BEZPIECZEŃSTWO, KONKURENCYJNOŚĆ I ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Polska w polityce energetycznej Unii Europejskiej

REDAKTOR
AMANDA DZIUBIŃSKA

AUTORZY
AMANDA DZIUBIŃSKA, AGATA ŁOSKOT-STRACHOTA, TYMON PASTUCHA

PISM | OSW

POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH

BEZPIECZEŃSTWO, KONKURENCYJNOŚĆ I ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

POLSKA W POLITYCE ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ

REDAKTOR
AMANDA DZIUBIŃSKA

AUTORZY
AMANDA DZIUBIŃSKA, AGATA ŁOSKOT-STRACHOTA, TYMON PASTUCHA

WARSZAWA, LISTOPAD 2026

© Copyright by Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, 2026

Raport PISM i OSW w ramach projektu
„Bilans członkostwa – Europa przyszłości”
Redaktor serii / kierownik projektu: Konrad Szymański

Redakcja
Marta Przyłuska-Brzostek

Korekta
Katarzyna Staniewska

Redakcja techniczna
Dorota Dołęgowska

Projekt okładki
Dorota Dołęgowska

ISBN 978-83-68555-48-6
E-ISBN 978-83-68555-49-3

Wydawca
Polski Instytut Spraw Międzynarodowych
ul. Warecka 1a, 00-950 Warszawa
www.pism.pl

SPIS TREŚCI

Wykaz skrótów 5

Wstęp 8

Rozdział 1. Oddziaływanie procesu akcesji na politykę energetyczną Polski (1991–2004)
Amanda Dziubińska 10

1.1. Gospodarcze i surowcowe uwarunkowania reform 10

1.2. Liberalizacja rynku 15

1.3. Pomoc publiczna dla górnictwa i elektrowni 17

1.4. Zobowiązania akcesyjne i okresy przejściowe 18

1.5. Znaczenie akcesji dla dalszej polityki Polski 20

Rozdział 2. Rozwój i ewolucja ram prawnych i polityki energetycznej w UE. Interesy i wpływ Polski
Agata Łoskot-Strachota 21

2.1. Zintegrowany, wspólny rynek 24

a. Integracja i rozbudowa sieci 25

b. Konkurencyjność, transparentność i *level playing field* 30

2.2. Bezpieczeństwo energetyczne 36

a. Produkcja własna węglowodorów, energii, nośników energii (i surowców krytycznych) 36

b. Współpraca międzynarodowa 42

2.3. UE wobec Rosji: Studium przypadku wpływu Polski na unijną politykę energetyczną 49

a. Unijna zależność od rosyjskiej ropy i gazu 50

b. Ewolucja celów UE i Polski 54

c. Ewolucja instrumentów unijnej polityki energetycznej wobec Rosji 54

Rozdział 3. Wybory na przyszłość. Od wspólnego rynku do wspólnego systemu energetycznego
Tymon Pastucha 62

3.1. Uwarunkowania 62

3.2. Najważniejsze wnioski europejskiej debaty 65

3.3. Kluczowe dylematy z perspektywy Polski 68

Zakończenie 75

Aneks 1. Polska importowa i/lub transgraniczna infrastruktura energetyczna dofinansowana z funduszy unijnych (głównie CEF) 77

Aneks 2. Sprawa gazociągu OPAL przed TSUE 80

WYKAZ SKRÓTÓW

ACER – Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators)

CCS – wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (ang. *carbon capture and storage*)

CCUS – wychwytywanie, wykorzystanie i składowanie dwutlenku węgla (ang. *carbon capture, utilisation and storage*)

CEF – instrument „Łącząc Europę" (ang. Connecting Europe Facility)

CENTREL – grupa współpracy przedsiębiorstw elektroenergetycznych z Polski, Czech, Słowacji i Węgier

CEPS – System Rurociągów Europy Środkowej NATO (ang. Central Europe Pipeline System)

CfD – kontrakt różnicowy (ang. *contract for difference*)

CINEA – Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (ang. European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency)

CISAF – ramy pomocy państwa na potrzeby Paktu dla czystego przemysłu (ang. Clean Industrial Deal State Aid Framework)

CRMA – akt w sprawie surowców krytycznych (ang. Critical Raw Materials Act)

DG COMP – Dyrekcja Generalna ds. Konkurencji Komisji Europejskiej (ang. Directorate-General for Competition)

DONG – Dansk Olie og Naturgas – dawna nazwa duńskiego przedsiębiorstwa naftowo-gazowego, poprzednika DONG Energy i Ørsted

DSR – reakcja strony popytowej; dostosowywanie zapotrzebowania na energię elektryczną (ang. *demand side response*)

ECFR – Europejska Rada Spraw Zagranicznych (ang. European Council on Foreign Relations)

EEPR – Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej (ang. European Energy Programme for Recovery)

EESC – Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny (ang. European Economic and Social Committee)

EEST – Europejski Traktat o Bezpieczeństwie Energetycznym – polska propozycja z 2006 r. (ang. European Energy Security Treaty)

EFRR – Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

ENTSO-E – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity)

ENTSO-G – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ang. European Network of Transmission System Operators for Gas)

EŚW – Europa Środkowo-Wschodnia

ETS – unijny system handlu uprawnieniami do emisji (ang. *emissions trading system*)

ETS2 – unijny system handlu uprawnieniami do emisji obejmujący budynki, transport drogowy i dodatkowe sektory

EURACOAL – Europejskie Stowarzyszenie Węgla Kamiennego i Brunatnego (ang. European Association for Coal and Lignite)

Euratom – Europejska Wspólnota Energii Atomowej

EWG – Europejska Wspólnota Gospodarcza

GIPL – gazowe połączenie międzysystemowe Polska–Litwa (ang. Gas Interconnection Poland–Lithuania)

GUS – Główny Urząd Statystyczny

IEA – Międzynarodowa Agencja Energii (ang. International Energy Agency)

IGA – umowa międzyrządowa (ang. *intergovernmental agreement*)

INOGATE – program współpracy energetycznej UE z państwami sąsiednimi, pierwotnie dotyczący międzypaństwowego transportu ropy i gazu do Europy (ang. Interstate Oil and Gas Transport to Europe)

ISPA – Instrument Przedakcesyjnej Polityki Strukturalnej (ang. Instrument for Structural Policies for Pre-Accession)

KDT – kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej

KE – Komisja Europejska

KPRU – krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla

LNG – skroplony gaz ziemny (ang. *liquefied natural gas*)

LPG – skroplony gaz ropopochodny, głównie propan i butan (ang. *liquefied petroleum gas*)

MGPiPS – Minister Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej

NATO – Organizacja Traktatu Północnoatlantyckiego (ang. North Atlantic Treaty Organization)

NS1 – gazociąg Nord Stream 1

NS2 – gazociąg Nord Stream 2

NWE – Europa Północno-Zachodnia (ang. North-Western Europe)

NZIA – akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie (ang. Net-Zero Industry Act)

OPAL – gazociąg łączący Nord Stream z siecią przesyłową w Niemczech i Czechach (niem. Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung)

OSD – operator systemu dystrybucyjnego

OZE – odnawialne źródła energii

PCI – projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. *project of common interest*)

PGNiG – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo

PHARE – program pomocy dla Polski i Węgier w restrukturyzacji gospodarek, następnie rozszerzony na inne państwa regionu (ang. Poland and Hungary: Assistance for Restructuring their Economies)

PKB – produkt krajowy brutto

PMI – projekt będący przedmiotem wzajemnego zainteresowania (ang. *project of mutual interest*)

POIiŚ – Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko

PPA – umowa zakupu energii elektrycznej (ang. *power purchase agreement*)

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne

REMIT – rozporządzenie w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)

RP – Rzeczpospolita Polska

RPA – Republika Południowej Afryki

RWPG – Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej

TEN-E – transeuropejskie sieci energetyczne (ang. *Trans-European Networks for Energy*)

TGE – Towarowa Giełda Energii

TPA – dostęp stron trzecich do sieci (ang. *third-party access*)

TSUE – Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej

TTE – Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii (ang. Transport, Telecommunications and Energy Council)

UCPTE – Unia ds. Koordynacji Produkcji i Przesyłu Energii Elektrycznej (fr. Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité)

UE / **EU** – Unia Europejska (ang. European Union)

UE27 – Unia Europejska obejmująca 27 państw członkowskich

UK – Zjednoczone Królestwo Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej (ang. United Kingdom)

URE – Urząd Regulacji Energetyki

USA – Stany Zjednoczone Ameryki (ang. United States of America)

WE – Wspólnota Europejska

ZSRR – Związek Socjalistycznych Republik Radzieckich

Oznaczenia i jednostki

CO_2 – dwutlenek węgla

GWh – gigawatogodzina

ktoe – tysiąc ton ekwiwalentu ropy naftowej (ang. *kilotonne of oil equivalent*)

m^3 – metr sześcienny

N–1 – kryterium bezpieczeństwa infrastruktury: zdolność do pokrycia zapotrzebowania na gaz w razie niedostępności największej pojedynczej infrastruktury gazowej

SO_2 – dwutlenek siarki

TJ – teradżul

WSTĘP

Członkostwo w Unii Europejskiej zwiększyło możliwości modernizacji polskiej energetyki i ograniczania zależności od dostaw surowców z Rosji. Polska uzyskała dostęp do instrumentów umożliwiających finansowanie infrastruktury i ograniczanie nadużywania pozycji dominującej przez dostawców, możliwość wpływu na kształt tych instrumentów, a jej rynek został objęty wspólnymi zasadami handlu energią. Jednocześnie przyjęła zobowiązania dotyczące konkurencji, pomocy publicznej i ochrony środowiska, które zmieniły warunki działania polskiego rynku, a na nim zarówno krajowych, jak i zagranicznych przedsiębiorstw.

Polska przystępowała do UE z miksem energetycznym, kształtem i strukturą poszczególnych sektorów i powiązań infrastrukturalnych czy importowych, które przez kolejne lata określały jej interesy energetyczne. Produkcja energii elektrycznej opierała się niemal wyłącznie na węglu, a ropa i gaz były importowane w dominującej części z Rosji. Duże potrzeby modernizacji elektrowni i sieci nakładały się na koszty restrukturyzacji górnictwa oraz jej skutki społeczne. W tych warunkach wspólny rynek unijny i rozbudowa połączeń z innymi państwami członkowskimi stwarzały możliwości dywersyfikacji dostaw. Zarówno proces dywersyfikacji, jak i dostosowanie instalacji energetycznych do wymogów środowiskowych, a następnie klimatycznych, wymagały znacznych nakładów. Dywersyfikację i rozbudowę infrastruktury traktowano jako pilny priorytet bezpieczeństwa, natomiast adaptacja sektora energetycznego do wymogów środowiskowych przyniosła wymierne korzyści w postaci ograniczania zanieczyszczeń i poprawy jakości powietrza.

Celem raportu jest analiza zmian w polskiej polityce energetycznej, które zaszły dzięki członkostwu w UE, ewolucji unijnej polityki energetycznej w ostatnich dekadach oraz stopnia i obszarów, w jakich Polska ją współkształtowała, a także wskazanie wyborów, przed którymi RP stoi w najbliższych latach. Raport łączy perspektywę historyczną – od podpisania Układu europejskiego w 1991 r. do 2026 r. – z analizą bieżącej debaty o przyszłym modelu polityki energetycznej UE. Autorzy wychodzą z założenia, że bilans członkostwa w obszarze energii obejmuje zarówno koszty i korzyści dostosowania do unijnych reguł, jak i instrumenty, które Polska uzyskała, by móc osiągnąć własne cele. Analizują także, które unijne instrumenty przyniosły Polsce wymierne efekty i które z rozważanych obecnie rozwiązań odpowiadają jej interesom.

Raport koncentruje się na kilku zasadniczych pytaniach: jak przygotowania do akcesji i członkostwo w UE zmieniły organizację, warunki modernizacji i bezpieczeństwo polskiej energetyki? W jakim stopniu rozwój wspólnego rynku, instrumentów finansowych oraz prawa konkurencji i energetycznych relacji międzynarodowych odpowiadał polskim interesom, a gdzie pojawiały się ograniczenia i koszty dostosowania? Jak Polska wpływała na unijną politykę energetyczną i wykorzystywała jej instrumenty, szczególnie w działaniach na rzecz zmniejszenia zależności od Rosji? Jakie rozwiązania krajowe i unijne mogą zapewnić Polsce ciągłość dostaw

oraz warunki modernizacji sektora przy kosztach możliwych do poniesienia przez gospodarkę i odbiorców?

Zakres raportu obejmuje przede wszystkim dwa wymiary polityki energetycznej – rozwój wspólnego rynku i bezpieczeństwo energetyczne, w tym współpracę z dostawcami zewnętrznymi. Odrębnie analizowane są relacje UE i Polski z Rosją, ponieważ zależność od rosyjskich surowców przez wiele lat określała polskie priorytety oraz sposób wykorzystywania i wpływania na kształt wspólnotowych instrumentów. Trzeci wymiar – proces dekarbonizacji energetyki – brany jest pod uwagę w stosunkowo niewielkim zakresie, przy szczególnym uwzględnieniu jego wpływu na kształt unijnych regulacji energetycznych, warunki funkcjonowania poszczególnych sektorów i tempo ich przebudowy. Jego szersza analiza i ocena stanowi przedmiot odrębnego opracowania w ramach projektu „Bilans członkostwa – Europa przyszłości", poświęconego polityce klimatycznej.

Raport składa się z trzech części. Pierwsza z nich przedstawia uwarunkowania sektora na początku lat 90., zmiany w latach 1991–2004 oraz wpływ przygotowań do akcesji na organizację rynku, pomoc publiczną i warunki modernizacji. Druga analizuje rozwój unijnej polityki energetycznej w okresie członkostwa Polski oraz polski wpływ na jej kształt, ze szczególnym uwzględnieniem integracji rynków, bezpieczeństwa dostaw oraz zmiany relacji z Rosją. Trzecia odnosi dotychczasowe doświadczenia do wyborów dotyczących przyszłości systemu energetycznego. Omawia m.in. rolę elektryfikacji, zapewnienie wystarczających mocy i sieci, zależności technologiczne oraz kwestie podziału kosztów.

Analiza opiera się na aktach prawnych i dokumentach UE, orzecznictwie TSUE, danych Eurostatu, ACER, ENTSO-E, ENTSO-G, GUS, URE i operatorów sieci oraz opracowaniach eksperckich.

ROZDZIAŁ 1.
ODDZIAŁYWANIE PROCESU AKCESJI NA POLITYKĘ ENERGETYCZNĄ POLSKI (1991–2004)

AMANDA DZIUBIŃSKA

Przygotowania do członkostwa w UE przyspieszyły wprowadzenie konkurencji do polskiej energetyki i zmieniły sposób nadzoru państwa nad przedsiębiorstwami. Pojawieniu się konkurencji towarzyszyły częściowa prywatyzacja, liberalizacja i działania na rzecz ograniczania kosztów, rozpoczęte w ramach krajowej transformacji gospodarczej. Polska musiała umożliwić odbiorcom wybór sprzedawcy, zapewnić firmom dostęp do sieci na równych zasadach i dostosować zasady pomocy publicznej dla sektora do wspólnych reguł. Proces ten trwał również po akcesji, wraz z wdrażaniem kolejnych pakietów liberalizacyjnych. Wprowadzane zmiany miały ograniczać przewagę największych przedsiębiorstw i przełamać państwową dominację w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną oraz monopol w imporcie i sprzedaży gazu. Sama zmiana zasad funkcjonowania rynku następowała powoli i nielinearnie, nie rozwiązała także strukturalnych problemów odziedziczonych po gospodarce centralnie planowanej – zadłużenia kopalń, posiadania przestarzałych bloków energetycznych i zależności od dostaw ropy i gazu ze Wschodu.

Polska rozpoczęła reformy sektora energetycznego na początku lat 90., jeszcze przed negocjacjami akcesyjnymi (trwały od 1998 r.). Po 1989 r. spadek produkcji przemysłowej (w dużej mierze wskutek upadku przedsiębiorstw) i szok transformacyjny zmniejszyły zapotrzebowanie na energię. W 1993 r. popyt, zwłaszcza na energię elektryczną, częściowo odbił, a późniejsza modernizacja pozwoliła na zużycie coraz bardziej efektywne i mniejsze w stosunku do wielkości i tempa rozwoju gospodarki. Restrukturyzowano kopalnie i zmieniano organizację rynku, ale elektrownie nadal opierały się niemal wyłącznie na węglu. Rozwój konkurencji wymagał istotnych zmian prawnych, głębokich zmian w organizacji największych firm oraz rozbudowy infrastruktury umożliwiającej dostawy od nowych sprzedawców. Perspektywa udziału we wspólnym rynku dawała Polsce szansę na zróżnicowanie dostaw i ograniczenie zależności od Rosji, choć wykorzystanie tego zależało m.in. od rozbudowy infrastruktury i wspólnych mechanizmów reagowania na zakłócenia, które mogły powstać dopiero w okresie członkostwa. Jednocześnie reguły funkcjonowania wspólnego rynku zmniejszały swobodę ochrony krajowych przedsiębiorstw przed konkurencją, a wymogi środowiskowe zwiększały potrzeby inwestycyjne.

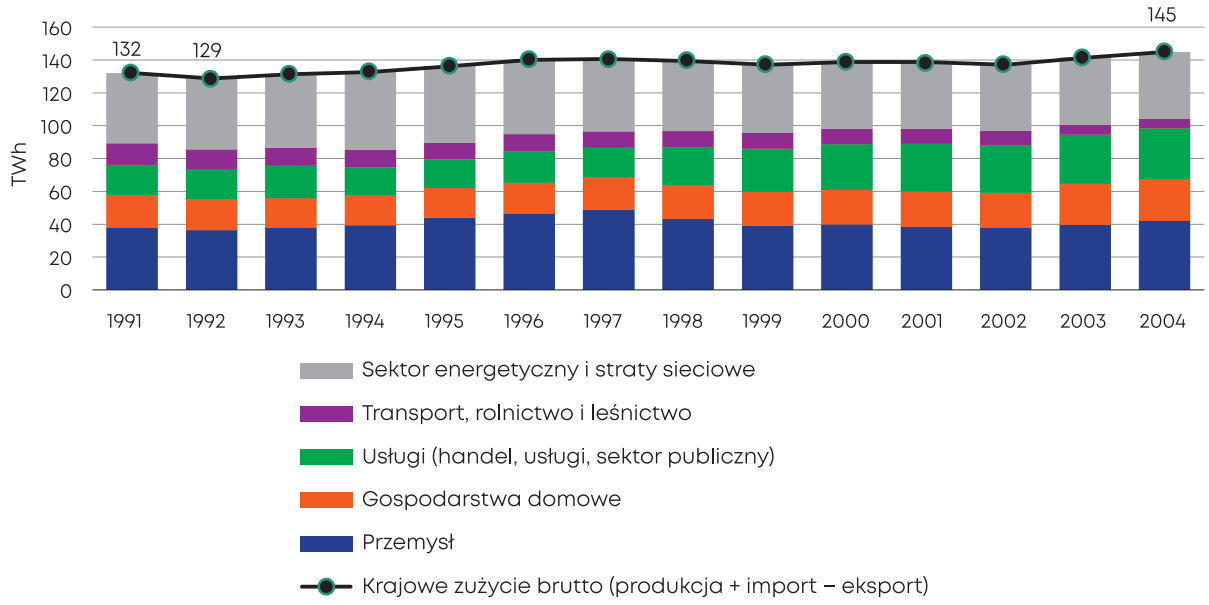
1.1. GOSPODARCZE I SUROWCOWE UWARUNKOWANIA REFORM

Proces przebudowy gospodarki po 1989 r. i wprowadzanie zmian, do których zobowiązywało Polskę przyszłe członkostwo w UE, przebiegały równolegle. Pod koniec PRL wysoki popyt na paliwa, energię elektryczną i ciepło wynikał ze znacznego

udziału hutnictwa, przemysłu chemicznego i górnictwa w gospodarce, a także z przestarzałych technologii produkcji oraz niskiej efektywności wykorzystania energii. Dodatkowo niskie, ustalane administracyjnie ceny nie zachęcały do oszczędzania energii. Po 1989 r. sytuację zmieniły recesja transformacyjna oraz utrata rynków zbytu w państwach RWPG. Jedne zakłady ograniczały produkcję, inne kończyły działalność. Krajowe zużycie energii elektrycznej zmniejszyło się ze 147,2 TWh w 1989 r. do 128,8 TWh w 1992 r.[1], co wynikało przede wszystkim z sytuacji gospodarczej[2].

Zużycie energii pierwotnej w drugiej połowie lat 90. i na początku kolejnej dekady wahało się, zaś zużycie energii elektrycznej od 1993 r. rosło. Między 1995 a 2004 r. realny PKB zwiększył się o 45,2%, zużycie energii pierwotnej spadło o 6,4%, a energii elektrycznej wzrosło o ok. 6%. Oznaczało to zmniejszenie energochłonności – liczonej jako zużycie energii pierwotnej w relacji do realnego PKB – o ok. 35,5%[3].

Wykres 1. Konsumpcja energii elektrycznej w Polsce w latach 1991–2004



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Spadek energochłonności wynikał zarówno ze zmian w strukturze gospodarki, jak i z bardziej efektywnego wykorzystania energii i ograniczania jej strat w poszczególnych rodzajach działalności. Rosło znaczenie usług i mniej energochłonnych gałęzi przemysłu, przedsiębiorstwa modernizowały instalacje i zmieniały organizację produkcji. Analizy oparte na danych GUS wskazują, że w przetwórstwie przemysłowym w latach 1994–2000 zmniejszenie energochłonności wewnątrz branż

[1] *Raport z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2007 roku*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Raport 2007 KSE, www.pse.pl (Tabela 6.2).

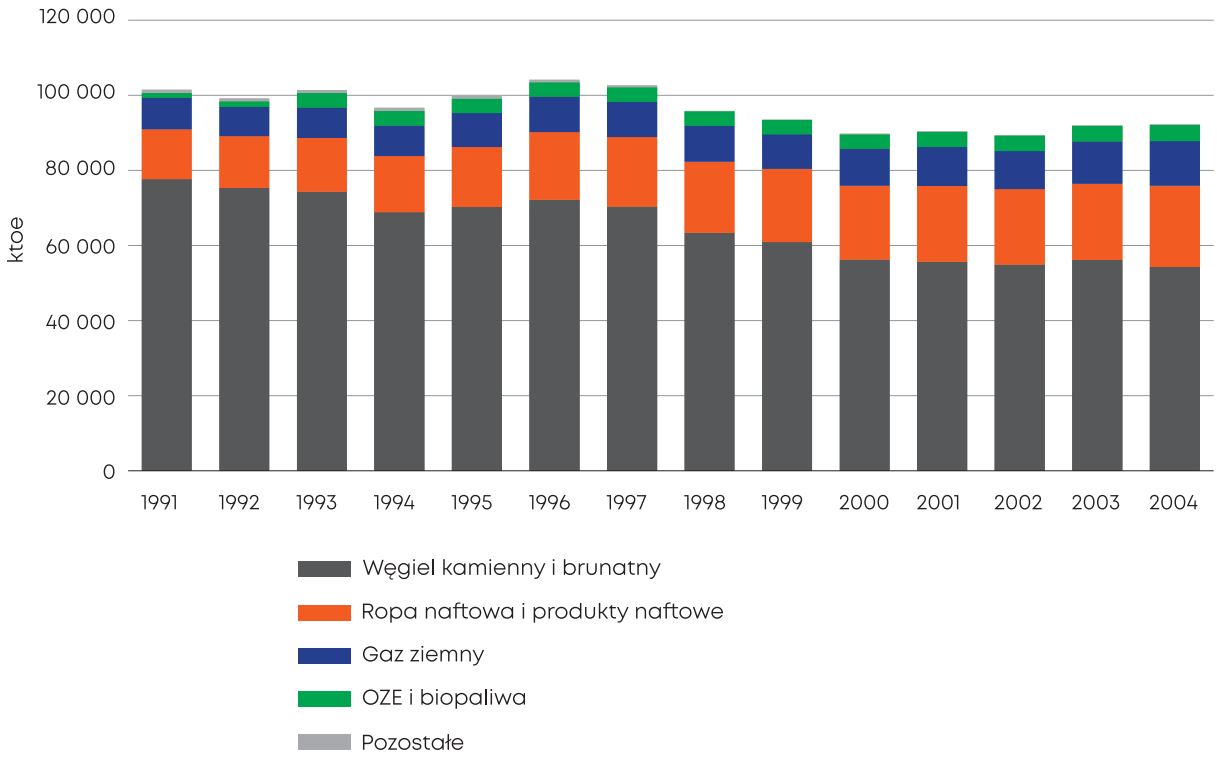
[2] *Efektywność wykorzystania energii w latach 1999–2009*, GUS, Warszawa 2011, s. 21.

[3] Obliczenia własne na podst. danych GUS. Por. *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2004, 2005*, GUS, Warszawa 2006, s. 40, https://stat.gov.pl.

miało większe znaczenie dla jej spadku w całym przetwórstwie niż przesunięcia między branżami[4].

Zmiany cen oddziaływały odmiennie na gospodarstwa domowe i przemysł. Ważnym bodźcem do ograniczania zużycia w gospodarstwach domowych było urynkowienie cen. W latach 1990–1993 ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (w euro, w cenach stałych z 2000 r.) wzrosły o ok. 160%, a gazu – o ok. 490%. Dążono też do ograniczania subsydiowania krzyżowego, czyli pokrywania części kosztów dostaw dla gospodarstw domowych przez wyższe opłaty ponoszone przez przemysł. Towarzyszył temu spadek cen energii elektrycznej (a także gazu) dla przemysłu, podczas gdy gospodarstwa domowe ponosiły coraz wyższe koszty. W przemyśle oszczędzanie energii wynikało m.in. z restrukturyzacji przedsiębiorstw. Urealnienie cen usunęło natomiast barierę, która wcześniej czyniła inwestycje w efektywność nieopłacalnymi, a widoczne skutki przyniosło dopiero w kolejnych latach[5].

Wykres 2. Struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce w latach 1991–2004



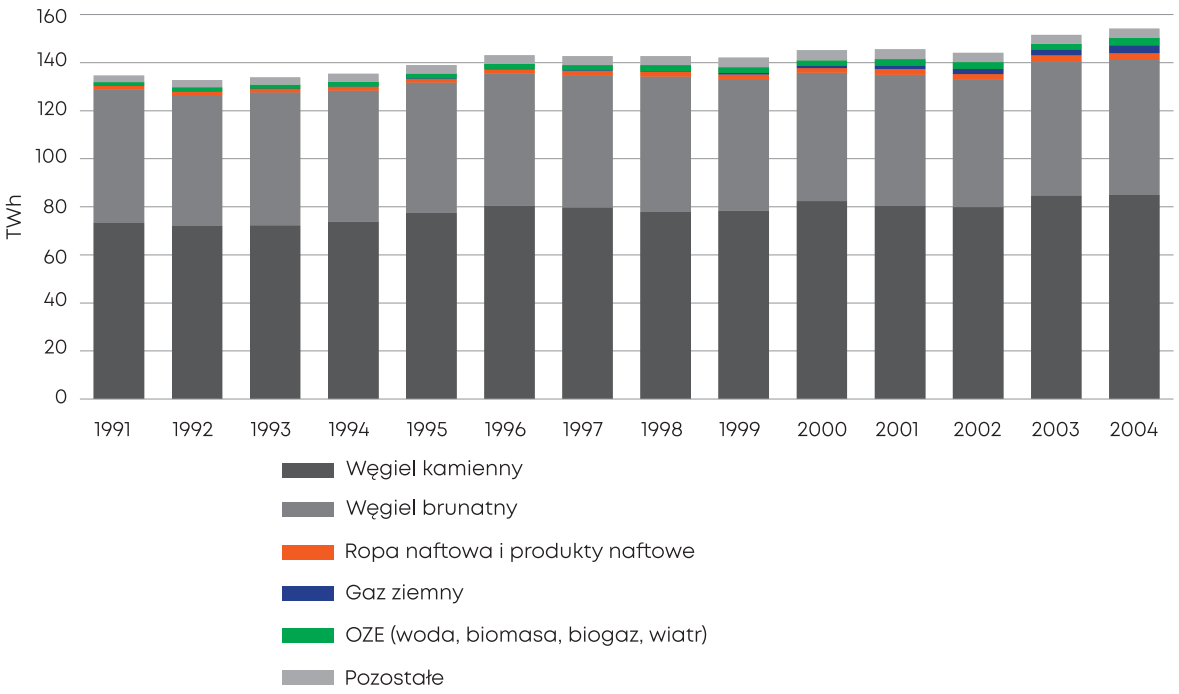
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

[4] *Efektywność...*, *op. cit.*, s. 24–25, tab. 3 (w latach 1994–2000 energochłonność przy stałej strukturze spadała o 8,09% rocznie, a efekt zmian strukturalnych wynosił 1,31% rocznie).

[5] *Ibidem*, s. 18–19 (wzrost cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych o 160% i gazu o 490% w latach 1990–1993; tanienie energii dla przemysłu w latach 1990–2000).

Transformacja zmieniła nie tylko poziom zużycia energii, ale także strukturę paliw wykorzystywanych w gospodarce. Między 1995 r. a 2004 r. udział węgla kamiennego i brunatnego w zużyciu energii pierwotnej spadł z 73,1% do 62,4%. W tym samym czasie wzrosło znaczenie ropy naftowej (z 13,5% do 19,8%) oraz gazu ziemnego (z 9,2% do 12,8%), które wykorzystywano m.in. w transporcie, przemyśle i ogrzewaniu. Produkcja energii elektrycznej nadal opierała się jednak na węglu (w 2004 r. z węgla pochodziło ok. 94% wytworzonej energii elektrycznej)[6]. Podobna zależność utrzymywała się w ciepłownictwie (w 2004 r. węgiel kamienny stanowił 77,9% paliw zużywanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze)[7]. Polska ograniczała zużycie węgla w całej gospodarce, ale w elektroenergetyce i ciepłownictwie pozostawała od niego silnie zależna.

Wykres 3. Przemiana miksu elektroenergetycznego w Polsce w latach 1991–2004



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Za utrzymywaniem wysokiego udziału elektrowni węglowych przemawiały względy gospodarcze i bezpieczeństwo dostaw. Polska miała krajowe zasoby węgla, rozwinięte górnictwo oraz rozbudowaną bazę wytwórczą. Modernizację istniejących bloków uznawano za łatwiejszą do sfinansowania niż zastąpienie ich nowymi źródłami energii. Znaczenie miały także miejsca pracy. Koncentracja górnictwa na Górnym Śląsku oznaczała, że zamykanie kopalń szczególnie silnie obciążyłoby

[6] *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2004, 2005*, *op. cit.*, s. 24, tab. 2, i s. 27.

[7] *Energetyka cieplna w liczbach 2004*, URE, www.ure.gov.pl.

jeden region. Celem władz było zmniejszenie kosztów wydobycia przy założeniu, że węgiel pozostanie podstawą polskiej energetyki.

Skala restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego była jednak duża, zwłaszcza w ramach programu obowiązującego w latach 1998–2002. Wydobycie węgla kamiennego zmniejszyło się z 177,4 mln ton w 1989 r. do ok. 100 mln ton w 2004 r., a zatrudnienie spadło z ponad 400 tys. do niespełna 130 tys. miejsc pracy. Górniczy Pakiet Socjalny łagodził skutki zwolnień, przenosząc część kosztów na budżet państwa i system zabezpieczenia społecznego[8]. Redukcji zatrudnienia nie towarzyszyło przywrócenie trwałej rentowności sektora. Na koniec 2002 r. jego zobowiązania przekraczały 22 mld zł. Państwo nadal wspierało kopalnie i starało się pogodzić poprawę ich wyników z ograniczeniem społecznych skutków zamykania nierentownych zakładów.

Rosnące wykorzystanie ropy i gazu stawiało przed polską polityką energetyczną problem bezpieczeństwa dostaw i zależności od importu, szczególnie z Rosji. W 2004 r. zagraniczne dostawy pokrywały ponad 95% zapotrzebowania na ropę i ok. dwóch trzecich na gaz[9]. Duże znaczenie miały wieloletnie umowy na dostawy z Rosji. W przypadku gazu porozumienie z Rosją z 1993 r. oraz kontrakt jamalski z 1996 r. zapewniały dostawy i rozwój tranzytu, ale utrwalały silną zależność od tego państwa[10]. Jej zmniejszenie wymagało zarówno powołania nowych partnerstw i zawarcia nowych kontraktów na import gazu, jak i budowy infrastruktury umożliwiającej jego sprowadzanie.

