

**UNIWERSYTET WARSZAWSKI**  
**WYDZIAŁ ZARZĄDZANIA**

mgr Marek Dżaman  
numer albumu: 405435

Wpływ regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu gazem ziemnym

Praca doktorska  
dziedzina: nauki społeczne  
dyscyplina: nauki o zarządzaniu i jakości

Praca wykonana pod kierunkiem:  
dr hab., prof. ucz. Tomasz Zalega  
Katedra Gospodarki Narodowej  
Wydział Zarządzania  
Uniwersytet Warszawski

Warszawa, 2020 r.

### ***Oświadczenie kierującego pracą***

Oświadczam, że niniejsza praca została przygotowana pod moim kierunkiem i stwierdzam, że spełnia ona warunki do przedstawienia jej w postępowaniu o nadanie stopnia doktora.

Data

Podpis kierującego pracą

### ***Oświadczenie autora pracy***

Świadom odpowiedzialności prawnej oświadczam, że niniejsza praca doktorska została napisana przez mnie samodzielnie i nie zawiera treści uzyskanych w sposób niezgodny z obowiązującymi przepisami.

Oświadczam również, że przedstawiona praca nie była wcześniej przedmiotem procedur związanych z uzyskaniem stopnia naukowego.

Oświadczam ponadto, że niniejsza wersja pracy jest identyczna z załączoną wersją elektroniczną.

Data

Podpis autora pracy

### ***Zgoda autora pracy***

Wyrażam zgodę na udostępnianie mojej rozprawy doktorskiej dla celów naukowo-badawczych.

Data

Podpis autora pracy

## **Streszczenie**

Praca została poświęcona zbadaniu wpływu wypełnienia obowiązków regulacyjnych w zakresie zatwierdzania przez Prezesa URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego, utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu gazem ziemnym. Celem pracy w obszarze teoretycznym jest weryfikacja skuteczności działania mechanizmu interwencji władz gospodarczych, którego uzasadnieniem jest potrzeba podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu, natomiast w obszarze praktycznym – poszukiwanie optymalnych rozwiązań taktycznych umożliwiających wzmocnienie pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w Polsce.

## **Słowa kluczowe**

Rynek obrotu gazem ziemnym, regulacje działalności obrotu gazem ziemnym, determinanty zachowań menedżerów przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym

## **Tytuł pracy w języku angielskim**

Impact of regulations on the management of natural gas trading companies

## **Streszczenie w j. angielskim**

The dissertation was devoted to examination of the impact of compliance with the regulatory obligations regarding the obtaining tariff approval by the President of the Energy Regulatory Office for the sale of natural gas, maintenance of mandatory gas reserves and diversification of sources of natural gas supply to Poland, on the management of a natural gas trading companies. The purpose of the dissertation in the theoretical aspect is to verify the effectiveness of the intervention mechanism of economic authorities justified by the need to increase the social efficiency of the regulated system, while in the practical area - the search for optimal tactical solutions to strengthen the competitiveness of natural gas trading companies in Poland.

## **Słowa kluczowe w j. angielskim**

Natural gas trading market, regulations for natural gas trading activity, determinants of gas trading managers behavior

## SPIS TREŚCI

Wstęp .....	7
Spis skrótów i oznaczeń.....	16
Rozdział I. Gaz ziemny w wymiarze ekonomicznym .....	21
1.1. Uwagi definicyjne .....	21
1.1.1. Przedmiot obrotu.....	21
1.1.2. Przedsiębiorstwo obrotu.....	24
1.1.3. Regulacje.....	24
1.1.4. Efektywność segmentu obrotu i działalności handlowej .....	25
1.2. Znaczenie gazu ziemnego .....	28
1.2.1. Gaz ziemny jako dobro ekonomiczne .....	28
1.2.2. Obrót gazem ziemnym w ujęciu globalnym .....	33
1.2.3. Podstawowe determinanty rozwoju handlu gazem ziemnym .....	36
1.3. Istota obrotu gazem ziemnym .....	41
1.3.1. Mechanizm funkcjonowania rynku obrotu gazem ziemnym.....	41
1.3.2. Właściwości i formy obrotu hurtowego i detalicznego .....	45
1.3.3. Specyfika prowadzenia działalności handlowej. Wybrane aspekty .....	48
Rozdział II. Polski model rynku gazu ziemnego .....	53
2.1. Ewolucja rynku gazu ziemnego w Polsce .....	53
2.1.1. Rys historyczny i otoczenie geopolityczne.....	53
2.1.2. Rozbudowa krytycznej infrastruktury gazowej .....	59
2.1.3. Liberalizacja polskiego rynku gazu .....	63
2.2. Istota polityki gospodarczej w zakresie gazu ziemnego .....	65
2.2.1. Cele polityki energetycznej w obszarze paliw gazowych.....	65
2.2.2. Dylematy polityki energetycznej kraju .....	68
2.2.3. Rola i znaczenie regulatora .....	71
2.3. Architektura polskiego rynku gazu ziemnego.....	74
2.3.1. Koncesjonowanie działalności.....	74
2.3.2. Struktura sektora .....	83
2.3.3. Segment obrotu .....	85

Rozdział III. Regulacje determinujące działalność handlową .....	90
3.1. Regulacja cen sprzedaży .....	90
3.1.1. Stosowanie taryf w rozliczeniach z odbiorcami gazu ziemnego .....	91
3.1.2. Zasady kalkulacji cen taryfowych .....	94
3.1.3. Niepewność związana z obowiązkiem taryfikacji paliw gazowych .....	97
3.2. Obowiązek utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych.....	100
3.2.1. Zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych .....	100
3.2.2. Dostęp do zdolności magazynowych.....	105
3.2.3. Niepewność związana z obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych .....	107
3.3. Obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego .....	110
3.3.1. Struktura zaopatrzenia Polski w gaz ziemny .....	110
3.3.2. Zasady dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski .....	113
3.3.3. Niepewność związana z obowiązkiem dywersyfikacji źródeł dostaw .....	115
Rozdział IV. Aspekty rynkowe determinujące zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu	118
4.1. Ocena konkurencji w segmencie obrotu .....	118
4.1.1. Problematyka dotycząca natężenia konkurencji .....	118
4.1.2. Pomiar intensywności konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym	120
4.1.3. Zmiana sprzedawcy paliwa gazowego.....	122
4.1.4. Źródła przewag kosztowych .....	123
4.2. Analizy dotyczące stabilności dostaw gazu ziemnego dla polskich odbiorców	128
4.2.1. Problematyka dotycząca niezawodności dostaw gazu ziemnego .....	128
4.2.2. Symulacja wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Polski	130
4.2.3. Stopień bezpieczeństwa energetycznego w zakresie gazu ziemnego .....	134
4.3. Wybrane aspekty badawcze związane z ofertą sprzedaży gazu ziemnego .....	139
4.3.1. Problematyka dotycząca oferty gazu ziemnego.....	139
4.3.2. Wpływ regulacji na ceny gazu ziemnego .....	140
4.3.3. Ceny i cenowa elastyczność popytu na gaz ziemny .....	142
4.3.4. Preferencje odbiorców gazu ziemnego .....	146
Rozdział V. Założenia, realizacja i wyniki prac badawczych .....	149
5.1. Problematyka badawcza w kontekście dorobku naukowego .....	149
5.1.1. Poziom regulacji a efektywność segmentu obrotu.....	154
5.1.2. Konkurencja w segmencie obrotu i konkurencyjność działalności handlowej .....	157
5.1.3. Źródła przewag konkurencyjnych przedsiębiorstw obrotu. Wybrane aspekty .....	158

