

KSZTAŁTOWANIE WSPÓŁCZESNEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI – ANALIZA EMPIRYCZNA NA PRZYKŁADZIE RYNKU ROPY NAFTOWEJ

DOI: 10.26399/meip.3(74).2022.17/m.mroz

WSTĘP

Stabilny dostęp do energii stanowi ważny cel polityki energetycznej Polski. Ograniczona zasobność kraju w podstawowe surowce energetyczne, takie jak np. ropa naftowa, wymusza konieczność importu z krajów trzecich. Podejmowane dotychczas działania ukierunkowane na zapewnienie stabilnej podaży ropy naftowej sprowadzają się głównie do strategii dywersyfikacji zarówno źródeł, jak i kierunków dostaw tego surowca do Polski. Większy zakres dywersyfikacji gwarantuje bowiem z jednej strony stabilność dostaw ropy naftowej, z drugiej natomiast wprowadza mechanizm rynkowy, determinując tym samym rynkową cenę surowca². Można zatem przyjąć, że oba te elementy, tj. stabilność dostaw energii (surowców energetycznych) oraz akceptowalna cena, stanowią w dalszym ciągu fundament współczesnego bezpieczeństwa energetycznego.

W związku z powyższym za cel publikacji przyjęto analizę bezpieczeństwa energetycznego Polski, biorąc za przykład rynek ropy naftowej w horyzoncie ostatniej dekady. Założono, że za kwestie stabilności dostaw ropy naftowej do Polski odpowiada rozbudowana infrastruktura naftowa, umożliwiająca różnicowanie źródeł i kierunków dostaw, natomiast stopień akceptowalności cen surowca definiuje zarówno poziom, jak i zakres zmienności cen ropy naftowej.

¹ Maciej Mróz – dr, adiunkt w Katedrze Geografii Ekonomicznej, Kolegium Nauk o Przedsiębiorstwie, SGH w Warszawie, e-mail: mmroz2@sgh.waw.pl, ORCID: 0000-0001-6265-9159.

² Obecnie, tj. stan na wrzesień 2022 r., realizowane są dostawy ropy naftowej z Rosji. Jednakże wprowadzenie embarga na rosyjską ropę naftową zakłada szósty pakiet sankcji przez UE.

W efekcie, odmiennie od większości publikowanych rozważań w obszarze bezpieczeństwa energetycznego mających tylko charakter teoretyczny³, niniejsze badanie ma wymiar przede wszystkim empiryczny, gdyż do określenia bezpieczeństwa importu posłużono się analizą wskaźnikową (wskaźnik koncentracji rynku Herfindahla-Hirschmana), natomiast odnosząc się do zakresu zmienności cen ropy naftowej, skorzystano z odpowiednich narzędzi ekonometrycznych, tj. modeli klasy GARCH.

1. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE I PALIWOWE POLSKI W UJĘCIU DEFINICYJNYM

Rozważania na temat bezpieczeństwa energetycznego stale zyskują na znaczeniu. Dotychczasowe badania i analizy wyraźnie sygnalizują, że samą koncepcję bezpieczeństwa energetycznego można różnorodnie odbierać, a przez to definiować⁴. W literaturze przedmiotu wskazuje się na brak jednej uniwersalnej definicji tego pojęcia⁵. Niekiedy kompletnie różny odbiór tej koncepcji przez poszczególnych badaczy determinowany jest bowiem kontekstem prowadzonych przez nich rozważań⁶. Idąc dalej, implikuje to brak odpowiednich metod i narzędzi pozwalających na uniwersalną, wystandaryzowaną kwantyfikację stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

³ W zdecydowanej większości publikacji dominują elementy opisowe odnoszące się do teoretycznych rozważań nad bezpieczeństwem energetycznym kraju. W nielicznych tylko publikacjach zostało zaprezentowane podejście ilościowe (głównie wskaźnikowe), m.in.: O.G. Austvik, *The Energy Union and security-of-gas supply*, „Energy Policy” 2016, nr 96, s. 372–382; G. Cohen, F. Joutz, P. Loungani, *Measuring Energy Security: Trends in the Diversification of Oil and Natural Gas Supplies*, „IMF Working Paper” 2011, nr 12/4, s. 3–19; V. Vivoda, *Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: A novel methodological approach*, „Energy Policy” 2009, nr 38(9), s. 5258–5263.

⁴ B.W. Ang, W.L. Choong, T.S. Ng, *Energy Security: definitions, Dimensions and Indexes*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2015, nr 42, s. 1077–1093.

⁵ Bezpieczeństwo energetyczne jest koncepcją różnie postrzeganą, określaną i rozumianą, a przez to odmiennie definiowaną. Na problemy w zakresie definicyjnym wskazywali m.in. J. Knox-Hayes i in., *Understanding attitudes toward energy security: Results of a cross-national survey*, „Global Environmental Change” 2013, nr 23/3, s. 609; V. Šumskis, V. Giedraitis, *Economic implications of energy security in the short run*, „Ekonomika” 2015, nr 94/3, s. 119; A. Loeschel, U. Moslener, D.T.G. Ruebellke, *Indicators of Energy Security in Industrialized Countries*, „Energy Policy” 2010, nr 38/4, s. 1665, według których tematyka ta jest złożona i niejasna. Istniejące trudności nie przesądzą jednak o zasadności podjęcia tej problematyki, która w obliczu rosnącej niestabilności politycznej państw zasobnych w surowce energetyczne zdaje się zyskiwać na znaczeniu.

⁶ Dla przykładu, Ang i inni zidentyfikowali blisko 83 definicje bezpieczeństwa energetycznego będące w stałym użyciu (B.W. Ang, W.L. Choong, T.S. Ng, *Energy...*, *op. cit.*).

Niezależnie od braku konsensusu w tym zakresie standaryzacji bezpieczeństwa energetycznego, zasadne jest dalsze jego badanie oraz pomiar. Obecnie kontynuacja tego typu badań wydaje się tym bardziej słuszna, że liczne są przesłanki podważające wiarygodność polityczną państw zasobnych w surowce energetyczne⁷. Potwierdza to obserwowana w ostatnim czasie dynamika globalnych zawirowań geopolitycznych (w tym akt agresji Rosji na Ukrainę), generująca podwyższone ryzyko utraty bezpieczeństwa energetycznego u importerów energii, a takim jest m.in. Polska.

W prawodawstwie polskim pojęcie bezpieczeństwa energetycznego zdefiniowano w art. 3 pkt. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”⁸.

Można w tym miejscu zauważyć, iż to podejście stanowi niejako rozwinięcie definicji Międzynarodowej Agencji Energii (International Energy Agency), która akcentuje jedynie dwa elementy tego bezpieczeństwa, tj. podaż energii oraz przystępną cenę: *the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price*⁹.

W związku powyższym w dalszej części opracowania skupiono się na zbadaniu zarówno zdolności dywersyfikacyjnych dostaw ropy naftowej (podaż energii), jak również określeniu parametrów cenowych (akceptowalność cen energii), aby właściwie zinterpretować współczesne bezpieczeństwo energetyczne Polski, odnosząc się do rynku ropy naftowej.