Na początku XXI w. Polska podjęła próbę uruchomienia importu gazu z Norwegii i Danii. Planowane dostawy miały trwać wiele lat, a ich realizacja miała odbywać się przez planowany gazociąg przez Bałtyk[11]. Projekt w tym okresie nie doszedł do skutku, na co wpływ miała, prócz zmieniającej się determinacji politycznej różnych władz RP, renegocjacja kontraktu jamalskiego. Została ona przeprowadzona w lutym 2003 r. i obniżyła łączne zobowiązania Polski do odbioru rosyjskiego gazu o ok. 26%, ale jednocześnie przedłużyła okres dostaw do 2022 r.[12] Pod koniec 2003 r. PGNiG i Statoil uznały, że brakuje przesłanek do realizacji umowy na dostawy norweskiego

---

8 H. Paszcza, *Procesy restrukturyzacyjne w polskim górnictwie węgla kamiennego w aspekcie zrealizowanych przemian i zmiany bazy zasobowej*, „Górnictwo i Geoinżynieria" 2010, R. 34, z. 3, s. 63–82, tu s. 64 i 71–72; dane za 2004 r.: J. Strongman, R. Palac, A. Eftimie, *Poland: Reform and Restructuring of the Hard Coal Sector 1998–2006 and Future Prospects*, World Bank, 2007, s. 10 (tab. B.1).

9 Obliczenia na podst.: *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2004, 2005*, *op. cit.*, s. 25–26, tab. 5 i 6.

10 A. Szurlej, *The State Policy for Natural Gas Sector*, „Archives of Mining Sciences" 2013, t. 58, nr 3, s. 928–929 (porozumienie z 25 sierpnia 1993 r.; kontrakt z 25 września 1996 r. na 250 mld m^3 w 25 lat z klauzulą *take or pay* 85%).

11 *Historia Baltic Pipe. 30 lat prób sięgnięcia po norweski gaz*, PAP, 27 września 2022 r., www.pap.pl; *Odpowiedź ministra gospodarki na interpelację nr 653 w sprawie stanu rezerw gazu w Polsce*, Sejm V kadencji, 2006, https://orka.sejm.gov.pl.

12 *Protokół Dodatkowy do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r., podpisany w Warszawie dnia 12 lutego 2003 r.*

gazu, zawartej we wrześniu 2001 r. z konsorcjum norweskich producentów. W oficjalnym uzasadnieniu wskazano na zbyt małe zapotrzebowanie na gaz w Polsce oraz brak dodatkowych odbiorców w regionie[13]. Niepowodzenie tej próby pokazało trudności działań na rzecz dywersyfikacji dostaw przed akcesją do UE, wynikające z głębokości i wielopoziomowości powiązań z Rosją oraz krótkoterminowego rachunku ekonomicznego.

1.2. LIBERALIZACJA RYNKU

Wspólny rynek UE miał stopniowo umożliwiać odbiorcom końcowym kupowanie energii od dowolnych sprzedawców. Dla polskiego sektora oznaczało to istotną zmianę, ponieważ dostawy były zdominowane przez przedsiębiorstwa państwowe. Konkurencja wymagała jednak niedyskryminacyjnego dostępu do infrastruktury, dlatego otwieraniu rynku energii i udostępnianiu go konkurencji musiało towarzyszyć przyjęcie wspólnych zasad korzystania z istniejących sieci. Wdrażanie tych zasad było trudne także w państwach wcześniej należących do UE, dlatego przyjmowano kolejne pakiety liberalizacyjne. Transgraniczny handel energią elektryczną wymagał ponadto odpowiednich połączeń międzysystemowych, akceptacji zasad handlu i udostępniania dostępnych zdolności przesyłowych. Od października 1995 r., po zsynchronizowaniu sieci państw CENTREL z systemem UCPTE, polski system elektroenergetyczny zaczął pracować synchronicznie z systemem zachodnioeuropejskim[14].

Polska stopniowo tworzyła instytucje potrzebne do otwarcia rynku. W 1990 r. utworzono Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), którym powierzono przesył energii elektrycznej i zarządzanie systemem. W 2004 r. funkcje operatora systemu przesyłowego przejęła ich spółka zależna PSE-Operator S.A. Prawo energetyczne z 1997 r. ustanowiło Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), odpowiedzialnego m.in. za regulowanie działania naturalnych monopoli, nadzorowanie funkcjonowania rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła oraz promowanie konkurencji. Do obowiązków Prezesa należało udzielanie koncesji i zatwierdzanie taryf. Ustawa wprowadziła także zasadę dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznych, gazowych i ciepłowniczych (TPA), stosowaną od 1998 r. Dzięki niej uprawniony odbiorca mógł wybrać sprzedawcę energii i korzystać z dotychczasowej sieci. Zasadę TPA wdrażano stopniowo, w różnym tempie w poszczególnych sektorach. Etapami przebiegało też rozszerzanie liberalizacji i prawa wyboru sprzedawcy – od największych odbiorców do coraz mniejszych. Prawne wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) nastąpiło dopiero w 2007 r., w związku z wdrażaniem II pakietu energetycznego.

W elektroenergetyce najważniejszą przeszkodą we wdrażaniu liberalizacji były kontrakty długoterminowe (KDT), które PSE zawarły z elektrowniami w latach 1994–1998 na okresy od 7 do 20 lat (ostatni miał wygasnąć w 2027 r.). Gwarantowany odbiór energii pozwalał elektrowniom uzyskać kredyty na modernizację, m.in. na

[13] *Komunikat PGNiG z dn. 2 grudnia 2003 r.*, Orlen, 2 grudnia 2003 r., https://myorlen.pl.

[14] *Zapadła decyzja o zakończeniu działalności CENTREL-a*, PSE, 1 grudnia 2006 r., www.pse.pl.

instalacje ograniczające zanieczyszczenia. Było to korzystne w okresie dużych potrzeb inwestycyjnych. Gdy zaczęto rozwijać konkurencyjny rynek, te same umowy ograniczały jednak ilość energii dostępnej dla innych kupujących. Skala tego ograniczenia malała. Według URE w 1999 r. KDT obejmowały ok. 70% energii sprzedawanej w kraju, a udział mocy nimi objętej sięgał ok. 70%. W 2004 r. udział KDT w sprzedaży wytwórców wynosił 43,9%. Kontrakty blokowały jednak znaczną część rynku hurtowego. Elektrownie miały zapewniony zbyt, a koszty gwarantowanego zakupu ponosili ostatecznie odbiorcy.

Ograniczenia te osłabiały znaczenie nowych sposobów handlu energią. Giełda Energii uruchomiła rynek energii elektrycznej w czerwcu 2000 r., a we wrześniu 2001 r. rozpoczął działanie rynek bilansujący. W pierwszych latach obrót giełdowy uzupełniał umowy dwustronne[15]. Zakończenie KDT było trudne, ponieważ elektrownie zaciągnęły kredyty, dla których kontrakty stanowiły zabezpieczenie. Trzeba było ustalić sposób zrekompensowania elektrowniom nakładów, których po rozwiązaniu kontraktów nie odzyskałyby ze sprzedaży energii po cenach rynkowych (tzw. koszty osierocone). Do dnia akcesji nie wdrożono takiego rozwiązania. Polska wchodziła zatem do UE z prawem umożliwiającym konkurencję, ale również z umowami, które ją ograniczały.

Jeszcze mniej możliwości wyboru mieli odbiorcy gazu. PGNiG zajmowało się równocześnie jego wydobyciem, importem, magazynowaniem, przesyłem, dystrybucją i sprzedażą. Utworzenie w 2003 r. sześciu regionalnych spółek dystrybucyjnych nie rozwiązało tego problemu, ponieważ pozostały one własnością PGNiG. Utrudnieniem dla reform były wieloletnie zobowiązania zakupowe, ograniczone połączenia z alternatywnymi dostawcami oraz opóźnienia w realizacji programów restrukturyzacji. Rządy zmieniały koncepcje podziału i prywatyzacji PGNiG, a jednocześnie dążyły do utrzymania kontroli nad strategicznym sektorem. W raporcie z 2003 r. Komisja Europejska zalecała więc dalszą restrukturyzację grupy oraz wzmocnienie nadzoru nad rynkiem gazu[16].

Zmiana nastąpiła bezpośrednio przed akcesją do UE i w jej następstwie. W kwietniu 2004 r. PGNiG wydzieliło ze swoich struktur spółkę PGNiG-Przesył, przemianowaną później na Gaz-System. Wydzielenie tej spółki odpowiadało nowym wymogom II pakietu, którego zasadniczy termin wdrożenia upływał 1 lipca 2004 r. W 2005 r. przekazano jej udziały Skarbowi Państwa, a 1 lipca uzyskała ona formalny status operatora systemu przesyłowego. II pakiet wymagał rozdziału prawnego i organizacyjnego, dopuszczał zaś pozostawienie operatora w grupie kapitałowej. Polska poszła więc dalej, oddzielając własnościowo operatora od PGNiG.

W elektroenergetyce w 2004 r. utworzono PSE-Operator S.A. Ustawa z 2 kwietnia 2004 r. wprowadziła m.in. obowiązek koncesyjny dla przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł. Zasadnicze dostosowanie prawa

[15] Zob. szerzej: *20 lat temu TGE uruchomiła pierwszy rynek w zakresie energii elektrycznej*, TGE, 30 czerwca 2020 r., www.tge.pl; L. Szczygieł, *Model rynku energii elektrycznej*, w: M. Okólski (red.), *Jaki model rynku energii?*, URE, Warszawa 2001.

[16] A. Szurlej, *op. cit.*, s. 930; *Comprehensive monitoring report on Poland's preparations for membership*, European Commission, 2003, s. 8 i rozdz. 14.

krajowego do drugiego pakietu energetycznego przyniosła jednak dopiero nowelizacja Prawa energetycznego z 4 marca 2005 r. Z kolei 1 maja 2004 r. Prezes URE przystąpił do Europejskiej Grupy Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu i w ten sposób polski regulator został włączony w system współpracy z organami pozostałych państw członkowskich[17].

Proces akcesyjny wyznaczał terminy otwierania rynku i wzmacniania niezależności operatorów sieci oraz regulatora. Polska musiała przyjmować kolejne przepisy w uzgodnionych terminach, a Komisja oceniała postępy i wskazywała braki. Zmiana prawa nie usuwała jednak automatycznie strukturalnych uwarunkowań rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego, przewagi największych przedsiębiorstw ani wcześniejszych zobowiązań. Dla odbiorców korzyści z otwarcia rynku zależały od pojawienia się nowych sprzedawców i możliwości konkurowania na równych zasadach. Ich wejście na rynek wymagało dalszych zmian już po przystąpieniu Polski do UE. Liczyło się też, by otwarcie rynku nie zagroziło pewności dostaw ani nie wzmocniło podmiotów z państw trzecich, takich jak Gazprom – współwłaściciel spółki EuRoPol Gaz, właściciela polskiego odcinka gazociągu jamalskiego.

1.3. POMOC PUBLICZNA DLA GÓRNICTWA I ELEKTROWNI

Wprowadzanie konkurencji wymagało również ustalenia zasad, na jakich państwo może wspierać górnictwo i wytwórców energii. Kontrakty długoterminowe były równocześnie barierą rynkową i potencjalną pomocą publiczną, a reguły unijne oceniały je według drugiego z tych kryteriów. Dla Polski kwestia ta była szczególnie ważna ze względu na koszty restrukturyzacji górnictwa. Nagłe wycofanie pomocy dla kopalń groziło upadłościami i wzrostem bezrobocia, zwłaszcza na Górnym Śląsku, z kolei stałe pokrywanie strat kopalń osłabiało presję na poprawę ich wyników i utrudniało konkurencję z producentami, którzy nie otrzymywali takiego wsparcia. Trzeba było zatem pogodzić ochronę pracowników i regionów z ograniczeniem finansowania nierentownej produkcji.

Prawo UE pozostawiało możliwość pomocy dla górnictwa, ale uzależniało ją od spełnienia określonych warunków. Państwo mogło m.in. finansować koszty zamykania zakładów i skutki społeczne restrukturyzacji. Dopuszczano też niektóre formy pomocy związanej z utrzymaniem wydobycia, pod warunkami określonymi w rozporządzeniu z 2002 r. Po akcesji Polska musiała wykazywać, na co przeznacza wsparcie, i poddawać je kontroli Komisji[18]. Ograniczało to możliwość wielokrotnego ratowania przedsiębiorstw bez wykazania zgodności pomocy z unijnymi regułami. Wiele zależało jednak od umiejętności wykazania celowości pomocy (tak uzyskano m.in. zgodę na wsparcie górnictwa w latach 2004–2006).

[17] Ustawa z dnia 2 kwietnia 2004 r., Dz.U. z 2004 r., nr 91, poz. 875; Decyzja Komisji 2003/796/WE, Dz. Urz. UE L 296 z 14.11.2003, s. 34.

[18] Rozporządzenie Rady (WE) nr 1407/2002, Dz.Urz. WE L 205 z 2.08.2002, s. 1, art. 4–7. Por. decyzję Komisji K(2005)1796 z 22 czerwca 2005 r. zatwierdzającą pomoc na lata 2004–2006.

Podobnej oceny wymagały gwarancje udzielone elektrowniom w ramach KDT. Zapewniały one finansowanie modernizacji, lecz mogły zarazem stawiać objętych nimi wytwórców w uprzywilejowanej sytuacji, a pośrednio stabilizowały też popyt na krajowy węgiel. Akcesja nie znosiła kosztów zobowiązań zaciągniętych w latach 90., ale wymagała ich wyliczenia i uzasadnienia, przez kogo i w jaki sposób będą pokryte. Rozstrzygnięcie zapadło już w okresie członkostwa. Komisja wszczęła w 2005 r. formalne postępowanie w sprawie pomocy publicznej, a kontrakty rozwiązano na podstawie umów przewidzianych w ustawie z 2007 r.[19] Ustawa musiała przy tym określić, jakie rekompensaty są uzasadnione, aby nie zapewniać nadmiernego wsparcia kosztem konkurentów i odbiorców. Rekompensaty finansowała opłata przejściowa w rachunkach odbiorców.

Członkostwo zmieniło nie tylko reguły wydatkowania środków publicznych, lecz również ich źródła i dostępność. Przed akcesją część inwestycji infrastrukturalnych i środowiskowych współfinansowano z programów przedakcesyjnych, zaś po 1 maja 2004 r. źródłem finansowania stały się Fundusz Spójności i fundusze strukturalne[20]. Obok obciążeń wynikających z norm i ograniczeń pomocy publicznej pojawiły się środki, których przed akcesją Polska nie miała do dyspozycji. Uzupełniały one skromne krajowe środki publiczne. Część nakładów nadal ponosiły jednak przedsiębiorstwa.

1.4. ZOBOWIĄZANIA AKCESYJNE I OKRESY PRZEJŚCIOWE

W negocjacjach akcesyjnych Polska zabiegała o warunki i harmonogram kosztownych dostosowań. W rozdziale negocjacyjnym „Energia" uzyskała okres przejściowy na zgromadzenie zapasów ropy i produktów naftowych odpowiadających 90 dniom zużycia (do końca 2008 r.). Nie otrzymała natomiast osobnego okresu przejściowego od zasad liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu. W traktacie akcesyjnym ustalono indywidualny cel udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych na poziomie 7,5% do 2010 r. Był to cel orientacyjny wynikający z dyrektywy 2001/77/WE.

Polska przystępowała przy tym do Unii, która sama pogłębiała liberalizację energetyki. Musiała dostosowywać się także do przepisów przyjmowanych w końcowym okresie przygotowań do członkostwa i wdrażać je we wspólnotowych terminach. W 2003 r. UE przyjęła II pakiet energetyczny, przewidujący dalsze otwieranie rynków energii elektrycznej i gazu oraz wzmacnianie niezależności operatorów sieci. Polska, po podpisaniu traktatu akcesyjnego w kwietniu tego roku, uczestniczyła w pracach Rady jako aktywny obserwator, nie dysponowała jednak prawem głosu. Mogła przedstawiać stanowisko i zabiegać o uwzględnienie swoich argumentów, ale jej wpływ był mniejszy niż państw członkowskich. Dotyczyło to regulacji, które w kolejnych latach miały coraz silniej oddziaływać na polskie przedsiębiorstwa i warunki konkurencji na rynku energii.

[19] Decyzja Komisji 2009/287/WE; ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r., Dz.U. z 2007 r., nr 130, poz. 905.

[20] Rozporządzenie Rady (WE) nr 1267/1999 (ISPA), Dz.Urz. WE L 161 z 26.06.1999; rozporządzenie Rady (WE) nr 1164/94, Dz.Urz. WE L 130 z 25.05.1994.

Warunki członkostwa obejmowały także dostosowanie elektrowni i innych instalacji energetycznych do wymogów środowiskowych. W rozdziale „Środowisko" Polska uzyskała dodatkowy czas na ograniczenie emisji zanieczyszczeń z określonych dużych źródeł spalania[21]. Odroczenia pozwalały rozłożyć modernizację na kolejne lata bez znoszenia obowiązku dostosowania instalacji.

Tabela 1. Zestawienie najważniejszych zobowiązań energetycznych związanych z akcesją

Obszar i polskie uwarunkowania	**Zobowiązanie lub odstępstwo**	**Sposób wdrażania**
Rynki energii elektrycznej i gazu Dominacja dużych firm, KDT	Wybór sprzedawcy: 1 lipca 2004 r. dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe; 1 lipca 2007 r. dla wszystkich. Prawny rozdział operatorów sieci: OSP do 1 lipca 2004 r., dla OSD możliwe odroczenie do 1 lipca 2007 r.	PSE-Operator i PGNiG-Przesył powstały w 2004 r.; duże OSD wydzielono prawnie w 2007 r. Prawo dostosowano głównie nowelizacją z 4 marca 2005 r. W praktyce w 2005 r. z zasady TPA korzystało 35 odbiorców energii elektrycznej i żaden odbiorca gazu
Zapasy ropy i produktów Koszt rezerw Ok. 95% importu ropy z Rosji	90 dni średniego dziennego zużycia krajowego do 31 grudnia 2008 r. Minimum w dniu akcesji – 58 dni	Zapasy zwiększano etapami według harmonogramu, z opóźnieniami odnotowanymi w 2003 r. Docelowo zapasy utrzymywali przedsiębiorcy i państwo
Ochrona środowiska Koszt modernizacji elektrowni węglowych	Dla instalacji wymienionych w traktacie: pozwolenia zintegrowane przed 30 października 2007 r.; odstępstwo od norm emisji SO_2 do końca 2015 r. i NOx do końca 2017 r., przy pułapach emisji na lata 2008–2012	Modernizację, m.in. odsiarczanie spalin, rozłożono w czasie przy zachowaniu obowiązku dostosowania instalacji. Po 2015 r. część elektrowni objął przejściowy plan krajowy (do 30 czerwca 2020 r.)
OZE Niski udział w zużyciu energii elektrycznej (1,6% w 1997 r.)	Orientacyjny cel 7,5% energii elektrycznej z OZE w krajowym zużyciu brutto w 2010 r.	Obowiązek zakupu energii z OZE, od 1 stycznia 2005 r. świadectwa pochodzenia; raportowanie postępów. W 2010 r. udział wyniósł 7%, więc cel niemal osiągnięto

Źródło: opracowanie własne na podstawie aktu przystąpienia, dyrektyw 2001/77/WE, 2003/54/WE i 2003/55/WE, dokumentów rządowych, NIK, GUS, URE, PSE i Gaz-System.

Komisja Europejska w 2003 r. oceniła, że Polska zasadniczo realizuje zobowiązania w obszarze energii, mimo że wiele reform pozostawało niezakończonych.

[21] Akt przystąpienia, zał. XII, pkt 13, lit. D (odstępstwa od dyrektyw 96/61/WE i 2001/80/WE, m.in. dla SO_2 do końca 2015 r.).

Dotyczyło to m.in. konkurencji w gazownictwie, rozwiązania KDT i dalszej restrukturyzacji górnictwa[22]. Dopuszczenie do członkostwa oznaczało zatem przyjęcie, że Polska będzie kontynuować te zmiany już jako państwo UE. Okresy przejściowe ograniczały koszty ponoszone bezpośrednio w związku z akcesją i zmniejszały ryzyko gwałtownych zmian w zaopatrzeniu w energię.

1.5. ZNACZENIE AKCESJI DLA DALSZEJ POLITYKI POLSKI

Polska przystąpiła do UE po kilkunastu latach dokonywania zmian, które ograniczyły energochłonność gospodarki, zmniejszyły skalę górnictwa i stworzyły podstawy dla zwiększania konkurencji na rynku energii. Kierunki tych zmian formułowano również w dokumentach krajowych, m.in. w Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 roku (z 2000 r.), a już w okresie członkostwa – w Polityce energetycznej Polski do 2025 roku (z 2005 r.). Proces akcesyjny przyspieszył część reform i zobowiązał państwo do ich kontynuowania. Pozostawił jednak wiele zadań na okres członkostwa, m.in. ograniczenie dominacji największych firm, rozwiązanie wcześniejszych kontraktów i zapewnienie dostaw z nowych kierunków. Przyjęcie wspólnych przepisów było warunkiem tych zmian, lecz ich przeprowadzenie wymagało dalszych decyzji krajowych i inwestycji. Stan sektora określał przy tym, jakie korzyści Polska mogła uzyskać ze współpracy w UE i z jakimi kosztami musiała się liczyć. W gazownictwie dostęp do wspólnego rynku i nowych połączeń tworzył możliwość zmniejszenia zależności od Rosji. W elektroenergetyce dominacja węgla oznaczała duże wydatki na dostosowanie instalacji do wymogów środowiskowych, a następnie klimatycznych. Trudna sytuacja kopalń i znaczenie zatrudnienia na Górnym Śląsku skłaniały rządy do zabiegania o możliwość dalszego wspierania sektora. Pomaga to zrozumieć późniejsze łączenie przez Polskę poparcia dla silniejszej współpracy unijnej w zakresie bezpieczeństwa dostaw z ostrożnością wobec tempa ograniczania wykorzystania węgla.

[22] *Comprehensive monitoring report…*, *op. cit.*

ROZDZIAŁ 2.
ROZWÓJ I EWOLUCJA RAM PRAWNYCH I POLITYKI ENERGETYCZNEJ W UE. INTERESY I WPŁYW POLSKI

AGATA ŁOSKOT-STRACHOTA

Od czasu dołączenia Polski do UE zmieniała się unijna polityka energetyczna. Od początku jej przedmiotem były przede wszystkim rynki energii elektrycznej i gazu. Rynek naftowy – ze względu na jego globalny i konkurencyjny charakter, mniejszy stopień „usieciowienia", wreszcie istnienie szeregu regulacji mających zapewnić bezpieczeństwo dostaw (w ramach IEA) – pozostawał niejako z boku zainteresowań i działań UE. W pierwszej dekadzie XXI w. obserwowaliśmy w Unii sporą koncentrację na rynku gazu, co miało związek z wyzwaniami na nim obserwowanymi, wynikającymi m.in. z historycznych uwikłań państw Europy Środkowo-Wschodniej (EŚW), które dołączyły do UE w ramach rozszerzeń z lat 2004 i 2007. Jednak ryzyka na rynku gazu w UE związane były także z rosnącą zależnością Unii w tym obszarze od Rosji, rosyjską strategią energetyczną, instrumentalizującą i wykorzystującą do pozaenergetycznych celów dostawy, infrastrukturę czy inne inwestycje na rynkach państw UE, wreszcie ze specyfiką samego rynku gazu. Koncentracja na rynku gazu była spójna z interesami państw EŚW (w tym Polski), a jednocześnie przez nie wzmacniana. Kluczowe wyzwania tych państw dla bezpieczeństwa energetycznego koncentrowały się właśnie na tym rynku.

Jednocześnie już od ponad dwóch dekad widoczny jest w UE proces zwiększania roli rynku energii elektrycznej i elektryfikacji gospodarek, ściśle powiązany z trwającą transformacją energetyczną. Doprowadziło to do przesunięcia punktu ciężkości w unijnej polityce energetycznej, która obecnie w dużej mierze koncentruje się na sektorze elektroenergetycznym i procesie elektryfikacji kolejnych sektorów. Proces ten ma być sposobem na zaawansowanie dekarbonizacji i na osiąganie dużej części celów unijnej polityki klimatycznej. Jednocześnie od kilku lat jest on postrzegany i przedstawiany w unijnych strategiach także jako sposób na zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego, w tym minimalizację wrażliwości na negatywne skutki szoków podażowych naftowych lub gazowych (takich jak wywołane przez Rosję czy w konsekwencji blokady cieśniny Ormuz). Interesy Polski i EŚW związane z tym procesem są mniej jednoznaczne. Z jednej strony elektryfikacja jest sposobem na zmniejszenie zarówno zależności od węglowodorów, jak i emisyjności gospodarek, a w warunkach prawnie wiążących instrumentów unijnej polityki klimatycznej, w tym systemu ETS, także sposobem na ograniczenie tempa wzrostu cen energii. Z drugiej strony Polska pozostaje jednym z mniej zelektryfikowanych krajów, a w całej UE udział węglowodorów w miksie energetycznym, pomimo trwających procesów odchodzenia od ich wykorzystywania, wciąż jest dominujący (nieco ponad 65%[23]). W rezultacie

[23] Według danych Eurostatu ropa i paliwa, gaz ziemny i węgiel w 2024 r. stanowiły 67% całości energii dostępnej w UE. *Energy statistics – an overview, Data extracted in September 2026*, Eurostat, https://ec.europa.eu.

w interesie Polski, ale i ogólnounijnym, wydaje się leżeć zadbanie o to, by w UE istniała również polityka skoncentrowana na tradycyjnych surowcach energetycznych, w szczególności w obliczu kolejnych kryzysów surowcowych.

Wraz z postępującą w ostatnich 20 latach liberalizacją i integracją rynków energii elektrycznej i gazu wzmacniany był wspólny wymiar tej polityki kosztem części prerogatyw państw członkowskich oraz znaczenia i siły firm zintegrowanych pionowo w poszczególnych krajach. Było to istotne m.in. w związku z akcesją nowych państw członkowskich z Europy Środkowej i Wschodniej oraz z koniecznością połączenia ich rynków z unijnym na poziomie instytucjonalnym, regulacyjnym, ale i infrastrukturalnym. Liberalizacja uderzała w interesy i siłę unijnych państwowych firm naftowo-gazowych. Uderzała także – co było jednym z kluczowych interesów i zysków Polski związanych ze współkształtowaniem, wdrażaniem i wykorzystaniem unijnych regulacji – w pozycję, możliwości i reguły funkcjonowania na rynku UE rosyjskich koncernów, w tym Gazpromu, oraz w zasady dostarczania przez nie surowców (przede wszystkim gazu). Wpływała też na siłę i kształt powiązań energetycznych UE–Rosja. Dzięki temu Polska wykorzystała trwające w unijnej energetyce procesy i kształtujące je instrumenty oraz politykę obejmującą wewnętrzny rynek i konkurencję do zwiększania własnego i regionalnego bezpieczeństwa energetycznego.

Pomimo uwspólniania unijnej polityki energetycznej państwa członkowskie, zgodnie z prawem UE, zachowały autonomię w kształtowaniu swoich miksów energetycznych. Jednocześnie swoboda tego kształtowania zaczęła być w pewnym stopniu ograniczana przez rosnące w ostatnich dekadach znaczenie polityki klimatycznej i jej celów. Stanowiła ona najpierw jeden z wymiarów całokształtu unijnych polityk, a w ostatnich latach stała się wymiarem nadrzędnym, organizującym priorytety innych polityk, w tym energetycznej. Było to szczególnie widoczne w przypadku strategii Zielonego Ładu z 2019 r. W interesie RP pozostawało i pozostaje zachowanie pewnej odrębności celów i instrumentów unijnej polityki energetycznej i klimatycznej oraz jak największej swobody w kształtowaniu własnego miksu, w tym decyzyjności co do harmonogramu, tempa i zasad ograniczania, a potem wycofywania udziału węgla.

W UE mamy obecnie do czynienia de facto ze zrośnięciem polityki energetycznej z klimatyczną (tzw. polityką energetyczno-klimatyczną). Tymczasem wyzwania ostatnich lat (wojna Rosji przeciw Ukrainie i kryzys energetyczny, blokada cieśniny Ormuz, konkurencja i ryzyka związane z zależnością od Chin) i wynikające stąd problemy z zapewnieniem przystępnych cenowo, stabilnych i pewnych dostaw oraz z konkurencyjnością unijnego przemysłu prowokują do większej koncentracji na kwestii kosztów energii i bezpieczeństwa energetycznego. Pilne staje się więc zrównoważenie trzech głównych wymiarów tzw. trylematu energetycznego, a jeśli jest to w krótkim okresie niemożliwe, to (o czym mówi się coraz częściej) – przynajmniej czasowe złagodzenie (jeśli nie całkowite zreformowanie) unijnego instrumentarium klimatycznego. Takie głosy słychać wyraźnie w całej Europie Środkowej i Wschodniej, w tym w Polsce, gdzie bezpieczeństwo energetyczne oraz przystępność cenowa energii praktycznie od zawsze traktowane były priorytetowo i organizowały krajową politykę. W związku z odmiennymi interesami i celami części państw członkowskich

widać, że kwestia przyszłego kształtu unijnej polityki klimatycznej, w tym jej wpływu na ceny energii (oraz przyszłości ETS), jest tematem, który będzie kontrowersyjny i – w przypadku niewypracowania rozwiązań uwzględniających kluczowe interesy wszystkich państw (w tym Polski i EŚW) – może prowadzić do istotnych głębszych pęknięć wewnątrzunijnych i wpływać na skuteczność wspólnych działań w innych obszarach polityki energetycznej i w pozostałych politykach.

W kontekście coraz bardziej niestabilnego od kilku lat otoczenia międzynarodowego i kolejnych kryzysów energetycznych rośnie też koncentracja państw unijnych na zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw dla własnych odbiorców i na ochronie oraz zwiększaniu konkurencyjności własnych gospodarek, czasem kosztem rozwiązań korzystnych w skali całej UE. Trwające wojny i niestabilność wskazują jednocześnie na konieczność wspólnego działania i na wagę wspólnego rynku i unijnej jedności w skutecznej obronie własnych gospodarek i strategicznych sektorów oraz w rywalizacji w skali globalnej. Tak więc napięcie i balansowanie między wspólną unijną polityką i dążeniem do jak największej integracji rynków a autonomicznymi działaniami – prawami i obowiązkami państw członkowskich – stało się dziś cechą charakterystyczną polityki energetycznej UE, a punkt równowagi jest nieoczywisty i zmienny. Napięcie oraz próba oszacowania zysków i strat wynikających z członkostwa i kształtu strategicznych celów i instrumentów UE widoczne są też w polskiej polityce energetycznej. Dookreślenie tego, na ile i jak jesteśmy sprawczy wewnątrz UE oraz ile jesteśmy w stanie „oddać" – m.in. w obszarze energii i klimatu – w zamian za większe bezpieczeństwo i uczestnictwo we wspólnym rynku, jest wciąż przed nami.

Polskie interesy związane z unijną polityką energetyczną zmieniały się w ostatnich dwóch dekadach. Początkowo dotyczyły one przede wszystkim zapewniania bezpieczeństwa energetycznego, w tym bezpieczeństwa dostaw gazu (w mniejszym stopniu ropy) i zmniejszania zależności od Rosji. Polska w tym celu wykorzystywała i współkształtowała (czasem w kontrze do interesów innych, kluczowych państw unijnych, takich jak Niemcy) unijną politykę energetyczną – tak w wymiarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym. Wraz z realizowaniem części tych założeń i transformacją polskiej i unijnej energetyki, jej roli w gospodarce, strategicznych celów UE i sytuacji na świecie, ewoluowały i poszerzały się także interesy Polski. Obecnie równolegle z działaniami indywidualnymi i w ramach Unii na rzecz bezpieczeństwa energetycznego Polska zabiega także o sprawiedliwą i dopasowaną do własnych potrzeb transformację, konkurencyjność własnego (obecnego i nowego) przemysłu, wreszcie o przystępność cenową energii. Wraz ze zmieniającym się miksem energetycznym zmieniły się zakres i priorytety polskich i unijnych działań na rzecz bezpieczeństwa energetycznego. Mają one coraz bardziej globalny charakter, a także w coraz większym stopniu dotyczą również sektora elektroenergetycznego i jego wewnątrzeuropejskiej odporności oraz surowców, komponentów i technologii pozwalających na produkcję czystej energii. Wraz z większym rozproszeniem i coraz głębszymi polskimi i unijnymi zależnościami importowymi w rozmaitych obszarach niezbędne są bardziej pragmatyczne i elastyczne działania i partnerstwa. Z punktu widzenia Polski polityka energetyczna służy obecnie także w coraz

większym stopniu celom polityki przemysłowej i bezpieczeństwa ekonomicznego oraz ma umożliwiać i wzmacniać twarde bezpieczeństwo. W rezultacie potrzebne jest poszerzenie spektrum działań Polski i wypracowanie nowych pomysłów i narzędzi kształtowania unijnej polityki zgodnie z obecnymi nadrzędnymi interesami.

Poniższy rozdział ma za zadanie pokazać ewolucję unijnej polityki energetycznej oraz proces jej współkształtowania przez Polskę, a także odpowiedzieć na pytanie, czy i jak służyła ona polskim interesom energetycznym.

