnych projektach energetycznych. Dużą szansą na zmianę tej niekorzystnej tendencji była koncepcja TAP, niemniej nie udało się przeforsować opcji uwzględniającej wybudowanie gazociągu na terytorium państwa macedońskiego. W kontekście braku realizacji międzynarodowych inwestycji energetycznych, szansą rozwojową dla Macedonii Północnej jest niewątpliwie możliwość oddania do użytku interkonektorów energetycznych z państwami sąsiednimi (z Bułgarią, Serbią oraz Grecją)⁶¹.

58 D. Smyr g a ł a, *Ukraiński kryzys gazowy 2009 a polityka energetyczna państw bałkańskich*, [w:] *Poznać Bałkany. Historia, polityka, kultura, języki*, t. 4, red. K. T a c z y Ń s k a, A. T w a r d o w s k a, Toruń 2012, s. 176.

59 J. S c h i n d l e r, *Cenova politika Gazpromu v Evrope*, Tzb info, <http://energetika.tzb-info.cz/vyta-pime-plynem/9927-cenova-politika-gazpromu-v-evrope>, 1.09.2019.

60 *Bosnia and Herzegovina follow-up in depth review of the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector*, Energy Charter Secretariat, Brussels 2011, s. 46 i 50.

61 *Strategy for Energy Development in the Republic of Macedonia until 2030*, Official Gazette of the Republic of Macedonia, No. 63/2006, 36/2007, 106/2008, s. 38.

W ten sposób przy niewielkich nakładach finansowych Macedończycy mogą skutecznie zapewnić sobie bezpieczeństwo energetyczne. Przemawia za tym również niska energochłonności gospodarki oraz skumulowanie przemysłu w kilku ośrodkach miejskich, a w szczególności w Skopje.

Zdecydowanie lepiej zarysowują się szanse rozwoju sektora energetycznego Bułgarii. Pomimo całkowitego uzależnienia od dostaw strategicznych surowców z Rosji w jej przypadku można mówić o potencjale, jaki wynika z korzystnego położenia geograficznego. Bezpośrednie sąsiedztwo z Turcją oraz dostęp do Morza Czarnego powodują, że państwa surowcowe, tzn. Rosja i Azerbejdżan, ale też UE i państwa Europy Środkowej są zainteresowane inwestycjami na obszarze Bułgarii. Podobny profil energetyczny ma Serbia, z tym że na jej korzyść dodatkowo przemawia własna produkcja, mogąca dostarczyć ok. 10–20% zapotrzebowania na gaz i ropę. Natomiast kwestia sojuszu polityczno-gospodarczego z Rosją jest dyskusyjna, choć wydaje się, że na bliskich relacjach więcej korzyści uzyskuje strona rosyjska, zwłaszcza w ich politycznym aspekcie. Z geograficznego punktu widzenia Serbia znajduje się w centrum Bałkanów, przez jej terytorium przechodzą ważne szlaki handlowe (z Turcji do Europy Zachodniej). W związku z tym również potencjalna infrastruktura przesyłowa strategicznych surowców jest lokowana na obszarze państwa serbskiego. Podobnie duże znaczenie regionalne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego regionu przedstawia Rumunia. Wynika to nie tylko z posiadanych przez nią zasobów strategicznych surowców, ale przede wszystkim z większych możliwości finansowych w kontekście energetycznych przedsięwzięć (ze środków UE) oraz już istniejącej infrastruktury przesyłowej. Z tego względu stosunkowo niewielkim kosztem Rumuni mogą zrealizować niezwykle istotne dla regionu projekty, takie jak BRUA, Eastring czy PEOP.

Zróżnicowanymi możliwościami energetycznymi dysponują nadmorskie państwa Półwyspu Bałkańskiego, m.in. Chorwacja, Grecja oraz Albania. Godny uwagi jest przypadek Chorwacji, której profil energetyczny znacznie się różni od sąsiadującej Serbii czy Bośni i Hercegowiny. Zauważalne jest minimalne wykorzystanie węgla (małe zasoby), natomiast największym bogactwem są pokaźne pokłady gazu ziemnego, które pozwalają zaspokoić ponad połowę obecnych potrzeb chorwackiej gospodarki. Pozytywnym aspektem jest również położenie geograficzne (bliskość państw Europy Środkowej i Zachodniej, dostęp do Morza Adriatyckiego), które w znacznym stopniu przyczynia się do uwzględniania Chorwacji w projektach energetycznych zagranicznych inwestorów. W przypadku Grecji, należy wskazać na jej duże możliwości dywersyfikacji źródeł strategicznych surowców. Grecka gospodarka z powodu braku własnych zasobów jest nastawiona na import ropy i gazu z różnych kierunków. Jednakże dostrzegalne jest duże uzależnienie od Rosji, dlatego też istotne znaczenie w tym względzie będzie miała realizacja inwestycji

zaproponowanej przez Azerbejdżan (TAP). Bliższa współpraca Grecji z państwami nadkaspijskimi miałaby pozytywny wpływ na jej sektor energetyczny. Stosunkowo dobrze przedstawia się sytuacja Albanii. Z jednej strony należy wskazać na własną produkcję ropy i jej zasoby, z drugiej zaś na niską energochłonność albańskiej gospodarki, zwłaszcza w aspekcie konsumpcji gazu ziemnego⁶². Jednak należy mieć na uwadze, iż uwzględnione powyżej uwarunkowania wynikają z zacofania gospodarczego Albanii. W tym też względzie realizacja projektów energetycznych przyczyniłaby się do zaktywizowania nie tyle albańskiego sektora energetycznego, ile poszczególnych gałęzi przemysłu.

Przedsięwzięcia energetyczne realizowane na Bałkanach niosą pewne implikacje dla państw Europy Środkowej, w szczególności dla Austrii, Węgier oraz Słowacji. Jedną z nich jest perspektywa uzyskania efektywnego zabezpieczenia potrzeb energetycznych. Dla Polski stanowią możliwość dywersyfikacji importu zwłaszcza gazu ziemnego. W tym aspekcie nieodzowne jest oddanie do użytku interkonektora gazowego ze Słowacją oraz modernizacja połączenia gazowego z Czechami w ramach planowanego europejskiego korytarza gazowego Północ-Południe (z terminalu LNG w Świnoujściu przez Gzo-ciąg Bałtycki do terminalu LNG Adria w Chorwacji)⁶³. Należy zaznaczyć, iż od 2011 r. funkcjonuje interkonektor Chorwacja – Węgry (odcinek Gazociągu Bałtyckiego), który wzmocnił bezpieczeństwo energetyczne Chorwatów (umożliwiło to Chorwacji całkowitą rezygnację z dostaw gazu realizowanych przez firmy rosyjskie)⁶⁴. Trwają również rozmowy na temat stworzenia kolejnego korytarza gazowego łączącego Chorwację i Węgry z Ukrainą (Węgry posiadają złączkę z Ukrainą). Jednakże niepowodzenie wspieranego przez Unię Europejską projektu Nabucco West ma niekorzystne przełożenie na realizację korytarza Północ-Południe oraz innych przedsięwzięć energetycznych na obszarze Europy Środkowej. Jak zostało wspomniane, na zrealizowaniu inwestycji, których celem jest dystrybucja gazu lub ropy przez Bałkany, zyskałyby również państwa Europy Zachodniej, w szczególności Niemcy i Włochy. Energochłonne gospodarki miałyby efektywniejszy dostęp do bogatego w strategiczne surowce obszaru Morza Kaspijskiego. Dla Niemiec, Włoch, Szwajcarii, ale również dla Francji współpraca energetyczna z Azerbejdżanem, Kazachstanem czy też Turkmenistanem jest z pewnością atrakcyjna i stwarza nowe możliwości w zakresie ich strategii energetycznych. Niemiecka gospodarka, jedna z największych na świecie, w zasadniczy sposób opiera się na importowanych z Rosji su-

62 International Energy Agency, <https://www.iea.org/countries/Albania#overview>, 1.10.2019.

63 North-South Gas Corridor: Geopolitical breakthrough in Central Europe, red. J. Ćwiek-Karpowicz, D. Kałan, Report PISM, Warsaw, December 2013, s. 11.

64 Ośrodek Studiów Wschodnich, *Uruchomiono chorwacko-węgierski łącznik gazowy*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2011-08-10/uruchomiono-chorwacko-wegierski-lacznik-gazowy>, 1.10.2019.

rowcach (60% gaz ziemny, 40% ropa naftowa⁶⁵), a to wiąże się z pewnymi zagrożeniami. Ewentualne wstrzymanie rosyjskich dostaw spowodowałoby destabilizację gospodarczą Niemiec, z tego powodu pozyskanie nowych źródeł surowców jest wskazane. Należy mieć też na uwadze, iż to właśnie zachodnioeuropejskie koncerny energetyczne są najintensywniej zaangażowane (politycznie i finansowo) w realizację odpowiedniej infrastruktury przesyłowej przez Półwysep Bałkański. Potencjał energetyczny regionu nadkaspjskiego jest znaczny⁶⁶, ale nie tylko on jest celem potentatów gospodarczych. Oddanie do użytku rurociągów w państwach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej znacznie ułatwiłoby (skróciłoby) dystrybucję gazu ziemnego i ropy naftowej z Bliskiego Wschodu do Europy. Niestety import surowców z Iranu czy też z Iraku w obecnych warunkach geopolitycznych jest niezwykle problematyczny, jednakże należy podkreślić jego przyszłą potrzebę.

Realizacja projektów energetycznych na obszarze Bałkanów jest istotna dla bezpieczeństwa państw tranzytowych, ale również dla państw Europy Środkowej i Zachodniej. Państwa bałkańskie, m.in. Serbia, Chorwacja, Bośnia i Hercegowina czy Bułgaria, są stale narażone na kryzysy energetyczne, które w ostatnich latach już miały miejsce i przyniosły znaczne straty ich gospodarkom. Niestety własna produkcja ropy naftowej oraz gazu ziemnego nie jest w stanie zaspokoić wciąż rosnącej konsumpcji. Dywersyfikacja źródeł strategicznych surowców jest nieodzowna, gdyż zauważalne jest znaczne uzależnienie od Rosji. Szansą na zmianę w tym aspekcie była koncepcja gazociągu Nabucco, Niestety zakończona niepowodzeniem. Natomiast zrealizowany przez Gazprom projekt Turk Stream nie zmienił sytuacji państw tranzytowych, gdyż nadal będą one korzystać z rosyjskich dostaw. Znacznie korzystniejszą propozycję dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego państw Europy Południowo-Wschodniej oferuje Azerbejdżan i finansowane przez to państwo projekty TANAP i TAP. W zakresie dystrybucji ropy naftowej duży potencjał przedstawia PEO, aczkolwiek brak wsparcia inwestorów zagranicznych oznacza *de facto* fiasko koncepcji. Projekty energetyczne na Bałkanach są szczególnie istotne dla państw Europy Środkowej, tj. Austrii, Czech, Słowacji, Węgier oraz Polski. Ich realizacja stworzyłaby możliwość importu niezbędnych surowców nie tylko z Rosji, ale przede wszystkim z regionu nadkaspjskiego. Ponadto tranzyt surowców odbywałby się z pominięciem niestabilnych państw, np. Ukrainy. W przypadku państw Europy Zachodniej omawiane projekty stanowią dodatkowe zabezpieczenie w przypadku ewentu-

65 A. McKillop, *Germany Marches East – Russia Moves West, Putins Energy Diplomacy*, Natural Gas Europe, <http://www.naturalgaseurope.com/germany-russia-energy-diplomacy>, 5.09.2019.

66 A. Ibrayeva [et al.], *Energy Export Potential in the Caspian Region and Its Impact on EU Energy Security*, „Periodica Polytechnica Social and Management Sciences” 2017, No. 25 (2), s. 127–139; T. Młynarski, *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku...*, s. 191–201.

alnego kryzysu energetycznego. W państwach takich jak Niemcy czy Francja już została zrealizowana strategia dywersyfikacji importu gazu i ropy, dlatego też odpowiednia infrastruktura na Bałkanach służyłaby jedynie jej udoskonaleniu. Należy zaznaczyć, iż omawiane energetyczne projekty stwarzają możliwość lepszej integracji gospodarczej i politycznej państw bałkańskich z państwami Europy Środkowej i Zachodniej. Pomimo że są to kosztowne inwestycje, należy zaznaczyć ich potrzebę realizacji.

Polityka oraz sektor energetyczny Serbii

Rozważając kwestię strategii energetycznej Republiki Serbii, należy odnieść się do wydarzeń politycznych z ostatnich dwóch, trzech dekad, które to wciąż mają duży wpływ na kondycję gospodarczą wspomnianego państwa. Bezspornie lata 90. XX w. były wyniszczające dla Serbów, wiąże się to przede wszystkim z rozpadem Socjalistycznej Federacyjnej Republiki Jugosławii (SFRJ) w latach 1991–1995. W konsekwencji wojny domowej doszło do poważnych zmian politycznych, w miejsce SFRJ powstało szereg nowych państw, w tym Federalna Republika Jugosławii (FRJ), w skład której weszła Republika Serbii oraz Czarnogóra. Kilkuletnie działania zbrojne doprowadziły do rozkładu jugosłowiańskiej gospodarki, której jednym z ważniejszych ogniw był serbski przemysł. W okresie powojennym nastąpiło szybkie dostosowywanie serbskiego państwa, w tym sektora energetycznego do nowych realiów polityczno-gospodarczych. Niestety na jakość zmian duży wpływ miała również niestabilna sytuacja polityczna w pierwszej dekadzie XXI w. Mowa tu o przekształceniu FRJ w federację Serbii i Czarnogóry w 2003 r., a następnie rozpadzie związku państw już trzy lata później. Funkcjonująca od 2006 r. w sposób samodzielny Republika Serbii już w 2008 r. doświadczyła kolejnego rozłamu – tym razem suwerenność ogłosiło Kosowo, które dotychczas było serbskim okręgiem autonomicznym¹. Poważne zmiany polityczne w tak krótkim okresie niekorzystnie wpłynęły na kondycję gospodarczą Serbii. Miały one również istotny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne państwa i proces dostosowywania strategii energetycznej do nowych realiów geopolitycznych na Bałkanach. W 2005 r. serbski rząd przyjął „Strategię rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii do roku 2015”, która, jak się okazało, już po trzech latach w pewnych aspektach uległa dezaktualizacji. Kwestia ta bezpośrednio odnosiła się do Kosowa, które stanowiło ważny element w serbskiej strategii energetycznej, przede wszystkim z punktu widzenia

1 Na ten temat: W. H e b d a, *Serbsko-chorwackie stosunki polityczne na przełomie XX i XXI wieku*, Warszawa 2018, s. 96–103, 108–113, 119–126.

zasobów surowców energetycznych. W tym miejscu warto wskazać, że właśnie w Kosowie znajdują się bogate pokłady węgla, które są nieodzowne dla serbskiej energetyki, opartej w głównej mierze na tym surowcu². Międzynarodowy spór dotyczący legalności suwerenności Kosowa przełożył się również na umocnienie serbsko-rosyjskiego partnerstwa, które w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Serbii oznaczało dalsze uzależnienie surowcowe od Rosji. W związku z tym Serbowie prowadzą dwutorową politykę, z jednej strony aspirującą o członkostwo w Unii Europejskiej (od 2014 r. prowadzone są negocjacje członkowskie), z drugiej natomiast pogłębiają współpracę polityczno-gospodarczą z Rosją. Niewątpliwie ścieranie się interesów silnych graczy międzynarodowych oznacza większe zainteresowanie Serbią w obszarze inwestycji energetycznych. W 2016 r. weszła w życie „Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii do roku 2025 z projekcją do roku 2030”. W dokumencie tym dokonano weryfikacji poprzedniej Strategii (z 2005 r.), a przede wszystkim wyznaczono nowe wytyczne i cele, jakie mają być osiągnięte do 2025 r.

3.1. Zasoby surowców energetycznych Serbii

3.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel

Poziom zasobów energetycznych w Republice Serbii obrazuje się w sposób niekorzystny. Surowce energetyczne takie jak ropa i gaz występują w niewielkich ilościach i stanowią mniej niż 1% całkowitego bilansu rezerw Serbii. Około 99% źródeł energetycznych to różnego gatunku węgiel, w przeważającej mierze słabej jakości lignit (95% całkowitych zasobów energetycznych). Szczegółowe wykazy zasobów lignitu eksplorowanego metodą odkrywkową (wraz z Kosowem) oscylują wokół 8,88 mld ton i stanowią najważniejsze krajowe zasoby energetyczne (tab. 1)³. Rezerwy ropy są znikome. Wskazuje się, że są to w głównej mierze łupki bitumiczne w ilości ok. 4,8 mld ton. Z geograficznego punktu widzenia zasoby te znajdują się we wschodniej części Wojwodiny, blisko granicy z Rumunią. Wyszczególniono kilka miejsc ich występowania, z czego największe możliwości przedstawia zagłębie Aleksinac (2 mld ton)⁴. Natomiast pokłady węgla zlokalizowane są w centralnej oraz południowej części państwa. Według najnowszych danych w zagłębiu Kolubara jest 14% rezerw węgla, w zagłębiu Kostolac zaledwie 3,3%, natomiast w zagłębiu Sjenica i zagłębiu Kovin tylko 2,7%. Bez wątpienia największa część rezerw węgla

2 B. B. Hoxha [et al.], *Kosovo Case Study: Lignite Coal – Energy of the past, coalbed methane extraction energy of the future*, 26th European Biomass Conference and Exhibition, 14–17 May 2018, Copenhagen, Denmark, s. 1366.

3 Dane za: *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, Belgrade 2016, s. 11; bez Kosowa jest to 3753 mt.

4 *Ibidem*, s. 13.

znajduje się w zagłębiu Kosowo-Metohija (ponad 76%, to jedne z większych zasobów węgla w Europie)⁵. Z tego względu w 2005 r. określono okręg autonomiczny Kosowa jako strategiczny punkt energetyczny Serbii (od 2008 r. Kosowo jest niepodległe, dlatego też Serbowie utracili najważniejsze źródło zasobów energetycznych)⁶.

Tabela 1. Zasoby węgla w Serbii (z Kosowem)

Węgiel	Rezerwy	Ilość (tony)
kamienny	potwierdzone	6 174 630
	przewidywane	2 040 780
	całościowe	8 215 410
brunatny	potwierdzone	90 120 540
	przewidywane	21 173 090
	całościowe	111 293 630
brunatny – lignit	potwierdzone	268 339 290
	przewidywane	10 713 660
	całościowe	279 052 950
lignit	potwierdzone	7 464 442 961
	przewidywane	1 415 974 802
	całościowe	8 880 417 763

Źródło: *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, Belgrade 2016, s. 12.

3.1.2. Odnawialne źródła energii

W większości państw europejskich odstępuje się od scentralizowanego systemu produkcji energii na rzecz zdecentralizowanego, odznaczającego się większą wydajnością i oszczędnością. Obecnie w Serbii funkcjonuje scentralizowany system energetyczny, zatem energia odnawialna jest szansą dla modernizacji przestarzałego systemu oraz stworzenia nowych możliwości pozyskiwania energii w tymże państwie. Do kategorii odnawialnych źródeł energii najczęściej wlicza się energię wodną, geotermalną, słoneczną, uzyskiwaną z wiatru oraz biomasę.

Potencjał rzek zarówno tych dużych, jak i małych stanowi potężne źródło energii odnawialnej. Wylicza się, że energia wodna może dostarczyć Serbii ok. 25 000 GWh rocz-

5 Na ten temat: *Mineral deposits and mining districts of Serbia. Compilation map and GIS databases*, Ministry of Mining and Energy Republic of Serbia, Beograd 2002, s. 14–28.

6 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2015*, Belgrade 2005, s. 11.

nie, z czego na dzień dzisiejszy wykorzystywana jest nieco ponad połowa możliwości⁷. Dotychczas w głównej mierze wykorzystywane są duże rzeki, niemniej wskazuje się na potrzebę eksploatacji tych mniejszych, zwłaszcza w kontekście rozwoju rozproszonego systemu energetycznego⁸. Potencjał w większości zlokalizowany jest na rzece Morawa (2300 GWh), następnie na rzekach Drina i Lim (1900 GWh) oraz Dunaju (1000 GWh). W sumie rocznie na wyżej wymienionych rzekach można uzyskać ok. 5200 GWh⁹. Niemniej potencjał energetyczny wykazują nie tylko duże rzeki, ale też mniejsze o górskim charakterze. W Serbii istnieje aż 900 potencjalnych lokalizacji (wliczając małe rzeki), w obrębie których można wybudować elektrownie (wliczając małe elektrownie wodne mogące wytworzyć 1800 GWh rocznie). Strategia zużycowania energii wodnej zakłada nie tylko dostarczanie energii na wewnętrzne potrzeby państwa, ale też sprzedaż do państw sąsiednich (szczególnie do Republiki Serbskiej Bośni i Hercegowiny)¹⁰.

W przypadku biomasy możliwości energetyczne Serbii są również znaczące. Najnowsze obliczenia wskazują na ponad 3,4 miliony ton ekwiwalentu ropy naftowej (Mtoe), z czego 1,5 Mtoe pochodziłoby z biomasy drzewnej (odpady drzewne z produkcji przemysłowej, z wycinki drzew), a ponad 1,7 Mtoe z biomasy rolniczej (pozostałości z upraw rolniczych itp.)¹¹. Zaletą biomasy jest to, że jej potencjał jest stosunkowo równomiernie rozmieszczony na obszarze całego państwa (rys. 5). Północne regiony, w szczególności Wojwodina cechująca się dobrze rozwiniętym rolnictwem, mają możliwość wykorzystywania biomasy rolniczej¹². Warto odnotować, że obecnie jest wykorzystywane zaledwie 2% tychże możliwości, co rzutuje na konieczność ich zwiększenia. Natomiast część centralna i południowa państwa przedstawia duży potencjał w aspekcie biomasy drzewnej¹³. W tym miejscu należy również odnieść się do biopaliw, gdyż w świetle wyliczeń aż 350 tys. hektarów ziem mogłoby być wykorzystanych do produkcji 220 tys. ton biodiesla rocznie¹⁴.

7 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 15.

8 D. Brkić, *Energy Situation in the Republic of Serbia*, „Preprints” 2018, s. 5; S. Benković, S. Markojević, S. Jednak, *Possibilities for development of the Electric power industry of Serbia throughout private source financing small hydropower plant*, „Renewable energy” 2013, No. 50, s. 1053–1059.

9 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2015, s. 10–11.

10 W. Hebda, *The Republic of Srpska – Quo Vadis?*, „Serbian Political Thought” 2017, No. 2, s. 45.

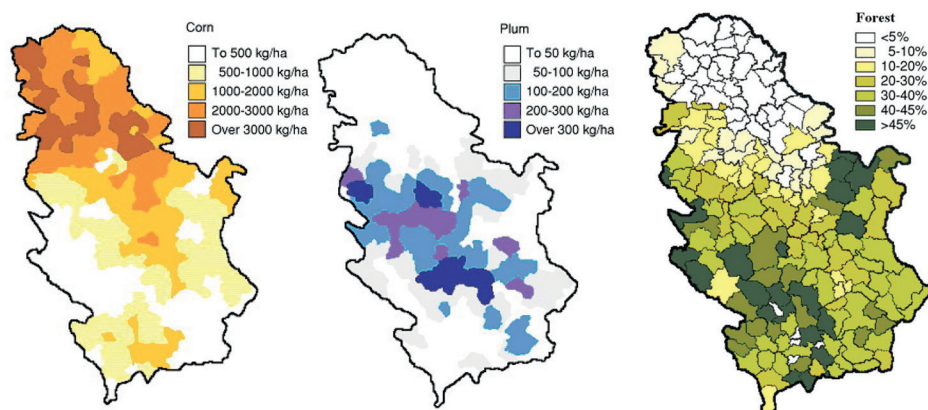
11 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 15.

12 D. Milosavljević [et al.], *Current state of the renewable sources of energy use in Serbia*, „Contemporary Materials” 2015, No. 6 (2), s. 176.

13 M. Ilić, B. Grubor, M. Tešić, *State of Biomass Energy in Serbia*, „Thermal Science” 2004, Vol. 8, No. 2, s. 7.

14 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 15.

Rysunek 5. Potencjał biomasy (kukurydza, śliwy, drewno) w Serbii



Źródło: SerbiaEnergy.eu, www.serbia-energy.com, 22.09.2019.

Źródła geotermalne występują głównie w północnej Serbii, na obszarze całej Wojwodiny, a także w dorzeczeniach rzek Sawa, Macva, Dunaj oraz w innych rejonach Serbii Centralnej¹⁵. Jednakże z powodu braku infrastruktury niezbędnej do wykorzystania tej energii źródła geotermalne są użytkowane tylko w celach leczniczych i turystycznych¹⁶. Jako główny powód niemożności eksploatacji setek istniejących odwiertów wskazuje się relatywnie niską temperaturę wód (rzadko powyżej 60°C). W związku z tym źródło to jest w stanie dostarczyć ok. 216 MWt rocznie¹⁷.

Pomimo że terytorium Serbii jest zdecydowanie lepiej nasłonecznione niż większość państw europejskich (między 1500 a 2200 godzin rocznie), to wysoki koszt nowoczesnej infrastruktury powoduje, że wykorzystanie energii słonecznej zależy głównie od inicjatyw społecznych i funduszy europejskich¹⁸. Z geograficznego punktu widzenia najlepiej nasłoneczniona jest południowo-wschodnia część Serbii, w pasie z północy na południe, od miasta Zaječar po Preševo (rys. 6)¹⁹. Potencjał jest duży i w zależności od lokalizacji

15 D. Milosavljević [et al.], op. cit., s. 175–176.

16 M. Milivojević, M. Martinović, *Utilization of geothermal energy in Serbia*, International Geothermal Conference, Reykjavik, September 2003, s. 33.

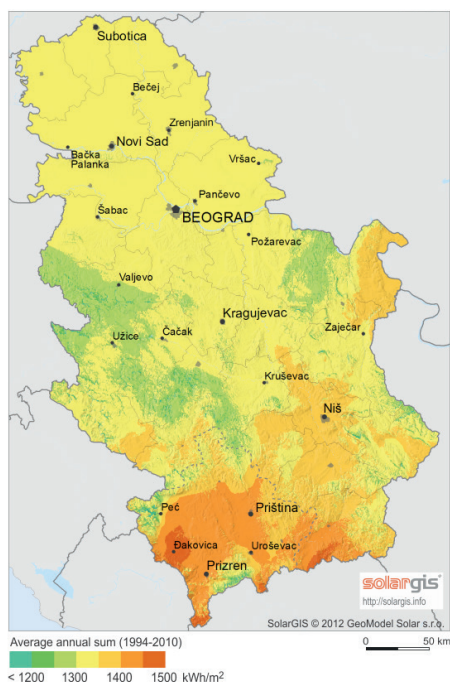
17 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 16.

18 Potencjał energii słonecznej w Serbii wciąż nie jest wykorzystywany, w głównej mierze stosuje się tylko kolektory słoneczne do ogrzewania wody. J. ToImac [et al.], *Analysis of the development opportunities of solar system in Serbia*, „Agricultural Engineering” 2019, Vol. 23, No. 2, s. 88.

19 P. Gburčik [et al.], *Complementary Regimes of Solar and Wind Energy in Serbia*, „Geographica Pannonica” 2006, No. 10, s. 23.

oscyluje w granicach 1200 kWh na m² do 1550 kWh na m² rocznie, co przekłada się na ok. 540 GWh²⁰. Położenie oraz ukształtowanie geograficzne Serbii sprzyja również rozwojowi energetyki wiatrowej²¹. Potencjał wynoszący 1200 GWh w skali roku zlokalizowany jest głównie w górzyszej i centralnej części Serbii, zwłaszcza na obszarze występowania koszwawy – specyficznego dla tej części Europy zimnego południowo-wschodniego wiatru²². Najkorzystniej w tym względzie przedstawia się region południowo-wschodniej Wojwodiny wokół miasta Vršac (rys. 7)²³.

Rysunek 6. Potencjał energii słonecznej w Serbii



Źródło: 2012 GeoModel Solar s.r.o.,
solargis.info.

Rysunek 7. Potencjał energii wiatrowej w Serbii



Źródło: V. Katić [et al.], *Potential and Market Prospects of Wind Energy in Vojvodina*, „Thermal Science” 2012, Vol. 16 (1), s. 145.

20 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 16.

21 D. Milosavljević [et al.], op. cit., s. 174.

22 P. Gburčik [et al.], op. cit., s. 23–24.

23 T. Đorđević, *The possibilities for using wind energy in AP Vojvodina (North Serbia) – Defining the most favorable areas for the construction of windmill farms: A Review*, „Geographica Pannonica” 2016, Vol. 20, Is. 1, s. 44.

3.2. Sektor energetyczny Serbii

3.2.1. Produkcja energii elektrycznej

Energia elektryczna w Serbii jest uzyskiwana głównie w elektrowniach ciepłych bazujących na węglu (w tym nikły procent wykorzystania oleju lub gazu), pozostała część produkowana jest w elektrowniach wodnych (tab. 2). Serbia nie posiada elektrowni atomowych, brak jest większej liczby turbin wiatrowych, zauważalne jest niedoinwestowanie w zasoby geotermalne i biomasę, a także brak kapitału na eksploatację energii słonecznej. W 2018 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 39 920 GWh, z czego w elektrowniach ciepłych wytworzono 29 136 GWh (74%), natomiast w elektrowniach wodnych 9614 GWh (24%). Pozostałe źródła dostarczyły znikomą ilość energii: elektrownie wiatrowe – 456 GWh, słoneczne – 15 GWh. W tym samym roku konsumpcja energii elektrycznej osiągnęła poziom 28 083 GWh, dlatego też Serbia dysponuje w tym aspekcie dużymi możliwościami eksportowymi. W stosunku do roku 2017 odnotowano wzrost produkcji o 7% (37 342 GWh) oraz konsumpcji o 1% (27 333 GWh)²⁴. W tym miejscu należy zaznaczyć, że jeszcze w 2016 r. zużycie energii elektrycznej było zdecydowanie wyższe (37 369 GWh)²⁵.

Obecnie w Serbii (bez Kosowa) funkcjonuje 8 elektrowni ciepłych składających się z 25 bloków, które łącznie w 2018 r. wyprodukowały 29 136 GWh. Największe są dwie elektrownie Nikola Tesla, które w sumie produkują blisko połowę serbskiej energii (ok. 17 000 GWh rocznie). Węgiel, który zasila wspomniane elektrownie, pozyskiwany jest w kopalniach odkrywkowych Zagłębia Węglowego Kolubara (75%) i Zagłębia Węglowego Kostolac (25%). Z tego ostatniego źródła surowiec jest dostarczany również do dwóch elektrowni Kostolac (ok. 7000 GWh). Natomiast produkcja energii w pozostałych elektrowniach jest na niewielkim poziomie: Kolubara (700 GWh), Morava (300 GWh), Novi Sad (90 GWh)²⁶. Łączne moce produkcyjne elektrowni ciepłych wynoszą 4368 MW i należy zaznaczyć, że w stosunku do lat poprzednich potencjał ten zwiększył się (z 3905 MW)²⁷. Serbski system energetyczny jest wspierany przez 16 elektrowni wodnych, znajdujących się m.in. na rzekach Drina, Sawa, Vlasina, Dunaj (rys. 8).

24 *Technical Report 2014, Electric Power Industry of Serbia*, s. 2, http://epsweb.west-europe.cloudapp.azure.com/En/Documents/technicalreports/TECHNICAL_ReportEPS2014_web_.pdf, 21.09.2019.

25 *Technical Report 2016, Electric Power Industry of Serbia*, s. 3, http://epsweb.west-europe.cloudapp.azure.com/En/Documents/technicalreports/TEH_Godisnjak2016_EN_web_.pdf, 21.09.2019.

26 *Technical Report 2016*, s. 5.

27 *Security of Supply Statement – Republic of Serbia*, 2017, s. 21.

W 2018 r. ich udział wyniósł 9614 GWh, z czego rokrocznie ponad 7000 GWh dostarczają dwie elektrownie Djerdap (Dunaj), a ok. 1000 GWh dwie elektrownie Bajina Basta (Drina)²⁸. Moce produkcyjne elektrowni wodnych, wliczając również te małe, wynoszą 2994 MW i niestety w tym zakresie odnotowano niewielki wzrost (z 2835 MW)²⁹.

Tabela 2. Wykaz najważniejszych elektrowni w Serbii

Nazwa elektrowni (węglowe)	Moce produkcyjne (MW)	Wyprodukowana energia w 2016 r. (GWh)
Nikola Tesla A	1597	10 845
Nikola Tesla B	1190	6418
Kostolac B	640	4711
Kostolac A	281	2042
Kolubara	216	706
Morava	108	294

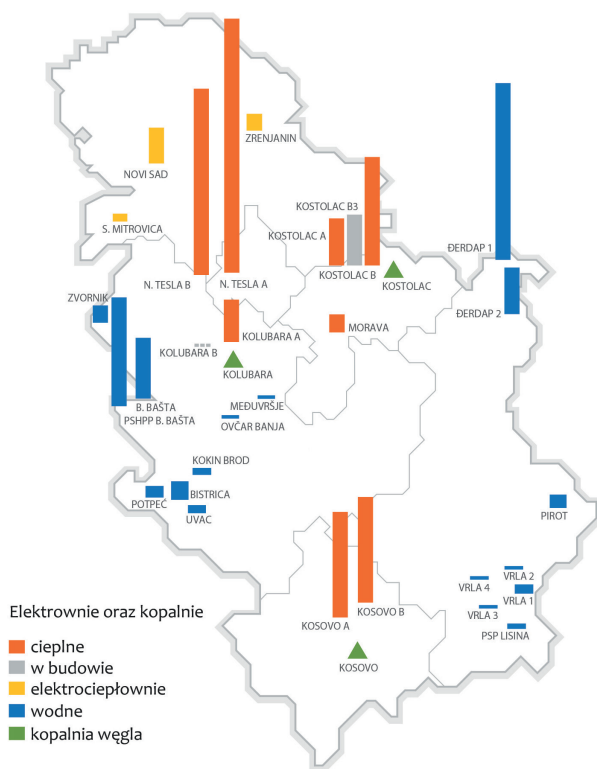
Nazwa elektrowni (wodne)	Moce produkcyjne (MW)	Wyprodukowana energia w 2016 r. (GWh)
Djerdap I	1099	5457
Bajina Basta	420	1733
Djerdap II	270	1615
RHPP Bajina Basta	614	728
Zvornik	96	463
Bistrica i Kokin Brod	124	456
Vlasina	129	340
Potpeć	51	222
Pirot	80	137
Elektromorava	18	81
Uvac	36	76

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Technical Report 2016*,
Electric Power Industry of Serbia, s. 4–5.

²⁸ *Technical Report 2016*, s. 5.

²⁹ *Security of Supply Statement – Republic of Serbia*, 2017, s. 21.

Rysunek 8. Rozmieszczenie elektrowni w Serbii (z Kosowem)



Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Technical Report 2016, Electric Power Industry of Serbia*, s. 2.

3.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla

3.2.2.1. Ropa naftowa

W Serbii funkcjonują dwie rafinerie, należące do państwowego koncernu Naftna Industrija Srbije (NIS): Panczewo (w pobliżu Belgradu) i Nowy Sad, których wydolność produkcyjna wynosi ok. 7,3 mt ropy rocznie. Z racji niewielkich źródeł własnych ropa pochodzi głównie z importu (75–80% potrzeb)³⁰. Serbia produkuje w granicach 0,7–0,9 mt ropy rocznie (w 2018 r. – 0,870 mt), konsumuje zaś 3,5–3,8 mt (w 2018 r. – 3,709 mt), dlatego

³⁰ S. Rapaić, *Tržište energenata u Evropskoj uniji i interesi Srbije*, „Međunarodni problemi” 2009, Vol. 61, No. 4, s. 530.

też różnica jest uzupełniania ropą importowaną z Rosji (2,7–2,9 mt)³¹. Ropa wydobywana jest z 63 pól naftowych w Serbii oraz w Angoli (z odwiertów wykupionych przez NIS), natomiast transport jest uzależniony od lokalizacji źródła. Obecnie funkcjonuje tylko jeden ropociąg JANAf, którym rosyjska ropa jest dostarczana przez Chorwację. Na terytorium Serbii ciągnie się od Sotine (granica z Chorwacją) do rafinerii w Nowym Sadzie, a następnie do rafinerii w Panczewie (długość 154 km). Dystrybucją ropy na obszarze całego państwa (ropociągiem, koleją, drogami i rzekami) zarządza państwowe przedsiębiorstwo JP Transnafta. Natomiast sieć detaliczna ropy naftowej jest zdominowana przez trzech operatorów NIS Petrol, austriacki OMV Serbia oraz rosyjski Lukoil. W tym miejscu warto również wspomnieć, że Serbowie eksportują ropę do Bośni i Hercegowiny (Republika Serbska BiH), jak również sprzedają przetworzone produkty z ropy naftowej do Kosowa (benzyna, diesel), Bułgarii (eurodiesel B7), Rumunii i Węgier (paliwo lotnicze)³².

3.2.2.2. Gaz ziemny

Sektor gazowy w Serbii od wielu lat opiera się na gazie rosyjskim przesyłanym przez Węgry (w ponad 80%). Co ważne, Rosja wynegocjowała wyłączność na dostawy błękitnego surowca do 2021 r. i prawdopodobnie w kolejnych latach będzie wciąż głównym dostawcą³³. W 2018 r. całkowita konsumpcja gazu w Serbii wyniosła 2,483 mld m³, tylko 0,440 mld m³ pochodziło z rodzimych źródeł (18%). W zasadzie jedynym obszarem eksploatacji gazu ziemnego jest Wojwodina (Banatski Dvor, koło Zrenjanina), którą zajmuje się NIS³⁴. Siecią przesyłową zarządza spółka państwowa JP Srbijagas, natomiast za dystrybucję odpowiedzialna jest jej spółka zależna Yugorosgaz (50% Gazprom, 25% Srbijagas, 25% Centrex Europe Energy & Gas AG). Należy wskazać, że możliwości serbskiego systemu przesyłowego (2400 km gazociągów) wynoszą w skali rocznej 6,100 mld m³, tym samym sektor gazowy ma duże możliwości rozwoju. Niemniej jednak w stosunku do lat poprzednich zauważalny jest nieznaczny spadek zapotrzebowania na gaz (w porównaniu z 2017 r. obniżenie konsumpcji o 9%), choć w tym aspekcie odnotowano 4-procentowy wzrost w skali rocznej zużycia w sektorze energetycznym³⁵. Największym konsumentem jest sektor przemysłowy (55%), następnie gospodarstwa domowe (21%) oraz sektor handlowy (20%). W kontekście kryzysów gazowych dużym

31 Ropa w niewielkich ilościach była sprowadzana także z Kazachstanu. *Ibidem*.

32 M. Luković, A. Petrović, *Serbia: Oil & Gas Regulations 2019*, <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/serbia>, 2.10.2019.

33 *Ibidem*.

34 D. Brkić, *op. cit.*, s. 2–3.

35 *Енергетски биланс Републике Србије за 2018. годину*, <http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/vlada/odluka/2017/119/2/reg>, 26.09.2019.

problemem jest fakt, że Serbowie dysponują tylko jednym podziemnym magazynem gazu – Banatski Dvor, którego pojemność wynosi 450 mln m³ (planowana rozbudowa do 750 mln m³)³⁶. Ponadto właścicielem magazynu obok Srbijagas (49% udziałów) jest Gazprom (51%)³⁷.

3.2.2.3. Węgiel

Węgiel – odmiennie niż w przypadku ropy czy gazu – pochodzi w głównej mierze z produkcji krajowej (97%). Surowiec ten wydobywany jest w kilku zagłębiach, z których najczęściej dostarcza Kolubara (blisko 29 mt w 2018 r.) oraz Kostolac (ponad 10 mt)³⁸. Kompleks kilku kopalń w obu zagłębiach należy do największego przedsiębiorstwa państwowego Elektroprivreda Srbije (EPS), z tego powodu sektor węglowy ma istotne znaczenie nie tylko dla serbskiej energetyki, ale przekłada się na kondycję gospodarczą państwa³⁹. Zdecydowaną większość węgla dostępnego na serbskim rynku stanowi węgiel brunatny (98%), wydobywany w kopalniach odkrywkowych. Warto podkreślić, że w 2018 r. aż 94% wyprodukowanego węgla trafiło do serbskich elektrowni. Z tego też względu surowiec ten jest eksportowany w szczątkowych ilościach. Również import jest na niskim poziomie i w 2018 r. wyniósł nieco ponad 1 mt. Biorąc pod uwagę fakt, że energia pozyskiwana jest w głównej mierze w elektrowniach bazujących na węglu, popyt na ten surowiec będzie utrzymywał się na wysokim poziomie. Jak zostało wspomniane wcześniej, do 2008 r. największe zasoby węgla zlokalizowane były w Kosowie. Z tego względu suwerenne Kosowo zrodziło nie tylko poważny problem natury politycznej, ale też duże komplikacje gospodarcze. Serbowie od wielu dekad inwestowali w rozwój przemysłu górniczego na tym obszarze, w okresie funkcjonowania SFRJ oddano do użytku m.in. dwie elektrownie węglowe Obilić (w pobliżu Prisztiny) czy też kompleks kopalń i zakładów przemysłowych Trepca. Od 2008 r. trwa serbsko-albański spór własnościowy w zakresie wyżej wymienionej infrastruktury⁴⁰.

36 Ekapija, <https://www.ekapija.com/en/news/2308013/capacity-of-banatski-dvor-storage-to-be-increased-to-750-million-cubic>, 3.10.2019.

37 *Underground Gas Storage Projects of Gazprom Export LLC in Europe*, St. Petersburg 2017, s. 17, http://www.gazpromexport.ru/files/Underground_Gas_Storage_2017_ENG386.pdf, 23.09.2019.

38 W okresie ostatniej dekady produkcja jest utrzymywana na zbliżonym poziomie. Zob. V. Pavlović [et al.], *Coal Production in Serbia – Status and Perspective*, „Górnictwo i Geoinżynieria” 2011, nr 3, s. 262.

39 M. Kostović, N. Kostović, R. Tokalić, *Coal Mining and Preparation in Serbia*, „Underground Mining Engineering” 2018, No. 33, s. 73.

40 B. Ristić, *Ile Serbię kosztuje utrata Kosowa?*, Sputnik Polska, <https://pl.sputniknews.com/swiat/201808058533973-serbia-kosowo-sputnik/>, 15.10.2019.

3.3. Strategia energetyczna Serbii

3.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii do roku 2025

Władze Serbii w 2016 r. zatwierdziły program o nazwie „Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii do roku 2025 z projekcją do roku 2030”. Dokument stanowi podstawę realizacji planu rozwoju w dziedzinie energetyki. Wyszczególniono w nim trzy kluczowe filary:

1. Bezpieczeństwo energetyczne – w świetle serbskiej strategii oznacza zapewnienie niezawodnych, bezpiecznych i wysokiej jakości dostaw energii oraz produktów energetycznych. Bezpieczeństwo energetyczne jest fundamentalnym elementem nie tylko dla rozwoju energetyki, ale też gospodarki państwa.
2. Rynek energii – wskazuje się na potrzebę rozwoju rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz jego zintegrowanie z rynkiem energii w UE, połączenie systemu energetycznego Serbii z państwami sąsiednimi, a także na ochronę konsumentów energii i produktów energetycznych.
3. Energia odnawialna – podkreśla się potrzebę zwiększenia udziału energii odnawialnej w produkcji energii elektrycznej i ciepłej, stworzenie instytucjonalnego, finansowego i technicznego zaplecza dla rozwoju zielonej energii oraz promowanie ochrony środowiska w kontekście produkcji energii⁴¹.

Cele zawarte w trzech filarach serbskiej strategii są zgodne z polityką UE w sektorze energetycznym oraz z założeniami przyszłej regionalnej strategii energetycznej Wspólnoty Energetycznej, która przewiduje stworzenie konkurencyjnego, zintegrowanego rynku energii. Co istotne, są one zharmonizowane z potrzebą rozwoju gospodarczego i modernizacji technologicznej państwa serbskiego m.in. poprzez dostosowanie do Narodowej Strategii Zrównoważonego Rozwoju, której priorytetem jest osiągnięcie wszystkich celów sektorowych (w tym energetycznych), rozwojowych, ekonomicznych, społecznych i środowiskowych⁴².

3.3.1.1. Bezpieczeństwo energetyczne

W serbskiej Strategii podkreślono, że niezawodne i wysokiej jakości dostawy energii stanowią podstawę dla rozwoju gospodarczego i społecznego państwa. Zależność energetyczna Republiki Serbii od importu surowców energetycznych (33,5% w 2010 r.) w porównaniu z większością państw europejskich nie jest wysoka, niemniej jednak jest zbyt duża

41 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 34.

42 Ibidem, s. 36.

w sektorze naftowym, produktach naftowych i gazie ziemnym. W związku z tym opóźnienie w budowie nowych obiektów elektroenergetycznych może spowodować, że państwo serbskie stanie się znaczącym importerem energii elektrycznej w kolejnych latach. Z tego względu nie tylko wymagane jest promowanie oszczędnego i racjonalnego wykorzystania energii, ale też zapewnienie odpowiednich zapasów ropy naftowej i gazu ziemnego, dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw tychże surowców, jak również oddanie do użytku nowych elektrowni. Działania w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wiążą się z potrzebą wypracowania efektywnego tranzytu energii i współpracy transgranicznej, a co za tym idzie – zintegrowania serbskiego rynku energii z rynkiem regionalnym. Celem jest nie tylko osiągnięcie zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego, ale przede wszystkim długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne państwa⁴³.

3.3.1.2. Rynek energii

Rozwój rynku energii jest kluczowym założeniem dla zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego Republiki Serbii. Przede wszystkim przejawia się w dążeniu do rynku energii funkcjonującego na zasadach konkurencji, a co za tym idzie – dopuszczeniu do niego w większym zakresie podmiotów prywatnych. Powinno to zapewnić odbiorcom wybór związany z podażą energii i produktów energetycznych, dzięki czemu ich cena powinna bardziej zależeć od popytu. Warto odnotować, że Republika Serbii ratyfikowała Traktat o Wspólnocie Energetycznej, a tym samym priorytetem jest ustanowienie regionalnego rynku energii i jego integracji z rynkiem energii Unii Europejskiej. Funkcjonowanie zintegrowanego rynku energii wiąże się z efektywnym wdrażaniem ram prawnych Unii Europejskiej w dziedzinie energii, ale także w dziedzinie środowiska, konkurencji, wykorzystania odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej. W tym też aspekcie odnotowano, że oddanie do użytku nowej trasy dostaw gazu ziemnego oraz nowe połączenia elektryczne i gazowe spowodują, że Republika Serbii stanie się istotnym państwem tranzytowym. Niemniej dla sprawnego funkcjonowania wewnętrznego i regionalnego rynku energii konieczne są inwestycje w jego rozbudowę oraz modernizacja istniejącej infrastruktury elektrycznej i gazowej. Konieczne jest oddanie do użytku interkonektorów gazowych (w głównej mierze z państwami UE) oraz skuteczniejsza gazyfikacja Serbii. Natomiast w dziedzinie energii elektrycznej niezbędna jest modernizacja istniejących i budowa nowych zdolności produkcyjnych i przesyłowych. Wszystkie te przedsięwzięcia muszą spełniać normy środowiskowe, wobec tego konieczne jest inwestowanie w nowoczesną technologię⁴⁴.

43 *Ibidem*, s. 34.

44 *Ibidem*, s. 35.

3.3.1.3. Energia odnawialna

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, ochrona środowiska i ograniczenie wpływu na zmiany klimatu to kluczowe elementy zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego w Republice Serbii. Biorąc pod uwagę potencjał i zasoby energetyczne, produkcja energii powinna być ukierunkowana na wykorzystanie lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii i zastosowanie technologii „czystego węgla”. Wskazuje się, że wpływ produkcji energii na środowisko o możliwie najniższej emisji gazów cieplarnianych stanie się kluczowym kryterium oceny technologii energetycznych i możliwych kierunków rozwoju sektora energetycznego. Przejście na bardziej wydajną, czystsza i odnawialną energię musi opierać się na cenie rynkowej energii (nie może być za wysoka w stosunku do produkcji energii ze źródeł konwencjonalnych). Zastosowanie odpowiednich standardów technologicznych, edukacja i lepsze informowanie społeczne w połączeniu z instrumentami ekonomicznymi i zachętami do oszczędzania, zwiększania efektywności energetycznej i większego wykorzystania energii odnawialnej stanowią integralną część ogólnej strategii zrównoważonego sektora energetycznego⁴⁵.

3.3.2. Inwestycje w obszarze serbskiej energetyki

3.3.2.1. System energetyczny

Serbski system energetyczny wymaga dużych nakładów finansowych na modernizację istniejących obiektów elektroenergetycznych, w szczególności elektrowni wodnych. Wystarczy przypomnieć, że średni wiek zainstalowanych mocy produkcyjnych w elektrowniach ciepłych i wodnych wynosi ponad 25 lat. Biorąc pod uwagę wzrost zużycia energii elektrycznej w porównaniu z rokiem bazowym (2010 r.), który wyniesie ok. 5,7% do 2020 r., 10,5% do 2025 r., 16,3% do 2030 r., niezbędna jest nie tylko modernizacja, ale też oddanie do użytku nowych elektrowni wykorzystujących paliwa konwencjonalne (gaz, węgiel). W tym też aspekcie planowane jest wybudowanie nowych bloków energetycznych opalanych węglem o mocy 700 MW do 2025 r. (350 MW do 2020 r.) oraz gazem o mocy 450 MW. W kolejnej dekadzie przewiduje się wzrost produkcji energii z OZE (energia wodna, wiatr, biomasa, energia słoneczna). Jednym z ważniejszych przedsięwzięć będzie oddanie do użytku elektrowni wodnej Bistrica. Warto zaznaczyć, że Serbia poprzez wdrożenie dyrektyw takich jak 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania, 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapo-

⁴⁵ Ibidem.

bieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) zobowiązała się do osiągnięcia udziału OZE na poziomie 27% w końcowym zużyciu brutto do 2020 r. Z tego względu niezbędna jest reorganizacja w celu wydajniejszej pracy zakładów energetycznych i przyciągania inwestycji zagranicznych, zwłaszcza tych rozwijających zieloną energię. Modernizacja systemu energetycznego w Republice Serbii obejmuje także rozwój sieci przesyłowych energii oraz przemysłu maszynowego w celu zwiększenia udziału krajowych firm w budowie obiektów i infrastruktury elektroenergetycznej⁴⁶.

Poziom i sposób rekultywacji istniejących zdolności serbskiej energetyki uwarunkowane są zastosowaniem dyrektywy w sprawie dużych instalacji spalania. Niniejsza dyrektywa przewiduje ograniczenie emisji SO₂, NO_x z jednostek energetycznych o wkładzie cieplnym równym lub większym niż 50 MW, niezależnie od rodzaju paliwa. W celu wdrożenia niniejszej dyrektywy w nowych blokach energetycznych, ale też w tych istniejących są wprowadzane instalacje odsiarczania, denitryfikacji spalin, a także elektrofiltry o wysokiej wydajności. Jak można wywnioskować, przedsięwzięcie to wymaga znacznych nakładów finansowych (ok. 634,5 mln euro) m.in. w bloki energetyczne Nikola Tesla A3-A6, Nikola Tesla B1-B2, Kostolac B1-B2 (o łącznej mocy zainstalowanej 3160 MW i średniej rocznej produkcji ok. 19 000 GWh). Mając na uwadze, jak ważne są te jednostki dla energii elektrycznej, a także dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, absolutnie konieczna jest ich modernizacja w ściśle określonych terminach (istniejące zagrożenie wycofania z eksploatacji). W przypadku jednostek energii cieplnej poniżej 300 MW (bloki energetyczne Kostolac, Morava, Kolubara, Panonske Elektrane) ich średni wiek wynosi 45 lat, a średnia efektywność energetyczna poniżej 30%. W związku z tym przewiduje się sukcesywną likwidację tych jednostek w latach 2018–2024. Wycofanie z eksploatacji istniejących mocy produkcyjnych wiąże się z koniecznością wprowadzenia do systemu nowych jednostek wytwórczych o znacznie wyższej efektywności energetycznej (ponad 40%). Największe inwestycje zostaną poczynione w elektrownie węglowe (Nikola Tesla B3, Kolubara B, Kostolac B3, Novi Kolin, Štavalj), elektrociepłownie w Nowym Sadzie, gazowe i wodne (Velika Morava, Ibar, Srednja Drina, Bistrica, Djerdap 3, małe elektrownie wodne)⁴⁷. Przewidywany czas realizacji projektów energetycznych wynosi od 2 do 9 lat, a szacowany koszt może wynieść ponad 10 mld euro (tab. 3)⁴⁸.

46 *Ibidem*, s. 39–40.

47 Na ten temat: *Security of Supply Statement – Republic of Serbia*, Ministry of Mining and Energy, Beograd 2018, s. 44–47.

48 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 41–43.