2. DYWERSYFIKACJA STRATEGIĄ BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

Stopień zależności energetycznej Polski od importu ropy naftowej (*energy dependency, import dependency*)¹⁰ kształtuje się na poziomie blisko 96,4% krajowego zapotrzebowania (dane za 2021 r.). Dlatego też za główną strategię w dążeniu do osiągnięcia stanu

⁷ Wydarzeniem bez precedensu było chociażby całkowite wstrzymanie dostaw ropy naftowej z Rosji rurociągiem „Przyjaźń” z tytułu zanieczyszczenia ropy naftowej chlorkami organicznymi wiosną 2019 r. W przypadku Polski przerwa w dostawach trwała od 24 kwietnia, kiedy to na wniosek klientów PERN zatrzymał tłoczenie rurociągiem „Przyjaźń”, a jego wznowienie w niepełnym wymiarze nastąpiło dopiero 9 czerwca, a więc po 46 dniach.

⁸ Dz.U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348.

⁹ International Energy Agency, <https://www.iea.org/topics/energy-security> [dostęp: 27.09.2022].

¹⁰ Co do zasady, wskaźnik ten pokazuje, na ile gospodarka krajowa polega na imporcie nośników energii, realizując własne potrzeby energetyczne – M. Noga, P. Stępkowski, M. Pietrucha, *Rynek ropy naftowej a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Warszawa 2019, s. 49.

bezpieczeństwa energetycznego w zakresie importu ropy naftowej uznano strategię dywersyfikacji zarówno źródeł, jak i kierunków dostaw tego surowca do kraju. Strategia ta dotyczy również struktury terminowej kontraktów na ropę naftową, wprowadzając umowy krótko-, średnio- i długoterminowe, a także dostawy typu *spot*. *Stabilność dostaw jest możliwa za sprawą odpowiednio zlokalizowanej infrastruktury Naftoportu w Gdańsku, a także rozbudowanego systemu rurociągów umożliwiających transport ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych wewnątrz kraju (infrastruktura liniowa).*

Posiadanie odpowiednich zdolności dywersyfikacyjnych wzmacnia również ogólną pozycję negocjacyjną importera na rynku. Może mieć to znacznie m.in. przy zawieraniu nowych umów na dostawy ropy naftowej do Polski. Dywersyfikacja zmniejsza także siłę oddziaływania eksportera na importera, co w przypadku potencjalnych prób szantażu ma olbrzymie znaczenie geopolityczne. Pożądane zróżnicowanie kierunków dostaw pozwala też na optymalizację ceny po stronie importera (aspekt ekonomiczny). Zdarza się bowiem, że ceny spotowe umożliwiają zakup surowca po cenie niższej od tej, do których odnoszą się zapisy kontraktowe¹¹.

Dodatkowo w przypadku polskich rafinerii zmiana surowca wsadowego z REBCO¹² na lżejsze i słodsze gatunki ropy naftowej (np. z krajów arabskich lub Stanów Zjednoczonych) umożliwiła poprawę parametrów produkcyjnych, wspierając cały proces przetwórstwa ropy naftowej. Dobór gatunków ropy naftowej pozwalał bowiem na maksymalizację uzysków otrzymywanych w procesie rafinacji, przez co zwiększano produkcję bardziej opłacalnych destylatów średnich, głównie oleju napędowego. Dotychczas znaczny niedobór tego paliwa uzupełniany był systematycznym importem, przede wszystkim z Rosji, ale także z Niemiec¹³.

W ciągu ostatnich lat nastąpiły jednak wyraźne zmiany w zakresie skali i kierunków dostaw ropy do Polski, na co dowodem jest zauważalny spadek udziału ropy naftowej z Rosji w całości realizowanego importu. W tym kontekście poziom koncentracji w danej branży lub też poziom konkurencji na danym rynku można ocenić, stosując wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) obliczany zgodnie z formułą:

$$\text{HHI} = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_n^2, \quad (1)$$

gdzie:

S_n – reprezentuje udział w rynku każdego producenta / dostawcy, a n oznacza całkowitą liczbę producentów / dostawców.

¹¹ *Ibidem*, s. 121.

¹² REBCO (*Russian Export Blend Crude Oil*) znana również jako Ural. Ropa rosyjska pochodząca z różnych złóż, głównie w Zachodniej Syberii oraz rejonie gór Uralu.

¹³ POPiHN, *Przemysł i handel naftowy 2019, 2020*, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2021/01/Raport-za-2019.pdf>, s. 20–21 [dostęp: 20.06.2022].

Wskaźnik HHI wyniósł aż 0,864987 w 2011 r., przy dostawach z Rosji na poziomie 92,9%, podczas gdy dekadę później, tj. w 2021 r., koncentracja importu mierzona HHI wyniosła istotnie mniej, bo 0,417203 przy imporcie rzędu 60,9% z kierunku wschodniego. Oznacza to spadek koncentracji importu mierzony HHI aż o 52%, zestawiając lata 2011–2021 r. Ponadto w 2021 r. dostawy ropy naftowej do Polski realizowane były aż z dziewięciu państw z różnych regionów świata (dywersyfikacja geograficzna: z Rosji, Arabii Saudyjskiej, Nigerii, Norwegii, Kazachstanu, Wielkiej Brytanii, Iraku, Stanów Zjednoczonych oraz z Litwy) w oparciu o umowy z różnym horyzontem czasowym (tabela 1).

Tabela 1.
Zakres dywersyfikacji dostaw ropy naftowej do Polski w latach 2013–2021

Rok	Dostawy ropy naftowej do rafinerii krajowych z Rosji		Dostawy ropy naftowej do rafinerii krajowych z pozostałych kierunków	
	Udział w całości dostaw	Wielkość dostaw (w mln ton)	Udział w całości dostaw	Wielkość dostaw (w mln ton)
2013	93,30%	21 783	6,70%	1564
2014	91,10%	21 603	8,90%	2110
2015	88,50%	23 445	11,50%	3047
2016	81,40%	20 002	18,60%	4571
2017	77,20%	19 028	22,80%	5620
2018	76,30%	20 484	23,70%	6363
2019	66,60%	19 528	33,40%	9793
2020	69,72%	17,983	30,28%	7,812
2021	60,90%	15,103	39,10%	9,697

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Reuters, POPiHN, *Przemysł i handel naftowy*, raporty za okres 2013–2021.

W ostatniej dekadzie (tj. 2011–2021) widoczna była również znaczna rozpiętość w zakresie liczby obsługiwanych tankowców (tabela 2). W 2012 r. obsługiwano 220 statków, podczas gdy w 2015 r. aż 366. W 2011 r. odebrano sumarycznie 7425 tys. ton ropy naftowej, natomiast w 2021 r. już ponad dwukrotnie więcej, tj. 16 626 tys. ton.

Natomiast w przypadku produktów naftowych dostarczonych do Naftoportu w trakcie ostatniej dekady ich roczny wolumen określić można jako względnie stabilny, choć spadek ich importu zanotowano w 2020 oraz 2021 r. Uzasadnienia tego faktu należy szukać w ogólnoświatowym trendzie radykalnego spadku zużycia energii z tytułu pandemii COVID-19 oraz w następstwie problemów z globalną podażą produktów naftowych wynikającą z ograniczonych mocy podaźowych.