2.1. ZINTEGROWANY WSPÓLNY RYNEK

Jednym z najważniejszych obszarów – zarówno celów, jak i narzędzi – unijnej polityki energetycznej był i jest wspólny rynek energii, czyli elektryczności, gazu ziemnego i innych nośników energii. Jego tworzenie, integracja na poziomie sieci i wspólnych reguł, w tym zapewnianie sprawiedliwej konkurencji, swobody dostępu i niedyskryminacyjnych, równych zasad działania na rynku (*level playing field*) była i jest od dekad celem unijnych działań, ale tez ważnym instrumentem zwiększającym bezpieczeństwo energetyczne czy konkurencyjność w UE. W ostatnich latach wspólny unijny rynek jest przestrzenią i nośnikiem działań UE na rzecz dekarbonizacji i zeroemisyjności.

Dla Polski i państw Europy Środkowej i Wschodniej ustawodawstwo unijne w tym obszarze okazało się jednym z ważniejszych narzędzi służących zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego, w tym walce z dominacja Gazpromu (por. niżej) czy działaniom na rzecz dywersyfikacji dostaw. Jednocześnie jego zasady wymuszały i wciąż wymuszają (także w Polsce) restrukturyzację krajowych rynków, dostosowanie pomocy publicznej i ograniczanie roli państwowych monopoli czy firm dominujących.

Pod koniec lat 90. w UE rozpoczął się, niezbędny dla tworzenia wspólnego rynku energii i gazu, proces liberalizacji i osłabiania, a następnie rozbijania monopoli elektroenergetycznych i gazowych w państwach członkowskich. Przyjęcie pierwszego pakietu energetycznego (I dyrektywy elektroenergetycznej z 1996 r. i I dyrektywy gazowej z 1998 r.) rozpoczęło formalną procedurę liberalizacji i integracji rynków, w tym przygotowanie do rozdziału własnościowego w sektorach elektroenergetycznym i gazowym. Miało się to dokonać dzięki umożliwieniu handlu transgranicznego (elektryczność), tzw. księgowemu *unbundlingowi* (rozdział właścicielski) oraz umożliwieniu dostępu do sieci stronom trzecim (regulowany dostęp, zasada TPA).

Sytuacja na rynku gazu od początku była trudniejsza niż na rynku elektroenergetycznym. Przyczyną były dostawy realizowane przede wszystkim na mocy długookresowych kontraktów, infrastruktura importowa budowana w powiązaniu z tymi kontraktami z konkretnymi zagranicznymi dostawcami (głównie z Rosji i regionu Morza Północnego), wreszcie obecność i wpływ silnych krajowych koncernów. Głównym celem liberalizacji była zmiana sposobu funkcjonowania rynku wewnętrznego w UE, ale sposób jej realizacji wpływał również na zasady dostępu do niego podmiotów z państw trzecich. Analogicznemu procesowi liberalizacji nie podlegał de facto rynek naftowy ze względu na jego globalny, konkurencyjny charakter i wielość zaangażowanych podmiotów, mniejsze poleganie na monopolach

sieciowych (m.in. ze względu na rozmaite sposoby i możliwości transportu), wreszcie częściowe uregulowanie po kryzysach naftowych z lat 70. i 80. Obejmowały go natomiast ogólne zasady funkcjonowania unijnego rynku wewnętrznego i konkurencji, ochrony środowiska, pomocy publicznej oraz unijne (bazujące na obowiązujących w IEA) wymogi dotyczące utrzymywania strategicznych zapasów ropy i produktów naftowych.

Konkurencję na rynku zwiększały kolejne pakiety liberalizacyjne. II pakiet z 2003 r., czyli jeszcze sprzed akcesji Polski i państw EŚW do UE, podkreślał znaczenie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznej i gazowej poprzez m.in. prawny *unbundling* – rozdział działalności przesyłowej od produkcji i handlu. III pakiet energetyczny (2009 r.), negocjowany i przyjęty już w powiększonej UE, miał oficjalnie na celu stworzenie wspólnych unijnych rynków gazu i elektryczności, które miały przyczyniać się do obniżenia cen i wzrostu bezpieczeństwa dostaw. Pakiety wprowadzały formalnie pełen rozdział właścicielski przedsiębiorstw, większą przejrzystość na rynku (w tym w kwestii taryf przesyłowych), wzmacniały niezależność i kompetencje regulatorów krajowych i zinstytucjonalizowały ich współpracę na poziomie unijnym w ramach ACER. Jednocześnie sformalizowały współpracę operatorów systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E i ENTSO-G. Na obu rynkach (elektroenergetycznym i gazowym) zaczęto budować unijne zasady handlu, w tym funkcjonowania rynków hurtowych, i wspierać powstawanie giełd oraz zwiększanie ich płynności, a także wypracowywano zasady alokacji i rezerwacji przepustowości (prowadzące do stworzenia kodeksów sieciowych). W 2011 r. przyjęto REMIT, który miał zapewniać przejrzystość i zapobiegać manipulacjom rynkowym.

Kolejnym etapem liberalizacji i integracji rynków były odrębnie wydawane i wpisane w logikę transformacji energetycznej i celów dekarbonizacyjnych dwa pakiety: tzw. IV pakiet energetyczny Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (2019 r.) oraz pakiet gazowo-wodorowy (2024 r.). Miały one za zadanie nie tylko zwiększać liberalizację i zapewniać stosowanie zasad rynku wewnętrznego, ale też tworzyć nowe rynki (wodoru, biometanu) i integrować odnawialne źródła do rynków już istniejących (m.in. dostosowując je za pomocą mechanizmów elastyczności, narzędzi popytowych czy rozbudowy roli magazynów energii).

a. Integracja i rozbudowa sieci

Liberalizacja pokazała, że dla skutecznego działania wspólnego rynku kluczowa jest twarda infrastruktura – sieć połączeń pozwalających na swobodny przepływ energii i surowców po całym terytorium UE – oraz jasne, przejrzyste i niedyskryminujące zasady dostępu do niej.

♦ Integracja EŚW a zmniejszanie zależności od Gazpromu

Państwa EŚW dołączyły do UE już w trakcie procesu liberalizacji, który na poziomie zasad stworzył podwaliny pod demonopolizację na rynkach energii elektrycznej i gazu. Był to proces prawdopodobnie trudniejszy, ponieważ szybszy niż w NWE i startujący z innego punktu. Miał przyspieszyć także transformację systemową

krajowych inkubentów, którzy byli silnie zintegrowani i powiązani na różnych poziomach z rosyjskimi dostawcami. W Polsce i regionie wdrażanie II i III pakietu było więc związane z kontynuacją zmian systemowych w szeroko rozumianym sektorze energetycznym i z zabieganiem o zmniejszenie siły wpływów Rosji. Skutkowało to w Polsce stworzeniem niezależnych operatorów sieci (PSE i Gaz-Systemu) oraz wzmocnieniem roli regulatora rynku – URE. Wydzielenie i wzmocnienie funkcji operatorów miało z punktu widzenia Polski istotną rolę nie tylko w liberalizacji rynku wewnętrznego (ograniczaniu roli PGNiG), ale też, a może przede wszystkim, w osłabianiu roli Gazpromu na rynku wewnętrznym (por. niżej). Gaz-System stał się operatorem nie tylko infrastruktury krajowej, ale też tranzytowego gazociągu jamalskiego, mimo że jego właścicielem pozostawał EuroPolGaz, i jako operator miał zapewniać niedyskryminacyjne taryfy przesyłowe i dostęp stron trzecich. W dłuższym okresie, wraz z przyjęciem kodeksów sieciowych, proces liberalizacji zasad dostępu do sieci umożliwił rezygnację z historycznych długookresowych kontraktów tranzytowych z Gazpromem[24]. Na rynku elektroenergetycznym pakiety stworzyły podwaliny pod przyszłe łączenie rynków (tzw. *market coupling*). Jednocześnie zaczęły się pojawiać wyzwania związane z nieplanowanymi przepływami kołowymi z państw sąsiednich (tzw. *loop flows*), głównie Niemiec. Ograniczało to zdolności transgraniczne sieci i doprowadziło do wdrożenia zabezpieczeń (przesuwniki fazowe pozwalające kontrolować fizyczne przepływy energii) m.in. na granicy polsko-niemieckiej, co czasowo utrudniło proces integracji.

Ze względów historycznych państwa Europy Środkowej i Wschodniej miały znacznie mniej rozbudowaną sieć energetyczną i gazociągową, a istniejące połączenia transgraniczne wiązały je z obszarem poradzieckim, nie z Europą Zachodnią. W rezultacie od czasu akcesji widoczna była (i wciąż jest) duża asymetria gęstości infrastruktury energetycznej i stopnia integracji między EŚW a NWE. Co więcej, w EŚW praktycznie nie istniały połączenia na linii północ–południe, a te na linii wschód–zachód były jednokierunkowe, bez możliwości rewersu i przesyłu (np. gazu) w odwrotnym kierunku. Czynnikiem przyspieszającym działania na rzecz rozbudowy połączeń transgranicznych i budowy infrastruktury umożliwiającej dywersyfikację dostaw do regionu (ale i w skali całej UE) stały się kryzysy gazowe, szczególnie w 2009 r., w wyniku którego najmocniej ucierpiały państwa EŚW. W rezultacie przyjęcia rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw (2010 r.) wprowadzono wymóg umożliwienia tzw. *reverse flows*, czyli dwukierunkowego przesyłu gazu na połączeniach transgranicznych, co nie tylko zwiększyło bezpieczeństwo dostaw, ale też umożliwiło rozwój handlu i zmianę kierunków przepływu gazu w regionie. Wprowadzono też tzw. zasadę N-1 zobowiązującą państwa do posiadania infrastruktury importowej umożliwiającej zaspokojenie zapotrzebowania nawet w przypadku awarii najważniejszego dotychczasowego szlaku i stymulującą budowę nowych szlaków importowych i połączeń.

[24] A. Łoskot-Strachota, *More EU, less Russia. Transforming gas transmission rules in Central and South-Eastern Europe*, „OSW Commentary", 14 października 2020 r., www.osw.waw.pl.

Aby wesprzeć trwające procesy liberalizacji i integracji, ale też w odpowiedzi na potrzeby infrastrukturalne uwidocznione po akcesji EŚW i przez kryzys gazowy z 2009 r., UE przyjęła nowe rozporządzenie o TransEuropean Networks (2013 r.) i umożliwiła szybszą realizację, koordynację i dofinansowanie projektów energetycznych tzw. wspólnego zainteresowania (PCI) z instrumentu Łącząc Europę (CEF), głównie projektów elektroenergetycznych i gazowych. W przypadku energii elektrycznej miało to umożliwić osiągnięcie wyznaczonych celów transgranicznych połączeń elektroenergetycznych w UE (początkowo odpowiadających co najmniej 10% do 2020 r., a od 2014 – 15% do 2030 r. krajowej mocy generacji), ale ułatwiło prace nad zakończeniem izolacji rynków elektroenergetycznych państw bałtyckich.

Dla EŚW było to jednak szczególnie istotne w przypadku gazu ziemnego, w odniesieniu do którego unijne instrumenty wsparły uruchamianie dwukierunkowego przepływu na istniejących łącznikach, budowę szeregu regionalnych interkonektorów (w tym umożliwiły budowę łączników Polski z Litwą, Słowacją, Czechami, a później także Baltic Pipe), infrastruktury do importu LNG (terminale w Kłajpedzie, Świnoujściu, na Krku) oraz magazynów gazu (szerzej por. Aneks). Rolę tych ostatnich wzmacniała unijna strategia LNG i magazynowania (z 2016 r.) oraz rosnące znaczenie USA jako dostawcy skroplonego gazu (i podpisywane z amerykańskimi eksporterami kontrakty na dostawy przez odbiorców m.in. w Polsce, na Litwie, w Bułgarii, a teraz i na Ukrainie). Wszystko to zwiększało odporność na ewentualne kolejne kryzysy gazowe, dywersyfikowało źródła gazu w regionie oraz integrowało Europę Środkowo-Wschodnią, także z resztą UE.

Po aneksji przez Rosję Krymu, co uwypukliło problem zależności energetycznej UE od Rosji, a następnie w ramach prac nad Unią Energetyczną przyjęto (w 2017 r.) nową wersję rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu[25]. Wprowadziła ona ponadpaństwowy, regionalny wymiar ryzyk dla bezpieczeństwa gazowego oraz wspólną odpowiedzialność (szerzej por. podrozdział o Rosji).

Wreszcie kwestie bezpieczeństwa gazowego zostały dodatkowo wzmocnione w trakcie kryzysu gazowego, po wybuchu pełnoskalowej wojny Rosji przeciw Ukrainie. Wprowadzono wówczas szereg instrumentów awaryjnych, w tym obowiązek zapełnienia do określonego poziomu magazynów gazu, działań ograniczających popyt na surowiec, możliwości wprowadzenia limitów jego cen w przypadku dużych wzrostów na światowych giełdach, a także mechanizm agregacji popytu. Część z tych narzędzi (obowiązek magazynowania surowca i mechanizm AggregateEU) weszła na stałe do unijnego instrumentarium.

♦ Potrzeby infrastrukturalne związane z transformacją i kryzysami energetycznymi

Integracji rynków elektryczności sprzyjał wymóg udostępniania co najmniej 70% przepustowości transgranicznych dla handlu miedzy strefami cenowymi oraz wspierany politycznie szybki rozwój OZE (Clean Energy Package, a potem strategia Zielonego Ładu). Coraz bardziej więc integracja sieci miała stawać się sposobem

[25] *Rada UE przyjęła rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw gazu*, PAP, 9 października 2017 r., www.pap.pl.

nie tylko na bezpieczeństwo i konkurencyjność na rynku energetycznym, ale też na ułatwienie i przyspieszenie transformacji. Dodatkowo wzrosło zapotrzebowanie na przeznaczoną do tego infrastrukturę. W ramach rewizji TEN-E (2022 r.) zaczęto mocniej i priorytetowo wspierać rozbudowę sieci elektroenergetycznych (w tym tych *offshore* i inteligentnych) i magazynowania energii, a także nowe „zielone" kategorie, takie jak infrastruktura wodorowa, elektrolizery czy sieci do przesyłu CO_2. Współgrało to ze zdefiniowaniem w ramach tzw. unijnej taksonomii inwestycji, które mogą być uznawane za zrównoważone i służące osiąganiu energetyczno-klimatycznych celów UE, co ma ułatwiać ich finansowanie.

Większość zgłaszanych projektów PCI dotyczących wodoru i CO_2 była jednak skoncentrowana w Europie Zachodniej, a tylko pojedyncze znajdowały się w EŚW. Dodatkowo wsparcie dla zielonych nośników i transformacyjnej infrastruktury następowało kosztem przede wszystkim infrastruktury gazowej[26], wbrew interesom EŚW. W 2022 r. gęstość gazociągów w regionie wciąż odbiegała od tej na zachodzie Europy, a pełnoskalowa wojna na Ukrainie niosła nowa skalę i jakość wyzwań dla rynku gazu. Na skutek zabiegów państw regionu, w tym Polski, m.in. w ramach prac doprecyzowujących i łagodzących unijną taksonomię[27], umożliwiono w wyjątkowych przypadkach wsparcie dla aktywów gazowych (oraz nuklearnych), w większości dla infrastruktury, która w przyszłości może być także wykorzystywana do przesyłu wodoru (*hydrogen-ready*). Dodatkowo rewizja TEN-E z 2022 r. wprowadziła obok PCI kategorię PMI – projektów wzajemnego interesu łączących państwa UE z sąsiadami, m.in. Wielką Brytanią, Norwegią, ale także Ukrainą, państwami Kaukazu Południowego czy Afryki Północnej. Dla Polski istotne było, aby planowane nowe korytarze wodorowe (m.in. z Ukrainy, ale także biegnące przez Bałtyk) były poprowadzone przez polskie terytorium i wody i umożliwiały wykorzystanie krajowej infrastruktury gazowej także w dalszej przyszłości.

Agresja Rosji na Ukrainę i kryzys gazowy uwidoczniły różnice w przygotowaniu państw UE do problemów z dostawami gazu (i ropy) z Rosji. Z jednej strony Polska i państwa bałtyckie rozbudowywały od lat alternatywne szlaki importowe i prowadziły działania na rzecz ograniczenia zależności, a z drugiej Niemcy mocno stawiały na import z Rosji, m.in. via gazociągi Nord Stream i Nord Stream 2. W konsekwencji kryzys gazowy spowodował m.in. olbrzymie i rekordowo szybkie inwestycje szeregu państw w nową infrastrukturę, przede wszystkim pływające terminale LNG (FSRU). Stało się tak m.in. w Niemczech – w tym przypadku realizację inwestycji ułatwiło zawieszenie stosowania szeregu procedur i wymogów, np. środowiskowych. Kryzys przyczynił się też do wypracowania nowych unijnych instrumentów awaryjnych, dotyczących w dużej mierze rynków gazu (w tym jego magazynowania), z których

[26] Na drugiej liście projektów PCI-PMI opublikowanej w kwietniu 2026 r znajduje się 235 projektów infrastrukturalnych, z czego prawie polowa (113) to projekty elektroenergetyczne, 100 to projekty wodorowe i elektrolizerów, 17 dotyczy sieci CO_2, a 3 – inteligentnych sieci gazowych; *235 key cross-border energy projects to boost Europe's interconnectivity*, European Commission, 9 kwietnia 2026 r., https://energy.ec.europa.eu.

[27] *Gaz i atom w taksonomii*, Komisja Europejska, 2 lutego 2022 r., https://poland.representation.ec.europa.eu.

część weszła na stale do unijnego repertuaru (por. wyżej). W rezultacie – poniekąd zgodnie z interesami EŚW – w unijnej polityce energetycznej wraz z pełnoskalową wojną na Ukrainie powróciła, przynajmniej krótkookresowa, koncentracja na infrastrukturze gazowej i kwestii adekwatności jej rozwoju i wykorzystania w UE.

Jednocześnie jednak kryzys gazowy, a potem także blokada cieśniny Ormuz, skutkowały w dużej części UE wzmocnieniem przeświadczenia o konieczności przyspieszenia procesów dekarbonizacji i elektryfikacji, traktowanych jako sposoby na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i europejskiej odporności na szoki na rynkach paliwowych[28]. W efekcie oficjalnym celem strategicznym UE stało się przyspieszenie rozbudowy sieci elektroenergetycznej, jej cyfryzacja i lepsze wykorzystanie, co według KE ma się przyczyniać nie tylko do transformacji i bezpieczeństwa, ale też do utrzymywania lub zwiększania konkurencyjności unijnego przemysłu.

♦ Ropa i infrastruktura krytyczna – unijny fokus na bezpieczeństwo

Niejako poza instrumentami wsparcia unijnego i głównym nurtem polityki energetycznej pozostawała infrastruktura naftowo-paliwowa. Początkowo projekty jej rozbudowy wchodziły w zakres TEN-E, ale wraz z postępującą transformacją oraz koncentracją unijnej polityki na rynkach elektryczności i gazu infrastruktura naftowa znikała z radaru UE. Regulacje dotyczące magazynowania ropy lub paliw, rozwijane w koordynacji z IEA, wchodzą w skład unijnej polityki bezpieczeństwa energetycznego. Większą uwagę zaczęto im poświęcać dopiero ostatnio, w konsekwencji blokady cieśniny Ormuz i jej skutków dla dostępności w UE m.in. paliwa lotniczego. W 2026 r. KE rozpoczęła przymiarki do rewizji unijnej dyrektywy o zapasach naftowych.

Infrastruktura rurociągowa również przestała być na dłuższy czas obszarem unijnego zainteresowania. Pewien powrót do myślenia o niej i o konieczności jej rozbudowy związany jest z pełnoskalową wojną na Ukrainie i ze wzrostem w UE koncentracji na potrzebach zabezpieczania i obrony własnego terytorium, czyli z większym znaczeniem polityki twardego bezpieczeństwa. W rezultacie w UE i NATO rozpoczęto poważniejsze dyskusje na temat (lobbowanego od lat m.in. przez Polskę) poszerzenia na wschód natowskiego systemu paliwociągów (NATO Pipeline System) – do wschodnich Niemiec i państw wschodniej flanki, tj. do Europy Środkowej i Wschodniej. Po uzyskaniu po szczycie NATO w Ankarze politycznej zgody Turcji Rada Północnoatlantycka 22 lipca 2026 r. formalnie zaakceptowała wyceniany na 27 mld euro program modernizacji i rozbudowy systemu paliwociągów i magazynów na wschodnią i południowowschodnią flankę – tzw. Fuel Supply Chain Capability Programme[29]. Nie jest jednak jeszcze jasne, w jakiej skali i perspektywie czasowej jego poszczególne elementy będą finansowane z funduszy natowskich. Równolegle trwają dyskusje na temat dofinansowania tych inwestycji z pieniędzy unijnych, w tym o potwierdzonej przez komisarza Dana Jørgensena możliwości

[28] O czym świadczą choćby AccelerateEU czy Plan elektryfikacji.

[29] *North Atlantic Council approves NATO-funding for upcoming years, agrees Fuel Supply Chain Plan*, NATO, 22 lipca 2026 r., www.nato.int.

wykorzystania funduszu CEF i środków przeznaczonych na infrastrukturę *dual-use* i *military mobility*.

W związku z trwającą wojną na Ukrainie i hybrydową wojną Rosji (wymierzoną także w UE) wzrosło znaczenie zwiększenia bezpieczeństwa unijnej energetycznej infrastruktury krytycznej, przede wszystkim morskiej. Ponownie jednak kwestia jej zabezpieczenia znajduje się na przecięciu z jednej strony kompetencji związanych bardziej z bezpieczeństwem niż z polityką energetyczną, z drugiej – obszarów odpowiedzialności rozmaitych podmiotów, w tym NATO, UE i państw członkowskich, aktorów publicznych, m.in. wojska i służb, oraz prywatnych. Wymaga więc wypracowania zasad i przestrzeni do skutecznej współpracy. Może to przekształcać przynajmniej część tradycyjnych instrumentów i pola zainteresowania unijnej polityki energetycznej.

b. Konkurencyjność, transparentność i *level playing field*

Dla działania wspólnego rynku i zapewnienia na nim konkurencji, poza infrastrukturą i dostępem do niej, ważny jest szereg reguł zapewniających podobne warunki wejścia, przejrzystość i równość zasad, kontrolę fair play, w tym co do działań kluczowych graczy (np. dokonywania fuzji i zapobiegania manipulacjom cen). Równolegle z wchodzeniem w życie kolejnych unijnych pakietów liberalizacyjnych jednym z kluczowych instrumentów, które miały stać na straży tych zasad, stała się polityka konkurencji UE.

Na rynkach energii i gazu w państwach członkowskich dominowały zintegrowane pionowo firmy, co wykazały sektorowe dochodzenia przeprowadzone przez KE w latach 2005–2007. Oznaczało to dużą koncentrację na tych rynkach, wyhamowywało integrację i wdrażanie zasad, które miały tworzyć wspólny unijny rynek. W przypadku gazu sytuację utrudniały dodatkowo długoterminowe kontrakty tych firm, wiążące je z kilkoma dużymi dostawcami. Ich przedmiotem były zarówno dostawy, jak i wieloletnia rezerwacje infrastruktury. Warunki tych kontraktów (dostaw i cen) były różne dla różnych europejskich odbiorców. Szczególnie niekorzystne warunki i ceny zapisane były w kontraktach państw EŚW, w tym na dostawy do Polski.

Do przeciwdziałania takim praktykom UE wykorzystywała prawo konkurencji za pośrednictwem Dyrekcji ds. Konkurencji, w tym czasie należącej już do najsilniejszych unijnych instytucji. W szczególności istotne było nowe (z 2003 r.) unijne prawo antymonopolowe, które umożliwiało Komisji ściganie praktyk obchodzenia reguł rynkowych, tj. blokowania dostępu do sieci (przez konkretne warunki długoterminowych rezerwacji przepustowości), dzielenia czy zamykania rynków (np. długoterminowe kontrakty i ich klauzule, m.in. zakazujące reeksportu), a także praktyk dyskryminacyjnych wobec podmiotów chcących wejść na rynek. Wyniki sektorowych dochodzeń były też bezpośrednią przyczyną przyjęcia III pakietu liberalizacyjnego oraz regulacji rynku energii REMIT (2011 r.), w ramach której zakazano manipulacji rynkowych, zwiększono przejrzystość, dostęp do informacji oraz rolę unijnego stowarzyszenia regulatorów rynków energii, tj. ACER.

♦ Unijne prawo konkurencji a Gazprom

Dla państw ESW, w tym Polski, stwarzało to szanse na wykorzystanie kluczowego w tym czasie unijnego instrumentu, czyli prawa konkurencji, w celu ograniczenia roli Gazpromu – firmy dominującej na rynkach gazowych państw EŚW i wspieranej politycznie przez Rosję – i ułatwienia dywersyfikacji. Proces ten był trudny nie tylko z powodu braku fizycznych połączeń infrastrukturalnych z innymi dostawcami, ale też w konsekwencji struktury powiązań kontraktualnych zawierających klauzule de facto blokujące i dywersyfikację, i integrację, czyli prawnie podtrzymujące wielopoziomowe powiązania z Gazpromem i Rosją w sektorze gazowym. Przyczyną trudności była też asymetria potencjałów poszczególnych państw w relacjach z Rosją.

Jednym z istotnych sposobów na wykorzystanie unijnego prawa było bezprecedensowe zaangażowanie Komisji Europejskiej w dwustronne negocjacje gazowe między kilkoma nowymi państwami członkowskimi (Bułgarią, Litwą i Polską) a Rosją (szerzej por. niżej). Dzięki temu KE uzyskała dostęp do informacji o skali, głębokości i poziomie skomplikowania rosyjskiego zaangażowania (w tym Gazpromu) na rynkach państw EŚW. Umożliwiło to nie tylko zaawansowanie procesu liberalizacji rynków gazu w tej części UE, zwiększenie potencjału negocjacyjnego poszczególnych państw EŚW w relacjach z Rosją, ale też wzmocnienie pozycji KE w unijnej polityce energetycznej, w tym jej zewnętrznym wymiarze[30].

Niejako kontynuacją tego zaangażowania było przeprowadzenie przez przedstawicieli DG COMP Komisji Europejskiej serii niezapowiedzianych kontroli w biurach Gazpromu i firm z nim powiązanych w UE (w 2011 r.). W efekcie w 2012 r. KE formalnie otworzyła postepowanie antymonopolowe przeciwko Gazpromowi, który podejrzewała o nadużywanie pozycji dominującej na rynkach państw EŚW. W 2015 r. przedstawiła rosyjskiemu koncernowi zarzuty – oskarżyła go o stosowanie praktyk hamujących prawnie wymaganą integrację i liberalizację rynków gazu w UE, czyli dzielenie rynków, uniemożliwianie swobodnego przepływu gazu w EŚW, narzucanie nieuczciwych cen i uzależnianie dostaw od zobowiązań infrastrukturalnych. Po kilku latach postępowania KE zgodziła się na kompromis i zakończenie sporu poprzez przyjęcie zobowiązań naprawczych zaproponowanych przez Gazprom (w tym zaprzestanie stosowania w kontraktach większości krytykowanych klauzul) zamiast orzekania o winie koncernu i nakładania kary pieniężnej. Spotkało się to z krytyką w części państw regionu, w tym w Polsce[31].

Działania w zakresie prawa konkurencji, które miały na celu ograniczenie zależności od Gazpromu, były uzupełniane przez inne decyzje, m.in. dotyczące podporządkowania infrastruktury z krajów trzecich, w tym Rosji, unijnym prawom rozdziału własnościowego i zasadzie TPA (por. wyżej), czy też dotyczące działań na rzecz bezpieczeństwa dostaw gazu (por. niżej). Wszystkie one doprowadziły do znacznego

[30] A. Łoskot-Strachota, *The EU internal market – a stake or a tool in European-Russian gas relations*, „OSW Commentary", 24 czerwca 2011 r., www.osw.waw.pl.

[31] S. Kardaś, A. Łoskot-Strachota, *Gazprom bez kary za praktyki monopolistyczne w Europie Środkowej?*, „Analizy OSW", 15 marca 2017 r., www.osw.waw.pl.

zwiększenia integracji i skuteczności funkcjonowania unijnego rynku gazu, co okazało się kluczowe w czasie kryzysu gazowego lat 2022/2023.

♦ Zasady pomocy publicznej oraz przejrzystość i dostęp do danych

Niejako równolegle ze sprawą Gazpromu w UE prowadzono działania na rzecz ochrony równych warunków konkurencji (*level playing field*) na rynku energii. Stosowano w tym celu nie tylko prawo antymonopolowe, ale też zasady udzielania pomocy publicznej podmiotom aktywnym w obszarze szeroko rozumianej energii. Stało się to szczególnie ważne w czasie przyspieszania transformacji energetycznej i wspierania przez różne państwa z jednej strony rozwoju OZE, a z drugiej – własnych odbiorców na transformującym się rynku. Na poziomie ogólnounijnym wyzwaniem z tym związanym były zbyt różnorodne i odmienne w skali (ze względu na różne potencjały gospodarcze państw członkowskich, priorytety polityczne itp.) instrumenty wsparcia, które – zamiast uwspólniać – mogłyby rozbijać tworzący się wspólny rynek. Reguły udzielania pomocy publicznej zaczęły dotyczyć też mechanizmów mocowych na rynku energii elektrycznej (konieczność dopasowania ich do faktycznych potrzeb oraz uniemożliwienia dyskryminowania różnych technologii czy dostawców).

Polski rynek mocy

W Polsce na mocy ustawy z 2017 r. roku działa rynek mocy ułatwiający bilansowanie krajowego rynku elektroenergetycznego w warunkach trwającej transformacji energetycznej, w tym rosnącego udziału niesterowalnych odnawialnych źródeł energii. Jednostki konwencjonalne stały się mniej potrzebne w trybie ciągłym, ale dostępność ich mocy w czasie ograniczonych możliwości generacji energii z wiatru i (lub) słońca stała się strategicznie ważna. W rezultacie przypisano wartość i umożliwiono sprzedaż nie tylko faktycznie wytwarzanej energii, ale też mocy, które elektrownie zobowiązują się utrzymywać i udostępniać w przypadku pojawienia się potrzeby. Rynek mocy zmienił tym samym model polskiego rynku energii elektrycznej na de facto dwutowarowy. Operatorem rynku mocy w Polsce są Polskie Sieci Elektroenergetyczne, które decydują, czy, kiedy i jakie dodatkowe moce są potrzebne z punktu widzenia stabilności i bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Do udziału w rynku mocy dopuszczone są elektrownie, magazyny energii, ale także jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR).

Rynek mocy jest mechanizmem wsparcia zgodnym z zasadami pomocy publicznej. W 2018 r. KE zatwierdziła go jako pomoc zgodną z zasadami unijnego rynku wewnętrznego na lata 2021–2030. Zasady jego działania wymagały dodatkowo skoordynowania z procesami i regulacjami dekarbonizacyjnymi w UE. W 2025 r. Polska uzyskała derogację od unijnych zasad emisyjności jednostek, które mogą uzyskiwać wsparcie lub płatności z mechanizmów mocowych – w 2025 r. dopuszczono utrzymanie jednostek węglowych w polskim

rynku mocy do końca 2028 r., pod warunkiem że będą one w nim uczestniczyć tylko wówczas, gdy mniej emisyjne jednostki nie zapewnią wystarczających mocy do zbilansowania systemu.
Obecnie trwają dyskusje na temat nowego rynku mocy, który miałby funkcjonować w latach 2031–2040. Choć w UE widać większą przychylność dla działania mechanizmów mocowych, to równocześnie będzie on musiał być oparty w większym stopniu na źródłach nisko- i zeroemisyjnych.

Część tych zasad została zawieszona w czasie kryzysu energetycznego 2022/2023, by pozwolić państwom na szybkie i skuteczne wsparcie swoich konsumentów. Jednocześnie jednak kryzys uwypuklił wcześniejsze wyzwania dla spójności wspólnego rynku – bogatsze państwa (takie jak Niemcy) stać było na znacznie większe i dłużej trwające działania osłonowe i wsparcie przedsiębiorstw, społeczeństw czy wybranych sektorów. Rodziło to kontrowersje w UE i protesty np. państw Europy Południowo-Wschodniej, których na tego typu wsparcie nie było stać i które optowały za wypracowaniem wspólnych instrumentów i wzmocnieniem działań KE na rzecz zapewnienia *level playing field*.

Dla sprawnego funkcjonowania coraz bardziej połączonych i zliberalizowanych rynków gazu i energii niezbędne było też zapewnienie lepszego dostępu, większej przejrzystości i porównywalności danych. Na rynku energii elektrycznej odpowiedzialny za to stał się ENTOSO-E, a na rynku gazu – ENTSO-G. Znaczenie dostępu do bieżących danych zwiększył kryzys energetyczny 2022/2023 – dzięki temu prościej było zarządzać w sytuacjach awaryjnych, tworzyć mechanizmy reagowania i organizować adekwatną do potrzeb pomoc. Blokada cieśniny Ormuz i kolejny kryzys energetyczny w 2026 r. uwidoczniły natomiast braki przejrzystości i dostępności w przestrzeni publicznej porównywalnych danych dotyczących sektora naftowo-paliwowego. Uniemożliwia to obecnie ocenę skali problemu i wypracowanie najskuteczniejszych działań. Pokazuje też, jak ważne są porównywalne dane dla skuteczności działania wspólnego unijnego rynku.