5.2. Przedmiot i metodyka badań .....	163
5.2.1. Przedmiot i założenia badawcze .....	163
5.2.1. Opis technik badawczych .....	167
5.2.3. Etapy procesu badawczego .....	172
5.2.4. Refleksja nad założeniami przyjętymi do badań. Wybrane aspekty.....	174
5.3. Wyniki badań i analiz.....	183
5.3.1. Związek pomiędzy regulacjami na efektywnością segmentu obrotu .....	183
5.3.2. Związek pomiędzy regulacjami na efektywnością działalności obrotu.....	196
5.3.3. Strategie działania przedsiębiorstw obrotu .....	207
Rozdział VI. Wnioski wynikające z wyników badań i analiz .....	214
6.1. Interpretacja wyników badań .....	214
6.1.1. Wpływ regulacji na efektywność segmentu obrotu .....	214
6.1.2. Wpływ regulacji na efektywność działalności handlowej .....	220
6.1.3. Sposoby wzmocnienia pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu ...	229
6.2. Ocena zrealizowania celów pracy .....	232
6.3. Zagadnienia będące przedmiotem dalszych badań .....	234
Zakończenie .....	237
Spis tabel i rysunków .....	241
Spis tabel .....	241
Spis rysunków .....	243
Źródła danych i informacji .....	246
Bibliografia .....	246
Akty prawne .....	266
Źródła internetowe .....	267
Aneksy .....	268
Kwestionariusz ankiety. Wzór .....	268
Scenariusz wywiadu. Wzór .....	273

## WSTĘP

Gaz ziemny jest dla człowieka dobrem rzadkim i przez niego cenionym, w związku z tym coraz bardziej pożądanym. Rola tego surowca w życiu społecznym systematycznie rośnie. Podnoszenie znaczenia tego dobra dla rozwoju gospodarczego jest widoczne w rosnącym poziomie wymiany handlowej. Projekcje rozwoju rynku gazu ziemnego wskazują, że w perspektywie długoterminowej będzie on zyskiwał na znaczeniu bardziej niż inne nośniki energii. Wraz ze wzrostem jego roli w życiu społecznym, rośnie gospodarcze znaczenie rynku gazu ziemnego. Zjawisko to jest podstawową przesłanką wyboru problematyki ujętej w niniejszej rozprawie.

Kolejną są zmiany instytucjonalno-prawne, które zaszły na polskim rynku gazu ziemnego na przestrzeni ostatnich lat. Obserwacje zdarzeń z życia gospodarczego w obszarze gazu ziemnego ujawniają niespójności z prawami ekonomicznymi opisanymi ogólnym modelem definiującym cechy i zależności pomiędzy kluczowymi elementami rynku: popytem, podażą i ceną. Dzieje się tak dlatego, że w rzeczywistości gospodarczej występują sytuacje, w których rynek nie zapewnia osiągnięcia równowagi alokacji czynników wytwórczych w sensie optimum Pareto. Obserwowane są efekty uboczne powodujące nieefektywność funkcjonowania mechanizmu rynkowego. Owe zjawiska nazywane są niedoskonałością rynku lub błędami rynku (Zalega, 2016). Tzw. efekty zewnętrzne (ang. *externalities*), które według Paula A. Samuelsona, uznawanego za twórcę teorii efektów zewnętrznych, ujawniają się wtedy, gdy decyzje podejmowane przez kluczowych aktorów rynku oddziałują na możliwości produkcyjne lub konsumpcyjne innych podmiotów gospodarczych obecnych na tym rynku.

Choć, co do zasady, polski system gospodarczy jest oparty o reguły wolności gospodarczej i swobody w kształtowaniu treści umów, przesądzone jest wkraczanie państwa w wolność gospodarczą, aczkolwiek granice tej ingerencji pozostają sporne (Czarnecka, 2017). Ten specyficzny aktor rzeczywistości gospodarczej wprowadzając w życie własne cele determinuje sposób wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne, które również czynnie uczestniczą w realizowaniu wspólnej polityki energetycznej krajów członkowskich UE (Skowron, 2014). Odbywa się to w drodze delegowania na koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków Państwa nadanych w ustawach i rozporządzeniach. Przedmiotem badań objętych niniejszą pracą jest poznanie zachowań przedsiębiorstw obrotu, kluczowych podmiotów funkcjonujących na rynku gazu ziemnego, których menedżerowie

podejmują decyzje biznesowe w określonych uwarunkowaniach regulacyjnych. Ważnym elementem pracy jest uzyskanie odpowiedzi na pytanie: jak specyficzne dla polskiego segmentu obrotu gazem ziemnym uwarunkowania regulacyjne wpływają na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu?

Do wczesnych lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku dominującym motywem wprowadzenia regulacji była niedoskonałość rynku (Peltzman, Levin i Noll, 1989). Obecnie uzasadnieniem świadomie podejmowanych przez władze gospodarcze przekształceń w sposobie regulacji jest najczęściej potrzeba podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu (Gorynia, 1995). Z tym twierdzeniem wiąże się teoria interesu publicznego będąca jedną z dwóch grup koncepcji obecnych w teorii regulacji ekonomicznej (Posner, 1974). Dopuszcza ona interwencję państwa w celu eliminacji niedoskonałości rynkowych rozumianych jako niesprawność i nieefektywność w dążeniach do maksymalizacji dobrobytu społecznego (Nagaj, 2012). Pojęcia: „sprawności” i „efektywności” są pojęciami wieloznacznymi. W teorii organizacji i zarządzania pojęcia sprawności i efektywności służą do oceny funkcjonowania organizacji. Efektywność może być rozumiana jako skuteczność, ale też właśnie sprawność (Adamczyk i Nehring, 1995). Zdaniem Tadeusza Kotarbińskiego, pewną postacią sprawności jest zarówno skuteczność, korzystność, jak i ekonomiczność, czyli tzw. walory praktyczne (Zieleniewski, 1969). W obszarze funkcjonowania segmentu obrotu pojęcia te należy odnieść do zagadnienia stabilności i pewności obrotu, czyli obszaru bezpieczeństwa energetycznego, oraz jego oddziaływania na gospodarkę.