Tabela 2.
Przeładunki ropy naftowej w Naftoporcie w Gdańsku w latach 2011–2021

Rok	Przeładunki w latach 2011–2021 [tys. ton]			
	Liczba statków	Ropa naftowa	Produkty	Razem
2011	300	7425	2475	9900
2012	220	7622	2678	10 300
2013	280	8056	2544	10 600
2014	317	8833	3267	12 100
2015	366	10 711	3570	14 281
2016	313	9295	2935	12 230
2017	264	9999	2483	12 482
2018	314	12 140	2777	14 917
2019	304	14 621	2180	16 801
2020	242	11 335	1510	12 845
2021	266	16 626	1272	17 898

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Naftoport, <https://naftoport.pl/przeladunki-w-terminalu-naftoportu-w-2021/> [dostęp: 19.09.2022].

Konkludując, w przypadku dywersyfikacji dostaw do Polski zarówno samej ropy naftowej, jak i produktów naftowych działania te nie byłyby możliwe bez sprawnie funkcjonującej infrastruktury naftowej. Dywersyfikację, a więc możliwość rezygnacji z dostaw rurociągiem „Przyjaźń”, tworzy obecnie jedynie terminal naftowy (Naftoport) w Gdańsku oraz odpowiednio rozbudowany system liniowej infrastruktury lądowej. Aktualnie infrastruktura Naftoportu obejmuje pięć stanowisk przeładunkowych

o łącznym potencjale przeładunku ok. 40 mln ton ropy naftowej i paliw płynnych w skali roku. Zestawiając to z bieżącym zapotrzebowaniem rafinerii krajowych, należy zauważyć, że Naftoport pozwala na pełne zaspokojenie potrzeb importowych Polski (rafinerii w Płocku oraz w Gdańsku), a także – choć w pewnym zakresie – potrzeb dwóch rafinerii zlokalizowanych na terenie Niemiec: PCK Schwedt i Mider Spergau.

3. OBECNE KIERUNKI ROZWOJU INFRASTRUKTURY NAFTOWEJ W POLSCE

Zarówno bieżące wydarzenia geopolityczne (wojna w Ukrainie), jak i poprzednie doświadczenia w zakresie importu ropy naftowej do Polski (problemy z podażą) skłaniają do refleksji, że konieczna jest dalsza rozbudowa infrastruktury naftowej. W dalszym ciągu niezbędna jest bowiem wysoka dbałość o stabilne dostawy surowca, jego przesył oraz magazynowanie. Obecnie podejmowane starania inwestycyjne w ramach grupy PERN S.A.¹⁴ ogniskują się w dwóch zasadniczych obszarach (całość bieżących inwestycji zaprezentowano w tabeli nr 3):

1. I obszar to projekty związane z planowaną rozbudową pojemności magazynowych na ropę naftową oraz produkty naftowe w bazach PERN S.A wraz z odpowiednią infrastrukturą towarzyszącą, wspierającą proces eksploatacji. Przykładem takich inwestycji są m.in. projekty już zrealizowane w Koluszkach czy też Nowej Wsi Wielkiej w 2019 r., a także w Gdańsku (rozbudowa parku zbiornikowego w Bazie Gdańsk) w 2020 r., w Koluszkach, Boronowie, Rejowcu, Emilianowie, Dębogórze czy w Małaszewiczach w 2021 r., czy też kolejnych inwestycjach, których realizacja wciąż trwa (szczegóły w tabeli). Celem tego rodzaju inwestycji jest przede wszystkim zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, uzyskując większą elastyczność systemu przesyłowego oraz możliwość zgromadzenia dodatkowych zapasów interwencyjnych na wypadek zaburzeń w podaży;
2. II obszar dotyczy inwestycji w zakresie rozbudowy systemu rurociągów surowcowych i produktowych wewnątrz kraju. Inwestycje te obejmują budowę drugiej nitki Odcinka Pomorskiego (rurociąg surowcowy) oraz budowę rurociągu produktowego Boronów-Trzebinia. Rozbudowa rurociągu Odcinka Pomorskiego ma olbrzymie znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, gdyż wykorzystywana w chwili obecnej infrastruktura przesyłowa

¹⁴ PERN S.A. to polskie przedsiębiorstwo zajmujące się szeroko rozumianą logistyką naftową. Zarządza siecią rurociągów naftowych i produktowych, ma znaczne pojemności magazynowe na ropę naftową oraz na paliwa płynne. Jest strategiczną spółką z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Odcinka Pomorskiego – pomimo rewersyjnego charakteru – jest najsłabszym ogniwem systemu transportu rurociągowego ropy naftowej. Z kolei budowa rurociągu produktowego Boronów–Trzebinia pozwoli na efektywniejszą kosztowo i bezpieczniejszą dystrybucję paliw na terenach Polski południowej¹⁵.

Tabela 3.
Główne obszary prowadzonych inwestycji przez PERN S.A.

Elementy infrastruktury zawarte w planach rozwoju	Założenia	Oczekiwane korzyści
Budowa nowych zbiorników magazynowych w Bazach Paliw	<p>Zgodnie z założeniami budowę nowych pojemności magazynowych podzielono na trzy etapy.</p> <p>ETAP I zrealizowany w 2019 r.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BP 1 Koluszki: 2 zbiorniki 32 tys. m³, 2. BP 2 Nowa Wieś Wielka: 2 zbiorniki 32 tys. m³. <p>ETAP II zrealizowany w 2021 r.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BP 1 Koluszki: 1 zbiornik 32 tys. m³, 2. BP 3 Boronów: 1 zbiornik 10 tys. m³, 3. BP 4 Rejowiec: 2 zbiorniki 32 tys. m³, 4. BP 5 Emilianów: 2 zbiorniki 10 tys. m³, 5. BP 21 Dębogórze: 2 zbiorniki 32 tys. m³, 6. BP 22 Małaszewicze: 1 zbiornik 32 tys. m³. <p>ETAP III – podetap 1 – zrealizowany w 2022 r.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BP 1 Koluszki: 3 zbiorniki 32 tys. m³, 2. BP 2 Nowa Wieś Wielka: 3 zbiorniki 32 tys. m³, 3. BP 21 Dębogórze: 1 zbiornik 32 tys. m³. <p>ETAP III – podetap 2 – w trakcie realizacji:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. BP 2 Nowa Wieś Wielka: 1 zbiornik 32 tys. m³, 2. BP 3 Boronów: 2 zbiorniki 32 tys. m³, 3. BP 4 Rejowiec: 3 zbiorniki 32 tys. m³, 4. BP 21 Dębogórze: 2 zbiorniki 32 tys. m³. <p>Ponadto w ramach prowadzonych prac dokonano rozbudowy parku zbiornikowego w Bazie Gdańsk. W 2020 r. zakończono bowiem prace związane z rozbudową pojemności magazynowej na ropę naftową, przekazując do eksploatacji 2 zbiorniki o pojemności 100 tys. m³ każdy, wraz z infrastrukturą towarzyszącą.</p>	Wybudowanie i rozwój kolejnych zbiorników magazynowych paliwa, np. na olej napędowy, w realny sposób zabezpiecza możliwości dostępu do zgromadzonych zapasów w sytuacjach kryzysowych.