Tabela 3. Inwestycje w zakresie budowy nowych elektrowni w Serbii

Projekt	Moce produkcyjne (MW)	Czas budowy (lata)	Koszty (mln euro)
Nikola Tesla B3	750	4	1600
Kolubara B	2 × 375	6	1500
Kostolac B3	350	4	450
Novi Kolin	2 × 350	6	1330
Štavalj	300	5	650
Novi Sad	340	2–3	400
elektrownie gazowe	860	4	1500
Velika Morava	147,7	3–7	360
Ibar	117	2–7	300
Srednja Drina	321	5–9	819
Bistrica	4 × 170	5	560
Djerdap 3	2 × 300	5	400
małe elektrownie wodne	387	6	500

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 41.

Rozwój zdolności przesyłowych obejmuje następujące przedsięwzięcia, jakie mają być zrealizowane do 2025 r. (maksymalnie do 2030 r.):

1. Wzmocnienie wewnętrznych zdolności przesyłowych, a także zdolności korytarza regionalnego poprzez sieć przesyłową (poziom napięcia 400 kV) w kierunku północno-wschodnim i południowo-zachodnim. System przesyłowy Republiki Serbii jest połączony z systemami przesyłowymi ośmiu sąsiednich państw. W tym też kontekście celem jest wzmocnienie wewnętrznych zdolności przesyłowych i zastąpienie przestarzałej sieci (poziom napięcia 220 kV) w zachodniej części Serbii, a także wzmocnienie zdolności przesyłowej na odcinku korytarza południowo-wschodniego (biorąc pod uwagę przede wszystkim planowane podwodne połączenia między Włochami a Czarnogórą, a także ewentualnie Włochami i Chorwacją). Projekt ten umożliwi przesył energii z państw Europy Południowo-

-Wschodniej, a także Turcji do południowo-zachodniej części regionu, a w dalszej perspektywie w kierunku zachodniej Europy. Jego realizacja składa się z następujących etapów:

- Oddanie do użytku nowej linii przesyłowej między Republiką Serbii a Rumunią (podwójna linia przesyłowa 400 kV Reșița (Rumunia) – Panczewo (Serbia) z nową podstacją 400/110 kV w Vršacu).
 - Modernizacja sieci przesyłowych w zachodniej Serbii do poziomu napięcia 400 kV (podwójna linia przesyłowa 400 kV Obrenovac – Bajina Basta z modernizacją podstacji w Valjevo do poziomu napięcia 400 kV).
 - Nowe połączenie 400 kV między Republiką Serbii, Czarnogórą a Bośnią i Hercegowiną.
 - Nowa linia połączeń międzysystemowych 400 kV między Republiką Serbii a Węgrami.
2. Wzmocnienie wewnętrznych zdolności przesyłowych, a także przepustowości regionalnego korytarza przez sieć przesyłową (poziom napięcia 400 kV) Republiki Serbii w kierunku wschód-zachód. Celem jest wzmocnienie wewnętrznych zdolności przesyłowych i wymiana sieci o napięciu 220 kV w Serbii Środkowej. W tym też aspekcie niezbędna jest budowa nowej sieci o napięciu 400 kV z Niszu do Bajiny Basty i Bistricy z modernizacją istniejących podstacji 220 kV w centralnej Serbii do 400 kV i wzmocnieniem zdolności istniejącego połączenia 400 kV z Bułgarią.
3. Wzmocnienie zdolności przesyłowych sieci (poziom napięcia 110 kV) na obszarach strategicznych. Założeniem jest podniesienie niezawodności systemu przesyłowego i bezpieczne zaopatrzenie odbiorców, przyłączenie nowych mocy produkcyjnych oraz zintegrowanie systemu przesyłowego. Najważniejsze projekty to:
- Podwójna linia przesyłowa 110 kV Kraljevo – Novi Pazar (jest rozwiązaniem dla bezpiecznego zaopatrzenia obszaru Raška i obszaru na północy Kosowa).
 - Linia przesyłowa 110 kV Veliko Gradište – Bela Crkva (zapewni podłączenie do systemu przyszłych farm wiatrowych w regionie Banatu).

Rozwój sieci dystrybucyjnej obejmuje również budowę brakujących podstacji i linii oraz przebudowę i modernizację istniejących podstacji (wymiana przestarzałego sprzętu energetycznego, zwiększenie mocy, automatyzacja elementów instalacji itd.) oraz istniejącej sieci o niższym napięciu. W efekcie przewiduje się zmniejszenie (obecnie bardzo wysokich) strat w sieci dystrybucyjnej, dzięki czemu zapewniona zostanie lepsza jakość zaopatrzenia odbiorców energii elektrycznej⁴⁹.

49 *Ibidem*, s. 43–44.

3.3.2.2. Energetyka jądrowa

Należy zaznaczyć, że niektóre państwa sąsiednie (Węgry, Bułgaria, Rumunia) inwestują w energię jądrową, tym samym również w Serbii rozważana jest możliwość jej wykorzystania. Niemniej jednak wciąż obowiązuje ustawa zakazująca budowy elektrowni jądrowych (na podstawie sukcesji z FRJ)⁵⁰. Co za tym idzie, brak jest ram prawnych czy też administracyjnych, które regulowałyby wykorzystanie energii jądrowej. Ponadto istotnym problemem jest brak kadr naukowych i specjalistycznych, dlatego też należałoby wprowadzić stosowne zmiany w systemie edukacyjnym (warto zaznaczyć, że inżynieria jądrowa była rozwijana w Jugosławii). Pomimo tak zarysowanych przeszkód podkreśla się, że budowa elektrowni jądrowych nie powinna być wykluczona⁵¹. Szacuje się, że 10–15 lat od momentu zniesienia ustawy zakazującej budowy elektrowni jądrowych będzie minimalnym okresem na przezwycięzenie wszystkich wymienionych problemów⁵².

3.3.2.3. Ciepłownictwo komunalne

Ważne miejsce w serbskiej strategii zajmuje kwestia modernizacji ciepłownictwa komunalnego, a zwłaszcza potrzeba redukcji strat w sieciach przesyłowych. Ciepłownictwo komunalne obejmuje 57 miast i gmin, a ich łączna moc zainstalowana wynosi 6700 MW. Średni wiek elektrociepłowni, podstacji grzewczych i sieci dystrybucji ciepłej wody wynosi ponad 25 lat. Z tego względu niezbędne jest odnowienie infrastruktury. W dalszej perspektywie rozważane jest instytucjonalne połączenie poszczególnych systemów w celu osiągnięcia efektu synergii w ich wspólnym i zharmonizowanym rozwoju. Zwrócenie się w kierunku czystszych źródeł energii w tym sektorze i modernizacja technologiczna systemów ciepłowniczych jest koniecznością, mając na uwadze, że większość istniejących elektrociepłowni znajduje się w gęsto zaludnionych środowiskach miejskich. W tym względzie niezbędna jest przebudowa ciepłownictwa komunalnego w miastach, w których ciepłownie wykorzystują głównie węgiel (Kragujevac, Krusevac, Bor, Leskovac i inne), a także w miastach zasilanych elektrowniami cieplnymi, które mają zostać w najbliższym okresie zamknięte (Obrenovac, Pozarevac, Lazarevac). Przewiduje się zmniejszenie udziału węgla i paliw płynnych (ciężki olej opałowy i olej opałowy) przy jednoczesnym zwiększeniu udziału biomasy i gazu ziemnego. Warto odnotować, że w porównaniu z rozwiniętymi krajami UE w Republice

50 *Zakon o zabrani izgradnje nuklearnih elektrana u Saveznoj Republici Jugoslaviji*, Sl. List SRJ, br. 12/95 i Sl. Glasnik RS, br. 85/2005.

51 B. Đurić, M. Jegerš, *Srbija u makazama energetske bezbednosti*, „Civitas” 2011, No. 2, s. 85.

52 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 46.

Serbii liczba gospodarstw domowych podłączonych do sieci ciepłowniczej jest wciąż niska. Wskazuje się, że do 2025 r. aż 40% obecnie istniejących gospodarstw domowych w miastach z ciepłownictwem komunalnym należy podłączyć do sieci. Szacowane koszty modernizacji ciepłownictwa komunalnego wynoszą 240 mln euro (do 2020 r.), a w dłuższej perspektywie 550 mln euro (do 2030 r.)⁵³.

3.3.2.4. Węgiel

Węgiel jest największym bogactwem surowcowym w Serbii, z tej też przyczyny planowane są przedsięwzięcia związane z jego dalszym wykorzystaniem do produkcji energii. W tym względzie niezbędna jest eksploatacja istniejących kopalń, ale także otwarcie nowych jednostek⁵⁴. Szacuje się, że uruchomienie nowych kopalń odkrywkowych w zagłębiu Kolubara to koszt ponad 1,7 mld euro. Zdecydowanie najważniejszą inwestycją będzie uruchomienie kopalni odkrywkowej Radljevo (wartość 6-letniej inwestycji szacowana jest na 600 mln euro), której wydolność ma osiągnąć poziom 13 mt węgla rocznie. Stopniowy wzrost produkcji węgla jest możliwy również w zagłębiu Kostolac, dlatego też planowane jest zainwestowanie 230 mln euro w kopalnię odkrywkową Drmno, która rocznie ma dostarczać 12 mt surowca. Ważnym przedsięwzięciem będzie również podtrzymanie mocy produkcyjnych w zagłębiu Kovin, co też wiąże się z potrzebą inwestycji ok. 500 mln euro⁵⁵. Warto zauważyć, że rozwojem oraz modernizacją serbskiego górnictwa są zainteresowane Chiny, które już od kilku lat inwestują m.in. w kopalnię Drmno i elektrownię Kostolac B3, a w najbliższych latach planują zainwestować w kopalnię Radljevo oraz elektrownię węglową Morava, Kovin, Nikola Tesla B3 i Štavalj⁵⁶.

3.3.2.5. Ropa naftowa

W świetle założeń spodziewany jest wzrost zużycia produktów ropopochodnych, niemniej jednak obecne zdolności rafinerii ropy naftowej w Panczewie (4,7 mt rocznie) są wystarczające dla zaspokojenia zwiększonych potrzeb. W następstwie prywatyzacji NIS rosyjska spółka Gazprom Neft stała się jej większościowym udziałowcem, przez co w pełni kontroluje serbską produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego, w znacznej mie-

53 Ibidem, s. 47–49.

54 Zob. V. Pavlovic [et al.], op. cit., s. 268–272.

55 Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 51–52.

56 I. Ciuta, P. Gallop, Chinese-financed coal projects in Southeast Europe. A real and immediate threat to the EU's decarbonisation efforts, CEE Bankwatch Network, 9 April 2019, s. 13, <https://bankwatch.org/wp-content/uploads/2019/04/China-Balkans-briefing.pdf>, 21.10.2019.

rze kontroluje również obrót produktami ropopochodnymi (z ok. 68-procentowym udziałem w sprzedaży hurtowej i 35-procentowym udziałem w sprzedaży detalicznej produktów). W efekcie wzrastających wpływów rosyjskiego koncernu zaznacza się potrzebę zwiększenia konkurencji rynkowej w sektorze naftowym. Jak zostało wspomniane, Republika Serbii jest państwem silnie zależnym od importu ropy naftowej, właściwie z jednego kierunku dostaw – Rosji. Ceny produktów ropopochodnych są zatem bezpośrednio uwarunkowane zmianami cen rosyjskiej ropy, z tego powodu rozważana jest możliwość zróżnicowania źródeł dostaw tego strategicznego surowca np. z państw nadkaspjskich, afrykańskich. Niestety możliwości Serbii na tym polu są obecnie ograniczone, dlatego też bez rozbudowy infrastruktury przesyłowej (PEOP) dywersyfikacja nie zostanie zrealizowana⁵⁷. Problematicznie przedstawia się kwestia rodzimej produkcji ropy naftowej. Przewiduje się, że jeśli nie dojdzie do odkrycia nowych złóż, nastąpi stopniowa redukcja, a nawet wstrzymanie wydobycia⁵⁸. Jedną z możliwości zmniejszenia zależności od importu jest, obok produkcji biopaliw, wykorzystanie łupków bitumicznych. Aby w pełni uwzględnić ten potencjał, konieczne jest przede wszystkim podjęcie działań w celu pełnego uwzględnienia geologicznych, górniczych i ekonomicznych aspektów ich eksploatacji i przetwarzania, z dokładną analizą skutków ekologicznych⁵⁹. Kolejnym elementem strategii w obszarze ropy naftowej jest wzrost możliwości magazynowania do 1 mln m³ w 2022 r. oraz rozwój systemu dystrybucji ropy, w głównej mierze poprzez modernizację istniejącego ropociągu. W tym miejscu należy odnotować, że w przypadku powodzenia badań NIS w Rumunii możliwa jest budowa rurociągu, który transportowałby wyprodukowaną ropę naftową do rafinerii w Panczewie. Szacowany koszt modernizacji i inwestycji w sektorze ropy naftowej wyniesie blisko 1,5 mld euro⁶⁰.

3.3.2.6. Gaz ziemny

Serbska produkcja gazu ziemnego odpowiada obecnie ok. 20% konsumpcji krajowej, niemniej w najbliższych latach jej poziom będzie się obniżać. Prognozowana kon-

57 Wprawdzie Serbia poprzez ropociąg JANAF może sprowadzać ropę drogą morską przez chorwacki terminal Omišalj nad Morzem Adriatyckim. Niemniej jednak, mając na uwadze wciąż konfliktogenne serbsko-chorwackie stosunki polityczne, ta możliwość jest mało realistyczna.

58 W ostatnich 5 latach produkcja ropy naftowej systematycznie się obniżała. Zob. Trading Economics, *Serbia Crude Oil Production*, <https://tradingeconomics.com/serbia/crude-oil-production>, 26.09.2019.

59 V. Čokorilo [et al.], *Oil Shale Potential in Serbia*, „Oil Shale” 2009, No. 26 (4), s. 461.

60 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 53–55.

sumpcja ma systematycznie wzrastać z 3,5 mld m³ w 2020 r. do 4,5 mld m³ w 2030 r. Z tego względu również import błękitnego surowca w kolejnych latach będzie wzrastał. Problematicznie przedstawia się kwestia dystrybucji gazu, gdyż niektóre części państwa pozbawione są sieci gazowej (rys. 9)⁶¹. Co więcej, zarysowuje się ekstremalna sezonowa dysproporcja w konsumpcji, wysokie koszty tranzytu oraz zadłużenie wobec dostawców. Wydaje się, że niezbędna jest modernizacja sektora gazowego w Serbii. W pierwszej kolejności wskazuje się na potrzebę oddania do użytku interkonektorów z państwami sąsiednimi, w tym przede wszystkim z Bułgarią, Rumunią oraz Chorwacją. Przedsięwzięcie to pozwoli na dywersyfikację kierunków dostaw surowca⁶². Pożądane byłoby włączenie państwa serbskiego do międzynarodowej inwestycji przewidującej nową trasę dystrybucji gazu, taką jak Tesla czy też Serbian Stream. Rosnące wykorzystanie gazu wiąże się również z koniecznością wybudowania elektrowni gazowych, w pierwszej kolejności w dużych ośrodkach miejskich, takich jak Belgrad, Nowy Sad czy Nisz. Nowe bloki energetyczne skutecznie odciążąłyby obecnie istniejący system energetyczny, a przy tym byłyby mniej szkodliwe dla środowiska naturalnego⁶³. Planowane jest również zwiększenie zdolności magazynowych gazu ziemnego. Obecnie funkcjonuje podziemny magazyn gazu Banatski Dvor, który docelowo ma osiągnąć poziom 800 mln m³. W kolejnych latach mają powstać nowe magazyny, m.in. w Wojwodinie (Itebej, Mokrin) oraz środkowej Serbii (Ostrovo), o łącznej pojemności od 2,5 do 3 mld m³ gazu ziemnego. Szacowany koszt inwestycji w sektorze gazowym do 2030 r. ma wynieść ponad 5,5 mld euro, niemniej wydatki te są uzależnione od powstania nowej nitki przesyłowej gazu przez Serbię (2 mld euro). Kosztownym przedsięwzięciem będzie również gazyfikacja państwa (1,2 mld euro), natomiast pozostałe inwestycje nie będą aż w takim stopniu kapitałochłonne (interkonektory – 200 mln euro, magazyny gazowe – 110 mln euro)⁶⁴.

61 Sieć gazociągów znajduje się w północnej oraz centralnej części Serbii (głównie Wojwodina), południowa oraz wschodnia część państwa nie jest zgazyfikowana. Zob. M. Zdravković, L. Topalović, *Gas Infrastructure Development Plans*, IENE: 11th SEE Energy Dialogue, Thessaloniki, 26–27.06.2018, <https://www.iene.eu/articlefiles/topalovic.pdf>, 22.12.2019.

62 Szczególnie ważna jest realizacja interkonektora IBS (Serbia – Bułgaria). Zob. J. Bowden, *SE Europe gas markets: towards integration*, The Oxford Institute for Energy Studies, No. 150, October 2019, s. 16.

63 Pierwsza elektrownia gazowa w Serbii o mocy 200 MW (CHPP Panczewo) zostanie uruchomiona w 2020 r. Zob. SerbiaEnergy.eu, *Serbia: CHPP Pancevo to start commercial operation in Q4 2020*, <https://serbia-energy.eu/serbia-chpp-pancevo-to-start-commercial-operation-in-q4-2020/>, 17.10.2019.

64 *Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, s. 55–57.

Rysunek 9. System przesyłowy gazu w Serbii



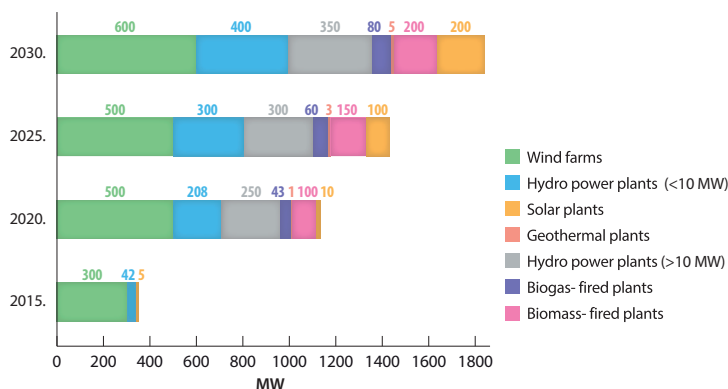
Źródło: Gazprom, <https://www.gazprom.com/press/news/2012/february/article130209/>, 20.10.2019.

3.3.2.7. Odnawialne źródła energii

Potencjał odnawialnych źródeł energii Republiki Serbii jest znaczny i szacowany na 5,65 Mtoe rocznie. Z tego ponad 60% stanowi potencjał biomasy, którego wykorzystanie szacuje się obecnie na ok. 30% możliwości. Dostępny techniczny potencjał hydroenergetyczny to 30% całkowitego potencjału OZE, niemniej jednak ponad połowa tychże możliwości jest już wykorzystywana. Z tej przyczyny w najbliższej dekadzie planowany jest dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej oraz słonecznej. Wraz z ratyfikacją Traktatu o Wspólnocie Energetycznej Republika Serbii przyjęła również obowiązki wynikające z dyrektyw 2009/28/WE w sprawie promowania wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Co z tym związane, przyjęła narodowy plan działania, w którym określono udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie 27%, a także udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie w granicach 10%. Powyższe wskaźniki mają zostać osiągnięte do końca 2020 r., dlatego też przewiduje się instalację większych mocy do wy-

tworzenia energii elektrycznej z wykorzystaniem wiatru, biomasy i słońca, a także większy udział OZE w produkcji ciepła. W perspektywie do 2030 r. planowany jest wzrost mocy produkcyjnych w elektrowniach wiatrowych do 600 MW, w dużych elektrowniach wodnych do 400 MW, w małych elektrowniach wodnych do 350 MW, w elektrowniach słonecznych do 200 MW, w elektrowniach biomasowych i biogazowych do 280 MW, w elektrowniach geotermalnych do 5 MW. W sumie moce produkcyjne OZE w latach 2015–2030 wzrosną z 347 MW do 1835 MW (rys. 10)⁶⁵. Spośród wymienionych źródeł OZE dynamicznie rozwijana jest energetyka wiatrowa. Wystarczy wspomnieć, że tylko w 2018 r. oddano do użytku turbiny wiatrowe o mocy 356 MW, m.in. w Alibunar (w 2017 r. łączne moce wynosiły zaledwie 18 MW)⁶⁶. Natomiast w 2019 r. uruchomiono jedną z większych elektrowni wiatrowych w regionie – Čibuk 1 (Dolovo, 50 km od Belgradu), operującą na 57 turbinach o łącznej mocy 158 MW⁶⁷. Mając na uwadze, że w okresie najbliższych kilku lat będą zrealizowane kolejne inwestycje, zakładany poziom 600 MW w elektrowniach wiatrowych zostanie osiągnięty zdecydowanie wcześniej niż w 2030 r.

Rysunek 10. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Serbii w latach 2015–2030



Źródło: Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030, s. 50.

65 Ibidem, s. 50.

66 I. Komusanac, D. Frailie, G. Brindley, Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistics, windeurope.org, February 2019, s. 10, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>, 23.11.2019.

67 S. Jovanović, Čibuk 1, Serbia's largest wind farm, fully constructed, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/cibuk-1-serbias-largest-wind-farm-fully-constructed/>, 26.09.2019.

3.4. Wnioski

Serbia pomimo bardzo trudnej pozycji geopolitycznej zdołała utrzymać i utrzymuje wydolność w sektorze energetycznym. Energia w dość dużym zakresie uzyskiwana jest w elektrowniach wodnych, a przyszłe projekty zakładają dalszy rozwój w tym kierunku. Również potencjał innych odnawialnych źródeł energii jest znaczny, zwłaszcza jeśli chodzi o energetykę wiatrową. Mając na uwadze bezpieczeństwo surowcowe, Serbia dzięki polityczno-ekonomicznemu sojuszowi z Rosją zapewniła sobie dostawy ropy i gazu. Poza tym coraz większe zaangażowanie w integrację europejską pozwala Serbii uzyskać niezbędne dla reform kapitał oraz technologię. Program rozwoju sektora energetycznego do 2030 r. zakłada zrealizowanie wielu inwestycji, przy czym należy podkreślić, iż w dużej mierze są one uzależnione od inwestycji zagranicznych. Nadal pytaniem otwartym pozostaje to, czy Serbia otworzy się na pełną współpracę z Unią Europejską, czy też będzie prowadzić politykę prorosyjską. Pomijając wątek polityczny, należy wskazać, że energetyka Serbii opiera się głównie na przestarzałych technologiach wykorzystujących węgiel. Niestety wieloletnie zaniedbania i brak większych inwestycji nie pozwala na szybszy rozwój alternatywnych źródeł pozyskiwania energii. Republika Serbii z powodu niewystarczających rodzimych zasobów ropy i gazu jest uzależniona od rosyjskich dostaw. Znamienny jest też brak dywersyfikacji źródeł importu strategicznych surowców. Na chwilę obecną kwestia ta nie jest problematyczna, ale wzbudza pewne zastrzeżenia zwłaszcza w aspekcie ceny rosyjskiego surowca. Z tego względu w serbskiej strategii wskazano, że w najbliższych latach niezbędne będą inwestycje w nowe połączenia gazowe. Suwerenność Kosowa niesie ze sobą nie tylko konsekwencje polityczne, ale też gospodarcze. Dla Serbii oznacza to utratę strategicznego źródła surowca energetycznego, jakim jest węgiel. Niekorzystne jest również umocnienie się rosyjskiego Gazpromu w serbskim sektorze energetycznym, szczególnie w kontekście przyszłych inwestycji. W najbliższych latach Republika Serbii będzie dążyć do odejścia w jak największym stopniu od elektrowni węglowych na rzecz wodnych oraz energii uzyskiwanej z odnawialnych źródeł. Przewiduje się, iż państwo serbskie wraz z sąsiadami włączy się aktywniej w kreowanie regionalnego systemu energetycznego, głównie w celu dywersyfikacji źródeł importu surowców energetycznych. Ponadto nastąpi wzrost konsumpcji energii, a co za tym idzie – wzrost importu surowców.

Polityka oraz sektor energetyczny Chorwacji

Transformacja polityczna i gospodarcza Republiki Chorwacji zdecydowanie różni się od przemian, które równocześnie zachodziły w Republice Serbii, zwłaszcza po 2000 r. Warto zauważyć, że do 1991 r. oba państwa współtworzyły Socjalistyczną Federacyjną Republikę Jugosławii. W następstwie serbsko-chorwackiego konfliktu zbrojnego w latach 1991–1995 ukształtowały się granice obecnej Chorwacji. Przez kolejnych kilka lat odbudowywano zrujnowaną gospodarkę, w głównej mierze na obszarach dotkniętych wojną (Slawonia, Krajina). Niestety już wtedy były zauważalne różnice regionalne odnośnie do rozwoju i potencjału gospodarczego. Jednocześnie wypracowano stosowne ramy prawne dla funkcjonowania państwa w nowych realiach politycznych¹. Wyrażne przyspieszenie gospodarcze oraz zbliżenie do państw UE nastąpiło w pierwszej dekadzie XXI w., w następstwie czego Republika Chorwacji stała się członkiem NATO (2009 r.) oraz Unii Europejskiej (2013 r.). Niemniej w tym też okresie trwały wzmożone prace nad dostosowaniem na wielu płaszczyznach państwa chorwackiego do wymogów unijnych. Jedną z nich była polityka energetyczna, która zajmuje ważne miejsce zarówno w chorwackiej strategii rozwojowej, jak też w polityce Unii Europejskiej. Mając na uwadze fakt, że chorwacka granica z Serbią czy też Bośnią i Hercegowiną jest również granicą UE, kwestia ta jest niezwykle istotna w kontekście inwestycji międzynarodowych. Należy również dostrzec, że energetyka Chorwacji jeszcze w latach 90. XX w. była silnie sprzężona z innymi jugosłowiańskimi republikami (zwłaszcza ze Słowenią). W związku z tym celem nadrzędnym było wypracowanie niezależności energetycznej, a co za tym idzie – własnej strategii bezpieczeństwa energetycznego. Obecnie wciąż obowiązuje „Strategia rozwoju energetycznego Republiki Chorwa-

1 Na ten temat: W. H e b d a, *Serbsko-chorwackie stosunki polityczne...*, s. 104–106, 114–118, 127–134.

cji” zatwierdzona przez chorwacki rząd w październiku 2009 r.² Zawarte w niej cele i wyznaczniki mają zostać zrealizowane do końca 2020 r. W najbliższym czasie wej-
dzie w życie nowa strategia, w której zostaną zweryfikowane założenia poprzedniego
dokumentu i wystosowane nowe priorytety na lata 2020–2030. Już teraz wskazuje się,
że w nowej strategii przewiduje się obniżenie zużycia energii elektrycznej od 1% do
5%, wzrost w całkowitej konsumpcji energii odnawialnych źródeł do poziomu 31,5%,
wzrost produkcji energii elektrycznej od 35 do 45%. Duży nacisk zostanie także poło-
żony na rozbudowę mocy wytwórczych energii pochodzącej z turbin wiatrowych oraz
elektrowni słonecznych³.

4.1. Zasoby surowców energetycznych Chorwacji

4.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel

Należy podkreślić, iż zasoby surowców energetycznych są dla Chorwacji niewystarczają-
ce. Rodzime zasoby węgla kamiennego są znikome (nieco powyżej 5 mt), dlatego też jest
on pozyskiwany z zagranicy i sprowadzany drogą morską (z RPA, państw Ameryki Po-
łudniowej)⁴. Korzystniej zarysowuje się kwestia rezerw chorwackiej ropy naftowej i gazu
ziemnego. Pokłady ropy naftowej obecnie pozwalają w ok. 20% zaspokoić chorwacką
konsumpcję, choć wskazuje się, że udokumentowane źródła tego surowca są niewielkie
(8,8 mt), przez co możliwości produkcyjne są ograniczone. Podkreśla się, że dla zachowa-
nia chorwackiej produkcji ropy niezbędne będą nowe odwierty. W przypadku zasobów
gazu ziemnego sytuacja przedstawia się zdecydowanie lepiej, szczególnie w kontekście
stosunkowo niewielkich potrzeb Chorwatów na wspomniany surowiec. Szacuje się, że
chorwackie rezerwy gazu ziemnego (ok. 24 mld m³) są jednymi z większych w tej części
Europy (tab. 4)⁵. Z geograficznego punktu widzenia pokłady ropy i gazu zlokalizowane
są w północnym obszarze państwa (chorwacka część Kotliny Panońskiej) oraz na dnie
i w szelfie Morza Adriatyckiego⁶. Bogata w węglowodory jest w szczególności kotlina

2 *Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske*, Narodne novine, br. 68/01, 177/04, 76/07 i 152/08.

3 *Balkan Green Energy News, New Croatian Energy Strategy and Electric Energy Market*, <https://balkangreenenergynews.com/new-croatian-energy-strategy-and-electric-energy-market/>, 20.10.2019.

4 Y. De Lomez, *Renewable energy in Croatia*, Brussels Young Exporters Programme, Brussels 2012, s. 26.

5 *Energija u Hrvatskoj 2010, Godišnji Energetski Pregled*, Ministarstvo gospodarstva, rada i podu-
zetništva Republike Hrvatske, Zagreb 2010, s. 115 i 119.

6 B. Rajal, P. Šantić, *Croatia*, [w:] *The International Comparative Legal Guide to: Oil & Gas Regu-
lation 2018*, red. P. Thomson, J. Derrick, London 2018, s. 73.

rzeki Mury oraz Drawy m.in. na pograniczu z Węgrami w okolicach miejscowości takich jak Biogora czy też Našice⁷.

Tabela 4. Zasoby energetyczne Chorwacji

Surowiec energetyczny	Zasoby geologiczne
węgiel	5,1 mln ton
ropa naftowa	8,8 mln ton
gaz ziemny	24 mld m ³

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Ukupne utvrđene rezerve i godišnja eksploatacija mineralnih sirovina od 1997. godine do 2011. godine*, Ministarstvo gospodarstva, Zagreb 2012, s. 2.

4.1.2. Odnawialne źródła energii

Jak stwierdzono w strategii energetycznej Chorwacji, warunki do pozyskiwania energii z odnawialnych źródeł są dobre. Mając na względzie optymistyczne prognozy, chorwaccy politycy zatwierdzili unijną dyrektywę 2003/54/WE, w świetle której w roku 2020 ok. 20% konsumowanej energii będzie uzyskiwane z odnawialnych źródeł (bez energetyki wodnej).

Chorwaci w dużym stopniu wykorzystują energetyczny potencjał cieków wodnych. Wylicza się, że powyższe źródło może dostarczyć Chorwacji rocznie ok. 12 450 GWh, z czego obecnie wykorzystywana jest około połowa możliwości (6130 GWh rocznie). Potencjał skumulowany jest na rzekach, w obrębie których już funkcjonują elektrownie wodne, m.in. Butižnica, Cetina, Dobra, Drawa, Krka, Kupa⁸. Niemniej mając na uwadze, że chorwackie rzeki są niewielkie, wskazuje się na potrzebę inwestycji w małe elektrownie wodne. W państwie tym istnieje 67 potencjalnych lokalizacji, w których można wybudować elektrownie wodne, jednakże cel ten będzie trudny do osiągnięcia ze względu na wysokie koszty inwestycji czy też ograniczenia związane z ochroną środowiska⁹.

Pomimo długich tradycji korzystania z energii geotermalnej nadal jest ona wykorzystywana głównie w celach turystycznych. Całkowity potencjał energii geotermal-

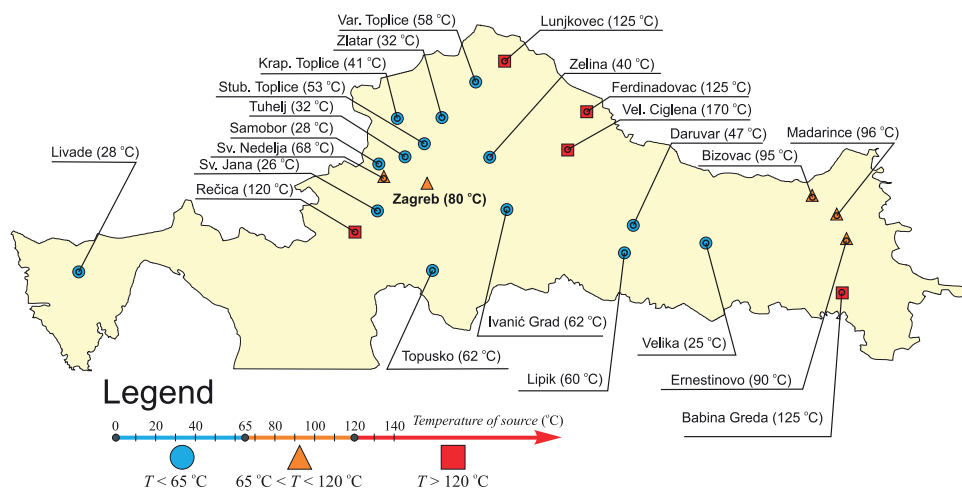
7 J. Velić, K. Kišić, D. Krasić, *The characteristics of the production and processing of oil and natural gas in Croatia from 2000 to 2014*, „Rudarsko-geološko-naftni zbornik” 2016, Vol. 31, No. 2, s. 70.

8 *Hydroelectric Power Plants in Croatia*, red. Z. Sever, Zagreb 2000, s. 5–6.

9 *Energy Strategy of the Republic of Croatia*, Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship, Zagreb 2009, s. 72–73.

nej szacuje się na 203 MJ/s¹⁰ (temperatura wody do 50°C) lub 320 MJ/s (temperatura wody do 25°C). W ostatnich latach pojawiły się projekty rozwoju energii geotermalnej, które przewidują zaopatrzenie lokalnych społeczności w infrastrukturę wykorzystującą wspomnianą energię (m.in. do ogrzewania mieszkań, uprawy kwiatów, warzyw czy też hodowli ryb)¹¹. Z geograficznego punktu widzenia geotermalny potencjał jest rozproszony, głównie na obszarze północnej Chorwacji. Można wyróżnić kilka lokalizacji z temperaturą wody powyżej 60°C, np. Zagrzeb (80°C); są też źródła z temperaturą powyżej 100°C, np. Velika Ciglena (170°C) (rys. 11).

Rysunek 11. Potencjał geotermalny w Chorwacji



Źródło: Z. Guzović, D. Lončar, N. Ferdelji, Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia by means of geothermal energy, „Energy” 2010, Vol. 35, Is. 8, s. 3430.

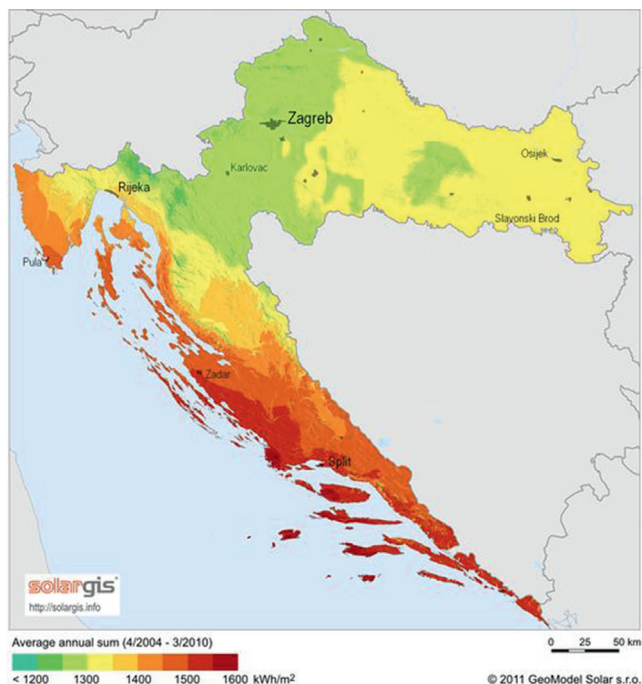
Z pewnością potencjał energii słonecznej zwłaszcza w południowej części państwa chorwackiego odznacza się sporymi możliwościami (rys. 12). Wyliczenia wskazują, iż wynosi on 74 300 TWh rocznie, natomiast z technicznego punktu widzenia osiągalne jest zaledwie 830 TWh (830 000 GWh), co i tak stanowi potężne źródło energii¹².

¹⁰ MJ/s – megadżul na sekundę, MJ/s = MW.

¹¹ M. Cerjak, Ž. Mesić, Z. Đurić, Analysis of renewable energy and its impact on rural development in Croatia, Halle 2009, s. 21.

¹² Ibidem, s. 18–19.

Rysunek 12. Potencjał energii słonecznej w Chorwacji



Źródło: 2011 GeoModel Solar s.r.o., solargis.info.

W ostatnich latach państwa europejskie intensywnie inwestują w energetykę wiatrową. W Chorwacji dogodne warunki dla elektrowni wiatrowych znajdują się wzdłuż wybrzeża Morza Adriatyckiego (ok. 50 lokalizacji)¹³. Najkorzystniejszą lokalizacją jest obszar wokół pasma górskiego Velebit, jednakże jest on objęty ochroną przyrody, dlatego też nie ma możliwości rozwoju energetyki wiatrowej w tym regionie¹⁴. Zważywszy na długą oraz urozmaiconą (liczne wyspy) linię brzegową państwa, istnieje duży potencjał rozwoju dla elektrowni wiatrowych offshore np. w pobliżu miasta Pula lub wyspy Mali Lošinj (rys. 13)¹⁵.

Należy zaznaczyć, że spośród źródeł energii odnawialnej dużym zainteresowaniem ze strony Chorwatów cieszy się wykorzystanie biomasy. Jak wskazują dane, ok. 52% po-

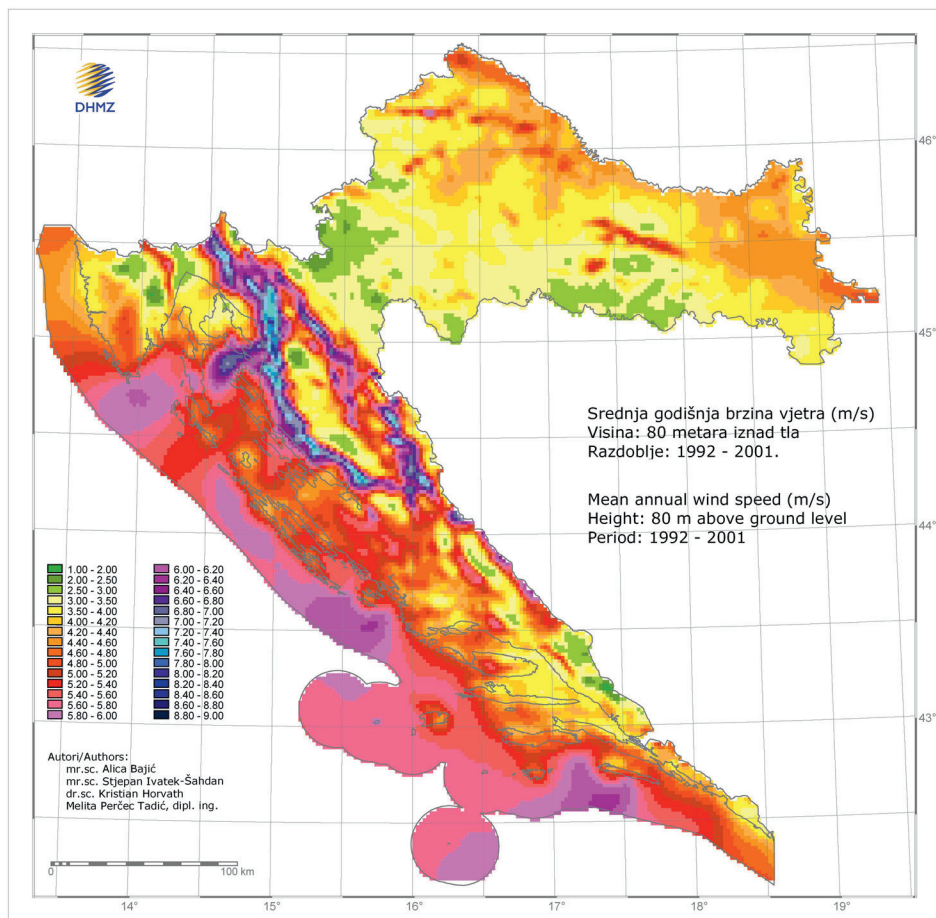
¹³ Energy Strategy of the Republic of Croatia, s. 72.

¹⁴ D. Međimorec [et al.], Wind Energy and Environmental Protection: Using GIS to Evaluate the Compatibility of Croatian Strategies, IEEE 8th International Conference on the European Energy Market, May 2011, https://bib.irb.hr/datoteka/537782.Wind_Energy_and_Environmental_Protection.pdf, 27.09.2019, s. 2.

¹⁵ B. Liščić [et al.], Offshore Wind Power Plant in the Adriatic Sea: An Opportunity for the Croatian Economy, „Transactions on Maritime Science” 2014, No. 2, s. 109.

wierzchni państwa obejmuje grunty rolne, natomiast 14% stanowią ziemie trwale niezdatne do produkcji rolnej. Obszary te można wykorzystać na plantacje leśne, z których pozyskiwana byłaby biomasa drzewna. Ponadto rocznie 25% ścinki drzewnej nie jest wykorzystane w żaden sposób, co stanowi kolejny zasób biomasy¹⁶. Znaczący potencjał wykazuje również biomasa rolnicza (pozostałości z upraw rolniczych)¹⁷.

Rysunek 13. Potencjał energii wiatrowej w Chorwacji



Źródło: Državni Hidrometeorološki Zavod, <http://mars.dhz.hr/web/index.html>, 9.10.2019.

16 D. Kajba, J. Domac, V. Segon, *Biomass Energy Europe – Illustration case for Croatia*, Freiburg 2010, s. 7.

17 B. Ćosić, N. Duić, *Mapiranje potencijala poljoprivredne i šumske biomase u Hrvatskoj*, Zagreb 2010, s. 2.

4.2. Sektor energetyczny Chorwacji

4.2.1. Produkcja energii elektrycznej

W 2017 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 11 983 GWh i w stosunku do poprzednich lat była na zbliżonym poziomie (2015 r. – 11 402 GWh, 2016 r. – 12 818 GWh). Cechą charakterystyczną chorwackiego sektora energii elektrycznej są wahania w zakresie generowanej energii, wynikające z nieprzewidywalności poziomu produkcji w elektrowniach wodnych. Należy podkreślić, że największa ilość energii (często powyżej 50% całkowitej produkcji) wytwarzana jest właśnie w elektrowniach wodnych. W 2017 r. było to 5507 GWh, czyli ok. 46% (w 2016 r. – 7057 GWh (55%)). Elektrownie wykorzystujące węgiel i ropę naftową wyprodukowały w tym samym roku zaledwie 1395 GWh, tzn. ok. 11% energii elektrycznej. Co ważne, w tym aspekcie odnotowano ponad 50-procentowy spadek (z 2893 GWh w 2016 r.). Natomiast odwrotną tendencję można zaobserwować w produkcji energii elektrycznej pozyskiwanej w elektrowniach bazujących na gazie ziemnym. W 2016 r. ich udziałem było 1787 GWh (ok. 14%), a w 2017 r. już 3797 GWh, co przekładało się na ponad 31% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Chorwacji. Dość prężnie rozwijająca się energetyka wiatrowa dostarczyła 1204 GWh, ok. 10% (w 2011 r. mniej niż 2%). Niestety wszystkie wymienione powyżej źródła są wciąż niewystarczające, mając na uwadze utrzymującą się konsumpcję energii elektrycznej na poziomie ok. 16 000 – 17 000 GWh. Z tego względu w 2017 r. aż 9487 GWh importowano m.in. z elektrowni nuklearnej Krško (Słowenia), z czego 2533 GWh eksportowano do Bośni i Hercegowiny, a pozostałą część (6954 GWh) skonsumowano¹⁸.

Obecnie w Chorwacji funkcjonuje 20 elektrowni wodnych, wliczając małe elektrownie oraz szczytowo-pompowe. W roku 2017, korzystając z powyższych mocy produkcyjnych, Chorwacja uzyskała 5507 GWh. Ponad połowę wyprodukowano w elektrowniach zbiornikowych Senj (1039 GWh), Zakućac (925 GWh) oraz Dubrovnik (851 GWh)¹⁹. Chorwaci posiadają również 8 elektrowni ciepłych opalanych w głównej mierze gazem lub węglem, w których pozyskano 5193 GWh, wśród nich najważniejsze to Zagreb (1706 GWh), Plomin (1353 GWh) oraz Sisak (836 GWh) (tab. 5 i rys. 14)²⁰.

18 Dane za: *Energija u Hrvatskoj 2017, Godišnji energetski pregled*, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske, Zagreb 2018, s. 159.

19 *Ibidem*, s. 155.

20 *Ibidem*, s. 156.

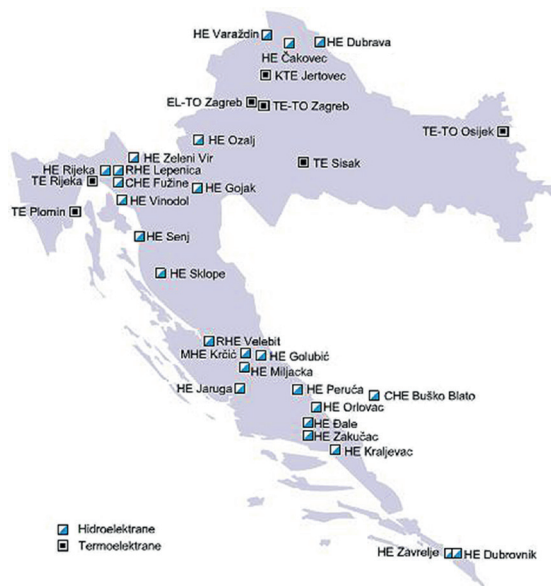
Tabela 5. Wykaz najważniejszych elektrowni w Chorwacji

ELEKTROWNIE WODNE			
Elektrownie zbiornikowe	Dostępna moc (MW)	Elektrownie przepływowe	Dostępna moc (MW)
Zakućac	535	Varaždin	92,5
Orlovac	237	Lešće	81,4
Dubrovnik	228	Miljacka	80,2
Senj	216	Dubrava	79,8
Vinodol	90	Čakovec	77,4
Peruća	60	Gojak	55,5
Kraljevac	46,4	Rijeka	36,8
Đale	40,8	małe elektrownie	33,3
Sklope	22,5	Razem elektrownie przepływowe	436,5
Velebit (szczytowo-pompowa)	276/(-240)	Razem elektrownie wodne	2206,5
Buško Blato (szczytowo-pompowa)	11,7/(-15)		
Fužina (mała, szczytowo-pompowa)	4,6/(-5,7)		
Lepnica (mała, szczytowo-pompowa)	0,8/(-1,2)		
Razem elektrownie zbiornikowe	1770		

ELEKTROWNIE CIEPLNE	Dostępna moc (MW)	Paliwo
Sisak	631	gaz, ropa
Zagreb	422	gaz, ropa
Rijeka	303	ropa
Plomin 1 i 2	297	węgiel
Osijek	90	gaz, ropa
Zagreb 2	89	gaz, ropa
Jerlovec	74	gaz, ropa
pozostałe (biopaliwo, biomasa, inne)	252	biogaz, biomasa, gaz, ropa, węgiel
Razem elektrownie ciepłne	2158	gaz i ropa (64%), węgiel (26%), biogaz, biomasa (10%)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Energija u Hrvatskoj 2017*, s. 155–156.

Rysunek 14. Rozmieszczenie elektrowni w Chorwacji



Źródło: HEP Proizvodnja, www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/default.aspx, 17.09.2019.

4.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej oraz gazu ziemnego

4.2.2.1. Ropa naftowa

W 2017 r. produkcja ropy naftowej wyniosła nieco ponad 0,7 mt, co przełożyło się na 18% całkowitej konsumpcji. Warto zauważyć, że na przestrzeni dwóch dekad wydobywanie ropy systematycznie się obniżało, gdyż jeszcze w 2000 r. produkcja wynosiła ponad 1,2 mt²¹. Z tego względu Chorwaci od wielu lat uzupełniają swoje potrzeby ropą importowaną z różnych kierunków (2,8 mt w 2017 r.), m.in. z Iraku, Azerbejdżanu, Rosji oraz Włoch. Konsumpcja ropy w roku 2017 była nieco wyższa niż w poprzednich kilku latach i osiągnęła poziom blisko 3,9 mt²². Niemniej warto w tym miejscu zauważyć, że w latach 2007–2013 konsumpcja ropy wyraźnie się obniżyła, gdyż jeszcze w 2007 r. wynosiła ponad 4,7 mt, a w 2013 już tylko 3,1 mt²³. W Chorwacji funkcjonują dwie rafinerie:

21 G. Sekulić [et al.], *Republic of Croatia in Global Oil World*, „Ekonoski Pregled” 2017, Vol. 68, No. 2, s. 236.

22 *Energija u Hrvatskoj 2017*, s. 111.

23 Knoema, *Oil consumption in Croatia*, <https://knoema.com/data/consumption+oil+croatia>, 26.09.2019.

w Rijeci – mieście portowym (wydolność 4,5 mt rocznie²⁴) oraz w Sisaku – ok. 50 km od Zagrzebia (wydolność 4 mt rocznie²⁵), które są własnością INA – Industrija Nafta (węgierski MOL jest największym akcjonariuszem INA, posiadając ponad 49% akcji)²⁶. Analizując kwestię produkcji ropy naftowej, należy zaznaczyć, że Chorwaci dysponują 38 polami naftowymi (onshore i offshore), z których surowiec transportowany jest do terminalu w Omišalj (wyspa Krk), skąd w dalszym etapie ropociągami trafia do krajowych i zagranicznych rafinerii (w Serbii, Bośni i Hercegowinie, Słowacji oraz na Węgrzech). Jak zostało wspomniane, wydobywanie ropy onshore odbywa się głównie na pograniczu chorwacko-węgierskim, na polach naftowych, takich jak Beničanci, Stružec, Žutica, Šandrovac, Ivanić, Lipovljani, Jamarice, Đeletovci, Jagnjedovac, Bilogora. Od lat 70. XX w. produkowana jest również ropa na polach zlokalizowanych w szelfie Morza Adriatyckiego²⁷. Dystrybucja strategicznego surowca odbywa się dzięki wybudowanemu w 1979 r. ropociągowi JANAF (chorwacki odcinek liczy 622 km długości) (tab. 6). Obecnie jego roczna wydolność to 34 mt ropy, co w zupełności wystarcza do zapewnienia potrzeb Chorwacji oraz państw transportujących ropę przez terminal naftowy w Omišalj²⁸. Ropa jest również składowana w trzech magazynach o łącznej pojemności 1 700 000 m³ (Omišalj, Sisak, Virje)²⁹.

Tabela 6. Ropociąg JANAF w Chorwacji

Połączenie (miejscowości)	Średnica (")	Długość (km)
Omišalj-Sisak	36	180
Omišalj-Urinj	20	7,2
Sisak-Virje-Gola (granica chorwacko-węgierska)	28	109
Virje-Lendava	12	73
Sisak-Slavonski Brod	28	156
Slavonski Brod-Bosanski Brod (Bośnia i Hercegowina)	26	13
Slavonski Brod-Sotin (granica chorwacko-serbska)	26	84

Źródło: opracowanie własne na podstawie: JANAF, www.janaf.hr, 20.09.2019.

24 *Zahtjev za utvrđivanje objedinjenih uvjeta zaštite okoliša postojećeg postrojenja INA – industrija nafte d.d. Rafinerija nafte Rijeka*, Sažetak podataka navedenih u odjeljcima A. – L. za informiranje javnosti, Zagreb 2013, s. 2.

25 *Zahtjev za utvrđivanje objedinjenih uvjeta zaštite okoliša postojećeg postrojenja INA – industrija nafte d.d. Sektor Rafinerija nafte Sisak*, Sažetak podataka navedenih u odjeljcima A. – L. za informiranje javnosti, Zagreb 2013, s. 2.

26 MOL Group, *MOL's investments in INA*, <https://molincroatia.com/mols-investment-in-ina/mols-acquisition-of-ina-shares>, 20.09.2019.

27 G. Sekulić [et al.], *Republic of Croatia...*, s. 236–237.

28 G. Sekulić [et al.], *Strategic Role of Oil Pipelines in EU Energy Supply*, „Journal of Energy” 2019, Vol. 68, No. 1, s. 39.

29 *Energija u Hrvatskoj 2017*, s. 107–108.

4.2.2.2. Gaz ziemny

Godny podkreślenia jest fakt, iż 45% konsumowanego w Chorwacji gazu ziemnego uzyskiwane jest z własnych źródeł. W 2017 r. produkcja gazu osiągnęła poziom blisko 1,5 mld m³ i była nieznacznie niższa niż w roku poprzednim (w 2016 r. – 1,6 mld m³). Jeszcze w 2010 r. wynosiła 2,7 mld m³, niemniej kwestia ta wynika bezpośrednio z realizowanej strategii energetycznej, w świetle której produkcja gazu ma być systematycznie obniżana³⁰. Warto wspomnieć, że import gazu docelowo ma osiągnąć poziom 60% w 2020 r., dlatego też zaistnieje potrzeba otwarcia terminalu LNG oraz zwiększenia możliwości przesyłowych interkonektorów³¹. Gaz konsumowany jest przede wszystkim przez elektrownie, gospodarstwa domowe oraz sektor przemysłowy³². Błękitne paliwo wydobywane jest z 21 pól gazowych, z czego większość zlokalizowana jest na pograniczu chorwacko-węgierskim, m.in. w okolicach miejscowości Molve, Kalinovac, Gola. W niewielkim stopniu eksploatowane są zasoby zlokalizowane w szelfie Morza Adriatyckiego (3 odwierty) (rys. 15)³³.