♦ Sprawiedliwa transformacja, ceny energii i konkurencyjność unijnego przemysłu

Wyzwaniem dla spójności wewnętrznego rynku UE pozostają wysokie i wyraźnie różniące się wewnątrz UE ceny energii i gazu. Kwestia cen od kilku lat jest jednym z najważniejszych tematów podnoszonych przez państwa EŚW, ale także coraz częściej przez szereg państw Europy Południowej czy Zachodniej, w dyskusjach o kształcie unijnej polityki energetyczno-klimatycznej i potrzebie zmian. Do wzrostów cen przyczyniły się – poza problemami poszczególnych państw związanymi m.in. ze strukturą rynków, niewystarczająco rozbudowaną infrastrukturą i ograniczeniami w swobodnym dostępie do niej – zarówno trwająca transformacja energetyczna i koszty emisji, rozbudowy sieci, rynków mocy itp., jak i niespokojna sytuacja międzynarodowa i kolejne kryzysy na rynkach surowców energetycznych. W rezultacie potrzeba ograniczenia cen energii, paliw i gazu jest tematem w dużym

stopniu organizującym działania państw członkowskich i KE, a także krótkoterminowo mocno wpływającym na politykę energetyczną.

Rosnące ceny energii i gazu były wyzwaniem i tematem unijnych dyskusji jeszcze przed rosyjską pełnoskalową wojną na Ukrainie, a pilne działania mające chronić odbiorców postulował wówczas szereg państw, w tym Polska. Już wówczas jako jedno z pożądanych rozwiązań Polska wskazywała ograniczenie stosowania części zapisów pakietu Fit for 55, reformę systemu ETS i odłożenie ETS2. Głos ten był jednak w dużej mierze odosobniony (podobne postulaty wysuwały wówczas wyłącznie Węgry)[32]. Hiszpania, Portugalia i część pozostałych państw Europy Południowej chciały natomiast interwencji w sposób funkcjonowania rynku i ograniczenia lub zniesienia powiązań ceny gazu z cenami elektryczności. Niemcy, Holandia i państwa Europy Północnej opowiadały się za utrzymaniem istniejącego modelu.

Wysokie i stale rosnące ceny pozostają kluczowym tematem w unijnych dyskusjach o polityce energetycznej. W realiach systemowych zmian i napięć międzynarodowych są istotnym stress-testem dla spójności rynków i polityki energetycznej UE. Transformacja energetyczna, przekształcająca koszyki generacji energii, nie tylko zmienia strukturę kosztów, ale jest też mocno zależna od możliwości i umiejętności wsparcia nowych sektorów i branż oraz odbiorców w przestawianiu się na nowe źródła. W UE największy potencjał, ale też faktyczne możliwości oraz doświadczenie w tworzeniu spójnych ekosystemów wsparcia mają niewątpliwie Niemcy. Z powodzeniem stosowali takie działania w przypadku rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej, z nieco mniejszym – ze względu na niedojrzałość i kosztowność technologii – w sektorze wodorowym, a obecnie obserwujemy to w przypadku łańcuchów dostaw surowców krytycznych. Rozbudowane systemy wsparcia nie tylko ułatwiają funkcjonowanie niemieckich branż energochłonnych, ale też uwypuklają różnice wewnątrz UE dotyczące tego, jak państwa członkowskie, w tym z EŚW, mogą wspierać swoje energochłonne sektory.

Różnice potencjałów były jednym z argumentów za postulowaniem przez Polskę sprawiedliwej transformacji i unijnego wsparcia dla regionów i podmiotów najbardziej narażonych na negatywne skutki przekształceń. Przyczyniło się to do powstania Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, wspierającego m.in. polskie regiony węglowe. Obecnie Polska zabiega o przedłużenie działania tego instrumentu, a także o większe wsparcie z innych unijnych narzędzi finansowych (w tym Funduszu Modernizacyjnego). Dyskusje na temat różnic potencjałów w ochronie przemysłów energochłonnych czy najwrażliwszych odbiorców w poszczególnych krajach wracają ze zdwojoną siłą w związku z utrzymującymi się problemami i kolejnymi kryzysami energetyczno-paliwowymi (ostatnio wywołanymi blokadą cieśniny Ormuz), wreszcie z dyskusją o przyszłości i kosztach unijnej polityki klimatycznej.

Widoczne są pogłębiające się różnice w identyfikowaniu źródeł wysokich cen, sposobów ich ograniczania oraz metod naprawy sytuacji w unijnym sektorze

[32] Por. polski non-paper *High electricity and gas prices. Input from Poland to the debate of the European Council on the 21st of October 202* oraz: *Outcome of the European Council meeting of 21-22 October 2021*, European Parliament, www.europarl.europa.eu.

energetycznym. Obecnie część państw i podmiotów aktywnych UE (w tym Niemcy, Holandia czy państwa skandynawskie) widzi problem głównie w głębokiej zależności Unii od importu paliw kopalnych, a rozwiązanie – w przyspieszeniu dekarbonizacji i elektryfikacji. Taka jest też perspektywa obecnej KE, która zaproponowała m.in. plan AccelerateEU, a następnie Plan elektryfikacji, i wyznaczyła konkretne cele jej zwiększenia. Jest też jednak grupa państw, wśród których znajduje się szereg krajów EŚW, w tym Polska, która tak samo duży, jeśli nie większy wpływ na wysokie ceny energii widzi w obecnym modelu unijnej transformacji energetycznej, w tym w kształcie zapisów dotyczących m.in. systemu ETS. Państwa te opowiadają się za głęboką reformą systemu, a niektóre nawet za jego zawieszeniem. Pojawiają się również apele (Włoch), by wsparcie dla sektora energetycznego w związku z kolejnym kryzysem podlegały podobnym wyłączeniom z unijnych reguł budżetowych, jak wydatki na obronność[33].

Dla konkurencyjności unijnego wspólnego rynku coraz ważniejszym problemem stają się też różnice warunków w porównaniu z innymi częściami świata, w tym kilkukrotnie wyższe ceny gazu i energii w UE niż w USA czy Chinach. Dodatkowo, dzięki przyspieszaniu procesu transformacji energetycznej, UE staje się coraz mocniej zależna od łańcuchów dostaw surowców krytycznych, komponentów i czystych technologii z Chin. Ich skala i cena ma umożliwiać zrównoważoną kosztowo transformację, jednak generuje ryzyka spadku produkcji i opłacalności wytwarzania *clean techu* w UE. Powoduje także wyzwania natury cybernetycznej i dotyczące instrumentalizacji dostaw przez ChRL. W rezultacie UE coraz szerzej wykorzystuje instrumenty służące ochronie rynku wewnętrznego i strategicznych sektorów (w tym energetycznego i surowcowego) przed zakłóceniami wynikającymi z działań państw trzecich. Należą do nich ramy monitorowania inwestycji zagranicznych, ustanowione w 2019 r., oraz Foreign Subsidies Regulation, stosowane od 2023 r., pozwalające KE przeciwdziałać zakłóceniom konkurencji wywoływanym przez subsydia spoza UE. Równolegle rozwijane są instrumenty aktywnej polityki przemysłowej, takie jak Net-Zero Industry Act, Clean Industrial Deal i Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF). NZIA wprowadza w zamówieniach publicznych i aukcjach OZE m.in. kryteria pozacenowe – dotyczące odporności, zrównoważenia, cyberbezpieczeństwa czy terminowości realizacji. Natomiast CISAF rozszerza możliwości udzielania przez państwa członkowskie pomocy publicznej na inwestycje związane z dekarbonizacją, czystymi technologiami i bezpieczeństwem przemysłowym. Instrumenty te idą w pewnym stopniu w przeciwnym kierunku niż zasady pomocy publicznej, które mają zapewniać *level playing field* w UE i stwarzają ryzyko swoistego wyścigu subsydiów wewnątrz UE.

[33] *Can Meloni win a special EU deficit exception for Italy's soaring energy costs?*, EU Debates, News & Opinions, 20 maja 2026 r., www.pubaffairsbruxelles.eu.

2.2. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Drugim obszarem działań unijnej polityki energetycznej, zazębiającym się z obszarem obejmującym wspólny rynek, jest szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne. Definiowane początkowo przede wszystkim jako bezpieczeństwo dostaw energii i surowców po przystępnych cenach, jest tradycyjnie jednym z trzech wymiarów polityki energetycznej UE. Było też od początku polskiego członkostwa w Unii priorytetowym obszarem zainteresowania Polski i innych państw EŚW, co związane było przede wszystkim z ryzykami nadmiernej zależności od Rosji i dotykało przede wszystkim rynku gazu ziemnego.

Wraz z zachodzącymi w UE procesami – działaniami na rzecz zmniejszenia zależności od dostaw z Rosji, wzmacnianiem wspólnego rynku i jego zasad, wreszcie transformacją energetyczną, która zakładała przyspieszenie elektryfikacji oraz ograniczanie wykorzystywania surowców kopalnych – poszerzała się też definicja bezpieczeństwa energetycznego. W większym stopniu zaczęła ona obejmować kwestie odporności systemu elektroenergetycznego i adekwatności generacji. Wraz z ostatnimi kryzysami energetycznymi coraz mocniej zwraca się uwagę także na fizyczne i cybernetyczne bezpieczeństwo infrastruktury, ale też na łańcuchy dostaw i zależności (m.in. od Chin) w odniesieniu do surowców, komponentów i technologii służących do wytwarzania czystej energii.

By zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, istotne jest zmapowanie potencjału (w tym możliwości jego zwiększania) i ograniczeń produkcji własnej energii, surowców i technologii. Był to zawsze istotny wymiar podnoszony przez Polskę i kraje regionu (ze względu na wydobycie węgla, ale też gazu m.in. z dna Morza Czarnego). Równocześnie – przy rosnącej unijnej zależności importowej – bardzo ważne dla bezpieczeństwa energetycznego są relacje zewnętrzne. Dla Polski, ale w dużym stopniu też dla UE, najważniejsze były tu relacje energetyczne z Rosją, ich zmiany i działania na rzecz dywersyfikacji i pozyskiwania nowych partnerów.

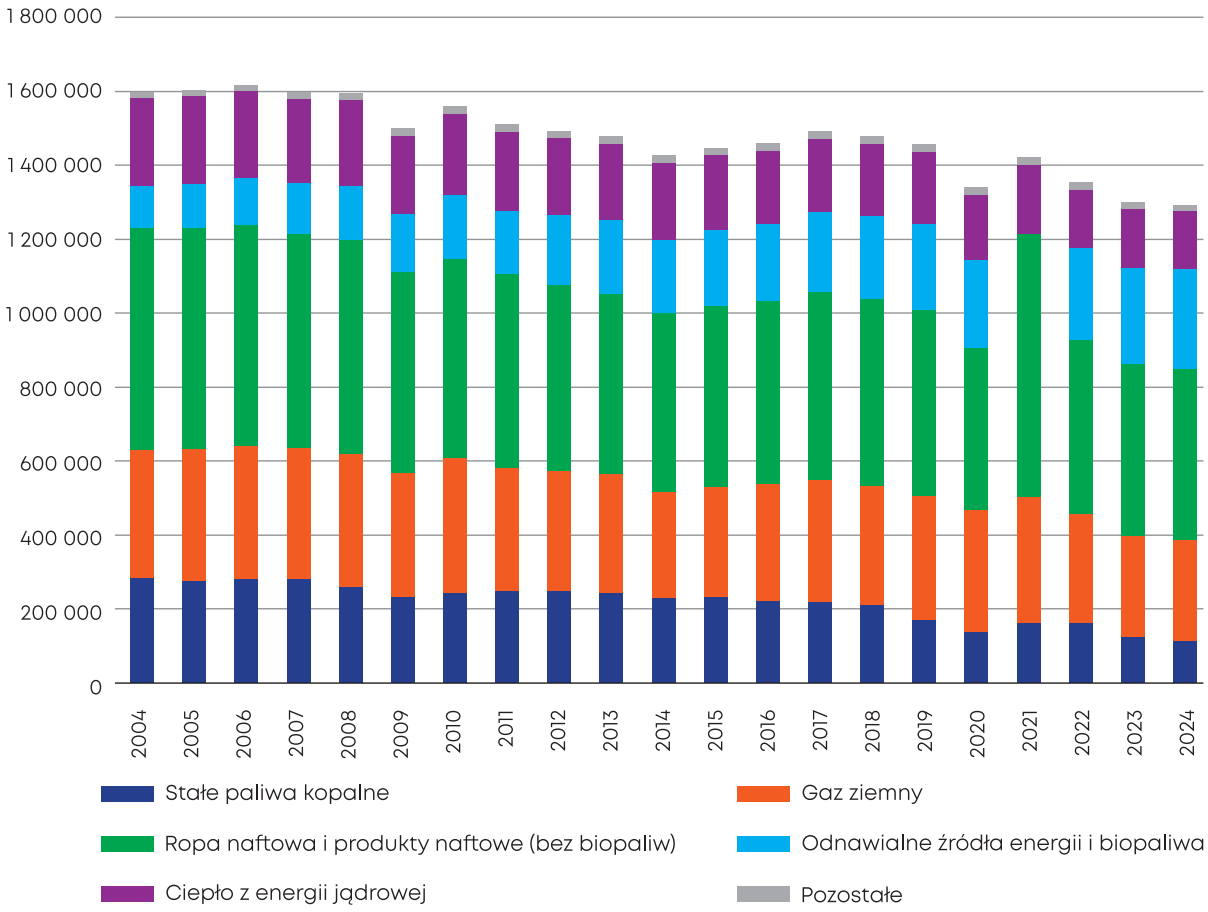
a. Produkcja własna węglowodorów, energii, nośników energii (i surowców krytycznych)

W ostatnich 20 latach całkowita konsumpcja energii (brutto) w UE[34] spadła o ok. 19%. W dużym stopniu proporcjonalnie do tego spadło zużycie ropy (22,5%) i produktów naftowych (21,5%) oraz gazu (21,5%). Szybciej malało zużycie energii jądrowej (o 35%), a skokowo – węgla (o 60,5%), wzrosło natomiast wykorzystanie źródeł odnawialnych i biopaliw (o 135%).

Jednocześnie udział ropy i gazu w miksie energetycznym UE pozostawał dominujący. W ostatnich 20 latach spadł minimalnie – z ok. 59% do 57%.

[34] W 27 państwach będących dziś członkami UE.

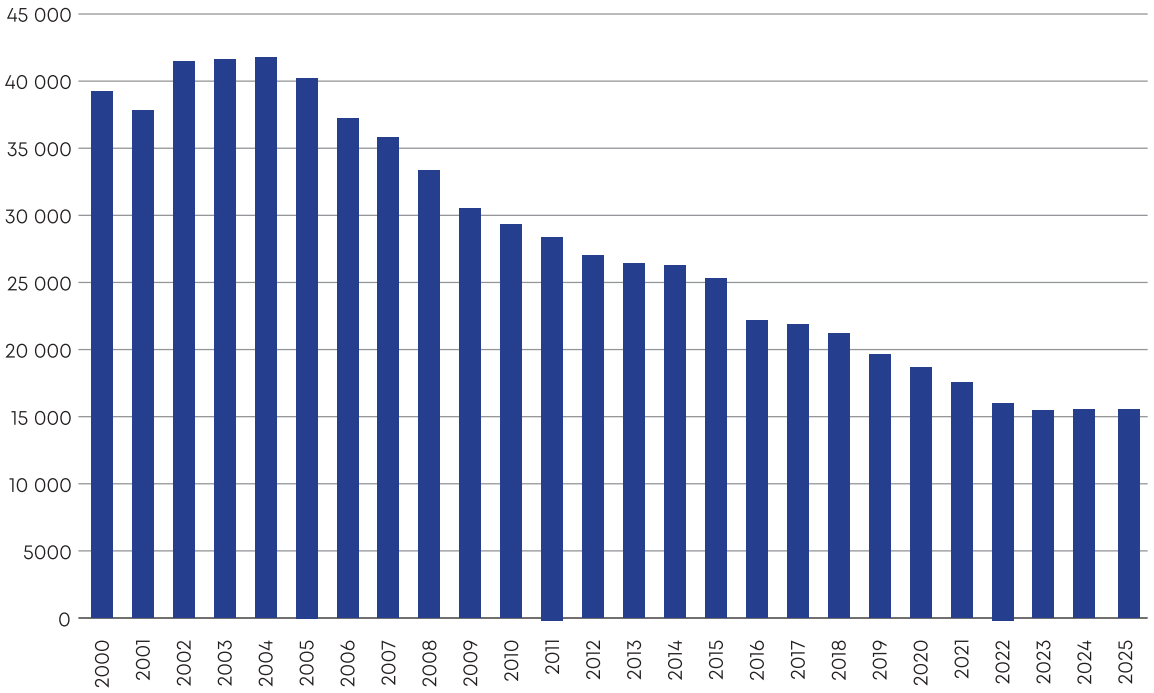
Wykres 4. Struktura zużycia krajowego brutto energii w UE 2004–2024 (tys. toe)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

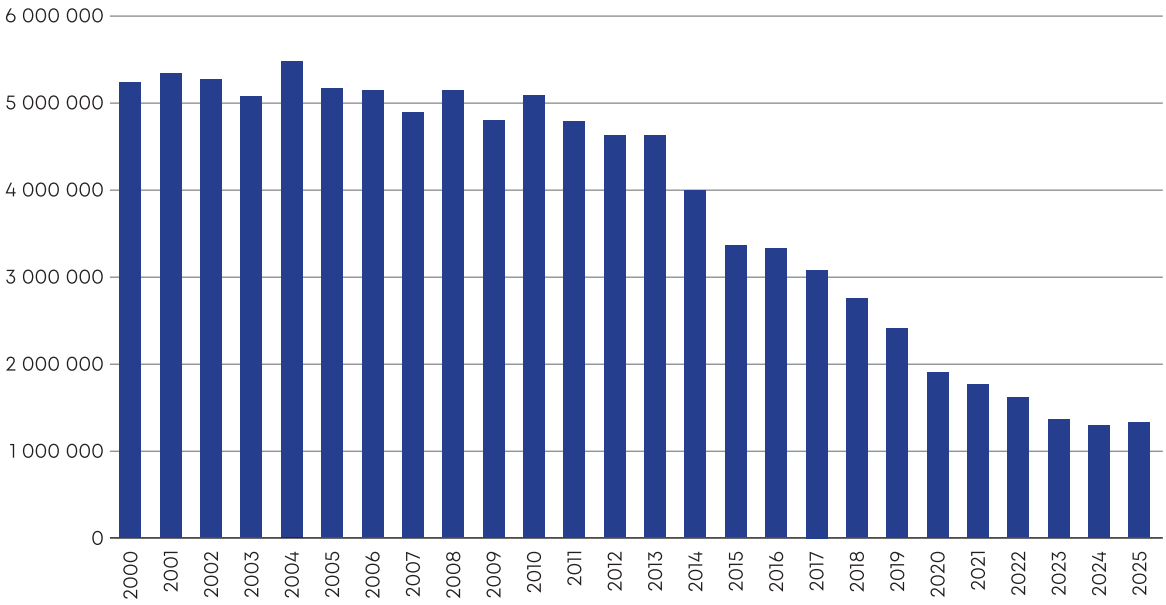
W tym samym czasie kilkakrotnie szybciej niż zużycie własne ropy i gazu spadało jednak ich wydobycie w UE. W przypadku gazu ziemnego spadek ten wyniósł od 2004 do 2025 r. 76%, a w przypadku ropy naftowej – 62%. Powodowało to silny wzrost zależności Unii od importu w ostatnich dwóch dekadach.

Wykres 5. Produkcja krajowa ropy naftowej w UE 2000–2025 (tys. ton)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

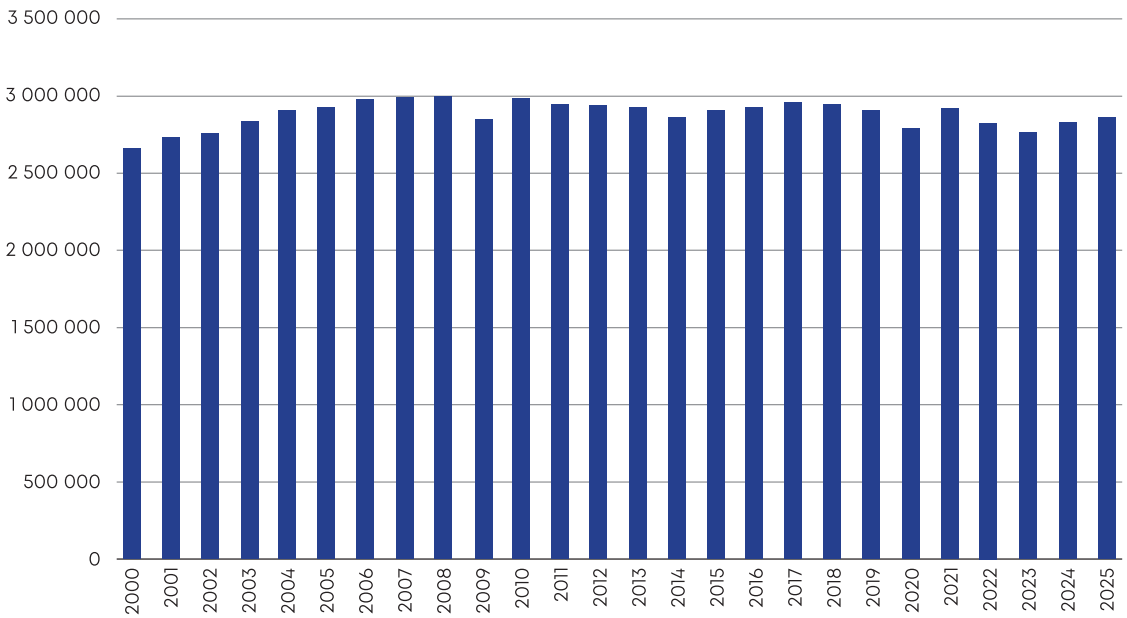
Wykres 6. Produkcja krajowa gazu ziemnego w UE 2000–2025 (TJ, wg ciepła spalania)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Jednocześnie w ostatnich dwóch dekadach produkcja elektryczności pozostawała na mniej więcej takim samym poziomie – ok. 300 GWh rocznie. Niezmienny pozostawał też udział energii elektrycznej w finalnym zużyciu energii, który w ostatniej dekadzie wyniósł ok. 23%.

Wykres 7. Produkcja energii elektrycznej brutto w UE 2000–2025 (GWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

♦ Unijne działania dotyczące wydobycia i produkcji energii

UE nie prowadziła de facto spójnej polityki wydobycia surowców energetycznych. Według unijnego prawa państwa członkowskie mają autonomię w decydowaniu o zasadach eksploatacji swoich kopalin i kształtowaniu miksu energetycznego. Początkowo większość państw unijnych uważała produkcję energii, w tym wydobycie własne, za czynnik zapewniający bezpieczeństwo i stabilność dostaw, jednak już w 2000 r. były świadome, że własne możliwości będą w przyszłości maleć, a zależność importowa – rosnąć[35]. W ostatnich latach coraz mniej państw UE (wyjątkiem są m.in. Polska i Rumunia) postrzegało własne wydobycie w ten sposób. Podejście unijne do produkcji paliw kopalnych i górnictwa wyraźnie zmieniało się w ostatnich dekadach, a na warunki i poziom wydobycia poza geologią i kosztami wpływały coraz mocniej unijne zasady dotyczące rynku wewnętrznego, polityki środowiskowej i klimatycznej (w tym emisyjności paliw kopalnych).

Państwa UE są relatywnie ubogie w tradycyjne surowce energetyczne. W części z nich wydobycie spadało m.in. w związku z kurczącymi się i coraz trudniej dostępnymi

[35] *Towards a European strategy for the security of energy supply*, Green Paper, Commission of the European Communities, COM(2000) 769 final, 29 listopada 2000 r., https://eur-lex.europa.eu.

zasobami. Tak było m.in. w przypadku ropy i gazu w Danii, Wielkiej Brytanii, Irlandii, Niemczech, we Włoszech czy w Chorwacji. Tak było i jest też w dużej mierze w przypadku węgla kamiennego w Niemczech czy w Polsce, gdzie coraz trudniejszy dostęp do złóż węgla przekłada się na rosnące koszty produkcji. Jednocześnie coraz powszechniejsze i traktowane coraz bardziej priorytetowo dążenie UE do środowiskowo zrównoważonej produkcji oraz zeroemisyjności gospodarki i odchodzenia od wykorzystywania paliw kopalnych (w tym np. przez reguły pomocy publicznej dla węgla[36], pozwalające na wsparcie dla kopalń jedynie w celu ich zamykania i łagodzenia skutków społecznych), nie sprzyjało pracom nad poszukiwaniem nowych złóż węglowodorów i inwestycjom w złoża trudniej dostępne, co przyczyniało się także do spadku poziomu wydobycia. Widoczne to było w przypadku m.in. węgla brunatnego w UE (np. w Bułgarii czy Grecji), ale też ropy i gazu np. rejonie Morza Północnego. W ostatnim czasie na koszty i potencjał wydobycia własnego wpływa negatywnie m.in. unijne rozporządzenie metanowe.

Do szybkiego ograniczania produkcji węglowodorów w UE przyczyniły się też protesty społeczne (m.in. w Holandii czy we Włoszech) i decyzje polityczne (np. w Danii o zaprzestaniu wydobycia do 2050 r. czy o zakończeniu poszukiwań i eksploatacji węglowodorów we Francji i Hiszpanii). Zarówno znacznie gorsze warunki geologiczne i potencjalne koszty, jak i opór społeczny i zakaz stosowania kluczowej technologii wydobywczej (szczelinowania hydraulicznego) przyczyniły się do fiaska planów i przymiarek (lata 2011–2014) do produkcji w UE gazu łupkowego. Był to problem dla nielicznych zainteresowanych państw unijnych, w tym Polski.

Jedynym regionem z perspektywami wzrostu produkcji gazu ziemnego był w ostatnim czasie region Morza Czarnego, przede wszystkim offshore'owe złoża rumuńskie, ale prace prowadzone były też w bułgarskich wodach terytorialnych (oraz poza UE w Turcji, możliwe jest też wznowienie wydobycia w wodach ukraińskich po zakończeniu wojny). Wydaje się, że związane jest to także z realnymi potrzebami regionu Europy Południowo-Wschodniej zastąpienia surowców rosyjskich oraz ograniczenia kosztów energii, a więc z motywami obejmującymi raczej bezpieczeństwo dostaw i konkurencyjność niż z ograniczeniami wynikającymi z restrykcyjnej polityki klimatycznej.

UE nie prowadziła także formalnie wspólnej polityki w zakresie produkcji energii elektrycznej. W szczególności kształtowanie struktury jej generacji pozostawało w kompetencji państw członkowskich i zależało od krajowych uwarunkowań i priorytetów. Jednak w ostatnich kilkunastu latach na podejmowane przez nie decyzje coraz silniej oddziaływały unijne regulacje i polityka klimatyczna, w szczególności system ETS i kolejne dyrektywy OZE wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii. UE ustanawiała również od 2009 r.[37] wiążące cele klimatyczne, w tym m.in. cel udziału OZE w zużyciu energii. Obecnie jest nim osiągnięcie poziomu co najmniej 42,5% do 2030 r. na poziomie całej Unii.

[36] Decyzja Rady 2010/787/UE.

[37] Pakiet 20-20-20 i dyrektywa 2009/28/WE.

Równolegle z ewolucją strategicznych celów UE, definiujących kontekst, w którym rozwija się lub ogranicza wydobycie i produkcję energii w Unii, zmieniała się też narracja dotycząca tego, czym jest unijna własna energia. Na początku XXI w. własna energia rozumiana była głównie jako samodzielne wydobycie surowców energetycznych oraz produkcja nośników i energii elektrycznej z rozmaitych źródeł – początkowo głównie konwencjonalnych i jądrowych. W 2015 r. Donald Tusk przedstawił swoją koncepcję Unii Energetycznej i zaapelował m.in. o zwiększenie wykorzystania zasobów własnych, w tym węgla i gazu łupkowego. Znalazło to odzwierciedlenie w unijnej Strategii bezpieczeństwa energetycznego (2014 r.), w której postulowano wyhamowanie spadkowego trendu wydobycia surowców w Europie (w tym niekonwencjonalnych) i przede wszystkim zwiększenie produkcji energii odnawialnej[38].

Wraz z postępującą transformacją energetyczną i mocnym wpisaniem jej w unijne strategie własna energia coraz mocniej kojarzona jest z elektrycznością i lokalnymi odnawialnymi (czystymi) źródłami, wreszcie z efektywnością i oszczędzaniem energii. Lokalnie pozyskiwana jest więc energia słoneczna i wiatrowa, wodna i geotermalna. Zwiększaniu ich produkcji sprzyja większość unijnego ustawodawstwa preferującego OZE na poziomie celów, instrumentów finansowania (m.in. taksonomia czy subsydia) czy modelu rynku. Własny może być też zielony wodór wytwarzany z wykorzystaniem lokalnych OZE. Rozwijaniu go służyć miała ambitna unijna strategia wodorowa, jednak jej cele pozostają wyraźnie poniżej założeń, a projekty napotykają bariery (kosztowe, regulacyjne i infrastrukturalne) ze względu na niedojrzałość technologii, jej niekonkurencyjność i olbrzymią energochłonność. W ostatnich latach polityka unijna stymulować ma produkcję biopaliw i biogazów (w tym biometanu) w UE. W tym obszarze Polska i kraje EŚW mają znaczny potencjał własny, co stwarza przestrzeń dla współkształtowania unijnej polityki i współuczestniczenia w tworzenia wspólnego rynku.

W latach 20. XXI w., wraz z przyspieszeniem rozwoju OZE i wzrostem strategicznych zależności m.in. od Chin, zaczęto też w UE coraz mocniej zwracać uwagę na konieczność zwiększania unijnej produkcji czystych technologii, strategicznych komponentów i elementów infrastruktury, wreszcie surowców krytycznych. Nieoczywiste bowiem stało się, czy w pełni własną można nazywać energię, która wytwarzana jest w coraz większym stopniu z wykorzystaniem importu z Chin i jest narażona na jego instrumentalizację, restrykcje eksportowe czy cyberryzyka. Wzrostowi unijnej produkcji w tym obszarze ma sprzyjać m.in. CRMA, NZIA i Industrial Accelerator Act. Również tutaj kierunek działań Unii wydaje się spójny z polskimi interesami niezwiększania ponad miarę zależności w strategicznych sektorach, ochrony własnego przemysłu, tworzenia nowych jego branż (z zachowaniem odpowiedniego udziału *local content* – m.in. przy rozwijaniu z jednej strony sektora morskiej energetyki wiatrowej, z drugiej zaś energetyki jądrowej) i wykorzystania własnego potencjału i know-how (np. w górnictwie i przetwórstwie części surowców krytycznych).

[38] *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council*, European Commission, COM (2014) 330 final, 28 maja 2014 r., https://energy.ec.europa.eu.