¹⁵ Ministerstwo Energii, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Warszawa 2019, s. 33.

Elementy infrastruktury zawarte w planach rozwoju	Założenia	Oczekiwane korzyści
Budowa rurociągu produktowego Boronów–Trzebinia	<p>Projekt zakłada budowę rurociągu produktowego o długości ok. 97 km wraz z infrastrukturą towarzyszącą, rozbudowę i przebudowę istniejącej infrastruktury obiektowej na rurociągu Płock–Boronów, budowę nowej infrastruktury obiektowej na istniejącym rurociągu w miejscowościach Jeżów i Grabowa oraz w Rafinerii w Trzebini. Rurociąg relacji Boronów–Trzebinia będzie przebiegał przez tereny 11 miast i gmin województwa śląskiego i małopolskiego. Inwestycja stanowi przedłużenie istniejącego układu rurociągów produktowych Płock–Koluszki–Boronów w kierunku rafinerii w Trzebini. Realizacja projektu pozwoli zapewnić odpowiednie zaopatrzenie południa Polski w paliwa ciekłe.</p> <p>Budowa rurociągu produktowego Boronów–Trzebinia, jako strategiczna inwestycja w sektorze naftowym, realizowana jest w oparciu o Ustawę z dnia 22 lutego 2019 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w sektorze naftowym, która weszła w życie 18 kwietnia 2019 r.</p>	<p>Budowa rurociągu produktowego pozwoli na efektywniejszą kosztowo i bezpieczniejszą dystrybucję paliw na terenie Polski południowej. Obecnie kontynuowane są roboty budowlano-montażowe na części liniowej oraz obiektowej inwestycji.</p>
Budowa drugiej nitki Odcinka Pomorskiego	<p>Celem inwestycji jest stworzenie dodatkowej infrastruktury zabezpieczającej transport ropy naftowej na Odcinku Pomorskim. Planowana trasa rurociągu ropy naftowej będzie biegła wzdłuż istniejącej I nitki rurociągu. Będzie ona przebiegać przez trzy województwa: mazowieckie, kujawsko-pomorskie i pomorskie w tym dziewięć powiatów. Rurociąg ma pracować dwukierunkowo, niezależnie od funkcjonowania istniejącej magistrali. Według wstępnych szacunków parametry techniczne rurociągu pozwolą na przesył na trasie Baza Miszewko Strzałkowskie – Baza Gdańsk blisko 25 mln ton ropy rocznie. Projekt budowy II nitki Odcinka Pomorskiego jest na etapie realizacji prac projektowych i uzyskiwania niezbędnych pozwoleń.</p>	<p>Rozbudowa rurociągu Odcinka Pomorskiego jest inwestycją o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa surowcowego i energetycznego Polski. Wykorzystywana obecnie infrastruktura przesyłowa Odcinka Pomorskiego, pomimo rewersyjnego charakteru, stanowi tylko jedną arterię, przez co jest najsłabszym ogniwem systemu transportu rurociągowego ropy naftowej. Z tego powodu konieczne jest stworzenie infrastruktury o charakterze redundantnym, której celem jest dodatkowe zabezpieczenie transportu ropy naftowej na Odcinku Pomorskim.</p>

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PERN S.A. <https://pern.pl/inwestycje/> [dostęp: 22.09.2022].

4. METODOLOGIA ANALIZY CEN ROPY NAFTOWEJ

Odnosząc się do kwestii bezpieczeństwa energetycznego i jego oceny, stosunkowo trudno precyzyjnie określić właściwy poziom przystępności cenowej właściwej dla wszystkich importerów ropy naftowej. Poziom ceny akceptowalnej zależy bowiem zasadniczo od konkretnego importera, a także jest funkcją czasu i okoliczności, w jakich dochodzi do transakcji. Niezależnie od tego należy zauważyć, że przystępna cena powinna się odznaczać pewną stabilnością w czasie. Parametr ten pozwala na kontraktowanie dostaw z minimalnym ryzykiem finansowym, ponosząc również ograniczone koszty dodatkowe, np. hedgingu z wykorzystaniem instrumentów pochodnych¹⁶. Dlatego też zmienność cen można uznać za istotny parametr z punktu widzenia zarządzania ryzykiem w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

Do oceny zakresu zmienności cen wykorzystuje się dość często modele ekonometryczne, np. uogólnione modele autoregresji z heteroskedastycznością warunkową (ang. Generalized Auto-Regressive Conditional Heteroskedasticity model – GARCH, uogólniony ARCH) oraz odmiany tych modeli. Są one nadal dość często używane w przypadku analizy szeregów czasowych, gdzie wariancje z poprzednich okresów pozwalają w oszczędnie sparametryzowany sposób ocenić obecną zmienność procesu zależną od całej jego przeszłości. Stąd też modele ekonometryczne znalazły szerokie zastosowanie w wielu opracowaniach, dotyczących także cen surowców energetycznych np. ropy naftowej¹⁷. Dlatego i w niniejszym badaniu zastosowano modele GARCH celem pomiaru zmienności.

¹⁶ Dostępność instrumentów finansowych takich jak pochodne (derywaty), w których instrumentem bazowym jest cena ropy naftowej, pozwala skutecznie zabezpieczyć pozycję zarówno eksporterowi, jak i importerowi na wypadek nieoczekiwanych spadków oraz wzrostów cen ropy naftowej. Niemniej jednak korzystanie z instrumentów finansowych wiąże się z ponoszeniem dodatkowych kosztów, np. w postaci premii.

¹⁷ N.K. Nomikos, P.K. Pouliasis, *Forecasting petroleum futures markets volatility: The role of regimes and market conditions*, „Energy Economics” 2011, t. 33, s. 321–337; Y. Wang, C. Wu, *Forecasting energy market volatility using GARCH models: Can multivariate models beat univariate models?*, „Energy Economics” 2012, t. 34, s. 2167–2181; W. Chkili, S. Hammoudeh, D.K. Nguyen, *Volatility forecasting and risk management for commodity markets in the presence of asymmetry and long memory*, „Energy Economics” 2014, t. 41, s. 1–18; T. Klein, T. Walther, *Oil price volatility forecast with mixture memory GARCH*, „Energy Economics” 2016, t. 58, s. 46–58; D. Kumar, *Forecasting energy futures volatility based on the unbiased extreme value volatility estimator*, „IIMB Management Review” 2017, t. 29, s. 294–310; A.M. Herrera, L. Hu, D. Pastor, *Forecasting crude oil price volatility*, „International Journal of Forecasting” 2018, t. 34, s. 622–635; Y.-J. Zhang, J.-L. Zhang, *Volatility forecasting of crude oil market: A new hybrid method*, „Journal of Forecasting” 2018, t. 37, s. 781–789; M. Bildirici, N.G. Bayazit, Y. Ucan, *Analyzing crude oil prices under the impact of COVID-19 by using LSTARGARCHLSTM*,

W pierwszej kolejności oceniono zatem stacjonarność szeregów czasowych oraz podjęto próbę ich modelowania przy wykorzystaniu modelu ARIMA (p, d, q) (ang. *Autoregressive integrated moving average model*; autoregresyjny zintegrowany model średniej ruchomej). Jednakże specyfikacja modelu ARIMA wskazywała na wartości znoszące się dla współczynników referujących do procesu autoregresyjnego AR (ang. *autoregressive*) oraz procesu średniej ruchomej MA (ang. *moving averages*). Dlatego też modele GARCH zastosowano bezpośrednio na logarytmicznych stopach zwrotu przy wystąpieniu efektu ARCH.