Rysunek 15. Chorwackie złoża gazowe na Morzu Adriatyckim



Źródło: T. Malvić [et al.], *Exploration and production activities in northern Adriatic Sea (Croatia), successful joint venture INA (Croatia) and ENI (Italy)*, „Nafta” 2011, No. 62, s. 287.

30 Ibidem, s. 134.

31 Energy Strategy of the Republic of Croatia, s. 64.

32 Energija u Hrvatskoj 2017, s. 141.

33 Ibidem, s. 135; J. Velić, K. Kišić, D. Krasić, op. cit., s. 70–71.

System transportujący gaz składa się z gazociągów o łącznej długości blisko 2700 km oraz dziewięciu stacji pomiarowych (tylko jedna zasilana jest importowanym gazem przez Słowenię i Węgry). Poza tym funkcjonuje podziemny magazyn gazu w miejscowości Okoli mogący zgromadzić 553 mln m³ gazu ziemnego³⁴.

4.3. Strategia energetyczna Chorwacji

4.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Chorwacji do roku 2020

W październiku 2009 r. rząd Jadranki Kosor zatwierdził „Strategię energetyczną Republiki Chorwacji”. Zdecydowano się na korektę obowiązującej od 2002 r. polityki energetycznej głównie z trzech powodów. Po pierwsze, w kwietniu 2008 r. rozpoczęły się negocjacje UE – Chorwacja w aspekcie energii. Z tego względu pojawiła się potrzeba zharmonizowania chorwackich wyznaczników polityki energetycznej z prawodawstwem Unii Europejskiej. Po drugie, w tym okresie Chorwacja zmagала się z kryzysem ekonomicznym, który niekorzystnie wpłynął na kondycję gospodarki, a co za tym idzie – również na sektor energetyczny państwa. Po trzecie, w tym też czasie mieliśmy do czynienia z rosyjsko-ukraińskimi kryzysami gazowymi, które bezpośrednio uderzyły w bezpieczeństwo energetyczne państw europejskich, w tym również Chorwacji (m.in. w styczniu 2009 r. całkowicie wstrzymano przesył gazu z Rosji do państw Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej). Z tych też względów dotychczasowa strategia energetyczna nie wpisywała się w dynamicznie zmieniające się realia gospodarcze i polityczne, przez co jej zmiana była niezbędna. Chorwaccy politycy, mając na uwadze toczące się negocjacje akcesyjne z UE, zdecydowali, że nowa strategia będzie obowiązywać do 2020 r. Nie zdecydowano się na długoterminową strategię (np. do 2030 r.), przewidując, że członkostwo w UE otworzy możliwość reformowania sektora energetycznego z funduszy unijnych. Wciąż obowiązująca chorwacka strategia energetyczna wyróżnia trzy podstawowe cele³⁵:

1. Zagwarantowanie bezpiecznych dostaw energii – w dokumencie podkreślony jest fakt uzależnienia państwa chorwackiego od importowanej ropy naftowej, energii elektrycznej czy też gazu ziemnego. Te czynniki sprawiają, iż priorytetowym celem jest zapewnienie bezpiecznych dostaw energii oraz surowców strategicznych. W związku z tym Chorwacja zobowiązała się do podniesienia swoich zdolności magazynowania oraz dywersyfikacji dostaw ropy i gazu. Celem jest również wzmocnienie mocy wytwórczych chorwackich elektrowni.

34 *Energija u Hrvatskoj 2017*, s. 135–138.

35 *Energy Strategy of the Republic of Croatia*, s. 3–4.

2. Stworzenie konkurencyjnego systemu energetycznego – pojęcie konkurencyjnego systemu energetycznego jest rozumiane jako dostosowanie chorwackiego systemu do europejskich standardów i prawodawstwa. W tym aspekcie wyróżniony jest przede wszystkim technologiczny postęp sektora energetycznego, ale też otwartość państwa na zagraniczne inwestycje, promowanie zdecentralizowanego systemu energetycznego i lokalnych inicjatyw na rzecz poprawy wydajności energetycznej państwa.
3. Zapewnienie zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego – chorwacka strategia energetyczna przewiduje, że zrównoważony rozwój energetyki państwa stanowi poważne wyzwanie dla współczesnego rozwoju. W związku z tym Chorwacja zobowiązuje się do inwestycji w odnawialne źródła energii i nowoczesne technologie sprzyjające środowisku naturalnemu.

Powyższe cele zostały opracowane z poszanowaniem interesów narodowych Chorwacji, z tego powodu Strategia opiera się na wielu ząbających się zasadach³⁶. Pierwszą z nich jest przyznanie decyzyjności rządowi w implementacji postanowień strategii energetycznej, zwłaszcza w aspekcie zabezpieczenia i wykorzystania źródeł energii, konkurencyjności oraz ochrony środowiska. Kolejna zakłada, że system energetyczny Chorwacji ma charakter otwarty, tzn. jest całkowicie zintegrowany z systemem energetycznym UE oraz regionalnymi systemami Europy Południowo-Wschodniej. W tym miejscu zwrócono uwagę, że chorwacki sektor energetyczny funkcjonuje na podstawie zasad rynkowych, tzn. władze chorwackie mogą interweniować tylko w przypadku zaburzeń dostaw energii czy też zagrożenia dla środowiska. Istotną zasadą jest również zapewnienie, że sektor energetyczny jest zorientowany na reformy zgodne z wymogami UE, tzn. Chorwacja deklaruje zharmonizowanie swojego prawa energetycznego z prawodawstwem UE oraz zobowiązuje się do przeprowadzenia niezbędnych reform w zakresie energetyki. Z punktu widzenia dostępności strategicznych surowców ważną zasadą jest odwołanie się do potrzeby dywersyfikacji źródeł energii poprzez zapewnienie nowych kierunków dostaw energii (mowa tu głównie o ropy naftowej oraz gazie ziemnym). W tym też kontekście Chorwaci szczególny nacisk położyli na zastąpienie na jak największym poziomie konwencjonalnych źródeł energii tzw. zieloną energią. Duże znaczenie ma również zrównoważony dostęp do energii poprzez zabezpieczenie potrzeb energetycznych na obszarze całego państwa, tak by zarówno obszary zurbanizowane, wiejskie czy też wyspy miały dostęp do energii w tej samej cenie. Kwestia ta bezpośrednio wiąże się z potrzebą zwiększenia energetycznej efektywności we wszystkich segmentach sektora energetycznego. Podkreślono, że modernizacja chorwackiej energetyki zostanie sfinansowana nie tylko z budżetu państwa, ale poprzez inwestycje zagraniczne, tym samym istotne jest osiągnię-

³⁶ *Ibidem*, s. 4–6.

cie stosownych ram instytucjonalno-prawnych dla potencjalnych inwestorów. Na koniec warto także zaznaczyć, że omawiana strategia energetyczna uwzględnia ochronę środowiska oraz politykę ograniczenia wpływu działalności człowieka na zmiany klimatyczne, tzn. państwo chorwackie zadeklarowało swój udział w ponadnarodowych przedsięwzięciach na rzecz ochrony środowiska np. poprzez modernizację technologiczną, zrównoważony rozwój oraz implementacje prawa ograniczającego zanieczyszczenie środowiska.

4.3.2. Inwestycje w obszarze chorwackiej energetyki

4.3.2.1. System energetyczny

W świetle założeń chorwackiej strategii energetycznej konsumpcja energii elektrycznej będzie odznaczać się tendencją wzrostową. Warto przypomnieć, że produkcja energii elektrycznej w Chorwacji od wielu lat nie pokrywa potrzeb, przez co znaczne ilości są importowane. Zauważono, że konieczne są inwestycje w modernizację istniejących elektrowni, ale też oddanie do użytku nowych bloków energetycznych. Zgodnie z rządową uchwałą z 1 kwietnia 2010 r. w najbliższych latach mają powstać zarówno elektrownie wodne, jak i elektrownie opalane węglem. Koszt całkowity inwestycji ma wynieść ok. 3 mld euro (tab. 7). W tym kontekście chorwackie władze szczególnie podkreślają potrzebę nie tylko modernizacji, ale też rozbudowy elektrowni węglowej Plomin (półwysep Istria). Warto zaznaczyć, że pierwszy blok energetyczny (Plomin 1) jest w użyciu już od 1970 r., dlatego też planowana jest jego całkowita przebudowa lub wyłączenie. Drugi blok (Plomin 2) funkcjonuje od 2000 r. i nie wymaga modernizacji (w 2017 r. został wyposażony w urządzenia do odsiarczania spalin), niemniej jego zainstalowana moc (217 MW) jest niewystarczająca dla rosnących potrzeb³⁷. Z tego względu planowane jest oddanie do użytku nowoczesnego bloku węglowego (Plomin 3) o mocy 500 MW, dzięki czemu zaistnieje możliwość zmniejszenia deficytu energii elektrycznej³⁸. W tym też celu mają zostać wybudowane elektrownie wodne, m.in. hydroelektrownia Kosinj o mocy 400 MW, dzięki której w większym stopniu zostanie wykorzystany potencjał energii wodnej zlokalizowany w centralnej części Chorwacji (na północ od miejscowości Gospić). W zakresie rozwoju energetyki wodnej zwraca się również uwagę na możliwości małych elektrowni wodnych, z tej przyczyny zakłada się wybudowanie niewielkich konstrukcji w różnych częściach państwa, m.in. HE Ombla (okolice Dubrownika), HE Molve 1 i 2 (na Drawie).

37 HEP Proizvodnja, <http://www.hep.hr/proizvodnja/termoelektrane-1560/termoelektrane/te-plomin/1563>, 19.10.2019.

38 A. M. Boromisa, *Energy Transition in Croatia – moving towards effective membership in the Energy Union*, Zagreb 2018, s. 20.

Tabela 7. Chorwackie inwestycje w zakresie budowy elektrowni węglowych i wodnych

Projekt	Moc (MW)	Koszt całkowity (mln euro)
TE Sisak C	230	220
TE Plomin 3	500	800
HE na Sawie	122	700
HE Ombla	68	130
HE Kosinj	400	800
HE Molve 1 i 2	98	400
Projekt TSO	transmisja	100
Razem	1318	3,05 mld

Źródło: opracowanie własne na podstawie: K. Čelić, *Croatian energy strategy and set plan*, s. 15.

4.3.2.2. Energetyka jądrowa

Państwo chorwackie nie posiada elektrowni jądrowej, aczkolwiek w ostatnich latach wzrosło zainteresowanie tym sektorem energetyki. Przemawia za tym funkcjonowanie elektrowni jądrowej Krško w Słowenii, skąd Chorwacja importuje znaczne ilości konsumowanej energii (Hrvatska Elektroprivreda jest współwłaścicielem elektrowni). W ten sposób w ramy wciąż obowiązującej chorwackiej strategii energetycznej jest wpisany tzw. Chorwacki Program Nuklearny (CRONEP). Należy zaznaczyć, iż Chorwaci już w latach 70. i 80. XX w. dysponowali stosownymi planami budowy elektrowni jądrowej. Pod koniec lat 80. XX miała rozpocząć się budowa elektrowni Prevlaka (w pobliżu Zagrzebia), jednakże po awarii w Czarnobylu została ona odłożona. Do końca 2012 r. chorwacki parlament miał podjąć decyzję o inwestycji w energetykę jądrową, lecz plany budowy odpowiedniej infrastruktury zostały ponownie zawieszono³⁹. Brak decyzyjności jest efektem utrzymującej się niechęci społecznej do rozwoju energii nuklearnej w Chorwacji⁴⁰. W kontekście rosnącego znaczenia odnawialnych źródeł energii wydaje się, że w najbliższych dekadach CRONEP nie będzie rozwijany.

39 Ž. Tomšić, *Status of the Croatian Nuclear Energy Programme (CRONEP)*, Regional Workshop on Establishing a National Position and Decision Making for a Nuclear Power Programme, Zagreb 2011.

40 A. Mostečak, T. Ciglenečki, Ž. Veljnović, *Stav javnosti o potrebi izgradnje odlagališta radioaktivnog otpada u Republici Hrvatskoj*, „Rudarsko-geološko-naftni zbornik” 2012, Vol. 24, No. 1, s. 75.

4.3.2.3. Ropa naftowa

Jednym z założeń chorwackiej strategii energetycznej w zakresie ropy naftowej jest stworzenie rynku kasowego (*spot market*). W tym też celu surowiec miałby trafiać do Chorwacji z Rosji, państw basenu Morza Kaspijskiego, Bliskiego Wschodu i Afryki Północnej. Następnie ropa byłaby dystrybuowana do Włoch (Sycylia, północne Włochy ok. 51 mt) oraz państw Europy Zachodniej i Środkowej (rurociąg TransAlpin TAL ok. 55 mt oraz rurociąg JANAF ok. 35 mt). Potencjalny obrót rynku kasowego wyniósłby ok. 140 mt ropy naftowej rocznie, co przełożyłoby się na wzrost znaczenia Chorwacji w regionie i wypracowanie pozycji państwa tranzytowego⁴¹. Niezbędnym przedsięwzięciem dla realizacji rynku kasowego jest zwiększenie potencjału magazynowego, dlatego też planowana jest rozbudowa i modernizacja obecnie funkcjonujących magazynów ropy oraz wybudowanie dwóch nowych (w okolicach Zagrzebia i w Slavonskim Brodzie). Największe inwestycje zostaną poczynione w terminalach Omišalj i Sisak, w efekcie zdolności magazynowe Chorwacji wzrosną dwukrotnie (tab. 8). Kolejnym przedsięwzięciem rozważanym przez chorwackie władze jest modernizacja rafinerii w Rijece oraz Sisaku⁴². Ostatecznie zatwierdzono wartość ponad 600 mln euro inwestycję, dzięki której chorwackie rafinerie staną się nowoczesne i bardziej konkurencyjne na regionalnym rynku produktów ropopochodnych⁴³.

Tabela 8. Magazyny ropy naftowej w Chorwacji

Terminal	Istniejąca pojemność (m³)	Planowana pojemność (m³)
Omišalj	760 000	1 400 000
Sisak	500 000	1 060 000
Slavonski Brod	–	80 000
Virje-Lendava	40 000	120 000
Žitnjak-Zagrzeb	–	130 000
Razem	1 300 000	2 790 000

Źródło: opracowanie własne na podstawie: K. Čelić, *Croatian energy strategy and set plan*, s. 13.

4.3.2.4. Gaz ziemny

Rozważając kwestię sektora gazowego w Chorwacji, należy podkreślić, że państwo to dysponuje dużymi możliwościami inwestycyjnymi, z tego też względu jest on traktowany

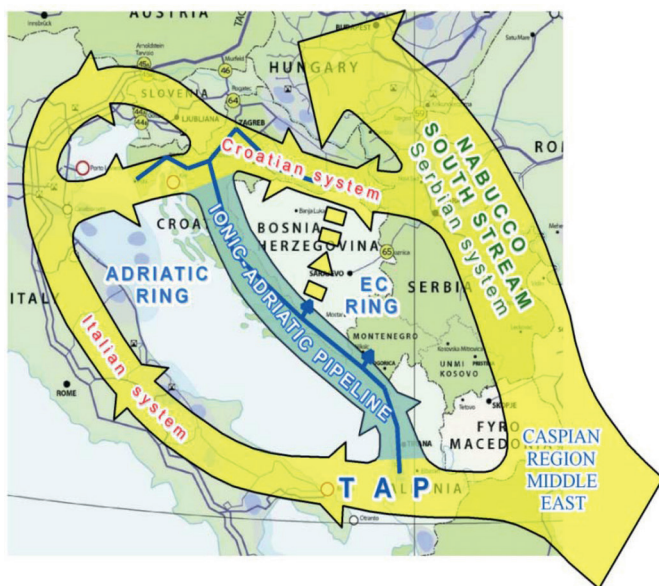
41 K. Čelić, *Croatian energy strategy and set plan*, s. 12.

42 B. Rajal, P. Šantić, *op. cit.*, s. 76.

43 R. Brelsford, *Croatia's INA reaches FID on Rijeka refinery modernization*, Oil&Gas Journal, <https://www.ogj.com/refining-processing/article/14073630/croatias-ina-reaches-fid-on-rijeka-refinery-modernization>, 21.11.2019.

priorytetowo. Mając na uwadze wzrastające potrzeby na błękitne paliwo, wystosowano projekt dywersyfikacji dostaw gazu do Chorwacji. Jego głównym założeniem jest stworzenie odpowiednich połączeń między istniejącymi i planowanymi systemami przesyłu gazu (tzw. Adriatycki Pierścień) (rys. 16). Na pierwszym etapie planowane jest zintegrowanie chorwackiego systemu gazowego z włoskim oraz serbskim systemem. W dalszej kolejności zakładano zyskać połączenie z projektowanymi gazociągami takimi jak Nabucco oraz South Stream. Niemniej fiasko tychże koncepcji zmusiło chorwackie władze do weryfikacji założeń. Tym samym Adriatycki Pierścień może zostać zrealizowany poprzez uzyskanie połączenia z gazociągiem TAP (w budowie) oraz IAP (planowany). Oddanie do użytku interkonektorów stworzyłoby możliwość dostarczania do Chorwacji gazu z różnych źródeł (region Morza Kaspijskiego, Bliski Wschód, Rosja, Afryka Północna). Wydaje się, że jest to ważne przedsięwzięcie zwłaszcza w kontekście ograniczonych zasobów Chorwacji oraz planowanej redukcji wydobycia gazu w najbliższych dekadach. Niemniej jednak osiągnięcie w pełni operatywnego Adriatyckiego Pierścienia w dużej mierze jest uzależnione od inwestycji międzynarodowych w regionie. Szczególną uwagę w tym przypadku należy zwrócić na gazociąg TAP, który realnie stwarza możliwości dalszej gazyfikacji. W tym też aspekcie warto wspomnieć, że chorwackiemu projektowi sprzyja oddanie do użytku gazociągu TANAP oraz Turk Stream (2018 r.).

Rysunek 16. Projekt Adriatycki Pierścień



Źródło: K. Čelić, *Croatian energy strategy and set plan*, s. 10.

Rozwój międzynarodowych połączeń gazowych ściśle wiąże się z gazyfikacją państwa chorwackiego. Obecnie funkcjonująca infrastruktura gazowa jest słabo rozwinięta (ok. 2700 km gazociągów) i skumulowana w północno-wschodniej części Chorwacji⁴⁴. Niektóre regiony, takie jak Dalmacja, są całkowicie pozbawione możliwości dostępu do gazu ziemnego, dlatego też istnieje potrzeba rozbudowy sieci przesyłowych w szczególności w kierunku południowym⁴⁵. Gazyfikacja wiąże się również z planowanym wzrostem popytu na gaz, przez co kluczowe znaczenie będą mieć złączki gazowe z Włochami, Słowenią, Węgrami, Serbią, Bośnią i Hercegowiną oraz Czarnogorą (rys. 17).

Rysunek 17. Projekt rozwoju systemu gazowego w Chorwacji



Źródło: K. Čelić, *Croatian energy strategy and set plan*, s. 11.

Interkonektory umożliwią nie tylko import gazu z różnych kierunków do Chorwacji, ale też staną się niezbędnym przedsięwzięciem dla gazyfikacji innych państw, zwłaszcza Bośni i Hercegowiny. Mając na uwadze, że Chorwacja może stać się państwem tranzytowym

44 Plinacro, <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=560>, 8.10.2019.

45 J. Velić, D. Krsić, I. Kovačević, *Exploitation, reserves and transport of natural gas in the Republic of Croatia*, „Tehnički vjesnik” 2012, Vol. 19, No. 3, s. 635.

gazu, planowane jest również wybudowanie dwóch magazynów gazu, niemniej jest to uwarunkowane wcześniejszą rozbudową infrastruktury przesyłowej. Strategiczne znaczenie dla systemu gazowego (nie tylko Chorwacji) wiąże się z ukończeniem terminalu LNG na wyspie Krk⁴⁶. To nieodzowny element w osiągnięciu pełnej funkcjonalności korytarza gazowego Północ-Południe⁴⁷.

4.3.2.5. Odnawialne źródła energii

Jak wspomniano, chorwacki potencjał energii odnawialnej jest znaczny. Z tego względu planowane są inwestycje, których założeniem jest wykorzystanie tychże możliwości (tab. 9). Dotychczasowa struktura źródeł energii odnawialnej ma zostać w znaczny sposób przewartościowana. W założeniach do 2020 r. ok. 42% całłościowego bilansu energii odnawialnej miała stanowić biomasa i biopaliwa. Udział energii wodnej miał zmniejszyć się do ok. 30% na rzecz energii słonecznej i uzyskiwanej z siły wiatru. W rzeczywistości wspomniane cele nie zostały zrealizowane, z racji dynamicznego rozwoju właściwie tylko jednej gałęzi OZE, tzn. energetyki wiatrowej. W ostatnich latach inwestycje w biomasę i biopaliwa czy też energię słoneczną są niewielkie. Wystarczy wspomnieć, że w 2017 r. odnawialne źródła energii dostarczyły 1899 GWh, z czego elektrownie wiatrowe 1204 GWh (63%), a słoneczne zaledwie 78 GWh. Natomiast z biomasy, biogazu i biopaliw pozyskano 517 GWh⁴⁸. Energetyce wiatrowej sprzyja duże zainteresowanie inwestorów zagranicznych oraz wsparcie ze strony państwa chorwackiego dla realizacji farm wiatrowych. Pierwsze turbiny wiatrowe oddano do użytku w 2004 r. i od tego czasu nastąpił ich dynamiczny rozrost (w 2019 r. funkcjonowało 244 turbin wiatrowych o łącznej mocy 672 MW). Większość z nich zlokalizowana jest w pasie wybrzeża dalmatyńskiego, m.in. w okolicach Šibenika, Splitu, Zadaru⁴⁹. Warto również podkreślić, że turbiny dostarczają różni producenci, m.in. duński Vestas, niemiecki Enercon, amerykański GE Energy, hiszpańska Acciona oraz włoski Leitwind, co też świadczy o dużej konkurencji. Jak zostało wspomniane, chorwacka strategia przewidywała potężny wzrost produkcji energii elektrycznej z biomasy. Niestety rozwój potencjału w tym zakresie wciąż jest niewielki. Wystarczy wspomnieć, że w 2016 r. łączne moce 10 biomasowni wyniosły niecałe 25 MW⁵⁰. Podobnie sytuacja przedstawia się w zakresie elektrowni słonecznych: do 2020 r. wybudowano tylko jedną (miejscowość Kaštelir na półwyspie Istria), a w naj-

46 A. M. Boromisa, *op. cit.*, s. 13–19.

47 J. M. Roberts, *op. cit.*, s. 28.

48 *Energija u Hrvatskoj 2017*, s. 191.

49 The Wind Power, Croatia, http://www.thewindpower.net/country_en_45_croatia.php, 11.11.2019.

50 I. Carević [et al.], *Potencijal biopepela i stanje u Republici Hrvatskoj*, [w:] *Sabor Hrvatskih graditelja 2016*, Cavtat 2016, s. 138.

blizszym czasie planowane jest uruchomienie zaledwie trzech niewielkich konstrukcji (na wyspach Cres i Vis oraz w miejscowości Vrlika)⁵¹. Właściwie jedynie w przypadku energii geotermalnej zbliżono się do zakładanego wskaźnika wzrostu mocy do 2020 r. Wprawdzie dopiero pod koniec 2018 r. uruchomiono pierwszą elektrownię geotermalną w miejscowości Ciglena (okolice Bjelovaru), niemniej jej moc wynosi 17,5 MW, dzięki czemu jest największą taką konstrukcją w Unii Europejskiej (wypasana w technologii ORC)⁵².

Tabela 9. Inwestycje w zakresie rozbudowy elektrowni OZE w Chorwacji

Rodzaj elektrowni	Dostępne moce (2011 r.) (MW)	Planowane moce (do 2020 r.) (MW)	Planowane moce (do 2030 r.) (MW)
elektrownie wodne	2100	2400	2400
małe elektrownie wodne	30	100	140
elektrownie opalane biomasą	2	140	420
elektrownie geotermalne	> 1	20	30
elektrownie wiatrowe	130	1200	2000
elektrownie słoneczne	2	45	250
Razem	2265	3905	5240

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Y. Delomez, *Renewable energy in Croatia*, s. 38–53.

4.4. Wnioski

Zasoby surowców energetycznych oraz potencjał energii odnawialnej, ale też dynamicznie zmieniające się regionalne uwarunkowania polityczne i gospodarcze wpłynęły na założenia wciąż obowiązującej strategii energetycznej Republiki Chorwacji. Należy podkreślić, że Chorwaci dysponują pokładami gazu ziemnego, które zaspokajają blisko połowę ich potrzeb. Sytuacja ta korzystnie wpływa na bezpieczeństwo i stabilność sektora gazowego, zwłaszcza w kontekście kryzysów gazowych. Znacznie gorzej zarysowuje się kwestia zasobów ropy naftowej oraz węgla, które już teraz są niewielkie. Jednakże położenie geograficzne Chorwacji pozwala na dywersyfikację dostaw strategicznych

51 F. Stilin, *Croatian Electric HEP: New Solar Power Plant on Adriatic Coast*, Total Croatia News, <https://www.total-croatia-news.com/business/39864-croatian>, 22.11.2019.

52 A. Richter, *The 17.5 MW Velika Ciglena geothermal power plant starts operation in Croatia*, <http://www.thinkgeoenergy.com/the-17-5-mw-velika-ciglena-geothermal-power-plant-starts-operation-in-croatia/>, 22.11.2019.

surowców. Dzięki dostępowi do morza Chorwacja nie jest uzależniona od rosyjskiej ropy i gazu, jak to jest w przypadku niektórych państw Europy Wschodniej i Środkowej. Poza tym chorwacka gospodarka nie należy do energochłonnych, wobec tego zapotrzebowanie na wyżej wymienione surowce nie jest wysokie. Z pewnością wśród najważniejszych celów wskazuje się na wykorzystanie możliwości pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych. Od wielu lat Chorwaci rozwijają energetykę wodną, natomiast w ostatniej dekadzie wzrosło zainteresowanie innymi źródłami czystej energii, w głównej mierze energetyką wiatrową. Największym wyzwaniem pozostaje poziom produkcji energii elektrycznej, który wciąż nie zaspokaja konsumpcji. W następstwie tego Chorwaci są zmuszeni do importu energii z różnych kierunków. Rozwiązaniem zarysowanej kwestii są inwestycje w infrastrukturę, m.in. poprzez oddanie do użytku nowych mocy energetycznych (elektrownie wodne, ciepłne oraz wykorzystujące odnawialne źródła energii). W przyszłości Republika Chorwacji będzie dążyć do ograniczenia konsumpcji własnych zasobów strategicznych surowców (gaz ziemny) na rzecz zwiększonego importu. W tym celu planowana jest rozbudowa zdolności magazynowych (magazyny ropy oraz gazu) oraz rozwój systemu przesyłowego (system gazowy). Warto zaznaczyć, że członkostwo Chorwacji w Unii Europejskiej przełożyło się na zwiększone inwestycje i modernizację sektora energetycznego, zwłaszcza w obrębie odnawialnych źródeł energii.

Polityka oraz sektor energetyczny Bułgarii

Mając na uwadze uwarunkowania geopolityczne Republiki Bułgarii, należy stwierdzić, że jest to państwo o dużym znaczeniu, zwłaszcza w aspekcie europejskiej energetyki. Przez Bułgarię przechodzi strategiczny szlak handlowy łączący państwa Europy Zachodniej z Turcją. Ponadto jej dogodne położenie geograficzne sprzyja lokowaniu międzynarodowych inwestycji. Republika Bułgarii, będąc członkiem Unii Europejskiej od 2007 r., korzysta z funduszy modernizujących gospodarkę. W związku z tym od ponad dekady trwają wzmożone prace nad dostosowaniem państwa bułgarskiego do wymogów unijnych na wielu płaszczyznach. Jedną z nich jest polityka energetyczna, która zajmuje ważne miejsce zarówno w bułgarskiej strategii rozwojowej, jak i w polityce Unii Europejskiej. Należy również zaznaczyć, że państwem tym tradycyjnie zainteresowana jest Rosja, której celem jest wypracowanie nowych korytarzy tranzytowych, głównie dla gazu. Z tego względu Rosjanie m.in. współpracowali z Bułgarami w kontekście projektu South Stream. Co więcej, dużym wyzwaniem dla bułgarskiej energetyki jest uzależnienie od rosyjskich surowców, a co za tym idzie – istniejące zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa w przypadku kryzysów gazowych (najczęściej w okresie zimowym). Obecnie obowiązująca koncepcja rozwoju bułgarskiej energetyki została zatwierdzona przez rząd Bojko Borisova, a następnie przez parlament w 2011 r. Założenia „Strategii energetycznej Republiki Bułgarii na rzecz niezawodnej, wydajnej i czystszej energii” mają zostać zrealizowane do końca 2020 r.

5.1. Zasoby surowców energetycznych Bułgarii

5.1.1. Ropa naftowa, gaz ziemny i węgiel

Zasoby surowców energetycznych Bułgarii są niewystarczające, szczególnie w perspektywie jej rosnącego zapotrzebowania na energię. Największe bogactwo naturalne stanowią pokłady węgla (lignity i węgiel brunatny) szacowane na nieco ponad 2 mld

ton¹. Węgiel rozmieszczony jest w 10 zagłębiach, głównie w centralnej i zachodniej części państwa. Obecnie najważniejsze jest zagłębie Marica, na południe od Starej Zagory, w którym wydobywa się blisko 90% bułgarskiego węgla (ok. 33 mt rocznie)². Należy jednak podkreślić, iż własna produkcja nie zaspokaja potrzeb i ok. 30–40% konsumowanego węgla jest importowane. Niestety zasoby pozostałych strategicznych surowców, tzn. gazu ziemnego i ropy naftowej, są niewielkie, dlatego też rodzima produkcja gazu wystarcza na pokrycie ok. 10% potrzeb państwa, natomiast ropa jest w całości sprowadzana z zagranicy (tab. 10).

Tabela 10. Zasoby energetyczne Bułgarii

Surowiec energetyczny	Zasoby geologiczne
węgiel	2,3 mld ton
ropa naftowa	2 mln ton
gaz ziemny	6 mld m ³

Źródło: opracowanie własne na podstawie: IEA Statistics Natural Gas Information; BP Statistical Review of World Energy 2019; B. Nitzov [et al.], *The Energy Sector of Bulgaria*, Issue Brief, Atlantic Council, Center for the Study of Democracy, 2010, s. 1–3.

5.1.2. Odnawialne źródła energii

Odnawialne źródła energii zajmują kluczowe miejsce w bułgarskiej strategii energetycznej. Bułgarzy w celu wypełnienia zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE przyjęli Krajowy Plan Działania w Zakresie Energii Odnawialnej³. W świetle przyjętego dokumentu w 2020 r. 16%⁴ konsumowanej energii będzie wytwarzane przez instalacje korzystające z odnawialnych źródeł⁵. W tym miejscu warto odnotować, że bułgarski potencjał zielonej energii jest znaczący.

1 BP Statistical Review of World Energy 2019, BP, London, s. 42.

2 Euracoal, *Bulgaria, European Association for Coal and Lignite*, <http://www.euracoal.be/pages/layout1sp.php?idpage=69>, 1.10.2019.

3 Ł. Jaworski, *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna” 2011, t. 14, z. 1, s. 167.

4 W 2020 r. energia ze źródeł odnawialnych będzie wynosić odpowiednio: w transporcie – 10,8%, w elektryczności – 20,8%, w ogrzewaniu – 23,8%, czyli przekrojowo 16%.

5 *National Renewable Energy Action Plan*, Ministry of Economy, Energy and Tourism Republic of Bulgaria, 2010, s. 26.

Górzyste ukształtowanie terytorium, urozmaicone licznymi zbiornikami i ciekami wodnymi, pozwala na stosowne zagospodarowanie ich do produkcji energii. Zasoby są zlokalizowane przede wszystkim w paśmie górskim Riła, ale także w innych częściach państwa, m.in. na rzekach: Arda, Wycza, Marica. Obecnie łączna moc hydroelektrowni (duże i małe) wynosi ponad 2800 MW (ok. 25% bułgarskich mocy wytwórczych). W zależności od warunków hydrologicznych dostarczają one do 10% konsumowanej energii rocznie, tj. 4000–5000 GWh⁶. Jednak większa część potencjału energii wodnej nadal nie została wykorzystana, w świetle wyliczeń jest to ok. 27 000 GWh rocznie (tab. 11)⁷. W tym celu Bułgarzy planują wybudowanie kolejnych hydroelektrowni, m.in. na Dunaju, Ardzie i Meście⁸.

Tabela 11. Potencjał energii wodnej w Bułgarii

Region	Potencjał energii wodnej (GWh/rok)	
	Duże elektrownie	Małe elektrownie
Burgas	700	139
Chaskowo	3730	92
Łowecz	2975	216
Montana	2485	356
Płowdiw	8160	181
Ruse	875	58
Sofia miasto	875	34
Sofia region	5050	426
Warna	175	25
Razem	25 025	1527

Źródło: opracowanie własne na podstawie: D. Markova [et al.], *Opportunities for using renewable energy sources in Bulgaria*, Contemporary Materials (Renewable energy sources), No. II–2, 2011, s. 180.

Energia geotermalna jest wykorzystywana głównie w celach rekreacyjnych (ośrodki lecznicze, pijalnie wód), ale również do ogrzewania powierzchni mieszkalnych. Według badań terytorium Bułgarii (w szczególności południowo-zachodnia część) jest zasobne

6 CEZ Elektro Bulgaria – Prospectus, 30 March 2012, s. 32.

7 D. Markova [et al.], *Opportunities for using renewable energy sources in Bulgaria*, Contemporary Materials (Renewable energy sources), No. II–2, 2011, s. 180.

8 *Energy Strategy of the Republic of Bulgaria till 2020 for reliable, efficient and cleaner energy*, Ministry of Economy and Energy, June 2011, s. 18.

w wody termalne w zakresie od 20 do 100°C, co stanowi szansę dla rozwoju elektrowni o zasięgu lokalnym (tab. 12).

Tabela 12. Potencjał energii geotermalnej w Bułgarii

Region	Potencjał energii geotermalnej (GWh/rok)
Burgas	126
Chaskowo	197
Łowecz	615
Montana	72
Płowdiw	713
Ruse	0
Sofia miasto	187
Sofia region	829
Warna	1110
Razem	3849

Źródło: opracowanie własne na podstawie: D. Markova [et al.], *Opportunities for using renewable energy sources in Bulgaria*, Contemporary Materials (Renewable energy sources), No. II (2), 2011, s. 180.

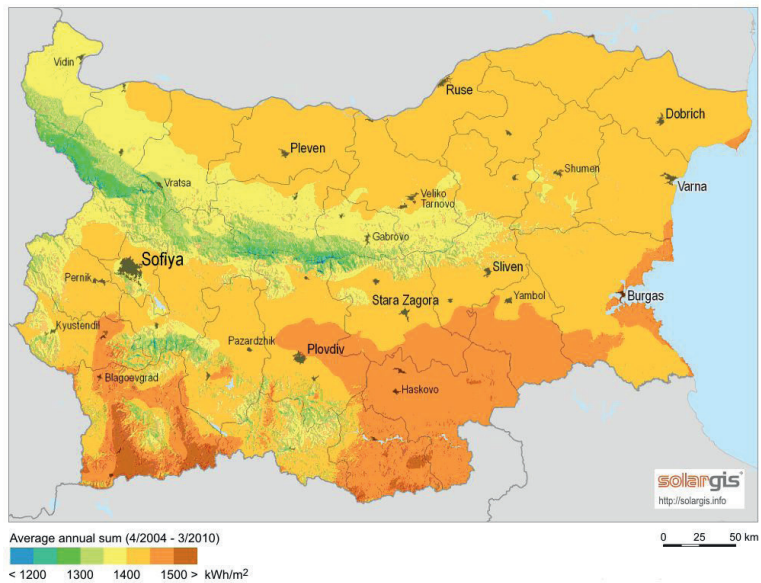
Z racji położenia geograficznego (południowa Europa) obszar państwa bułgarskiego odznacza się pokaźnym potencjałem energii słonecznej. W tym aspekcie najbardziej nasłonecznione są południowe i wschodnie części państwa (Burgas, Chaskowo, Sandanski) (rys. 18). W świetle wyliczeń możliwości są gigantyczne (151 141 666 GWh rocznie), jednak z technicznego punktu widzenia są one zdecydowanie mniejsze. Obszar o potencjale powyżej 1500 kWh/m² rocznie to zaledwie 7% terytorium Bułgarii⁹.

Badania wskazują, że potencjał energetyczny wiatru jest również bardzo duży (875 GWh rocznie). Bułgaria odznacza się nie tylko korzystnym położeniem geograficznym, ale też ukształtowaniem powierzchni. Z jednej strony energii wiatrowej sprzyja wpływ Morza Czarnego, natomiast z drugiej – górzysty obszar państwa (rys. 19). Z tego względu od kilkunastu lat zauważalny jest znaczny progres w aspekcie wykorzystania możliwości energetycznych wiatru, m.in. powstały farmy wiatrowe w obwodzie Dobrich i Burgas¹⁰.

9 E. Koleva, G. Mihaylov Mladenov, *Renewable energy and energy efficiency in Bulgaria*, „Progress in Industrial Ecology And International Journal” 2014, Vol. 8, No. 4, s. 259.

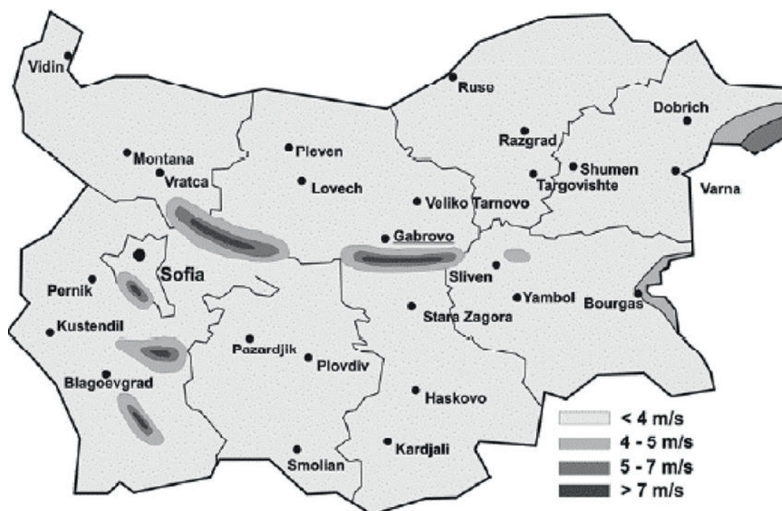
10 BGWEA, http://bgwea.org.server14.host.bg/English/Installed_Wind_in_Bulgaria_EN.html, 20.11.2019.

Rysunek 18. Potencjał energii słonecznej w Bułgarii



Źródło: 2011 GeoModel Solar s.r.o., solargis.info.

Rysunek 19. Potencjał energii wiatrowej w Bułgarii



Źródło: E. Koleva, G. Mihaylov Mladenov, *Renewable energy and energy efficiency in Bulgaria*, „Progress in Industrial Ecology And International Journal” 2014, Vol. 8, No. 4, s. 260.

Spośród źródeł energii odnawialnej warto zwrócić uwagę na biomasę i biogaz. Odnotowano wiele inwestycji, których celem jest eksploatacja powyższego potencjału. Fakt ten łączy się bezpośrednio z możliwościami Bułgarii w tym aspekcie (ok. 42 000 GWh rocznie). Największe zasoby przypadają na biomasę rolniczą i drzewną. Ponadto należy zaznaczyć, że z technicznego punktu widzenia biomasa w zestawieniu z innymi źródłami zielonej energii stanowi aż 36% bułgarskich możliwości¹¹.

5.2. Sektor energetyczny Bułgarii

5.2.1. Produkcja energii elektrycznej

Energia elektryczna w Bułgarii pozyskiwana jest z kilku źródeł. Niewątpliwie kluczowe znaczenie wciąż mają elektrownie ciepłne, wykorzystujące węgiel, które w 2018 r. dostarczyły 40% energii. Równie ważnym źródłem pozostaje elektrownia jądrowa w Kozłodoju (35%). Prąd uzyskiwany jest również w elektrowniach wodnych, w mniejszym stopniu w elektrowniach bazujących na innych odnawialnych źródłach (tab. 13). W 2018 r. bułgarskie elektrownie wyprodukowały blisko 47 000 GWh, z czego na potrzeby państwa zużyto ok. 39 000 GWh¹². Rokrocznie Bułgarzy sprzedają nadwyżki energii państwom sąsiednim, w głównej mierze Grecji.

Tabela 13. Wykaz najważniejszych elektrowni w Bułgarii

Nazwa elektrowni	Dostępna moc (MW)	Rodzaj elektrowni
Kozłoduj NPP	1920	jądrowa
Marica-Iztok 2	1465	węglowa
Varna TPP	1260	węglowa
Marica-Iztok 3	900	węglowa
Chaira HPP	864	wodna
Marica-Iztok 1	670	węglowa
Bobov Dol TPP	630	węglowa
Ruse Iztok TPP	400	węglowa
Belmeken	375	wodna
Sestrimo HPP	240	wodna
Sofia Iztok TPP	186	gazowa

11 L. Trichkov, D. Dinev, *Potential of Forest Wood Biomass in Bulgaria, Market and Possibilities for Its Utilization*, „Journal of Agricultural Science and Technology B” 2013, No. 3, s. 116.

12 Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2019, <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy2018-04.06.2019-finish.pdf>, 17.10.2019, s. 15–16.

Republika TPP	180	węglowa
Gorna Arda HPP	174	wodna
Studen Kladenets HPS	172	wodna
Orpheus HPS	160	wodna
Sofia TPP	130	gazowa
Peshtera HPS	128	wodna
Marica 3 TPP	120	węglowa
Momina Klisura HPS	120	wodna
Kardzhali HSP	108	wodna
Ivailovgrad HSP	104	wodna
Devin HPP	80	wodna
Krichim HPP	80	wodna
Tsankov Kamak HPP	80	wodna
Aleko HPP	66	wodna
Teshel HPP	60	wodna
Sviloza TPP	60	węglowa
Batak HPP	48	wodna
Vacha HPP	14	wodna

Źródło: opracowanie własne.

Obecnie w Bułgarii funkcjonuje kilkanaście elektrowni ciepłych, operujących głównie na węglu brunatnym. Najważniejsze to trzy elektrownie Marica-Iztok (łączna moc ponad 3000 MW), zlokalizowane w południowo-centralnej części państwa, w pobliżu zagłębia Marica. Pozostałe znajdują się w różnych częściach państwa, w sąsiedztwie większych miast, takich jak Sofia czy Warna¹³. W stolicy została wybudowana również elektrownia gazowa, która w założeniu ma zmniejszyć zanieczyszczenie powietrza. Jednym z ważniejszych źródeł energii stanowi elektrownia jądrowa Kozłoduj (o mocy 1920 MW), usytuowana w północno-zachodniej Bułgarii, przy granicy z Rumunią. Ponadto bułgarską energetykę wspomaga kilkadziesiąt hydroelektrowni, w tym jedna z większych elektrowni szczytowo-pompowych w tym regionie Europy – Chaira (moc zainstalowana 864 MW).

5.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej oraz gazu ziemnego

5.5.2.1. Ropa naftowa

Bułgarskie zasoby ropy są ograniczone i wynoszą zaledwie 15 mln baryłek (ok. 2 mt), wskutek tego produkcja jest na poziomie marginalnym (ok. 20 tys. ton rocznie). Wydo-

¹³ Thermal power plants market in Bulgaria, South-East European Industrial Market, ls. 2, 2010, s. 7, 10–11.

byciem ropy zajmuje się prywatne przedsiębiorstwo – Exploration and Production Oil & Gas z miejscowości Dolni Dubnik. Natomiast cała produkcja ma miejsce w pobliżu Pleven, na północy państwa (m.in. Gorni Dabnik, Dolni Lukovit, Staroseltci, Bardarski Geran)¹⁴. Właściwie całość konsumowanego surowca jest importowana (ok. 4–5 mt rocznie). Zasadniczym problemem w tej materii jest brak dywersyfikacji, gdyż ropa jest sprowadzana w całości z Rosji¹⁵. Poza tym głównym importerem i przetwórcą surowca jest Lukoil Neftochim AD. Na niekorzyść przemawia także fakt, że jedyna funkcjonująca rafineria w Bułgarii, notabene największa w Europie Południowo-Wschodniej, zlokalizowana w pobliżu miasta Burgas również jest własnością rosyjskiego giganta naftowego. Należy też odnotować, że wspomniana rafineria (Lukoil Neftochim Burgas) jest największym prywatnym przedsiębiorstwem w państwie, zatrudniającym ponad 2,5 tys. osób¹⁶.

5.2.2.2. Gaz ziemny

Bułgaria posiada niewielkie zasoby gazu ziemnego, dlatego też wydobycie surowca jest ograniczone. Jeszcze w 2012 r. produkcja gazu osiągnęła poziom 389 mln m³, co zaspokoiło ok. 15% potrzeb państwa¹⁷. Natomiast już w 2018 r. produkcja ta obniżyła się do 22 mln m³¹⁸. Z tego względu potrzeby są uzupełniane surowcem importowanym z Rosji. Co ważne, rokrocznie ilość sprowadzanego gazu wzrasta (w 2014 – 2,7 mld m³, w 2016 r. – 3,1 mld m³, w 2018 r. – 3,2 mld m³)¹⁹. Warto zaznaczyć, że na początku 2009 r. Melrose Resources, szkockie przedsiębiorstwo wydobywcze operujące m.in. na bułgarskich zasobach, zakończyło produkcję na polu gazowym Galata (Morze Czarne). Produkcja została wznowiona blisko dwa lata później na polach gazowych: Kaliakra i Kavarna. Według danych dostarczonych przez Melrose zasoby obu źródeł gazu wynoszą 1,7 mld m³, czyli mniej niż roczne zapotrzebowanie Bułgarii. W 2013 r. Petroceltic International²⁰ zakończył testowe odwierty na polu gazowym Kamchia – 1 (szacowane źródła gazu 765 mln m³). Niestety

14 T. Vlček, M. Jirušek, op. cit., s. 86.

15 B. Nitzov [et al.], *The Energy Sector of Bulgaria*, Issue Brief, Atlantic Council, Center for the Study of Democracy, 2010, s. 2.

16 Lukoil Neftochim Burgas AD, <http://neftochim.lukoil.com/en>, 27.11.2019.

17 Y. Soto-Viruet, *The Mineral Industry in Bulgaria*, [w:] *Minerals Yearbook. Area Reports: International 2012. Europe and Central Eurasia*, U.S. Geological Survey, March 2014, s. 9-3.

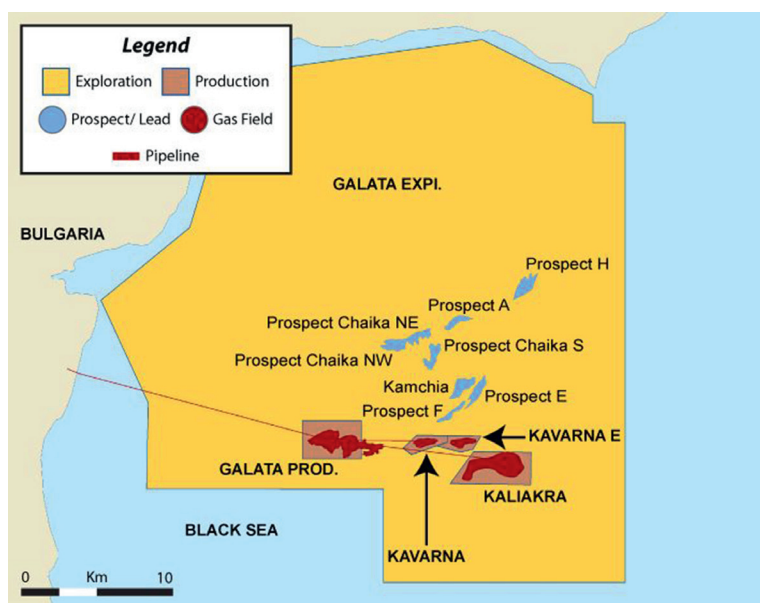
18 Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2019, s. 12.

19 Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2015; 2017; 2019, https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/parlamentaren_control/buletin_energy_2015.pdf, https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin_energy_2017.pdf, <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy-2018-04.06.2019-finish.pdf>, 17.10.2019.

20 Petroceltic International – przedsiębiorstwo z siedzibą w Dublinie, zajmujące się eksploracją i produkcją gazu ziemnego i ropy naftowej. W 2012 r. Petroceltic przejął Melrose Resources.

badania potwierdziły, że eksploracja tego pola jest nieopłacalna. Ostatecznie w 2018 r. Petroceltic zdecydował się na rozpoczęcie wydobywania gazu z pola Chaika, niemniej jego potencjał również jest niewielki (rys. 20). Państwo bułgarskie jest słabo zgazyfikowane, wprowadzie większość dużych ośrodków miejskich dysponuje przyłączem gazowym, ale potencjał ten nie jest wykorzystywany na większą skalę do produkcji energii elektrycznej. Jak zostało wspomniane, Bułgarzy dysponują zaledwie dwiema elektrowniami gazowymi (w Sofii). Wynika to z faktu, że od wielu lat realizowana jest polityka, w świetle której Bułgaria ma stanowić państwo tranzytowe. Wystarczy wspomnieć, że 100% konsumowanego gazu w Macedonii Północnej, 70% w Grecji oraz 35–40% w Turcji jest dostarczane właśnie przez Bułgarię²¹. Natomiast zdolności magazynowe są niewielkie, gdyż funkcjonuje tylko jeden podziemny magazyn gazu – Chiren, którego maksymalne możliwości to ok. 450 mln m³ surowca rocznie (w 2018 r. sprężono 319 mln m³, a zużyto 324 mln m³ gazu)²².

Rysunek 20. Bułgarskie złoża gazowe na Morzu Czarnym



Źródło: Petroceltic, <http://petroceltic.annualreport12.com/bulgaria.php>, 19.11.2019.

21 2019–2028 Ten-Year Network Development Plan of Bulgartransgaz EAD, Approved with Decision under Protocol No 34 / 23.04.2019 of Bulgartransgaz EAD Management Board meeting, Sofia 2019, s. 45.

22 Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2019, s. 12.

5.3. Strategia energetyczna Bułgarii

5.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Republiki Bułgarii do roku 2020

W 2011 r. bułgarskie władze zatwierdziły program o nazwie „Strategia energetyczna Republiki Bułgarii do 2020 r. dla niezawodnej, wydajnej i czystszej energii”. Powyższa Strategia jest podstawowym dokumentem normującym narodową politykę energetyczną, której założenia zostały dostosowane do polityki energetycznej Unii Europejskiej. Wśród nich wymienione zostały: 20-procentowa redukcja gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 r., 20-procentowy udział odnawialnych źródeł energii w całkowitej jej konsumpcji oraz 20-procentowy wzrost wydajności energii. W tym miejscu należy zaznaczyć, że cele te są skorelowane z oczekiwaniami społecznymi wobec zanieczyszczenia powietrza spowodowanego użytkowaniem przestarzałej technologii (Bułgaria w tym aspekcie ma najgorsze wyniki w UE). Pod koniec 2018 r. powyższa strategia została znowelizowana, zwłaszcza w części dotyczącej gazu ziemnego. Wskazano na potrzebę dostosowania państwa do europejskiego rynku gazu poprzez zwiększone inwestycje w interkonektory i zabezpieczenie własnych potrzeb²³. Wspomniana nowelizacja nie zmieniła jednak priorytetów bułgarskiej energetyki, które zostały ujęte w następujących obszarach:

1. Zagwarantowanie bezpiecznych dostaw energii – należy zaznaczyć, iż w dokumencie podkreślono szczególne znaczenie gazu ziemnego. Jednym z założeń jest dywersyfikacja źródeł dostaw błękitnego paliwa. W tym celu niezbędna będzie realizacja terminalu LNG oraz interkonektorów z państwami sąsiednimi. Co więcej, planowane jest zwiększenie zdolności magazynowych poprzez rozbudowę podziemnego magazynu gazu Chiren oraz oddanie do użytku nowego. Władze Bułgarii będą dążyć do wykorzystania własnych zasobów energetycznych w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju. W tym też celu energetyka węglowa zostanie zmodernizowana i dostosowana do norm przyjętych przez Unię Europejską. W Strategii podkreślono znaczenie energetyki jądrowej, dlatego też kluczowe będzie zwiększenie żywotności istniejących reaktorów w elektrowni Kozłoduj i budowa nowej jednostki (2000 MW) oraz składowiska odpadów radioaktywnych²⁴.
2. Zwiększenie zakresu wykorzystania energii z odnawialnych źródeł – wykorzystanie potencjału zielonej energii stanowi fundament strategii energetycznej Bułgarii. Bogate zasoby czystej energii, w szczególności: wodnej, wiatrowej, słonecznej, i biomasy mają zostać odpowiednio zagospodarowane. Bułgarzy zobowiązali się

23 CMS, *Bulgaria updates its Energy Strategy in push towards further oil and gas investments*, <https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2018/11/bulgaria-updates-its-energy-strategy-in-push-towards-further-oil-and-gas-investments>, 23.10.2019.