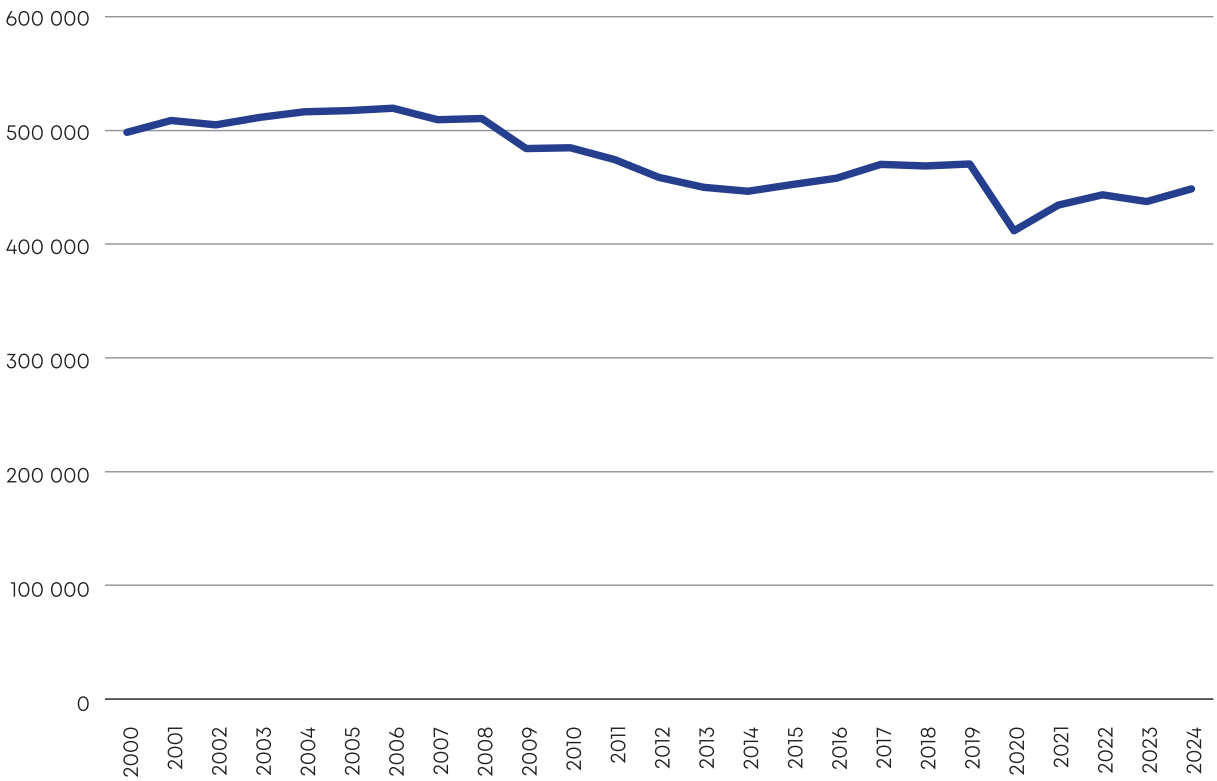
Potrzebę zwiększania własnych mocy produkcyjnych zarówno czystej energii, jak i wciąż mocno wykorzystywanych tradycyjnych surowców i paliw (w tym diesla i paliwa lotniczego) uwidoczniły kryzysy energetyczne ostatnich lat – rosyjski z lat 2022/2023, ale też trwająca wojna w Zatoce Perskiej i blokada cieśniny Ormuz. Jednocześnie cel wzrostu wydobycia surowców krytycznych czy produkcji przemysłowej w UE oraz zwiększenia mocy produkcji kluczowych średnich destylatów jest trudny do szybkiego osiągnięcia ze względu na nastroje społeczne i restrykcyjne unijne prawo klimatyczno-środowiskowe. Tym samym niezbędne jest stworzenie unijnej polityki energetycznej mającej mocny filar surowcowy, a w jego ramach – silny wymiar zewnętrzny.

b. Współpraca międzynarodowa[39]

♦ Zależność importowa UE i kluczowi partnerzy

UE jest relatywnie uboga w surowce energetyczne i w rezultacie pozostaje mocno zależna od importu. Co więcej, wraz z obserwowanym w ostatnich dekadach jedynie niewielkim spadkiem zapotrzebowania całkowitego na energię pierwotną oraz spadającym z różnych powodów wydobyciem własnym (por. wyżej) zależność importowa UE rośnie.

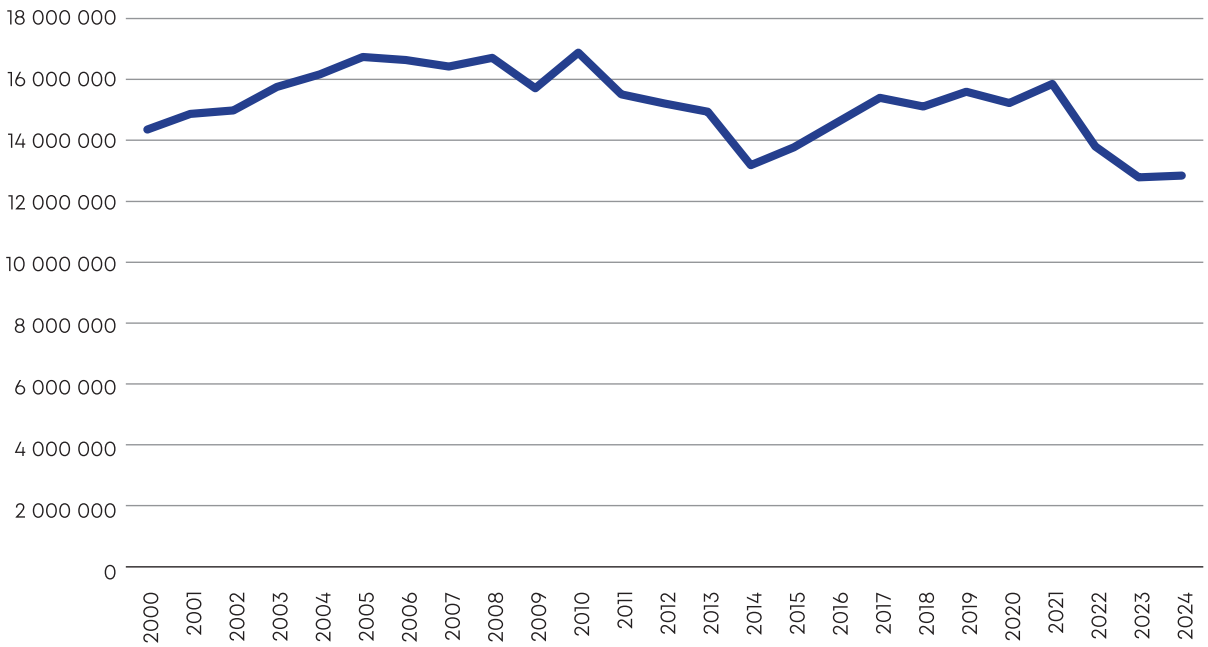
Wykres 8. Zużycie końcowe ropy naftowej i produktów naftowych w UE 2000–2024 (tys. ton)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

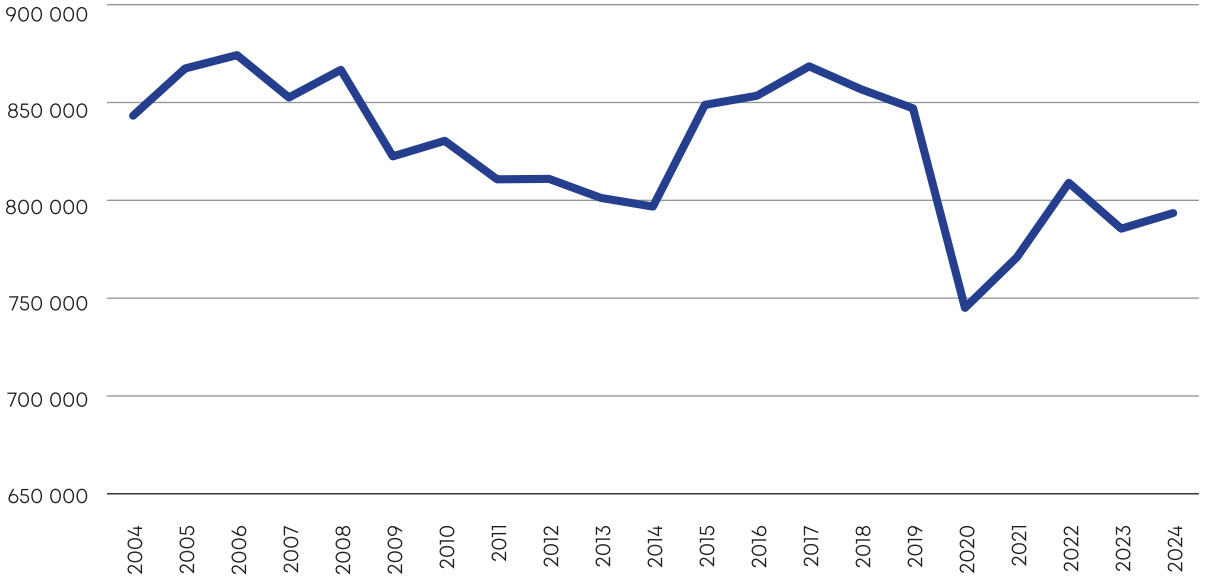
[39] I. Wiśniewska, A. Łoskot-Strachota, A. Jarosiewicz, Z. Brunarska, *Between energy security and energy market integration*, Raport OSW, 13 czerwca 2011 r., www.osw.waw.pl.

Wykres 9. Zużycie krajowe gazu ziemnego w UE 2000–2024 (TJ, według ciepła spalania)



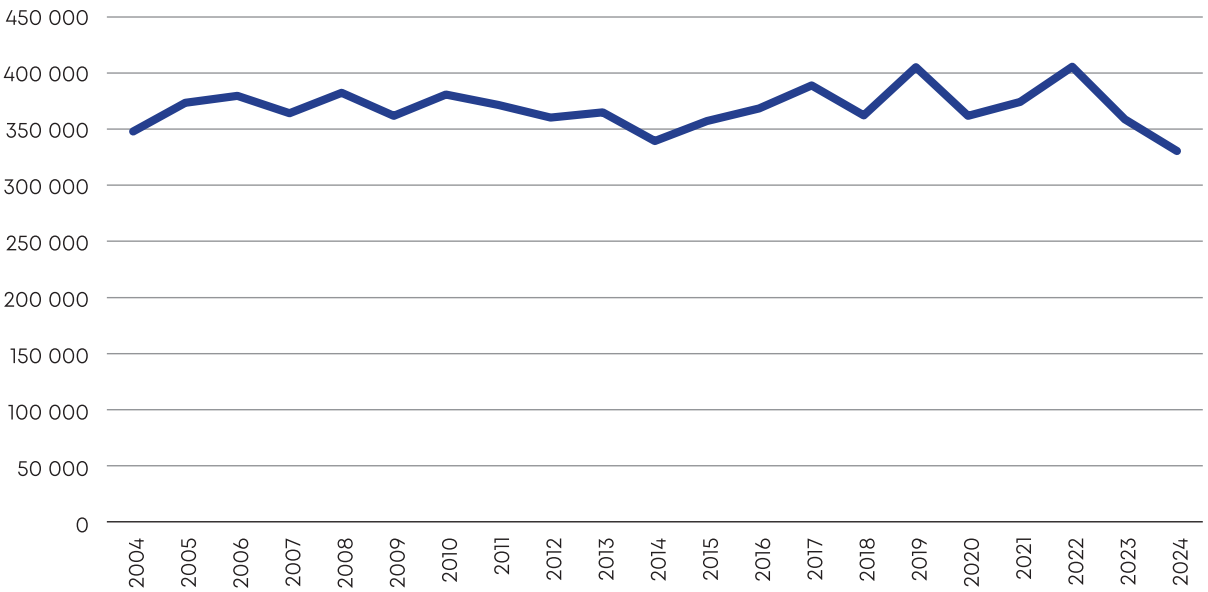
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres 10. Import ropy naftowej i produktów naftowych do UE 2004–2024 (tys. ton)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres 11. Import gazu ziemnego do UE 2004–2024 (mln m³)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Dodatkowo UE zależy także od szlaków importowych, szczególnie od transportu morskiego oraz ropo- i gazociągów przebiegających przez państwa trzecie, a także od skomplikowanych łańcuchów dostaw m.in. kluczowych surowców, komponentów i technologii odnawialnych. W konsekwencji zapewnienie dostępności i bezpieczeństwa różnych zewnętrznych źródeł energii oraz szlaków jej transportu pozostaje strategicznym interesem UE. Dla ułatwienia negocjacji kontraktów importowych, zapewnienia stabilności i drożności szlaków i łańcuchów dostaw oraz przystępnych cen UE i państwa członkowskie starają się zapewnić swoim firmom polityczne wsparcie. Działo się tak i dzieje poprzez rozbudowywanie unijnej zagranicznej polityki energetycznej, w tym zawieranie i pielęgnowanie partnerstw z tradycyjnymi dostawcami (do niedawna Rosja, teraz Norwegia, Afryka Północna, Bliski Wschód), nawiązywanie nowych (USA, region kaspijski, państwa regionu Morza Śródziemnego itp.), także z państwami tranzytowymi (Ukraina, Turcja). W ostatnim czasie dostawcami strategicznych surowców czy technologii były przede wszystkim Chiny, ale też państwa Globalnego Południa.

Poza dbaniem o bezpieczeństwo dostaw i szlaków Unia od co najmniej kilkunastu lat działa także na rzecz de facto eksportu celów swojej polityki wewnętrznej i zasad wspólnego rynku energetycznego. Jest to przestrzeń, w której łączy się wymiar rynku wewnętrznego i zagraniczny unijnej polityki energetycznej. Propagowanie swoich zasad i energetycznych reguł gry w unijnym sąsiedztwie jest narzędziem zbliżania państw kandydujących do Unii, wpisanym w proces akcesyjny. Wdrożenie w państwach sąsiedztwa wspólnych reguł i stopniowa integracja ich sieci i infrastruktury prawnej w dziedzinie energii ułatwia nie tylko współpracę,

ale też handel, tranzyt i bilansowanie rynków. Jest więc narzędziem poszerzającym i zwiększającym konkurencyjność, bezpieczeństwo, stabilność i przewidywalność funkcjonowania wspólnych rynków energii i gazu. W ostatnich latach ułatwia także popularyzację i eksport unijnych celów polityki energetyczno-klimatycznej oraz ochronę unijnego przemysłu.

Od dwóch dekad działania na rzecz integracji energetycznej obejmują Bałkany Zachodnie, w pewnym stopniu także Turcję, a od kilkunastu lat również Ukrainę i Mołdawię oraz w mniejszym stopniu państwa Kaukazu Południowego. W szczególności spójne z interesami Polski pozostaje aktywne zbliżanie państw Partnerstwa Wschodniego do UE w obszarze energetycznym (gaz i energia elektroenergetyczna). Polska widzi w tym sposób na zwiększanie własnego bezpieczeństwa dostaw i przestrzeni do współpracy gospodarczej.

♦ Cele i instrumenty zewnętrznej polityki energetycznej UE

Znaczenie i forma unijnych zewnętrznych działań energetycznych zmieniała się w czasie – w zależności od możliwości własnych UE, ale przede wszystkim potrzeb i wyzwań, z którymi państwom unijnym przyszło się mierzyć. Pod koniec lat 90. i na początku XXI w. działania te były mało skoordynowane, a prowadziły je głównie państwa członkowskie. Jednym z ich celów było wprowadzenie na obszar poradziecki wspólnych energetycznych reguł gry – m.in. w zakresie ochrony inwestycji, handlu energią lub surowcami czy tranzytu. Instrumentem służącym temu był Traktat Karty energetycznej, zaś jednym z narzędzi, które miały wspierać państwa wschodnie w osiąganiu celów Karty energetycznej, był program INOGATE. Osobne i silne relacje rozwijane były z Rosją – strategicznie ważnym dostawcą surowców do UE. W 2000 r. uruchomiony został Dialog Energetyczny UE–Rosja.

W drugiej połowie pierwszej dekady XXI w. nastąpiły widoczne zmiany w unijnej zagranicznej polityce energetycznej. Przyczyniło się do tego z jednej strony powiększenie UE o państwa Europy Środkowo-Wschodniej, które miały doświadczenia nadmiernej zależności od dostaw z Rosji i instrumentalizacji ich przez Rosję, z drugiej zaś kryzysy gazowe lat 2006–2009 oraz agresja rosyjska na Gruzję (2008 r.). W UE zaczęto zauważać ryzyka związane z silną zależnością od importu z Rosji, potrzebę jej ograniczania przynajmniej w przypadku państw najbardziej narażonych, zarządzania zależnością na poziomie UE, wreszcie zwiększania odporności i bezpieczeństwa unijnego rynku gazowego. Zewnętrzna polityka energetyczna zaczęła więc skupiać się na kwestiach infrastruktury importowej – rozbudowie interkonektorów i bezpieczeństwa tranzytu. Wzrosło znaczenie współpracy z Ukrainą jako kluczowym państwem tranzytowym i zwiększenia transparentności i jasności reguł przesyłu gazu przez jej terytorium do UE. Dla Polski, Słowacji, Czech, Węgier, Bułgarii i Rumunii stanowiło to kluczowy temat – kraje regionu były najbardziej w UE zależne od dostaw ropy i gazu z Rosji oraz od ich tranzytu przez Ukrainę oraz mocno narażone na zdarzające się problemy z tranzytem.

Jednym z instrumentów współpracy i uwspólniania części reguł energetycznych UE z państwami Bałkanów Zachodnich, a potem także z Ukrainą, Gruzją,

i Mołdawią, stała się Wspólnota Energetyczna. Eksport unijnych reguł miał sprzyjać stopniowej integracji rynków gazu i energii tych państw z Unią. Dodatkowo wzrosło znaczenie dywersyfikacji źródeł i szlaków dostaw. Państwa unijne szukały (do pewnego stopnia we współpracy z USA) alternatywnych dostawców w regionie kaspijskim, a jednym z kluczowych projektów dywersyfikacyjnych był tzw. Południowy Korytarz Gazowy, który miał umożliwić dostawy z Azerbejdżanu i ewentualnie Azji Centralnej przez Kaukaz i Turcję do Europy Południowo-Wschodniej, Włoch i Austrii. Wpisywało się to dobrze w tradycyjne zainteresowanie Polski współpracą energetyczną z państwami kaspijskimi i w koncepcję sprowadzania od nich surowców alternatywnych wobec rosyjskich (np. przez nigdy niezrealizowany projekt ropociągu Odessa–Brody–Płock), a także wzmacniania niezależności tych państw od Rosji. Orędownikiem uruchomienia korytarza eksportującego ropę i gaz z regionu kaspijskiego (Azerbejdżanu, a potencjalnie i Kazachstanu przez Gruzję, Morze Czarne i Ukrainę) do Polski i Europy był m.in. prezydent Lech Kaczyński. Idea ta była dyskutowana m.in. w trakcie szczytów w latach 2007–2008 i zakończona podpisaniem deklaracji z Baku w 2008 r.[40]

Rozmowy o tranzycie z Ukrainą, zaangażowanie w Azji Centralnej i na Kaukazie, wreszcie Wspólnota Energetyczna oznaczały zwiększenie unijnej aktywności w szeroko rozumianym wschodnim sąsiedztwie i prowadziły do wzrostu napięć z Rosją, która działania i cele UE w państwach poradzieckich postrzegała jako konkurencyjne i zmniejszające jej znaczenie i wpływy. Jednocześnie polityka UE nie była tu jednoznaczna. Wiele państw zachodnioeuropejskich postrzegało Ukrainę jako partnera nie do końca wiarygodnego, przyczyniającego się w podobnym jak Rosja stopniu do problemów z dostawami gazu. Sprzyjało to wspieraniu pomysłów budowy szlaków omijających to państwo. Od 2005 r. Niemcy wspólnie z Rosją zaczęły formalnie realizować projekt Nord Stream. Miał on umożliwić ominięcie Ukrainy przy eksporcie części rosyjskiego gazu do UE i pomimo widocznych kontrowersji wewnątrz UE – opartych poza kwestiami bezpieczeństwa m.in. na argumentacji środowiskowej (w procedurach *environmental impact assessment* uczestniczyły m.in. państwa skandynawskie i Polska) – uznany został za projekt o znaczeniu priorytetowym. Był on sprzeczny z interesami Polski i szeregu państw EŚW, jednak nie istniały wówczas formalne instrumenty i wystarczająco silny wewnątrzunijny sprzeciw, a sama Polska nie miała wystarczająco dużo wpływu, by móc skutecznie przeciwdziałać budowie. Kontynuowany był także strategiczny dialog energetyczny UE–Rosja. Polska zaczęła w nim uczestniczyć po akcesji do UE. W tym przypadku jej wpływ na kształt dialogu, jego tematykę i zasady był także mocno limitowany i ograniczał się do prób blokowania najbardziej niekorzystnych z polskiego i regionalnego punktu widzenia konkluzji szczytów lub mandatów negocjacyjnych dla Komisji Europejskiej. Polska m.in. przyczyniła się do opóźnienia negocjacji i zawarcia nowej umowy Unia–Rosja

[40] *Deklaracja Szczytu Energetycznego w Baku*, Oficjalna strona Prezydenta Rzeczypospolitej Polskiej, www.prezydent.pl.

i próbowała zablokować unijne wsparcie dla Nord Stream 1, m.in. intensyfikując wewnątrzunijną dyskusję na jego temat.

Znaczenie zewnętrznej polityki energetycznej UE oraz partnerstw z alternatywnymi dostawcami zwiększyło się po aneksji Krymu w 2014 r. Agresja Rosji, rosnące napięcia w relacjach Rosja–Ukraina oraz wykorzystywanie gazu jako instrumentu nacisku na Ukrainę prowadziły do kryzysu w dwustronnych relacjach energetycznych i groziły kolejnymi problemami dla dostaw do UE. W rezultacie unijna zewnętrzna polityka energetyczna miała w tym okresie co najmniej dwa wyraźne kierunki – dywersyfikacja i zwiększanie bezpieczeństwa dostaw do UE oraz mediacje w relacjach gazowych Ukraina–Rosja. W 2014 r. ówczesny premier Polski Donald Tusk zaproponował powołanie Unii Energetycznej, która poza wzmacnianiem solidarności, integracji i wspólnych działań wewnątrz UE miała mieć ważny wymiar zewnętrzny. Tusk postulował m.in. wspólne negocjacje kontraktów na dostawy surowców z Rosji, partnerstwa z nowymi dostawcami (m.in. LNG), ale także wzmocnienie Wspólnoty Energetycznej i gwarancje bezpieczeństwa energetycznego nie tylko w UE, ale także w jej sąsiedztwie. Koncepcja Unii Energetycznej ewoluowała i stała się ramami konceptualno-narracyjnymi całej polityki energetycznej UE, które zostały przedstawione w oficjalnej unijnej strategii z 2015 r.[41] Choć była szersza i w kilku punktach różna od koncepcji Tuska, to jednym z kluczowych filarów pozostał ten, który dotyczył bezpieczeństwa energetycznego. Bazował na przyjętej jeszcze w 2014 r. Strategii bezpieczeństwa energetycznego[42], która miała wzmacniać możliwości radzenia sobie UE z ewentualnymi kryzysami energetycznymi, wspierać szukanie alternatywnych dostawców i szlaków poprzez wspólną dyplomację energetyczną i podkreślanie znaczenia zewnętrznej polityki energetycznej bazującej na wewnątrzunijnej jedności. Poza Korytarzem Południowym i państwami Kaukazu i Azji Centralnej koncentrowano się także na Afryce Północnej, wschodnim Morzu Śródziemnym i na Bliskim Wschodzie, poszukiwano dostaw LNG z USA, Kataru, Afryki i Australii. W 2016 r. przyjęto unijną strategię dotyczącą LNG (i magazynowania gazu)[43]. Działania zewnętrzne miały być wspierane i uzupełniane przez działania wewnętrzne na rzecz rozbudowy infrastruktury gazowej (interkonektory, magazyny, terminale) i utworzenie wspólnego, zliberalizowanego rynku unijnego.

Równocześnie UE stała się de facto stroną i mediatorem w rosyjsko-ukraińskich rozmowach mających doprowadzić do uregulowania zasad współpracy gazowej między Ukrainą a Rosją, a po wstrzymaniu przez Ukrainę importu gazu z Rosji (2016 r.) – do zapewnienia bezpieczeństwa i stabilności tranzytu do UE. Wymiernym

[41] *Pakiet dotyczący unii energetycznej. Załącznik. Plan działania w zakresie unii energetycznej do komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu*, COM (2015) final, 25 lutego 2015 r., https://eur-lex.europa.eu.

[42] Por. *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council European Energy Security Strategy*, COM (2014) final, 28 maja 2014 r., https://energy.ec.europa.eu.

[43] *Liquefied Natural Gas and gas storage will boost EU's energy security*, European Commission, 16 lutego 2016 r., https://ec.europa.eu.

sukcesem Unii było przyczynienie się do wynegocjowania w ostatniej chwili pięcioletniego kontraktu tranzytowego Ukraina–Rosja w 2019 r.

Od 2019 r. zmieniły się nieco narracja i definiowanie przez KE priorytetów unijnej polityki energetycznej. Strategia Zielonego Ładu wskazywała na koncentrację na nadrzędnym celu dekarbonizacji, który miał organizować pracę całej gospodarki, w tym politykę energetyczną i jej wymiar zagraniczny. Taką zmianę umożliwiało zażegnanie doraźnych kryzysów dotyczących surowców energetycznych (w tym tranzytu gazu przez Ukrainę) oraz długofalowy cel odchodzenia od ich wykorzystania. Zielona transformacja miała stać się nie tylko sposobem na wyhamowanie zmian klimatu, ale też nowym motorem wzrostu unijnego, a sama UE chciała angażować się w propagowanie tego w skali świata dzięki przykładom własnych osiągnięć i eksportowi zielonych technologii. Instrumentem zewnętrznej współpracy energetyczno-klimatycznej, coraz bardziej koncentrującej się nie tylko na bezpieczeństwie dostaw, ale też na czystej energii, stała się Global Gateway. Pociągnęło to za sobą zaangażowanie w rozmaitych regionach świata (m.in. w ramach Just Energy Transition Partnerships), w Afryce (z RPA czy Senegalem) i Azji (z Wietnamem i Indonezją). Polska była początkowo w te inicjatywy relatywnie mało zaangażowana – koncentrowała się na lobbowaniu wewnątrz UE sprawiedliwej transformacji dla swoich regionów węglowych.

Jednocześnie już po kilku latach, w związku z silną instrumentalizacją przez Rosję dostaw gazu, wybuchem pełnoskalowej wojny na Ukrainie i kryzysem energetycznym, UE ponownie w trybie bieżącym i awaryjnym musiała zająć się sprawą stabilności i wystarczalności dostaw ropy i gazu, a kwestie bezpieczeństwa energetycznego ponownie znalazły się wysoko na unijnej agendzie. Znaczenie dywersyfikacji nośników, źródeł, szlaków i dostaw energii ponownie wzrosło w związku z bezprecedensowymi zmianami w koszyku importowanych przez UE surowców energetycznych, ale także ze zwiększeniem skali i częstotliwości ryzyk dla dostaw z innych źródeł (blokada cieśniny Ormuz), wreszcie z przyspieszeniem przez UE transformacji energetycznej (która miał a zapewniać nie tylko osiągnięcie zeroemisyjności, ale i bezpieczeństwo energetyczne) i pojawieniem się w rezultacie innych zależności. UE zdecydowała się na zerwanie politycznych relacji z Rosją i odchodzenie od importu rosyjskich surowców, zaczęła wzmacniać partnerstwa z państwami *like-minded* i działać na rzecz przyspieszenia dekarbonizacji. Na kluczowych partnerów, poza Norwegią, wyrosły USA (skokowy wzrost importu LNG), ale państwa UE zaczęły sprowadzać surowce z całego świata i podpisywały umowy ramowe w rozmaitych regionach od Kaukazu i Azji Centralnej, poprzez wschodnie Morze Śródziemne (Izrael i Egipt), Afrykę (Algieria, Senegal), Bliski Wschód, aż po Amerykę Południową. Współpraca ta dotyczyła zarówno bezpieczeństwa dostaw tradycyjnych surowców, jak i kooperacji w dziedzinie odnawialnych źródeł energii. Unijna polityka odchodzenia od importu ropy i gazu z Rosji, jak i partnerstwo z USA, wpisywały się w strategiczne interesy i sposoby działania Polski. Jednocześnie, wraz z rosnącą zależnością UE od amerykańskiego gazu skroplonego oraz coraz wyraźniejszymi pęknięciami w relacjach transatlantyckich, w Unii i stolicach europejskich

zaczęły się pojawiać pytania, czy zależność od amerykańskich dostaw nie staje się nadmierna. Obecnie, w czasie wojen na Ukrainie oraz na Bliskim Wschodzie, wspólnym wyzwaniem UE i Polski jest zarządzanie kształtem współpracy energetycznej Unii i Stanów Zjednoczonych tak, by móc ją kształtować w sposób obustronnie korzystny. Współpraca z USA w konkretnym zakresie – m.in. imporcie LNG czy technologii jądrowych – pozostaje kluczowa i wydaje się niezbędna do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego UE, w tym Polski i Europy Środkowo-Wschodniej, przynajmniej w krótkim i średnim okresie.

Przyspieszona transformacja energetyczna ostatnich lat doprowadziła także, w warunkach rosnących cen energii w UE i innych strukturalnych wyzwań, do szybkiego wzrostu zależności Europy od dostaw surowców krytycznych, komponentów i *clean techu* z Chin. W związku z coraz wyraźniejszymi kosztami gospodarczymi i wyzwaniami dla bezpieczeństwa związanymi z tą zależnością UE zaczęła opracowywać strategię *deriskingu* i, jeśli nie zmniejszania, to ograniczania tempa wzrostu tej zależności (w ramach m.in. CRMA). Podobne wyzwania stoją przed Polską i jej przemysłem oraz sektorem energetycznym. W rezultacie trwają obecnie starania o pozyskanie alternatywnych źródeł surowców krytycznych i rozwój współpracy i partnerstw na różnych etapach łańcucha ich wartości – na poziomie strategicznym z USA, ale także z Kanadą, Australią, Ukrainą, państwami Azji Centralnej, Chile czy Grenlandią.

W obliczu wojny strategicznego wymiaru nabrała wreszcie unijna współpraca energetyczna z Ukrainą i Mołdawią. W trybie awaryjnym doszło do synchronizacji ich rynków elektroenergetycznych z europejskim (kontynentalnym), państwa UE stały się kluczowymi partnerami w zabezpieczaniu dostaw nie tylko niezbędnych surowców, ale i sprzętu energetycznego do odbudowy niszczonej przez Rosję ukraińskiej infrastruktury energetycznej. Wraz z początkiem procesu akcesyjnego Ukraina i Mołdawia zaczęły szereg reform i konsultacji, które mają zbliżyć do wymogów UE ich infrastrukturę prawno-instytucjonalną, faktyczne zarządzanie sektorem energetycznym i jego funkcjonowanie. Kluczowym instrumentem i forum współpracy zarówno przy koordynacji doraźnej pomocy, jak i przy dostosowaniu prawa energetycznego (i klimatycznego) i instytucji ukraińskich i mołdawskich do standardów unijnych pozostaje Wspólnota Energetyczna.

2.3. UE WOBEC ROSJI: STUDIUM PRZYPADKU WPŁYWU POLSKI NA UNIJNĄ POLITYKĘ ENERGETYCZNĄ

Szczególnie ważnym podmiotem unijnej i polskiej polityki energetycznej, w tym jej zewnętrznego i w dużym stopniu wewnętrznego wymiaru, była i jest Rosja. Państwo to przez dziesięciolecia było najważniejszym zewnętrznym dostawcą na rynek unijny ropy i gazu ziemnego, a także węgla i uranu, ważnym inwestorem w UE i kluczowym partnerem energetycznym. Od 2022 r. jednak sytuacja zasadniczo się zmieniła – Rosja z partnera stała się jednoznacznie rywalem i zagrożeniem, także

dla bezpieczeństwa energetycznego Unii, której celem stało się całkowite odejście od wykorzystywania rosyjskich surowców.