Zainteresowanie problematyką zarządzania działalnością handlową, w specyficznych warunkach regulacji rynku gazu ziemnego, wiąże się z jej aktualnością w zakresie jej wpływu na przebieg obecnych i przyszłych procesów gospodarczych oraz na stabilność sektora gazu ziemnego. W perspektywie bieżących wydarzeń politycznych na arenie międzynarodowej i sytuacji gospodarczej oraz geopolitycznej Polski, a także prowadzonej narodowej dyskusji (sporów) na temat krajowej i unijnej polityki energetycznej, w nowym świetle rozpatrywane są kwestie dotyczące konkurencyjności gospodarki, bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz ochrony środowiska. Rynek gazu ziemnego w Polsce nie jest jednak łatwy do jednoznacznej analizy ze względu na jego strukturę, uwarunkowania infrastrukturalne, a nawet cechy samego towaru. Przemysł naftowo-gazowy wymaga od kadry menedżerskiej znajomości ekonomii, szczególnie zasad funkcjonowania rynku w warunkach ostrej konkurencji w obecności



ciągłych zmian warunków ramowych (Winkler, 2012). W tym kontekście bardzo istotne jest precyzyjne opisanie zmiennych niezależnych, bowiem ostatnie obserwacje zdarzeń na polskim rynku gazu ziemnego potwierdzają wzrost interwencjonizmu państwa w formalno-prawne ramy działalności handlowej. W 2018 roku wzrosła liczba wszczętych postępowań w sprawie zmiany lub cofnięcia koncesji. Rok ten był też pierwszym, w perspektywie ostatnich pięciu lat, w którym nastąpił spadek liczby podmiotów ubiegających się o uzyskanie koncesji na obrót paliwami gazowymi (Koncesja OGP) oraz koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą (Koncesja OGZ) w stosunku do 2017 roku. Według Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 2019) przyczyniły się do tego zmiany funkcjonowania rynku gazu związane z poszerzeniem zakresu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Obserwacje tych zmian na rynku mogłyby być dowodem zmniejszenia poziomu zainteresowania prowadzeniem działalności handlowej. Według Rady ds. Gazu Konfederacji Lewiatan (WysokieNapiecie.pl, 2013) do grona warunków ramowych blokujących efektywność rynku gazowego i będących największymi przeszkodami dla rozwoju tego rynku należało zaliczyć między innymi: system zapasów obowiązkowych, zasady kształtowania taryf i niewłaściwe regulacje w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu zmiennego do Polski. Zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu mogły naruszać zasady Unii Europejskiej i mogły być uznane przez Trybunał Sprawiedliwości UE (ang. *the European Court of Justice*) za niesprawiedliwe i powodujące nieuzasadniony wzrost cen gazu (Kelly, 2018). Według OECD/IEA (2017) Rząd Rzeczypospolitej Polskiej powinien m.in.: przedstawić jasną wizję rynku gazu ziemnego w ramach przyszłej strategii energetycznej do 2050 roku, co zapewniłoby długoterminową stabilizację dla inwestorów i najlepsze wsparcie dla celów w zakresie dywersyfikacji oraz bezpieczeństwa energetycznego i środowiskowego, oraz przygotować jasny i przejrzysty program wdrożenia pełnej liberalizacji rynku.

Naszkiecowane przesłanki wyboru problematyki zarysowują cel główny pracy, którym jest poznanie wpływu ograniczeń swobody działalności obrotu gazem ziemnym wynikających z polskiego modelu regulacji aktualnego na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI. wieku na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu. Ów cel został zdefiniowany w zarówno w ujęciu teoretycznym, jak i praktycznym. W obszarze teoretycznym celem pracy jest weryfikacja skuteczności działania mechanizmu interwencji władz gospodarczych (teoria regulacji George'a Stiglera),

których uzasadnieniem jest potrzeba podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu. Analiza literatury przedmiotu wskazuje na możliwość pojawienia się niespójności pomiędzy praktycznymi efektami wprowadzania regulacji ograniczającymi swobodę prowadzenia działalności gospodarczej a efektami rynku konkurencyjnego. Niezbędnym elementem poznawczym jest sposób postrzegania tej problematyki przez menedżerów przedsiębiorstw obrotu reprezentujących kluczowy element rynku, tj. stronę podażową rynku. W tym obszarze zagadnienie konkurencyjności przedsiębiorstwa na styku z prawami wynikającymi z teorii regulacji jest kolejnym przykładem na to, że zainteresowania badawcze dwóch dyscyplin, czyli ekonomii i nauk o zarządzaniu podlegają procesowi konwergencji, który dotyczy przede wszystkim pola badań i zakresu przedmiotowego prowadzonych poszukiwań (Dzikowska i Gorynia, 2012). Celem pracy w obszarze praktycznym jest poszukiwanie optymalnych rozwiązań taktycznych umożliwiających wzmocnienie pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w Polsce.

Przegląd literatury dotyczącej badanego obszaru ujawnił, że dotychczasowe badania skupiały się w znacznej mierze na odrębnych zagadnieniach dotyczących przedmiotowej tematyki, w szczególności dotyczących bezpieczeństwa energetycznego i zagadnień kryzysowych, możliwości dywersyfikacyjnych przywozu gazu ziemnego do Polski, czy też preferencji odbiorców. Zaprezentowane w niniejszej rozprawie badanie koncentruje się na stronie podażowej i jest pierwszym kompleksowym badaniem dotyczącym zachowań menedżerów przedsiębiorstw obrotu. Badaniem średniego zasięgu dotyczącym rzeczywistych zagadnień mających wpływ na prowadzenie działalności handlowej w polskich uwarunkowaniach rynkowych na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI wieku. Dotychczas przeprowadzono znikomą ilość badań w zakresie skutków regulacji dla obszaru obrotu gazem w Polsce, brakuje natomiast badań ujmujących proponowaną tematykę badawczą w sposób kompleksowy. Dotychczasowy dorobek naukowy, właściwy dla polskich realiów gospodarczych, skupia się na badanej odrębnie problematyce z działów: liberalizacji, dywersyfikacji, bezpieczeństwa energetycznego.