24 *Energy Strategy of the Republic of Bulgaria till 2020 for reliable, efficient and cleaner energy*, s. 5.

do osiągnięcia 16-procentowego udziału odnawialnych źródeł w całkowitej konsumpcji energii do 2020 r. W tym aspekcie niezbędne wsparcie finansowe uzyskają nie tylko projekty budowy odpowiednich elektrowni (m.in. elektrownie wiatrowe), ale również lokalne inicjatywy modernizujące system energetyczny (m.in. zwiększenie samowystarczalności energetycznej budynków publicznych i mieszkalnych)²⁵.

3. Zwiększenie wydajności energetycznej – mają jej służyć odpowiednio dostosowane do potrzeb programu efektywności energetycznej i racjonalnego wykorzystania własnych źródeł odnawialnych. Programy te mają na względzie przede wszystkim modernizację mocy wytwórczych i sieci przesyłowych, ale też decentralizację systemu energetycznego państwa. Ponadto intencją bułgarskich władz będzie gazyfikacja, która w 2020 r. objąć ma 30% gospodarstw domowych (obecnie 1,5%)²⁶.
4. Stworzenie konkurencyjnego systemu energetycznego – celem będzie osiągnięcie transparentności na rynku energii m.in. poprzez przejrzysty system kształtowania cen, maksymalne wykorzystanie zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych, ze wskazaniem na eksport energii. Głównym założeniem jest dostosowanie bułgarskiego rynku energii do standardów przyjętych przez Unię Europejską, z tego powodu zostaną stworzone odpowiednie ramy prawne dla inwestycji zagranicznych o znaczeniu strategicznym dla bułgarskiego systemu energetycznego²⁷.
5. Polityka sprzyjająca zaspokojeniu potrzeb energetycznych i ochronie interesu konsumentów – zapewnienie bezpiecznych i niezawodnych dostaw energii wymaga inwestycji w nowoczesną technologię, sprzyjającą środowisku naturalnemu. W tym też celu realizowana będzie polityka, której zadaniem będzie finansowanie projektów modernizujących bułgarską energetykę. Jednocześnie zaznacza się, że wykorzystanie zasobów energetycznych państwa musi być dopasowane do potrzeb konsumentów. Ochrona interesu odbiorców energii jest kluczowa dla stabilności gospodarczej Bułgarii, z tej przyczyny sektor energetyczny powinien być stale monitorowany i stosownie zabezpieczony przed ewentualnymi kryzysami energetycznymi²⁸.

5.3.2. Inwestycje w obszarze bułgarskiej energetyki

5.3.2.1. System energetyczny

System energetyczny Bułgarii funkcjonuje na bazie dwóch źródeł, tzn. energetyki węglowej oraz energetyki jądrowej. W związku z tym w najbliższych latach najważniejszym

²⁵ *Ibidem*.

²⁶ *Ibidem*, s. 6.

²⁷ *Ibidem*, s. 6–7.

²⁸ *Ibidem*, s. 7.

przedsięwzięciem będzie podtrzymanie obecnych mocy produkcyjnych poprzez modernizację oraz inwestycje w nowe bloki energetyczne. W tym aspekcie należy podkreślić, że znaczna część przestarzałych elektrowni węglowych powinna być wyłączona lub zmodernizowana (w 2015 r. wyliczenia wskazywały na łączne moce o wartości 1800 MW)²⁹. Problem ten dotyczył kluczowych jednostek, takich jak Varna TPP, Bobov Dol TPP oraz Ruse Iztok TPP. Wystarczy wspomnieć, że od kilku lat trwa modernizacja największej elektrowni węglowej Marica-Iztok 2, dzięki której ograniczono jej szkodliwą dla środowiska emisyjność gazów cieplarnianych³⁰. Wprawdzie Bułgarzy nie planują wybudowania nowych jednostek w elektrowniach węglowych, ale dążą do utrzymania swojego sektora węglowego, np. poprzez stabilną produkcję węgla w zagłębiu Marica. Natomiast rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną ma być uzupełnione z innych źródeł, takich jak energetyka jądrowa czy też odnawialne źródła energii. W ostatnim czasie, zwłaszcza w następstwie realizacji gazociągu Turk Stream, zwraca się uwagę na potrzebę gazyfikacji sektora energetycznego państwa. Jednym z projektów w tej materii jest planowane zastąpienie bloków węglowych blokami gazowymi w elektrowni Varna. Jest to niezwykle ważne przedsięwzięcie, ponieważ od 2015 r. elektrownia ta nie produkuje energii elektrycznej (z powodu niezgodności z limitami środowiskowymi). Co więcej, w 2017 r. wycofano z eksploatacji trzy z sześciu bloków węglowych, przez co moc elektrowni zmniejszyła się o połowę. Wydaje się, że jedyną szansą na ponowne włączenie elektrowni w Warnie jest jej gazyfikacja, w świetle szacunków finansowych koszt przebudowy jednego bloku energetycznego wyniosłby ok. 1 mln euro³¹. Niemniej jednak wzrost zużycia gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej wymaga zwiększonego importu surowca. W tym też kontekście niezbędne jest zwiększenie możliwości przesyłowych gazu poprzez rozbudowę sieci gazociągów oraz interkonektorów, w szczególności z południowymi sąsiadami (Grecja, Turcja). Gaz ma być konsumowany nie tylko przez elektrownie, ale również przez gospodarstwa domowe oraz przemysł. Znamienny pozostaje fakt, że obecnie zaledwie kilka procent (1,5–2%) gospodarstw domowych ma dostęp do gazu, dlatego też w indywidualnym ciepłownictwie stosuje się węgiel oraz drewno. Niestety rezultatem takiego stanu rzeczy jest duże zanieczyszczenie powietrza w sezonie zimowym. W ostatnim czasie coraz większą aktywność w Bułgarii wykazują inwestorzy

29 CEE Bankwatch Network, *The energy sector in Bulgaria*, <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-bulgaria>, 10.11.2019.

30 Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/197197/Bulgaria+to+Continue+to+Rely+on+Energy+from+its+Coal-fired+Power+Plants>, 23.11.2019.

31 M. Tanev, *Bulgaria's Varna TPP plans to restart operations by end-July*, SeeNews, <https://seenews.com/news/bulgarias-varna-tpp-plans-to-restart-operations-by-end-july-604536>, 20.11.2019.

z Azerbejdżanu, którzy planują sprzedaż gazu do tego państwa oraz współfinansowanie projektów gazyfikacyjnych³². Oczekuje się, że w 2020 r. azerski SOCAR dostarczy do Bułgarii pierwsze partie błękitnego paliwa, co umożliwiłoby dywersyfikację źródeł gazu (obecnie gaz pochodzi z Rosji)³³.

Istotnym wyzwaniem dla bułgarskiego systemu energetycznego pozostaje kwestia modernizacji sieci przesyłowych. Wśród najważniejszych linii przesyłowych wyróżnia się:

1. Nowe połączenie 400 kV między elektrownią Marica-Iztok a stacją elektroenergetyczną w Plovdiv (długość ok. 100 km).
2. Nowe połączenie 400 kV między elektrownią Marica-Iztok a stacją elektroenergetyczną w Burgas (długość ok. 150 km).
3. Nowe połączenie 400 kV między elektrownią Marica-Iztok a elektrownią Marica-Iztok 3 (długość ok. 13 km).
4. Nowe połączenie 400 kV między Dobrudżą a Burgas (długość ok. 90 km).

Powyższe inwestycje są już w fazie realizacji, a ich finalizacja wydatnie przyczyni się do zwiększenia efektywności i bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej. Natomiast w zakresie tzw. międzynarodowych mostów energetycznych najważniejszym celem jest oddanie do użytku nowej ponad 120-kilometrowej linii 400 kV między Bułgarią (Marica-Iztok) a Grecją (Nea Santa), dzięki której zaistnieje możliwość sprzedaży większych ilości energii elektrycznej w kierunku południowym. Równie ważnym przedsięwzięciem w ramach tzw. korytarza energetycznego Północ-Południe jest inwestycja w nowe złączki z Rumunią, a także Serbią³⁴.

5.3.2.2. Energetyka jądrowa

Początkowo projekt przewidywał wybudowanie nowej elektrowni jądrowej (2×1000 MW) w pobliżu miejscowości Belene nad Dunajem (70 km od Ruse). Należy wspomnieć, iż budowa drugiej siłowni jądrowej miała rozpocząć się jeszcze w latach 80. XX w., jednak do niej nie doszło ze względu na protest ekologów na początku lat 90. XX w.³⁵ Do koncepcji wrócono w 2002 r. i po rozpisaniu przetargu bułgarska Narodowa Kompania Elektryczna podpisała umowę na wybudowanie elektrowni z rosyjskim Atomstroy-

32 G. Gotev, *Azerbaijan ready to invest in Bulgaria's gasification*, Euractiv, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/azerbaijan-ready-to-invest-in-bulgarias-gasification/>, 20.11.2019.

33 AzerNews, *Petkova talks on SOCAR's possible participation in Bulgaria's gasification*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/140486.html, 20.11.2019.

34 M. Tsolova, *Bulgarian Electricity Transmission System Development – Projects of Common Interest*, Energy Trading Seminar, Sofia, 27 September 2017, s. 2–7.

35 T. Motowidlak, *Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/1, s. 46.

exportem. Realizacja przedsięwzięcia rozpoczęła się we wrześniu 2008 r., jednak konkretne prace nigdy nie ruszyły, wobec tego już w marcu 2012 r. oficjalnie potwierdzono wycofanie się z projektu. Warto wspomnieć, że rok później (27 stycznia 2013 r.) miało miejsce ogólnokrajowe referendum dotyczące energii jądrowej w Bułgarii. Bułgarscy obywatele opowiedzieli się za koncepcją rozbudowy potencjału elektrowni jądrowych (ponad 60%), jednakże wyniki głosowania nie były wiążące ze względu na niską partycypację (nieco ponad 20%)³⁶.

Z uwagi na niepowodzenie związane z elektrownią w Belene zaistniała potrzeba modernizacji istniejącej infrastruktury jądrowej w Kozłodoju. Obecnie w użytku są dwa bloki energetyczne (numer 5 i 6 funkcjonujące odpowiednio od 1987 i 1991 r.), pozostałe cztery zostały wyłączone. Przewidywane jest wybudowanie kolejnych reaktorów (2000 MW). Nową instalację do bloku nr 7 prawdopodobnie będzie stanowić reaktor, który pierwotnie miał być dostarczony przez Atomstroyexport do elektrowni w Belene³⁷. W dłuższej perspektywie czasowej przewiduje się oddanie do użytku nowoczesnego składowiska odpadów radioaktywnych. Stosowna konstrukcja powstanie przy elektrowni w Kozłodoju³⁸.

5.3.2.3. Ropa naftowa

Bułgarzy, podobnie jak w przypadku infrastruktury gazowej, w swojej strategii odwołali się do potrzeby dywersyfikacji dostaw ropy naftowej. Kwestia ta bezpośrednio wynika z uzależnienia w głównej mierze od rosyjskich dostaw (ropa sprowadzana jest również z Kazachstanu). Obecnie większość surowca jest odbierana przez terminal Rosenets w Burgas, gdzie również znajduje się największa rafineria w państwie (właścicielem jest Lukoil Neftochim). W mniejszym zakresie wykorzystywany jest także terminal w Warnie (właścicielem jest Oiltanking Bulgaria AD), skąd ropa dostarczana jest do rafinerii w Sofii. Na terytorium Bułgarii zlokalizowane są jeszcze dwie rafinerie: w Pleven i Ruse, niemniej już w latach 90. XX w. produkcja w nich została wstrzymana i od tego czasu oba obiekty nie funkcjonują³⁹. Jak zostało wspomniane, Bułgarzy forso-

36 Euractiv, *In historic vote, Bulgarian voters back new nuclear plant*, <https://www.euractiv.com/section/elections/news/in-historic-vote-bulgarian-voters-back-new-nuclear-plant/>, 28.11.2019.

37 Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/154233/Bulgaria%27s+Environment+Ministry+OKs+EIA+Report+on+Unit+7+of+Kozloduy+NPP>, 21.11.2019.

38 E. Biurrun, E. Gonzalez, I. Stefanova, *The National Disposal Facility. A State of the Art Solution for Bulgaria's Radioactive Waste*, Traditional Nuclear Conference. Bulgarian Nuclear Energy – National, Regional and World Energy Security, 5–7 June 2013, Varna.

39 T. Vlček, M. Jirušek, op. cit., s. 87.

dostaw ropy. Pierwszym z nich był AMBO Pipeline, przecinający Półwysep Bałkański z Burgas do Vlore w Albanii, którym miała być dystrybuowana ropa z Rosji oraz państw nadkaspjskich (przez Morze Czarne). Choć projekt został zaproponowany już na początku lat 90. XX w., wciąż nie udało się go zrealizować. Drugie przedsięwzięcie przewidywało realizację Trans-Balkan Pipeline Burgas – Alexandroupoli. W tym przypadku terminal i rafineria w Burgas miały zyskać połączenie ropociągami z greckim Alexandroupoli. W efekcie ropa mogłaby trafiać do Bułgarii z każdego kierunku (USA, Afryka, Bliski Wschód) z pominięciem tureckich cieśnin. Niemniej jednak, podobnie jak w przypadku AMBO Pipeline, i ta koncepcja nie została zrealizowana. Obie wymienione powyżej inwestycje, choć kosztowne, w znacznej mierze przyczyniłyby się do wzrostu bezpieczeństwa państwa bułgarskiego w sektorze ropy naftowej. Niestety głównie z przyczyn politycznych, ale też ekonomicznych projekty dywersyfikacji źródeł tego strategicznego surowca nie są wdrażane. Co istotne, pomimo że problem ten zauważono już blisko 30 lat temu, jak dotąd w tym aspekcie nie osiągnięto jakiegokolwiek postępu. Z tego względu Bułgaria obecnie i w najbliższej przyszłości będzie uzależniona od rosyjskiej ropy.

5.3.2.4. Gaz ziemny

Należy podkreślić, że duże nadzieje na poprawę sytuacji w sektorze gazowym wiążano z realizacją projektu Nabucco oraz South Stream. Bułgaria w planowanych inwestycjach stanowiła państwo tranzytowe, przez co zaistniałaby możliwość rozbudowy własnej infrastruktury gazowej. W tym też aspekcie warto zaznaczyć, że proponowany przez UE gazociąg Nabucco (następnie Nabucco West) umożliwiłby Bułgarii dywersyfikację kierunków dostaw surowca. Kwestia ta ma szczególne znaczenie, gdyż państwo to jest całkowicie uzależnione od rosyjskiego gazu. Niestety przez blisko 10 lat trwały negocjacje w sprawie realizacji Nabucco, które ostatecznie zakończyły się fiaskiem w 2013 r. W tym samym okresie swoje plany inwestycyjne na obszarze Bałkanów dynamicznie rozwijała Rosja. Flagowym projektem był korytarz południowy, tzw. South Stream, który docelowo miał dostarczać błękitne paliwo z Rosji do państw Europy Zachodniej właśnie przez Bułgarię. Jak zostało wspomniane, budowa bułgarskiego oraz serbskiego odcinka gazociągu, która ruszyła pod koniec 2013 r., została skutecznie zablokowana przez Komisję Europejską. Problemy prawne i opóźnienia w inwestycji przełożyły się na decyzję prezydenta Rosji o wycofaniu się z projektu South Stream. Niemniej kilka lat później (w 2018 r.) Rosjanie we współpracy z Turcją oddali do użytku alternatywny Turk Stream. W ten sposób zaistniała perspektywa wybudowania łączy gazowych umożliwiających transport gazu z Turk Stream do Bułgarii. W regionie swoją aktywność wykazuje także Azerbejdżan, który *de facto* przekreślił koncep-

cję Nabucco poprzez realizację własnych planów inwestycyjnych, takich jak TANAP i TAP. Dla Bułgarii oba projekty są istotne, gdyż stwarzają możliwość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu (z państw Azji Środkowej) i podobnie jak w przypadku Turk Stream stworzenie stosownych złączy umożliwi dystrybucję surowca na obszar państwa bułgarskiego. W ostatnich latach również Bułgaria aktywnie włącza się w inicjatywy, których celem jest zintegrowanie systemów gazowych w regionie. Takie projekty jak Eastring, Serbian Stream czy BRUA Pipeline przewidują udział Bułgarii w dystrybucji gazu ziemnego. Niewątpliwie jej położenie geograficzne sprzyja potencjalnym inwestycjom w zakresie rozwoju sektora gazowego.

Nie tylko dywersyfikacja kierunków dostaw gazu ziemnego pozostaje priorytetem, ale także modernizacja infrastruktury gazowej. Bułgaria, choć jest państwem Unii Europejskiej, nadal cechuje się ograniczonymi połączeniami gazowymi z państwami sąsiadującymi (rys. 21). W związku z tym wskazuje się na potrzebę oddania do użytku następujących interkonektorów:

1. Bułgaria – Turcja, zapewniający dostęp do gazu z Rosji i Azerbejdżanu oraz do tureckiego terminalu LNG nad morzem Marmara. W następstwie powstania Turk Stream negocjacje w sprawie złączy z Turcją wyraźnie przyspieszyły i przewiduje się jej wykonanie w 2020 r.⁴⁰
2. Bułgaria – Rumunia (Ruse – Giurgiu), o długości 25 km, łączący bułgarski system gazowy z rumuńskim. Odcinek ten oddano do użytku w 2016 r., niemniej wciąż nie jest on w pełni wykorzystywany⁴¹.
3. Bułgaria – Serbia, pozwalający na dostawy gazu przez Serbię z systemów przesyłowych państw UE oraz w kierunku odwrotnym, tzn. z Turk Stream i TAP. Obecnie projekt jest w fazie realizacji i pierwsze dostawy gazu mają ruszyć w 2022 r.⁴²
4. Bułgaria – Grecja (IGB Project), o długości 168 km, łączący bułgarski system gazowy z greckim. Koncepcja pojawiła się już w 2009 r., niemniej dopiero w 2019 r. uzyskała wsparcie finansowe z Komisji Europejskiej, dzięki czemu prace mają ruszyć w 2020 r.⁴³

Ponadto strategicznym celem wciąż pozostaje wybudowanie terminalu LNG. Kwestia ta stała się szczególnie ważna w aspekcie fiaska gazociągu Nabucco i South Stream.

40 Publics.bg, Borissov: *The Interconnector with Turkey Will Be Ready in July 2018*, https://www.publics.bg/en/news/17662/Borissov_The_Interconnector_with_Turkey_Will_Be_Ready_in_July_2018.html, 23.11.2019.

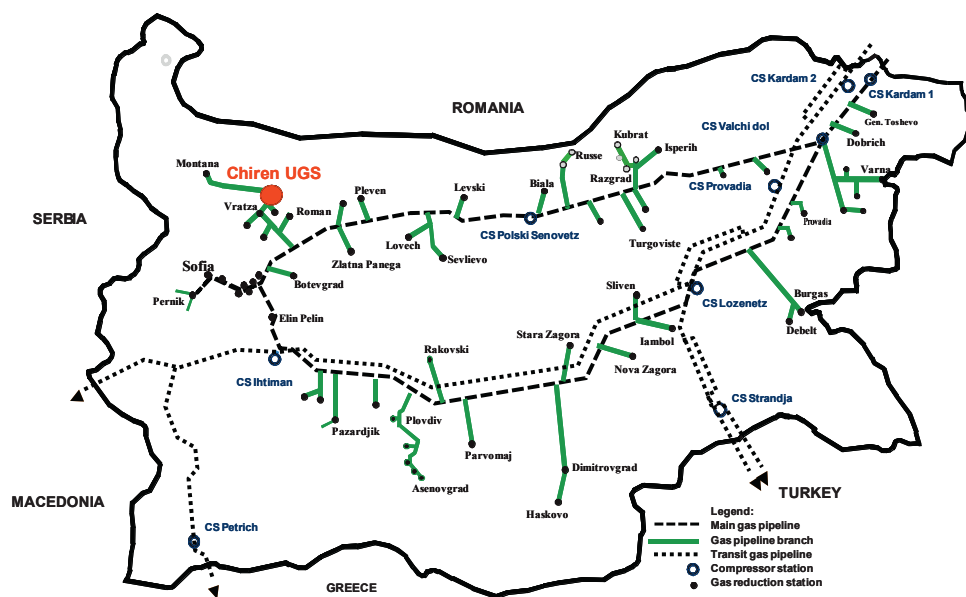
41 Xinhuanet, *Romania, Bulgaria to increase energy interconnection*, http://www.xinhuanet.com/english/2019-03/30/c_137934891.htm, 1.12.2019.

42 Bulgarian National Radio, *Bulgaria-Serbia gas interconnector should be operational in 2022*, <http://bnr.bg/en/post/101127417/bulgaria-serbia-gas-interconnector-should-be-operational-in-2022>, 6.12.2019.

43 ICGB Interconnector, <https://www.icgb.eu/about/milestones>, 25.09.2019.

Niestety zauważalny jest brak stosownego projektu zagospodarowania bułgarskiego odcinka wybrzeża Morza Czarnego. Bułgarzy poszukują innych możliwości, z tej też przyczyny przyłączyli się do realizacji greckiej koncepcji zakładającej wybudowanie pływającego terminalu LNG nieopodal Kavali. Grecy zaoferowali Bułgarom możliwość dostaw surowca przez swoje terytorium, jednakże do tego wymagana jest infrastruktura przesyłowa (gazociąg Bułgaria – Grecja). W tym miejscu warto wspomnieć, że w 2019 r. podpisano umowę na dostawy amerykańskiego gazu skroplonego do Bułgarii przez grecki terminal LNG Revithoussa oraz grecko-bułgarski łącznik gazowy (Sidirokastro – Kułata), którym od 2016 r. możliwy jest przesył do 1,7 mld m³ gazu ziemnego rocznie⁴⁴. Wprawdzie zakupiono zaledwie 140 mln m³ gazu, niemniej jest to alternatywa dla surowca sprowadzanego z Rosji.

Rysunek 21. System przesyłowy gazu w Bułgarii



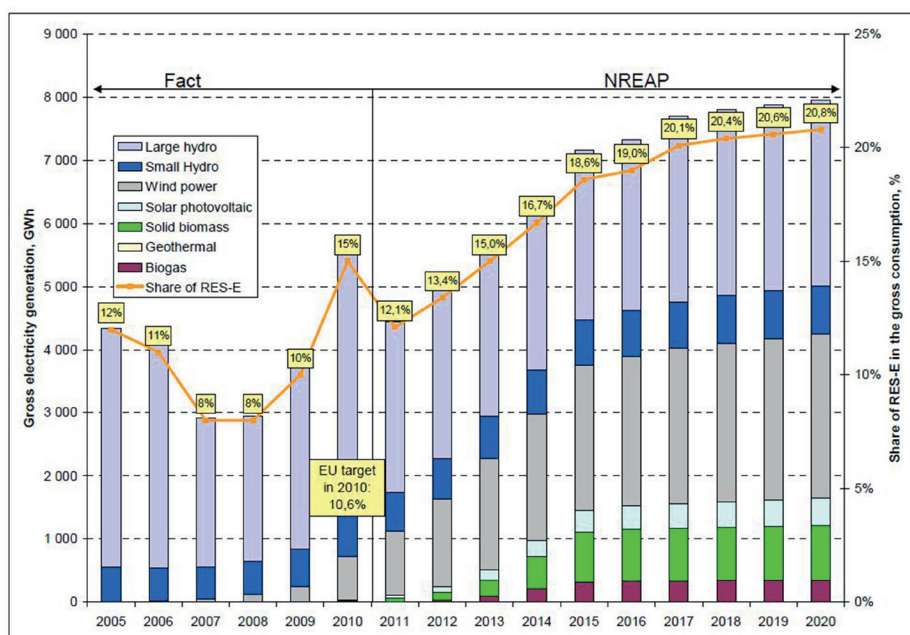
Źródło: Republic of Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply, Report No: ACS4278, The World Bank, June 2013, s. 16.

44 M. Seroka, Bułgaria: Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego, Ośrodek Studiów Wschodnich, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2019-06-05/bulgaria-dywersyfikacja-zrodel-dostaw-gazu-ziemnego>, 15.11.2019.

5.3.2.5. Odnawialne źródła energii

W świetle bułgarskiej strategii do 2020 r. 20,8% konsumowanej elektryczności ma być produkowane z odnawialnych źródeł. W tym celu niezbędne jest oddanie do użytku ok. 2000 MW dodatkowych mocy wytwórczych. Bułgarski Plan Działania w Zakresie Energii Odnawialnej wskazuje, że ponad połowę niezbędnej mocy będzie pochodzić z farm wiatrowych, pozostała z elektrowni wodnych, słonecznych oraz wykorzystujących biomasę i biogaz (rys. 22).

Rysunek 22. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Bułgarii w latach 2010–2020



Źródło: V. Kirov, *Country report: Bulgaria*, Public Funding for Green Energy in a Context of Crisis, 2012, s. 22.

W Bułgarii zauważalny jest dynamiczny postęp w zakresie wykorzystania potencjału energetycznego wiatru. Jeszcze w 2007 r. moc zainstalowanych konstrukcji wynosiła zaledwie 57 MW, a już w 2014 r. wzrosła do poziomu 691 MW. Niestety od tego momentu zauważamy stagnację, gdyż w okresie ostatnich 5 lat wartość mocy pozostaje na tym samym poziomie⁴⁵. Najważniejsze projekty zlokalizowane są w okolicach

⁴⁵ The Wind Power, *Bulgaria*, https://www.thewindpower.net/country_en_37_bulgaria.php, 17.11.2019.

pasma górskiego Starej Planiny, m.in. Park Wiatrowy Murgasz (docelowo 300 MW), a także na wybrzeżu Morza Czarnego: Kavarna, Dobricz (docelowo po 200 MW)⁴⁶. Potencjał energetyczny cieków wodnych jest już w dużym stopniu wykorzystany, dlatego też powstanie zaledwie kilka hydroelektrowni o lokalnym znaczeniu (łącznie 180 MW). Również niewielkie inwestycje przewiduje się w zakresie energii słonecznej. W najbliższych latach elektrownie wykorzystujące ogniwa fotowoltaiczne mają osiągnąć 130 MW. Nieco większy nacisk będzie położony na wykorzystanie biomasy i biogazu. Przewiduje się, że te źródła dostarczą 500 MW dodatkowych mocy wytwórczych⁴⁷.

5.4. Wnioski

Zasoby surowców energetycznych oraz potencjał energii odnawialnej w znacznej mierze determinują strategię energetyczną Republiki Bułgarii do 2020 r. Należy podkreślić, że Bułgaria dysponuje pokładami węgla, które obecnie zaspokajają potrzeby w 60–70%. Znacznie gorzej zarysowuje się kwestia zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej, które już teraz są niewielkie. Jednakże położenie geograficzne państwa bułgarskiego pozwala na dywersyfikację dostaw strategicznych surowców. Dzięki dostępowi do Morza Czarnego Bułgarzy mają duże możliwości w pozyskiwaniu ropy i gazu z różnych kierunków. Należy również zwrócić uwagę na potencjał odnawialnych źródeł energii. Od wielu lat wykorzystywana jest energia wodna, natomiast w ostatnim czasie wzrosło zainteresowanie innymi źródłami czystej energii, zwłaszcza biomasą i energetyką wiatrową. Warto odnotować, że obecnie funkcjonujące elektrownie corocznie produkują nadwyżki, które są eksportowane do państw sąsiednich.

Największym wyzwaniem pozostaje dywersyfikacja źródeł strategicznych surowców. Wciąż zauważalne jest uzależnienie Bułgarii od rosyjskich dostaw ropy naftowej oraz gazu ziemnego. Niekorzystny jest również brak interkonektorów, przestarzała technologia (elektrownie węglowe) i problemy z realizacją kluczowych projektów (m.in. Nabucco, AMBO). Tylko wymienione powyżej kwestie determinują potrzebę zwiększenia aktywności poprzez skuteczniejsze realizowanie inwestycji energetycznych. Priorytetem na najbliższe lata pozostaje oddanie do użytku stosownej infrastruktury (złączki gazowe) oraz nowych mocy energetycznych (elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii), a także rewitalizacja istniejących (elektrownie węglowe i jądrowa).

46 Ecosource Energy, *Wind Park Murgash*, <http://www.ecosource-energy.bg/en/project>, 20.10.2019.

47 *Annex I, Investment Gap Analysis for RES-E in Bulgaria*, School of Politics, Sofia 2012, s. 9–10.

Z pewnością członkostwo w Unii Europejskiej pozwala Bułgarii uzyskać niezbędny kapitał na dalsze inwestycje i modernizację sektora energetycznego, w pierwszej kolejności w zakresie odnawialnych źródeł energii. Niestety wyraźne problemy gospodarcze i patologie społeczne (korupcja) utrudniają realizację założonych celów.

Polityka oraz sektor energetyczny Grecji

Grecja w odróżnieniu od omawianych już państw nie znalazła się w bloku wschodnim, przez co jej transformacja polityczna i gospodarcza przebiegała całkowicie odmiennie. Świadczy o tym fakt, że państwo to należy do struktur Wspólnoty Europejskiej już od 1981 r. W okresie lat 80. XX w. nastąpił dynamiczny wzrost gospodarczy, który był kontynuowany w kolejnych dekadach. Niestety kryzys gospodarczy z lat 2008–2016 przełożył się na aż 45-procentowy spadek PKB. Pomimo poważnych problemów ekonomicznych sektor energetyczny jest w dobrej kondycji, a co za tym idzie – bezpieczeństwo energetyczne jest niezagrażone. Niewątpliwie mocnym punktem w tym kontekście jest położenie geopolityczne Grecji. Z jednej strony państwo to jest członkiem UE i NATO, wypracowało również silne związki z USA. Z drugiej strony utrzymuje poprawne stosunki z Rosją i Serbią oraz stanowi przeciwwagę dla rosnącej potęgi Turcji. Mając na uwadze położenie geograficzne, należy podkreślić, że sprzyja ono lokowaniu inwestycji energetycznych. Dostęp do morza stwarza możliwości dywersyfikacji kierunków dostaw strategicznych surowców. Wspólna granica z Turcją umożliwia rozbudowę infrastruktury przesyłowej gazu lub ropy do Europy Zachodniej czy też państw bałkańskich. Potężny potencjał odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa oraz słoneczna, umożliwia dywersyfikację miksu energetycznego. Tylko wymienione powyżej czynniki przekładają się na kształt strategii energetycznej Grecji.

W tym też zakresie należy podkreślić, że grecka strategia energetyczna jest rozproszona w wielu dokumentach. Zauważalne jest jej rozbicie na poszczególne sektory energetyki, niemniej ujęta całościowo jest spójna. Z pewnością w tym aspekcie kluczowe znaczenie wciąż ma „Narodowy plan na rzecz energii odnawialnej z 2009 r.” oraz „Narodowy plan na rzecz efektywności energetycznej z 2014 r.”. W tychże dokumentach wskazano priorytety greckiej energetyki, jakimi są rozwój odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Wprawdzie najwięcej inwestycji przewidziano dla zielonej energii, niemniej pozostałe sektory również są modernizowane, zwłaszcza gazowy. Wydaje się jed-

nak, że dynamicznie zmieniająca się sytuacja w greckiej energetyce wymaga odświeżonego i kompleksowego podejścia. Z pewnością w najbliższym okresie taka strategia powstanie.

6.1. Zasoby surowców energetycznych Grecji

6.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel

Podobnie jak w większości państw regionu zasoby surowców energetycznych Grecji są niewielkie. Najbardziej niekorzystnie sytuacja przedstawia się w zakresie rezerw ropy naftowej oraz gazu ziemnego, ponieważ są one znikome. Co za tym idzie, inwestycje w eksploatację tychże złóż, które w głównej mierze są zlokalizowane w zatoce Kawała w północnej części Morza Egejskiego, są nieopłacalne. Z tego względu duże oczekiwania wiązane są z niedawno udokumentowanymi złożami u wybrzeży Krety oraz na obszarze Morza Jońskiego¹. Zdecydowanie lepiej zarysowuje się kwestia greckich zasobów węgla brunatnego. Najnowsze wyliczenia wskazują, że pokłady tego surowca wynoszą ok. 7,5 mld ton, które są rozmieszczone w czterech zagłębiach węglowych (tab. 14). Najbogatszym z nich jest zagłębie w Macedonii Zachodniej (1,5 mld ton), gdzie obecnie wydobywa się 80% greckiego węgla. Kolejne dwa zagłębia: Drama (900 mt) oraz Elassona (170 mt) również umiejscowione są w północnej części państwa. Grecy dysponują także zagłębiem Megalopolis (225 mt) na Półwyspie Peloponeskim². W tym miejscu warto również wspomnieć o pokaznym potencjale torfów na poziomie 4 mld m³, który zlokalizowany jest w Macedonii Wschodniej. Wskazuje się, że dotychczas wydobyto ok. 30% zasobów węgla i jeżeli produkcja będzie utrzymywana na zbliżonym poziomie, rezerwy te wystarczą na ok. 40 lat³.

Tabela 14. Zasoby energetyczne Grecji

Surowiec energetyczny	Zasoby geologiczne
węgiel	7,5 mld ton
ropa naftowa	70 mln ton*
gaz ziemny	brak danych
*nieudokumentowane	

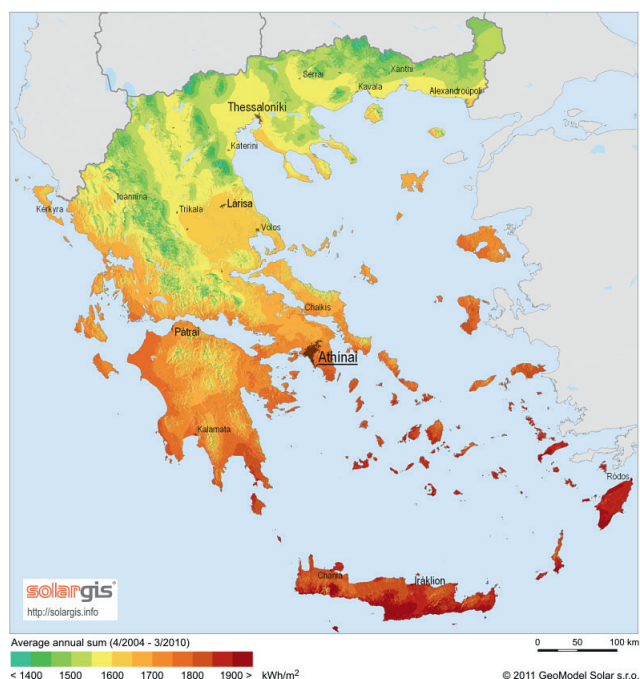
Źródło: opracowanie własne na podstawie: P. G. Tzeferis, *The mining / metallurgical industry of Greece. Commodity review for years 2013–2014*, Ministry of Environment and Energy Republic of Greece, 2015, s. 77–80; The Kefalonia Puls, <https://kefaloniapulse.homeinkefalonia.properties/factual-information-on-potential-oil-and-gas-reserves-in-greece>, 10.12.2019.

- 1 Keep Talking Greece, <https://www.keeptalkinggreece.com/2018/05/08/greece-oil-gas-resources-worth-sonian-crete/>, 15.12.2019.
- 2 P. G. Tzeferis, *The mining / metallurgical industry of Greece. Commodity review for years 2013–2014*, Ministry of Environment and Energy Republic of Greece, 2015, s. 77.
- 3 Euracoal, Greece, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/greece/>, 20.12.2019.

6.1.2. Odnawialne źródła energii

Położenie geograficzne Grecji sprzyja pozyskiwaniu energii z odnawialnych źródeł. Największy potencjał niewątpliwie związany jest z energią słoneczną. Wystarczy wspomnieć, że w tym przypadku wyliczenia wskazują na ok. 250 dni pełnego nasłonecznienia, co daje ok. 3000 godzin rocznie. Co istotne, potencjał ten jest równomiernie rozmieszczony na całym terytorium państwa, dzięki czemu nie ma większych ograniczeń geograficznych do lokalizacji inwestycji rozwijających energetykę solarną (rys. 23)⁴. Równie korzystnie zarysowują się możliwości w obszarze energetyki wiatrowej. Z racji tego, że Grecja jest otoczona morzami, a jej obszar w dużej mierze charakteryzuje się górzystym ukształtowaniem, istnieją znakomite warunki do pozyskiwania energii z siły wiatru. Największym potencjałem w tym aspekcie dysponują wyspy na Morzu Egejskim, w szczególności Cyklady oraz północne krańce Grecji kontynentalnej (rys. 24)⁵.

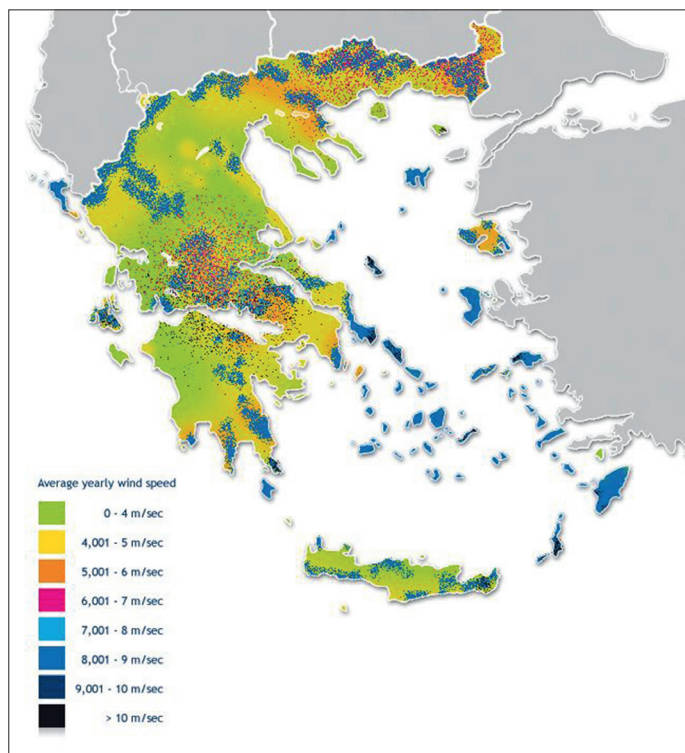
Rysunek 23. Potencjał energii słonecznej w Grecji



Źródło: 2011 GeoModel Solar s.r.o., solargis.info.

- 4 Overview of RES and Infrastructure Sectors in Greece, January 2019, s. 7, <https://www.ey.co.il/userfiles/overview%20of%20res%20and%20.pdf>, 21.11.2019.
- 5 N. Chatziargyriou, I. Margaritis, A. Dimeas, *Renewable Energy Development in Greek Islands*, Friedrich Ebert Stiftung, Athens 2016, s. 8–9.

Rysunek 24. Potencjał energii wiatrowej w Grecji



Źródło: Global Energy Network Institute, <https://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/wind-europe/wind-greece.shtml>, 20.12.2019.

Kolejnym istotnym źródłem energii dla Grecji jest biomasa. Należy podkreślić, że niektóre regiony cechują się rozwiniętym rolnictwem, inne zaś dużym zalesieniem (51% całej powierzchni kraju). Z tego względu państwo to dysponuje dużym potencjałem w aspekcie rozwoju sektora biomasy. Wskazuje się, że rocznie Grecy mogą uzyskać 2,7 mt biomasy drzewnej oraz 7,5 mt z biomasy rolniczej. W tym zakresie największe możliwości odnoszą się do odpadów z upraw bawełny, pszenicy, kukurydzy, oliwek uprawnych czy też winnic. Z geograficznego punktu widzenia potencjał ten zlokalizowany jest w północnej części państwa, tzn. w Macedonii Środkowej, Tracji oraz w części środkowej – Tesalii. Niemniej również inne części państwa są zasobne w biomasę i warto wskazać tu na Kretę i jej możliwości pozyskania energii z biomasy drzewnej⁶.

6 S. Alatzas [et al.], *Biomass Potential from Agricultural Waste for Energetic Utilization in Greece*, „Energies” 2019, Vol. 12, No. 6, s. 5–8.

Niewątpliwie mniej korzystnie przedstawia się sytuacja w obszarze hydroenergetyki i jej przyszłego rozwoju w Grecji. Główną przyczyną takiego stanu rzeczy jest niewielki potencjał w tym aspekcie oraz narażenie niektórych części państwa na długotrwałe susze. Szacuje się, że możliwości wynoszą ok. 6300 GW (12 TWh rocznie), z czego obecnie jest wykorzystywanych już 45%⁷. Najkorzystniej w tym kontekście przedstawia się sytuacja w północno-zachodniej części państwa, zwłaszcza o górskim ukształtowaniu terenu (Pindos, Vermion)⁸. Wprawdzie uwarunkowania dla dużych hydroelektrowni są ograniczone, ale możliwości rozwoju sieci małych elektrowni wodnych przedstawiają się zdecydowanie lepiej⁹.

Grecja zajmuje pierwsze miejsce w Europie pod względem potencjału geotermalnego, który, co ważne, jest technicznie łatwo dostępny oraz ekonomicznie opłacalny. Fakt ten wynika z aktywności tektonicznej i wulkanicznej, która przełożyła się na akumulację energii cieplnej na stosunkowo niewielkich głębokościach oraz wytworzenie się licznych zbiorników o niskiej, średniej i wysokiej entalpii. Obszar państwa greckiego został podzielony na 32 strefy geotermalne, w których znajduje się 45 lokalizacji o udokumentowanym lub prawdopodobnym potencjale energetycznym¹⁰. Na uwagę zasługują w głównej mierze te, w których temperatura przekracza 90°C, m.in. w Macedonii Wschodniej i Tracji (Alexandroupoli) oraz na wyspach Lesbos, Nisyros, Milos¹¹.

6.2. Sektor energetyczny Grecji

6.2.1. Produkcja energii elektrycznej

Grecja na przestrzeni lat wypracowała zróżnicowany system pozyskiwania energii elektrycznej. Obecnie dominują trzy źródła energii: gaz ziemny, węgiel oraz odnawialne źródła energii. Natomiast w mniejszym stopniu wykorzystywany jest potencjał energii wodnej.

7 J. Neubarth, *The role of hydropower in selected South-Eastern European countries*, EuroNatur Foundation and RiverWatch, 2018, s. 16.

8 V. G. Stergiopoulos, A. V. Stergiopoulou, G. V. Stergiopoulos, *Beyond the Helicon's and the Olganos type small hydropower plants in Greece*, Wasserbaukolloquium 2009: Wasserkraft im Zeichen des Klimawandels, „Dresdener Wasserbauliche Mitteilungen Heft” 2009, No. 39, s. 374–375.

9 C. Malesios, G. Arbatzis, *Small hydropower stations in Greece: The local people's attitudes in a mountainous prefecture*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2010, Vol. 14, No. 9, s. 2502.

10 M. Papachristou [et al.], *Geothermal Energy Use, Country Update for Greece (2016–2019)*, European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019, s. 1.

11 C. J. Koroneos, M. Fytikas, *Energy potential of geothermal energy in Greece*, European Geothermal Conference Basel '99, September 28–30, 1999 – Basel, Switzerland, Proceedings, Vol. 2, s. 24.

W 2018 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 50 800 GWh i choć ten wskaźnik od kilku lat utrzymuje się na zbliżonym poziomie, to w stosunku do 2008 r. jest on o blisko 20% niższy (63 700 GWh). Efekt ten jest konsekwencją odchodzenia od węgla w produkcji energii elektrycznej, z którego w poprzednich dekadach pozyskiwano nawet 70% energii. Niemniej elektrownie bazujące na tym surowcu w 2018 r. dostarczyły 17 221 GWh (33,9%), a więc niewiele mniej niż elektrownie gazowe, w których wyprodukowano 17 252 GWh (33,96%). W elektrowniach operujących na odnawialnych źródłach energii (głównie elektrownie wiatrowe i słoneczne) pozyskano 10 942 GWh (21,54%), co oznacza, że w okresie 10 lat podwojono produkcję. Ważne miejsce w greckiej energetyce utrzymują elektrownie wodne, w których wygenerowano 5486 GWh (10,6%)¹². Niestety produkcja energii elektrycznej w 2018 r. była niewystarczająca dla potrzeb państwa greckiego, tym samym ok. 6800 GWh (11,81%) zostało importowanych, głównie z Bułgarii i Macedonii Północnej¹³.

Grecja wciąż dysponuje 6 elektrowniami cieplnymi (14 bloków energetycznych) operujących na węglu brunatnym. Większość z nich ze względu na bliskość złóż węgla zlokalizowana jest w Macedonii Zachodniej (w tym największa Agios Dimitrios w pobliżu Kozani) oraz jedna na Peloponezie (w okolicach Megalopolis). W tym miejscu warto wspomnieć, że dwie elektrownie mają zostać wyłączone z eksploatacji w 2020 r. Łączne moce produkcyjne elektrowni węglowych wynoszą 3904 MW (w 2013 r. było to 5288 MW) (tab. 15)¹⁴. Natomiast w ostatnich latach dynamicznie rozwija się sektor gazowy, a co za tym idzie – liczba elektrowni gazowych wzrasta. Obecnie funkcjonuje 13 jednostek o różnej mocy, wybudowanych wzdłuż istniejącego gazociągu ciągnącego się od granicy z Bułgarią oraz Turcją, wschodnim wybrzeżem do Aten i Koryntu. Z uwagi na niższą emisyjność CO₂ większość z nich powstała w Attyce i Beocji, a więc w regionach o dużej gęstości zaludnienia. Inwestycjom rozwijającym infrastrukturę gazową sprzyja również możliwość dywersyfikacji źródła surowca. Wprawdzie wciąż ok. 80% gazu dostarczane jest z Rosji, ale też coraz większe ilości są sprowadzane z innych kierunków, m.in. z Azerbejdżanu czy z Algierii¹⁵. Rosnące znaczenie elektrowni gazowych przekłada się na wzrastające moce produkcyjne, które w 2018 r. osiągnęły poziom 4900 MW (tab. 15)¹⁶. Jeszcze do niedawna grecki system wspomagany był przez elektrownie opala-

12 Greek Energy Market Report 2019, Hellenic Association for Energy Economic, Athens 2019, s. 42–43.

13 Ibidem, s. 54.

14 Ibidem, s. 46.

15 S. Kastis, V. Kitsios, *The energy system of Greece. A Techno-economic and Environmental Approach*, 2017, <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1088651/FULLTEXT01.pdf>, 20.11.2019, s. 36.

16 Greek Energy Market Report 2019, s. 46.

ne ropą naftową, które zasilają głównie wyspy, w tym największe z nich, m.in. Kretę, Eubę, Rodos oraz Chios¹⁷. W tym aspekcie warto jednak wskazać, że najważniejsze z nich zostały zmodernizowane i przekształcone w elektrownie gazowe, m.in. elektrownia Aliveri (Eubea), Chania (Kreta), Soroni (Rodos). Z tego względu ropa naftowa pozostaje istotnym źródłem energii głównie na małych wyspach, które dysponują autonomicznym źródłem energii elektrycznej. Jak zostało wspomniane, znaczenie elektrowni wodnych jest również istotne, wprawdzie nie jest to główne źródło energii, niemniej rokrocznie dostarcza powyżej 10% zapotrzebowań. Większość z nich umiejscowiona jest w północnej i zachodniej części państwa, m.in. na rzece Acheloos (Kremasta, Kastraki, Stratos) oraz Aliakmon (Agras, Edessaiois, Assomata, Sfikia, Polyphyto, Ilarion). Zainstalowane moce produkcyjne elektrowni wodnych wynoszą 3171 MW (tab. 15)¹⁸.

W ostatnich dwóch dekadach Grecy poczynili progres w zakresie rozbudowy infrastruktury wykorzystującej odnawialne źródła energii. Oddano do użytku kilkanaście elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, rozlokowanych w różnych częściach państwa. O intensyfikacji inwestycji świadczą dane, w świetle których moce produkcyjne elektrowni wiatrowych w roku 2018 wyniosły 2555 MW, natomiast elektrowni słonecznych 2491 MW. Z geograficznego punktu widzenia wiatr do produkcji energii elektrycznej jest obecnie najintensywniej wykorzystywany w Grecji Środkowej (907 MW) oraz na Peloponezie (550 MW), a także w Macedonii Wschodniej i Tracji (375 MW). Natomiast elektrownie słoneczne rozbudowywane są zarówno na północy państwa, m.in. w Macedonii Środkowej (329 MW), jak i w Grecji Środkowej (317 MW) i na Peloponezie (310 MW). Inwestycje w inne OZE są niewielkie, wskutek tego małe elektrownie wodne (239 MW) oraz biomasa i biogaz (82 MW) dostarczają śladowe ilości energii elektrycznej¹⁹.

Tabela 15. Wykaz najważniejszych elektrowni w Grecji

Nazwa elektrowni	Dostępna moc (MW)	Rodzaj elektrowni
Agios Dimitrios	1595	węglowa
Kardia	1250	węglowa
Megalopoli	850	węglowa
Megalopolis V	811	gazowa
Aminteo	600	węglowa
Lavario Megalo	570	gazowa

¹⁷ S. Kastis, V. Kitsios, op. cit., s. 38.

¹⁸ Greek Energy Market Report 2019, s. 46.

¹⁹ Ibidem, s. 74.

Ptolemais	550	węglowa
Komotini	485	gazowa
Lavario	450	gazowa
Alivieri	450	gazowa
Kremasta	437	wodna
Korinthos	437	gazowa
Heron II	435	gazowa
Heron	435	gazowa
Protergia	430	gazowa
Thisvi	420	gazowa
Thessaloniki	400	gazowa
Thesavros	384	wodna
Lavario V	378	gazowa
Polyfyto	375	wodna
Aglos Georgios	360	gazowa
Florina	330	węglowa
Kastraki	320	wodna
Distomo	316	gazowa
Sfikia	315	wodna
Poyrnari	300	wodna

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Global System Observatory,
<http://globalenergyobservatory.org/countryid/83#>, 19.12.2019.

6.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla

6.2.2.1. Ropa naftowa

Grecka produkcja ropy naftowej jest niewielka, zwłaszcza w kontekście stale rosnącej konsumpcji. Z tego też względu państwo to jest całkowicie uzależnione od importowanego surowca. W 2016 r. największe ilości ropy naftowej zostały sprowadzone odpowiednio z Iraku (10 mt) oraz Rosji (7 mt). Warto zaznaczyć, że jedynym producentem ropy w Grecji jest prywatne przedsiębiorstwo Energean Oil & Gas SA, które operuje na dwóch polach naftowych (Prinos i Prinos Północny) na północy Morza Egejskiego²⁰. W ostatnich latach sporo uwagi poświęca się badaniom terytorium Grecji w aspekcie potencjalnych rezerw ropy. Wyróżniono 13 stref, z czego 9 na obszarze wód morskich

²⁰ Greek Energy Market Report 2019, s. 90.

(Morze Jońskie – Zatoka Patraska, Morze Trackie, Morze Śródziemne – zachodnie i południowo-zachodnie wybrzeże Krety). Badania potwierdziły również niewielki potencjał północno-wschodniej części Grecji (Epir, Grecja Zachodnia). Koncesje na wydobycie ropy posiadają m.in. Hellenic Petroleum (HELPE), Total czy też ExxonMobil²¹. Obecnie funkcjonują cztery rafinerie, trzy z nich należą do państwowego koncernu HELPE i są zlokalizowane w Salonikach, Elefsis (20 km od Aten), Aspropyrgos (15 km od Aten). Natomiast rafineria w Agioi Theodoroi (w pobliżu Koryntu) jest własnością Motor Oil²². Duże zdolności przerobowe greckich rafinerii przekładają się na eksport produktów ropopochodnych do różnych państw Europy. Największe ilości ropy naftowej są konsumowane przez sektor transportu (63%), gospodarstwa domowe (14%) oraz przemysł (13,1%)²³. W tym miejscu można odnieść się do kwestii wysokich cen paliw w Grecji (ok. 1,5 €/litr w 2019 r.), które są efektem zastosowania wysokich podatków oraz opłat paliwowych (np. w przypadku benzyny 95 wraz z marżą stanowiących blisko 75% ceny)²⁴.

6.2.2.2. Gaz ziemny

Dynamicznie rozwijająca się sieć elektrowni gazowych w Grecji generuje rosnące zapotrzebowanie na błękitne paliwo. Wystarczy wspomnieć, że w 2014 r. całkowita konsumpcja tego surowca wyniosła ok. 2,769 mld m³, a w 2017 r. już 4,643 mld m³. Praktycznie wszystkie potrzeby są uzupełniane gazem importowanym, gdyż rodzima produkcja jest na poziomie marginalnym i wynosi kilka mln m³ rocznie. Można wyróżnić trzy punkty wejściowe surowca do greckiego systemu gazowego, wśród których najważniejsze znaczenie ma interkonektor z Bułgarią (Sidirokastro). Dzięki niemu transportowany jest rosyjski gaz, który zaspokaja greckie potrzeby na poziomie ok. 60–70%. Drugim źródłem pod względem wielkości dystrybucji jest terminal LNG Revithosa w okolicach Pireusu, przez który przechodzi 25–30% gazu. Natomiast pozostałe ilości (10–15%) dostarczane są trzecim punktem wejściowym – funkcjonującym od 2007 r. dwukierunkowym interkonektorem z Turcją (Kipoi). Z pewnością wiele zmian w tym aspekcie wprowadzi uruchomienie gazociągu TAP (prawdopodobnie 2020 r.), ponieważ nastąpi możliwość zwiększenia dostaw z Azerbejdżanu oraz innych państw Azji Środkowej. Grecy rozważają również wzmocnienie swoich możliwości magazynowych. W 2017 r. Komisja Europejska wpisała grecką koncepcję podziemnego magazynu gazu (region Kavala) na listę projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI – Project of Common Interest). Ponadto w 2021 r. ma zostać sfinalizowana inwestycja pływającego terminalu do

²¹ *Ibidem*, s. 94.