Model GARCH (p, q) (wprowadzony przez Bollersleva¹⁸) służy głównie do opisu wariancji zmieniającej się w czasie. Model ten zakłada, że ε_t jest składnikiem losowym, który można przedstawić jako:

$$\varepsilon_t | \psi_{t-1} \sim N(0, h_t), \quad (2)$$

gdzie h_t oznaczono wariancję warunkową, to zbiór wszystkich informacji dostępnych w danym momencie t-1, natomiast N jest warunkowym rozkładem normalnym.

$$h_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j}, \quad (3)$$

gdzie $\alpha_0 > 0$, $\alpha_i \geq 0$, $\beta_j \geq 0$ dla $i = 1, 2, \dots, q$; $j = 1, 2, \dots, p$.

W praktyce najczęściej stosowanym modelem w analizie finansowych szeregów czasowych jest model GARCH (1,1). Jednak w pojedynczych przypadkach i dla dłuższych szeregów czasowych (np. dane dzienne kilku- lub kilkunastoletnie) modele GARCH (1,2) i GARCH (2,1) lub wyższe niekiedy lepiej opisują zmienność aniżeli najprostszy model GARCH (1,1)¹⁹.

„Energies” 2020, t. 13, s. 2980; Y. Lin, Y. Xiao, F. Li, *Forecasting crude oil price volatility via a HM-EGARCH model*, „Energy Economics” 2020, t. 87, s. 104693; X. Lv, X. Shan, *Modeling natural gas market volatility using GARCH with different distributions*, „Physica A” 2013, t. 392, s. 5685–5699.

¹⁸ T. Bollerslev, *Generalised Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*, „Journal of Econometrics” 1986, 31, s. 307–327.

¹⁹ A.A. Khalifa, H. Miao, S. Ramchander, *Return distributions and volatility forecasting in metal futures markets: evidence from gold, silver, and copper*, „Journal of Futures Markets” 2011, t. 31(1), s. 55–80.

Każdorazowo wybór oszczędnie sparametryzowanej postaci modelu GARCH odbywa się w oparciu o kryterium Akaike (AIC), kryterium Schwarz (SIC) oraz Hannan-Quinn (HQC). Spośród różnych postaci modelu wybierana jest ta, dla której wartość kryterium informacyjnego jest najniższa.

5. WYNIKI ANALIZY ZMIENNOŚCI CEN ROPY NAFTOWEJ

W tabeli 4 przedstawiono statystyki opisowe cen ropy naftowej oraz dzienne logarytmiczne stopy zwrotu. Szeregi czasowe obejmują okres od stycznia 2011 r. do 15 sierpnia 2022 r. Zmienne te kształtują się na różnych poziomach cenowych, przy czym średnia cena ropy naftowej kształtowała się na poziomie 77 dol. za baryłkę, natomiast cena maksymalna i minimalna w tym okresie wyniosły odpowiednio 133,18 dol./bbl i 9,12 dol./bbl.

Tabela 4.
Podstawowe wartości statystyczne szeregów czasowych
cen ropy naftowej i gazu ziemnego

Zmienna	Średnia	Mediana	Minimum	Maksimum	Odch. Stand.	Jarque-Bera Test	Skośność
ropa naftowa	77,014	70,115	9,1200	133,18	27,834	218,997	0,12877
ropa naftowa – log. stopy zwrotu	-0,0005426	-0,000655	-0,41202	0,64370	0,028793	1509750	2,9538

Źródło: opracowanie własne.

Szereg czasowy wykazuje wysoki poziom niestacjonarności, co potwierdzają testy Dickeya-Fullera (ADF)²⁰ oraz Phillipsa-Perrona²¹ (tabela 5). W związku z powyższym w dalszej analizie zastosowano wspomniane logarytmiczne stopy zwrotu (realizację poszczególnych szeregów czasowych przedstawiono na wykresie 1).

²⁰ D.A. Dickey, W.A. Fuller, *Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root*, „Journal of the American Statistical Association” 1979, t. 75, s. 427–431.

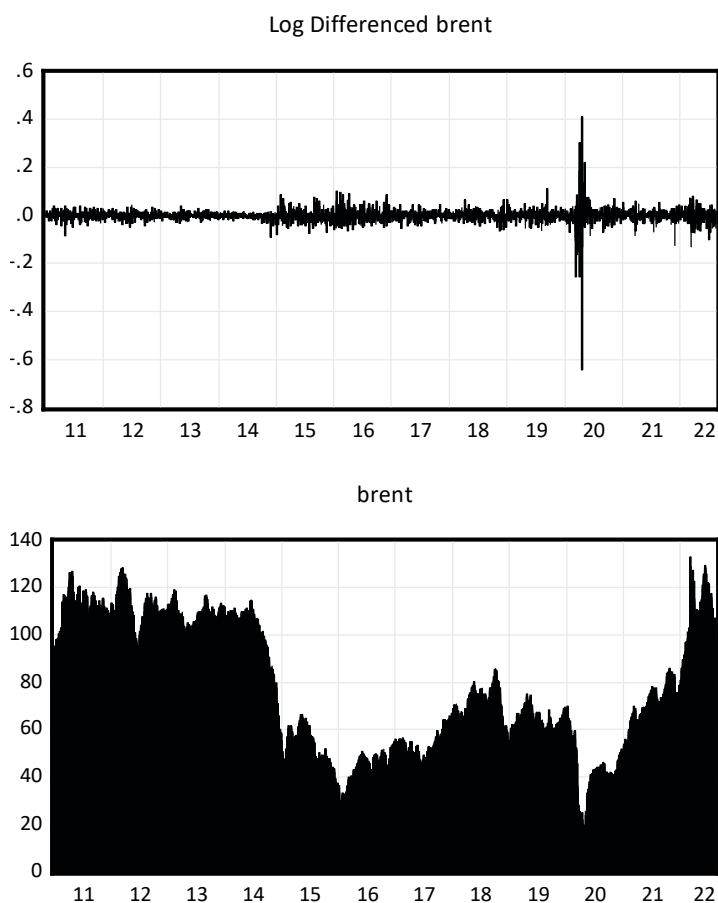
²¹ P.C.B. Phillips, P. Perron, *Testing for a unit root in time series regressions*, „Biometrika” 1988, t. 75, s. 335–346.