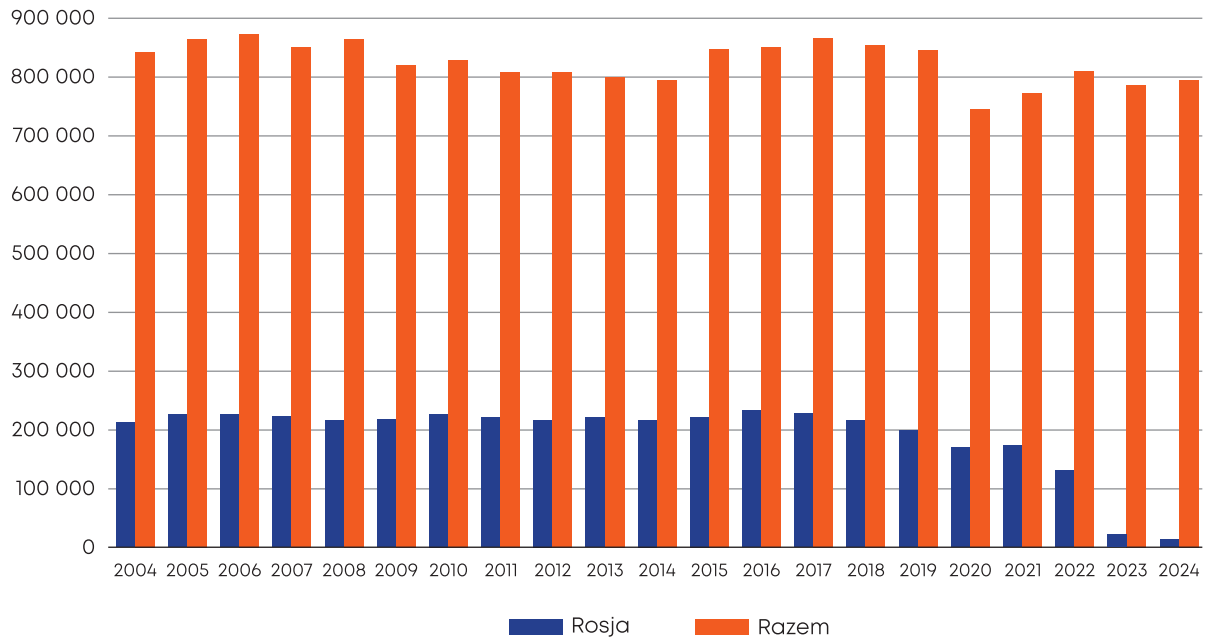
W przypadku Polski jeszcze mocniej niż w całej UE Rosja była kluczowym punktem odniesienia dla kształtowania własnej polityki energetycznej. Była też jedną z ważniejszych przyczyn licznych działań, których celem było uzyskanie wpływu na kształt unijnej polityki i regulacji, ich interpretację i wykorzystanie. Zależność od dostaw rosyjskich i wielopoziomowe wpływy Rosji i rosyjskich koncernów energetycznych (w tym naftowych i gazowych) w Polsce postrzegane były w ostatnich trzech dekadach przede wszystkim jako zagrożenie zwiększające inne strategiczne ryzyka ze strony tego państwa. Stąd m.in. wynikała historycznie silna koncentracja Polski na bezpieczeństwie energetycznym, rynku gazu i zewnętrznym wymiarze unijnych relacji energetycznych. Celem strategicznym polityki energetycznej Polski była w ostatnich 25 latach dywersyfikacja dostaw i szlaków oraz minimalizacja współpracy energetycznej z Rosją. Unijna polityka energetyczna była przez długi czas postrzegana, wykorzystywana i współkształtowana przez pryzmat jej użyteczności w osiąganiu tego celu. Zmiany widoczne od wybuchu pełnoskalowej wojny na Ukrainie i przyjęcie przez UE celów analogicznych do polskich są więc jednoznacznie sukcesem Polski. Jednocześnie, choć proces odchodzenia od rosyjskich surowców nie został zakończony, to minimalizacja ich roli powoduje, że przestają być głównym polem działań Polski. W obszarze szeroko rozumianych energii i klimatu Polska ma także szereg innych priorytetów, interesów i potrzeb działania na rzecz stworzenia skutecznych instrumentów polityki krajowej i uzyskania wpływu na politykę UE.

a. Unijna zależność od rosyjskiej ropy i gazu

Od 2004 r. rósł udział rosyjskiej ropy i produktów naftowych w całości unijnego importu, a maksymalny poziom – ok. 28% – osiągnął w 2013 r. Od tego czasu widoczny stał się stopniowy, niewielki spadek aż do 2022 r. Podobna sytuacja miała miejsce w odniesieniu do całkowitych wolumenów ropy i produktów importowanych z Rosji – po okresie wzrostu zaczęły one ok. 2016 r. stopniowo spadać. Po rozpoczęciu pełnoskalowej agresji przeciw Ukrainie i powiązanej z tym wojny energetycznej Rosja–UE oraz w związku z unijnymi sankcjami nastąpił skokowy spadek zarówno importowanych wolumenów, jak i udziału rosyjskiego.

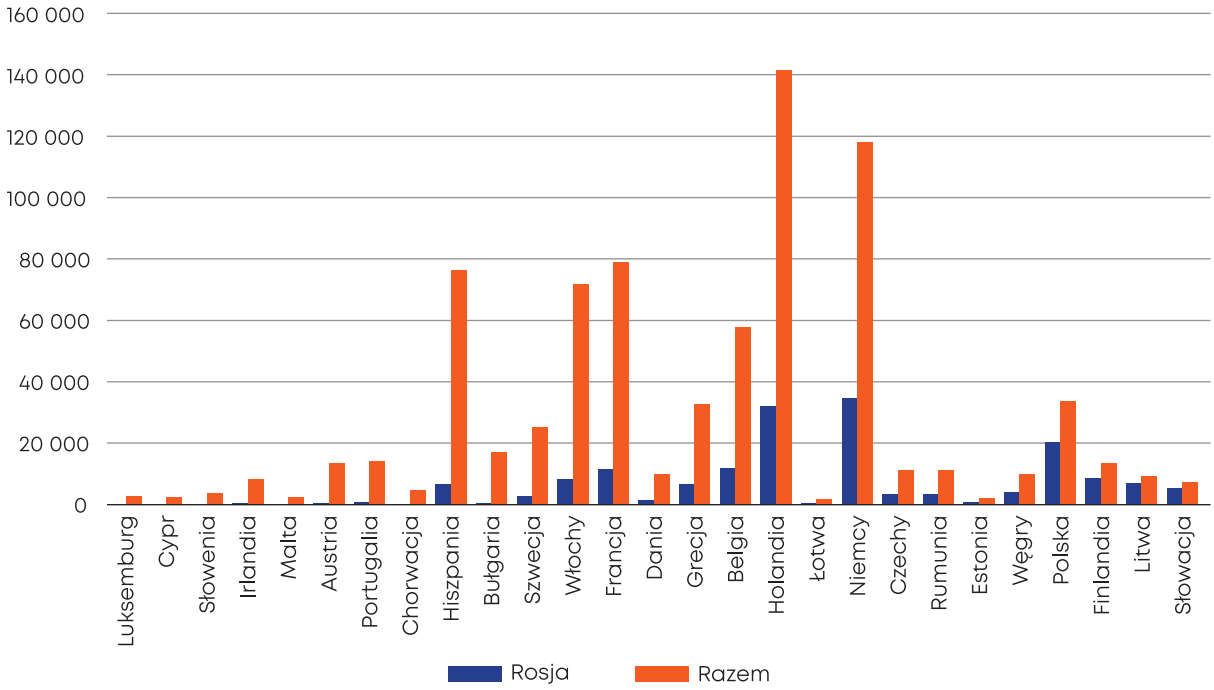
W poprzedzającym wybuch wojny 2021 r. ponad połowa całości unijnego importu rosyjskiej ropy i produktów przypadała na trzy kraje: Niemcy (20%), Holandię (18,5%) oraz Polskę (11,8%). Najbardziej zależnymi od surowca z Rosji były jednak państwa Europy Środkowo-Wschodniej (Słowacja i Litwa w ponad 76%) oraz Finlandia (64%).

Wykres 12. Import ropy i produktów naftowych z Rosji do UE na tle całego importu, 2004–2024, tys. ton



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Wykres 13. Import ropy i produktów naftowych z Rosji przez poszczególne kraje UE w 2021 r.

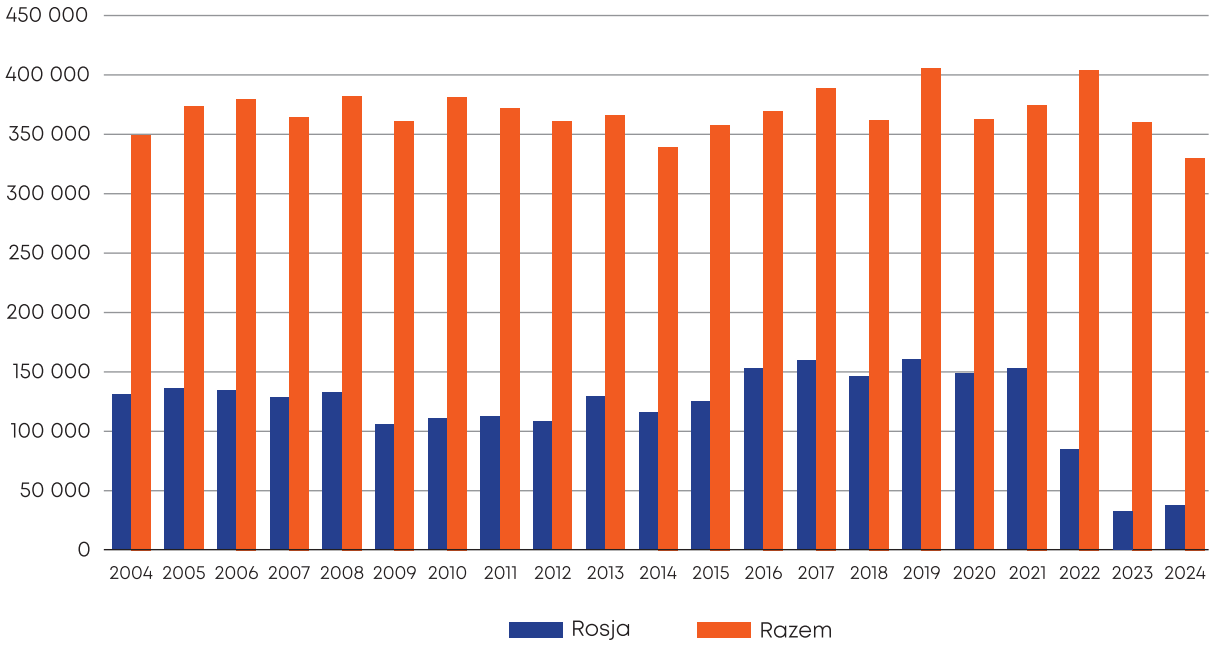


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Obecnie sytuacja drastycznie się zmieniła. W konsekwencji zachodnich sankcji udział rosyjskiej ropy i produktów spadł z ok. 23% do mniej niż 2% w 2024 r. Jedynymi państwami, którym przysługują czasowe wyłączenia z sankcji i które wciąż sprowadzają surowiec z Rosji, pozostają Słowacja i Węgry.

Unijny import gazu ziemnego z Rosji w ostatnich dwóch dekadach przed wojną wzrósł zarówno pod względem wolumenów (o prawie 1/5 do 2021 r.), jak i udziału w całości unijnego importu (z ok. 37% do ok. 41%). Od 2022 r. widoczny jest spadek, wynikający przede wszystkim z instrumentalizacji dostaw przez Rosję. Do 2025 r. nie było unijnych sankcji na import rosyjskiego gazu. W 2024 r. rosyjski surowiec stanowił 11,4% unijnego importu gazu.

Wykres 14. Import gazu ziemnego z Rosji do UE na tle całego importu, 2004–2024, mln m^3

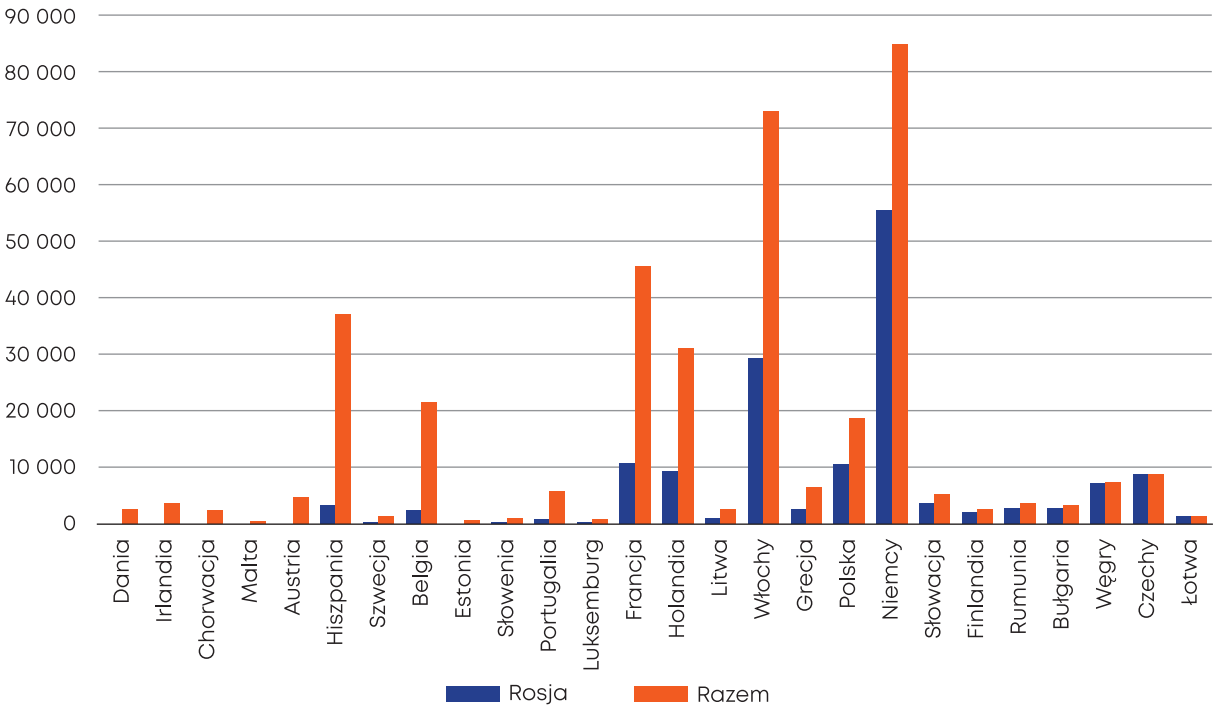


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Najwięcej gazu z Rosji przed wybuchem wojny sprowadzały Niemcy (36,2% całości unijnego importu) oraz Włochy (19%). Razem z kolejnymi – Francją i Polską – były one odpowiedzialne za 70% całego unijnego importu z Rosji.

Jednocześnie najbardziej zależne pozostawały państwa Europy Środkowo-Wschodniej (Łotwa i Czechy w 100%, Węgry w 95%) i Finlandia. Mocno zależne były także Niemcy (65%).

Wykres 15. Import gazu ziemnego z Rosji przez poszczególne kraje UE w 2021 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu.

Po wybuchu wojny i jednostronnych zmianach zasad płatności („ruble za gaz") oraz wstrzymywaniu dostaw przez Rosję sytuacja wyraźnie się zmieniła. W 2025 r. rosyjski gaz importowały wciąż w formie gazociągowej Węgry, Słowacja, Grecja oraz Bułgaria, natomiast w formie skroplonej Hiszpania, Belgia i Francja (w mniejszych ilościach Holandia i Portugalia). Zakładając zgodne z harmonogramem (zawartym w rozporządzeniu REPowerEU o odchodzeniu od rosyjskiego gazu) wchodzenie w życie kolejnych jego przepisów, zależność ta powinna do jesieni 2027 r. spaść do zera.

Ze względu na ograniczone możliwości przekierowywania eksportu z Rosji – przede wszystkim gazu ziemnego – spadł jego całkowity wolumen, o prawie 50% i 100 mld m^3 w porównaniu z wielkością sprzed wojny[44]. Odbiło się to także na wydobyciu surowca, które według szacunków z 2024 r. spadło o ok. 19% w porównaniu z rokiem 2021[45]. Zmalał też poziom eksportu produktów naftowych. W przypadku surowej ropy eksport utrzymał się na relatywnie stałym poziomie (elastyczny, globalny rynek), natomiast w 2025 r. widoczne były wyraźnie niższe ceny surowca, co przekładało się na niższe dochody z jego sprzedaży[46].

[44] *Statistical Review of World Energy Data 2026*, Energy Institute, https://energyinst.org.

[45] I. Wiśniewska, F. Rudnik (współpr.), *Zabawa w kotka i myszkę. Jak Rosja obchodzi sankcje*, Raport OSW, kwiecień 2025, www.osw.waw.pl.

[46] F. Rudnik, *Chaos to błogosławieństwo. Atak na Iran a przyszłość sankcji na rosyjską ropę*, „Komentarze OSW", 13 marca 2026 r., www.osw.waw.pl.

b. Ewolucja celów UE i Polski

Zmiany wolumenów i udziałów surowców energetycznych importowanych z Rosji do UE wynikały m.in. z realizacji celów polityki energetycznej w tym obszarze. W szczególności widoczne jest to w obszarze gazu ziemnego. Rynek gazu był tradycyjnie regionalny, a nie – jak naftowy – globalny (zmienia się to stopniowo w ostatnich latach wraz z rozwojem światowego rynku LNG), zależny od istniejących sztywnych połączeń gazociągowych.

W pierwszych kilkunastu latach tego stulecia w optyce UE, na którą silnie wpływała perspektywa i interesy największych unijnych gospodarek i importerów surowca (przede wszystkim Niemiec, ale też Włoch, Holandii i in.), rosnące dostawy z Rosji miały być gwarancją bezpieczeństwa, wzajemnych powiązań energetyczno-gospodarczych stabilizujących i wzmacniających dwustronne relacje polityczne, wreszcie istotnym czynnikiem umożliwiającym odchodzenie od węgla i atomu w generacji energii elektrycznej. Po decyzji Niemiec z 2011 r. (po katastrofie w Fukushimie) o przyspieszeniu rezygnacji z wykorzystywania energii jądrowej i o transformacji energetycznej wzrosło także znaczenie gazu, w tym importu z Rosji. Rolę Rosji w europejskich, w tym niemieckim i środkowoeuropejskich sektorach gazowych wzmacniał fakt posiadania przez Gazprom pośrednio – przez mniej lub bardziej przejrzyste spółki córki – udziałów w szeregu kluczowych aktywów gazowych, w tym gazociągach, magazynach i spółkach handlujących surowcem. Analogicznie udziały w europejskim sektorze paliwowo-rafineryjnym miały rosyjskie koncerny naftowe.

Rosnąca rola i wpływ Rosji na europejski rynek (przede wszystkim) gazu stały w sprzeczności ze strategicznymi interesami Polski i większości państw EŚW, które – od dekad zależne od dostaw z Rosji i długoterminowych kontraktów z Gazpromem oraz borykające się z nadużywaniem przezeń dominującej pozycji na rynku – dążyły do ograniczania swojej i unijnej zależności. Starania Polski, by zmniejszyć wolumen i udział importu z Rosji i wpływać w tym obszarze na unijną politykę energetyczną wzmacniały się w konsekwencji regularnych przypadków instrumentalizacji dostaw ropy i gazu do państw EŚW, kolejnych kryzysów gazowych (2006 r., 2009 r.), a następnie rosyjskiej inwazji i aneksji Krymu (2014 r.). Działania te przyczyniły się do zmian prawnych w UE oraz wyhamowania tempa budowy, a potem do wstrzymania uruchamiania gazociągu Nord Stream 2.

Rosyjska pełnoskalowa agresja na Ukrainę i wcześniejsza jednoznaczna i wymierzona w UE instrumentalizacja dostaw gazu oraz wywołanie kryzysu gazowego w Europie i na świecie doprowadziło do strategicznej decyzji UE i większości państw członkowskich o odchodzeniu od importu surowców energetycznych z Rosji i de facto o zerwaniu współpracy w tym obszarze.

c. Ewolucja instrumentów unijnej polityki energetycznej wobec Rosji

Działania na rzecz zmniejszenia unijnej, regionalnej i polskiej zależności od Rosji w sektorze gazowym, ale też w celu ograniczenia dostępnych stronie rosyjskiej narzędzi wpływu, prowadzone były z wykorzystaniem istniejących i przy kształtowaniu

kolejnych instrumentów unijnej polityki energetycznej. Dotyczyły one wewnętrznego rynku, liberalizacji czy prawa konkurencji, warunków dostępu do sieci i zasad funkcjonowania gazociągów, wreszcie bezpieczeństwa energetycznego czy zewnętrznej polityki energetycznej.

♦ Solidarność energetyczna

Od początku członkostwa w UE Polska zabiegała o dookreślenie i przetłumaczenie na język konkretnych zapisów prawnych i zobowiązań państw członkowskich pojęcia solidarności energetycznej. Jego znaczenie było z perspektywy Polski kluczowe w obliczu asymetrycznych wyzwań energetycznych (przede wszystkim gazowych) ze strony Rosji, na które wskazywały kryzysy gazowe z 2006 i 2009 r. Z polskiej perspektywy proces integracji i współzależność rynków energetycznych, w tym gazowych, oraz rosnące ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw stwarzały potrzebę wypracowania efektywnych mechanizmów działań awaryjnych, które powinny bazować na solidarności energetycznej.

W 2006 r., po pierwszym rosyjsko-ukraińskim kryzysie gazowym, Polska zaproponowała w non-paper Europejski Traktat o Bezpieczeństwie Energetycznym. Choć traktat nigdy nie powstał, to sama propozycja pokazywała polską koncentrację na kwestiach bezpieczeństwa energetycznego oraz roli politycznej solidarności państw unijnych, a nawet północnoatlantyckich, w jego zapewnianiu[47].

Polska propozycja Europejskiego traktatu o bezpieczeństwie energetycznym, porozumienia politycznego mającego wiązać państwa członkowskie i wybranych sojuszników z NATO wzajemnymi gwarancjami w obszarze bezpieczeństwa energetycznego. Celem było ograniczenie możliwości stosowania przez dostawców zewnętrznych, w tym Rosję, szantażu energetycznego i nadużywania pozycji monopolistycznej, a także zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.
Koncepcja została przedstawiona pierwotnie w Davos w styczniu 2006 r., a potem w formie non-paper w trakcie Rady TTE 14 marca 2006 r. W mediach nazywana była „energetycznym NATO" lub „paktem muszkieterów". Postulowano w niej m.in.:
– **Solidarność energetyczną** i wprowadzenie wiążącej prawnie zasady wzajemnej pomocy państw członkowskich w przypadku kryzysu dostaw ropy i/lub gazu ziemnego do jednego z państw.
[…] The Treaty commitments should contain a clause with the Parties undertaking that a threat to the energy security of one of them will be considered a threat to the energy security of all of them. Consequently, in the event of a threat to the energy security of one or more of them, the other Parties – acting together or separately – will afford the Parties threatened all aid and assistance at their disposal, excluding the use of armed force. […]

[47] *Poland's non-paper: Outline of the European Energy Security Treaty*, https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7160-2006-INIT/en/pdf.

– **Wspólną strukturę** na bazie UE i NATO, włączającą USA w europejski system bezpieczeństwa energetycznego.
[…] The EEST will refer to the right of European nations to enjoy stable supplies of energy,1 based on market relations between economic entities in the fields of energy provision, namely its extraction, import, transmission and transportation, storage, processing, distribution and trade. It will invoke the political solidarity linking the Euro-Atlantic community.[…]
– **Dywersyfikację i alternatywne źródła** w celu rozbudowy wspólnej infrastruktury przesyłowej i interkonektorów umożliwiających dostawy z innych źródeł, ale też innych nośników energii.
[…] The energy situation of the Parties and the entire EEST area will be considered secure once the Parties and the entire EEST area achieve diversification in: The kinds of energy consumed and their sources; The kinds of energy imported and their sources; Physical connections to the sources of supply and sources of energy imported;.[…]
Źródło: *Poland's non-paper: Outline of the European Energy Security Treaty*, Council of the European Union, 9 marca 2006 r., https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7160-2006-INIT/en/pdf

Od tego czasu pojęcie solidarności energetycznej zaczęło funkcjonować w unijnej narracji. W 2007 r. zostało zapisane w prawie UE, w Traktacie lizbońskim (art. 194). Duch solidarności miał łączyć państwa członkowskie w dążeniu do osiągnięcia czterech głównych celów polityki energetycznej UE: funkcjonowania wewnętrznego rynku, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, promowania odnawialnych źródeł i efektywności energetycznej oraz integracji sieci energetycznych[48]. W 2008 r. KE zaproponowała plan działań na rzecz bezpieczeństwa energetycznego i solidarności[49]. Termin solidarności energetycznej wracał potem wielokrotnie. W najbardziej wyraźny sposób został wykorzystany w 2016 r. przez Polskę w sprawie dotyczącej stosowania unijnego prawa (dyrektywy gazowej) w przypadku gazociągu OPAL (por. niżej). Decyzja TSUE umożliwiła tu przekucie dość abstrakcyjnego pojęcia w konkretną i stosowalną zasadę prawa unijnego.

W przyjętej po aneksji przez Rosję Krymu i w ramach prac nad Unią Energetyczną nowej wersji rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu[50] (2017 r.) wprowadzony został natomiast ponadpaństwowy, regionalny wymiar ryzyk dla bezpieczeństwa gazowego oraz wspólna odpowiedzialność. Jej elementem miał być mechanizm umów solidarnościowych umożliwiający transgraniczne dostawy w przypadku poważnego kryzysu gazowego i trudności sąsiedniego unijnego państwa z zaspokojeniem

[48] Por. *The Lisbon Treaty and Sustainable Energy*, „Inforse Europe", grudzień 2010, www.inforse.org.

[49] Por. C. van Agt i in. K. Barysch (red.), *Green, safe, cheap. Where next for EU policy?*, Centre for European Reform, wrzesień 2011, www.cer.eu, s. 93.

[50] *Rada UE przyjęła rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw gazu*, PAP, 9 października 2017 r., www.pap.pl.

potrzeb odbiorców chronionych. Wprowadzono wówczas także obowiązek notyfikowania Komisji długoterminowych kontraktów gazowych (IGA), istotnych dla zapewnienia stabilnych dostaw surowca, zawieranych z państwami spoza UE. Pozwalało to KE na sprawdzenie zgodności tych umów z prawem, ale też ich wpływu na unijne bezpieczeństwo energetyczne[51]. Jednym z głównych inicjatorów tych przepisów była Polska, która dążyła do zwiększenia znaczenia i praktycznych konsekwencji solidarności energetycznej oraz zabiegała o to, by tajemnica handlowa nie stanowiła sposobu na wymuszenie przez stronę rosyjską niekorzystnych warunków kontraktów.

Kwestia solidarności energetycznej stawała się tym samym jedną z ważniejszych zasad organizujących działania w czasie ewentualnych kryzysów energetycznych w UE. Umowy solidarnościowe między państwami stały się obowiązkowe i mają ułatwiać współpracę w przypadku kryzysu gazowego w poszczególnych krajach. W odniesieniu do koncepcji solidarności powstawały kolejne instrumenty działań awaryjnych w UE, m.in. mechanizm agregacji popytu, który ma ułatwiać mniejszym podmiotom dostęp i możliwość zakontraktowania niezbędnych dostaw.

- Liberalizacja rynku i prawo konkurencji instrumentami walki z dominacją Gazpromu

Przyspieszający w pierwszej dekadzie XXI w. proces liberalizacji i uwspólniania unijnego rynku gazu, w tym integracji rynków Europy Środkowo-Wschodniej, przyczyniał się do stopniowego ograniczania Rosji (i innym zewnętrznym dostawcom) przestrzeni do nadużywania dominującej pozycji na rynku i m.in. narzucania niekorzystnych warunków dostaw (por. wyżej).

W ten sposób był on wykorzystywany przez Polskę i inne kraje regionu, które po akcesji w 2004 r. mogły starać się wpływać na powstający III pakiet i dyrektywę gazową. Państwa te uczestniczyły też w równolegle trwającej dyskusji na temat kształtu relacji energetycznych między Unią a Rosją. Jej intensyfikacja w tym czasie wynikała zarówno z doświadczeń i optyki nowych państw członkowskich, pierwszych kryzysów gazowych, jak i budzącego kontrowersje procesu planowania, budowy i uruchamiania strategicznego rosyjsko-niemieckiego projektu gazowego – gazociągu Nord Stream[52].

Wraz z rozszerzeniem UE wzrosła świadomość ryzyk związanych z nadmierną zależnością od jednego dostawcy. Na skutek zabiegów m.in. Polski w III pakiecie znalazła się tzw. klauzula Gazpromu gwarantująca m.in. zastosowanie zasady rozdziału własnościowego wobec firm – operatorów z państw trzecich[53]. To ostatnie

[51] *Decision (EU) 2017/684 of the European Parliament and of the Council of 5 April 2017 on establishing an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements and non-binding instruments between Member States and third countries in the field of energy, and repealing Decision No 994/2012/EU (Text with EEA relevance.)*, https://eur-lex.europa.eu.

[52] A. Łoskot-Strachota, Ł. Antas, *Nord Stream na liberalizującym się rynku gazu*, „Punkt widzenia", marzec 2010, www.osw.waw.pl.

[53] 3rd Energy Package, After electricity Industry MEPs turn on gas, European Parliament Press Service, maj 2008, www.europarl.europa.eu, *"Gazprom clause" in Commission's proposal for a third energy package disputed*, „Lexology", 23 kwietnia 2008 r., www.lexology.com.

wprost uderzało w model działania Gazpromu w UE, w tym zakładany sposób realizacji i działania gazociągów Nord Stream i South Stream.

Dla Polski proces liberalizacji rynku gazu ściśle wiązał się z pozyskiwaniem instrumentów służących ograniczaniu dominującej pozycji Gazpromu i jego możliwości wpływu na rynek, a więc ze zwiększaniem krajowego i unijnego bezpieczeństwa dostaw. Umożliwiał też wzmocnienie Polski w skomplikowanych relacjach energetycznych z Rosją poprzez nadanie im wymiaru europejskiego. To Polska bodaj jako pierwsza bezprecedensowo zaangażowała Komisję Europejską w negocjacje z Rosją na temat uzupełniających dostaw gazu na swój rynek po kryzysie 2009 r. i wykluczenia nietransparentnego pośrednika RosUkrEnergo (dostarczającego wcześniej ważną część surowca na krajowy rynek[54]). Na skutek włączenia się KE wdrożono zasady zliberalizowanego unijnego rynku (*unbundling* na gazociągu jamalskim, Gaz-System stał się jego formalnym operatorem, wprowadzono zasadę dostępu do mocy szlaku stron trzecich), otwarto formalnie możliwość przesyłu surowca Jamałem w obu kierunkach (tzw. *reverse-flow*), wreszcie nie przedłużono do 2037 r. kontraktu na dostawy i usunięto z niego klauzulę zakazującą reeksportu surowca.

Zaangażowanie KE w proces negocjacji i formułowania stanowiska Polski – spójnego i uzbrojonego w przepisy prawa UE – dało unijnej instytucji wgląd w szczegóły skomplikowanych i wielopoziomowych wpływów rosyjskich i powiązań kontraktualnych. Wzmacniało to nie tylko polski potencjał negocjacyjny, ale też samą KE i relacje Polski w tym szczególnym obszarze z unijną instytucją.

Dodatkowo był to de facto pierwszy krok w procesie zbierania informacji na temat nadużywania przez Gazprom pozycji dominującej, co później (2012 r.) doprowadziło do unijnego postępowania antymonopolowego przeciw temu przedsiębiorstwu (por. wyżej). Postępowanie trwało wiele lat, zmusiło Gazprom do ustępstw, jednak jego kompromisowe zakończenie nie satysfakcjonowało Polski i PGNiG, które preferowały formalne stwierdzenie przez Komisję naruszeń unijnego prawa i nałożenie kar na rosyjski koncern. W rezultacie odwoływały się od decyzji KE do unijnego Trybunału Sprawiedliwości, jednak bez sukcesu (2024 r.).

Polska, choć nie udało jej się wstrzymać budowy gazociągu Nord Stream 1, aktywnie działała na rzecz zmniejszenia możliwości jego wykorzystania, w tym poprzez ograniczanie potencjału jego lądowych europejskich odnóg. Kluczowa tu była odnoga OPAL (z Greiswaldu przez wschodnie Niemcy), która, dostarczając rosyjski gaz, mogła stanowić konkurencję dla dostaw realizowanych przez PGNIG i zamykać rynek w regionie na dywersyfikację. W 2016 r. Polska wniosła do Trybunału Sprawiedliwości UE skargę na umożliwienie przez KE wyłączenia gazociągu OPAL z unijnej zasady dostępu stron trzecich (TPA), a więc na umożliwienie jego pełnego wykorzystania przez Gazprom, co miało naruszać unijną

[54] Por. *Łoskot-Strachota: gazowa sytuacja Polski po 2009 r. była skomplikowana*, Centrum Informacji o Rynku Energii, 28 sierpnia 2017 r., https://rynek-gazu.cire.pl.

zasadę solidarności energetycznej[55]. W rezultacie w 2019 r. TSUE uznał nieważność decyzji Komisji[56], a potem oddalił też odwołanie Niemiec w tej sprawie[57] – szerzej por. Aneks.

Kwestia stosowania unijnego prawa do rosyjskich gazociągów wróciła w związku z realizowanym od 2015 r. kolejnym transbałtyckim gazociągiem z Rosji do Niemiec, tj. Nord Stream 2. Pierwotnie istniała luka prawna uniemożliwiająca rozstrzygnięcie, czy prawo UE ma zastosowanie w przypadku gazociągów biegnących z państw trzecich przez wody międzynarodowe. Już w 2016 r. Komisja zaproponowała nowelizację dyrektywy gazowej i była w tym wspierana przez Polskę, państwa bałtyckie i Danię. Nowelizacja miała wykluczyć de facto preferencyjne traktowanie nowego gazociągu i zapewnić stosowanie prawa UE także w jego przypadku. Rodziło to duże kontrowersje w UE, w tym mocny sprzeciw przede wszystkim Niemiec i Austrii. W 2019 r. znowelizowano dyrektywę i doprecyzowano stosowanie unijnych reguł (w tym zasady TPA, rozdziału własnościowego i obowiązku przejścia procesu certyfikacji przez operatora) do gazociągów importowych do UE, przebiegających po dnie morza. Nowe reguły zaczęły obowiązywać w odniesieniu do wód terytorialnych państwa, w którym znajduje się pierwszy punkt połączenia nowej infrastruktury z siecią unijną – czyli w przypadku Nord Stream 2 – wód terytorialnych Niemiec[58]. W rezultacie, aby projekt NS2 mógł zacząć działać zgodnie z prawem, konieczna stała się zmiana formy zarzdzania i kontroli nad infrastrukturą lub uzyskanie wyłączeń.