Tematyka rozprawy wiąże się z wieloma aspektami teoretycznymi z obszaru zarządzania, organizacji i organizowania. Rolę państwa w kształtowaniu zasad regulacyjnych z pewnością można odnosić do założeń teorii interesariuszy. W konfiguracji opisywanej przez Freemana i Reeda można widzieć państwo jako interesariusza, którego siła wpływu ma postać formalną, posiada charakter

ekonomiczny oraz polityczny. Również w modelu sieci wartości, jeśli zamiast firmy, przyjęty zostanie wymiar segmentu obrotu, obok kontekstu ekonomicznego nabierają znaczenia: kontekst polityczny, w którym politycy (ang. *policy makers*) kreują normy, regulacje i politykę determinującą działania graczy, a także kontekst społeczny. W tym ujęciu cele polityki państwa mogą nie być wewnętrznie spójne choćby w zakresie gospodarczym, polityki fiskalnej, dywidendowej i celów z obszaru bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie wielowymiarowe cele państwa w polskim segmencie obrotu mogą stać w sprzeczności z celami indywidualnych podmiotów gospodarczych. Dotyczy to w szczególności zasady maksymalizacji zysku jako głównego celu funkcjonowania firmy leżącą u podstaw twierdzeń opisanych w książce *Kapitalizm i wolność* Milтона Friedmana, zdobywcy Nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii w 1976 roku, bądź proponowanej przez Elaine Sternberg zasady maksymalizacji wartości właścicielskiej. Na drugim biegunie rozważań obecne są argumenty keynesowskie wykazujące potrzebę interwencjonizmu państwa w celu uzyskania zrównoważonego modelu segmentu obrotu. W ten kontekst wpisuje się najstarsze podejście w zarządzaniu strategicznym – perspektywa planistyczna, której gorącym zwolennikiem był Harry Igor Ansoff, uważany za ojca terminu „strategia firmy”. W podejście teoretyczne zakładające konieczność wprowadzenia strategii jako zintegrowanego planu działań prowadzących do realizacji długookresowych celów oraz alokacji zasobów, wpisują się poddane szerokim konsultacjom *Założenia do polityki energetycznej Polski do 2040 roku*. Jak interpretował Henry Mintzberg, założenia są punktem wyjścia do formułowania strategii dla segmentu obrotu, te strategie zaś – bez wątpienia – kształtują cele strategiczne przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze handlowym. Tematyka pracy wpisuje się wreszcie w ideę konkurencyjności jako jedną z kluczowych kategorii w procesie zarządzania strategicznego, której autorem był Michael M. Porter. Jednocześnie, jak akcentował Joseph E. Stiglitz (Wiśniewski, 2016), zjawisko globalizacji może wiązać się z osłabianiem roli państw i wzmocnieniem znaczenia międzynarodowych firm, akcentowaniem uniwersalizacji zasad funkcjonowania gospodarek, zmniejszaniem regulacji, jak również ograniczaniem aparatu i funkcji państwa. Z perspektywy możliwości dostępu do europejskich hubów gazowych, co umożliwi transport gazu z Niemiec, Danii, Rosji lub krajów środkowoazjatyckich, czy też arbitrażu geograficznego z praktycznie każdym zakątkiem świata, za sprawą terminalu LNG w Świnoujściu, globalizacja przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze gazu może dać wiele korzyści. Należy zatem liczyć się

ze zmianą taktyki działania przedsiębiorstw obrotu. Firmy te mogą stać się graczami nie tylko polskiego i europejskiego, ale też światowego formatu. Mogą one stać się elementami gry będącej przedmiotem badań Michela Croziera i Erharda Friedberga.

Objęte niniejszą dysertacją badania i przyjęty cel pracy były realizowane w oparciu o dwa elementy:

- Weryfikację hipotezy głównej (HG) stanowiącej, że warunki regulacyjne opisane trzema zmiennymi niezależnymi, tj. regulacjami w zakresie: A – obowiązku uzyskania decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf, B – obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej i C – maksymalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła, wpływają na: X – efektywność segmentu obrotu i Y – efektywność działalności handlowej. W celu testowania tej hipotezy założono, iż występuje związek przyczynowo-skutkowy pomiędzy tymi regulacjami a zachowaniami gospodarczymi przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym. Do weryfikacji prawdziwości postawionej hipotezy głównej skonstruowane zostały dwie hipotezy pomocnicze: H1 mówiącą o tym, że model regulacji opisany trzema zmiennymi A, B i C wpływa na X – efektywność segmentu obrotu gazem ziemnym rozumianą jako pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce oraz przeciwdziałanie nieuzasadnionym wzrostom cen, oraz H2 zakładającą, że model regulacji opisany zmiennymi A, B i C wpływa na Y – efektywność działalności handlowej rozumianą jako konkurencyjność i siłę rynkową przedsiębiorstw obrotu, opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej oraz stopień aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku. Testowaniu obu hipotez pomocniczych miały służyć badania oparte na analizie dotychczasowego dorobku naukowego oraz wyników zaprojektowanych: badania „wywiady z ekspertami” przeprowadzonego z wykorzystaniem założeń metody IDI (ang. *Individual in-Depth Interview*), badania ankietowego – z wykorzystaniem założeń metody CAWI (ang. *Computer-Assisted Web Interview*) oraz statystycznego badania podłużnego wykorzystującego dane statystyczne zaobserwowane w latach 2009-2018.
- Uzyskanie odpowiedzi na pytania badawcze o taktykę działań przedsiębiorstw obrotu mającą na celu wzmocnienie ich konkurencyjności. Podstawą funkcjonowania każdej organizacji jest dobrze zdefiniowana strategia rozwoju, której kluczowym elementem jest dążenie do uzyskania długookresowej przewagi

konkurencyjnej (Kraszewska i Pujer, 2017). Stąd drugim elementem rozprawy jest poznanie – w perspektywie strategicznej – taktyki działania przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w warunkach oddziaływania trzech obszarów regulacyjnych. Badanie to zostało osadzone na dorobku Michaela E. Portera należącego do najbardziej znanych teoretyków zarządzania (Kardas, 2016).

Bazę źródłową prac badawczych stanowiły studia literatury przedmiotu koncentrujące się na przeglądzie normatywnych rozwiązań regulujących segment obrotu gazem ziemnym. Wykorzystano teksty problemowe publikowane w literaturze branżowej, w tym w czasopismach: Rynek Energii, Nowa Energia, Energia i Recycling, Energia Elektryczna, Energetyka, Wiadomości Naftowe i Gazownicze, Wysokie Napięcie, publikacje Naczelnej Organizacji Technicznej (NOT), Monitor Gazowy. Dane źródłowe pochodziły od regulatorów: Urząd Regulacji Energetyki, ACER, instytucji statystycznych: Eurostat, GUS oraz raportów m.in.: Najwyższej Izby Kontroli (NIKI), BP Statistical Review, The Directorate-General for Energy, Towarzystwo Obrotu Energią, a także danych rynkowych pochodzących od giełd (TGE SA, EEX AG) oraz dedykowanych platform informacyjnych, jak Reuters Eikon. Do wykorzystanych narzędzi badawczych – obok dedykowanego do analiz i wnioskowania statystycznych programu IBM SPSS Statistics w wersji 26 – należy zaliczyć popularne i ogólnodostępne: MS Excel, czy Formularz Google.