Tabela 5.
Wyniki testów na stacjonarność szeregów czasowych

Zmienna	Augmented Dickey-Fuller test	Phillips-Perron test
ropa naftowa	-1,5177751	-1,519209
ropa naftowa – log. stopy zwrotu	-13,03607	-55,78471

Źródło: opracowanie własne.

Wykres 1.
Szeregi czasowe cen ropy naftowej oraz logarytmicznych stóp zwrotu



Źródło: opracowanie własne.

Przedstawiony wykres logarymicznych stóp zwrotu dotyczący cen ropy naftowej wskazuje na efekt grupowania wariancji. Dlatego też wykorzystano test ARCH/GARCH celem weryfikacji i empirycznego potwierdzenia występowania efektu ARCH (tabela 6).

Tabela 6.
Wyniki testu na występowanie efektu ARCH/GARCH

Zmienna	F-statystyka	Wynik
ropa naftowa	384,6192***	Występuje efekt ARCH

Adnotacja: H0: brak efektu ARCH.

*** oznacza istotność na poziomie 1%.

Źródło: opracowanie własne.

Finalnie w przypadku cen ropy zastosowano model GARCH (3,3), którego zasadność potwierdzają niskie wartości *p-value* dla wszystkich współczynników oraz kryteria infomacyjne (tabela 7). Co istotne, wartość współczynników w modelu jest mniejsza, ale bardzo bliska jedności (0,996301). Kierując się więc zasadą, że im wyższa suma wartości parametrów $\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_q + \beta_1 + \beta_2 + \dots + \beta_p = 1$ w modelu GARCH – tym bardziej istotny jest wpływ zjawisk szokowych na wariancję analizowanego procesu. W świetle otrzymanych wyników należy zatem stwierdzić, że szoki dotyczące zmienności są wyraźne i trwałe. Co więcej, suma współczynników β w modelu GARCH jest 2,9 razy większa niż α , a to z kolei sugeruje dużą nieoczekiwaną zmienność.

Wariancję warunkową (w próbie) przedstawiono natomiast na wykresie 2. Widocznymi pikami charakteryzuje się przede wszystkim okres pandemiczny, tj. lata 2020–2021. Wówczas odnotowano dynamiczne obniżenie popytu na nośniki energii wynikające z nagłego spowolnienia gospodarki (obostrzenia, lockdown, zerwanie łańcuchów dostaw), a następnie nagły i bardzo silny wzrost zapotrzebowania na energię generowany przez wznowienie mocy produkcyjnych, a także wzrost konsumpcji w obliczu odbudowujących się mocy podażyowych²².

Pozostałe widoczne na wykresie stosunkowo niewielkie wzrosty związane są z innymi sytuacjami o charakterze kryzysowym w minionej dekadzie, jakie dotknęły rynek surowców energetycznych, w tym także ropy naftowej. Należy jednak stwierdzić, że sytuacje te miały zdecydowanie łagodniejszy przebieg, przez co zmiany w cenie nie

²² Stymulacja popytu determinowana była skalą pomocy oferowanej przez rząd w ramach walki z kryzysem.

były aż tak gwałtowne jak w przypadku turbulentnych zmian w okresie pandemicznym²³ (nawet i wybuch wojny w Ukrainie, choć w tym wypadku należałoby oczekiwać na ewentualne dalsze reperkusje w przyszłości).

Tabela 7.
Parametry oszacowanych modeli GARCH dla cen ropy naftowej

Model	Parametr	Współczynnik	Błąd Stand	z	p-value	Schwarz kryterium	Akaike kryterium	Hannan-Quinn
GARCH (1,1)	c	0,000007	0,000002	5,700911	0,0000***	-5,003111	-5,009207	-5,007012
	alpha(1)	0,118485	0,006069	19,52308	0,0000***			
	beta(1)	0,881747	0,006511	135,4259	0,0000***			
GARCH (1,3)	c	0,000007	0,000065	4,641286	0,0000***	-5,00594	-5,010755	-5,007097
	alpha(1)	0,159525	0,009702	16,44319	0,0000***			
	beta(1)	0,906441	0,075769	11,96323	0,0000***			
	beta(2)	-0,515304	0,121047	-4,257050	0,0000***			
	beta(3)	0,450462	0,065517	6,875452	0,0000***			
GARCH (2,3)	c	0,000009	0,000044	4,543268	0,0000***	-5,003484	-5,015677	-5,011287
	alpha(1)	0,123125	0,008053	16,44319	0,0000***			
	alpha(2)	0,108351	0,015960	16,44319	0,0000***			
	beta(1)	0,617005	0,032905	11,96323	0,0000***			
	beta(2)	-0,548079	0,034703	-4,257050	0,0000***			
	beta(3)	0,05654	0,021072	6,875452	0,0000***			

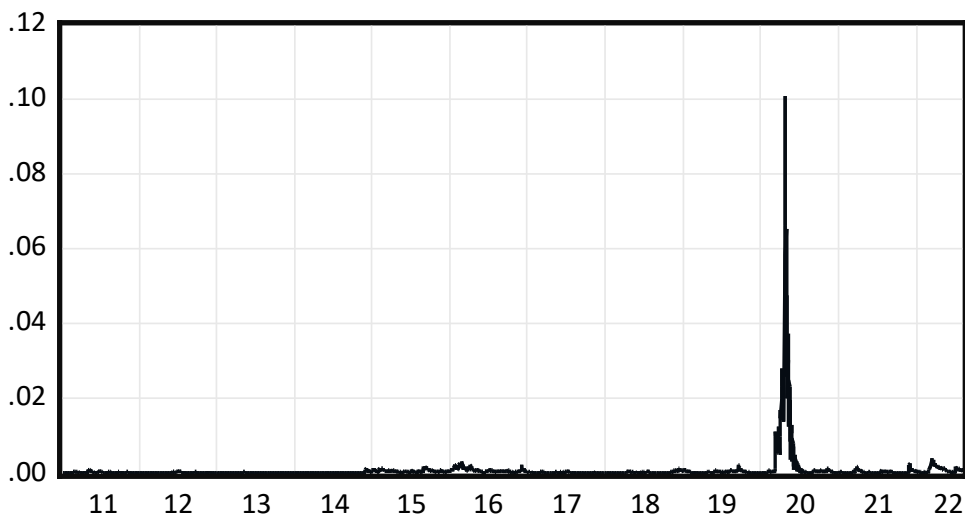
²³ Warto w tym miejscu zaznaczyć, że jedynie w okresie pandemicznym mieliśmy do czynienia z ujemną ceną kontraktów *futures* na dostawę ropy naftowej gatunku West Texas Intermediate (WTI) w maju 2020 r. Ujemna cena kontraktów wynikała bowiem z poważnych obaw o brak pojemności magazynowych w Cushing w Oklahomie w USA w obliczu gwałtownie spadającego popytu i dotyczyła jedynie ropy gatunku WTI. Ropa Brent (europejski gatunek) była natomiast handlowana na poziomie ok. 25 dol./bbl.