♦ Sankcje i odchodzenie od importu surowców energetycznych z Rosji

Rosyjska agresja na Ukrainę i trwająca wojna oraz instrumentalizacja dostaw gazu i wywołanie kryzysu na rynku europejskim skutkowały decyzją UE o odejściu od importowania surowców energetycznych z Rosji. Przyjęcie w 2022 r. przez całą Unię politycznej deklaracji na ten temat[59], a więc i de facto przyznanie, że import ropy i gazu z Rosji nie tylko wspiera państwo wrogie i agresora, ale też stanowi słabość UE, było w rzeczywistości zinternalizowaniem na poziomie europejskim optyki Polski i szeregu państw regionu. Odchodzenie od importu z Rosji wciąż nie zostało jednak ukończone. Dodatkowo kształt, zakres, tempo i harmonogram poszczególnych działań rodziły wiele kontrowersji wśród państw członkowskich i graczy na rynku UE.

[55] Sformułowanej w art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

[56] Por. A. Łoskot-Strachota, S. Kardaś, *Cios w interesy Gazpromu. Wyrok TSUE w sprawie gazociągu OPAL*, „Komentarze OSW", 11 września 2019 r., www.osw.waw.pl.

[57] Por. A. Łoskot-Strachota, R. Formuszewicz, S. Kardaś, *Gazociąg OPAL: oddalenie przez TSUE odwołania Niemiec*, „Analizy", 16 lipca 2021 r., www.osw.waw.pl.

[58] Por. A. Łoskot-Strachota, *Nowelizacja dyrektywy gazowej – unijne prawo problemem dla Nord Streamu 2*, „Analizy", 21 lutego 2019 r., www.osw.waw.pl.

[59] Por. *Informal meeting of the Heads of State or Government, Versailles Declaration, 10 and 11 March 2022*, www.consilium.europa.eu.

Po pierwsze UE zaczęła nakładać kolejne pakiety sankcji, które były kluczowym narzędziem ograniczania importu surowców energetycznych z Rosji i doprowadziły do:

– całkowitego zaprzestania importu rosyjskiego węgla (embargo od sierpnia 2022 r.);

– minimalizacji importu rosyjskiej ropy i produktów (embargo na dostawy drogą morską od grudnia 2022 r. dla surowej ropy i lutego 2023 r. dla produktów naftowych, a na dostawy północną nitką Drużby od czerwca 2023 r.);

– nałożenia pułapu cenowego – wykonywane przez unijne firmy usługi transportu, ubezpieczeń itp. dla dostaw na rynki poza UE mogą być świadczone dla ropy i paliw sprzedawanych poniżej limitu;

– zaprzestania świadczenia usług przeładunku rosyjskiego LNG w unijnych portach (od czerwca 2024 r.);

– nałożenia sankcji uszczelniających, uderzających w kolejne jednostki rosyjskiej „floty cieni", zakazujących importu rosyjskiego LPG, czasowego składowania rosyjskiej ropy i paliw;

– nałożenia sankcji na import rosyjskiego LNG (mają wchodzić etapami, od kwietnia 2026 r. do stycznia 2027 r.).

Polska i kraje bałtyckie były wśród państw opowiadających się i lobbujących w Komisji oraz wśród państw członkowskich za jak najszybszym, najszerszym i jak najskuteczniejszym wprowadzeniem sankcji uderzających w import rosyjskich surowców do UE. Polska już po aneksji Krymu (2014 r.) opowiadała się za mocniejszymi unijnymi sankcjami w tym obszarze, a po wybuchu pełnoskalowej wojny sama wprowadziła wyprzedzająco embargo na import rosyjskiego węgla (kwiecień 2022 r.). Była też jednym z pierwszych państw unijnych, które przestało dostawać rosyjski gaz, a gdy sprzeciwiła się jednostronnemu wymogowi Gazpromu płacenia za ten surowiec w rublach (maj 2022 r.) – także postulowała wspólne i jednoznaczne unijne stanowisko. Równolegle już w marcu 2022 r. lobbowała za pełnym unijnym embargiem na import rosyjskich surowców energetycznych i paliw. Równolegle działała tez proaktywnie, wskazywała m.in. na istniejące luki w unijnym reżimie sankcyjnym (np. pierwotny brak objęcia sankcjami rosyjskiego LPG) czy na przykłady omijania sankcji. Ostatnio zabiegała też o uszczelnienie sankcji i zwiększenie ich skuteczności (postulowała m.in. ograniczenie *price-cap* na ropę oraz uderzenie w rosyjską „flotę cieni").

Równolegle z procesem negocjacji i nakładania sankcji trwały w UE prace, w ramach przyjętej strategii REPowerEU, nad regulacjami, które miały doprowadzić do trwalszej rezygnacji UE z importu węglowodorów, w szczególności rosyjskiego gazu. Kontrowersje i różnice interesów wewnątrz UE utrudniały szybkie osiągnięcie konsensusu w tej kwestii. Polska od początku opowiadała się za całkowitym odejściem

UE od importu ropy i gazu (a także węgla i uranu z Rosji), stale wspierała i dopingowała Komisję w tej kwestii oraz oferowała pomoc w dywersyfikacji dostaw innym państwom EŚW (w tym przeciwnym szybkiemu odchodzeniu od importu z Rosji Węgrom i Słowacji). Doprowadzenie do zakończenia przez UE importu surowców energetycznych z Rosji stało się jednym z priorytetów polskiej prezydencji w Radzie UE w 2025 r.[60]

Efektem tych zabiegów jest dotychczas jedyny wynegocjowany i przyjęty (na początku 2026 r.) dokument – rozporządzenie o odchodzeniu od importu gazu z Rosji, wprowadzające etapami prawnie wiążący zakaz importu rosyjskiego gazu w formie zarówno skroplonej (w pełni od końca 2026 r., skoordynowane z sankcjami na rosyjskie LNG), jak i gazowej (w pełni od jesieni 2027 r.)[61]. Zapowiedziany został analogiczny dokument dotyczący ropy naftowej, jednak – wbrew wcześniejszym zapowiedziom KE – Komisja wciąż nie zaproponowała nawet jego treści. Miały zostać podjęte także działania na rzecz ograniczenia unijnej zależności od rosyjskiego paliwa jądrowego i jego łańcucha wartości, oraz rosyjskich technologii w tym obszarze, jednak trudno się tu spodziewać twardego zakazu.

[60] *Priorities of the Polish Presidency of the EU Council at the European Parliament Committee on Industry, Research and Energy (ITRE)*, Ministry of Climate and Environment, 20 lutego 2025 r., www.gov.pl/web/climate.

[61] A. Łoskot-Strachota, *Koniec importu rosyjskiego gazu do UE: blisko, coraz bliżej*, „Analizy OSW", 16 stycznia 2026 r., www.osw.waw.pl.

ROZDZIAŁ 3.
WYBORY NA PRZYSZŁOŚĆ.
OD WSPÓLNEGO RYNKU DO WSPÓLNEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

TYMON PASTUCHA

3.1. UWARUNKOWANIA

Polityka energetyczna UE podlega ciągłym zmianom, które wpływają na całą architekturę systemu energetycznego Europy, w tym Polski. Jej przyszły kształt nie jest rozstrzygnięty, choć jeszcze kilka lat temu zdawało się przesądzone, że priorytetem będzie szybkie tempo dekarbonizacji. Po 2020 r. przyspieszyły jednak globalne zmiany przewartościowujące cele i metody transformacji energetycznej. Do najważniejszych z nich można zaliczyć zerwanie dotychczasowych relacji energetycznych z Rosją, postęp i rywalizację technologiczną USA i Chin, fragmentację światowego handlu, nowe zagrożenia dla transportu morskiego, rosnące ryzyka dla infrastruktury krytycznej, skutki nasilających się zmian klimatu oraz powtarzające się kryzysy na rynkach energii. Zmienia się też percepcja polityki energetycznej wewnątrz UE w społeczeństwach i rządach państw członkowskich. W efekcie długoterminowa strategia energetyczna coraz częściej wymaga dostosowywania do kolejnych kryzysów i wyzwań, zwłaszcza że działania podejmowane na poziomie UE często okazują się nieskuteczne lub nie przynoszą oczekiwanych korzyści w krótkim i średnim okresie. W takich warunkach państwa członkowskie są skłonne do wzmacniania interwencjonizmu oraz prowadzenia polityk skoncentrowanych na ochronie własnych gospodarek, co z kolei utrudnia utrzymanie spójnej i długofalowej polityki energetycznej całej UE.

Dla KE coraz ważniejszym kierunkiem zmian staje się elektryfikacja gospodarki. Ma ona zwiększyć wykorzystanie energii elektrycznej w transporcie, ogrzewnictwie i części przemysłu, zastąpić bezpośrednie spalanie paliw kopalnych, ograniczyć zależność importową i emisje oraz podnieść efektywność energetyczną. Pokazują to ostatnie zapowiedzi KE – w lipcu 2026 r. wyznaczyła ona jako cel 32% udziału energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii w 2030 r. i zaproponowała orientacyjny cel 46% w 2040 r. Oznaczałoby to podwojenie obecnego udziału, utrzymującego się od ponad dekady na poziomie ok. 23%. Sama propozycja i cel ilościowy nie rozstrzygają jednak, czy faktycznie do takiego wzrostu dojdzie, w jakich sektorach elektryfikacja przyniesie największe korzyści ani jak jej tempo powinno być zsynchronizowane z rozbudową źródeł, sieci i zasobów elastyczności[62].

Choć elektryfikacja wyznacza postulowany kierunek przebudowy systemu, nie zastępuje potrzeby zdefiniowania warunków i metod przeprowadzenia tego procesu, m.in. kolejności i tempa inwestycji, sposobu rozwiązania strukturalnych

[62] *Electrification Action Plan*, European Commission, COM (2026) 595 final, 17 lipca 2026 r., https://build-up.ec.europa.eu.

problemów systemu czy podziału związanych z tym kosztów i źródeł finansowania. Brakuje również wyraźnego uznania roli gazu, ropy i paliw płynnych w okresie przejściowym oraz należytego uwzględnienia ich znaczenia w długoterminowych strategiach i politykach sektorowych. Wyzwaniem pozostaje również powiązanie kształtu i celów polityki energetycznej z innymi strategicznymi politykami UE – przede wszystkim przemysłową, cyfrową, transportową, gospodarczą i społeczną – tak aby tempo i sposób transformacji gwarantowały dostępność i przystępność cenową energii, która coraz silniej warunkuje ich realizację.

Dotychczasowa integracja rynków energii koncentrowała się na wspólnych regułach rynku, konkurencji i fizycznych połączeniach między państwami. Wraz z postępującą elektryfikacją gospodarki coraz ważniejsza będzie się też stawała koordynacja całego systemu – prognozowania popytu, lokalizacji źródeł i magazynów, rozwoju sieci, utrzymywania mocy dyspozycyjnych, ochrony infrastruktury oraz zapewnienia dostępu do technologii, surowców, komponentów i kadr. Obecne wybory dokonywane zarówno przez UE, jak i państwa członkowskie ogniskują się też wokół tempa zmian, podziału kosztów i ryzyka, roli rynku i państwa, zakresu integracji oraz zależności technologicznych, które kraje unijne będą gotowe zaakceptować. Niebagatelne znaczenie ma też rozciągnięty na dekady okres przejściowy odchodzenia od paliw kopalnych.

Najważniejsze osie dyskusji w polityce energetycznej UE zostały zaprezentowane w poniższej tabeli. Nie wszystkie bieguny debaty są wzajemnie sprzeczne, przyszły model będzie zapewne łączył ich elementy w różnych proporcjach zależnie od sektora, państwa i horyzontu czasowego.

Tabela 2. Najważniejsze osie dyskusji w polityce energetycznej UE

Pole decyzji	Pierwszy biegun debaty	Drugi biegun debaty
Kryterium nadrzędne	Pierwszeństwo efektywności kosztowej. Minimalizacja bieżących kosztów energii i nakładów na inwestycje oraz akceptacja mniejszego marginesu bezpieczeństwa	Pierwszeństwo odporności i bezpieczeństwa. Utrzymywanie wyższych rezerw, zapasowych zdolności oraz dywersyfikacji kierunków dostaw, nawet kosztem wyższych cen energii i nakładów na infrastrukturę
Tempo transformacji	Cele wyznaczają tempo zmian. Szybka elektryfikacja i wyznaczanie ambitnych celów mających pobudzać inwestycje i przyspieszać odchodzenie od paliw kopalnych, także przy wysokich kosztach gospodarczych i społecznych	Gotowość gospodarki dyktuje tempo transformacji. Dostosowanie polityki energetycznej, w tym celów elektryfikacji, do rozbudowy źródeł, sieci, magazynów i innych zasobów, elastyczności oraz gotowości poszczególnych sektorów, nawet kosztem wolniejszej redukcji emisji

Pole decyzji	Pierwszy biegun debaty	Drugi biegun debaty
Architektura technologiczna	Pierwszeństwo elektryfikacji. Preferencje regulacyjne i inwestycyjne dla bezpośredniej elektryfikacji wszędzie, gdzie jest technicznie możliwa i opłacalna	Konkurencyjne ścieżki ograniczania emisji. Brak z góry przyjętych preferencji dla elektryfikacji. System zróżnicowany pod względem technologii i nośników energii, wykorzystujący także m.in. ciepło sieciowe, gazy niskoemisyjne, paliwa syntetyczne i CCUS, także tam, gdzie elektryfikacja jest możliwa
Model rynku i rola państwa	Rynek wyznacza kierunki inwestycji. Decyzje o technologiach i skali inwestycji wynikają głównie z sygnałów cenowych oraz kontraktów rynkowych; zasadnicze ryzyko ponoszą inwestorzy	Państwo wyznacza kierunki inwestycji. Władze publiczne ukierunkowują rozwój sektora przez planowanie, publiczne kontrakty wsparcia (np. CfD), mechanizmy mocowe i gwarancje, przejmując większą część ryzyka inwestycyjnego
Okres przejściowy	Szybkie ograniczanie wykorzystania gazu, ropy i paliw płynnych oraz powiązanej infrastruktury w celu zmniejszenia zależności importowej i ryzyka utrwalenia aktywów wysokoemisyjnych	Utrzymanie wykorzystania paliw i części infrastruktury niezbędnej dla bezpieczeństwa dostaw do czasu rozwoju alternatyw, nawet przy dłuższym utrzymaniu emisji i zależności importowych
Sposób zapewniania bezpieczeństwa	Bezpieczeństwo przez współzależności w ramach UE. Oparcie bezpieczeństwa na pogłębionej integracji regionalnej i europejskiej, rozbudowie połączeń transgranicznych, współdzieleniu rezerw i zdolności oraz mechanizmów solidarności	Bezpieczeństwo przez zdolności krajowe. Utrzymywanie własnych mocy i rezerw pozwalających pokryć krytyczne potrzeby, nawet kosztem powielania zdolności dostępnych w innych państwach
Polityka przemysłowa i zależności	Korzystanie z globalnej specjalizacji i najtańszych dostępnych technologii, komponentów i surowców w celu ograniczania kosztów transformacji	Dywersyfikacja dostaw oraz utrzymywanie w UE lub u zaufanych partnerów krytycznej produkcji, technologii, serwisu i know-how, nawet jeżeli oznacza to wyższe koszty

Pole decyzji	Pierwszy biegun debaty	Drugi biegun debaty
Stopień harmonizacji w UE	Większa harmonizacja celów, reguł i planowania oraz wykorzystanie skali wspólnego rynku i wspólnych inwestycji	Zróżnicowanie tempa, instrumentów i wsparcia zależnie od miksu, poziomu rozwoju, struktury gospodarki i możliwości poszczególnych państw
Podział kosztów	Koszty w rachunkach za energię. Większa internalizacja kosztów w cenach energii i taryfach, utrzymująca sygnały cenowe dla odbiorców i inwestorów, przy ukierunkowanym wsparciu grup szczególnie narażonych	Część kosztów w budżecie. Większa socjalizacja kosztów poprzez budżety publiczne, subsydia, redystrybucję i instrumenty osłonowe ograniczające ich bezpośrednie przenoszenie na odbiorców
Poziom finansowania i solidarności	Większa odpowiedzialność państw członkowskich i krajowych odbiorców za finansowanie własnej transformacji i bezpieczeństwa systemu	Większe wykorzystanie wspólnego finansowania UE i podziału kosztów inwestycji przynoszących korzyści transgraniczne

3.2. NAJWAŻNIEJSZE WNIOSKI EUROPEJSKIEJ DEBATY

Debata o trylemacie polityki energetycznej – bezpieczeństwie dostaw, przystępnych cenach i ochronie klimatu – jest dziś rozszerzana o tematykę bezpieczeństwa gospodarczego, odporności infrastruktury, dostępu do kapitału i technologii, zdolności przemysłowych oraz społecznych skutków transformacji. Zmienia się również hierarchia celów – krótkoterminowo dominują ceny i ciągłość dostaw, natomiast w dłuższej perspektywie cele zależą od ograniczania importu paliw i emisji oraz dostosowania systemu do zmiany klimatu. Poniżej zestawiono najważniejsze tezy raportów Enrico Letty, Mario Draghiego i Sauliego Niinistö oraz analiz wybranych ośrodków eksperckich.

Enrico Letta przedstawia pogłębienie jednolitego rynku jako podstawową odpowiedź na rosnące koszty i złożoność transformacji. Doświadczenia kryzysu energetycznego z lat 2021–2022 pokazały, że handel transgraniczny, wspólne reguły i sygnały cenowe ułatwiły przesuwanie dostaw, ograniczanie popytu i uniknięcie niedoborów. Jego zdaniem korzyści z integracji powinny rosnąć wraz z udziałem OZE, ponieważ większy obszar rynkowy pozwoli efektywniej wykorzystywać zróżnicowane profile produkcji, rezerwy i elastyczność. Model ten wymaga zaufania między państwami oraz uzgodnienia podziału kosztów infrastruktury i bezpieczeństwa dostaw. W jego opinii integracja nie eliminuje zależności zewnętrznych, lecz częściowo zastępuje je współzależnością wewnątrz UE. Letta opowiada się dlatego za bardziej regionalnym planowaniem, mocniejszym finansowaniem

infrastruktury transgranicznej i mechanizmami łączącymi wspólne korzyści ze wspólną odpowiedzialnością[63].

Mario Draghi przesuwa akcent na konkurencyjność europejskiej gospodarki. Twierdzi, że ceny energii strukturalnie wyższe niż w USA i Chinach oraz wysokie koszty kapitału ograniczają inwestycje i sprzyjają przenoszeniu energochłonnej produkcji poza UE. Dekarbonizacja może obniżyć zależność od importowanych paliw. Obniżenie rachunków odbiorców wymaga jednak, aby na ceny końcowe przekładały się korzyści z niskich kosztów zmiennych produkcji energii ze źródeł odnawialnych i jądrowych. W opinii Draghiego utrudnieniem jest konstrukcja rynku i mechanizm cen krańcowych: w 2022 r. elektrownie gazowe wyznaczały cenę energii przez 63% czasu, choć odpowiadały za ok. 20% jej produkcji. Krótkoterminowe ceny pozostają więc silnie związane z kosztem gazu mimo rosnącego udziału źródeł niskoemisyjnych. Dodatkowe bariery stanowią niedostatecznie rozwinięte sieci, w szczególności transgraniczne, i przewlekłe procedury administracyjne. Draghi proponuje połączenie dekarbonizacji z polityką konkurencyjności i przemysłową: rozwój wszystkich technologii niskoemisyjnych, szersze stosowanie umów PPA i dwustronnych kontraktów różnicowych (CfD), wspólne zakupy gazu, przyspieszenie inwestycji w sieci oraz silniejszą rolę zarządzania na poziomie UE. Nie postuluje likwidacji mechanizmu wyznaczania ceny krańcowej na rynku hurtowym (*merit order*), lecz ograniczenie jego wpływu na długoterminowe ceny płacone przez przemysł i gospodarstwa domowe. W jego optyce UE powinna też zachować zdolność wytwarzania przynajmniej części kluczowych technologii. Odrzuca zarówno zamknięcie rynku na tańszy import, jak i pozostawienie europejskiego przemysłu bez ochrony wobec subsydiowanej konkurencji. Zakres wsparcia powinien zależeć od strategicznego znaczenia branży, odporności jej łańcucha dostaw oraz ryzyka utraty zdolności produkcyjnych i know-how[64].

Raport **Sauliego Niinistö** uzupełnia tę perspektywę o kwestie gotowości i odporności kryzysowej. Traktuje bezpieczeństwo energetyczne jako krytyczne dobro publiczne, konieczne do podtrzymania podstawowych funkcji państwa, gospodarki i społeczeństwa, w tym administracji, ochrony zdrowia, telekomunikacji, transportu i obrony. Niinistö zauważa, że integracja zwiększa możliwości wzajemnego wsparcia, lecz może także ułatwiać przenoszenie awarii między państwami i sektorami. Z tego powodu zagrożenia fizyczne, cyfrowe, klimatyczne i geopolityczne powinny być oceniane łącznie. W swoim opracowaniu wskazuje, że choć transformacja ogranicza zależność od importu paliw kopalnych, to elektryfikacja, cyfryzacja i decentralizacja oraz rozwój sieci, magazynów i morskiej energetyki wiatrowej zwiększają liczbę potencjalnych punktów ataku. Niinistö postuluje zatem szersze uwzględnianie odporności podczas tworzenia regulacji i projektowania inwestycji (zasada *preparedness by design*). Jej budowie mają służyć regularne testy systemu i unijne standardy działania, rozwój zapasów strategicznych, monitorowanie

[63] E. Letta, *Much More Than a Market*, kwiecień 2024, s. 61–67, www.consilium.europa.eu.

[64] M. Draghi, *The Future of European Competitiveness*, część A, wrzesień 2024, s. 39–51, www.consilium.europa.eu.

łańcuchów dostaw i rozwój zdolności produkcyjnych. Postuluje także, by transformacja szerzej uwzględniała wartość dywersyfikacji, rezerw i zdolności do absorbowania wstrząsów, nawet kosztem krótkoterminowej efektywności kosztowej. Oznacza to też ściślejszą współpracę cywilno-wojskową i UE–NATO[65].

W podobnym kierunku podążają analizy think tanków, organizacji międzynarodowych i stowarzyszeń branżowych. Bruegel, ECFR i Forum Energii[66] wskazują, że w coraz bardziej zelektryfikowanej gospodarce rośnie znaczenie ciągłości usług. Jedną z tez jest potrzeba stworzenia europejskiej strategii zrównoważonego bezpieczeństwa energetycznego, łączącej politykę energetyczną z przemysłową, handlową, klimatyczną i obronną. Transformacja jest w tym ujęciu podstawowym narzędziem bezpieczeństwa: rozwój krajowej produkcji niskoemisyjnej energii, poprawa efektywności energetycznej i dalsza elektryfikacja mają ograniczyć import paliw oraz podatność na zewnętrzne szoki. Warunkiem jest jednak równoległy rozwój sieci, mocy dyspozycyjnych i zasobów elastyczności oraz zintegrowane planowanie inwestycji w obszarach energii elektrycznej, gazu, ciepła i wodoru. Autorzy proponują silniejszą koordynację planów krajowych, wiążące mechanizmy solidarności, strategiczne rezerwy oraz wspólne działania w zakresie zakupów surowców, polityki przemysłowej i dyplomacji energetycznej.

Inne opracowania, w tym analizy Agora Energiewende, zwracają uwagę, że największe napięcia mogą wystąpić w okresie przejściowym, gdy nowe technologie i infrastruktura są szybko rozbudowywane, a system oparty na paliwach kopalnych nadal musi być utrzymywany i stopniowo wygaszany. Agora wskazuje, że w kolejnych latach ryzyka będą przesuwały się z zewnętrznej dostępności paliw na wewnętrzną koordynację sieci, źródeł, magazynów i popytu, nad którą UE ma większą kontrolę[67].

Z kolei ENTSO-E szacuje, że w latach 2025–2033 zapotrzebowanie europejskiego systemu na elastyczność podwoi się we wszystkich analizowanych przedziałach czasowych. Szczególnym wyzwaniem mają być okresy niedoboru produkcji z wiatru i słońca, które mogą trwać średnio 6–10 dni i obejmować kilka sąsiadujących państw, co ograniczy możliwość kompensowania braków importem[68]. Jednocześnie wskazuje, że część mocy dyspozycyjnych może stać się ekonomicznie nieopłacalna przed końcem okresu eksploatacji. Bezpieczeństwo dostaw będzie więc zależało w większej mierze od magazynów, DSR oraz mechanizmów zapewniających utrzymanie niezbędnych mocy i ich właściwą lokalizację. Potwierdzają to raporty

---

65 S. Niinistö, *Safer Together: Strengthening Europe's Civilian and Military Preparedness and Readiness*, 2024, s. 13–20, 46–57, 86–96, 155–166, www.consilium.europa.eu.

66 M. Jakubik (red.), *Towards Sustainable Energy Security*, Forum Energii, Bruegel, ECFR, marzec 2025, s. 3–7, 24–36, www.forum-energii.eu.

67 *Europe's energy security on the path to climate neutrality: Devising a resilience strategy for the mid-transition*, „Policy Brief", Agora Energiewende, Agora Industry and Ecologic Institute, 2 października 2025 r., www.agora-energiewende.org.

68 *System Flexibility Needs for the Energy Transition*, „ENTSO-E Executive Summary", grudzień 2024, www.entsoe.eu/system-flexibility.

Międzynarodowej Agencji Energii[69], która podkreśla, że wraz z postępującą elektryfikacją odbiorcy staną się zasobem systemowym, a nie tylko źródłem popytu, czyli będą mogli zmniejszać zapotrzebowanie szczytowe i odraczać inwestycje sieciowe. Również ACER[70] zwraca uwagę na kluczowe znaczenie sygnałów lokalizacyjnych i czasowych w taryfach, które mogą zachęcać do lokalizowania źródeł, magazynów i nowych odbiorów oraz planowania ich pracy w sposób ograniczający przeciążenia sieci. Bez tych rozwiązań integracja może nierównomiernie rozkładać korzyści i pogłębiać różnice w kosztach oraz odporności.

3.3. KLUCZOWE DYLEMATY Z PERSPEKTYWY POLSKI

Wiele istotnych kwestii z perspektywy Polski nie jest dostatecznie uwzględnionych na poziomie kształtowania polityki energetycznej UE. Dla Polski wybory dotyczące transformacji są szczególnie istotne ze względu na kosztowną przebudowę wysokoemisyjnego miksu, duży udział przemysłu w krajowej gospodarce, koszty społeczne, potrzeby inwestycyjne sieci i większą ekspozycję na zagrożenia ze strony Rosji. Polska ma interes w europejskim finansowaniu infrastruktury i współdzieleniu zasobów, poprawie konkurencyjności przemysłu, zwiększeniu bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej, społecznej akceptacji zmian i zachowaniu krajowych rezerw, zróżnicowanego miksu oraz wsparcia dla energetyki jądrowej. Najważniejsze dylematy z punktu widzenia Polski omówiono w kolejnych podrozdziałach; ich syntetyczne ujęcie zawiera tabela 3.

Tabela 3. Najważniejsze dylematy na przyszłość z punktu widzenia Polski

Podrozdział	Główny dylemat
1. Ryzyko luki mocy w okresie przejściowym	Jak zapewnić wystarczające moce dyspozycyjne podczas wycofywania jednostek wysokoemisyjnych, nie opóźniając jednocześnie inwestycji w ich zastąpienie?
2. Rola gazu w okresie przejściowym	W jakiej skali i na jak długo wykorzystać gaz, by zapewnić elastyczne i bezpieczne moce bez nadmiernego uzależnienia od importu, przewymiarowania inwestycji i wieloletnich zobowiązań zakupowych? Jaką rolę mogą odegrać gazy odnawialne i niskoemisyjne?
3. Ropa i paliwa płynne w okresie przejściowym	Czy, kiedy i w jakim tempie ograniczać ich wykorzystanie, zachowując i rozbudowując infrastrukturę paliwową niezbędną dla gospodarki i bezpieczeństwa państwa?
4. Miejsce energetyki jądrowej w polityce UE	Jak przełożyć uznanie roli energetyki jądrowej na dostęp do finansowania, stabilne regulacje i warunki do realizacji długoletnich inwestycji?

[69] *Electricity 2026. Flexibility*, IEA, www.iea.org.

[70] *Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe*, ACER report on network tariff practices, 25 marca 2025 r., www.acer.europa.eu.

Podrozdział	Główny dylemat
5. Krajowa odpowiedzialność w zintegrowanym systemie	Jaki poziom krajowych mocy i rezerw utrzymywać, uwzględniając możliwość jednoczesnych niedoborów u sąsiadów i ograniczenia importu?
6. Nowe zależności technologiczne i surowcowe	Jakie dodatkowe koszty warto ponieść w zamian za dywersyfikację i europejską produkcję oraz które technologie, kompetencje i zdolności rozwijać w Polsce?
7. Odporność infrastruktury i szlaków dostaw	Jak podzielić odpowiedzialność i koszty ochrony, utrzymywania rezerw i odtwarzania infrastruktury, uwzględniając m.in. Bałtyk, cyberzagrożenia i ekstremalne zjawiska pogodowe?
8. Nierówne warunki i tempo elektryfikacji	Jak dostosować tempo elektryfikacji do dostępności sieci, źródeł i możliwości odbiorców?
9. Konkurencyjność gospodarki i spójność polityk	Jak kształtować politykę energetyczną, aby dostępność i koszty energii wspierały konkurencyjność, inwestycje i rozwój przemysłu, a cele polityki energetycznej pozostawały spójne z szerszą strategią gospodarczą UE i Polski?
10. Finansowanie i społeczny podział kosztów transformacji	Jak zminimalizować koszty transformacji i rozłożyć je między odbiorców, kapitał prywatny, budżety krajowe i UE oraz ograniczyć nierówności, w szczególności przewagę państw dysponujących większymi środkami na subsydia?

a. Ryzyko luki mocy w okresie przejściowym

Polska potrzebuje koordynować wycofywanie starzejących się bloków węglowych z uruchamianiem źródeł i innych zasobów zapewniających moc, elastyczność oraz usługi systemowe. Dylemat dotyczy przede wszystkim sekwencji zmian – zbyt szybkie wyłączenia zwiększają ryzyko niedoborów mocy, natomiast zastępowanie bloków węglowych przede wszystkim jednostkami gazowymi może zwiększać zapotrzebowanie na importowany gaz w miejsce malejącego krajowego wydobycia. Długotrwałe podtrzymywanie istniejących jednostek może natomiast zwiększać koszty i ograniczać bodźce do inwestowania w ich zastąpienie. Z polskiej perspektywy kluczowe są przewidywalne zasady mechanizmów mocowych oraz możliwość uzależniania harmonogramu wyłączeń od faktycznej dostępności alternatyw, w tym znaczenia i potencjału ciepłownictwa systemowego. Istotne są również regionalne uwarunkowania bezpieczeństwa, w przypadku Polski związane szczególnie z presją ze strony Rosji, ryzykiem działań sabotażowych wymierzonych m.in. w sektor elektroenergetyczny oraz rolą krajowego systemu w stabilizowaniu dostaw energii do Ukrainy i państw bałtyckich. Przemawia to za zachowaniem odpowiedniego marginesu krajowych zdolności i odporności systemu. Rozwój

energetyki jądrowej może ograniczyć to wyzwanie w dłuższym okresie, ale nie rozwiąże problemów najbliższych lat[71].

b. Rola gazu w okresie przejściowym

Gaz może ułatwić zastępowanie części mocy węglowych i bilansowanie systemu, ale jednocześnie zwiększa zależność elektroenergetyki, przemysłu i ciepłownictwa od importu. Polska stoi więc przed dylematem zapewnienia wystarczających mocy gazowych pozwalających na balansowanie systemu elektroenergetycznego i zdolności importowych – także na potrzeby regionu – a ograniczeniem ryzyka przewymiarowania infrastruktury, nadmiernych długoterminowych zobowiązań zakupowych i utrwalenia nowej zależności importowej. Potrzebne są elastyczne kontrakty, rozwój regionalnego handlu gazem w Europie Środkowo-Wschodniej, w tym z Ukrainą, dalsza dywersyfikacja dostawców oraz lepsza koordynacja rozwoju systemów gazowego i elektroenergetycznego. Istotną rolę odgrywa też zapewnienie dostępu do technologii i komponentów w warunkach rosnącego globalnego popytu m.in. na turbiny gazowe. Infrastruktura powinna odpowiadać zmieniającemu się profilowi popytu, w tym wysokiemu zapotrzebowaniu w okresach szczytowych, a jednocześnie umożliwiać dostosowanie jej wykorzystania do spodziewanego w dalszej perspektywie spadku zużycia gazu[72].

c. Ropa i paliwa płynne w okresie przejściowym

Elektryfikacja będzie stopniowo ograniczać wykorzystanie ropy i paliw, ale przez wiele lat pozostaną one istotne, a ich zużycie może nawet okresowo wzrastać, m.in. w transporcie ciężkim, lotnictwie, przemyśle oraz na potrzeby bezpieczeństwa państwa. Dla Polski dylematem jest więc równoczesne ograniczanie zużycia paliw i utrzymywanie dostępu do odpowiednich zdolności importowych, magazynowych, rafineryjnych i logistycznych. Szczególne znaczenie ma planowane połączenie polskiej infrastruktury paliwowej z systemem NATO Pipeline System[73] i jego dalsza rozbudowa na wschód, istotna dla zabezpieczenia logistycznego wschodniej flanki NATO. Wraz ze spadkiem wykorzystania części tej infrastruktury może rosnąć koszt jej utrzymania, mimo że jej znaczenie w warunkach kryzysowych pozostanie wysokie.