Praca składa się z pięciu rozdziałów. Celem pierwszego z nich jest zdefiniowanie znaczenia podejmowanej problematyki dla życia społecznego oraz określenie istoty biznesowej tej specyficznej działalności gospodarczej. W pierwszym punkcie rozdziału sprecyzowano czego i kogo dotyczy badanie. Zdefiniowano pojęcia: gazu ziemnego, przedsiębiorstwa obrotu oraz trzech specyficznych dla polskiego rynku gazu ziemnego obszarów regulacyjnych. Podjęto tu próbę usystematyzowania pojęcia efektywności segmentu obrotu gazem ziemnym w odniesieniu do pojęcia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Druga część tego rozdziału ma na celu przedstawienie znaczenia handlu gazem ziemnym dla życia społecznego i rozwoju gospodarczego oraz rolę, jaką gaz ziemny może odegrać w perspektywie do 2040 roku. Ważnym elementem tej części rozdziału są determinanty kształtowania regulacji dotyczących obrotu gazem ziemnym w Polsce. W celu dogłębnego zrozumienia problematyki badawczej, w trzecim punkcie rozdziału pierwszego dokonano próby scharakteryzowania mechanizmu funkcjonowania rynku oraz podstawowych funkcji operacyjnych obecnych w zarządzaniu przedsiębiorstwem obrotu.

Drugi rozdział dysertacji koncentruje się na aspektach, które ukształtowały obraz polskiej rzeczywistości rynkowej. Przedmiotem pierwszej części tego rozdziału jest scharakteryzowanie modelu polskiego rynku gazu ziemnego oraz elementów mających wpływ na jego obecny kształt. Do najważniejszych z nich z pewnością należą czynniki historyczne związane z procesem transformacji polskiej gospodarki rozpoczętej w latach 90. XX wieku. Po wstąpieniu Polski do struktur Unii Europejskiej 1 maja 2004 roku, rynek gazu ziemnego podlegał procesom liberalizacyjnym, wspólnym dla wszystkich krajów Wspólnoty. W przeobrażaniu polskiego rynku energii nie bez znaczenia miały działania władz państwowych w przedmiocie wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Przedmiotem trzeciej części drugiego rozdziału jest scharakteryzowanie aktualnej struktury, a w szczególności segmentu obrotu gazem ziemnym. Jej celem jest opisanie zasad współdziałania badanej jednostki biznesowej z partnerami rynkowymi.

Rozdział trzeci rozprawy jest w całości poświęcony opisowi trzech obszarów regulacyjnych: zatwierdzania taryf w zakresie gazu wysokometanowego, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Regulacje te pełnią funkcje zmiennych niezależnych A, B i C wpływających na decyzje zarządcze aktorów funkcjonujących w tym ważnym segmencie rynku energii. Ze względu na szybko zmieniające się uwarunkowania prawne konieczne jest precyzyjne opisanie każdej ze zmiennych. Każda z nich została scharakteryzowana i poddana analizie odrębnie w trzyczęściowych podrozdziałach z uwzględnieniem: opisu obowiązków przedsiębiorstw obrotu wynikających z regulacji, analizy możliwości zachowań przedsiębiorstw w celu zrealizowania tych obowiązków oraz zdefiniowania związanego z nimi problemu zarządczego.

Celem czwartego rozdziału pracy jest zaprezentowanie wyników analiz wspierających proces wnioskowania badawczego. W pierwszej części rozdziału zaprezentowano analizy dotyczące tematyki konkurencyjności w polskim segmencie obrotu gazem ziemnym w zakresie: m.in. pomiaru intensywności konkurencji i stopnia koncentracji obszaru handlowego z wykorzystaniem wskaźnika CR3, analizy liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego oraz analizy typu netback w zakresie możliwości optymalizacji kosztowej w obszarze pozyskania gazu ziemnego z wykorzystaniem funkcjonalności systemu Reuters Eikon. W drugiej części rozdziału przeprowadzono symulację działań w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Polski oraz dokonano pomiaru stopnia bezpieczeństwa energetycznego

z wykorzystaniem zagregowanego wskaźnika ESI (ang. *Energy Security Index*). W ostatniej części rozdziału czwartego zaprezentowano wyniki analiz dotyczących oszacowania wpływu badanych regulacji na cenę paliwa gazowego, pomiaru cenowej elastyczności popytu na gaz ziemny, a także scharakteryzowano wyniki dotychczasowych badań dotyczących preferencji odbiorców tego paliwa.

Piąty rozdział opracowania jest poświęcony zaprezentowaniu założeń, metodyki oraz wyników badań przeprowadzonych przez autora rozprawy. W jego pierwszej części zaprezentowano wnioski wynikające z przeglądu literatury, które miały znaczenie z punktu widzenia osiągnięcia celów niniejszej rozprawy. W dalszej części rozdziału skupiono się na scharakteryzowaniu metodyki i procesu badawczego oraz prezentacji najważniejszych wyników badań własnych.

Rozdział szósty rozprawy jest w całości poświęcony interpretacji uzyskanych wyników badań i dokonanych analiz rynkowych. Ujęto w nim kluczowe wnioski mające znaczenie dla osiągnięcia celów pracy. W rozdziale tym zaprezentowano ocenę zrealizowania tych celów, jak również zagadnienia będące podstawą dalszych dociekań badawczych.

Rozprawę wieńczy krótka konstatacja będąca podsumowaniem wykonanych badań i analiz zaprezentowanych w poszczególnych częściach pracy. W tej części rozprawy zawarto też: spis tabel, spis rysunków, a także wykaz wykorzystanych w pracy pozycji literaturowych: kluczowych pozycji książkowych, najważniejszych artykułów z czasopism naukowych oraz raportów rynkowych będących ważnym źródłem informacji statystycznej. Ujęto tu również wykaz kluczowych aktów prawnych oraz wykaz internetowych źródeł danych. Wzór kwestionariusza ankiety wykorzystanej do badania ankietowego oraz wzór scenariusza wywiadu mającego zastosowanie w badaniu: „wywiady z ekspertami” dołączone zostały do rozprawy jako aneksy.

Badania i analizy statystyczne wykonane na potrzeby rozprawy koncentrują się na dziesięcioletnim okresie obserwacji zdarzeń rynkowych. Dotyczą one okresu rozpoczynającego się od 2009 roku, tj. od uchwalenia III pakietu energetycznego otwierającego w praktyce rynek obrotu gazem ziemnym w Polsce. Należy przypomnieć, że przed 2009 rokiem istniał w Polsce monopol czysty w dostawach gazu ziemnego dla odbiorców krajowych.