²² *Ibidem*, s. 90.

²³ *Ibidem*, s. 91.

²⁴ *Ibidem*, s. 93.

odbioru gazu skroplonego (FSRU Alexandroupoli)²⁵. Dużym wyzwaniem pozostaje gazyfikacja Grecji, ponieważ tylko niektóre regiony mają dostęp do surowca (Attyka, Tesalia, Macedonia Środkowa), natomiast wielkie połacie zachodniej oraz południowej Grecji są pozbawione infrastruktury przesyłowej (Macedonia Zachodnia, Epir, Grecja Zachodnia, Peloponez). Błękitne paliwo jest konsumowane w głównej mierze przez elektrownie gazowe (66%), które w założeniu mają w najbliższych latach zastąpić elektrownie węglowe. Z tego względu rokrocznie w tym sektorze odnotowywany jest wzrost zapotrzebowania. Sprzedaż detaliczna gazu to ok. 20% konsumpcji, natomiast pozostałych 14% obejmuje potrzeby zakładów przemysłowych²⁶.

6.2.2.3. Węgiel

Bez wątpienia grecki węgiel jest surowcem, który przez kilka dekad może stanowić istotne źródło energii. Świadczą o tym bogate zasoby zlokalizowane głównie w Macedonii Zachodniej, Wschodniej oraz na Peloponezie. Niemniej jednak od wielu lat realizowana jest polityka, której głównym założeniem jest dekarbonizacja sektora energii energetycznej. Sukcesywnie zamykane są kolejne elektrownie węglowe i wysoce prawdopodobne, że większość z pozostałych zostanie wyłączona z eksploatacji w najbliższych latach. Jak zostało wspomniane, węgiel brunatny wydobywany jest głównie na obszarze Macedonii Zachodniej (kopalnia Ptolemaida – Florina ok. 38 mt w 2015 r.), w mniejszym zakresie na Peloponezie (kopalnia Megalopoli 8 mt w 2015 r.). Produkcja jest dostosowywana do potrzeb pobliskich elektrowni węglowych, tym samym w okresie ostatnich kilku lat zauważalny jest jej wyraźny spadek. Jeszcze w 2010 r. była na poziomie blisko 65 mt, w 2015 r. obniżyła się do ok. 50 mt, a w 2018 r. wyniosła zaledwie 38 mt²⁷. Przewiduje się, że wraz z kurczącą się konsumpcją wydobycie wciąż będzie się obniżać i niewykluczone, że wyłączenie elektrowni węglowych przełoży się na zamknięcie kopalń. Słabością w tym aspekcie jest również fakt, że Grecy dysponują tylko węglem brunatnym, przez co surowiec ten nie nadaje się do handlu międzynarodowego (przy transporcie na większe odległości traci właściwości i jakość). Natomiast import węgla kamiennego (głównie z Rosji) do Grecji jest na poziomie marginalnym i także w stosunku do poprzednich lat jego poziom obniżył się z 700 tys. ton w 2010 r. do ok. 450 tys. ton w 2018 r.²⁸

25 *Ibidem*, s. 63.

26 *Ibidem*, s. 61.

27 Quandl, *Coal Production – Greece*, https://www.quandl.com/data/BP/COAL_PROD_GRC-Coal-Production-Greece, 15.12.2019.

28 Knoema, *Greece – Total primary coal imports*, <https://knoema.com/atlas/Greece/topics/Energy/Coal/Primary-coal-imports>, 18.12.2019.

6.3. Strategia energetyczna Grecji

6.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Grecji do roku 2020

Obecnie obowiązująca strategia energetyczna Grecji została ujęta w kilku źródłach (dokumentach), co powoduje jej rozdrobnienie na kluczowe z punktu widzenia Greków sektory energetyki. Najważniejsze to Narodowy plan na rzecz energii odnawialnej z 2009 r. oraz Narodowy plan na rzecz efektywności energetycznej z 2014 r. Obecnie trwają prace nad długoterminowym Narodowym planem na rzecz energii i klimatu (NECP – National Energy and Climate Plan), który w założeniu ma ujednolicić grecką strategię energetyczną. Bez wątpienia wciąż istotne znaczenie ma przyjęty przez grecki rząd w październiku 2009 r. Narodowy plan na rzecz energii odnawialnej. Zwrócenie się w kierunku OZE wynikało m.in. z faktu, że w tym okresie głównym źródłem energii elektrycznej w Grecji był węgiel (w 2010 r. 78%). Z uwagi na zobowiązania międzynarodowe w zakresie ochrony środowiska (Dyrektywa 2009/28/WE) zaistniała potrzeba stosunkowo szybkiej dywersyfikacji w tym zakresie. Grecja zobowiązała się do wdrożenia pakietu energetyczno-klimatycznego 20-20-20²⁹, ze szczególnym naciskiem na dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii. Zaznaczono, że 20-procentowy udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. zostanie osiągnięty poprzez inwestycje w nowoczesną infrastrukturę oraz zwiększenie efektywności energetycznej (rys. 25)³⁰. Jednocześnie zauważono, że potencjał państwa w tym aspekcie jest znaczny, a możliwości pozyskania energii z turbin wiatrowych czy też ogniw fotowoltaicznych są bardzo duże. Warto odnotować, że w 2008 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniósł w Grecji zaledwie 7,8% (najwięcej energii pozyskano z biomasy), dlatego też w celu realizacji założenia 20-procentowego udziału konieczna była dynamizacja działań³¹. W tym też celu wdrożono cały szereg regulacji prawnych, które skróciły procedury w zakresie

29 Pakiet energetyczno-klimatyczny jest przyjętym w 2008 r. przez Parlament Europejski zbiorem wiążących ustaw mających na celu zapewnienie realizacji założeń Unii Europejskiej dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Jego główne założenia to: redukcja o 20% emisji gazów cieplarnianych wobec poziomu emisji z roku 1990, zwiększenie do 20% udziału zużycia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł, zwiększenie o 20% efektywności energetycznej w stosunku do prognoz na 2020 r.

30 Warto podkreślić, że polityka klimatyczna UE po 2010 r. uległa zaostrzeniu i w realizacji tzw. „zielonej gospodarki” kluczowe znaczenie mają odnawialne źródła energii. Zob. T. Młynarski, *Unia Europejska w procesie transformacji energetycznej*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2019, nr 1, s. 34–42.

31 *National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC*, Ministry of Environment, Energy and Climate Change, Athens 2009, s. 7.

rozwoju OZE, m.in. dokument z 4 czerwca 2010 r. (L3851/2010), którego celem było uproszczenie procedury wydawania zezwoleń, racjonalizacja systemu taryf gwarantowanych, usunięcie istniejących barier na poziomie lokalnym, a także ustanowienie szczegółowych przepisów dotyczących stosowania OZE w budynkach³².

Narodowy plan na rzecz energii odnawialnej wyróżnił trzy obszary rozwoju OZE:

1. Energia elektryczna – zwiększony udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej miał być uzyskany m.in. poprzez skoordynowane działania na rzecz rozwoju dużych elektrowni OZE, rozbudowę infrastruktury przesyłowej, wycofywanie starych nieefektywnych elektrowni węglowych. W tym miejscu szczególna uwaga została zwrócona na bezpieczeństwo dostaw energii oraz koszty związane z inwestycjami w OZE. Terytorium Grecji w tym kontekście zostało podzielone na dwa obszary:
 - a) System zintegrowany (kontynentalny), dla którego przewidziano stopniową modernizację. Jednym z celów było sukcesywne wycofywanie się z eksploatacji najmniej wydajnych elektrowni spalających węgiel brunatny, a także ich przebudowa umożliwiająca współspalanie biomasy (by zredukować emisję CO₂). Kolejne przedsięwzięcie to oddanie do użytku dużych elektrowni wykorzystujących OZE, w szczególności wielkopowierzchniowych elektrowni wiatrowych oraz dużych hydroelektrowni wspomaganych przez średnie i małe elektrownie fotowoltaiczne, wodne, geotermalne czy też biomasowe. Istotne znaczenie ma również zwiększenie wykorzystania w celach energetycznych gazu ziemnego m.in. poprzez inwestycje w elektrownie gazowe.
 - b) System rozproszony (wyspy), wobec którego wystosowano plan wycofania z eksploatacji elektrowni opalanych ropą naftową na rzecz OZE. W tym przypadku odniesiono się do wykorzystania indywidualnych możliwości każdej z wysp (większość z nich ma duży potencjał energii słonecznej i wiatrowej, niektóre dysponują energią geotermalną). Przewidziano również stworzenie sieci przesyłowej połączonej z Grecją kontynentalną³³.
2. Ciepłownictwo – zasadniczym założeniem modernizacji ciepłownictwa miały być zwiększone inwestycje w zakresie wykorzystania biomasy oraz energii słonecznej i geotermalnej do ogrzewania i chłodzenia gospodarstw domowych, ale też zakładów przemysłowych. Poprzez zachęty finansowe (dopłaty do zakupu niezbędnej aparatury) oraz uproszczenie procedur administracyjnych i prawnych greckie cie-

32 Hellenic Ministry of Environment and Energy, <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=qtIW9oJJLYs%3D&tabid=37>, 2.12.2019.

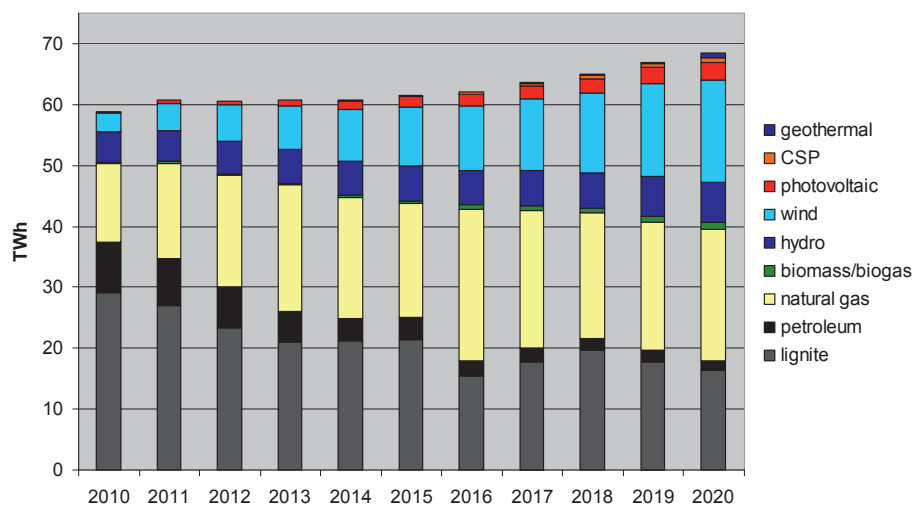
33 *National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC*, Ministry of Environment, Energy and Climate Change, Athens 2009, s. 8–9.

plownictwo miało dążyć do modelu zdecentralizowanego, bardziej efektywnego i autonomicznego³⁴.

3. Transport – przewidziano działania na rzecz promocji energooszczędnych pojazdów oraz zwiększenie wykorzystania biopaliw w transporcie. W tym też celu miała powstać niezbędna infrastruktura umożliwiająca produkcję i dystrybucję biodiesla. Kwestia ta odnosiła się również do greckich rolników, którzy w większym zakresie mieli produkować biomasę i korzystać z biopaliw³⁵.

Warto odnotować, że udział OZE w trzech wymienionych powyżej obszarach jest wysoce zróżnicowany. Zdecydowanie największy (na poziomie 40%) jest przewidziany dla produkcji energii elektrycznej, w ciepłownictwie 20%, a w transporcie 10%. Dzięki czemu zostanie osiągnięty krajowy cel 20-procentowego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Wskaźniki te miały być osiągnięte dzięki nowym instalacjom zwiększających greckie moce produkcyjne do 7,5 GW elektrowni wiatrowych, ok. 2,5 GW elektrowni fotowoltaicznych, blisko 1,5 GW elektrowni wodnych, 250 MW elektrowni biomasowych, 120 MW elektrowni geotermalnych (rys. 26)³⁶.

Rysunek 25. Planowana produkcja energii elektrycznej w Grecji w latach 2010–2020



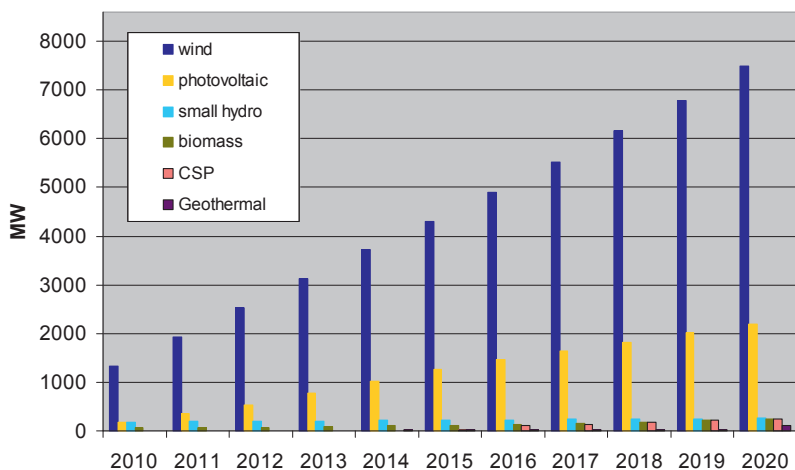
Źródło: *National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC*, s. 13.

³⁴ *Ibidem*, s. 10.

³⁵ *Ibidem*.

³⁶ *Ibidem*, s. 11.

Rysunek 26. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Grecji w latach 2010–2020



Źródło: National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC, s. 14.

W Narodowym planie na rzecz energii odnawialnej odniesiono się również do kwestii produkcji i konsumpcji energii, a także udziału w niej OZE. Przewidziano sukcesywny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej z 13% w 2010 r. do 28% w 2015 r., a następnie 40% w roku 2020. Jednocześnie zaplanowano wzrost udziału OZE w konsumpcji energii z 9% w 2010 r. do 15% w roku 2015 i ostatecznie 20% w 2020 r.³⁷

Jak zostało wspomniane, drugim z dokumentów kreujących grecką strategię energetyczną jest Narodowy plan na rzecz efektywności energetycznej z 2014 r. Należy podkreślić, że wraz z planem na rzecz energii odnawialnej stanowi on filar dla zrównoważonej polityki energetycznej. Jego główne założenie wskazuje na obniżenie zużycia energii z 20,5 Mtoe do 18,4 Mtoe w 2020 r.³⁸ Cel ten ma być osiągnięty dzięki zwiększonej efektywności energetycznej, inwestycjom w OZE oraz oszczędnym zużyciu energii. Już w latach 2007–2012 dzięki inwestycjom w nowoczesną technologię łączne oszczędności energii wyniosły 8,7 TWh, z czego większość, tzn. 7,3 TWh, odnotowano w sektorze transportu. Zaobserwowana została również niekorzystna tendencja braku poprawy efektywności energetycznej w sektorze przemysłu³⁹. Z tego względu podkreśla się po-

³⁷ *Ibidem*, s. 17.

³⁸ *National Energy Efficiency Action Plan*, Pursuant to Article 24(2) of Directive 2012/27/EU, Centre for Renewable Energy, Athens 2014, s. 15.

³⁹ *Ibidem*, s. 19.

trzebę obniżenia energochłonności zakładów przemysłowych poprzez ich modernizację i wykorzystanie OZE. Plan ten skierowany jest również do odbiorców komercyjnych poprzez wdrażane programy, takie jak „Oszczędzaj energię w domu”, czy też „Modernizacja energetyczna budynków mieszkalnych”⁴⁰. W tym miejscu warto również zwrócić uwagę na zwiększenie efektywności energetycznej sieci przesyłowych, jako że roczne straty Grecji w tym względzie wynoszą ok. 6%. Obniżenie poziomu strat w tym aspekcie ma nastąpić poprzez rozbudowę i modernizację linii przesyłowych energii elektrycznej i infrastruktury wspomagającej⁴¹.

6.3.2. Inwestycje w obszarze greckiej energetyki

6.3.2.1. System energetyczny

Od wielu lat zarysowuje się problem niewystarczających mocy produkcyjnych w aspekcie energii elektrycznej, przez co Grecy spore jej ilości importują. Problematicznie przedstawia się również kwestia stosunkowo szybkiego wygaszania elektrowni węglowych, choć w tym sektorze zauważalna jest niekonsekwentna polityka. Z jednej strony Grecja deklaruje dekarbonizację, z drugiej natomiast realizowane są projekty podtrzymujące funkcjonowanie greckiego przemysłu węglowego. Świadczy o tym rozpoczęta w 2015 r. inwestycja, której celem jest wybudowanie elektrowni węglowej Ptolemaida 5 o mocy 660 MW. Koszt nowej konstrukcji, która ma zostać sfinalizowana w 2021 r., szacowany jest na blisko 1,4 mld euro, co oznacza, że będzie to jedna z większych inwestycji energetycznych w Grecji⁴². Należy podkreślić, że wciąż w niektórych regionach niezbędna jest modernizacja lub wybudowanie nowych sieci przesyłowych energii elektrycznej. W tym też przypadku w najbliższych latach priorytetem są trzy lub cztery połączenia elektryczne: Attyka – Kreta, (alternatywnie Peloponez – Kreta), interkonektor Bułgaria (Marica) – Grecja (Nea Santa) oraz zintegrowanie sieci obejmującej archipelag Cyklad. Połączenie systemu kontynentalnego z wyspami jest możliwe poprzez położenie stosownego kabla po dnie morza (miejscami na głębokości powyżej 1000 metrów), co też generuje wysokie koszty. W efekcie realizacja w latach 2014–2022 tylko trzech projektów (bez połączenia Peloponez – Kreta) szacowana jest na ok. 1,4 mld euro. Niemniej jednak kwota ta została przyjęta na zbyt ostrożnym poziomie, gdyż obecnie budowane połączenie Attyka – Kreta (Ariadne Interconnection) o długości 330 km będzie kosztować co

40 *Ibidem*, s. 27.

41 *Ibidem*, s. 169.

42 Energypress, *Construction of Ptolemaida 5 power station set to begin*, <https://energypress.eu/construction-of-ptolemaida-5-power-station-set-to-commence/>, 21.12.2019.

najmniej 1 mld euro⁴³. Od kilku lat sukcesywnie są wyłączane z eksploatacji elektrownie opalane ropą naftową, w tym też celu planowana jest złączka elektryczna pomiędzy Lavrion a wyspą Syros⁴⁴. Połączenie to umożliwi przesył energii elektrycznej na Cyklady z Attyki, a co za tym idzie przyczyni się do wyłączenia szkodliwych dla środowiska naturalnego autonomicznych systemów energetycznych. W przypadku wysp położonych w znacznej odległości od Grecji kontynentalnej planowane są inwestycje modernizujące elektrownie, których celem jest zastąpienie wykorzystywanego paliwa na mniej emisyjne (ropy naftowej na gaz ziemny). Przykładem wdrażania długoletniego programu jest oddanie do użytku w 2017 r. elektrowni gazowej o mocy 115 MW na Rodos⁴⁵.

6.3.2.2. Ropa naftowa

Grecja z przyczyny marginalnej produkcji ropy naftowej jest zmuszona do jej importu, dlatego też od lat największym wyzwaniem pozostaje dywersyfikacja kierunków dostaw. Kwestia ta jest o tyle istotna, że to właśnie ropa naftowa jest wiodącym produktem kupowanym na rynkach zagranicznych, stanowiącym rokrocznie ponad 20% całkowitego greckiego importu⁴⁶. Obecnie większość ropy dostarczana jest z Iraku oraz Rosji, w mniejszej skali z innych kierunków, tzn. z Kazachstanu, Iranu oraz Arabii Saudyjskiej. Skutecznie więc jest wdrażany zamysł, którego założeniem jest zmniejszenie uzależnienia od rosyjskiego surowca, które jeszcze w 2010 r. było na poziomie 46%⁴⁷. Grecja w tym przypadku ma duże możliwości z racji korzystnego położenia geograficznego, dzięki któremu może drogą morską sprowadzać ropę z państw Zatoki Perskiej. Ponadto posiada potencjał państwa tranzytowego, zwłaszcza w kierunku północnym (Bułgaria, Macedonia Północna, Albania), niemniej w tym aspekcie przedmiotem zainteresowania Greków jest zwiększenie eksportu produktów naftowych takich jak paliwa. Kwestia ta bezpośrednio wynika z dwóch czynników. Po pierwsze, brak jest sieci połączeń umożliwiających przesył ropy do państw sąsiednich (istnieje jedynie ropociąg z Salonik do rafinerii Okta w Skopje), a po wtóre, funkcjonujące greckie rafinerie nie są w pełni wykorzystywane. Zważywszy na potężne możliwości importu ropy naftowej oraz rosnące znaczenie produktów ropopochodnych, jedną z ważniejszych inwe-

43 Ariadne Interconnection, <http://www.ariadne-interconnection.gr/en/home-en/>, 28.11.2019.

44 NS Energy, *Nexans wins contract for Greece's Cyclades Islands power interconnection*, <https://www.nsenergybusiness.com/news/nexans-interconnector-cyclades-islands/>, 30.11.2019.

45 Terna, *Power Plant in Rhodes Island*, <http://www.terna.gr/en/activities/energy/project-power-plant-in-rhodes-island>, 30.11.2019.

46 D. Workman, *Greece's Top 10's Imports, World's Top Export*, <http://www.worldstopexports.com/greeces-top-10-imports/>, 2.12.2019.

47 N. M. Onti, *Greece Still Relies On Russia For Oil*, Greek Reporter, <https://greece.greekreporter.com/2013/03/07/greece-still-relies-on-russia-for-oil/>, 3.12.2019.

stycji będzie modernizacja istniejących rafinerii. Należy zaznaczyć, że rafinerie te są zlokalizowane w pobliżu Aten i Salonik, z tego powodu ich unowocześnienie ma nastąpić poprzez zastosowanie niskoemisyjnej technologii, tak by nastąpiła redukcja uwalniania CO₂ w procesie rafinacji⁴⁸. W latach 2010–2014 na ten cel przeznaczono 4 mld euro⁴⁹, niemniej prośrodowiskowa technologia wymaga dalszych inwestycji. Nie tylko bezpieczny import ropy, ale też jej zwiększone wydobycie jest istotnym przedsięwzięciem dla rozwoju Grecji. W tym względzie trwają wyężone analizy ropośnych obszarów morskich i lądowych pod kątem ich wykorzystania do produkcji (rys. 27).

Rysunek 27. Terytorium Grecji z wydzielonymi strefami potencjalnych zasobów ropy i gazu



Źródło: Greek Energy Market Report 2019, s. 94.

48 Greek Energy Market Report 2019, s. 96.

49 C. Stambolis, *Investment Prospects in the Greek Energy Sector*, 5th Arab-Hellenic Economic Forum, Athens, November 29–30, 2016, s. 13.

Od 2019 r. prowadzone są kolejne odwierty na polu naftowym Epsilon (4 km od pola Pri-nos), które zwiększą poziom wydobycia ropy w najbliższych latach⁵⁰. Poza tym zatwierdzono plan zagospodarowania pola naftowego Katakolon, zlokalizowanego w pobliżu zachodniego wybrzeża Peloponezu (pierwsze odwierty mają nastąpić w 2020 r.)⁵¹. Równolegle prowadzone są intensywne analizy geologiczne północno-zachodniego regionu Grecji (Epir), których zamierzeniem jest określenie miejsc dla odwiertów badawczych. Wszystkie wymienione powyżej przedsięwzięcia realizuje greckie przedsiębiorstwo Energean Oil & Gas. W tym miejscu warto wspomnieć, że Energean operuje nie tylko na obszarze Grecji, ale też w Izraelu (pola gazowe: Tanin i Karish), Czarnogórze, Chorwacji, Egipcie, Algierii, we Włoszech oraz na Malcie i Cyprze. Obecnie posiada 17 licencji na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów we wschodniej części Morza Śródziemnego⁵².

6.3.2.3. Gaz ziemny

W ostatnich latach to właśnie gaz ziemny odgrywa istotną rolę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Grecji. Wystarczy wspomnieć, że surowiec ten wyparł węgiel w produkcji energii elektrycznej i obecnie elektrownie gazowe są kluczowym elementem greckiej energetyki. Duży wpływ na zaistniały stan rzeczy mają międzynarodowe projekty realizowane w regionie, jak i w Grecji. Z pewnością możliwości sektora gazowego zwiększył gazociąg TANAP, zwłaszcza w aspekcie dywersyfikacji kierunków dostaw. Natomiast oddanie do użytku TAP tym bardziej wzmocni pozycję Grecji, która tym samym stanie się państwem tranzytowym. W tym miejscu warto również wspomnieć o planowanych złączkach gazowych z państwami sąsiednimi, takimi jak interkonektor Grecja – Bułgaria (IGB Project) czy też interkonektor Turcja – Grecja – Włochy (ITGI). Pierwsza z wymienionych konstrukcji jest traktowana priorytetowo, z racji zwiększenia możliwości tranzytowych gazu z planowanego terminalu LNG FSRU Alexandroupoli przez Bułgarię w kierunku Europy Środkowej⁵³. W lipcu 2019 r. IGB Project otrzymał licencję na stworzenie niezależnego systemu gazu ziemnego, równocześnie otrzymując prawo do rozpoczęcia budowy na terytorium Grecji (31-kilometrowy odcinek z Komotini do granicy grecko-bułgarskiej)⁵⁴.

50 NS Energy, *Energean begins production from Epsilon oil field offshore Greece*, <https://www.nsenenergybusiness.com/news/energean-production-epsilon-oil-field/>, 3.12.2019.

51 Strata Georesearch, *Katakolon – a small but perfectly formed oil field in Western Greece*, <https://www.stratageoresearch.com/post/katakolon-a-small-but-perfectly-formed-oil-field-in-western-greece>, 3.12.2019.

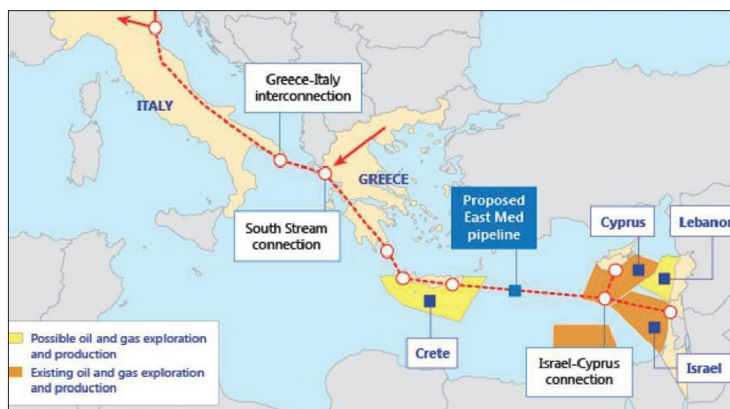
52 Energean, <https://www.energean.com/about-us/at-a-glance/>, 3.12.2019.

53 J. M. Roberts, *op. cit.*, s. 14.

54 Caspian Energy, *IGB granted final license to start construction on Greek territory*, <http://caspianenergy.net/en/oil-and-gas/46427-igb-granted-final-license-to-start-construction-on-greek-territory>, 1.12.2019.

Natomiast koncepcja ITGI, choć pojawiła się już w 2002 r., wciąż nie została w pełni zrealizowana. Wprawdzie odcinek turecko-grecki (Karacabey – Komotini, 296 km) funkcjonuje już od 2007 r., ale w przypadku gazociągu z Grecji do Włoch nie poczyniono większych postępów (Komotini – Otranto, 807 km)⁵⁵. Na niekorzyść przemawia również realizacja TAP, którego cel jest zbieżny z interkonektorem Grecja – Włochy. W ostatnim czasie pojawiła się koncepcja nowego korytarza gazowego – projekt East-Med (Eastern Mediterranean Pipeline, 1900 km), który w założeniu ma połączyć złoża gazu ziemnego ze wschodniej części Morza Śródziemnego z Grecją przez Cypr i Kretę, z możliwością dystrybucji do Włoch (rys. 28). W marcu 2019 r. doszło do podpisania międzyrządowej umowy między Grecją, Cyprzem i Izraelem, powołującej tzw. Trójkąt energetyczny, którego celem jest wdrażanie w życie projektu EastMed⁵⁶. Budowa tego kosztownego połączenia gazowego (ok. 7 mld dolarów) ma potrwać siedem lat, tak więc mało prawdopodobne jest oddanie do użytku EastMed przed 2025 r.⁵⁷ Warto podkreślić, że projektem tym zainteresowana jest Unia Europejska, jak też Stany Zjednoczone.

Rysunek 28. Projekt EastMed



Źródło: Knews, <https://knews.kathimerini.com.cy/en/news/government-dismisses-reports-on-eastmed-as-baseless>, 19.12.2019.

- 55 Hydrocarbons Technology, *Interconnection Turkey Greece Italy (ITGI) Pipeline*, <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/turkeygreeceitalypip/>, 1.12.2019.
- 56 K. Geropoulos, *Greece-Cyprus-Israel EastMed gas pipeline reaches Washington*, NewEurope, <https://www.neweurope.eu/article/greece-cyprus-israel-eastmed-gas-pipeline-reaches-washington/>, 2.12.2019.
- 57 J. Macaron, *The Eastern Mediterranean Gas Forum Reinforces Current Regional Dynamics*, Arab Center Washington DC, http://arabcenterdc.org/policy_analyses/the-eastern-mediterranean-gas-forum-reinforces-current-regional-dynamics/, 2.12.2019.

Nie tylko międzynarodowe inwestycje czy też interkonektory gazowe pozostają w obszarze zainteresowania Greków, ale też gazyfikacja państwa. Jak zostało wspomniane, obszar Grecji odznacza się nierównomierną gazyfikacją. Z jednej strony mamy regiony z rozwiniętą siecią gazową, z drugiej natomiast całe połacie państwa nadal pozostają bez jakiegokolwiek infrastruktury (rys. 29). Z tego względu w latach 2017–2022 planowane jest wydłużenie połączeń gazowych o 1600 km. W pierwszym okresie celem będzie stworzenie sieci między 18 miastami z trzech regionów, tzn. z Grecji Środkowej, Macedonii Środkowej oraz Macedonii Wschodniej i Tracji. W dalszym etapie sieć ta ma być poszerzona o region Macedonii Zachodniej⁵⁸. Planowane jest również zwiększenie dystrybucji błękitnego paliwa na Peloponez do centrum energetycznego zlokalizowanego w Megalopolis, dzięki czemu zaistnieje możliwość wyłączenia z eksploatacji elektrowni węglowych.

Rysunek 29. System przesyłowy gazu w Grecji



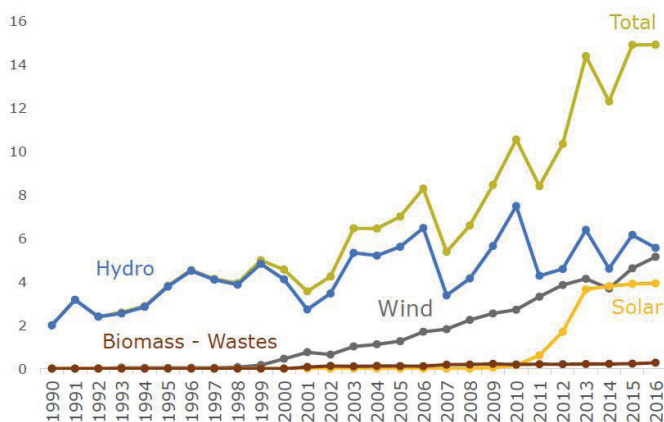
Źródło: A. Giamouridis, *Natural Gas in Greece and Albania. Supply and Demand Prospects to 2015*, The Oxford Institute for Energy Studies, No. 37, December 2009, s. 13.

⁵⁸ Greek Energy Market Report 2019, s. 67.

6.3.2.4. Odnawialne źródła energii

W Grecji nastąpił wyraźny wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, szczególnie w okresie ostatnich kilku lat (rys. 30). Jest to efekt nie tylko dyrektyw UE, ale przede wszystkim działań rządu, jak również władzy samorządowej oraz inwestorów, których zamierzeniem jest zwiększenie udziału zielonej energii, głównie w produkcji energii elektrycznej. Z jednej strony mamy do czynienia z dekarbonizacją, z drugiej natomiast z gazyfikacją systemu energetycznego Grecji. Proces ten spowodował niedobór mocy produkcyjnych, które mają uzupełnić elektrownie bazujące na czystej energii. Biorąc pod uwagę duży potencjał energetyki wiatrowej oraz solarnej, Grecy dynamicznie rozwijają właśnie te dwa sektory. Wystarczy wspomnieć, że łączna ilość energii wypracowanej w elektrowniach wiatrowych w 2016 r. wyniosła 5,1 TWh, co przełożyło się na 10,5% całościowej produkcji energii elektrycznej. Elektrownie słoneczne tylko w okresie od 2010 r. do 2016 r. zwiększyły swój poziom produkcyjny z 0,16 TWh do 3,9 TWh (7% całościowej produkcji energii elektrycznej), dlatego też nie jest nadużyciem twierdzenie, że nastąpił „boom solarny”.

Rysunek 30. Poziom produkcji energii (TWh) z OZE w Grecji w latach 1990–2016



Źródło: Greek Energy Market Report 2019, s. 73.

O dużym zainteresowaniu rozwojem energetyki wiatrowej świadczy zaangażowanie kilkunastu koncernów energetycznych, m.in. greckiego Terna Energy, niemieckiego Aneamos, francuskiego EDF, hiszpańskiego Iberdola, luksemburskiego EREN Groupe, czy też włoskiego Enel Green Power. Natomiast największymi dostawcami turbin wiatrowych są duński Vestas, niemiecki Enercon oraz hiszpański SGRE⁵⁹. W jednym z większych pro-

⁵⁹ Greek Energy Market Report 2019, s. 77.

jektów zakłada się wybudowanie sieci elektrowni wiatrowych na Krecie (Crete Wind Parks) o mocy 950 MW i zintegrowanie jej z siecią energetyczną Grecji kontynentalnej (Ariadne Interconnection). Realizacja projektu, której szacowany koszt to 2,5 mld euro, pozwoli w znacznym stopniu przekształcić źródło energii na Krecie poprzez zamknięcie elektrowni opalanych ropą naftową na rzecz czystej energii. W związku z tym zredukowane zostaną wysokie koszty dystrybucji oraz magazynowania ropy. Istotne znaczenie w tym przedsięwzięciu będzie miało dwukierunkowe połączenie sieci elektrycznej Attyka – Kreta, które umożliwi przesył nadwyżek prądu na kontynent, a w przypadku niedoboru zaistnieje możliwość jego uzupełnienia⁶⁰. Nowe elektrownie wiatrowe mają powstać również na innych wyspach oraz w regionach, w których sukcesywnie rozwijane jest to źródło energii (głównie Peloponez, Grecja Środkowa, Macedonia Wschodnia i Tracja) (rys. 31).

Rysunek 31. Łączna moc turbin wiatrowych
w poszczególnych regionach Grecji (stan na 30.06.2019)

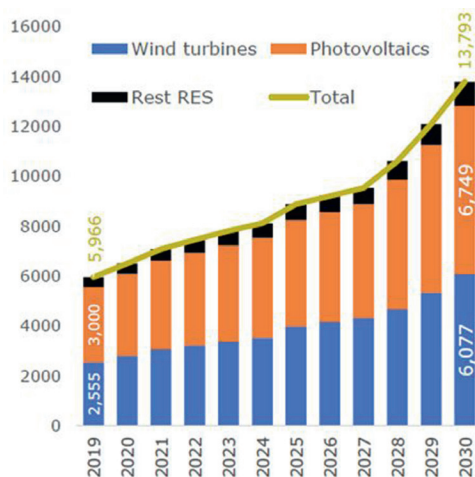


Źródło: S. Jovanović, *Greece hits 3 GW wind energy milestone*, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/greece-hits-3-gw-wind-energy-milestone/>, 4.12.2019.

60 European Commission, *Crete Wind Parks*, <https://ec.europa.eu/eipp/desktop/en/projects/project-55.html>, 4.12.2019.

Jak zostało wspomniane, w ostatnich latach nastąpił duży postęp w zakresie wykorzystania potencjału słonecznego do wytwarzania energii. W latach 2010–2020 na ten cel przeznaczono ponad 5,5 mld euro⁶¹. Co ważne, nowoczesna technologia solarna jest instalowana w różnych regionach państwa (zarówno w jego północnej, jak i południowej części), a także na niektórych wyspach. O dużym potencjale świadczy fakt, że obecnie ogniwa fotowoltaiczne zajmują ok. 160 km² powierzchni Grecji (0,03%), a kopalnie oraz elektrownie węglowe ponad 1000 km². Jedną z kosztowniejszych inwestycji w zakresie energii słonecznej, jaka ma zostać sfinalizowana w 2021 r., jest park solarny Kozani (15 km od miasta Kozani w Macedonii Zachodniej). Łączna moc ogniw fotowoltaicznych ma wynieść 204 MW i będzie to największa elektrownia słoneczna w Grecji i jedna z większych w regionie. Co istotne, będzie to również kolejny projekt realizowany przez grecką spółkę Juwi Hellas, zależną od niemieckiego holdingu Juwi⁶². Należy zaznaczyć, że w perspektywie kolejnej dekady moce produkcyjne elektrowni słonecznych, jak również wiatrowych mają zostać podwojone w stosunku do 2020 r. (rys. 32).

Rysunek 32. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i słonecznych w Grecji w latach 2019–2030



Źródło: Greek Energy Market Report 2019, s. 83.

61 P. K. Chaviaropoulos, *Renewable Energy Programs of Greece*, Ministry of Environment, Energy and Climate Change, <http://www.academyofathens.gr/sites/default/files/Renewable-%20Energy%20Programs%20of%20Greece.pdf>, 28.11.2019, s. 3.

62 S. Jovanović, *Juwi readies to start building 204 MW Kozani solar park*, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/juwi-readies-to-start-building-204-mw-kozani-solar-park/>, 4.12.2019.

Przez wiele dekad jedynym odnawialnym źródłem energii wykorzystywanym na szeroką skalę w Grecji była energia wodna. Niemniej jej potencjał wciąż nie jest w pełni zagospodarowany. W tym też aspekcie planowane jest oddanie w najbliższych latach do użytku elektrowni szczytowo-pompowej Amfilochia o mocy 680 MW w trybie produkcyjnym (730 MW w trybie pompowania). Amfilochia zlokalizowana w Grecji Zachodniej (Nomos Etolia i Akarnania) w założeniu ma wykorzystywać obecnie już istniejące dwa zbiorniki (Agios Georgios i Pyrgos – jako zbiorniki górne) oraz jezioro Kastraki (jako zbiornik dolny). Szacowany koszt inwestycji, która będzie współfinansowana przez UE (program „Łącząc Europę – Energia”), to ponad 500 mln euro⁶³.

6.4. Wnioski

Grecja już od kilkunastu lat zmaga się z kryzysem ekonomicznym, który wyraźnie osłabił gospodarkę państwa. Należy jednak podkreślić, że pomimo trudnej sytuacji finansowej sektor energetyczny jest dynamicznie modernizowany. Świadczą o tym inwestycje w rozwój odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza w elektrownie wiatrowe i słoneczne. W okresie kilku lat poczyniono duże postępy, dzięki czemu sukcesywnie obniżana jest produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych. Nieprzypadkowo inwestuje się w turbiny wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne, a jest to realizacja przemysłanej strategii energetycznej bezpośrednio wynikającej z ogromnego potencjału energii wiatrowej i słonecznej. W tym aspekcie Grecja ma jedno z lepszych wskaźników w Europie. Nie tylko zielona energia jest prężnie rozwijana, ale też energetyka gazowa. Przede wszystkim mowa tu o nowych możliwościach pozyskiwania surowca przez Grecję. Duże możliwości na tym polu otwiera realizacja gazociągu TAP oraz rozbudowa infrastruktury gazowej. Od kilku lat zauważalne jest rosnące znaczenie gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej. Modernizacja istniejących elektrowni i wyposażanie ich w bloki gazowe przełożyło się na zrównoważenie miksu energetycznego Grecji. Korzystne położenie geopolityczne Grecji pozwala na dywersyfikację źródeł strategicznych surowców, choć od lat ich znaczne ilości są sprowadzane z Rosji. Niemniej zależność ta nie jest tak problematyczna, jak w przypadku państw Europy Środkowej. Postępująca gazyfikacja państwa oznacza zwiększony import, ale też może być sygnałem dla wzmocnienia własnego przemysłu wydobywczego. Z tego względu duże oczekiwania są powiąza-

63 Sofios Consulting Engineers, *Hydro-pumped storage of Agios Georgios and Pyrgos, Municipality of Amfilochia, Greece*, <http://www.sofios.gr/en/projects/meletes-antlisotamiefsis-agios-geo>, 4.12.2019.

ne z eksploatacją złóż węglowodorów zwłaszcza w pasie lądowo-morskim ciągnącym się z północnego zachodu Grecji aż po Kretę.

Modernizacja sektora energetycznego oraz dynamiczna redukcja przemysłu i energetyki węglowej niesie ze sobą również pewne zagrożenie dla stabilności energetycznej. Wystarczy wspomnieć, że jeszcze u progu XXI w. to właśnie węgiel był surowcem, który dostarczał 70–80% energii elektrycznej. Obniżenie produkcji i wyłączanie bloków węglowych wpłynęło na kształtowanie się zjawiska wzrastającego importu energii elektrycznej. W tym miejscu warto również zaznaczyć, że Grecja posiada bogate zasoby węgla i długie tradycje w przemyśle węglowym. Rezygnacja z jego wykorzystania w produkcji energii elektrycznej oznacza *de facto* likwidację wielu kopalń, ponieważ wydobywany lignit jest przeznaczany tylko na potrzeby pobliskich elektrowni. Niemniej jednak dekarbonizacja państwa postępuje i niewykluczone, że w najbliższej dekadzie nastąpią kolejne redukcje w tym zakresie.

Polityka oraz sektor energetyczny Rumunii

Rumunia przez kilka dziesięcioleci funkcjonowała jako państwo o ustroju socjalistycznym z centralnie planowaną gospodarką i wodzowskim stylem rządzenia. W efekcie doprowadzono do potężnej zapaści gospodarczej w latach 80. XX w. W tym też okresie drastycznie obniżało się zaufanie społeczne wobec wieloletniego dyktatora Nicolae Ceaușescu. Wieloaspektowy kryzys przekształcił się w krwawą rewolucję w grudniu 1989 r., w następstwie której obalono dotychczasowy system polityczny, a przywódcę zamordowano. Warto zaznaczyć, że w socjalistycznej Rumunii uporczywie rozwijano przemysł ciężki oraz górnictwo. Poczyniono wielkie inwestycje w energetykę węglową oraz wodną, nie zważając na kapitałochłonność tychże przedsięwzięć. Po upadku dyktatury Ceaușescu spodziewano się dynamicznej demokratyzacji państwa, a przede wszystkim reform gospodarczych. Niestety transformacja państwa rumuńskiego nie była przeprowadzana tak efektywnie, jak choćby w sąsiednich Węgrzech. Z tego też względu negocjacje akcesyjne zarówno z NATO, jak i UE przedłużały się, ale ostatecznie Rumunia stała się członkiem obu organizacji odpowiednio w 2004 i 2007 r. Od tego czasu, a zwłaszcza po 2010 r., nastąpił szybki rozwój gospodarczy Rumunii, który przekłada się również na kondycję jej energetyki. Biorąc pod uwagę relatywnie bogate złoża niektórych strategicznych surowców energetycznych, takich jak gaz czy węgiel, kwestia bezpieczeństwa energetycznego nie jest tak problematyczna, jak w przypadku innych państw z regionu. Na korzyść przemawia również zrównoważony miks energetyczny, dzięki czemu energia elektryczna jest pozyskiwana z różnych źródeł. Na uwagę zasługuje także dynamicznie rozwijający się sektor zielonej energii.

Obecnie obowiązującym dokumentem, który reguluje kwestie związane z rumuńską energetyką, jest „Strategia energetyczna Rumunii 2016–2030, z perspektywą do 2050 r.”. Niemniej już w 2018 r. pojawił się projekt nowej strategii, który jest obecnie konsultowany. Kwestia ta wynika bezpośrednio z dużej aktywności struktur państwowych, ale też inwestorów zagranicznych w obszarze energetyki. Elastyczne podejście pozwala na szybką reakcję i dostosowanie strategii energetycznej do dynamicznie zmieniającej się rzeczywistości. W głównej mierze celem rumuńskiej strategii jest efektywna modernizacja wszyst-

kich sektorów energetycznych poprzez stopniową dekarbonizację i przejście na energię niskoemisyjną w jak najkrótszej perspektywie czasowej. Ważnym elementem pozostaje także utrzymanie niezależności energetycznej poprzez rozwój własnego potencjału oraz dywersyfikację dostaw strategicznych surowców takich jak ropa naftowa.

7.1. Zasoby surowców energetycznych Rumunii

7.1.1. Ropa, gaz ziemny i węgiel

W stosunku do państw sąsiadujących zasoby surowców energetycznych Rumunii są znaczne, ale niewystarczające dla rosnących potrzeb państwa. Z pewnością istotnym walorem są udokumentowane pokłady ropy oraz gazu ziemnego (tab. 16). Według Narodowej Agencji Zasobów Mineralnych (Agenția Națională pentru Resurse Minerale, ANRM) rezerwy ropy naftowej wynoszą 57 mt (w tym 38 mt jest potwierdzonych)¹. Większość z nich zlokalizowana jest w południowej części państwa, w pasie od Krajowej po Bukareszt, ale też występują na pograniczu z Serbią oraz Węgrami. Natomiast gaz ziemny w ilości ok. 102 mld m³ jest skumulowany w centralnej części państwa, głównie w Transylwanii (w okręgu Marusza oraz Sybinie). Niewielkie ilości ropy i gazu występują również w rumuńskim szelfie Morza Czarnego. W przypadku węgla rezerwy nie są pokaźne, ponieważ badania wskazują na zaledwie 291 mt, z czego aż 280 mt stanowi węgiel brunatny (tab. 16). Surowiec jest skumulowany w trzech zagłębiach węglowych w południowej części państwa (dolina Jiu, Oltenia oraz Ploiești). Niemniej jednak zdecydowana większość węgla znajduje się na obszarze Oltenii, gdzie też skoncentrowany jest przemysł węglowy. Warto jednak w tym miejscu zaznaczyć, że zasoby geologiczne węgla są znacznie większe (ok. 12 mld ton), ale z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia ich eksploatacja jest nieopłacalna².

Tabela 16. Zasoby energetyczne Rumunii

Surowiec energetyczny	Zasoby geologiczne
węgiel	291 mln ton
ropa naftowa	57 mln ton
gaz ziemny	102 mld m ³

Źródło: opracowanie własne na podstawie: IEA Statistics Natural Gas Information; BP Statistical Review of World Energy 2019; Euracoal, *Romania*, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/romania/>, 10.11.2019.

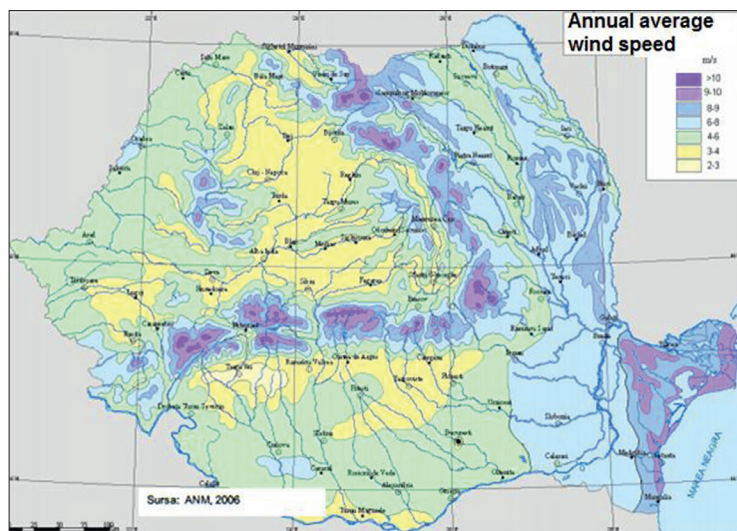
1 Ropecpa, <http://www.ropecpa.ro/en/articole/the-energy-strategy-of-romania-romanian-oil-will-be-depleted-in-the-next-20-years-taxation-of-companies-must-be-stable-/302/>, 22.11.2019.

2 Euracoal, *Romania*, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/romania/>, 10.11.2019.

7.1.2. Odnawialne źródła energii

Potencjał odnawialnych źródeł energii w Rumunii jest ogromny, i to właściwie w każdej dziedzinie, choć największe możliwości odnoszą się do biomasy oraz energii wiatrowej. Co istotne, zielona energia może być z powodzeniem wykorzystywana w każdym regionie państwa rumuńskiego. Jak zostało wspomniane, energetyka wiatrowa może stać się wiodącym źródłem energii. Badania wskazują, że potencjał w tym aspekcie jest bardzo duży i wynosi aż 23 TWh rocznie³. W tym względzie wyróżniono kilka obszarów cechujących się silnymi wiatrami. Bez wątpienia najkorzystniej sytuacja przedstawia się w Dobrudży (jedne z lepszych warunków w Europie) oraz wzdłuż ciągnącego się przez całe państwo pasma górskiego Karpat Wschodnich i Południowych (rys. 33).

Rysunek 33. Potencjał energii wiatrowej w Rumunii



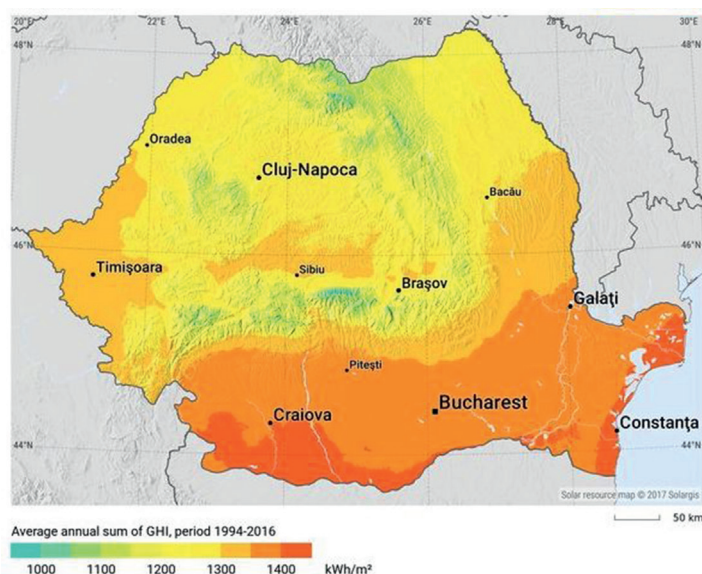
Źródło: O. Udrea, G. Lazaroiu, *Res integration in Romania*, „Scientific Bulletin – University Politehnica of Bucharest. Series C” 2015, Vol. 77, Is. 3, s. 317.

Równie korzystnie zarysowują się możliwości dla rozwoju energetyki słonecznej. Wprawdzie potencjał w tym aspekcie nie jest tak duży jak Grecji, niemniej w porównaniu z innymi państwami Europy przedstawia się korzystnie. Wystarczy wspomnieć, że

3 S. Cîrstea [et al.], *Current Situation and Future Perspectives of the Romanian Renewable Energy*, „Energies” 2018, No. 11, s. 11.

na obszarze Rumunii notuje się średnio 210 dni słonecznych w roku⁴. Z geograficznego punktu widzenia najlepsze warunki dla parków słonecznych są w południowej części państwa (w szerokim pasie wzdłuż granicy z Bułgarią) (rys. 34).

Rysunek 34. Potencjał energii słonecznej w Rumunii



Źródło: 2017 GeoModel Solar s.r.o., solargis.info.

Kolejnym istotnym źródłem czystej energii jest biomasa, biopaliwa czy też biogaz. Z racji tego, że duże połacie Rumunii zajęte są przez uprawy rolne (20% terytorium) lub też są zalesione (27% terytorium), możliwości na tym polu są bardzo duże. Zważywszy, że tylko 1/3 gospodarstw domowych jest zgazyfikowana, biomasa może być z powodzeniem używana w ciepłownictwie czy też rozproszonym systemie energetycznym. Według Rumuńskiego Stowarzyszenia Biomasy i Biogazu (Asociația Română de Biomasă și Biogaz, ARBIO) Rumunia produkuje 200 mt odpadów rocznie i jest to głównie biomasa drzewna (odpady drzewne z produkcji przemysłowej, z wycinki drzew) oraz biomasa rolnicza (pozostałości z upraw rolniczych). Pod względem potencjału energetycznego biomasy terytorium Rumunii podzielono na osiem regionów: Delta Dunaju (Rezerwat Biosfery), Dobruża, Mołdawia, Karpaty (Wschodnie, Południowe, Góry Zachodniorumuńskie), Płaskowyż Transylwanii, Równina Zachodnia, Podkarpa-

4 Ibidem, s. 12.

cie i Równina Południowa⁵. Każdy z regionów cechuje się odrębnymi możliwościami z punktu widzenia bioenergii, np. biomasa rolnicza przeważa na obszarach Równiny Południowej, Zachodniej oraz Mołdawii. Natomiast biomasa drzewna może być pozyskiwana na zalesionych obszarach centralnej i północnej Rumunii⁶.