---

[71] *Uwzględnienie europejskiego modelu strefowego. Suplement do Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, kwiecień 2026, www.pse.pl; *European Resource Adequacy Assessment 2025* ENTSO-E, www.entsoe.eu; A. Łoskot-Strachota i in., *Polityka energetyczna w czasie wojny i transformacji. Priorytety państw Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec*, Raport OSW, marzec 2025, www.osw.waw.pl; System Flexibility Needs for the Energy Transition, *op. cit.*

[72] *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2026–2035*, Gaz System, październik 2025; *Rozwój rynku i współpraca z klientami*, Gaz System, 29 października 2025 r., www.gaz-system.pl; *Analysis of the European LNG Market Developments*, „2026 Monitoring Report", ACER, 13 maja 2026 r., www.acer.europa.eu.

[73] *Rozbudowa infrastruktury paliwowej w Polsce – kluczowy krok integracji z systemem NATO*, MON, 3 października 2025 r., www.gov.pl/web/obrona-narodowa.

Transformacja transportu ma przy tym istotny wymiar społeczny. Tempo ograniczania wykorzystania paliw powinno uwzględniać koszty wymiany pojazdów, dostępność transportu publicznego i infrastruktury ładowania oraz różnice między dużymi miastami a obszarami słabiej skomunikowanymi. Zbyt szybki wzrost wydatków na korzystanie z samochodów przy braku dostępnych alternatyw może zwiększać społeczne koszty transformacji i osłabiać jej akceptację. Unijna polityka energetyczna powinna łączyć docelowe odejście od paliw kopalnych ze społecznie i gospodarczo akceptowalnym tempem zmian oraz zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw w okresie przejściowym. Odrębnym priorytetem powinno pozostawać trwałe odejście od importu surowców energetycznych z Rosji.

d. Rola UE w rozwoju energetyki jądrowej

Dla Polski energetyka jądrowa ma znaczenie zarówno dla dekarbonizacji, jak i dla zapewnienia przyszłej stabilnej produkcji energii. Najważniejszy dylemat dotyczy nie tyle uznania jej roli w polityce UE[74], ile przełożenia tego na stabilne ramy regulacyjne oraz warunki finansowania wieloletnich i kapitałochłonnych inwestycji. Jest to szczególnie istotne, ponieważ korzyści dla bezpieczeństwa i rynku energii wykraczają poza państwo, w którym powstaje elektrownia czy magazyn energii. W interesie Polski leży szerszy dostęp do europejskich kredytów, gwarancji i innych instrumentów obniżających koszt kapitału, a także rozwój europejskich kompetencji, procedur licencjonowania, łańcuchów dostaw i kadr. Jednocześnie mechanizmy wsparcia powinny pozostawiać inwestorom bodźce do kontroli kosztów i terminów realizacji.

e. Krajowa odpowiedzialność w zintegrowanym systemie

Polska korzysta na integracji rynku, połączeniach transgranicznych i możliwości współdzielenia zasobów, ale nie może całkowicie przenieść odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw na system regionalny. Kluczowy dylemat dotyczy więc tego, ile kosztownej redundancji utrzymywać na poziomie krajowym, a w jakim stopniu polegać na zasobach sąsiadów. Utrzymywanie wszystkich rezerw osobno może podnosić koszty, a korzystanie z zasobów państw sąsiednich wymaga wiarygodnych zobowiązań. Nieskoordynowane mechanizmy mocowe mogą prowadzić do nadmiernych inwestycji oraz osłabiać opłacalność utrzymywania elektrowni w innych państwach. Korzyści z mocy finansowanych przez odbiorców jednego kraju mogą też przypadać sąsiadom bez odpowiedniego udziału w kosztach[75]. Pogłębianiu integracji powinny towarzyszyć jasne zasady pomocy w kryzysie, podziału kosztów utrzymywania rezerw oraz odpowiedzialności administracji,

[74] *Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after the opinion of the EESC)*, European Commission, COM(2026) 120 final, 10 marca 2026 r.

[75] P. Holmberg, C. Maurer, M. Morawiecka, F. Roques, G. Zachmann, *Europe's electricity capacity mechanisms need to be better coordinated*, „Policy Brief", nr 30, Bruegel, 18 listopada 2025 r., www.bruegel.org.

operatorów i struktur regionalnych. Pozwoliłoby to korzystać z efektów skali wspólnego rynku bez rozmywania odpowiedzialności za bezpieczeństwo odbiorców.

f. Nowe zależności technologiczne i surowcowe

Transformacja energetyczna ogranicza zależność od importowanych paliw, ale jednocześnie zwiększa znaczenie surowców krytycznych, komponentów, oprogramowania i technologii, których produkcja i przetwarzanie są często skoncentrowane poza UE, szczególnie w Chinach. Nie oznacza to, że Polska powinna obecnie dążyć do pełnej samowystarczalności na poziomie europejskim. Jest to w wielu obszarach nierealistyczne lub nadmiernie kosztowne ze względu na ograniczone zasoby własne, przewagę technologiczną i skalę produkcji innych państw oraz globalny charakter łańcuchów dostaw. Kluczowym dylematem jest więc określenie, które zależności są akceptowalnym elementem międzynarodowej specjalizacji, a które – ze względu na koncentrację dostaw, brak możliwości szybkiej substytucji lub znaczenie dla funkcjonowania systemu – tworzą ryzyko dla bezpieczeństwa energetycznego i gospodarczego. Dylemat UE dotyczy też skali kosztów, które warto ponieść na ograniczenie tych zależności. Tani import przyspiesza inwestycje i elektryfikację, lecz może wypierać europejskich producentów i zmniejszać możliwości zmiany dostawcy, tworząc polityczną zależność. W dużej skali rodzi też ryzyko instrumentalizacji zależności, czego UE doświadcza już w relacjach z Chinami.

W interesie Polski leży połączenie dywersyfikacji importu z szerszym udziałem krajowych przedsiębiorstw w europejskiej produkcji, przetwórstwie i recyklingu. Polska może w dalszym stopniu zabiegać o dostęp do unijnego finansowania oraz wspierać rozwój krajowych kompetencji projektowych i produkcyjnych w obszarze surowców krytycznych, usług informatycznych czy produkcji komponentów. Polska może też prowadzić aktywne działania w państwach w sąsiedztwie UE, a także globalnie[76] na rzecz rozwoju kluczowych projektów i zdolności w celu dywersyfikacji szlaków dostaw.

g. Odporność infrastruktury i szlaków dostaw

Rosnące znaczenie infrastruktury na Bałtyku, sieci elektroenergetycznych oraz morskich dostaw surowców i komponentów zwiększa koszt zapewnienia odporności systemu. Znaczenie twardego bezpieczeństwa infrastruktury wynika też z przesunięcia oddziaływania Rosji w sferze bezpieczeństwa energetycznego – z szantażowania państw ograniczeniem dostaw gazu czy ropy do bezpośrednich działań sabotażowych i cybernetycznych wymierzonych w infrastrukturę krytyczną. Dylemat dotyczy tego, ile dodatkowych nakładów przeznaczać na redundancję, ochronę, zapasy części i zdolności naprawcze oraz jak dzielić te koszty między operatorów, państwa i UE. Ważne jest pytanie o rolę UE w koordynacji podziału odpowiedzialności między państwami członkowskimi oraz między władzami publicznymi

[76] D. Wnukowski, B. Znojek (red.), J. Czerep, P. Kugiel, *Perspektywiczni partnerzy Polski wśród państw Globalnego Południa*, Raport PISM, wrzesień 2026, www.pism.pl.

a podmiotami prywatnymi. Wyzwaniem pozostaje zapewnienie dostępu do specjalistycznych zasobów, zwłaszcza gdy kilka państw potrzebuje ich jednocześnie, np. w przypadku agresji zbrojnej. Koordynacji na poziomie UE wymaga również bezpieczeństwo morskich szlaków dostaw, zagrożonych sabotażem i działalnością „floty cieni".

Z polskiej perspektywy szczególne znaczenie ma europejskie współfinansowanie zdolności służących całemu regionowi, w tym monitoringu, napraw infrastruktury i utrzymywania alternatywnych szlaków dostaw. Priorytetami są też wspólny monitoring Bałtyku, dostęp do statków naprawczych i części zamiennych oraz plany utrzymania dostaw po utracie kluczowego obiektu. Nakłady na ochronę, redundancję i zdolności odtworzeniowe powinny być traktowane jako stały element zapewniania bezpieczeństwa systemu, a nie wyłącznie jako reakcja na pojawiające się kryzysy.

h. Nierówne warunki i tempo elektryfikacji

Polska rozpoczyna kolejną fazę elektryfikacji przy dużych potrzebach inwestycyjnych w wytwarzanie i sieci oraz odmiennych od części państw UE warunkach w przemyśle, ogrzewnictwie i transporcie. Problemem jest więc dostosowanie tempa zmian do gotowości systemu i ekonomiki poszczególnych zastosowań. Wyzwaniem jest też zarządzanie podwyższoną zmiennością cen w warunkach rosnącej niepewności sytuacji międzynarodowej, wysokich wydatków budżetowych na bezpieczeństwo i powtarzających się kryzysów na rynkach energii[77]. Przyspieszanie popytu na energię elektryczną bez odpowiedniej podaży, sieci i konkurencyjnych cen może zwiększać koszty, podobnie jak zbyt późna rozbudowa infrastruktury może blokować inwestycje odbiorców. Z polskiej perspektywy elektryfikacja powinna być ukierunkowana na te sektory, w których może prowadzić do ograniczenia importu paliw i emisji przy akceptowalnych kosztach dla odbiorców oraz w których nie spowoduje nieproporcjonalnego wzrostu kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Tempo elektryfikacji powinno być skoordynowane z rozbudową źródeł wytwórczych i sieci oraz rozwojem magazynowania i elastyczności popytu. Preferowane powinny być zastosowania, w których zużycie energii można przesuwać na okresy wysokiej podaży i niskich cen energii elektrycznej. Ważnym obszarem jest też pogłębianie integracji rynków energii elektrycznej i dalszy rozwój połączeń transgranicznych.

i. Konkurencyjność gospodarki i spójność polityk

Dla Polski transformacja energetyczna jest zarazem elementem polityki przemysłowej, jak i gospodarczej. Dostępność oraz koszt energii wpływają na lokalizację inwestycji, konkurencyjność przemysłu i możliwość elektryfikacji kolejnych procesów. Dylemat polega więc na tym, jak realizować cele energetyczne i klimatyczne

[77] N. Salmon et al., *The energy crisis creates even stronger impetus for EU electrification*, International Energy Agency, 9 czerwca 2026 r., www.iea.org.

bez trwałego zwiększania kosztów prowadzenia działalności lub uzależniania konkurencyjności przedsiębiorstw od ciągłego wsparcia publicznego. Wymaga to silniejszego powiązania polityki energetycznej UE z polityką przemysłową, handlową, inwestycyjną i społeczną oraz oceny ich łącznego wpływu na poszczególne gospodarki. Wyzwaniem pozostaje również utrzymanie równych warunków konkurencji na wspólnym rynku mimo różnic między państwami członkowskimi w kosztach energii, możliwościach inwestycyjnych i skali dostępnego wsparcia publicznego.

j. Finansowanie i społeczny podział kosztów transformacji

Skala potrzeb inwestycyjnych wymaga łączenia kapitału prywatnego, środków z taryf, finansowania z budżetów krajowych oraz środków unijnych. Z punktu widzenia Polski istotne jest, aby wspólne cele nie były realizowane głównie z krajowej pomocy publicznej, ponieważ różnice w możliwościach fiskalnych państw mogą pogłębiać nierówności na wspólnym rynku[78]. Jednocześnie nadmierne przenoszenie kosztów na rachunki może osłabiać konkurencyjność, opłacalność elektryfikacji i społeczną akceptację zmian. Polska ma więc interes w szerszym wykorzystaniu środków UE, kredytów i gwarancji obniżających koszt kapitału, przy kierowaniu wsparcia społecznego przede wszystkim do odbiorców mających najmniejsze możliwości ponoszenia kosztów transformacji.

[78] R. Bernasconi i in., *State aid in the EU: an evolving landscape*, European Central Bank, „Economic Bulletin", nr 4/2026, www.ecb.europa.eu.

ZAKOŃCZENIE

Członkostwo w UE wpłynęło na polską politykę energetyczną odmiennie w zależności od sektora. W sektorze gazu dało Polsce narzędzia do ograniczenia zależności od Rosji – wspólne reguły rynku, w tym prawo konkurencji, oraz możliwość współfinansowania ze środków UE nowych połączeń i infrastruktury. W elektroenergetyce, opartej w 2004 r. niemal wyłącznie na węglu, oznaczało przede wszystkim duże koszty dostosowania do wymogów środowiskowych i klimatycznych. Dodatkowo w ostatnich dwóch dekadach polskie kluczowe cele energetyczne ewoluowały. Przez większość okresu członkostwa priorytetem energetycznym Polski w UE było zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu, dywersyfikacji szlaków i źródeł oraz solidarności między państwami unijnymi. Obecnie w hierarchii celów RP rośnie rola działań na rzecz ograniczenia wysokich cen energii, kosztów transformacji i zapewnienia konkurencyjności przemysłu, a także twardego i cybernetycznego bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej.

Przygotowania do członkostwa przyspieszyły zmianę reguł rynku, ale nie rozwiązały problemów strukturalnych krajowych sektorów gazowego i energetycznego. Polska weszła do UE z kontraktami długoterminowymi, które ograniczały konkurencję na rynku energii elektrycznej, z PGNiG kontrolującym niemal cały rynek gazu i z zadłużonym górnictwem. Kontrakty rozwiązano dopiero na podstawie ustawy z 2007 r. Punkt wyjścia wyjaśnia późniejsze stanowisko Polski – poparcie dla wspólnych działań UE na rzecz bezpieczeństwa dostaw przy ostrożności wobec tempa odchodzenia od węgla.

Polska skutecznie współtworzyła unijne zasady bezpieczeństwa dostaw gazu, natomiast w wymiarze dekarbonizacyjnym miała wpływ przede wszystkim na instrumenty łagodzące koszty transformacji. Była jednym z głównych inicjatorów stworzenia i doprecyzowania mechanizmu solidarności w rozporządzeniu o bezpieczeństwie dostaw gazu z 2017 r., a jej koncepcja Unii Energetycznej (2014 r.) była punktem wyjścia strategii Komisji z 2015 r. W ramach procesu transformacji energetycznej przyczyniła się do utworzenia Funduszu Sprawiedliwej Transformacji i uzyskała zgodę na uwzględnienie specyficznych lokalnych warunków w ścieżce transformacyjnej i na utrzymanie bloków węglowych na rynku mocy do końca 2028 r. Nie zmieniła kierunku unijnej polityki klimatycznej, jednak jej głos i perspektywa stały się powszechniej zrozumiałe. W 2021 r. reformy systemu ETS i odroczenia ETS2 żądały na forum UE tylko Polska i Węgry, dziś zaś zmian w ETS domaga się już znacznie więcej państw, a start ETS2 przesunięto na 2028 r.

W relacjach z Rosją unijne instrumenty pomagały Polsce wtedy, gdy miały postać wiążących przepisów – często dzięki temu, że Polska zabiegała o ich przyjęcie właśnie w tym celu. Dzięki nim w 2010 r. operatorem polskiego odcinka gazociągu jamalskiego został Gaz-System. Spór o gazociąg OPAL zakończył się wyrokami, które potwierdziły, że zasada solidarności energetycznej jest prawnie wiążąca. W 2022 r. wybuchła pełnoskalowa wojna Rosji przeciw Ukrainie. Unaoczniła ona wszystkim w Europie ryzyka, których Polska obawiała się od dekad. W związku z tym

wydarzeniem UE przyjęła cel odejścia od importu rosyjskich surowców, do czego Polska dążyła od ponad 20 lat. Embargo objęło rosyjski węgiel i ropę dostarczaną drogą morską, a od jesieni 2027 r. będzie obowiązywał pełny zakaz importu rosyjskiego gazu. Proces nie jest jednak zakończony – rosyjską ropę nadal kupują Węgry i Słowacja.

Najważniejsze decyzje na przyszłość dotyczą tempa elektryfikacji, ścieżki i podziału kosztów transformacji, hierarchii celów w polityce energetycznej oraz metody podziału odpowiedzialności – między państwami członkowskimi a instytucjami UE – za zarządzanie integrującymi się i transformującymi unijnymi rynkami energii. W interesie Polski jest elektryfikacja tam, gdzie może zmniejszyć import paliw i emisje przy rozsądnych kosztach, oraz wycofywanie bloków węglowych w takim tempie, w jakim powstają moce zastępcze. Polska ma też interes w tym, by realizacja wspólnych projektów – zwłaszcza inwestycji o znaczeniu transgranicznym – w większym stopniu była finansowana ze środków UE. Ważne pozostaną także umożliwienie unijnego finansowania energetyki jądrowej, ochrona infrastruktury na Bałtyku i ograniczanie nowych zależności, m.in. od surowców krytycznych z Chin.

Rozstrzygnięcia w wielu kluczowych dla Polski kwestiach zapadną w najbliższych latach – podczas rewizji systemu ETS, negocjacji budżetu UE na lata 2028–2034 i przy zatwierdzaniu nowego polskiego rynku mocy po 2030 r., a także w trakcie zarządzania obecnym i kolejnymi kryzysami energetycznymi, które przekształcają zarówno polską, jak i unijną politykę energetyczną. Doświadczenie ponad dwóch dekad członkostwa wskazuje, że w ramach wspólnych działań Unia jest w stanie skutecznie przetrwać szoki podażowe (takie jak kryzys gazowy w latach 2022–2023) i inne wyzwania, ale także, że by efektywnie wpływać na kształt i konkretne instrumenty polityki UE, trzeba umieć skutecznie szukać konsensusu, czyli łączyć dążenie do realizacji własnych priorytetów z uwzględnianiem interesów partnerów. Wymaga to również zdolności do przekładania postulatów na konkretne przepisy, instrumenty finansowe i zobowiązania.

ANEKS 1. POLSKA IMPORTOWA I/LUB TRANSGRANICZNA INFRASTRUKTURA ENERGETYCZNA DOFINANSOWANA Z FUNDUSZY UNIJNYCH (GŁÓWNIE CEF)

Projekt	Termin realizacji	Całkowity koszt projektu	Unijne dofinansowanie			Dodatkowe informacje
			Udział w koszcie	Etap projektu	instrument	
Baltic Pipe	2022	Minimum 1,6 mld euro	16,7%	- budowa gazociągu (80%) - studia wykonalności i projektowanie	CEF	Z unijnego dofinansowania (266,7 mln euro) polski Gaz-System pozyskał 88%
GIPL – interkonektor Polska–Litwa	2022	558 mln euro (z czego 422 mln euro w Polsce)	- 52,9% całości inwestycji - 56,9% inwestycji po stronie polskiej	- przygotowanie i budowa	CEF	
Interkonektor Polska–Słowacja	2022	252,3 mln euro	39,1% całości inwestycji	- przygotowanie i budowa	CEF	Przyznane wyższe dofinansowanie, nie w pełni wykorzystane
Synchronizacja sieci elektroenergetycznych państw bałtyckich, w tym budowa połączeń (II faza)	różne etapy, część wciąż realizowana (do 2030)	1201,81 mln euro	74,1% całości 75% na realizację wdrażania i budowy połączeń i infrastruktury niezbędnej w Polsce i krajach bałtyckich	- studium badawcze - prace przygotowawcze Harmony Link - 98% kosztów - wdrażanie projektu synchronizacji (II faza), w tym interkonektor z Polską, infrastruktura przesyłowa w Polsce oraz kondensatory synchroniczne i budowa substacji w krajach bałtyckich (do 2030)	CEF	

Projekt	Termin realizacji	Całkowity koszt projektu	Unijne dofinansowanie			Dodatkowe informacje
			Udział w koszcie	Etap projektu	instrument	
Terminal LNG w Świnoujściu	2016	ok. 2,9 mld zł	23,2%	- budowa	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) / EFRR oraz EEPR	
Rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu	2025	ok. 1,7 mld zł	27,1% całości	- rozbudowa mocy regazyfikacyjnych, magazynowych i przeładunkowych	POIiŚ/EFRR	
Interkonektor Polska–Czechy (Stork I)	2011	ok. 90 mln zł po stronie polskiej	46,7% polskich kosztów	- budowa	EEPR	
Rozbudowa interkonektora Polska–Niemcy w Lasowie	2012	ok. 267 mln zł	55,5%	- zwiększenie przepustowości i rozbudowa sieci po stronie polskiej	EEPR i POIiŚ	
LitPol Link	2016	2,15 mld zł (elementy objęte wsparciem)	41,9%	- budowa pierwszego połączenia elektroenergetycznego Polska–Litwa oraz wzmocnienie / rozbudowa polskiej sieci	POIiŚ	
Dofinansowanie wyłącznie prac przygotowawczych						
Studia przygotowawcze do budowy Stork II (interkonektora Polska–Czechy)	2017	3,1 mln euro	44,6%	- studium przygotowawcze do budowy	CEF	Interkonektor niezbudowany
Prace przygotowawcze do budowy terminala pływającego LNG w Gdańsku	w realizacji	48,9 mln euro	40%	- prace inżynieryjne niezbędne do uzyskania zgody na budowę	CEF	

Projekt	Termin realizacji	Całkowity koszt projektu	Unijne dofinansowanie			Dodatkowe informacje
			Udział w koszcie	Etap projektu	instrument	
UNITED HEAT Görlitz/ Zgorzelec	w realizacji	38,7 mln euro	50%	- projekt mający na celu dekarbonizację ogrzewania sieciowego w obu miastach i połączenie ich sieci dystrybucji ciepła poprzez m.in. budowę instalacji spalania biomasy, elektrowni słonecznej, oraz pomp ciepła wykorzystujących energię odnawialną i wspólnej infrastruktury ciepłowniczej	CEF	Dofinansowanie tylko części etapów prac przygotowawczych i budowy
Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy (badanie wykonalności)	w realizacji	13,6 mln euro	50%	- dofinansowanie dla opracowania fazy wykonalności projektu uznanego za PCI i mającego na celu rozwijanie i integrację rynków czystego wodoru w regionie nordycko--bałtyckim	CEF	
Pomorski Cluster Zielonego Wodoru (transgraniczny) – badanie opłacalności	w realizacji	0,38	50%	- badanie opłacalności projektu	CEF	
Studies4CCS Interconnector	w realizacji	5,1	50%	- badania i dokumentacja projektowa (prace przygotowawcze	CEF	

Źródła: European Commission (CINEA), Gaz-System, Orlen, PSE, media.

ANEKS 2. SPRAWA GAZOCIĄGU OPAL PRZED TSUE

Zasada solidarności energetycznej w UE jest kryterium prawnym zobowiązującym władze wykonawcze UE i państw członkowskich do określonego działania.

Sprawa gazociągu OPAL przed TSUE

Polska przeciwko Komisji Europejskiej (T-883/16)

28 października 2016 r. Komisja Europejska na wniosek niemieckiego organu regulacyjnego BNetzA wprowadzała nowe wyłączenia regulacyjne dla gazociągu Opal, lądowego przedłużenia gazociągu Nord Stream 1.

Wyłączenia dotyczyły obowiązku stosowania zasady TPA oraz regulacji taryf.

16 grudnia 2016 r. Polska wniosła skargę do Sądu Unii Europejskiej (SUE), w której stwierdziła, że decyzja KE zwiększa możliwość wykorzystania gazociągu Opal przez Gazprom. Taka sytuacja zagrażała bezpieczeństwu dostaw gazu w Unii Europejskiej, w szczególności w regionie Europy Środkowej, i rodziła poważne ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski, ponieważ pozwalała na zwiększenie przesyłu gazu przez Gazprom gazociągiem Nord Stream.

Polska zaznaczyła również, że skutek decyzji Komisji w postaci koncentracji na jednym źródle i kierunku dostaw pozostawał w oczywistej sprzeczności z zasadą dywersyfikacji źródeł i dróg zaopatrzenia oraz racjonalnego zarządzania ryzykiem zakłóceń lub wstrzymania dostaw gazu. Polska zarzuciła ponadto KE naruszenie zasady bezpieczeństwa energetycznego i solidarności energetycznej. W skardze wskazano ponadto, że decyzja narusza dyrektywę 2009/73/WE, a także podkreślono, że zaskarżona decyzja wzmacnia pozycję Gazpromu na rynku dostaw gazu, co może wywrzeć szkodliwy wpływ na konkurencję na rynkach gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

Dzięki staraniom polskiej dyplomacji w pierwszej połowie 2017 r. do sprawy przystąpiły Litwa oraz Łotwa, które poparły polskie argumenty i stanowisko. Po stronie Komisji do sprawy przystąpiły Niemcy.

Z uwagi na ryzyko wystąpienia poważnej szkody związanej z konsekwencjami wykonania decyzji Polska złożyła jednocześnie wniosek o jej wstrzymanie. 23 grudnia 2016 r. SUE na wniosek Polski tymczasowo zawiesił zaskarżoną decyzję. Po rozprawie, która odbyła się 5 lipca 2017 r., SUE postanowił ostatecznie uchylić zastosowany środek tymczasowy i decyzja zaczęła być ponownie wykonywana.

23 października 2018 r. w trakcie rozprawy w sprawie głównej sędziowie SUE pytali m.in. o realne zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz

wpływ zaskarżonej decyzji na umocnienie dominującej pozycji Gazpromu na rynku wewnętrznym. Sąd próbował też ustalić, jaka była podstawa prawna wydania przez Komisję zaskarżonej decyzji oraz z jakich względów Komisja postanowiła zawęzić badanie rynku właściwego jedynie do rynku czeskiego.

W wyroku z 10 września 2019 r. SUE stwierdził nieważność zaskarżonej decyzji Komisji i stwierdził, że została ona wydana z naruszeniem zasady solidarności energetycznej sformułowanej w art. 194 TFUE. Tym samym uwzględnił pierwszy zarzut podniesiony przez Polskę.

SUE wskazał w pkt 81-83 wyroku:

„W zaskarżonej decyzji nie poruszono szerszych aspektów zasady solidarności energetycznej. W szczególności nie wydaje się, by Komisja zbadała, jakie mogą być średnioterminowe skutki – zwłaszcza dla polityki Rzeczypospolitej Polskiej w dziedzinie energetyki – przekierowania na trasę tranzytu Nord Stream 1 / OPAL części ilości gazu ziemnego przesyłanych uprzednio gazociągami Jamał i Braterstwo, ani by wyważyła te skutki ze stwierdzonym przez nią zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw na poziomie Unii. W takich okolicznościach należy stwierdzić, że zaskarżona decyzja została wydana z naruszeniem zasady solidarności energetycznej sformułowanej w art. 194 ust. 1 TFUE".

20 listopada 2019 r. Niemcy wniosły odwołanie od wyroku SUE do Trybunału Sprawiedliwości UE (TSUE, C-848/19 P) i zażądały jego uchylenia. Wskazały m.in. błędne uznanie przez SUE zasady solidarności energetycznej (art. 194 TFUE) za kryterium prawne – w opinii Niemiec z tej zasady nie wynikają żadne obowiązki dla instytucji wykonawczych.

15 lipca 2021 r. TSUE (wielka izba) oddalił odwołanie Niemiec i wskazał w wyroku, że:

1. **Zasada solidarności leży u podstaw całego systemu prawnego Unii i jest ściśle związana z zasadą lojalnej współpracy**, ustanowioną w art. 4, ust. 3 TUE, zgodnie z którą Unia i państwa członkowskie wzajemnie się szanują i udzielają sobie wzajemnego wsparcia w wykonywaniu zadań wynikających z traktatów. W tym względzie zasada ta nie tylko zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia wszelkich właściwych środków w celu zapewnienia zakresu mocy obowiązującej i skuteczności prawa Unii, ale nakłada również na instytucje Unii wzajemne obowiązki lojalnej współpracy z państwami członkowskimi.

2. **Akty przyjmowane przez instytucje Unii, w tym przez Komisję w ramach tej polityki, należy zatem interpretować oraz oceniać ich legalność w świetle zasady solidarności energetycznej.**

3. **Zasada solidarności obejmuje prawa i obowiązki zarówno dla Unii, jak i dla państw członkowskich,** gdyż Unia jest związana obowiązkiem solidarności wobec państw członkowskich, a państwa członkowskie są związane

obowiązkiem solidarności między sobą oraz w świetle wspólnego interesu Unii i prowadzonych przez nią polityk.

Wyrok w sprawie Opal (C-848/19 P) należy uznać za przełomowy, ponieważ TSUE po raz pierwszy tak mocno potwierdził zasadę solidarności energetycznej jako wzorca oceny legalności aktów instytucji UE.

Ponadto uchylenie decyzji Komisji w sprawie gazociągu Opal miało realny wpływ na zasady funkcjonowania gazociągu Nord Stream, ponieważ ograniczyło możliwości pełnego wykorzystania jego przepustowości.

Oprac. K. Szymański

W ramach projektu „Bilans członkostwa – Europa przyszłości" czołowe polskie think tanki analizują ewolucję wybranych polityk Unii Europejskiej w ciągu ostatnich 20 lat. Ta perspektywa nie jest przypadkowa. Pokrywa się z czasem polskiej obecności w UE, kiedy już jako państwo członkowskie współtworzyliśmy jej rzeczywistość polityczną, ekonomiczną i prawną.

Polska przez wszystkie lata swojego członkostwa była aktywnym uczestnikiem procesu integracji. Jako jedno z 28, a następnie 27 państw członkowskich, nie zawsze mogła przeforsować każdy element swojego stanowiska – jest to doświadczenie wszystkich, nawet największych państw UE. Tym bardziej cenne jest wskazanie, w jak wielu sprawach Polska miała trafne rozpoznanie problemów politycznych Europy, które pomogłoby rozwiązać lub przynajmniej zminimalizować trudne kwestie, z jakimi dziś się mierzymy.

Lepsze zrównoważenie konkurencyjności gospodarki i klimatu, lepsze wyważenie polityki migracyjnej i bezpieczeństwa, czy w końcu ambitny rozwój rynku wspólnotowego w miejsce protekcjonizmu to polski wkład w integrację europejską, z którego powinniśmy czerpać także dziś.

Skutecznie i na czas zachęciliśmy Europę do silniejszego zaangażowania w naszym wschodnim sasiedztwie. Partnerstwo Wschodnie wytyczyło drogę do umów stowarzyszeniowych UE z Ukrainą, Gruzją i Mołdawią, bez których nie byłoby otwartego procesu dalszego rozszerzenia UE na Wschód. To dalsze przesuwanie strategicznych granic Zachodu.

Dlatego chcieliśmy w gronie wiodących polskich think tanków przyjrzeć się nie tylko ewolucji Unii Europejskiej wobec zmian w naszym otoczeniu, ale i zwrócić uwagę na polski wkład, polską argumentację, polskie racje i nierzadko polski wpływ na bieg spraw w UE.

Te 20 lat to okres deklarowanego niekiedy głośno, a czasem ciszej, zaledwie praktycznie, strategicznego konsensusu w sprawach polskiego interesu politycznego i gospodarczego w Europie. To właśnie budowało polską siłę i autorytet. I nadal może tę polską – dobrze rozumianą – pewność siebie budować!

Dziś ma to znaczenie szczególne, ponieważ projekt europejski przechodzi proces poważnych i w pełni uzasadnionych zmian. Na tym polskim doświadczeniu można wiele zbudować. Nie każda zmiana jest automatycznie zmianą na lepsze. Kiedy w politycznej przestrzeni Europy, w tym Polski, pojawiają się postulaty, których skutkiem byłyby raczej zgliszcza niż odnowa kontynentu i realna obrona jego interesów politycznych i gospodarczych, warto zwrócić uwagę na nasze doświadczenia w Unii. Także po to, byśmy w Europie poczuli się bardziej u siebie. Mamy ku temu silne powody, o których chcielibyśmy tutaj przypomnieć.

Konrad Szymański

Kierownik projektu

W ramach projektu „Bilans członkostwa – Europa przyszłości” czołowe polskie think tanki analizują ewolucję wybranych polityk UE w latach naszego członkostwa ze szczególnym uwzględnieniem polskiego stanowiska, prezentowanych argumentów i wpływu, jaki Polska wywierała na dzisiejszy kształt tych polityk.

BILANS CZŁONKOSTWA
EUROPA PRZYSZŁOŚCI

Raport powstał w ramach projektu Ministerstwa Spraw Zagranicznych pt. „Bilans członkostwa – Europa przyszłości”

Ministerstwo
Spraw Zagranicznych

ISBN 978-83-68555-48-6

E-ISBN 978-83-68555-49-3