## SPIS SKRÓTÓW I OZNACZEŃ

- III Pakiet energetyczny – pakiet uregulowań prawnych składający się z dwóch dyrektyw: dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dyrektywa gazowa 2009/73/WE) i wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dyrektywa Energetyczna 2009/72/WE) oraz trzech rozporządzeń: w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego (nr 715/2009), w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (nr 714/2009) oraz w sprawie ustanowienia ACER (nr 713/2009). Akty prawne zostały przyjęte 13 lipca 2009 r. i weszły w życie 3 marca 2011 r.
- ACER – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. *The Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) - niezależna struktura UE ustanowiona na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009.
- CNG – sprężony gaz ziemny (ang. *compressed natural gas*).
- Dyrektywa 2009/73/WE – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211/103 z 14.8.2009).
- Dystrybucja – transport gazu ziemnego lokalnymi lub regionalnymi sieciami gazociągów w celu dostarczenia go odbiorcom.
- EEX – spółka z siedzibą w Lipsku, będąca częścią Deutsche Börse Group, prowadząca platformę rynkową produktów energetycznych i towarowych dla uczestników w ponad 30 krajach na całym świecie w zakresie kontraktów na towary: energię, środowisko naturalne, fracht, metale i płody rolne.
- ENTSOG – zrzeszenie europejskich operatorów, powołane na mocy Rozporządzenia Rady i Parlamentu Europejskiego (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego.
- GIR – giełdowa izba rozliczeniowa.
- Instalacja magazynowa – instalacja używana do magazynowania gazu ziemnego, będąca własnością przedsiębiorstwa gazowego lub eksploatowaną przez nie, wraz z częścią instalacji LNG używaną do magazynowania LNG, ale z wyłączeniem części wykorzystywanej do działalności produkcyjnej oraz z wyłączeniem instalacji



przeznaczonych wyłącznie dla operatorów systemów przesyłowych dla realizacji ich zadań.

- IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – dokument określający warunki świadczenia usług przesyłania paliw gazowych.
- IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – dokument określający warunki świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych.
- KDPW – Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych SA.
- KE – Komisja Europejska – organ wykonawczy UE odpowiedzialny za m.in. przedkładanie nowych wniosków ustawodawczych, zarządzanie polityką UE, egzekwowanie prawa europejskiego i reprezentowanie UE na arenie międzynarodowej.
- Koncesja OGP – akt administracyjny wydawany przez Prezesa URE umożliwiający wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi.
- Koncesja OGZ – akt administracyjny wydawany przez Prezesa URE umożliwiający wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.
- KPMG – kawernowy podziemny magazyn gazu ziemnego.
- LNG – skroplony gaz ziemny (ang. *liquefied natural gas*).
- Odbiorca będący gospodarstwem domowym lub gospodarstwo domowo - odbiorca dokonujący zakupu gazu ziemnego na potrzeby własnego zużycia w jego gospodarstwie domowym.
- Odbiorca chroniony – odbiorca w gospodarstwie domowym, który jest podłączony do sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego, małe lub średnie przedsiębiorstwo, pod warunkiem że jest ono podłączone do sieci dystrybucyjnej gazowej i posiada zamówioną moc umowną poniżej 710 kWh/h, podmiot świadczący podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że jest on podłączony do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej gazowej, oraz instalacja systemów ciepłowniczych, o ile dostarcza ona energię ciepłą odbiorcom w gospodarstwach domowych, małym lub średnim przedsiębiorstwom lub podmiotom świadczącym podstawowe usługi społeczne, pod warunkiem, że takiej instalacji nie można przestawić na paliwa inne niż gaz ziemny.
- Odbiorca hurtowy – osoba fizyczna lub prawna, inna niż OSP i OSD, który dokonuje zakupu gazu ziemnego w celu jego odsprzedaży wewnątrz systemu, w którym działa, lub poza nim.

- Odbiorca końcowy – odbiorca dokonujący zakupu gazu ziemnego na własny użytek.
- OGP Gaz-System S.A. – Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A., który jest OSP.
- OSD (operator systemu dystrybucyjnego) – osoba fizyczna lub prawna, która zajmuje się dystrybucją i jest odpowiedzialna za eksploatację, utrzymywanie lub, w razie konieczności, rozbudowę systemu dystrybucyjnego na danym obszarze, a w stosownych przypadkach za wzajemne połączenia z innymi systemami i za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb dystrybucji gazu.
- OSM (operator systemu magazynowania) – osoba fizyczna lub prawna, która zajmuje się magazynowaniem i jest odpowiedzialna za eksploatację instalacji magazynowych.
- OSS (operator systemu LNG) – osoba fizyczna lub prawna, która zajmuje się skraplaniem gazu ziemnego lub jego przywozem, wyładunkiem i regazyfikacją LNG oraz jest odpowiedzialna za eksploatację instalacji LNG.
- OSP (operator systemu przesyłowego) – osoba fizyczna lub prawna, która zajmuje się przesyłem gazu ziemnego i jest odpowiedzialna za eksploatację, utrzymywanie oraz, w razie konieczności, rozbudowę systemu przesyłowego na danym obszarze, a w stosownych przypadkach za wzajemne połączenia z innymi systemami, oraz za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie transportu gazu.
- PEP 2040 – Polityka energetyczna Polski do 2040 roku.
- PGNiG S.A. – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA.
- PMG – podziemny magazyn gazu ziemnego.
- Prezes URE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
- Przedsiębiorstwo gazowe – osoba fizyczna lub prawna, która prowadzi przynajmniej jeden z następujących rodzajów działalności: działalność w zakresie produkcji, działalność przesyłową, działalność dystrybucyjną, działalność w zakresie dostaw, w zakresie zakupu lub magazynowania gazu ziemnego, w tym również LNG, i która odpowiada za zadania handlowe, techniczne lub w zakresie utrzymania dotyczące tych działalności, z wyłączeniem odbiorców końcowych.

- Przesył – transport gazu ziemnego poprzez sieć, składającą się głównie z gazociągów wysokociśnieniowych, inną niż sieć gazociągów kopalnianych i inną niż część wysokociśnieniowych gazociągów używanych głównie w ramach dystrybucji lokalnej gazu ziemnego, w celu dostarczenia go odbiorcom, ale nie obejmuje dostaw.
- PSG sp. z o.o. – Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
- Przywóz – sprowadzenie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gazu ziemnego w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu.
- Rozporządzenie 994/2010 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. UE L. 295/1 z 12.11.2010 r.).
- Rozporządzenie 2017/1938 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.).
- rynek hurtowy – rynek, na którym odbywają się transakcje sprzedaży gazu ziemnego do przedsiębiorstw obrotu. Przedsiębiorstwa obrotu na tym rynku nabywają paliwo w celu dalszej odsprzedaży. Rynek hurtowy dotyczy też kontraktów z odbiorcami końcowymi o rocznej zdolności konsumpcji większej niż 600 GWh (kontrakty te są traktowane jako produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym).
- rynek detaliczny – rynek, na którym odbywają się transakcje sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.
- ustawa Prawo energetyczne (PE) – ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2018 r. poz. 755 z późn. zm.).
- Rozporządzenie dywersyfikacyjne – Rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. poz. 902).
- Rozporządzenie REMIT – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.