Model	Parametr	Współczynnik	Błąd Stand	z	p-value	Schwarz kryterium	Akaike kryterium	Hannan-Quinn
GARCH (3,3)	c	0,000001	0,000024	4,654517	0,0000***	-5,004611	-5,018836	-5,013714
	alpha(1)	0,123511	0,008053	15,92461	0,0000***			
	alpha(2)	0,084697	0,008053	7,395469	0,0000***			
	alpha(3)	0,045371	0,015960	4,433905	0,0000***			
	beta(1)	0,589801	0,032905	44,43239	0,0000***			
	beta(2)	-0,624695	0,034703	-65,14394	0,0000***			
	beta(3)	0,777516	0,021072	70,73689	0,0000***			

Adnotacja: *** oznacza istotność na poziomie 1%.

Źródło: opracowanie własne.

Wykres 2. Wariancja warunkowa cen ropy naftowej
GARCH_BRENT



Źródło: opracowanie własne.

PODSUMOWANIE

Przeprowadzona w artykule analiza skłania do refleksji, że bezpieczeństwo energetyczne, obejmujące stabilność dostaw po akceptowalnej cenie, determinowane jest szeregiem czynników, których wpływ niezwykle trudno jednoznacznie oszacować. Pewne zdarzenia/czynniki mogą mieć bowiem charakter bardziej trwały i intensywny niż pozostałe. Te najbardziej znaczące zaburzenia mają z reguły charakter globalny i wywołane są w dużej mierze wydarzeniami szokowymi lub kryzysowymi.

Odnosząc się do kwestii stabilności dostaw ropy naftowej do Polski, należy stwierdzić, że utrzymywanie rozbudowanej infrastruktury naftowej od lata sprzyjało gwarancji importu. Dobitnie unaocznily to sytuacje kryzysowe, chociazby w postaci czasowego wstrzymania dostaw ropy naftowej do Polski. Posiadanie Naftoportu umozliwilo import ropy naftowej z Afryki czy tez Ameryki Polnocnej, co finalnie wplynelo na 52-proc. spadek koncentracji dostaw (mierzony wskaznikiem HHI) w ostatniej dekadzie.

Ponadto w swietle agresji Rosji na Ukraine jedyna infrastruktura gwarantujaca stabilnosc dostaw ropy naftowej do Polski jest wlasnie Naftoport w Gdansk. Posiadanie tej infrastruktury kreuje pewna swobode w decyzjach o odejsciu Polski od importu z Rosji na rzecz alternatywnych kierunkow dostaw, co zgodne jest z ogolnoinijnym podejsciem do importu węgłowodorów²⁴.

Niezależnie jednak od stanu obecnego i juz istniejacej infrastruktury naftowej w Polsce wskazana jest dalsza jej rozbudowa, aby dodatkowo wzmocnic mozliwosci odbioru dostaw z alternatywnych kierunkow (oprócz Naftoportu). Ponadto konieczna jest dalsza rozbudowa wewnatrz krajowej infrastruktury naftowej w postaci nowych pojemnosci magazynowych oraz infrastruktury rurociagowej.

Odnosząc się do kwestii akceptowalnosc cen ropy naftowej, trudno jest jednoznacznie wyznaczyc poziom optymalny. Obserwowana w minionej dekadzie wyraźna dynamika zmienności cen ropy naftowej niekorzystnie wplynala na uzyskanie pewnego rodzaju stabilizacji w dluzszym okresie. Turbulentne zmiany wynikajace przede wszystkim z naglych szokow podazyowych i popytowych byly widoczne takze w wolumenie realizowanych dostaw ropy naftowej do Polski, zwlaszcza w 2020 i 2021 r. Szoki te stawiaja kraj w stosunkowo trudnej sytuacji, wymuszajac *ad hoc* kontraktowanie dostaw (takze *spot*) w oparciu o zmieniajace sie ceny rynkowe. Pewnego rodzaju zabezpieczen przed nieoczekiwanym wzrostem cen mozna by poszukiwac w dlugoterminowych kontraktach na dostawy ropy naftowej do Polski, choc te umowy rowniez odwotujac sie co do zasady

²⁴ Plany odejscia od importu węgłowodorów z Rosji różnią się w przypadku państw UE, co uzasadniane jest obecnym stopniem zaleznosci poszczegolnych gospodarek, a takze istniejaca infrastruktura naftowa.

do cen rynkowych i podlegają zmianom (indeksowaniu) w czasie. Alternatywą są także powszechne na rynku instrumenty pochodne. Jednakże ich cena zawiera pewną premię dla wystawcy, stąd też importer ponosi dodatkowy koszt. Strategia dywersyfikacji nie chroni zatem przed wysokimi kosztami pozyskania surowca, choć pozwala je minimalizować.

Finalnie, realizowana od lat strategia dywersyfikacji dostaw pozwoliła nie tylko zwiększyć realną stabilność samego importu (mnogość kierunków dostaw sprzyja gwarancji importu), ale także wprowadziła element rynkowy, poprawiając tym samym rachunek ekonomiczny importu. Dlatego też dywersyfikacja dostaw wydaje się w dalszym ciągu perspektywicznym narzędziem umożliwiającym (choć w pewnym stopniu) także ograniczenie wahań cen paliw kopalnych. Wszystko zasada się jednak na posiadanym rozbudowanym zapleczu infrastrukturalnym, o które warto bez wątpienia zabiegać.

Reasumując, otrzymane wyniki dają podstawę do stwierdzenia, że utrzymywanie wysokiego potencjału w zakresie sprawności infrastruktury naftowej leży w strategicznym interesie Polski. Posiadanie alternatyw sprzyja bowiem zarówno bezpieczeństwu dostaw ropy naftowej (zwłaszcza w przypadku zdarzeń kryzysowych), jak i konkurencji rynkowej (cena importowanego surowca jest możliwie najniższa, co ma szczególnie znaczenie w przypadku prób szantażu eksportera, braku stabilności dostaw).

Na kanwie przeprowadzonej analizy można również wyprowadzić pewne uogólnione wnioski skierowane głównie do importerów surowców energetycznych. Pomimo negatywnego oddziaływania zaburzeń podażowych oraz wysokiej dynamiki zmienności cen energii na bezpieczeństwo energetyczne importerów determinanty te mogą być wysoce dyscyplinujące dla krajów takich jak Polska. Zdarzenia te motywują bowiem do jeszcze bardziej intensywnego odejścia od tradycyjnych paliw kopalnych (szczególnie jeżeli zasobów tych surowców dane państwo nie ma) na rzecz źródeł alternatywnych, niezależnych jednak od bezpośredniego dostawcy, np. OZE czy energetyki jądrowej. Rozwój źródeł alternatywnych oznacza wówczas dywersyfikację w strukturze wytwarzanej i wykorzystywanej energii, co również zwiększa poczucie bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Dodatkowo w zdarzeniach zaburzających stan bezpieczeństwa energetycznego można także upatrywać pewnego rodzaju bodźca do dalszych zmian strukturalnych w całej gospodarce, gdyż stanowią one ważny impuls rozwojowy w kierunku większej racjonalności zużycia energii (efektywność energetyczna), ograniczając także nadmierny jej pobór.