Nowoczesna technologia wykorzystująca odnawialne źródła energii, takie jak wiatr, słońce czy biomasa, dopiero się rozwija, dlatego też ważnym elementem rumuńskiej energetyki już od wielu dekad pozostaje hydroenergetyka. O dużym zainteresowaniu tym sektorem świadczy fakt, że 69–75% potencjału energii wodnej jest obecnie wykorzystywane⁷. Wyliczenia wskazują, że rocznie Rumuni mogą pozyskać ok. 36 TWh energii, która jest zlokalizowana na kilkunastu rzekach, m.in. na Dunaju, Lotru, Bystrzycy, Samoszu czy Ardżesz, oraz 2500 zbiornikach wodnych. Uwarunkowania geograficzne, ale też ekonomiczne przemawiają za eksploatacją pozostałej części potencjału energii wodnej w dużych hydroelektrowniach, np. poprzez rozbudowę istniejących konstrukcji na Dunaju. Niemniej są regiony korzystne dla rozwoju sieci małych elektrowni wodnych, takie jak Transylwania, gdzie wyznaczono aż 200 miejsc, w których może powstać wspomniana infrastruktura⁸.

Natomiast w niewielkim stopniu do produkcji energii jest wykorzystywana geotermia, a należy podkreślić, że potencjał Rumunii i w tym aspekcie jest znaczny. Wystarczy wspomnieć, że z punktu widzenia możliwości geotermalnych państwo to zostało sklasyfikowane na trzecim miejscu w Europie (po Grecji i Włoszech). Dokonano ponad 250 odwiertów badawczych na głębokości od 800 do 3500 m, które wskazują na obecność zasobów geotermalnych o niskiej entalpii (50–120°C)⁹. Najkorzystniejszą lokalizacją dla inwestycji jest okręg Bihor, przede wszystkim w okolicach miast Oradei oraz Beiuș. Duży potencjał jest również zlokalizowany w pasie przygranicznym z Węgrami oraz w południowej części państwa, w okolicach Bukaresztu¹⁰. W związku z tym geotermia może być wykorzystywana zwłaszcza w ciepłownictwie, ale też w przemyśle.

5 J. Iancu, *Biomass energy in Romania and the new target of 32%*, Energy Industry Review, <https://energyindustryreview.com/renewables/biomass-energy-in-romania-and-the-new-target-of-32/>, 22.11.2019.

6 N. Chirila, *Renewable Energy in Romania*, Flanders Investment & Trade, București 2013, s. 45.

7 S. Cîrstea [et al.], *op. cit.*, s. 14.

8 N. Chirila, *op. cit.*, s. 43.

9 C. Antal, M. Rosca, *Current Status of Geothermal Development in Romania*, United Nations University, Geothermal Training Programme, August 26–27, Reykjavik 2008, <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-30-ann/UNU-GTP-30-44.pdf>, 22.11.2019.

10 *Ibidem*, s. 48.

7.2. Sektor energetyczny Rumunii

7.2.1. Produkcja energii elektrycznej

Rumunia charakteryzuje się zrównoważonym, ale przy tym zróżnicowanym systemem pozyskiwania energii elektrycznej. Wśród źródeł dominują cztery: hydroenergia, gaz ziemny, węgiel oraz energia nuklearna. Natomiast w mniejszym stopniu wykorzystywany jest potencjał energii wiatrowej i słonecznej (tab. 17). W 2018 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła blisko 61 970 GWh i wskaźnik ten od kilku lat utrzymuje się na zbliżonym poziomie. Jak zostało wspomniane, hydroelektrownie od dekad stanowią kluczowy element rumuńskiego systemu energetycznego, gdyż we wskazanym okresie dostarczyły one nieco ponad 18 000 GWh (29,06%) energii elektrycznej. Nieco mniej pozyskano w elektrowniach węglowych: 15 000 GWh (24,22%), dlatego też węgiel wciąż pozostaje strategicznym surowcem. Kolejnym bardzo ważnym źródłem energii jest elektrownia jądrowa, która dostarczyła w 2018 r. ok. 11 100 GWh (17,91%). Zbliżony wynik, tzn. 10 300 GWh (16,64%), wypracowano w elektrowniach gazowych. W ostatnich latach poczyniono duże inwestycje w sektorze energetyki wiatrowej, dzięki czemu już w 2018 r. ich udziałem było ponad 6600 GWh (10,7%). Pozostałe źródła, takie jak ogniwa fotowoltaiczne, ropa naftowa czy też biomasa, były eksploatowane w śladowych ilościach, tzn. 900 GWh (1,46%)¹¹. Produkcja energii elektrycznej pokrywa potrzeby państwa rumuńskiego oraz pozwala na eksport nadwyżek do państw sąsiednich.

Sieć elektrowni wodnych jest dobrze rozwinięta, obecnie funkcjonuje kilkanaście dużych siłowni zlokalizowanych w różnych regionach Rumunii. Najmocniejszą jednostką wciąż pozostaje elektrownia Żelazna Brama I na Dunaju (rum. *Portile de Fier*, serb. *Djerdap*), która wraz z Żelazną Bramą II jest wyposażona łącznie w 1330 MW mocy elektrycznych¹². W tym też aspekcie wykorzystywana jest rzeka Lotru, na której znajdują się m.in. hydroelektrownie Lotru-Ciunget (510 MW) oraz Brădişor (115 MW)¹³. Wśród pozostałych dużych konstrukcji warto wymienić: Râul Mare (335 MW), Mărişelu (221 MW), Vidraru (220 MW), Bicaz-Stejaru (210 MW), Rucien (153 MW) czy też Nehoiăşu (152 MW). Większość elektrowni powstała jeszcze w okresie funkcjonowania Socjalistycznej Republiki Rumunii (lata 1965–1989), z tej przyczyny niektóre z nich wymagają modernizacji.

Kolejnym źródłem energii elektrycznej w Rumunii są elektrownie węglowe. Choć ich rola w ostatnich latach zmniejszała się, to nadal stanowią fundament energetyki

11 *Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2018*, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București 2019, s. 7–9.

12 Hidrocentrale Portile de Fier, <http://www.iron Gates.ro/>, 23.11.2019.

13 Hidroelectrica, *Amenajarea Hidroenergetica Lotru*, <https://www.hidroelectrica.ro/article/23bc-55cd-0759-d6fc-ff4d-278848c0037b>, 23.11.2019.

w omawianym państwie. Wystarczy wspomnieć, że funkcjonuje ponad kilkadziesiąt jednostek o mocy powyżej 100 MW. Największą elektrownią węglową pozostaje Turceeni, której łączna zainstalowana moc wynosi 1650 MW. Została wybudowana pod koniec lat 70. XX w. w okręgu Gorj (południowo-zachodnia Rumunia), w pobliżu zagłębia węglowego doliny Jiu. Z tego też względu część bloków energetycznych wymaga wymiany. Kolejną dużą konstrukcją znajdującą się w tym samym okręgu jest elektrownia Rovinari o mocy 1320 MW. Od wielu lat jest ona modernizowana pod kątem przedłużenia jej funkcjonalności. Równie mocną elektrownią jest Mintia-Deva znajdująca się w okręgu Hunedoara. Pozostałe elektrownie nie przekraczają 1000 MW i są one sukcesywnie wyposażane w bloki gazowe, dlatego też w najbliższej przyszłości zaistnieje możliwość wyłączenia kilkudziesięcioletnich bloków węglowych i zmniejszenie zużycia węgla do produkcji energii elektrycznej.

W tym miejscu warto wspomnieć o elektrowniach gazowych. Jedną z najnowszych jest oddana do użytku w 2012 r. Petrom Brazi (okolice miasta Ploiești) o mocy 860 MW. Stolica państwa również jest zasilana energią z elektrowni gazowych (București Sud, București Vest, Progresu, Grozăvești). Wśród elektrowni ciepłych jedną z mocniejszych jednostek w Rumunii była opalana łupkami bitumicznymi elektrownia Crivina o mocy 990 MW (okolice miasta Oravița). Została wybudowana w latach 80. XX w., niemniej ze względu na niską wydajność została wyłączona już w 1988 r. W tym też okresie powstała jedyna elektrownia jądrowa w Rumunii, która wciąż jest ważnym źródłem energii. Elektrownia Cernavodă obecnie składa się z dwóch bloków o łącznej mocy 1400 MW z możliwością rozbudowy o kolejne trzy jednostki.

Coraz większą popularność zyskują odnawialne źródła energii, a jeśli chodzi o Rumunię, najintensywniej rozwijana jest energetyka wiatrowa. Największym parkiem wiatrowym jest Fântânele-Cogealac (nazwa od dwóch miejscowości) zlokalizowany na północ od Konstancy, kilkanaście kilometrów od wybrzeża Morza Czarnego. Znakomite warunki pozwoliły czeskiemu inwestorowi CEZ Group na zainstalowanie aż 240 wiatraków o łącznej mocy 600 MW¹⁴. Była to jedna z większych inwestycji energetycznych ostatnich lat (koszt 1,1 mld euro), dzięki której powstała największa elektrownia wiatrowa (onshore) w Europie. Obecnie budowane są kolejne dwa potężne parki wiatrowe: 700 MW Sinus Holding w okręgu Vaslui (Mołdawia Zachodnia) oraz 600 MW Tomis Team Dobrogea w północnej Dobrudży. Natomiast większość istniejących mniejszych jednostek wybudował włoski Enel Green Power, m.in. w Konstancy oraz Tulczy. Inne odnawialne źródła energii, takie jak biomasa czy też energetyka słoneczna, są rozwijane w ograniczonym zakresie.

14 CEZ Group, *Fântânele-Cogealac Wind Park*, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/wind-power-plant/fantanele-cegealac-wind-park.html>, 23.11.2019.

Tabela 17. Wykaz najważniejszych elektrowni w Rumunii

Nazwa elektrowni	Dostępna moc (MW)	Rodzaj elektrowni
Turceni	1650	węglowa
Cernavodă	1400	nuklearna
Rovinari	1320	węglowa
Mintia-Deva	1285	węglowa
Porțile de Fier I	1080	wodna
Brazi	950	węglowa
Petrom Brazi	860	gazowa
Iernut	800	gazowa
Borzești	655	węglowa, gazowa
Brăila	646	węglowa, gazowa
Ișalnița	630	węglowa, gazowa
Fântânele-Cogealac	600	wiatrowa
Bucharest Sud	550	gazowa
Galați	535	gazowa
Lotru-Ciunget	510	wodna
Râul Mare	335	wodna
Doicești	320	węglowa, gazowa
Bucharest Vest	310	gazowa
Craiova II	300	węglowa, gazowa
Paroșeni	300	węglowa
Porțile de Fier II	250	wodna
Borzești II	250	węglowa, gazowa
Fântânele	250	gazowa
Halânga	247	węglowa
Verbund Casimcea	225	wiatrowa
Mărișelu	221	wodna
Vidraru	220	wodna
Bicaz-Stejaru	210	wodna
Buzău	207	gazowa
Oradea	205	węglowa

Źródło: opracowanie własne.

7.2.2. Poziom produkcji i importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz węgla**7.2.2.1. Ropa naftowa**

Jak zostało wspomniane, Rumunia dysponuje pokładami ropy naftowej, z tego względu od wielu dekad surowiec ten jest wydobywany w tym państwie. Niemniej, biorąc pod uwagę ich stosunkowo niewielką ilość, produkcja w ostatnich latach systematycznie się obniża. W 2010 r. było to ok. 4,3 mt, jeszcze w 2014 r. 4,1 mt, natomiast w 2018 r. już tylko 3,6 mt¹⁵. Pomimo tego Rumunia pozostaje w gronie największych producentów ropy naftowej w Europie (za Norwegią, Wielką Brytanią, Danią i Włochami). Produkcja zaspokaja w ok. 30% rumuńskie zapotrzebowanie na surowiec, ponieważ konsumpcja od wielu lat jest na zbliżonym poziomie ok. 9–10 mt (w 2018 r. – 10,2 mt)¹⁶. Największym producentem ropy naftowej pozostaje OMV Petrom (ok. 90% całej produkcji). Surowiec jest w głównej mierze wydobywany z roponośnych obszarów w pasie od Pitești do Ploiești (na północ od Bukaresztu), niemniej od kilku lat zauważalny jest wzrost produkcji w szelfie Morza Czarnego. Pozostałe ilości surowca (7–8 mt) są importowane drogą morską z Rosji oraz Kazachstanu przez terminal naftowy w Konstancy. Sieć ropociągów jest niewielka i skumulowana w południowo-wschodniej części państwa. Zasadniczo jej celem jest dystrybucja ropy naftowej z terminalu w Konstancy do wciąż funkcjonujących 4 rafinerii (niegdyś było 12), których łączna wydolność wynosi ponad 13 mt rocznie (Petrobrazi Ploiești, Petrotel Lukoil Ploiești, Petromidia Năvodari, Vega Ploiești)¹⁷. Największa z rafinerii – Petromidia Năvodari – jest własnością koncernu Rompetrol Group, który w 2010 r. został przejęty przez kazachski KMG International NV.

7.2.2.2. Gaz ziemny

Pomimo że Rumunia jest państwem dysponującym złożami gazu ziemnego, zauważalna jest tendencja spadkowa w jego produkcji. Jeszcze w latach 70. i 80. XX w. wydobywano ponad 30 mld m³, ale już w kolejnych dekadach ilości te były zdecydowanie mniejsze. W 2018 r. produkcja osiągnęła poziom 9,929 mld m³ i w stosunku do poprzedniego roku odnotowano niewielki spadek (z 10,3 mld m³). Należy podkreślić, że poziom wydobycia surowca w blisko 85% zaspokaja rumuńskie potrzeby¹⁸. Pozostałe

15 BP Statistical Review of World Energy 2019, s. 17.

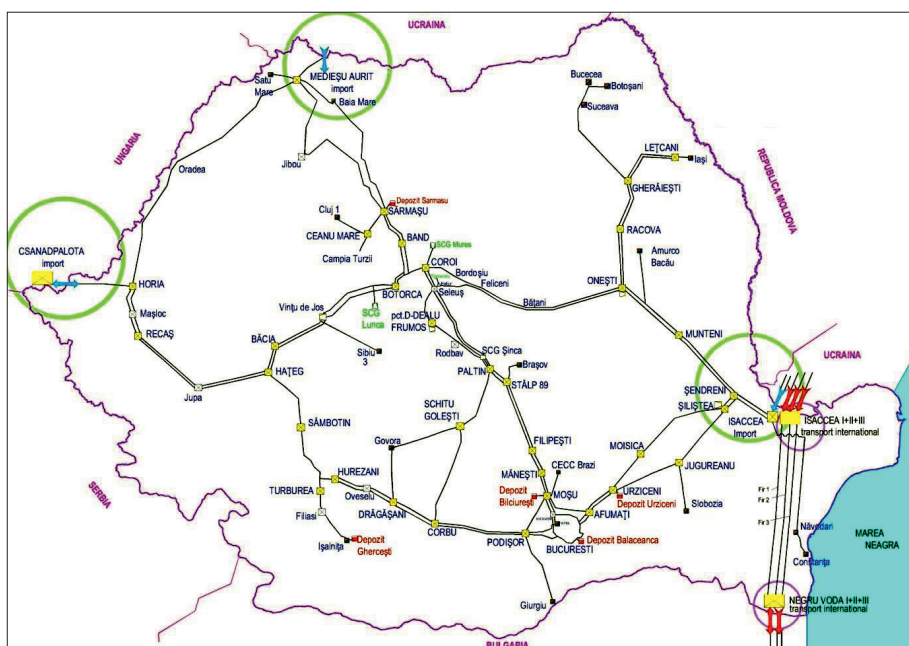
16 Ibidem, s. 21.

17 L. Pachiu, R. Mustaciosu, *Oil and gas regulation in Romania: overview*, Thomson Reuters Practical Law, [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1), 24.11.2019.

18 Raport privind rezultatele monitorizării pieței de gaze naturale în luna decembrie 2018, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București 2019, s. 7–9.

ilości są sprowadzane w głównej mierze z Rosji (70%) oraz państw UE (30%). W Rumunii dominuje dwóch producentów gazu: państwowy Romgaz (57,17% produkcji w 2018 r.) oraz Petrom – spółka zależna od austriackiego OMV (40,46% produkcji w 2018 r.). Działalność wydobywcza zlokalizowana jest głównie w Transylwanii, w szczególności w dwóch okręgach: Sybin i Marusza. W tym też regionie operatywnych jest kilka pól gazowych, m.in. największe Deleni (miejscowość Băgaciu), z którego gaz wydobywany jest już od 1915 r. Wskazuje się również na możliwość zwiększenia rumuńskiej produkcji w kolejnych latach, m.in. dzięki niedawno odkrytym pokładom gazu ziemnego w szelfie Morza Czarnego. Surowiec jest dystrybuowany siecią gazociągów (o łącznej długości ponad 13 tys. km), którymi zarządza państwowa spółka Transgaz (rys. 35).

Rysunek 35. System przesyłowy gazu w Rumunii



Źródło: ROEC, <https://www.roec.biz/project/romanas-natural-gas-infrastructure/e-roec-administrative-business-plan-de-activitate-2/>, 25.11.2019.

Warto podkreślić, że istniejąca infrastruktura nie jest w pełni wykorzystywana, gdyż jej roczna zdolność przesyłowa wynosi ponad 30 mld m³. W użyciu jest również kilka złączy gazowych z sąsiadami, które umożliwiają zarówno import, jak i tranzyt gazu. Bardzo ważną funkcję spełniają interkonektory gazowe z Ukrainą, które łączą oba państwa w dwóch miejscach. Jednym z nich jest gazociąg Tekovo (Ukraina) – Medieșu

Aurit (Rumunia), dzięki któremu do północno-zachodniej części państwa dostarczany jest rosyjski surowiec. Natomiast funkcję głównie tranzytową spełnia interkonektor Orlivka (Ukraina) – Issacea (Rumunia) – Negru Vodă (Rumunia) – Kardam (Bułgaria). W 2016 r. otwarto kolejne połączenie z Bułgarią (Giurgiu – Ruse), które w założeniu ma posłużyć jako część korytarza gazowego Turcja – Austria. Poza tym funkcjonuje również złącza z Węgrami (Arad – Szeged) oraz z Mołdawią (Iași – Ungheni). W najbliższym czasie powstanie również połączenie gazowe z Serbią. System przesyłu zabezpiecza 8 magazynów gazu o łącznej pojemności ok. 3,1 mld m³. Największy z nich jest zlokalizowany w Bilciurești (50 km od stolicy państwa) i jego zdolność magazynowa wynosi 1,2 mld m³¹⁹. Głównym konsumentem gazu ziemnego w Rumunii pozostają gospodarstwa domowe (zwłaszcza w sezonie zimowym), tym samym planowana jest intensywna gazyfikacja państwa. Stosunkowo niewielkie ilości gazu są zużywane przez przemysł oraz sektor energetyczny.

7.2.2.3. Węgiel

Węgiel wciąż pozostaje strategicznym surowcem rumuńskiej energetyki, pomimo że zarówno jego produkcja, jak i konsumpcja rokrocznie się obniża. Spadek ten jest zauważalny: jeszcze w 2011 r. produkcja była na poziomie 6,7 mt, by w 2018 osiągnąć już tylko 4,1 mt²⁰. Z tego też względu w okresie ostatnich kilku lat wydobywanie węgla spadło o ponad 40%. Mniejsza produkcja oraz polityka dekarbonizacyjna przekłada się również na malejącą konsumpcję węgla. W 2018 r. zapotrzebowanie wyniosło 5,3 mt, natomiast w 2011 r. było to 8,2 mt²¹. Większość surowca dostarczają rodzime kopalnie i w przeważającej mierze jest to lignit wydobywany w Oltenii przez spółkę akcyjną Societatea Complexului Energetic Oltenia (77% udziałów skarbu państwa). Dużą zaletą jest koncentracja zasobów węgla na stosunkowo niewielkim obszarze, dzięki czemu właściwie cała produkcja odbywa się w kilkunastu wyrobiskach. Węgiel brunatny jest dystrybuowany do pobliskich elektrowni, tzn. najmocniejszej w Rumunii – Turceni oraz nieco mniejszej – Rovinari. Oprócz lignitu jest wydobywany również węgiel kamienny (dolina Jiu), ale są to niewielkie ilości. W 2012 r. utworzono państwowy kompleks energetyczny Hunedoara, w skład którego weszły kopalnie węgla kamiennego oraz elektrownie opierające na tymże węglu. Niestety już w 2016 r. kompleks ten był niewypłacalny, dlatego też obecnie trwa proces jego restrukturyzacji. Warto też wspomnieć, że sukcesywnie jest wstrzymywane wydobywanie w poszczególnych kopalniach, przez co w najbliższych latach

19 E. Gusilov, *Romania's Natural Gas Infrastructure*, ROEC, <https://www.roec.biz/project/romania-natural-gas-infrastructure/>, 25.11.2019.

20 BP Statistical Review of World Energy 2019, s. 44.

21 Ibidem, s. 45.

ilość wydobywanego w nich węgla obniży się do zaledwie dwóch jednostek²². Obniżanie produkcji wiąże się z potrzebą uzupełnienia konsumpcji węglem importowanym (w ostatnich latach w ilości ok. 1 mt).

7.3. Strategia energetyczna Rumunii

7.3.1. Strategia rozwoju sektora energetycznego Rumunii do roku 2030

Cechą charakterystyczną rumuńskiej strategii energetycznej jest jej elastyczność, przejawiająca się możliwością nieustannej korekty. Z tego też względu strategia energetyczna Rumunii na lata 2016–2030, choć obowiązuje dopiero od kilku lat, była już uzupełniana i nowelizowana, choć zasadniczo najważniejsze cele pozostają bez zmian. Stosunkowo duży wzrost gospodarczy oraz dynamicznie zmieniająca się sytuacja geopolityczna Rumunii przekłada się na równie aktywną politykę energetyczną tego państwa. Już w 2018 r. pojawił się nowy projekt strategii energetycznej Rumunii na lata 2019–2030, której celem było doprecyzowanie i zaktualizowanie poprzedniego dokumentu. Niemniej, tak jak było już wspomniane, zasadniczy trzon pozostaje bez zmian i obejmuje pięć fundamentalnych celów²³:

1. Bezpieczeństwo energetyczne – odniesiono się do pojęcia niezależności energetycznej, rozumianego jako dążenie nie do samowystarczalności i autonomii, lecz europejskiej integracji rynków energii. W założeniu państwo rumuńskie ma realizować swoje bezpieczeństwo energetyczne poprzez współpracę z państwami UE i kreowanie europejskiej, wspólnotowej polityki bezpieczeństwa energetycznego. Na tle innych państw, również sąsiednich, jest to odmienne podejście do tak ważnej dziedziny, jaką jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Większość państw traktuje tę kwestię jako element autonomicznej polityki, często osiągany bez kompromisu na arenie międzynarodowej. Jak podkreślono w dokumencie, Rumunia cechuje się stabilnością w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, ale zmieniająca się sytuacja polityczna i gospodarcza w regionie czy też w Europie przekłada się na potrzebę kreowania wspólnotowego zabezpieczenia sektorów energetycznych poszczególnych państw. W tym też aspekcie zwrócono uwagę na cele krótkoterminowe (zewnętrzne, tzn. w obrębie UE), takie jak dywersyfikacja źródeł strategicznych surowców, sieć dwukierunkowych interkonektorów gazowych czy też solidarność energetyczna państw UE. Wśród celów krótkoterminowych realizowanych przez Rumunię wskazano dążenie do zwiększenia rezerw strategicznych surowców oraz

22 Euracoal, Romania, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/romania/>, 10.11.2019.

23 *Strategia Energetică a României 2016–2030, cu perspectiva anului 2050*, Ministerul Energiei, Guvernul României, București 2016, s. 1.

ochronę infrastruktury energetycznej przed cyberatakami czy też zamachami terrorystycznymi. Natomiast wśród celów długoterminowych wyróżniono m.in. stworzenie energetycznego rynku regionalnego w obszarze basenu Morza Czarnego, który stałby się punktem tranzytowym pomiędzy Europą a Azją, osiągnięcie strategicznych partnerstw w sektorze energetycznym poprzez międzynarodowe inwestycje, transfer wiedzy i technologii oraz wspólną ochronę infrastruktury krytycznej²⁴.

2. Konkurencyjny rynek energetyczny – jedną z zasad szczególnie podkreślonych w rumuńskiej strategii jest funkcjonowanie systemu energetycznego opartego na mechanizmach wolnego rynku. W tym kontekście państwo powinno realizować funkcję gwaranta stabilności systemu energetycznego oraz głównego inwestora i koordynatora. Pod tym względem inwestycje mają być ukierunkowane przede wszystkim na najbardziej konkurencyjne technologie, przy jednoczesnym spełnieniu celów zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa systemu energetycznego. W efekcie wolny rynek zapewni konsumentowi dostęp do stabilnej energii po akceptowalnej cenie, tym samym wspierając konkurencyjność gospodarczą państwa. Rumunia uczestniczy w procesie integracji rynków energii na poziomie UE, co skutkuje coraz bardziej otwartą konkurencją na rynkach. Konieczne są przedsięwzięcia w celu zwiększenia konkurencyjności cen energii, zgodnie z zasadami uzgodnionymi na poziomie europejskim w odniesieniu do funkcjonowania regionalnych i państwowych rynków energetycznych²⁵.
3. Czysta energia – sektor energetyczny jest źródłem znacznego udziału emisji gazów cieplarnianych, tlenków siarki, tlenków azotu i cząstek stałych w atmosferze. Jego wpływ na środowisko został odzwierciedlony w strategicznym celu zrównoważonego rozwoju poprzez ochronę środowiska i ograniczenie globalnego ocieplenia. Rumunia jest zobowiązana również prawem UE do modernizacji swojej energetyki w kierunku czystej, niskoemisyjnej energii. W tym też celu będzie dążyć do jak największego rozwoju odnawialnych źródeł energii i redukcji zużycia węgla. Zadaniem instytucji państwowych będzie wspieranie inwestycji modernizujących sektor energetyczny oraz upowszechnianie w społeczeństwie potrzeby proekologicznego pozyskiwania energii²⁶.
4. Deregulacja systemu zarządzania energią – zwiększenie jakości systemu zarządzania energią w Rumunii jest podstawą do osiągnięcia innych strategicznych celów. Państwo odgrywa ważną rolę w sektorze energetycznym, z jednej strony pełni funk-

24 *Ibidem*, s. 12.

25 *Ibidem*, s. 13.

26 *Ibidem*.

cje ustawodawcy, regulatora i realizatora polityki energetycznej, natomiast z drugiej jest właścicielem bądź głównym udziałowcem infrastruktury energetycznej, a także producentem energii. Z tego też względu niezbędne jest oddzielenie tych sfer działania, tak by system zarządzania energią był transparentny i efektywniejszy. W związku z tym należy wypracować spójne ramy legislacyjne i regulacyjne, opracowane w dialogu z zainteresowanymi stronami (potencjalnymi inwestorami). Ważnym zadaniem jest także odbiurokratyzowanie procesu zarządzania, aby osiągnąć bardziej elastyczny i dynamiczny przepływ informacji. Nieodłącznym elementem systemu zarządzania energią jest czynnik ludzki – wyspecjalizowane kadry, dlatego też szczególnie nacisk zostanie położony na edukację i szkolenia osób odpowiedzialnych za zarządzanie²⁷.

5. Ochrona konsumentów energii – w rumuńskiej strategii konsument energii zajmuje szczególne miejsce, przez co zwraca się uwagę na zapewnienie jego ochrony, głównie poprzez niezawodne dostawy energii po akceptowalnej cenie. W tym aspekcie niezbędna jest modernizacja systemów przesyłowych energii, ale też wsparcie gospodarstw domowych w zakresie inwestycji w nowoczesną technologię energetyczną. Celem jest również zrównoważony dostęp do energii, ponieważ niektóre miejscowości wciąż są pod tym względem ograniczone, a co za tym idzie – ich efektywność energetyczna jest na niskim poziomie. Istotne znaczenie ma również zapewnienie konsumentom energii w cenie adekwatnej do możliwości finansowych, m.in. poprzez dopłaty czy dodatki mieszkaniowe dla gospodarstw domowych dotkniętych tzw. ubóstwem energetycznym²⁸.

Wyżej wymienione priorytety mają być wdrażane do 2030 r. na podstawie reform i inwestycji w rumuński sektor energetyczny. W okresie najbliższych kilkunastu lat miks energetyczny Rumunii nie ulegnie większym zmianom, wciąż głównymi źródłami energii będzie węgiel, gaz ziemny, energetyka jądrowa oraz wodna. Planowane są jednak przesunięcia na zasadzie obniżenia zużycia węgla przy jednoczesnym wzroście wykorzystania odnawialnych źródeł energii, takich jak biomasa czy energetyka wiatrowa.

7.3.2. Inwestycje w obszarze rumuńskiej energetyki

7.3.2.1. System energetyczny

Z upływem czasu coraz bardziej aktualny staje się problem przestarzałej, nieefektywnej infrastruktury energetycznej. Mowa tu zarówno o blokach energetycznych, których po-

²⁷ *Ibidem*, s. 14.

²⁸ *Ibidem*.

czątki funkcjonowania sięgają lat 70. XX w., jak i o sieci przesyłowej gazu czy też prądu. Z tego względu w celu zachowania stabilności i bezpieczeństwa energetycznego niezbędne są inwestycje w rumuński system energetyczny. Wstępne wyliczenia wskazują, że tylko w przypadku wyłączenia niektórych bloków energetycznych lub ich modernizacji koszt osiągnię poziom 7–14 mld euro (w perspektywie do 2030 r.)²⁹. Elektrownie węglowe wciąż będą kluczowym źródłem energii, a większe zmiany mają nastąpić dopiero po 2025 r. Kwestia ta wiąże się z realizacją koncepcji stopniowego wycofywania się z węgla w taki sposób, by nie naruszyć stabilności energetycznej. Oczywiście restrukturyzacja powiązana jest z ceną surowca i opłacalnością własnej produkcji. Rumuni, mając na uwadze bogate złoża węgla brunatnego, będą dążyć do modernizacji elektrowni węglowych (na mniej emisyjne) przy jednoczesnej redukcji mocy wytwórczych. W tym miejscu należy wspomnieć, że elektrownie węglowe mają zostać całkowicie wyłączone do 2035 r., choć wydaje się to mało prawdopodobne (tab. 18). Wystarczy wspomnieć, że Rumuni od kilku lat prowadzą negocjacje z China Huadian Engineering Co., Ltd. odnośnie do wybudowania nowej jednostki w elektrowni węglowej Rovinari o mocy 600 MW³⁰. Zdecydowanie dynamiczniej przedstawia się plan modernizacji elektrowni gazowych. Już od kilkunastu lat trwa proces wymiany starych bloków gazowych (o łącznej mocy 1500 MW) na nowe niskoemisyjne. Do 2030 r. planowane jest operowanie tylko na nowoczesnych elektrowniach gazowych, a także systematyczny wzrost mocy produkcyjnych (do ok. 3000 MW w 2045 r.). Należy zauważyć, że dzięki tym inwestycjom Rumuni będą mogli zwiększyć konsumpcję gazu ziemnego pochodzącego z własnej produkcji.

W obszarze energetyki jądrowej przewiduje się jak najdłuższe podtrzymanie wciąż funkcjonujących dwóch reaktorów oraz zainstalowanie nowych mocy produkcyjnych (tab. 18). Elektrownia Cernavodă dysponuje w tym aspekcie dużym potencjałem, gdyż pierwotnie miała operować na pięciu reaktorach. W ten sposób Rumuni mogą oddać do użytku aż trzy nowe bloki energetyczne bez potrzeby budowy nowej elektrowni jądrowej (do 2028 r. elektrownia Cernavodă ma zostać wyposażona w nowe reaktory o mocy 1400 MW³¹). W 2015 r. przedstawiciele rumuńskiej spółki państwowej Nuclearelectrica podpisali porozumienie z chińskim CNG (China General Nuclear Power Group), na mocy którego w najbliższych latach zostanie zainwestowanych ok. 8 mld dolarów w budowę dwóch nowych jednostek w elektrowni Cernavodă³².

29 *Ibidem*, s. 3.

30 CEE Bankwatch Network, *Rovinari unit 7, Romania*, <https://bankwatch.org/project/rovinari-unit-7-romania>, 25.11.2019.

31 *Country report: Romania 2017*, SEERMAP: South East Europe Electricity Roadmap, s. 17.

32 Xinhuanet, *Romanian, Chinese companies sign deal on continuation of nuclear power plant project*, http://www.xinhuanet.com/english/2019-05/08/c_138043485.htm, 27.11.2019.

Natomiast w obszarze hydroenergetyki rumuńska strategia przewiduje niewielkie inwestycje w nowe moce produkcyjne (tab. 18). Fakt ten wynika z potrzeby modernizacji czy też konserwacji istniejących obiektów. Zasadniczym celem jest podtrzymanie obecnego poziomu produkcji energii oraz usprawnienie funkcjonowania kluczowych elektrowni wodnych. Od wielu lat planowane jest wybudowanie elektrowni Tarnița – Lăpușești (okręg Kluż), ale wciąż w tym kontekście niewiele zrobiono. Przewiduje się, że do 2030 r. system energetyczny Rumunii w większym stopniu będzie oparty na odnawialnych źródłach energii. Mowa tu nie tylko o hydroenergetyce, ale przede wszystkim o energetyce wiatrowej oraz biomasie. W tych właśnie obszarach nastąpi dynamiczny rozwój, co jest już zauważalne w głównej mierze w aspekcie pozyskiwania energii z siły wiatru.

Tabela 18. Projektowana moc elektryczna (MW) zainstalowana w elektrowniach w Rumunii w latach 2020–2050

Elektrownie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
węglowe	3235	2840	440	0	0	0	0
gazowe	2403	2098	2153	2553	2953	2953	1600
jądrowe	1413	1413	2813	2813	2813	2813	2813
wodne	6859	7029	7199	7369	7625	7791	7991
wiatrowe	3435	3434	1851	481	1929	3003	4958
słoneczne	1534	1534	1534	1030	692	1075	1696
inne OZE	360	460	604	726	866	1198	1443
Razem	19 239	18 808	16 594	14 972	16 878	18 833	20 501

Źródło: *Country report: Romania 2017*, SEERMAP: South East Europe Electricity Roadmap, s. 42.

7.3.2.2. Ropa naftowa

Jak zostało wspomniane, własna produkcja ropy naftowej pokrywa ok. 30% potrzeb państwa rumuńskiego. Ograniczoność zasobów oznacza, że wydobycie będzie się zmniejszać w kolejnych latach, co też przełoży się na potrzebę zwiększonego importu ropy. Obecnie największymi dostawcami surowca są dwa państwa: Rosja oraz Kazachstan, niemniej należy podkreślić sprzyjające położenie geopolityczne Rumunii dla dywersyfikacji tychże kierunków. W ostatnich latach duże oczekiwania wiążane są z potencjałem szelfu Morza Czarnego nie tylko w kontekście gazu ziemnego, ale też

ropy naftowej. Niestety brak dokładnych badań geologicznych oraz ograniczoność finansowa powodują, że inwestycje umożliwiające eksploatację złóż na Morzu Czarnym są przesuwane w czasie. Wraz z malejącą produkcją wzrastać będzie import, z tego powodu Rumuni będą dążyć do pozyskania ropy w większych ilościach z innych kierunków, takich jak Irak, Azerbejdżan czy też Turkmenistan. Ropa w ubiegłych latach była również sprowadzana z Iranu oraz Libii, niemniej handel jest wysoce utrudniony ze względu na obecną sytuację polityczną obu państw. Strategicznym celem będzie utrzymanie funkcjonalności rumuńskich rafinerii, których moce przerobowe przekraczają potrzeby państwa. Warto podkreślić, że od wielu lat ich działalność jest skierowana nie tylko na rynek wewnętrzny, ale również międzynarodowy (szczególnie do państw sąsiednich). W 2017 r. rumuński eksport produktów ropopochodnych przekroczył poziom 2,2 mld euro. Rumuńskie rafinerie są zasilane ropą, w głównej mierze dostarczaną przez dwa terminale ropy naftowej zlokalizowane na wybrzeżu Morza Czarnego, przez co mają one istotne znaczenie dla utrzymania rumuńskiej produkcji (rys. 36). Szczególnie ważny jest terminal w Konstancy, wyposażony w duże magazyny o łącznej pojemności 1 700 000 m³, a jego zdolności przerobowe wynoszą 24 mt rocznie. Drugim terminalem, który został oddany do użytku w 2008 r., jest Marin Midia zlokalizowany nieco ponad 8 km od rumuńskiego wybrzeża. Inwestycja, której koszt wyniósł 175 mln dolarów, została sfinansowana przez Rompetrol. Terminal jest połączony z magazynami ropy naftowej w pobliżu rafinerii Petromidia, co też umożliwiło odciążenie terminalu w Konstancy, który do 2008 r. zasiliał ropą wszystkie cztery rafinerie. W kolejnych latach zmodernizowano Marin Midia, dzięki czemu możliwości przerobowe tego terminalu są na poziomie 16 mt rocznie. Niemniej należy zaznaczyć, że potencjał ten nie jest wykorzystywany, gdyż rocznie przez Marin Midia przepływa tylko ok. 5 mt ropy. Z tego też względu od kilku lat trwają negocjacje, których efektem ma być przejęcie 51% udziałów w Marin Midia przez chińskiego potentata energetycznego China Energy Financials & Company (CEFC). Chińczycy planują kolejną rozbudowę terminalu, tak by stał się największym węzłem dystrybucji ropy naftowej na Morzu Czarnym (element projektu Nowy Jedwabny Szlak)³³. W założeńiu surowiec ma trafiać do państw basenu Morza Czarnego oraz Europy Środkowej i Zachodniej. Wskazuje się również, że chińska inwestycja umożliwiłaby ponowne uruchomienie niektórych rumuńskich rafinerii, mowa tu głównie o Arpechim w Pi-tești oraz Rafo w Onești.

33 PortSEurope, <https://www.portseurope.com/kmg-international-to-transform-midia-marine-terminal-in-major-black-sea-energy-hub/>, 30.11.2019.

Rysunek 36. System przesyłowy ropy w Rumunii



Źródło: Economica, https://www.economica.net/pretul-tinta-al-actiunilor-transportatorului-de-titei-conpet-ploiesti-cu-23prc-pestes-piata_86140.html, 30.11.2019.

7.3.2.3. Gaz ziemny

Mając na uwadze rosnący popyt na gaz ziemny oraz własne zasoby naturalne, Rumuni będą intensywnie rozwijać infrastrukturę umożliwiającą zarówno wydobycie surowca, jak i efektywniejszą dystrybucję. Nieodzowne w tym kontekście jest zwiększenie produkcji gazu z zagospodarowanych złóż, ale też inwestycje w nowe pokłady gazu, zwłaszcza te zlokalizowane na Morzu Czarnym (rys. 37). Z tego też względu przewiduje się przeprowadzenie dokładnych badań geologicznych, by uzyskać precyzyjne dane dotyczące ilości istniejących zasobów gazu ziemnego. Istotne znaczenie ma kwestia rozbudowy sieci gazociągów o znaczeniu międzynarodowym, umożliwiającej przesył surowca z różnych kierunków. Priorytetem jest oddanie do użytku złączki gazowej Bułgaria – Rumunia – Węgry – Austria (projekt BRUA) oraz zwiększenie możliwości przesyłu gazu do Mołdawii. Realizacja nowych połączeń umożliwi Rumunii osiągnięcie statusu państwa tranzytowego, ale też eksportującego gaz. Od wielu lat podkreśla się potrzebę rozbudowy infrastruktury krajowej, ponieważ państwo to jest słabo zgazyfikowane. Wciąż istnieją duże połacie państwa, które nie mają dostępu do sieci gazowych, a co za tym idzie – brak jest możliwości zwiększenia konsumpcji błękitnego paliwa zwłaszcza w przemyśle.

W zakresie planowanych projektów na uwagę zasługuje pomysł wybudowania 300 km gazociągu łączącego złoża gazu zlokalizowanych na szelfie Morza Czarnego z miejscowością Podișor, skąd gaz miałby trafiać do gazociągu BRUA (koszt do 330 mln euro)³⁴. Niemniej inwestycja ta jest w dużej mierze uzależniona od dalszych losów przedsięwzięć energetycznych podjętych na rumuńskich wodach morskich. W 2008 r. OMV Petrom wspólnie z ExxonMobil rozpoczął odwierty poszukiwawcze w ramach projektu Neptun Deep. Do 2016 r. zainwestowano ponad 1,5 mld dolarów, dzięki czemu dokonano kilkanaście odwiertów, które potwierdziły istnienie pokładów gazu ziemnego (pola gazowe Domino i Pelican Sud)³⁵. Obecnie trwają prace przygotowawcze w celu określenia lokalizacji platform gazowych.

Rysunek 37. Rumuńskie złoża gazowe i ropy naftowej na Morzu Czarnym



Źródło: I. Shaban, *Romania discovered new oil and gas fields on its territory*, Caspian Barrel, <http://caspianbarrel.org/az/2014/07/romania-discovered-new-oil-and-gas-fields-on-its-territory/>, 25.11.2019.

Kolejną bardzo ważną inwestycją dla rozwoju sektora gazu w Rumunii jest międzynarodowy projekt White Stream. W założeniu gazociąg o łącznej długości ponad 1200 km miałby transportować gaz ziemny z państw nadkaspjskich przez Morze Czarne do Ru-

34 European Bank for Reconstruction and Development, *Podișor Pipeline: Execution of the gas transmission pipeline Black Sea Coast – Podișor*, <https://www.ebrd.com/work-with-us/procurement/p-pn-190802b.html>, 28.11.2019.

35 OMV Petrom, *Neptun Deep Exploration*, <https://www.omvpetrom.com/en/our-business/exploration-and-production/neptun-deep>, 28.11.2019.

munii i innych państw europejskich³⁶. Idea wybudowania nowego połączenia gazowego pojawiła się już w 2005 r., niemniej w kolejnych latach poczyniono niewielkie postępy w zakresie jej realizacji. Oddanie do użytku TANAP oraz Turk Stream wydatnie zmniejszyło szansę realizacji gazociągu White Stream, dlatego też bez większego zaangażowania m.in. ze strony państw UE oraz Azerbejdżanu projekt ten wciąż będzie tylko koncepcją dywersyfikacji dostaw gazu.

7.3.2.4. Odnawialne źródła energii

W obszarze odnawialnych źródeł energii przewidywanych jest wiele inwestycji, które przełożą się na ich większy udział w bilansie energii. Wspomniany udział ma systematycznie się zwiększać i osiągnąć poziom 27,9% konsumpcji energii w 2030 r., choć według rekomendacji Komisji Europejskiej powinno to być aż 34%³⁷. Jak zostało wcześniej zaznaczone, jedną z większych inwestycji w zakresie hydroenergetyki jest projekt Tarnița – Lăpuștești, przewidujący oddanie do użytku elektrowni szczytowo-pompowej na rzece Someșul Cald, ok. 30 km od miasta Kluż-Napoka. Będzie to jedna z większych elektrowni wodnych w Rumunii, ponieważ łączna moc czterech turbin wyniesie 1000 MW. Szacuje się, że koszt zaplanowanej na 5–7 lat inwestycji to 1 mld euro³⁸. Dużym zainteresowaniem cieszy się również koncepcja rozwoju sieci małych elektrowni wodnych, niestety ze względu na brak kapitału nastąpił niewielki postęp w tym obszarze.

W rumuńskiej strategii wiele miejsca poświęcono biomasie i jej wykorzystaniu w ogrzewaniu gospodarstw domowych. Należy podkreślić, że blisko 90% gospodarstw domowych na obszarach wiejskich i 45% w skali ogólnokrajowej wykorzystuje do ogrzewania głównie drewno opałowe. Użytkowane piece są niskiej jakości i powodują duże straty energetyczne, co też generuje stosunkowo wysokie koszty ogrzewania. Zwiększona produkcja biomasy drzewnej oraz program dofinansowania wymiany starych instalacji grzewczych mają w założeniu poprawić zarysowaną powyżej sytuację. Do 2030 r. planowane jest oddanie do użytku sieci małych elektrowni opalanych biomasą, biogazem czy też innymi biopaliwami o łącznej mocy 139 MW. Co więcej, niektóre funkcjonujące elektrownie zostaną zmodernizowane w celu umożliwienia współspalania z biomasą³⁹. W okresie ostatnich kilkunastu lat wykorzystanie biomasy wyraźnie wzrosło (rys. 38).

36 White Stream, <https://white-stream.com/the-project/>, 30.11.2019.

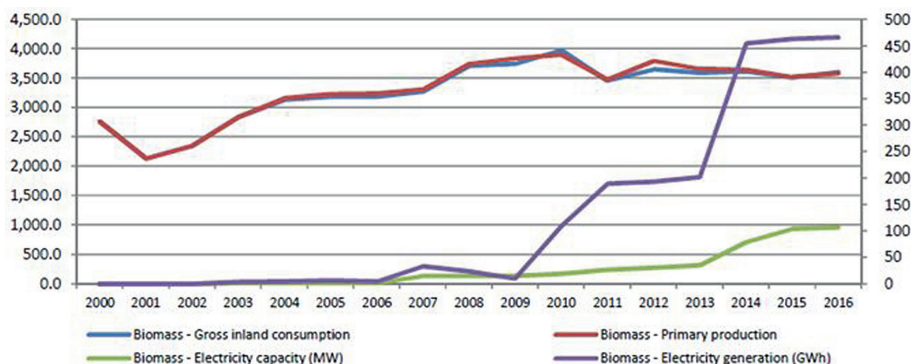
37 N. Banila, *EC calls on Romania to raise renewable energy target to 34% by 2030*, Renewables Now, <https://renewablesnow.com/news/ec-calls-on-romania-to-raise-renewable-energy-target-to-34-by-2030-658648/>, 30.11.2019.

38 HidroTarnița, <https://www.hidrotarnita.ro/despre-proiect/>, 1.12.2019.

39 *Strategia Energetică a României 2019–2030, cu perspectiva anului 2050 (Project)*, Ministerul Energiei, Guvernul României, București 2018, s. 40.

Wybudowano kilka elektrowni biomasowych, m.in. największą w Suczawie, o mocy 30 MW, która generuje ok. 167 GWh rocznie (do produkcji energii wykorzystywane jest ok. 160 tys. ton biomasy drzewnej, co pozwala ogrzać ok. 20 tys. mieszkań)⁴⁰.

Rysunek 38. Wykorzystanie biomasy w Rumunii w latach 2000–2016



Źródło: S. Cîrstea [et al.], *Current Situation and Future Perspectives of the Romanian Renewable Energy*, „Energies”, No. 11, 2018, s. 15.

W zakresie odnawialnych źródeł energii to jednak energetyka wiatrowa jest najintensywniej rozwijana, o czym świadczy duży przyrost nowych instalacji (rys. 39). Wystarczy wspomnieć, że w 2008 r. łączna moc zainstalowanych turbin wiatrowych wynosiła zaledwie 3 MW, natomiast w 2018 r. już 3029 MW⁴¹. Ten gigantyczny wzrost był efektem kilkunastoletnich inwestycji zrealizowanych w głównej mierze przez zagraniczne przedsiębiorstwa, takie jak CEZ Group, Enel Green Power, Sinus Holding czy też Eolica Dobrogea. W najbliższej dekadzie wciąż będzie przybywać nowych parków wiatrowych, z tego względu w rumuńskiej strategii energetycznej przewiduje się, że w 2030 r. ich potencjał osiągnie poziom 4278 MW⁴². W tym względzie wskazuje się na dalszy rozwój instalacji w regionach charakteryzujących się korzystnymi warunkami oraz w pasie wybrzeża Morza Czarnego. Jednym z większych projektów offshore jest koncepcja oddania do użytku parku wiatrowe-

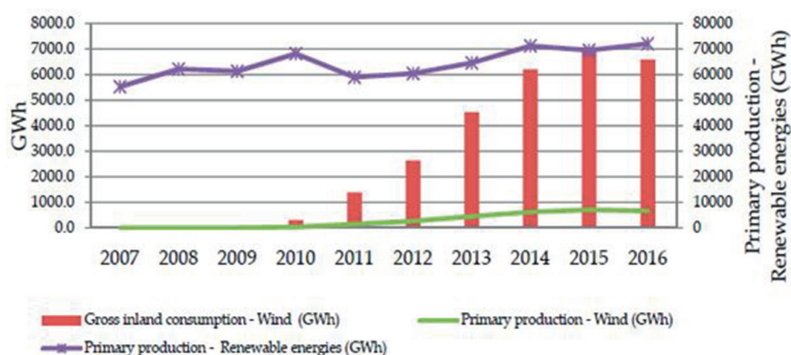
40 D. Cebrucean, I. Ionescu, *Bioenergy in Romania – A Short Overview of Biomass- and Biogas-Based Plants*, 27th European Biomass Conference and Exhibition, Lisbon, May 2019, https://www.researchgate.net/publication/335105528_Bioenergy_in_Romania_-_A_Short_Overview_of_Biomass-_and_Biogas-Based_Plants, 6.12.2019.

41 Global Wind Energy Council, *Global wind statistics 2017*, https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf, 10.12.2019.

42 *Strategia Energetică a României 2019–2030*, s. 39.

go w północnej części wód terytorialnych Rumunii, ok. 23 km od wybrzeża (miejscowość Sulina), gdzie głębokość morza osiąga 32 metry. Planowane jest wzniesienie 140 jednostek, każda o mocy 3,6 MW (łącznie moc 504 MW)⁴³. Natomiast wśród projektów onshore na uwagę zasługuje VIS-VIVA oraz ADAMDEL, zaproponowane przez zarejestrowane w Holandii przedsiębiorstwo NERO Renewables. Pierwszy z nich zakłada wybudowanie 98 turbin wiatrowych o łącznej mocy ok. 500 MW, drugi natomiast 139 turbin, których moc wyniesie ok. 600 MW. Oba projekty są zlokalizowane w południowo-wschodniej części Rumunii, tzn. VIS-VIVA na południe od miasta Buzău, a ADAMDEL na południe od Konstancy, przy granicy z Bułgarią. Co warto podkreślić, oba parki wiatrowe będą podłączone do zintegrowanego systemu SEM (Single Electricity Market), umożliwiającego przesył energii do dowolnego odbiorcy w Europie (podłączonego do SEM⁴⁴). W ten sposób NERO Renewables przewiduje sprzedaż energii m.in. do Holandii⁴⁵.

Rysunek 39. Wykorzystanie energii wiatrowej w Rumunii w latach 2007–2016



Źródło: S. Cîrstea [et al.], *Current Situation and Future Perspectives of the Romanian Renewable Energy*, „Energies”, No. 11, 2018, s. 10.

W najbliższych latach sukcesywnie będzie rozwijana sieć małych elektrowni słonecznych. W 2016 r. liczba takich konstrukcji wzrosła do 962, niemniej znaczna część osiąga

43 F. O nea, L. R usu, *Offshore wind energy and the Romanian energy future*, Conference: 4th International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2019), Coimbra, April 2019, https://www.researchgate.net/publication/332246799_Offshore_wind_energy_and_the_Romanian_energy_future, 10.12.2019.

44 System SEM umożliwia transakcje rozliczeniowe mocy wprowadzonej i pobranej z sieci, a nie fizyczny przesył energii elektrycznej między państwami.

45 NERO Renewables, <https://www.neroip.nl/>, 10.12.2019.

moc w zakresie tylko 1–3 MW, przez co ich zasadniczą funkcją pozostanie wsparcie lokalnych systemów energetycznych. O sukcesie polityki solarnej świadczy potężny wzrost zainstalowanych mocy, gdyż w 2008 r. było to zaledwie 500 kW, a w 2016 już 1,3 GW. Z racji uwarunkowań geograficznych większość parków solarnych powstała w okręgu Jałomica (Ialomița), w południowo-wschodniej części Rumunii⁴⁶. Z pewnością na rozwój fotowoltaiki duży wpływ mają subwencje państwowe, pożyczki z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju, a także zainteresowanie ze strony inwestorów zagranicznych⁴⁷.