- Rozporządzenie taryfowe – Rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 30 marca 2018, poz. 640).
- RP – Rzeczpospolita Polska.
- SGT EuRoPol GAZ S.A. – System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ SA.
- TGE SA (Towarowa Giełda Energii SA) – spółka z siedzibą w Warszawie, będąca częścią warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych, prowadząca platformę rynkową dla produktów energetycznych i towarowych w Polsce.
- TPA (Third Party Access) – zasada dostępu strony trzeciej do sieci (ang. *Third Part Access*).
- UE – Unia Europejska.
- Ustawa o akcyzie – ustawa z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. 2009 Nr 3 poz. 11).
- Ustawa o giełdach towarowych – ustawa z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych (Dz. U. z 2018 r. poz. 622, 685, 771).
- Ustawa o swobodzie gospodarczej – ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. 2004 Nr 173 poz. 1807 z późn. zm.).
- Ustawa o zapasach – ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2018 r. poz. 1323 z późn. zm.).
- Ustawa Prawo energetyczne (PE) – ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2019 r. poz. 755, 730).
- uwolnienie cen, zwolnienie cen – zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania Prezesowi URE.

# ROZDZIAŁ I

## GAZ ZIEMNY W WYMIARZE EKONOMICZNYM

### 1.1. Uwagi definicyjne

#### 1.1.1. Przedmiot obrotu

Gaz ziemny to mieszanina gazów i par wydobywanych z ziemi zawierająca znaczne ilości metanu. Parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi gazowymi ustala §38 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Zapisy te określają dopuszczalne parametry jakościowe paliw gazowych przesyłanych siecią, tj.: zawartość siarkowodoru - do  $7,0 \text{ mg/m}^3$ , siarki merkaptanowej – do  $16,0 \text{ mg/m}^3$ , zawartość siarki całkowitej – do  $40,0 \text{ mg/m}^3$ , zawartość par rtęci – do  $30,0 \text{ }\mu\text{g/m}^3$ , temperatura punktu rosy wody przy ciśnieniu  $5,5 \text{ MPa}$  do  $+3,7^\circ\text{C}$  w okresie od 1 kwietnia do 30 września oraz do  $-5^\circ\text{C}$  w okresie od 1 października do 31 marca. Ciepło spalania wynosi nie mniej niż:  $34,0 \text{ MJ/m}^3$  dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o wartości liczby Wobbego<sup>1</sup> z zakresu od  $45,0 \text{ MJ/m}^3$  włącznie do  $56,9 \text{ MJ/m}^3$ ,  $30,0 \text{ MJ/m}^3$  dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw o wartości liczby Wobbego z zakresu od  $37,5 \text{ MJ/m}^3$  włącznie do  $45,0 \text{ MJ/m}^3$ ,  $26,0 \text{ MJ/m}^3$  dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ls o wartości liczby Wobbego z zakresu od  $32,5 \text{ MJ/m}^3$  włącznie do  $37,5 \text{ MJ/m}^3$ ,  $22,0 \text{ MJ/m}^3$  dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Ln o wartości liczby Wobbego z zakresu od  $27,0 \text{ MJ/m}^3$  włącznie do  $32,5 \text{ MJ/m}^3$ ,  $18,0 \text{ MJ/m}^3$  dla gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lm o wartości liczby Wobbego z zakresu od  $23,0 \text{ MJ/m}^3$  do  $27,0 \text{ MJ/m}^3$ .

Gazem ziemnym jest wprowadzony do sieci gazowej biogaz, o ile spełnia wymagania jakościowe, właściwe dla gazu ziemnego transportowanego daną siecią (Wiśniecka, Holewa-Rataj i Kukulska-Zajac, 2016).

Gaz ziemny, zwany również błękitnym paliwem, jest paliwem czystym i uniwersalnym w zastosowaniu (Chłopińska, Bajko i Autzen, 2019; Kumar i inni, 2011) powstałym w wyniku beztlenowego rozkładu substancji organicznych zgromadzonych głęboko pod powierzchnią ziemi. Szczątki tej organicznej materii, opadając na dno prehistorycznych mórz i oceanów, dały pożywienie bakteriom

---

<sup>1</sup> Na potrzeby ustalenia parametrów jakościowych paliwa gazowego, liczbę Wobbego określa się jako stosunek ciepła spalania odniesionego do jednostki objętości paliwa gazowego do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej w tych samych warunkach odniesienia.

i zapoczątkowały trwające miliony lat przemiany w węglowodory. Istotnym warunkiem było utworzenie się nad przyszłymi złożami nieprzepuszczalnej warstwy mułów. To dzięki nim węglowodory zostały uwięzione głęboko pod ziemią i poddane działaniu wysokiej temperatury oraz dużym ciśnieniom. Gaz ziemny często towarzyszy pokładowi ropy naftowej i węgla. Wyróżnia się gaz mokry (zawierający węglowodory wyższe), suchy (głównie metan) i kwaśny (zanieczyszczony związkami siarki), jednak podstawowym składnikiem każdego rodzaju gazu ziemnego niezmiennie pozostaje metan. Zasoby gazu ziemnego są podzielone na dwie kategorie: konwencjonalne i niekonwencjonalne (Bilgen i Sarıkaya, 2016). Gaz zawarty w skałach o dobrych parametrach porowatości i przepuszczalności (np. piaskowcach) nazywa się gazem konwencjonalnym. Gazem niekonwencjonalnym jest gaz wydobywany ze skał o niskiej porowatości i przepuszczalności (np. z łupków ilastych), choć pod względem składu i właściwości jest to także gaz ziemny. Różnica polega wyłącznie na odmiennych właściwościach skał ilastomułowcowych, w których się znajduje i związanym z tym odmiennym sposobem wydobycia. Niezależnie od źródła pochodzenia, na powierzchnię ziemi gaz ziemny wydostaje się otworem wiertniczym i każdorazowo musi zostać poddany skomplikowanej obróbce technologicznej.

W statystyce publicznej gaz ziemny zdefiniowano jako gaz występujący w podziemnych złożach, w postaci płynnej lub gazowej. Obejmuje on zarówno gaz "suchy" pochodzący z pól, z których wydobywa się węglowodory wyłącznie w stanie gazowym, jak i gaz "mokry" występujący łącznie z ropą naftową, a także metan odzyskany z kopalni (gaz kopalniany) lub pokładów węgla. Nie obejmuje on gazu powstałego w wyniku beztlenowej fermentacji biomasy, np. gazu gnilnego powstającego ze ścieków komunalnych, ani gazu z gazowni<sup>2</sup>.