LITERATURA PRZEDMIOTU

- Ang B.W., Choong W.L., Ng T.S., *Energy Security: definitions, Dimensions and Indexes*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2015, nr 42.
- Austvik O.G., *The Energy Union and security-of-gas supply*, „Energy Policy” 2016, nr 96.
- Bildirici M., Bayazit N.G., Ucan Y., *Analyzing crude oil prices under the impact of COVID-19 by using LSTARGARCHLSTM*, „Energies” 2020, t. 13.
- Bollerslev T., *Generalised Autoregressive Conditional Heteroskedasticity*, „Journal of Econometrics” 1986, t. 31.
- Chkili W., Hammoudeh S., Nguyen D.K., *Volatility forecasting and risk management for commodity markets in the presence of asymmetry and long memory*, „Energy Economics” 2014, t. 41.
- Cohen G., Joutz F., Loungani P., *Measuring Energy Security: Trends in the Diversification of Oil and Natural Gas Supplies*, „IMF Working Paper” 2011, nr 12/4.
- Dickey D.A., Fuller W.A., *Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root*, „Journal of the American Statistical Association” 1979, t. 75.
- Herrera A.M., Hu L., Pastor D., *Forecasting crude oil price volatility*, „International Journal of Forecasting” 2018, t. 34.
- International Energy Agency, <https://www.iea.org/topics/energy-security> [dostęp: 27.09.2022].
- Khalifa A.A., Miao H., Ramchander S., *Return distributions and volatility forecasting in metal futures markets: evidence from gold, silver, and copper*, „Journal of Futures Markets” 2011, t. 31(1).
- Klein T., Walther T., *Oil price volatility forecast with mixture memory GARCH*, „Energy Economics” 2016, t. 58.
- Knox-Hayes J. et al., *Understanding attitudes toward energy security: Results of a cross-national survey*, „Global Environmental Change” 2013, nr 23/3.
- Kumar D., *Forecasting energy futures volatility based on the unbiased extreme value volatility estimator*, „IIMB Management Review” 2017, t. 29.
- Lin Y., Xiao Y., Li F., *Forecasting crude oil price volatility via a HM-EGARCH model*, „Energy Economics” 2020, t. 87.
- Loeschel A., Moslener U., Ruebellke D.T.G., *Indicators of Energy Security in Industrialized Countries*, „Energy Policy” 2010, nr 38/4.
- Lv X., Shan X., *Modeling natural gas market volatility using GARCH with different distributions*, „Physica A” 2013, t. 392.
- Ministerstwo Energii, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, Warszawa 2019.

- Noga M., Stępkowski P., Pietrucha M., *Rynek ropy naftowej a bezpieczeństwo energetyczne Polski*, Warszawa 2019.
- Nomikos N.K., Pouliasis P.K., *Forecasting petroleum futures markets volatility: The role of regimes and market conditions*, „Energy Economics” 2011, t. 33.
- Phillips P.C.B., Perron P., *Testing for a unit root in time series regressions*, „Biometrika” 1988, t. 75.
- POPiHN, *Przemysł i handel naftowy 2019, 2020*, <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2021/01/Raport-za-2019.pdf> [dostęp: 20.06.2022].
- Šumskis V., Giedraitis V., *Economic implications of energy security in the short run*, „Ekonomika” 2015, nr 94/3.
- Vivoda V., *Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: A novel methodological approach*, „Energy Policy” 2009, nr 38(9).
- Wang Y., Wu C., *Forecasting energy market volatility using GARCH models: Can multivariate models beat univariate models?*, „Energy Economics” 2012, t. 34.
- Zhang Y.-J., Zhang J.-L., *Volatility forecasting of crude oil market: A new hybrid method*, „Journal of Forecasting” 2018, t. 37.

KSZTAŁTOWANIE WSPÓŁCZESNEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI – ANALIZA EMPIRYCZNA NA PRZYKŁADZIE RYNKU ROPY NAFTOWEJ

Streszczenie

Bezpieczeństwo energetyczne stanowi ważny cel polityki energetycznej Polski. Ograniczona zasobność kraju w podstawowe surowce energetyczne, takie jak np. ropa naftowa, wymusza konieczność importu z krajów trzecich. Główne działania dla zwiększenia tego bezpieczeństwa sprowadzają się do dywersyfikacji zarówno źródeł, jak i kierunków dostaw. Większy zakres dywersyfikacji gwarantuje bowiem z jednej strony stabilność dostaw ropy naftowej, z drugiej natomiast wprowadza mechanizm rynkowy, determinując tym samym rynkową cenę surowca. Celem publikacji jest analiza bezpieczeństwa energetycznego Polski, biorąc za przykład rynek ropy naftowej w horyzoncie ostatniej dekady. Założono, że za kwestie stabilności dostaw ropy naftowej do Polski odpowiada rozbudowana infrastruktura naftowa, umożliwiającą różnicowanie źródeł i kierunków dostaw, natomiast stopień akceptowalności cen surowca definiuje zarówno poziom, jak i zakres zmienności cen ropy naftowej. Weryfikacji empirycznej stanu bezpieczeństwa energetycznego Polski dokonano przy wykorzystaniu analizy wskaźnikowej (wskaźnik koncentracji rynku Herfindahla-Hirschmana) oraz odpowiednich narzędzi ekonometrycznych (tj. modeli klasy GARCH).

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo energetyczne, ropa naftowa, GARCH, infrastruktura

SHAPING THE CONTEMPORARY ENERGY SECURITY OF POLAND - EMPIRICAL ANALYSIS ON THE EXAMPLE OF THE OIL MARKET

Abstract

Energy security is an important goal of Poland's energy policy. The country's limited resources in basic energy resources, such as crude oil, necessitate imports from third countries. The main challenges of increasing this kind of security is diversification of both sources and directions of supplies. In this case a greater scope of diversification guarantees, on the one hand, the stability of crude oil supplies, and on the other, introduces a market mechanism which determines the market price of the raw material. The aim of the publication is to analyze Poland's energy security, taking the crude oil market in the last decade as an example. It was assumed that the stability of crude oil supplies to Poland is the result of the extensive oil infrastructure which enables the diversification of sources and directions of supplies, while the degree of acceptability of crude oil prices defines both the level and the scope of crude oil price volatility. The empirical verification of Poland's energy security was carried out using an indicator analysis (Herfindahl-Hirschman market concentration index) and appropriate econometric models (i.e. GARCH class models).

Keywords: energy security, crude oil, GARCH, infrastructure

Cytuj jako:

Mróz M., *Kształtowanie współczesnego bezpieczeństwa energetycznego Polski – analiza empiryczna na przykładzie rynku ropy naftowej*, „Myśl Ekonomiczna i Polityczna” 2022, nr 3(74), s. 52–72. DOI: 10.26399/meip.3(74).2022.17/m.mroz

Cite as:

Mróz M. (2022). 'Shaping the contemporary energy security of Poland – empirical analysis on the example of the oil market'. *Myśl Ekonomiczna i Polityczna* 3(74), 52–72. DOI: 10.26399/meip.3(74).2022.17/m.mroz