7.4. Wnioski

Rumunia pomimo bardzo trudnej sytuacji polityczno-gospodarczej w latach 80. i 90. XX w. charakteryzowała się stabilnym sektorem energetycznym. Z pewnością duży wpływ na tak zaistniałą sytuację miało zróżnicowanie źródeł pozyskiwania energii. Nie był to tylko węgiel, jak w niektórych państwach regionu, ale też hydroenergetyka, a w późniejszym okresie energetyka jądrowa. Co istotne, Rumunia wciąż jest państwem, w którym zapewnione jest bezpieczeństwo energetyczne, co też wyróżnia je na tle niektórych państw sąsiednich. Natomiast ostatnia dekada upłynęła pod znakiem inwestycji w nowoczesną technologię opartą na odnawialnych źródłach energii. W tym miejscu na szczególną uwagę zasługuje energetyka wiatrowa oraz słoneczna. Tak duże zróżnicowanie miksu energetycznego wynika z ogromnego potencjału Rumunii. Z jednej strony to nie tylko bogate pokłady węgla brunatnego, ale też liczące się złoża gazu naturalnego i ropy naftowej. Z drugiej zaś duże możliwości hydroenergetyki oraz innych źródeł zielonej energii, które dopiero od niedawna są wykorzystywane. Zasadniczym celem Rumunii jest dekarbonizacja na rzecz większej gazyfikacji, z racji możliwości wykorzystania własnego gazu. Z tego względu planowane jest całkowite odejście od węgla po 2030 r. lub istotne zredukowanie jego konsumpcji. W przypadku gazu ziemnego przewiduje się utrzymanie jego produkcji, tak by zaspokoić potrzeby na jak najwyższym poziomie, przez co w najbliższych latach wzrośnie aktywność na rumuńskich złożach gazu i ropy. Kluczowym elementem rumuńskiej strategii jest również rozbudowa elektrowni jądrowej, której moce produkcyjne mają zostać podwojone. Potrzeba ta wynika w głównej mierze z dekarbonizacji oraz technologicznych możliwości elektrowni Cernavodă. Rumunia jest nie tylko producentem energii, ale też państwem tranzytowym, którego możliwości w tym aspekcie nie są w pełni wykorzystywane. Obecnie tranzyt surowców

46 S. Cîrstea [et al.], *op. cit.*, s. 12.

47 V. Melohina, *EBRD finances its first solar energy project in Romania*, European Bank for Reconstruction and Development, <https://www.ebrd.com/news/2014/ebd-finances-its-first-solar-energy-project-in-romania.html>, 28.11.2019.

i energii odbywa się tradycyjnym korytarzem z północy na południe, niemniej duże możliwości rozwoju istnieją w kierunku zachodnim (mowa tu m.in. o tranzycie ropy czy gazu, ale też energii elektrycznej).

Największe wyzwanie dla rumuńskiej energetyki stanowi modernizacja sieci przesyłowych oraz elektrowni. W tym względzie istotne znaczenie będzie miała synchronizacja przedsięwzięć, które przewidują wyłączenie niektórych elektrowni węglowych, a w ich miejsce uruchomienie nowych jednostek operujących na OZE, gazie lub uranie. Warto też zwrócić uwagę, że znaczna część inwestycji jest dokonywana przez zagranicznych partnerów, tak więc ważne jest oparcie współpracy na korzystnych warunkach dla państwa rumuńskiego. W tej materii zauważalne są rosnące wpływy chińskich potentatów energetycznych. Z pewnością zagrożeniem dla stabilności energetycznej Rumunii jest niepewna sytuacja polityczna i gospodarczo-społeczna Ukrainy oraz Mołdawii.

Zakończenie

Bezpieczeństwo energetyczne jest bardzo ważnym elementem funkcjonowania państwa, którego znaczenie w okresie ostatnich dekad wyraźnie wzrosło. To konsekwencja nie tylko kryzysów energetycznych w różnych częściach świata, ale przede wszystkim rosnącego znaczenia energii i surowców energetycznych dla obecnego i przyszłego rozwoju społeczeństw. Z tego względu bezpieczeństwo energetyczne nie jest domeną tylko polityków, analityków czy też specjalistów branżowych. W ostatnim czasie coraz silniejsze wpływy grup lobbujących, ale też presja społeczeństwa przekłada się na potrzebę kreowania polityki energetycznej czy też strategii energetycznej z uwzględnieniem żądań społecznych. Oczywiście spełnienie tychże postulatów, np. poprzez zmniejszenie emisji CO₂ czy rozwój OZE, powinno mieć na względzie szeroko pojęte możliwości państwa. Należy tu wziąć pod uwagę zasoby strategicznych surowców, takich jak ropa naftowa czy gaz ziemny, poziom uzależnienia od importu tychże surowców oraz dywersyfikację kierunków dostaw. Nieodzowna jest analiza produkcji energii elektrycznej ze względu na strukturę źródeł jej pozyskiwania i ocena potencjału odnawialnych źródeł energii oraz cały szereg innych czynników politycznych czy też ekonomicznych. Zasygnalizowana powyżej kwestia jednoznacznie wynika z wieloaspektowości bezpieczeństwa energetycznego i problemu usystematyzowania coraz szerszej materii.

Głównym zamysłem niniejszej monografii było ujęcie porównawcze podejścia wybranych (kluczowych) państw Europy Południowo-Wschodniej do bezpieczeństwa energetycznego. Wskazany region jest specyficzny, gdyż pomimo niewielkiego obszaru terytorialnego cechuje się dużym zróżnicowaniem politycznym i gospodarczo-społecznym. Z jednej strony zlokalizowane jest tam państwo, które od kilku dekad funkcjonuje w ramach UE (Grecja), są też takie, które są członkami UE od niedawna (Chorwacja, Rumunia, Bułgaria). Z drugiej zaś są państwa, które zawiązały strategiczny sojusz z Rosją oraz rozwijają współpracę z Chinami (Serbia). Każde z wymienionych państw dysponuje innym potencjałem energetycznym (zasobami). Wśród analizowanych przypadków

wystarczy wskazać na Rumunię, która dysponuje istotnymi zasobami gazu i pokaźnym potencjałem OZE. W tym aspekcie warto zaznaczyć, że również Chorwacja w dużym zakresie uzupełnia swoje potrzeby własną produkcją gazu ziemnego. Z drugiej strony takie państwa jak Grecja czy Bułgaria są ubogie we wspomniany surowiec, także Serbia jest na tym polu wyraźnie ograniczona. W przypadku ropy naftowej wszystkie omawiane państwa opierają swoje gospodarki na imporcie, ponieważ własne zasoby są niewielkie lub żadne. W tym też kontekście duże nadzieje wiązane są z eksploracją nowych źródeł węglowodorów, zwłaszcza w szelfie morskim (Grecja, Bułgaria, Rumunia, Chorwacja). Zróżnicowana sytuacja zarysowuje się także w przypadku zasobów węgla oraz polityki związanej z sektorem węglowym. Przykładowo Serbia dysponuje dużymi rezerwami węgla, który jest obecnie i w najbliższych latach pozostanie najważniejszym surowcem energetycznym. Podobnie Grecja, Bułgaria oraz Rumunia mają możliwość korzystania ze stosunkowo bogatych zasobów, niemniej ich polityka (ze względu na członkostwo w UE) nie przewiduje dalszego rozwoju przemysłu węglowego. Grecy, wręcz przeciwnie, dążą do całkowitego wyeliminowania węgla ze swojego miks energetycznego, co może stać się faktem już po 2030 r. Natomiast Chorwacja jest państwem, które ma niewielkie możliwości produkcyjne węgla, przez co jej energetyka tylko w niewielkim stopniu korzysta z tego surowca. W ostatnich latach zauważalny jest boom na zieloną energię również w państwach Europy Południowo-Wschodniej. W tym też kontekście możliwości niektórych państw są gigantyczne – mowa tu przede wszystkim o Grecji, której potencjał właściwie w każdej gałęzi OZE jest potężny. Wprawdzie pozostałe analizowane państwa nie posiadają aż tak dużych możliwości w obrębie energetyki słonecznej czy też geotermalnej, ale ich potencjał jest również istotny. Wystarczy wskazać na możliwości Rumunii, Bułgarii oraz Chorwacji w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej, czy też Rumunii oraz Serbii w obszarze biomasy.

Europa, a w szczególności jej południowo-wschodnia część jest uboga w ropę naftową oraz gaz ziemny. Z tego względu większość państw w tym regionie jest uzależniona od ich importu. W przypadku Grecji oraz Bułgarii uzależnienie to jest właściwie całkowite (blisko 100%), ponieważ produkcja wspomnianych surowców jest na poziomie marginalnym. Podobnie kwestia ta przedstawia się w Serbii, która ok. 80% konsumowanej ropy i gazu sprowadza, w głównej mierze z Rosji. Nieco lepiej sytuacja zarysowuje się w Chorwacji, gdzie produkcja gazu zaspokaja blisko połowę potrzeb. Natomiast uzależnienie od importowanej ropy jest na poziomie 80–90%. Wśród omawianych państw najkorzystniejsze uwarunkowania można zaobserwować w Rumunii. Jej uzależnienie od importowanego gazu to zaledwie 15%, natomiast od zagranicznej ropy ok. 70%. W efekcie Rumuni dysponują zdecydowanie większymi możliwościami w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w sektorze gazowym. W tym miejscu warto również

zaznaczyć, że kluczowym partnerem odnośnie do źródła strategicznych surowców wciąż pozostaje Rosja – nie tylko dla Serbii, ale też Bułgarii, Grecji oraz Rumunii (ropa).

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w omawianych państwach jest w wysokim stopniu zróżnicowana. Należy wskazać, że w niektórych z nich węgiel wciąż stanowi podstawowy surowiec energetyczny (Serbia – 74%, Bułgaria – 40%, Grecja – 34%), w innych jego udział jest znaczny (Rumunia – 24%) albo niewielki (Chorwacja – 11%). W ostatnich latach powstaje coraz więcej elektrowni gazowych, co też przekłada się na rosnącą rolę gazu w produkcji energii elektrycznej, szczególnie w takich państwach jak Grecja (34%), Chorwacja (31%) oraz Rumunia (17%). W Serbii oraz w Bułgarii gaz ziemny nie jest w większych ilościach wykorzystywany w celach wytwarzania energii elektrycznej. Kolejne bardzo ważne źródło energii stanowią hydroelektrownie. W każdym z analizowanych państw są one w większym bądź mniejszym stopniu wykorzystywane. W tym aspekcie najkorzystniej przedstawia się sytuacja w Chorwacji, gdzie blisko połowa energii jest uzyskiwana dzięki hydroelektrowniom (46%). Równie istotne znaczenie mają one w Rumunii (29%) oraz w Serbii (24%), mniejsze natomiast w Grecji (11%) oraz w Bułgarii (10%). Natomiast kluczowe znaczenie dla niektórych państw ma energia jądrowa, mowa tu zwłaszcza o Bułgarii (35%), ale też o Rumunii (18%). Pozostałe państwa albo importują energię jądrową (Chorwacja), albo jej w ogóle nie wykorzystują (Grecja, Serbia). Rozważając kwestię odnawialnych źródeł energii (bez energii wodnej), łatwo zauważyć, że niektóre państwa w tym obszarze poczyniły duże inwestycje. Należy wskazać przede wszystkim na Grecję (22%), ale też Bułgarię (15%), Rumunię (13%) i Chorwację (12%). W przypadku Serbii sektor ten dopiero od niedawna się rozwija, dlatego też ma on marginalne znaczenie w strukturze wytwarzania energii elektrycznej.

Każde z analizowanych państw realizuje własną politykę energetyczną, niektóre z nich na podstawie wiążących je unormowań UE (Chorwacja, Bułgaria, Rumunia, Grecja). W przypadku Serbii, która stara się o członkostwo w UE, również zauważalne jest nawiązywanie w strategii energetycznej do dyrektyw unijnych. Biorąc pod uwagę powyższe, cechą wspólną dla wszystkich członków UE jest dekarbonizacja, której realizacja jest dostosowana do możliwości danego państwa. Zdecydowanie najbardziej dynamicznie proces odchodzenia od węgla zachodzi obecnie w Grecji, której energetyka jeszcze w pierwszych latach XXI w. opierała się w głównej mierze właśnie na tym surowcu. Podobne tendencje zauważalne są w Rumunii, choć węgiel wciąż stanowi bardzo ważne źródło energii, z tej przyczyny w najbliższych latach poziom konsumpcji ma być wyraźnie zredukowany. Bułgaria od wielu lat jest lokowana wśród europejskich państw o największym zanieczyszczeniu powietrza CO₂, z tej przyczyny w jej strategii energetycznej wskazuje się na stopniową rezygnację z węgla. Natomiast dla Chorwacji operującej na niskoemisyjnych źródłach energii dekarbonizacja nie stanowi dużego wyzwania.

Wprawdzie funkcjonują elektrownie węglowe, ale chorwackie możliwości i potencjał energetyczny pozwala na ich modernizację bądź wyłączenie bez większego uszczerbku dla stabilności energetycznej państwa. Z punktu widzenia konsumpcji węgla oraz dekarbonizacji najtrudniej przedstawia się sytuacja Serbii. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest nie tylko fakt, że serbska energetyka opiera się w ponad 70% na węglu, ale też inwestycje w rozwój sektora węglowego. Mowa tu o przedsięwzięciach energetycznych, jakie miały miejsce w ostatnich dwóch dekadach, które są obecnie kontynuowane i, co ważne, będą realizowane w najbliższej przyszłości. Wydaje się, że dekarbonizacja państwa serbskiego w okresie najbliższego dziesięciolecia nie będzie następowała, choć nie jest wykluczona.

Kolejną cechą wspólną dla omawianych państw są inwestycje lub też plany inwestycyjne w rozwój odnawialnych źródeł energii. Najintensywniej rozwijana jest energetyka wiatrowa, która w Grecji, Rumunii, Chorwacji oraz Bułgarii dostarcza ok. 10% energii elektrycznej. Równoległe dość prężnie rozpowszechnia się fotowoltaika, w szczególności w Grecji oraz Rumunii. Natomiast w przyszłości oprócz wymienionych powyżej OZE duży nacisk zostanie położony na wykorzystanie biomasy m.in. w Serbii, Rumunii oraz Grecji. Warto podkreślić, że już obecnie w niektórych państwach OZE wraz z hydroenergią stanowią istotne (Bułgaria – ok. 20%, Serbia – ok. 25%, Grecja – ok. 30%, Rumunia – ok. 40%) bądź najważniejsze źródło energii (Chorwacja – pow. 50%), tym samym zielona energia zajmuje priorytetowe miejsce w strategiach omawianych państw Europy Południowo-Wschodniej.

Charakterystyczne dla analizowanych przypadków jest również dążenie do zapewnienia dywersyfikacji strategicznych surowców energetycznych takich jak ropa naftowa oraz gaz ziemny. Kwestia ta jest bezpośrednio powiązana z realizacją międzynarodowych projektów energetycznych w regionie, takich jak TANAP oraz Turk Stream. Zauważalne jest również krzyżowanie się wpływów ważnych graczy politycznych i gospodarczych, m.in. Rosji, UE, USA, Turcji, a w ostatnim czasie Chin. Większe zainteresowanie i lokowanie dużych inwestycji przekłada się na możliwość pozyskiwania ropy oraz gazu z wielu kierunków. Kwestia ta jest o tyle istotna, że niektóre państwa, np. Serbia czy Bułgaria, są całkowicie uzależnione od rosyjskich dostaw. Nie wnikając w podłoże polityczne, należy podkreślić, że z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego tak zarysowana zależność jest niewskazana i potencjalnie stanowi zagrożenie. Dywersyfikacja kierunków dostaw wspomnianych surowców jest ważnym punktem strategii nie tylko Serbii czy Bułgarii, ale też pozostałych państw. Warto zauważyć, że Chorwacja, Bułgaria oraz Grecja to państwa mające dostęp do morza, co też stwarza o wiele większe możliwości na tym polu (gazoporty, terminale naftowe). Zdecydowanie najtrudniejsze uwarunkowania cechują Serbię, która w tym przypadku może zapewnić sobie dywersyfikację tylko poprzez projekty międzynarodowe (system złązek gazowych, ropociągi). W tym miejscu moż-

na również wskazać, że wszystkie z omawianych państw w ostatnich latach wydatnie zwiększyły swoje zdolności magazynowe ropy oraz gazu. To efekt rosnącej świadomości społeczeństw oraz decydentów politycznych odnośnie do nieprzewidywalnego kryzysu energetycznego, jaki może dotknąć nie tylko region, ale też cały kontynent europejski.

Powyżej przedstawione zostały wybrane aspekty wspólne dla polityki energetycznej omawianych państw, niemniej istnieje również cały szereg czynników różnicujących. Mając na względzie źródła strategicznych surowców, jednym z takich czynników są stosunki polityczne i gospodarcze z Rosją. Wystarczy wspomnieć, że od wielu dekad kształtują się silne więzi serbsko-rosyjskie, które w ostatnich latach urosły do strategicznego partnerstwa m.in. w sektorze energetyki. Wpływy rosyjskie w Serbii są bardzo duże, co przekłada się na zależność surowcową tego państwa oraz przejście sektora gazowego i naftowego przez rosyjskich inwestorów. Zbliżoną sytuację można zaobserwować w Bułgarii, która przez wiele dekad była pod wpływami rosyjskimi. Niestety akces do Unii Europejskiej wciąż nie przełożył się na uniezależnienie od rosyjskich surowców, ale finansowe wsparcie w restrukturyzacji energetyki (w kierunku zielonej energii) ma w założeniu tę zależność zneutralizować. Pozostałe państwa, tzn. Grecja oraz Rumunia, poprzez dywersyfikację ograniczają rolę rosyjskich surowców, choć wydaje się, że w najbliższych latach wciąż będą one stanowić istotne źródło. Nie można zapominać, że Rosja jest państwem surowcowym, dysponującym największymi zasobami gazu ziemnego na świecie i dużymi rezerwami ropy naftowej, dlatego też z gospodarczego punktu widzenia oraz bliskości geograficznej uzasadnione jest utrzymanie importu z tego kierunku. Pewnym wyjątkiem wśród omawianych państw jest Chorwacja, która skutecznie zredukowała import surowców energetycznych z Rosji, zwiększając dystrybucję z innych kierunków, takich jak Irak, Azerbejdżan czy Arabia Saudyjska.

Zauważalna jest również odmienna polityka w zakresie wykorzystania energii nuklearnej. Grecja, Chorwacja oraz Serbia są państwami, które na swoim terytorium nie posiadają elektrowni jądrowej. Niemniej jednak ich podejście do potencjalnego rozwoju tego rodzaju energetyki jest odmienne. Chorwaci importują energię z elektrowni jądrowej Krško (Słowenia) oraz posiadają odpowiedni plan rozwoju energii nuklearnej, jednakże ze względu na brak decyzyjności władz ten sektor nie jest rozwijany. W Serbii wciąż obowiązuje ustawa zakazująca budowy elektrowni jądrowej, wobec tego niezbędna jest zmiana prawa w przypadku potencjalnych inwestycji. Mając na względzie duże uzależnienie serbskiej energetyki od węgla, rozważane jest oddanie do użytku elektrowni jądrowej w perspektywie 20 lat. Zdecydowanie odmienne jest stanowisko Greków, którzy w swojej polityce energetycznej nie przewidują progresu energii jądrowej, nie posiadają w tym aspekcie również konkretnych planów rozwojowych. Natomiast takie państwa jak Rumunia czy Bułgaria od wielu dekad korzystają z energii jądrowej, która

też jest nieodzownym źródłem energii elektrycznej w obu państwach. Wystarczy przypomnieć, że Bułgarzy pozyskują tylko z jednej elektrowni jądrowej aż 35% energii elektrycznej, natomiast Rumuni 15–20%. Z tego względu planowana jest rozbudowa elektrowni w Kozłodoju (Bułgaria) oraz podwojenie mocy w elektrowni Cernavodă (Rumunia).

Każde z omawianych państw prowadzi politykę energetyczną odpowiednio dopasowaną do swoich potrzeb i możliwości. Oczywiście jest to, że są one zróżnicowane, a co za tym idzie – trudno jest wypracować jakąkolwiek regionalną politykę energetyczną. Zauważalne podziały polityczne (np. konfliktogenne stosunki serbsko-chorwackie) i dysproporcje gospodarcze (np. między Grecją a Bułgarią) komplikują, a niekiedy uniemożliwiają stworzenie ponadpaństwowej strategii energetycznej. Nawet element scalający niektóre państwa, jakim jest członkostwo w UE, nie przekłada się na wspólne stanowisko w zakresie bezpieczeństwa energetycznego w Europie Południowo-Wschodniej. Niemniej w kontekście wielkich międzynarodowych inwestycji energetycznych zauważalna jest tendencja zacieśniania współpracy pomiędzy państwami we wskazanym regionie Europy. Mając na względzie zainteresowanie mocarstw energetycznych oraz realizację kolejnych projektów rozwoju infrastruktury przesyłowej, zwłaszcza gazu ziemnego, uprawnione jest twierdzenie, że Europa Południowo-Wschodnia, a co za tym idzie – państwa takie jak Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Rumunia, Grecja będą odgrywały w najbliższych dekadach ważną, a może kluczową rolę w zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego Europy.

Spis rysunków

Rysunek 1. Elementy bezpieczeństwa energetycznego państwa	30
Rysunek 2. Gazociągi South Stream i Nabucco	39
Rysunek 3. Gazociągi TANAP, TAP, IAP i Nabucco West	42
Rysunek 4. Ropociągi PEOP i AMBO	47
Rysunek 5. Potencjał biomasy (kukurydza, śliwy, drewno) w Serbii	57
Rysunek 6. Potencjał energii słonecznej w Serbii	58
Rysunek 7. Potencjał energii wiatrowej w Serbii	58
Rysunek 8. Rozmieszczenie elektrowni w Serbii (z Kosowem)	61
Rysunek 9. System przesyłowy gazu w Serbii	74
Rysunek 10. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Serbii w latach 2015–2030	75
Rysunek 11. Potencjał geotermalny w Chorwacji	80
Rysunek 12. Potencjał energii słonecznej w Chorwacji	81
Rysunek 13. Potencjał energii wiatrowej w Chorwacji	82
Rysunek 14. Rozmieszczenie elektrowni w Chorwacji	85
Rysunek 15. Chorwackie złoża gazowe na Morzu Adriatyckim	87
Rysunek 16. Projekt Adriatycki Pierścień	93
Rysunek 17. Projekt rozwoju systemu gazowego w Chorwacji	94
Rysunek 18. Potencjał energii słonecznej w Bułgarii	103
Rysunek 19. Potencjał energii wiatrowej w Bułgarii	103
Rysunek 20. Bułgarskie złoża gazowe na Morzu Czarnym	107
Rysunek 21. System przesyłowy gazu w Bułgarii	115
Rysunek 22. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Bułgarii w latach 2010–2020	116
Rysunek 23. Potencjał energii słonecznej w Grecji	121
Rysunek 24. Potencjał energii wiatrowej w Grecji	122
Rysunek 25. Planowana produkcja energii elektrycznej w Grecji w latach 2010–2020	131
Rysunek 26. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach OZE w Grecji w latach 2010–2020	132
Rysunek 27. Terytorium Grecji z wydzielonymi strefami potencjalnych zasobów ropy i gazu	135
Rysunek 28. Projekt EastMed	137
Rysunek 29. System przesyłowy gazu w Grecji	138
Rysunek 30. Poziom produkcji energii (TWh) z OZE w Grecji w latach 1990–2016	139
Rysunek 31. Łączna moc turbin wiatrowych w poszczególnych regionach Grecji (stan na 30.06.2019)	140

Rysunek 32. Planowany przyrost mocy elektrycznej zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i słonecznych w Grecji w latach 2019–2030	141
Rysunek 33. Potencjał energii wiatrowej w Rumunii	147
Rysunek 34. Potencjał energii słonecznej w Rumunii	148
Rysunek 35. System przesyłowy gazu w Rumunii	154
Rysunek 36. System przesyłowy ropy w Rumunii	162
Rysunek 37. Rumuńskie złoża gazowe i ropy naftowej na Morzu Czarnym	163
Rysunek 38. Wykorzystanie biomasy w Rumunii w latach 2000–2016	165
Rysunek 39. Wykorzystanie energii wiatrowej w Rumunii w latach 2007–2016	166

Spis tabel

Tabela 1. Zasoby węgla w Serbii (z Kosowem)	55
Tabela 2. Wykaz najważniejszych elektrowni w Serbii	60
Tabela 3. Inwestycje w zakresie budowy nowych elektrowni w Serbii	68
Tabela 4. Zasoby energetyczne Chorwacji	79
Tabela 5. Wykaz najważniejszych elektrowni w Chorwacji	84
Tabela 6. Ropociąg JANAF w Chorwacji	86
Tabela 7. Chorwackie inwestycje w zakresie budowy elektrowni węglowych i wodnych	91
Tabela 8. Magazyny ropy naftowej w Chorwacji	92
Tabela 9. Inwestycje w zakresie rozbudowy elektrowni OZE w Chorwacji	96
Tabela 10. Zasoby energetyczne Bułgarii	100
Tabela 11. Potencjał energii wodnej w Bułgarii	101
Tabela 12. Potencjał energii geotermalnej w Bułgarii	102
Tabela 13. Wykaz najważniejszych elektrowni w Bułgarii	104
Tabela 14. Zasoby energetyczne Grecji	120
Tabela 15. Wykaz najważniejszych elektrowni w Grecji	125
Tabela 16. Zasoby energetyczne Rumunii	146
Tabela 17. Wykaz najważniejszych elektrowni w Rumunii	152
Tabela 18. Projektowana moc elektryczna (MW) zainstalowana w elektrowniach w Rumunii w latach 2020–2050	160

Bibliografija

I. Źródła pierwotne (akty prawne, inne dokumenty):

- 2019–2028 Ten-Year Network Development Plan of Bulgartransgaz EAD*, Approved with Decision under Protocol No 34 / 23.04.2019 of Bulgartransgaz EAD Management Board meeting, Sofia 2019.
- Annex I, Investment Gap Analysis for RES-E in Bulgaria*, School of Politics, Sofia 2012.
- Energija u Hrvatskoj 2010, Godišnji Energetski Pregled*, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva Republike Hrvatske, Zagreb 2010.
- Energija u Hrvatskoj 2017, Godišnji energetski pregled*, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske, Zagreb 2018.
- Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2025 with projections by 2030*, Belgrade 2016.
- Energy sector development strategy of the Republic of Serbia by 2015*, Belgrade 2005.
- Energy Strategy of the Republic of Bulgaria till 2020 for reliable, efficient and cleaner energy*, Ministry of Economy and Energy, June 2011.
- Energy Strategy of the Republic of Croatia*, Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship, Zagreb 2009.
- Mineral deposits and mining districts of Serbia. Compilation map and GIS databases*, Ministry of Mining and Energy Republic of Serbia, Beograd 2002.
- National Renewable Energy Action Plan*, Ministry of Economy, Energy and Tourism Republic of Bulgaria, 2010.
- National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC*, Ministry of Environment, Energy and Climate Change, Athens 2009.
- National Energy Efficiency Action Plan*, Pursuant to Article 24 (2) of Directive 2012/27/EU, Centre for Renewable Energy, Athens 2014.
- Security of Supply Statement – Republic of Serbia*, 2017.
- Security of Supply Statement – Republic of Serbia*, Ministry of Mining and Energy, Beograd 2018.
- Strategia Energetică a României 2016–2030, cu perspectiva anului 2050*, Ministerul Energiei, Guvernul României, București 2016.
- Strategia Energetică a României 2019–2030, cu perspectiva anului 2050 (Project)*, Ministerul Energiei, Guvernul României, București 2018.
- Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske*, Narodne novine, br. 68/01, 177/04, 76/07 i 152/08.

- Strategy for Energy Development in the Republic of Macedonia until 2030*, Official Gazette of the Republic of Macedonia, No. 63/2006, 36/2007, 106/2008.
- Volume 1 – Project Reference Documents. Trans Balkan Crude Oil Pipeline Feasibility Study*, Albanian Macedonian Bulgarian Oil Corporation, May 2000.
- Zakon o zabrani izgradnje nuklearnih elektrana u Saveznoj Republici Jugoslaviji*, Sl. List SRJ, br. 12/95 i Sl. Glasnik RS, br. 85/2005.

II. Opracowania zwarte (monografie, rozdziały w pracach zbiorowych):

- Bartodziej G., Tomaszewski M., *Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne*, Racibórz–Warszawa 2009.
- Bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej*, red. P. Mickiewicz, P. Sokołowska, Toruń 2010.
- Bezpieczeństwo międzynarodowe. Przegląd aktualnego stanu*, red. nauk. K. Żukrowska, Warszawa 2011.
- Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka*, red. nauk. K. Żukrowska, M. Grącik, Warszawa 2006.
- Bezpieczeństwo systemów energetycznych*, Warszawa 2004.
- Bohi D. R., Toman M. A., *The Economic Energy Security*, Massachusetts 1996, <https://doi.org/10.1007/978-94-009-1808-5>.
- Bojarski W., *Ogólne problemy bezpieczeństwa energetycznego Polski*, [w:] Sympozjum pt.: *Bezpieczeństwo systemów energetycznych*, Warszawa 8–9 XII, 2004.
- Bordoff J., Manasi D., Pascal N., *Understanding the interaction between energy security and climate change policy*, [w:] *Energy security: economics, politics, strategies, and implications*, red. C. Pascual, J. Elkind, Washington 2009.
- Boromisa A. M., *Energy Transition in Croatia – moving towards effective membership in the Energy Union*, Zagreb 2018.
- Carević I. [et al.], *Potencijal biopepela i stanje u Republici Hrvatskoj*, [w:] *Sabor Hrvatskih graditelja 2016*, Cavtat 2016.
- Cerjak M., Mesić Ž., Đurić Z., *Analysis of renewable energy and its impact on rural development in Croatia*, Agripolicy, Halle 2009.
- Chugunov L., *South Stream – new chain in the European energy security structure*, Moscow 2012.
- Czerpak P., *Bezpieczeństwo energetyczne*, [w:] *Bezpieczeństwo międzynarodowe. Teoria i praktyka*, red. nauk. K. Żukrowska, M. Grącik, Warszawa 2006.
- Cziomer E., Lasoń M., *Podstawowe pojęcia i zakres bezpieczeństwa międzynarodowego i energetycznego*, [w:] *Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku*, red. E. Cziomer, Kraków 2008.

- Energy Policy Transition – The Perspective of Different States*, red. M. Ruszel, T. Młynarski, A. Szurlej, Rzeszów 2017.
- Energy security: economics, politics, strategies, and implications*, red. C. Pascual, J. Elkind, Washington 2009.
- Gradziuk A. [et al.], *Co to jest bezpieczeństwo energetyczne państwa*, [w:] *Kryteria bezpieczeństwa międzynarodowego państwa*, red. S. Dębski, B. Górka-Winter, Warszawa 2003.
- Haghighi S. S., *Energy Security: The External Legal Relations of the European Union with Major Oil and Gas Supplying Countries*, Oxford 2007.
- Hebda W., *Serbsko-chorwackie stosunki polityczne na przełomie XX i XXI wieku*, Warszawa 2018.
- Hebda W., *Gazociąg Północ-Południe oraz rozwój sektora gazowego realną szansą dla zrównoważonego rozwoju Polski*, [w:] *Zrównoważony rozwój. Debiut naukowy 2014*, red. nauk. T. Jemczura, H. A. Kretek, Racibórz 2015.
- Hebda W., *Bezpieczeństwo energetyczne bałkańskich państw (na przykładzie Republiki Chorwacji oraz Republiki Serbii)*, [w:] *Balkany Zachodnie w systemie bezpieczeństwa euroatlantyckiego*, red. A. Głowacki, S. L. Szczesio, Łódź 2015.
- Hydroelectric Power Plants in Croatia*, red. Z. Sever, Zagreb 2000.
- Kalicki J. H., Goldwyn D. L., *Energy and Security: Towards a New Foreign Policy Strategy*, Washington 2005.
- Karan M. B., *Re-examining Turkey's Potential of Becoming a Natural Gas Transit Hub*, [w:] *Perspectives of Energy Risk*, red. A. Dorsman, T. Gök, M. B. Karan, Berlin-Heidelberg 2014.
- Kryteria bezpieczeństwa międzynarodowego państwa*, red. S. Dębski, B. Górka-Winter, Warszawa 2003.
- Leszczyński T. Z., *Państwa bałkańskie i Turcja w polityce bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej (2001–2010)*, Warszawa 2013.
- Międzynarodowe bezpieczeństwo energetyczne w XXI wieku*, red. E. Cziomer, Kraków 2008.
- Młynarski T., *Bezpieczeństwo energetyczne i ochrona klimatu w drugiej dekadzie XXI wieku. Energia – środowisko – klimat*, Kraków 2017.
- Młynarski T., *Bezpieczeństwo energetyczne w pierwszej dekadzie XXI wieku. Mozaika interesów i geostrategii*, Kraków 2011.
- Młynarski T., Szurlej A., Ruszel M., *The concept of energy transition*, [w:] *Energy Policy Transition – The Perspective of Different States*, red. M. Ruszel, T. Młynarski, A. Szurlej, Rzeszów 2017.
- Młynarski T., Tarnawski M., *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Warszawa 2015.
- Müller-Kraenner S., *Bezpieczeństwo energetyczne. Nowy pomiar świata*, Szczecin 2009.
- Owens A. D., *Energy Policy*, [w:] *Energy Policy: Encyclopedia of Life Support Systems*, red. A. D. Owens, 2009, <https://www.eolss.net/Sample-Chapters/Co8/E3-21.pdf>, 21.11.2019.

- Pamir N., *Prospects for resolving the energy security problem: Trans-Anatolian Gas Pipeline*, [w:] *Trans-Anatolian Gas Pipeline: Challenges and Prospects for the Black Sea countries and the Balkans*, red. S. Bagirov, Baku 2012.
- Pepe J. M., *Beyond Energy. Trade and Transport in a Reconnecting Eurasia*, Berlin 2016.
- Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, projekt w. 2.1 – 8.11.2019, Ministerstwo Energii, Warszawa 2019.
- Rajal B., Šantić P., Croatia, [w:] *The International Comparative Legal Guide to: Oil & Gas Regulation 2018*, red. P. Thomson, J. Derrick, London 2018.
- Riedel R., *Bezpieczeństwo energetyczne we współczesnej securitologii*, [w:] *Bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej*, red. P. Mickiewicz, P. Sokołowska, Toruń 2010.
- Smyrgała D., *Ukraiński kryzys gazowy 2009 a polityka energetyczna państw bałkańskich*, [w:] *Poznać Bałkany. Historia, polityka, kultura, języki*, t. 4, red. K. Taczyńska, A. Twardowska, Toruń 2012.
- Soroka P., *Bezpieczeństwo energetyczne. Między teorią a praktyką*, Warszawa 2015.
- Soroka P., *Strategia bezpieczeństwa zewnętrznego Polski. Proces formułowania*, Warszawa 2006.
- The Future of European Energy Security. Interdisciplinary Conference*, red. L. Jesień, Kraków 2006.
- Vlček T., Jirušek M., *Russian Oil Enterprises in Europe. Investment and Regional Influence*, London 2019.
- Yorkan A., *Energy Security of European Union*, [w:] *The Future of European Energy Security. Interdisciplinary Conference*, red. L. Jesień, Kraków 2006.

III. Artykuły w czasopismach:

- Alatzas S. [et al.], *Biomass Potential from Agricultural Waste for Energetic Utilization in Greece*, „Energies” 2019, Vol. 12, No. 6.
- Benković S., Makojević S., Jednak S., *Possibilities for development of the Electric power industry of Serbia throughout private source financing small hydropower plant*, „Renewable Energy” 2013, No. 50.
- Braun J., *Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne – miary i czynniki wpływające na jego poziom*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach” 2018, nr 358.
- Brkić D., *Energy Situation in the Republic of Serbia*, „Preprints” 2018, <https://doi.org/10.20944/preprints201808.0279.v1..>
- Cîrstea S. [et al.], *Current Situation and Future Perspectives of the Romanian Renewable Energy*, „Energies” 2018, No. 11.
- Čokorilo V. [et al.], *Oil Shale Potential in Serbia*, „Oil Shale” 2009, No. 26 (4), <https://doi.org/10.3176/oil.2009.4.02.>

- Dorđević T., *The possibilities for using wind energy in AP Vojvodina (North Serbia) – Defining the most favorable areas for the construction of windmill farms: A Review*, „Geographica Pannonica” 2016, Vol. 20, Is. 1.
- Đurić B., Jegaš M., *Srbija u makazama energetske bezbednosti*, „Civitas” 2011, No. 2.
- Dziedzic Z., *Państwowe monopole czy w pełni liberalny rynek energii – co bardziej sprzyja bezpieczeństwu energetycznemu?*, „Przegląd Strategiczny” 2011, nr 2.
- Franza L., *From South Stream to Turk Stream. Prospects for rerouting options and flows of Russian Gas to parts of Europe and Turkey*, „Clingendael International Energy Programme Paper” 2015, No. 5.
- Gburčik P. [et al.], *Complementary Regimes of Solar and Wind Energy in Serbia*, „Geographica Pannonica” 2006, No. 10.
- Guzović Z., Lončar D., Ferdelji N., *Possibilities of electricity generation in the Republic of Croatia by means of geothermal energy*, „Energy” 2010, Vol. 35, Is. 8.
- Hebda W., *Projekty energetyczne na Balkanach – szansa wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego Europy*, „Przegląd Geopolityczny” 2014, t. 9.
- Hebda W., *Strategia energetyczna Republiki Serbii do 2015*, „Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej” 2012, nr 9 (699).
- Hebda W., *Strategia energetyczna Republiki Chorwacji do 2020*, „Energetyka. Problemy energetyki i gospodarki paliwowo-energetycznej” 2014, nr 3 (717).
- Hebda W., *Strategia energetyczna Republiki Bułgarii do 2020 roku*, „Polityka Energetyczna” 2015, t. 18, z. 2.
- Hebda W., *The Republic of Srpska – Quo Vadis?*, „Serbian Political Thought” 2017, No. 2, <https://doi.org/10.22182/spt.1622017.3>.
- Hillebrand R., *Climate protection, energy security, and Germany's policy of ecological modernisation*, „Environmental Politics” 2013, Vol. 22/4.
- Hoogeveen F., Perlot W., *The EU's Policies of Security of Energy Supply Towards the Middle East and Caspian Region: Major Power Politics?*, „Perspectives on Global Development & Technology” 2007, No. 6 (1–3), <https://doi.org/10.1163/156914907X207847>.
- Ibrayeva A. [et al.], *Energy Export Potential in the Caspian Region and Its Impact on EU Energy Security*, „Periodica Polytechnica Social and Management Sciences” 2017, No. 25 (2).
- Ilić M., Grubor B., Tešić M., *State of Biomass Energy in Serbia*, „Thermal Science” 2004, Vol. 8, No. 2, <https://doi.org/10.2298/TSCI0402005I>.
- Jaworski Ł., *Uwarunkowania rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii do produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej do roku 2020 i w latach kolejnych*, „Polityka Energetyczna” 2011, t. 14, z. 1.
- Karch L., Varga A., *New European Pipeline Project Eastring*, „The Holistic Approach to Environment” 2018, No. 8 (1).

- Katić V. [et al.], *Potential and Market Prospects of Wind Energy in Vojvodina*, „Thermal Science” 2012, Vol. 16 (1).
- Kłaczynski R., „South Stream” i „North Stream” jako narzędzia realizacji rosyjskiej polityki zagranicznej, „Nowa Polityka Wschodnia” 2013, nr 2 (5).
- Koleva E., Mihaylov Mladenov G., *Renewable energy and energy efficiency in Bulgaria*, „Progress in Industrial Ecology And International Journal” 2014, Vol. 8, No. 4.
- Kostović M., Kostović N., Tokalić R., *Coal Mining and Preparation in Serbia*, „Underground Mining Engineering” 2018, No. 33.
- Kućeba R., Pabian A., Bylok F., *Energy security intensification determinants in the chain of final energy value creation*, „Polish Journal of Management Studies” 2010, Vol. 2.
- Kusznir J., *TAP, Nabucco West and South Stream: The Pipeline Dilemma in the Caspian Sea Basin and Its Consequences for the Development of the Southern Gas Corridor*, „Caucasus Analytical Digest” 2013, No. 47.
- Kusznir J., *The Southern Gas Corridor: Initiated by the EU, Completed by Others? TANAP, TAP and the Redirection of the South Stream Pipeline*, „Caucasus Analytical Digest” 2015, No. 69.
- Lieb-Dóczy E., Börner A. R., MacKerron G., *Who Secures the Security of Supply? European Perspectives on Security, Competition, and Liability*, „The Electricity Journal” 2003, No. 16 (10).
- Liščić B. [et al.], *Offshore Wind Power Plant in the Adriatic Sea: An Opportunity for the Croatian Economy*, „Transactions on Maritime Science” 2014, No. 2.
- Malvić T. [et al.], *Exploration and production activities in northern Adriatic Sea (Croatia), successful joint venture INA (Croatia) and ENI (Italy)*, „Nafta” 2011, No. 62, s. 287.
- Malesios C., Arabatzis G., *Small hydropower stations in Greece: The local people's attitudes in a mountainous prefecture*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2010, Vol. 14, No. 9.
- Milosavljević D. [et al.], *Current state of the renewable sources of energy use in Serbia*, „Contemporary Materials” 2015, No. 6 (2).
- Młynarski T., *Unia Europejska w procesie transformacji energetycznej*, „Krakowskie Studia Międzynarodowe” 2019, nr 1.
- Mosteček A., Ciglenečki T., Vejnović Ž., *Stav javnosti o potrebi izgradnje odlagališta radioaktivnog otpada u Republici Hrvatskoj*, „Rudarsko-geološko-naftni zbornik” 2012, Vol. 24, No. 1.
- Motowidlak T., *Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 2009, t. 12, z. 2/1.
- Munteanu D., Sarno C., *South Stream and North Stream 2 – Implications for the European Energy Security*, „Analise Europeia” 2016, No. 2.
- Ney R., *Perspektywy energetyczne Polski w świetle tendencji światowych*, „Polityka Energetyczna” 2000, t. 3, z. 1.
- Offenberg P., *The European Neighbourhood and the EU's Security of Supply with Natural Gas*, „Jacques Delors Institut Policy Paper” 2016, No. 156.

- Papadopoulou D., Tourkolias C. N., Mirasgedis S., *Assessing the macroeconomic effect of gas pipeline projects: the case of Trans-Adriatic Pipeline on Greece*, „Spoudai – Journal of Economic and Business” 2015, Vol. 65, Is. 3/4.
- Pavlovic V. [et al.], *Coal Production in Serbia – Status and Perspective*, „Górnictwo i Geoinżynieria” 2011, nr 3.
- Rapać S., *Tržište energenata u Evropskoj uniji i interesi Srbije*, „Međunarodni problemi” 2009, Vol. 61, No. 4.
- Roberts J., *The Turkish Gate: Energy Transit and Security Issues*, „Turkish Policy Quarterly” 2004, Vol. 3, No. 4.
- Sekulić G. [et al.], *Republic of Croatia in Global Oil World*, „Ekonomski Pregled” 2017, Vol. 68, No. 2.
- Sekulić G. [et al.], *Strategic Role of Oil Pipelines in EU Energy Supply*, „Journal of Energy” 2019, Vol. 68, No. 1, <https://doi.org/10.37798/20196816>.
- Sevim T. V., *Importance of TANAP in Competition Between Russia and Central Asia*, „International Journal of Energy Economics and Policy” 2013, Vol. 3, No. 4.
- Soliński J., *Główne tezy raportu Organizacji Narodów Zjednoczonych i Światowej Rady Energetycznej pt. „Światowa ocena energetyczna – energia i wyzwanie szans rozwojowych”*, „Polityka Energetyczna” 2001, t. 4, z. 1.
- Stergiopoulos V. G., Stergiopoulou A. V., Stergiopoulos G. V., *Beyond the Helicon's and the Olganos type small hydropower plants in Greece*, *Wasserbaukolloquium 2009: Wasserkraft im Zeichen des Klimawandels*, „Dresdener Wasserbauliche Mitteilungen Heft” 2009, No. 39.
- Tarean C., *Long term energy strategies and policies: challenges*, „Procedia Technology” 2015, No. 19, <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2015.02.089>.
- Tolmac J. [et al.], *Analysis of the development opportunities of solar system in Serbia*, „Agricultural Engineering” 2019, Vol. 23, No. 2.
- Trichkov L., Dinev D., *Potential of Forest Wood Biomass in Bulgaria, Market and Possibilities for Its Utilization*, „Journal of Agricultural Science and Technology B” 2013, No. 3.
- Turowski P., *Fiasko projektu Nabucco w następstwie walki o kontrolę nad szlakami transportowymi z południa*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2012, nr 22.
- Turowski P., *South Stream – odpowiedź na potrzeby rynku czy narzędzie polityki zagranicznej?*, „Bezpieczeństwo Narodowe” 2013, nr 25.
- Udrea O., Lazaroiu G., *Res integration in Romania*, „Scientific Bulletin – University Politehnica of Bucharest. Series C” 2015, Vol. 77, Is. 3.
- Velić J., Kišić K., Krasić D., *The characteristics of the production and processing of oil and natural gas in Croatia from 2000 to 2014*, „Rudarsko-geološko-naftni zbornik” 2016, Vol. 31, No. 2.
- Velić J., Krasić D., Kovačević I., *Exploitation, reserves and transport of natural gas in the Republic of Croatia*, „Tehnički vjesnik” 2012, Vol. 19, No. 3.

- Wright P., *Liberalisation and the Security Gas Supply in the UK*, „Energy Policy” 2005, No. 33 (17), <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.04.022>.
- Yergin D., *Energy Security in the 1990s*, „Journal of Foreign Affairs” 1988, Vol. 67, No. 1, <https://doi.org/10.2307/20043677>.

IV. Opracowania specjalistyczne, analizy, raporty:

- Antal C., Rosca M., *Current Status of Geothermal Development in Romania*, United Nations University, Geothermal Training Programme, August 26–27, Reykjavik 2008, <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-30-ann/UNU-GTP-30-44.pdf>, 22.11.2019.
- Azakov S. I., *Contribution of Azerbaijan to the energy security of the European Union*, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, No. 459, 2019, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/459/1/012011/pdf>, 7.11.2019.
- Barysch K., *Should the Nabucco pipeline project be shelved?*, Centre for European Reform Policy Brief, 2010.
- Bechev D., *Russia's Influence in Bulgaria. Defence, Foreign Policy and Security*, New Direction The Foundation for European Reform, 2018, <https://newdirection.online/2018-publications-pdf/ND-report-RussiasInfluenceInBulgaria-preview-lo-res.pdf>, 3.10.2019.
- Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2019, <https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletinenergy2018-04.06.2019-finish.pdf>, 17.10.2019.
- Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2015, https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/parlamentaren_control/buletin_energy_2015.pdf, 17.10.2019.
- Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на република България, 2017, https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/buletin_energy_2017.pdf, 17.10.2019.
- Biurrun E., Gonzalez E., Stefanova I., *The National Disposal Facility. A State of the Art Solution for Bulgaria's Radioactive Waste*, Traditional Nuclear Conference. Bulgarian Nuclear Energy – National, Regional and World Energy Security, 5–7 June 2013, Varna.
- Bosnia and Herzegovina follow-up in depth review of the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector*, Energy Charter Secretariat, Brussels 2011.
- Bowden J., *SE Europe gas markets: towards integration*, The Oxford Institute for Energy Studies, No. 150, October 2019.
- BP Statistical Review of World Energy 2019*, BP, London 2019.
- Bulgaria*, European Association for Coal and Lignite, <http://www.euracoal.be/pages/layout1sp.php?idpage=69>, 1.10.2019.

- Cebucean D., Ionel I., *Bioenergy in Romania – A Short Overview of Biomass- and Biogas-Based Plants*, 27th European Biomass Conference and Exhibition, Lisbon, May 2019, https://www.researchgate.net/publication/335105528_Bioenergy_in_Romania_-_A_Short_Overview_of_Biomass-_and_Biogas-Based_Plants, 6.12.2019.
- CEZ Elektro Bulgaria – Prospectus, 30 March 2012.
- Chatziargyriou N., Margaris I., Dimeas A., *Renewable Energy Development in Greek Islands*, Friedrich Ebert Stiftung, Athens 2016.
- Chaviaropoulos P. K., *Renewable Energy Programs of Greece*, Ministry of Environment, Energy and Climate Change, <http://www.academyofathens.gr/sites/default/files/Renewable%20Energy%20Programs%20of%20Greece.pdf>, 28.11.2019.
- Chirila N., *Renewable Energy in Romania*, Flanders Investment & Trade, București 2013.
- Ciuta I., Gallop P., *Chinese-financed coal projects in Southeast Europe. A real and immediate threat to the EU's decarbonisation efforts*, CEE Bankwatch Network, 9 April 2019, <https://bankwatch.org/wp-content/uploads/2019/04/China-Balkans-briefing.pdf>, 21.10.2019.
- Country report: Romania 2017*, SEERMAP: South East Europe Electricity Roadmap.
- Čosić B., Duić N., *Mapiranje potencijala poljoprivredne i šumske biomase u Hrvatskoj*, Zagreb 2010.
- Čelić K., *Croatian energy strategy and set plan*, Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship, Zagreb 2010.
- Delomez Y., *Renewable energy in Croatia*, Brussels Young Exporters Programme, Brussels 2012.
- Endicott N., *The Nabucco Gas Pipeline: A chance for the EU to push for change in Turkmenistan*, The Quaker Council for European Affairs, December 2009, <http://www.qcea.org/wp-content/uploads/2011/04/rprt-nabucco-en-dec-2009.pdf>, 3.10.2019.
- Енергетски биланс Републике Србије за 2018. годину*, <http://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/vlada/odluka/2017/119/2/reg>, 26.09.2019.
- Erdogdu E., *Bypassing Russia: Nabucco project and its implications for the European gas security*, MPRA Paper, No. 26793, December 2010, https://mpa.ub.uni-muenchen.de/26793/1/bypassing_russia_nabucco_project_and_its_implications_for_the_european_gas_security_word.pdf, 8.11.2019.
- Giamouridis A., *Natural Gas in Greece and Albania. Supply and Demand Prospects to 2015*, The Oxford Institute for Energy Studies, No. 37, December 2009.
- Greek Energy Market Report 2019*, Hellenic Association for Energy Economic, Athens 2019.
- Gusilov E., *Romania's Natural Gas Infrastructure*, ROEC, <https://www.roec.biz/project/romania-natural-gas-infrastructure/>, 25.11.2019.
- Hoxha B. B. [et al.], *Kosovo Case Study: Lignite Coal – Energy of the past, coalbed methane extraction energy of the future*, 26th European Biomass Conference and Exhibition, 14–17 May 2018, Copenhagen, Denmark.
- Kajba D., Domac J., Segon V., *Biomass Energy Europe – Illustration case for Croatia*, Freiburg 2010.

- Kastis S., Kitsios V., *The energy system of Greece. A Techno-economic and Environmental Approach*, 2017, <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1088651/FULLTEXT01.pdf>, 20.11.2019.
- Komusanac I., Fraile D., Brindley G., *Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistics*, windeurope.org, February 2019, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>, 23.11.2019.
- Koroneos C. J., Fytikas M., *Energy potential of geothermal energy in Greece*, European Geothermal Conference Basel '99, September 28–30, 1999 – Basel, Switzerland, Proceedings, Vol. 2.
- Luković M., Petrović A., *Serbia: Oil & Gas Regulations 2020*, <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/serbia>, 2.10.2019.
- Markova D. [et al.], *Opportunities for using renewable energy sources in Bulgaria*, Contemporary Materials (Renewable energy sources), No. II–2, 2011.
- Medimorec D. [et al.], *Wind Energy and Environmental Protection: Using GIS to Evaluate the Compatibility of Croatian Strategies*, IEEE 8th International Conference on the European Energy Market, May 2011, https://bib.irb.hr/datoteka/537782.Wind_Energy_and_Environmental_Protection.pdf, 27.09.2019.
- Milivojevic M., Martinovic M., *Utilization of geothermal energy in Serbia*, International Geothermal Conference, Reykjavik, September 2003.
- Neubarth J., *The role of hydropower in selected South-Eastern European countries*, EuroNatur Foundation and RiverWatch, 2018.
- Nitzov B. [et al.], *The Energy Sector of Bulgaria*, Issue Brief, Atlantic Council, Center for the Study of Democracy, 2010.
- North-South Gas Corridor: Geopolitical breakthrough in Central Europe*, red. J. Ćwiek-Karpowicz, D. Kałan, Report PISM, Warsaw, December 2013.
- Ölz S., Sims R., Kirchner N., *Contribution of Renewables to Energy Security*, International Energy Agency, 2007, https://www.criticalsystemsinc.com/wp-content/uploads/2015/04/so_contribution.pdf, 20.10.2019.
- Onea F., Rusu L., *Offshore wind energy and the Romanian energy future*, Conference: 4th International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2019), Coimbra, April 2019, https://www.researchgate.net/publication/332246799_Offshore_wind_energy_and_the_Romanian_energy_future, 10.12.2019.
- Overview of RES and Infrastructure sectors in Greece*, January 2019, <https://www.ey.co.il/user-files/overview%20of%20res%20and%20.pdf>, 21.11.2019.
- Pachiu L., Mustaciosu R., *Oil and gas regulation in Romania: overview*, Thomson Reuters Practical Law, [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-566-0966?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1), 24.11.2019.
- Papachristou M. [et al.], *Geothermal Energy Use, Country Update for Greece (2016–2019)*, European Geothermal Congress 2019, Den Haag, The Netherlands, 11–14 June 2019.

- Papaspanos J., *Caspian Energy Geopolitics: The Rise and Fall of Burgas – Alexandroupoli*, RIEAS Research Paper, No. 148, December 2010, <http://www.rieas.gr/images/rieas148.pdf>, 11.12.2019.
- Pirani S., Stern J., Yafimava K., *The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment*, „The Oxford Institute for Energy Studies” 2009, No. 27.
- Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2018*, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București 2019.
- Republic of Bulgaria: Options to Improve Security of Gas Supply*, Report No: ACS4278, The World Bank, June 2013.
- Roberts J. M., *Three Pipelines and Three Seas: BRUA, TAP, the IAP and Gasification in Southeast Europe*, Atlantic Council, Global Energy Center, September 2018, https://www.atlantic-council.org/wp-content/uploads/2018/09/Three_Seas_and_Three_Pipelines_WEB.pdf, 10.10.2019.
- Romanian Section of the BRUA Natural Gas Transmission Corridor Project*, Supplementary Environmental Impact Assessment Report, Arcadis House, London 2017.
- Sartori N., *Energy and Politics: Behind the Scenes of the Nabucco-TAP Competition*, IAI Working Papers 13/27, July 2013.
- Scheepers M. [et al.], *EU Standards for Security of Supply*, ECN Publication, Energy Research Center at the Netherlands, 2006.
- Sobjak A., Zashtowt K., *Nabucco West – Perspectives and Relevance: The Reconfigured Scenario*, „PISM Policy Paper” 2012, No. 44.
- Soto-Viruet Y., *The Mineral Industry in Bulgaria*, [w:] *Minerals Yearbook. Area Reports: International 2012. Europe and Central Eurasia*, U.S. Geological Survey, March 2014.
- Stambolis C., *Investment Prospects in the Greek Energy Sector*, 5th Arab-Hellenic Economic Forum, Athens, November 29–30, 2016.
- Stern J., Pirani S., Yafimava K., *Does the cancellation of South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy?*, „The Oxford Institute for Energy Studies” 2015.
- Technical Report 2014*, Electric Power Industry of Serbia, http://epsweb.sp.westeurope.cloudapp.azure.com/En/Documents/technicalreports/TECHNICAL_ReportEPS2014_web_.pdf, 21.09.2019.
- Technical Report 2016*, Electric Power Industry of Serbia, http://epsweb.sp.westeurope.cloudapp.azure.com/En/Documents/technicalreports/TEH_Godisnjak2016_EN_web_.pdf, 21.09.2019.
- Thermal power plants market in Bulgaria*, South-East European Industrial Market, Is. 2, 2010.
- Tomšić Ž., *Status of the Croatian Nuclear Energy Programme (CRONEP)*, Regional Workshop on Establishing a National Position and Decision Making for a Nuclear Power Programme, Zagreb 2011.
- Tsachevsky V., *Bulgaria, the Balkans and the Pan-European infrastructure projects*, Electronic Publication of Pan-European Institute, No. 1/2011.

- Tsoleva M., *Bulgarian Electricity Transmission System Development – Projects of Common Interest*, Energy Trading Seminar, Sofia, 27 September 2017.
- Tzeferis P. G., *The mining / metallurgical industry of Greece. Commodity review for years 2013–2014*, Ministry of Environment and Energy Republic of Greece, 2015.
- Underground Gas Storage Projects of Gazprom Export LLC in Europe*, St. Petersburg 2017, http://www.gazpromexport.ru/files/Underground_Gas_Storage_2017_ENG386.pdf, 23.09.2019.
- Zahtjev za utvrđivanje objedinjenih uvjeta zaštite okoliša postojećeg postrojenja INA – industrija nafte d.d. Rafinerija nafte Rijeka*, Sažetak podataka navedenih u odjeljcima A. – L. za informiranje javnosti, Zagreb 2013.
- Zahtjev za utvrđivanje objedinjenih uvjeta zaštite okoliša postojećeg postrojenja INA – industrija nafte d.d. Sektor Rafinerija nafte Sisak*, Sažetak podataka navedenih u odjeljcima A. – L. za informiranje javnosti, Zagreb 2013.
- Zdravković M., Topalović L., *Gas Infrastructure Development Plans*, IENE: 11th SEE Energy Dialogue, Thessaloniki, 26–27.06.2018, <https://www.iene.eu/articlefiles/topalovic.pdf>, 22.12.2019.

V. Źródła internetowe:

- Ariadne Interconnection, <http://www.ariadne-interconnection.gr/en/home-en/>, 28.11.2019.
- AzerNews, *Petkova talks on SOCAR's possible participation in Bulgaria's gasification*, https://www.azernews.az/oil_and_gas/140486.html, 20.11.2019.
- Balkan Green Energy News, *New Croatian Energy Strategy and Electric Energy Market*, <https://balkangreenenergynews.com/new-croatian-energy-strategy-and-electric-energy-market/>, 20.10.2019.
- Banila N., *EC calls on Romania to raise renewable energy target to 34% by 2030*, Renewables Now, <https://renewablesnow.com/news/ec-calls-on-romania-to-raise-renewable-energy-target-to-34-by-2030-658648/>, 30.11.2019.
- BGWEA, http://bgwea.org.server14.host.bg/English/Installed_Wind_in_Bulgaria_EN.html, 20.11.2019.
- Brelsford R., *Croatia's INA reaches FID on Rijeka refinery modernization*, <https://www.ogj.com/refining-processing/article/14073630/croatias-ina-reaches-fid-on-rijeka-refinery-modernization>, 21.11.2019.
- Bulgarian National Radio, *Bulgaria-Serbia gas interconnector should be operational in 2022*, <http://bnr.bg/en/post/101127417/bulgaria-serbia-gas-interconnector-should-be-operational-in-2022>, 6.12.2019.
- Cambridge Dictionary, <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/security>, 20.08.2019.

- Cambridge Dictionary, <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/safety>, 20.08.2019.
- Caspian Energy, *IGB granted final license to start construction on Greek territory*, <http://caspienergy.net/en/oil-and-gas/46427-igb-granted-final-license-to-start-construction-on-greek-territory>, 1.12.2019.
- CEE Bankwatch Network, *Rovinari unit 7, Romania*, <https://bankwatch.org/project/rovinari-unit-7-romania>, 25.11.2019.
- CEE Bankwatch Network, *The energy sector in Bulgaria*, <https://bankwatch.org/beyond-coal/the-energy-sector-in-bulgaria>, 10.11.2019.
- CEZ Group, *Fântânele-Cogealac Wind Park*, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/wind-power-plant/fantanele-cegealac-wind-park.html>, 23.11.2019.
- CMS, *Bulgaria updates its Energy Strategy in push towards further oil and gas investments*, <https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2018/11/bulgaria-updates-its-energy-strategy-in-push-towards-further-oil-and-gas-investments>, 23.10.2019.
- Deutsche Welle, *Austria defies US, EU over South Stream during Putin visit*, <https://www.dw.com/en/austria-defies-us-eu-over-south-stream-during-putin-visit/a-17734602>, 3.09.2019.
- Državni Hidrometeorološki Zavod, <http://mars.dhz.hr/web/index.html>, 9.10.2019.
- Eastring, <https://www.eastring.eu/>, 25.09.2019.
- Economica, https://www.economica.net/prețul-tinta-al-actiunilor-transportatorului-de-titei-conpet-ploiesti-cu-23prc-pestes-piata_86140.html, 30.11.2019.
- Ecosource Energy, *Wind Park Murgash*, <http://www.ecosource-energy.bg/en/project>, 20.11.2019.
- Ekapija, <https://www.ekapija.com/en/news/2308013/capacity-of-banatski-dvor-storage-to-be-increased-to-750-million-cubic>, 3.10.2019.
- Energiean, <https://www.energiean.com/about-us/at-a-glance/>, 3.12.2019.
- Energypress, *Construction of Ptolemaida 5 power station set to begin*, <https://energypress.eu/construction-of-ptolemaida-5-power-station-set-to-commence/>, 21.12.2019.
- Euracoal, *Greece*, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/greece/>, 20.12.2019.
- Euracoal, *Romania*, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/romania/>, 10.11.2019.
- Euractiv, *In historic vote, Bulgarian voters back new nuclear plant*, <https://www.euractiv.com/section/elections/news/in-historic-vote-bulgarian-voters-back-new-nuclear-plant/>, 28.11.2019.
- Euractiv, *Bulgaria's government to collapse over South Stream*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/bulgaria-s-government-to-collapse-over-south-stream/>, 3.09.2019.
- Euractiv, *Gazprom lures Austria with South Stream branch*, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/gazprom-lures-austria-with-south-stream-branch/>, 3.09.2019.
- European Bank for Reconstruction and Development, *Podișor Pipeline: Execution of the gas transmission pipeline Black Sea Coast – Podișor*, <https://www.ebrd.com/work-with-us/procurement/p-pn-190802b.html>, 28.11.2019.

- European Commission, *Crete Wind Parks*, <https://ec.europa.eu/eipp/desktop/en/projects/project-55.html>, 4.12.2019.
- Fact Sheet – South Stream Offshore Pipeline*, <http://www.south-stream-offshore.com/about-us/vision-and-mission/>, 1.09.2019.
- Gazprom, <https://www.gazprom.com/projects/turk-stream/>, 21.09.2019.
- Gazprom, <https://www.gazprom.com/press/news/2012/february/article130209/>, 20.10.2019.
- Geropoulos K., *Croatia: Ionian Adriatic Pipeline is top priority*, NewEurope, <http://www.neweurope.eu/article/croatia-ionic-adriatic-pipeline-top-priority%E2%80%99>, 1.10.2019.
- Geropoulos K., *Greece-Cyprus-Israel EastMed gas pipeline reaches Washington*, NewEurope, <https://www.neweurope.eu/article/greece-cyprus-israel-eastmed-gas-pipeline-reaches-washington/>, 2.12.2019.
- Global Energy Network Institute, <https://www.geni.org/globalenergy/library/renewable-energy-resources/world/europe/wind-europe/wind-greece.shtml>, 20.12.2019.
- Global System Observatory, <http://globalenergyobservatory.org/countryid/83#>, 19.12.2019.
- Global Wind Energy Council, *Global wind statistics 2017*, https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf, 10.12.2019.
- Gotev G., *Azerbaijan ready to invest in Bulgaria's gasification*, Euractiv, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/azerbaijan-ready-to-invest-in-bulgarias-gasification/>, 20.11.2019.
- Granitsas A., *Trans Balkan Pipeline to begin ops by 2011*, http://www.downstreamtoday.com/news/article.aspx?a_id=3263&AspxAutoDetectCookieSupport=1, 1.09.2019.
- Hellenic Ministry of Environment and Energy, <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=et=qtW9oJJLYs%3D&tabid=37>, 2.12.2019.
- Hydrocentrale Portile de Fier, <http://www.irongates.ro/>, 23.11.2019.
- Hidroelectrica, *Amenajarea Hidroenergetica Lotru*, <https://www.hidroelectrica.ro/article/23bc55cd-0759-d6fc-ff4d-278848c0037b>, 23.11.2019.
- HidroTarnita, <https://www.hidrotarnita.ro/despre-proiect/>, 1.12.2019.
- HEP Proizvodnja, www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/default.aspx, 17.09.2019.
- HEP Proizvodnja, <http://www.hep.hr/proizvodnja/termoelektrane-1560/termoelektrane/te-plomin/1563>, 19.10.2019.
- Hydrocarbons Technology, *Interconnection Turkey Greece Italy (ITGI) Pipeline*, <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/turkeygreeceitalypip/>, 1.12.2019.
- Iancu J., *Biomass energy in Romania and the new target of 32%*, Energy Industry Review, <https://energyindustryreview.com/renewables/biomass-energy-in-romania-and-the-new-target-of-32/>, 22.11.2019.
- ICGB Interconnector, <https://www.icgb.eu/about/milestones>, 25.09.2019.
- International Energy Agency, <https://www.iea.org/countries/Albania#overview>, 1.10.2019.
- International Energy Agency, <https://www.iea.org/topics/energysecurity/>, 25.10.2019.

- JANAF, www.janaf.hr, 20.09.2019.
- Jovanović S., *Čibuk 1, Serbia's largest wind farm, fully constructed*, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/cibuk-1-serbias-largest-wind-farm-fully-constructed/>, 26.09.2019.
- Jovanović S., *Greece hits 3 GW wind energy milestone*, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/greece-hits-3-gw-wind-energy-milestone/>, 4.12.2019.
- Jovanović S., *Juwi readies to start building 204 MW Kozani solar park*, Balkan Green Energy News, <https://balkangreenenergynews.com/juwi-readies-to-start-building-204-mw-kozani-solar-park/>, 4.12.2019.
- Keep Talking Greece, <https://www.keeptalkinggreece.com/2018/05/08/greece-oil-gas-resources-worth-ionic-crete/>, 15.12.2019.
- Knoema, *Greece – Total primary coal imports*, <https://knoema.com/atlas/Greece/topics/Energy/Coal/Primary-coal-imports>, 18.12.2019.
- Knoema, *Oil consumption in Croatia*, <https://knoema.com/data/consumption+oil+croatia>, 26.09.2019.
- Knews, <https://knews.kathimerini.com.cy/en/news/government-dismisses-reports-on-eastmed-as-baseless>, 19.12.2019.
- Lukoil Neftohim Burgas AD, <http://neftochim.lukoil.com/en>, 27.11.2019.
- Macaron J., *The Eastern Mediterranean Gas Forum Reinforces Current Regional Dynamics*, Arab Center Washington DC, http://arabcenterdc.org/policy_analyses/the-eastern-mediterranean-gas-forum-reinforces-current-regional-dynamics/, 2.12.2019.
- McKillop A., *Germany Marches East – Russia Moves West, Putins Energy Diplomacy*, Natural Gas Europe, <http://www.naturalgaseurope.com/germany-russia-energy-diplomacy>, 5.09.2019.
- Melohina V., *EBRD finances its first solar energy project in Romania*, European Bank for Reconstruction and Development, <https://www.ebrd.com/news/2014/ebrd-finance-its-first-solar-energy-project-in-romania.html>, 28.11.2019.
- MOL Group, *MOL's investments in INA*, <https://molincroatia.com/mols-investment-in-ina/mols-acquisition-of-ina-shares>, 20.09.2019.
- NERO Renewables, <https://www.neroip.nl/>, 10.12.2019.
- Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/154233/Bulgaria%27s+Environment+Ministry+OKs+EIA+Report+on+Unit+7+of+Kozloduy+NPP>, 21.11.2019.
- Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/159923/MEPs+Oppose+South+Stream,+Seek+Sanctions+against+Russian+Energy+Firms>, 27.11.2019.
- Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/187347/Vucic%3A+Construction+of+Bulgaria-Serbia+Gas+Connection+Begins+in+the+Summer>, 25.09.2019.
- Novinite.com, <https://www.novinite.com/articles/197197/Bulgaria+to+Continue+to+Rely+on+Energy+from+its+Coal-fired+Power+Plants>, 23.11.2019.

- NS Energy, *Energean begins production from Epsilon oil field offshore Greece*, <https://www.nsenergybusiness.com/news/energean-production-epsilon-oil-field/>, 3.12.2019.
- NS Energy, *Nexans wins contract for Greece's Cyclades Islands power interconnection*, <https://www.nsenergybusiness.com/news/nexans-interconnector-cyclades-islands/>, 30.11.2019.
- OMV Petrom, *Neptun Deep Exploration*, <https://www.omvpetrom.com/en/our-business/exploration-and-production/neptun-deep>, 28.11.2019.
- Onti N. M., *Greece Still Relies On Russia For Oil*, Greek Reporter, <https://greece.greekreporter.com/2013/03/07/greece-still-relies-on-russia-for-oil/>, 3.12.2019.
- Ośrodek Studiów Wschodnich, *Uruchomiono chorwacko-węgierski łącznik gazowy*, <http://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2011-08-10/uruchomiono-chorwacko-wegierski-lacznik-gazowy>, 1.10.2019.
- Petroceltic, <http://petroceltic.annualreport12.com/bulgaria.php>, 19.11.2019.
- Plinacro, *Gas Transmission Division*, <https://www.plinacro.hr/default.aspx?id=560>, 8.10.2019.
- PortSEurope, <https://www.portseurope.com/kmg-international-to-transform-midia-marine-terminal-in-major-black-sea-energy-hub/>, 30.11.2019.
- Publics.bg, *Borissov: The Interconnector with Turkey Will Be Ready in July 2018*, https://www.publics.bg/en/news/17662/Borissov_The_Interconnector_with_Turkey_Will_Be_Ready_in_July_2018.html, 23.11.2019.
- Quandl, *Coal Production – Greece*, https://www.quandl.com/data/BP/COAL_PROD_GRC-Coal-Production-Greece, 15.12.2019.
- Reuters, *Turkey and Azerbaijan mark completion of TANAP pipeline to take gas to Europe*, <https://www.reuters.com/article/us-turkey-energy-tanap/turkey-and-azerbaijan-mark-completion-of-tanap-pipeline-to-take-gas-to-europe-idUSKBN1Y40CP>, 5.09.2019.
- Richter A., *The 17.5 MW Velika Ciglena geothermal power plant starts operation in Croatia*, <http://www.thinkgeoenergy.com/the-17-5-mw-velika-ciglena-geothermal-power-plant-starts-operation-in-croatia/>, 22.11.2019.
- Ristić B., *Ile Serbię kosztuje utrata Kosowa?*, Sputnik Polska, <https://pl.sputniknews.com/swiat/201808058533973-serbia-kosowo-sputnik/>, 15.10.2019.
- ROEC, <https://www.roec.biz/project/romanas-natural-gas-infrastructure/e-roec-administrative-business-plan-de-activitate-2/>, 25.11.2019.
- Ropepca, <http://www.ropepca.ro/en/articole/the-energy-strategy-of-romania-romanian-oil-will-be-depleted-in-the-next-20-years-taxation-of-companies-must-be-stable-/302/>, 22.11.2019.
- Schindler J., *Cenova politika Gazpromu v Evrope*, Tzb info, <http://energetika.tzb-info.cz/vyta-pime-plynem/9927-cenova-politika-gazpromu-v-evrope>, 1.09.2019.
- SerbiaEnergy.eu, <https://serbia-energy.eu/serbia-croatia-romania-will-gazprom-push-people-oil-pipeline-east-west-connection/>, 25.09.2019.

- SerbiaEnergy.eu, *Serbia: CHPP Pancevo to start commercial operation in Q4 2020*, <https://serbia-energy.eu/serbia-chpp-pancevo-to-start-commercial-operation-in-q4-2020/>, 17.10.2019.
- Seroka M., *Bułgaria: Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu ziemnego*, Ośrodek Studiów Wschodnich, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2019-06-05/bulgaria-dywersyfikacja-zrodel-dostaw-gazu-ziemnego>, 15.11.2019.
- Shaban I., *Romania discovered new oil and gas fields on its territory*, Caspian Barrel, <http://caspianbarrel.org/az/2014/07/romania-discovered-new-oil-and-gas-fields-on-its-territory/>, 25.11.2019.
- Słownik języka polskiego PWN, <https://sjp.pwn.pl/sjp/bezpieczenstwo;2443939.html>, 20.08.2019.
- Socor V., *Azerbaijan Drives the Planning on Trans-Anatolia Gas Pipeline Project*, Eurasia Daily Monitor, Vol. 9, Is. 164, <https://jamestown.org/program/azerbaijan-drives-the-planning-on-trans-anatolia-gas-pipeline-project/>, 22.09.2019.
- Sofios Consulting Engineers, *Hydro-pumped storage of Agios Georgios and Pyrgos, Municipality of Amfilochia, Greece*, <http://www.sofios.gr/en/projects/meletes-antlisotamiefsis-agios-geo>, 4.12.2019.
- Sputnik, <https://sputniknews.com/business/20181121069721289-russia-turkey-turkstream-pipeline-ceremony-putin/>, 22.09.2019.
- Stilin F., *Croatian Electric HEP: New Solar Power Plant on Adriatic Coast*, <https://www.total-croatia-news.com/business/39864-croatian>, 22.11.2019.
- Strata Georesearch, *Katakolon – a small but perfectly formed oil field in Western Greece*, <https://www.stratageoresearch.com/post/katakolon-a-small-but-perfectly-formed-oil-field-in-western-greece>, 3.12.2019.
- Tanev M., *Bulgaria's Varna TPP plans to restart operations by end-July*, SeeNews, <https://see-news.com/news/bulgarias-varna-tpp-plans-to-restart-operations-by-end-july-604536>, 20.11.2019.
- Terna, *Power Plant in Rhodes island*, <http://www.terna.gr/en/activities/energy/project-power-plant-in-rhodes-island>, 30.11.2019.
- The Kefalonia Puls, <https://kefaloniapulse.homeinkefalonia.properties/factual-information-on-potential-oil-and-gas-reserves-in-greece>, 10.12.2019.
- The Wind Power, *Bulgaria*, https://www.thewindpower.net/country_en_37_bulgaria.php, 17.11.2019.
- The Wind Power, *Croatia*, http://www.thewindpower.net/country_en_45_croatia.php, 11.11.2019.
- Trading Economics, *Serbia Crude Oil Production*, <https://tradingeconomics.com/serbia/crude-oil-production>, 26.09.2019.
- Trans Adriatic Pipeline, <https://www.tap-ag.com/about-us>, 11.09.2019.
- Trans Adriatic Pipeline, <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/route-map>, 11.09.2019.

- Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline, http://www.tanap.com/content/file/TANAP_WEB_201812.pdf, 13.09.2019.
- Website of the Hungarian Government, <https://www.kormany.hu/en/ministry-of-foreign-affairs-and-trade/news/first-meeting-of-the-tesla-expert-working-group>, 22.09.2019.
- White Stream, <https://white-stream.com/the-project/>, 30.11.2019.
- Workman D., *Greece's Top 10's Imports*, World's Top Export, <http://www.worldstopexports.com/greeces-top-10-imports/>, 2.12.2019.
- Xinhuanet, *Romania, Bulgaria to increase energy interconnection*, http://www.xinhuanet.com/english/2019-03/30/c_137934891.htm, 1.12.2019.
- Xinhuanet, *Romanian, Chinese companies sign deal on continuation of nuclear power plant project*, http://www.xinhuanet.com/english/2019-05/08/c_138043485.htm, 27.11.2019.

Summary

Politics and Energy Sector in the Selected Countries of Southeast Europe (Serbia, Croatia, Bulgaria, Greece, Romania)

The research issue of this monograph comprises a comparative analysis of selected (crucial) countries of Southeast Europe in terms of their energy sector and security. The indicated region is specific due to its small area and big political socioeconomic diversity. On the one hand, the region contains countries which have been functioning for decades within the EU (Greece) or are new members of the EU (Croatia, Romania, Bulgaria). On the other hand, in the analysed area there are countries which have formed a strategic alliance with Russia and develop cooperation with China (Serbia). Each of the mentioned countries is marked by the different energy potential (resources) and consequently the different shape of the energy sector. An analysis of the politics and energy sector of the indicated countries allows to understand how their energy security is created and which factors could support its growth or threaten its stability. Although the issue is considered from the perspective of a state, the analysis gives also a possibility to determine current and future roles of the countries from Southeast Europe in assurance of the transregional energy security.

The monograph consists of seven chapters in which issues concerning the energy sector and security of the selected countries from Southeast Europe are discussed. The first chapter deals briefly with theoretical issues which explain the most important concepts used in the work, i.e. energy security, politics and energy strategy. In the next chapter energy projects in the Balkan area, Central Europe and Southeast Europe are presented. The attention has been primarily focused on concepts developing infrastructure of the distribution of strategic raw materials, i.e. natural gas and oil. Five next chapters constitute the analysis of the politics and energy sector in the selected countries of Southeast Europe: Croatia, Serbia, Bulgaria, Greece and Romania. The analysis of five cases has been conducted with the same criteria. The first parameter is an estimation of the resources of the strategic energy raw materials and the potential of renewable energy sources. The next criterion is the analysis of the energy sector of a particular country in the context of production and consumption of electric energy as well as the level of production and import of oil, natural gas and coal. And the third parameter relates to specification of the most important elements of energy strategies of the particular countries and their implementation in realized and planned investments in the field of energy

technology with the special emphasis on concepts developing gas, oil and nuclear sectors, and renewable energy sources.

Keywords: energy policy, energy security, energy sector, Serbia, Croatia, Bulgaria, Greece, Romania

Słowa kluczowe: polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, sektor energetyczny, Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Grecja, Rumunia

Indeks

- Alatzas Spyridon 122
Aliyev Ilham 39
Antal Cornel 149
Arbatzis G. 123
Azakov S. I. 43
- Bagirov Sabit 38
Banila Nicoleta 164
Bartodziej Gerhard 23
Barysch Katinka 38
Bechev Dimitar 46
Benković Slađana 56
Biurrun Enrique 112
Bohi Douglas R. 19
Bojarski Włodzimierz 24
Bordoff Jason 19
Boromisa Ana-Maria 90, 95
Bowden Julian 73
Börner Achim-Rüdiger 20
Braun Jan 18
Brelsford Robert 92
Brindley Guy 75
Brkić Dejan 56, 62
Bujwid-Kurek Ewa 15
Bylok Felicjan 23
- Carević Ivana 95
Ceașescu Nicolae 145
Cebrucean Dumitru 165
Cerjak M. 80
Chatziargyriou Nikos 121
Chaviaropoulos Panagiotis K. 141
Chirila Nicoleta 149
Chugunov Leonid 35
Ciglencečki Tomislav 91
Cîrstea Ștefan 147, 149, 165–167
Ciuta Ioana 71
- Czerpak Paweł 18
Cziomer Erhard 24
- Ćosić Boris 82
Ćwiek-Karpowicz Jarosław 50
- Čelić K. 91–94
Čokorilo Vojin 72
- Delomez Yann 78, 96
Derrick Julia 78
Deshpande Manasi 19
Dębski Sławomir 18
Dimeas Aris 121
Dinev D. 104
Domac Julije 82
Dorsman André 40
Duić Neven 82
Dziedzic Zuzanna 27
- Đorđević Tijana 58
Đurić Branislav 70
Đurić Z. 80
- Elkind Jonathan 19
Endicott Neil 37–38
Erdoğan Recep 39
Erdogdu Erkan 37
- Ferdelji Nenad 80
Fraile Daniel 75
Franza Luca 43
Fytikas Michael 123
- Gallop Pippa 71
Gburčik Petar 57–58
Geropoulos Kostis 41, 137

- Giamouridis Anastasios 138
 Głowacki Albin 15
 Goldwyn David L. 19
 Gonzalez Emiliano 112
 Gotev Georgi 111
 Gök Timur 40
 Górka-Winter Beata 18
 Gradziuk A. 18, 23
 Granitsas Alkman 46
 Grącik Małgorzata 18
 Grubor Borislav 56
 Gusilov Eugenia 155
 Guzović Zvonimir 80
- Haghighi Sanam Salem 19
 Hebda Wiktor 14, 36, 53, 56, 77
 Hillebrand Rainer 20
 Hoogeveen Femke 20
 Hoxha B. B. 54
- Iancu Justin 149
 Ibrayeva Aigerim 51
 Ilić Mladen 56
 Ionel Ioana 165
- Jaworski Łukasz 100
 Jednak S. 56
 Jegeš Mila 70
 Jemczura Teresa 15
 Jirušek Martin 36, 106, 112
 Jovanović Svetlana 75, 140–141
- Kajba Domac 82
 Kalicki Jan H. 19
 Kałan Dariusz 50
 Karan Mehmet Baha 40
 Karch Lukáš 44
 Kastis Stelios 124–125
 Katić Vladimir 58
 Kirchner Nicolai 20
 Kirov Vassil 116
 Kišić Katarina 79, 87
- Kitsios Vaggelis 124–125
 Kłaczyński Robert 36
 Koleva Elena G. 102–103
 Komusanac Ivan 75
 Koroneos Christopher J. 123
 Kosor Jadranka 88
 Kostović Milena 63
 Kostović Nebojša 63
 Kovačević Ivan 94
 Krasic Dragan 79, 87, 94
 Kretek Henryk A. 15
 Kućęba Robert 23
 Kuszniur Julia 41–42
- Lach W. 18
 Lasoń Marcin 24
 Lazaroiu Gheorghe 147
 Leszczyński Tadeusz Zbigniew 21
 Lieb-Dóczy Enese 20
 Lišić Božidar 81
 Loncar Drazen 80
 Luković M. 62
- Macaron Joe 137
 MacKerron Gordon 20
 Makojević N. 56
 Malesios C. 123
 Malvić Tomislav 87
 Margaris Ioannis 121
 Markova Deshka 101–102
 Martinovic Mica 57
 McKillop Andrew 51
 Medimorec Diana 81
 Melohina Viktorija 167
 Mesić Željka 80
 Mickiewicz Piotr 21
 Mihaylov Mladenov Georgi 102–103
 Milivojevic Mihailo 57
 Milosavljević Dragana 56–58
 Mirasgedis Sevastianos 41
 Młynarski Tomasz 19–20, 25, 27, 34, 51, 129
 Mostečak Ana 91

- Motowidlak Tomasz 111
Munteanu Daniela 35, 43
Mustaciosu Raluca 153
Müller-Kraenner Sascha 19–20
- Neubarth Jürgen 123
Ney Roman 18
Nitzov Boyko 100, 106
- Offenberg Philipp 38
Onea Florin 166
Onti N. M. 134
Owens Anthony David 26
- Ölz Samantha 20
- Pabian Arnold 23
Pachiu Laurentiu 153
Pamir Necdet 38
Papachristou Maria 123
Papadopoulou Dimitra 41
Papaspanos John 46
Pascal Noel 19
Pascual Carlos 19
Pavlovic Vladimir 71
Pepe Jacopo Maria 40
Perlot Wilbur 20
Petrović Aleksandra 62
Pirani Simon 35, 47
Poroszenko Petro 40
Posel-Częścik Edyta 18
Putin Władimir 43
- Rajal Bernd 78, 92
Rapać Stevan 61
Richter Alexander 96
Riedel Rafał 21
Ristić Brankica 63
Roberts John M. 41–42, 45–46, 95, 136
Rosca Marcel 149
Rusu Liliana 166
Ruszel Mariusz 27
- Sarno Ciro 35, 43
Sartori Nicolo 38
Scheepers Martin 20
Schindler Jan 48
Segon Velimir 82
Sekulić Gordana 85–86
Seroka Mateusz 115
Sever Z. 79
Sevim Tugce Varol 39
Shaban Ilham 163
Sims Ralph 20
Smyrgała Dominik 48
Sobjak Anita 38
Sochacka K. 18
Socor Vladimir 39
Sokołowska Patrycja 21
Soliński J. 18
Soroka Paweł 21, 28–29
Soto-Viruet Yadira 106
Stambolis Costis 135
Stefanova Ira 112
Stergiopoulos G. V. 123
Stergiopoulos Vassilios 123
Stergiopoulou A. V. 123
Stern Jonathan 35, 47
Stilin Forrest 96
Szczesio Sławomir Lucjan 15
Szurlej Adam 27
- Šantić Petra 78, 92
- Taczyńska Katarzyna 48
Tanev Mario 110
Tarean Cristina 29
Tarnawski Marcin 25
Tešić Miloš 56
Thomson Philip 78
Tokalić Rade 63
Tolmac Jasna 57
Toman Michael A. 19
Tomaszewski Michał 23
Tomšić Željko 91

- Topalović Ljiljana 73
Tourkolias Christos 41
Trichkov L. 104
Tsachevsky Venelin 45
Tsoleva Milena 111
Turowski Paweł 35, 38
Twardowska Aleksandra 48
Tzeferis Petros G. 120

Udrea Oana 147

Varga Augustín 44
Vejnović Želimir 91
Velić Josipa 79, 87, 94

Vlček Tomáš 36, 106, 112
Vučić Aleksandar 40

Workman Daniel 134
Wright Philip 20

Yafimava Katja 35, 47
Yergin Daniel 19
Yorkan Arzu 19

Zasztowt Konrad 38
Zdravković Milan 73

Żukrowska Katarzyna 18–19

W serii Societas pod redakcją Bogdana Szlachty ukazały się:

1. Grzybek Dariusz, *Nauka czy ideologia. Biografia intelektualna Adama Krzyżanowskiego*, 2005.
2. Drzonek Maciej, *Między integracją a europeizacją. Kościół katolicki w Polsce wobec Unii Europejskiej w latach 1997–2003*, 2006.
3. Chmieleński Maciej, *Max Stirner. Jednostka, społeczeństwo, państwo*, 2006.
4. Nieć Mateusz, *Rozważania o pojęciu polityki w kręgu kultury attyckiej. Studium z historii polityki i myśli politycznej*, 2006.
5. Sokołów. *Życie i legenda*, oprac. Andrzej A. Zięba, 2006.
6. Porębski Leszek, *Między przemocą a godnością. Teoria polityczna Harolda D. Laswella*, 2007.
7. Mazur Grzegorz, *Życie polityczne polskiego Lwowa 1918–1939*, 2007.
8. Węc Janusz Józef, *Spór o kształt instytucjonalny Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej 1950–2005. Między ideą ponadnarodowości a współpracą międzyrządową. Analiza politologiczna*, 2006.
9. Karas Marcin, *Integryzm Bractwa Kapłańskiego św. Piusa X. Historia i doktryna rzymskokatolickiego ruchu tradycjonalistycznego*, 2008.
10. *European Ideas on Tolerance*, red. Guido Naschert, Marcin Rebes, 2009.
11. Gacek Łukasz, *Chińskie elity polityczne w XX wieku*, 2009.
12. Zemanek Bogdan S., *Tajwańska tożsamość narodowa w publicystyce politycznej*, 2009.
13. Lenczarowicz Jan, *Jalta. W kręgu mitów założycielskich polskiej emigracji politycznej 1944–1956*, 2009.
14. Grabowski Andrzej, *Prawnicze pojęcie obowiązywania prawa stanowionego. Krytyka niepozytywistycznej koncepcji prawa*, 2009.
15. Kich-Maslej Olga, *Ukraina w opinii elit Krakowa końca XIX – pierwszej połowy XX wieku*, 2009.
16. Citkowska-Kimla Anna, *Romantyzm polityczny w Niemczech. Reprezentanci, idee, model*, 2010.
17. Mikuli Piotr, *Sądy a parlament w ustrojach Australii, Kanady i Nowej Zelandii (na tle rozwiązań brytyjskich)*, 2010.
18. Kubicki Paweł, *Miasto w sieci znaczeń. Kraków i jego tożsamości*, 2010.
19. Żurawski Jakub, *Internet jako współczesny środek elektronicznej komunikacji wyborczej i jego zastosowanie w polskich kampaniach parlamentarnych*, 2010.
20. *Polscy eurodeputowani 2004–2009. Uwarunkowania działania i ocena skuteczności*, red. Krzysztof Szczerski, 2010.
21. Bojko Krzysztof, *Stosunki dyplomatyczne Moskwy z Europą Zachodnią w czasach Iwana III*, 2010.
22. *Studia nad wielokulturowością*, red. Dorota Pietrzyk-Reeves, Małgorzata Kułakowska, Elżbieta Źak, 2010.

23. Bartnik Anna, *Emigracja latynoska w USA po II wojnie światowej na przykładzie Portorykańczyków, Meksykanów i Kubańczyków*, 2010.
24. *Transformacje w Ameryce Łacińskiej*, red. Adam Walaszek, Aleksandra Giera, 2011.
25. Praszalowicz Dorota, *Polacy w Berlinie. Strumienie migracyjne i społeczności imigrantów. Przegląd badań*, 2010.
26. Głogowski Aleksander, *Pakistan. Historia i współczesność*, 2011.
27. Brząkiewicz Bartłomiej, *Choroba psychiczna w literaturze i kulturze rosyjskiej*, 2011.
28. Bojenko-Izdebska Ewa, *Przemiany w Niemczech Wschodnich 1989–2010. Polityczne aspekty transformacji*, 2011.
29. Kołodziej Jacek, *Wartości polityczne. Rozpoznanie, rozumienie, komunikowanie*, 2011.
30. *Nacjonalizmy różnych narodów. Perspektywa politologiczno-religioznawcza*, red. Bogumił Grott, Olgierd Grott, 2012.
31. Matyasik Michał, *Realizacja wolności wypowiedzi na podstawie przepisów i praktyki w USA*, 2011.
32. Grzybek Dariusz, *Polityczne konsekwencje idei ekonomicznych w myśli polskiej 1869–1939*, 2012.
33. Woźnica Rafał, *Bułgarska polityka wewnętrzna a proces integracji z Unią Europejską*, 2012.
34. Ślufińska Monika, *Radykałowie francuscy. Koncepcje i działalność polityczna w XX wieku*, 2012.
35. Fyderek Łukasz, *Pretorianie i technokraci w reżimie politycznym Syrii*, 2012.
36. Węc Janusz Józef, *Traktat lizboński. Polityczne aspekty reformy ustrojowej Unii Europejskiej w latach 2007–2009*, 2011.
37. Rudnicka-Kassem Dorota, *John Paul II, Islam and the Middle East. The Pope's Spiritual Leadership in Developing a Dialogical Path for the New History of Christian-Muslim Relations*, 2012.
38. Bujwid-Kurek Ewa, *Serbia w nowej przestrzeni ustrojowej. Dzieje, ustroj, konstytucja*, 2012.
39. Cisek Janusz, *Granice Rzeczypospolitej i konflikt polsko-bolszewicki w świetle amerykańskich raportów dyplomatycznych i wojskowych*, 2012.
40. Gacek Łukasz, *Bezpieczeństwo energetyczne Chin. Aktywność państwowych przedsiębiorstw na rynkach zagranicznych*, 2012.
41. Węc Janusz Józef, *Spór o kształt ustrojowy Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej w latach 1950–2010. Między ideą ponadnarodowości a współpracą międzyrządową. Analiza politologiczna*, 2012.
42. *Międzycywilizacyjny dialog w świecie słowiańskim w XX i XXI wieku. Historia – religia – kultura – polityka*, red. Irena Stawowy-Kawka, 2012.
43. *Ciekawość świata, ludzi, kultury... Księga jubileuszowa ofiarowana Profesorowi Ryszardowi Kantorowi z okazji czterdziestolecia pracy naukowej*, red. Renata Hołda, Tadeusz Paleczny, 2012.
44. Węc Janusz Józef, *Pierwsza polska prezydentura w Unii Europejskiej. Uwarunkowania – procesy decyzyjne – osiągnięcia i niepowodzenia*, 2012.
45. Zemanek Adina, *Córki Chin i obywatelki świata. Obraz kobiety w chińskich czasopiśmie o modzie*, 2012.

46. Kamińska Ewa, *Rezeption japanischer Kultur in Deutschland. Zeitgenössische Keramik als Fallstudie*, 2012.
47. Obeidat Hayssam, *Stabilność układu naftowego w warunkach zagrożeń konfliktami w świetle kryzysu w latach siedemdziesiątych XX i na progu XXI wieku*, 2012.
48. Ścigaj Paweł, *Tożsamość narodowa. Zarys problematyki*, 2012.
49. Głogowski Aleksander, *Af-Pak. Znaczenie zachodniego pogranicza pakistańsko-afgańskiego dla bezpieczeństwa regionalnego w latach 1947–2011*, 2012.
50. Miżejewski Maciej, *Ochrona pluralizmu w polityce medialnej Włoch*, 2012.
51. Jakubiak Łukasz, *Referendum jako narzędzie polityki. Francuskie doświadczenia ustrojowe*, 2013.
52. *Skuteczność polskiej prezydencji w Unii Europejskiej. Założone cele i ich realizacja*, red. Krzysztof Szczerski, 2013.
53. *Stosunki państwo–Kościół w Polsce 1944–2010*, red. Rafał Łatka, 2013.
54. Gacek Łukasz, Trojnar Ewa, *Pokojowe negocjacje czy twarda gra? Rozwój stosunków ponad Cieśniną Tajwańską*, 2012.
55. Sondel-Cedarmas Joanna, *Nacjonalizm włoski. Geneza i ewolucja doktryny politycznej (1896–1923)*, 2013.
56. Rudnicka-Kassem Dorota, *From the Richness of Islamic History*, 2013.
57. Fudała Piotr, Fyderek Łukasz, Kurpiewska-Korbut Renata, *Budowanie parlamentaryzmu. Doświadczenia z Afganistanu, Iraku i Kurdystanu irackiego*, 2012.
58. Dardziński Piotr, *Kapitalizm nieobjawiony. Doktryna ładu społecznego, politycznego i ekonomicznego w myśli Wilhelma Röpkego*, 2013.
59. *The Taiwan Issues*, ed. Ewa Trojnar, 2012.
60. Rebes Marcin, *Między respondere i imputatio. Martina Heideggera i Józefa Tischnera hermeneutyka odpowiedzialności w horyzoncie ontologii, agatologii i aksjologii*, cz. I: 2014; cz. II, III: 2018.
61. Kurpiewska-Korbut Renata, *Spółeczność międzynarodowa wobec Kurdów irackich*, 2013.
62. Pietrzyk-Reeves Dorota, *Ład Rzeczypospolitej. Polska myśl polityczna XVI wieku a klasyczna tradycja republikańska*, 2012.
63. Matykiewicz-Włodarska Aleksandra, Marion Gräfin Dönhoff. *Idee i refleksje polityczne*, 2012.
64. Reczyńska Anna, *Braterstwo a bagaż narodowy. Relacje w Kościele katolickim na ziemiach kanadyjskich do I wojny światowej*, 2013.
65. *Współczesne transformacje. Kultura, polityka, gospodarka*, red. Monika Banaś, Joanna Dziadowiec, 2013.
66. Grott Olgierd, *Instytut Badań Spraw Narodowościowych i Komisja Naukowych Badań Ziem Wschodnich w planowaniu polityki II Rzeczypospolitej Polskiej na Kresach Wschodnich*, 2013.
67. *Teoretyczne i praktyczne problemy kultury politycznej. Studia i szkice*, red. Monika Banaś, 2013.
68. *Podejścia badawcze i metodologie w nauce o polityce*, red. Barbara Krauz-Mozer, Paweł Ścigaj, 2013.

69. *Narratives of Ethnic Identity, Migration and Politics. A Multidisciplinary Perspective*, eds. Monika Banaś, Mariusz Dziegłowski, 2013.
70. *Promoting Changes in Times of Transition and Crisis: Reflections on Human Rights Education*, eds. Krzysztof Mazur, Piotr Musiewicz, Bogdan Szlachta, 2013.
71. Bar Joanna, *Po ludobójstwie. Państwo i społeczeństwo w Rwandzie 1994–2012*, 2013.
72. *Włochy wielokulturowe. Regionalizmy, mniejszości, migracje*, red. Karolina Golemo, 2013.
73. *Stany Zjednoczone wczoraj i dziś. Wybrane zagadnienia społeczno-polityczne*, red. Agnieszka Małek, Paulina Napierała, 2013.
74. Plichta Paweł, *Estera w kulturach. Rzecz o biblijnych toposach*, 2014.
75. Czekalska Renata, *Wartości autoteliczne w kulturze symbolicznej na przykładzie indyjsko-polskich spotkań literackich*, 2014.
76. Włodarski Bartosz, *Szkoła Nauk Politycznych UJ 1920–1949*, 2014.
77. *Arabska wiosna w Afryce Północnej. Przyczyny, przebieg, skutki*, red. Ewa Szczepankiewicz-Rudzka, 2014.
78. Bajor Piotr, *Partnerstwo czy członkostwo. Polityka euroatlantycka Ukrainy po 1991 r.*, 2014.
79. Gabrys Marcin, Kijewska-Trembecka Marta, Rybkowski Radosław, Soroka Tomasz, *Kanada na przełomie XX i XXI wieku. Polityka, społeczeństwo, edukacja*, red. Marta Kijewska-Trembecka, 2014.
80. Trojnar Ewa, *Tajwan. Dylematy rozwoju*, 2015.
81. Głogowski Aleksander, *Policja Państwowa i inne instytucje bezpieczeństwa na Wileńszczyźnie w latach 1918–1939*, 2015.
82. Krzyżanowska-Skowronek Iwona, *Teorie zmiany na przykładzie włoskiej polityki wschodniej*, 2015.
83. Rysiewicz Mikołaj, *Monarchia – lud – religia. Monarchizm konserwatywnych środowisk politycznych Wielkiej Emigracji w latach 1831–1848*, 2015.
84. Szymkowska-Bartyzel Jolanta, *Nasza Ameryka wyobrażona. Polskie spotkania z amerykańską kulturą popularną po roku 1918*, 2015.
85. Napierała Paulina, *In God We Trust. Religia w sferze publicznej USA*, 2015.
86. Paluszkiewicz-Misiaczek Magdalena, *Szacunek i wsparcie. Kanadyjski system opieki nad weteranami*, 2015.
87. *Детерминанты и перспективы политики европейской интеграции Республики Молдова*, под научной редакцией Петра Байора, 2015.
88. *Eastern Chessboard. Geopolitical Determinants and Challenges in Eastern Europe and the South Caucasus*, eds. Piotr Bajor, Kamila Schöll-Mazurek, 2015.
89. Mazur Wojciech, *Pod wiatr. Francja i lotnictwo wojskowe II Rzeczypospolitej (1921–1938)*, 2015.
90. Węc Janusz Józef, *Traktat lizboński. Polityczne aspekty reformy ustrojowej Unii Europejskiej w latach 2007–2015*, 2016.
91. Fyderek Łukasz, *Autorytarne systemy polityczne świata arabskiego. Adaptacja i inercja w przededniu Arabskiej Wiosny*, 2015.
92. Kwieciński Rafał, *Zjednoczenie Chin? Proces reintegracji Wielkich Chin na przełomie XX i XXI w.*, 2016.

93. Grabowski Marcin, *Rywalizacja czy integracja? Procesy i organizacje integracyjne w regionie Azji i Pacyfiku na przełomie XX i XXI wieku*, 2015.
94. Laidler Paweł, Turek Maciej, *Cena demokracji. Finansowanie federalnych kampanii wyborczych w Stanach Zjednoczonych Ameryki*, 2016.
95. Bajor Piotr, *Contemporary Azerbaijan in Social and Political Dimension*, 2016.
96. Balwierz Ida, *Czasopismo „Apollo”. Jego miejsce i rola w odrodzeniu poezji i kultury arabskiej*, 2016.
97. Bajor Piotr, *Kierunek Zachód. Polityka integracji europejskiej Ukrainy po 1991 r.*, 2016.
98. *Polska i Rumunia w Europie Środkowej w XX i XXI wieku. Studia, materiały i eseje poświęcone pamięci prof. dra hab. Wojciecha Rojka. Polonia și România în Europa Centrală în secolele XX și XXI. Studii, materiale și eseuri dedicate in memoriam prof. univ. dr. Wojciech Rojek*, red. Agnieszka Kastory, Henryk Walczak, 2017.
99. Mazur Wojciech, *Lot ku burzy. Polska w przygotowaniach Zachodu do wojny powietrznej marzec–sierpień 1939 roku*, 2017.
100. Gabrys Marcin, Soroka Tomasz, *Canada as a Selective Power. Canada's Role and International Position after 1989*, 2017.
101. Głuszek Alicja, *Współpraca amerykańsko-meksykańska w zwalczaniu handlu ludźmi na przełomie XX i XXI wieku*, 2017.
102. Paleczny Tadeusz, *Relacje międzykulturowe w dobie kryzysu ideologii i polityki wielokulturowości*, 2017.
103. Czubik Agnieszka, Dziwisz Dominika, Szczepankiewicz-Rudzka Ewa, Tarnawski Marcin, *Nowe wyzwania dla ochrony praw człowieka*, 2017.
104. Gabrys Marcin, *Przewodnik po konstytucji Kanady. Część pierwsza. Akt Konstytucyjny z 1867 roku*, 2016.
105. Porębski Leszek, *Technika w perspektywie społecznej*, 2017.
106. Gabrys Marcin, *Przewodnik po konstytucji Kanady. Część druga. Akt Konstytucyjny z 1982 roku*, 2017.
107. Dulak Michał, *Demokratyczna legitymizacja polskiej polityki europejskiej. Analiza systemowa*, 2017.
108. Turek Maciej, *Prawybory prezydenckie w USA. Bilans czterech dekad*, 2017.
109. *Oblicza Ameryki. Szkice o społeczeństwie, kulturze i polityce Stanów Zjednoczonych*, red. Paulina Napierała, Rafał Kuś, 2016.
110. Kuś Rafał, *Retoryka polityczna Richarda Nixona*, 2018.
111. Modrzejewska Magdalena, *Josiah Warren – the First American Anarchist. “The Remarkable American”*, 2017.
112. Mazur Wojciech, *Niebo rozwianych nadziei. Zachodni sojusznicy wobec wojny powietrznej w Polsce we wrześniu 1939 roku*, 2018.
113. Małek Agnieszka, *Polityka migracyjna Włoch w latach 1861–2011*, 2018.
114. Kastory Agnieszka, *Rola Obywatelskiego Klubu Parlamentarnego w kształtowaniu polskiej polityki wschodniej w latach 1989–1991*, 2018.
115. Kułakowska Małgorzata, *W poszukiwaniu spójności wspólnotowej. Polityka rządu brytyjskiego w latach 2001–2010*, 2018.
116. Biliński Piotr, *Wacław Tokarz 1873–1937. Historyk walk o niepodległość Polski*, 2018.

117. Golemo Karolina, Małek Agnieszka, *Włochy – mozaika kultur*, 2018.
118. Modrzejewska Magdalena, *Stephen Pearl Andrews – anarchia i społeczeństwo. Studia z amerykańskiego anarchizmu indywidualistycznego*, 2016.
119. *Podsumowanie VIII kadencji PE. Wyzwania integracji europejskiej w latach 2014–2019*, red. Agnieszka Nitszke, Janusz Józef Węc, 2019.
120. *Między wiedzą a władzą. Bezpieczeństwo w erze informacji*, red. Piotr Bajor, Artur Gruszcza, 2019.
121. *Security Outlook 2018*, ed. Artur Gruszcza, 2019.
122. Kulpińska Joanna, *Transatlantyckie trendy migracyjne na przestrzeni stulecia. Studium przypadku wychodźstwa z powiatu strzyżowskiego*, 2019.
123. Rebes Marcin, *Od epistemologii do ontologii. Hermeneutyka wolności Martina Heideggera w dyskusji z Immanuelem Kantem*, 2019.
124. *Prawa człowieka wobec wyzwań współczesnego świata*, red. Agnieszka Czubik, Dominika Dziwisz, Ewa Szczepankiewicz-Rudzka, 2019.
125. Górka Katarzyna, *Miasto, barrios i kultura popularna w Peru – tożsamość kulturowa nowych mieszkańców Limy*, 2020.
126. Marta Kania, *Projekt Qhapaq Ñan. Wyzwania nowego modelu polityki wobec dziedzictwa kulturowego ludów tubylczych*, 2019.
127. Marek Czajkowski, *Przestrzeń kosmiczna w strategii bezpieczeństwa narodowego USA*, 2020.
128. Antonina Łuszczkiewicz, *Kulturowe dziedzictwo Indii w Pięciu Zasadach Pokojowego Współistnienia i jego rola w relacjach chińsko-indyjskich (1954–2014)*, 2020.
129. Wiktor Hebda, *Polityka oraz sektor energetyczny w wybranych państwach Europy Południowo-Wschodniej (Serbia, Chorwacja, Bułgaria, Grecja, Rumunia)*, 2019.

Problematyka bezpieczeństwa energetycznego zajmuje poczesne miejsce w polityce energetycznej i zagranicznej poszczególnych państw i całych regionów. Z uwagi na wciąż rosnące zainteresowanie krajami Europy Południowo-Wschodniej oraz geopolityczne znaczenie regionu Bałkanów, omówienie założeń polityk energetycznych wybranych pięciu państw, tzn. Chorwacji, Serbii, Bułgarii, Grecji oraz Rumunii, stanowi niezwykle ważny i oczekiwany przedmiot analizy naukowej. Autor podejmuje próbę analizy politologicznej założeń polityk energetycznych na tle bilansu energetycznego i strategii dywersyfikacji źródeł energii i kierunków ich dostaw. Publikacja wciąga czytelnika, wnikliwie prezentując problemy dotyczące współczesnego regionu Europy Południowo-Wschodniej na tle zmian, jakie w nim zachodzą.

Z recenzji dr. hab. Tomasza Młynarskiego, prof. UJ

Dr Wiktor Hebda – pracownik naukowo-dydaktyczny w Instytucie Nauk Politycznych i Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Jagiellońskiego. Jego główne zainteresowania naukowe koncentrują się wokół problematyki bezpieczeństwa energetycznego oraz kwestii politycznych i gospodarczo-społecznych państw Europy Środkowej, Wschodniej oraz Bałkanów, ze szczególnym uwzględnieniem państw południowo-wschodnich. Jest autorem monografii pt. *Serbsko-chorwackie stosunki polityczne na przełomie XX i XXI wieku*, Warszawa 2018 oraz kilkadziesiątu artykułów naukowych, publikowanych zarówno w Polsce, jak i za granicą. W ostatnich kilku latach realizował projekty naukowe finansowane m.in. przez Narodowe Centrum Nauki, Narodową Agencję Wymiany Akademickiej i rząd Republiki Słowacji, prowadząc badania w Austrii, Chorwacji, Serbii oraz na Słowacji.



<https://akademicka.pl>

ISBN 978-83-8138-352-3



9