Pojęcie paliwo gazowe jest zdefiniowane w art. 3 pkt. 3 a) PE, jako „*gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia*”. Pojęcie gazu ziemnego określa art. 2 pkt 7) ustawy o zapasach, jako gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, we wszystkich stadiach skupienia, w tym CNG i LNG. Gaz ziemny może występować w postaci innej niż gazowa: jego fizyczne cechy sprawiają, że skrapla się w temperaturze około -160°C

---

<sup>2</sup> Definicję tę przywołuje pkt 2.1 Załącznika B (Roczna statystyka energii) do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 1099/2008 z dnia 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (tekst mający znaczenie dla Europejskiego Obszaru Gospodarczego - EOG).

(Postrzednik i Żmudka, 2019) zmniejszając swoją objętość 600-krotnie (Ikealumba i Wu, 2014).

Art. 2 pkt 1b) ustawy o akcyzie wprowadził pojęcie wyroby gazowe, które są wyodrębnioną kategorią wyrobów akcyzowych. Wyrobami gazowymi są m.in. wyroby energetyczne o kodach CN 2705 00 00, 2711 11 00, 2711 21 00, 2711 29 00 i paliwa opałowe, przy czym gaz ziemny wysokometanowy grupy E, zaazotowany grupy Lw, zaazotowany grupy Ls, zaazotowany grupy Ln oraz zaazotowany grupy Lm określony jest jako wyrób gazowy o kodzie CN 2711 21 00.

Badania objęte niniejszą dysertacją nie dotyczą gazu ziemnego będącego przedmiotem obrotu instrumentami finansowymi, ani pochodnymi, ponieważ rynek gazu ziemnego obejmuje zarówno rynki towarowe, jak i rynki instrumentów pochodnych o istotnym znaczeniu dla rynku energii oraz dla rynku finansowego, przy czym mechanizmy ustalania cen w obu segmentach są ze sobą wzajemnie powiązane<sup>3</sup>. Problematyka rozprawy dotyczy gazu ziemnego wysokometanowego typu E z fizyczną dostawą, przesyłanego sieciami gazowymi, które są zarządzane przez OSP wyznaczone przez Prezesa URE. Ograniczenie to wynika z wyeliminowania niszowego rynku innego rodzaju gazu ziemnego i ograniczenia badania do wystandaryzowanego produktu rynkowego oraz wyeliminowania różnic w obrocie innymi produktami. Przyjęcie do badań tych parametrów mogłoby zakłócić podstawy do generalizowania wyników badań.

Biorąc pod uwagę powyższy, szeroki wachlarz pojęciowy, zasadne jest przedmiotowe podejście do problematyki i zamienne traktowanie pojęć „gaz ziemny” i „paliwo gazowe”. Zatem ilekroć w niniejszej pracy jest mowa o gazie ziemnym, to rozumie się przez to także paliwa gazowe, o ile są fizycznie dostarczane sieciami gazowymi przesyłowymi i dystrybucyjnymi. W 2013 roku zostały zmienione zasady rozliczeń za gaz ziemny w Polsce. Na potrzeby analiz wykonanych w niniejszej pracy, dane, rozliczenia oraz wyniki badań dostępne w literaturze zostały zmienione z jednostek objętości (w m<sup>3</sup> lub wielokrotności m<sup>3</sup>) na jednostki energii (kWh lub jego wielokrotności). Do przeliczeń zastosowany został jednolity, wynikający z IRiESP, wskaźnik konwersji równy 10,97.

---

<sup>3</sup> Tożsamą interpretację, ale dla energii elektrycznej, wprowadza pkt 5 Preambuły do Rozporządzenia REMIT.

### 1.1.2. Przedsiębiorstwo obrotu

Definicja pojęcia „*obrot*” została wprowadzona w art. 1 pkt 6 PE. Obrót jest rozumiany jako „*działalność gospodarcza polegająca na handlu hurtowym albo detalicznym paliwami lub energią*”. Pojęcie „*obrot*” nie jest tożsame z pojęciem „*sprzedaż*”. Sprzedażą jest „*bezpośrednia sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich obrotem*” (art. 1 pkt 6a PE).

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi wymaga uzyskania koncesji (art. 1 pkt 6a PE). Wyłączeniu spod tego obowiązku podlega obrót paliwami gazowymi dokonywany na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy o giełdach towarowych przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany oraz obrót paliwami gazowymi dokonywany przez GIR lub KDPW.

Przedsiębiorstwo energetyczne to podmiot prowadzący działalność gospodarczą w szczególności w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi (art. 3 pkt 12 PE ). Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto, że przedsiębiorstwem obrotu gazem ziemnym jest podmiot, który posiada udzieloną przez Prezesa URE koncesję OPG lub koncesję OGZ.

### 1.1.3. Regulacje

Według twierdzeń Milтона Friedmana opisanych w książce: *Kapitalizm i wolność* (1993) udzielanie licencji jest szczególnym przypadkiem znacznie szerszego i ogromnie rozpowszechnionego zjawiska, jakim są rozporządzenia zezwalające jednostkom na podejmowanie określonej działalności gospodarczej jedynie na warunkach określonych przez wyznaczone do tego instytucje państwowe. Polski ustawodawca przyjął dość ogólną definicję działalności regulowanej (Łastowiecki, 2013). Zgodnie z art. 5 ust. 5) ustawy o swobodzie działalności gospodarczej: „*działalnością regulowaną jest działalność gospodarcza, której wykonanie wymaga spełnienia szczególnych warunków, określonych przepisami prawa*”. Definicję regulacji w obszarze energetyki wprowadza art. 3 pkt 15 PE określając ją jako „*stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesów odbiorców*”.



Do kluczowych i specyficznych regulacji wpływających na zarządzanie przedsiębiorstwami obrotu należą regulacje w obszarze:

1. taryfikacji, tj.: obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE na sprzedaż gazu ziemnego po cenie taryfowej określającej maksymalny poziom ceny gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom końcowym, obowiązku ustalania cen taryfowych na okres nie dłuższy niż 12 miesięcy od dnia ich wprowadzenia do stosowania, zasad kalkulacji stawek taryfowych opartych o koszt uzasadniony oraz marżę (na poziomie akceptowalnym przez regulatora),
2. zapasu obowiązkowego, tj. w zakresie utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej w całym roku gazowym w wielkości skalkulowanej jako 1/12 rocznego przywozu,
3. dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski, które w 2018 roku określały, że do 2022 r. udział gazu z jednego źródła może wynosić maksymalnie 70%, natomiast od 2023 r. - 33%. Poziomy te należy odnosić do całości gazu importowanego, tj. pochodzącego spoza UE lub EFTA, w tym CNG i LNG. Z obowiązku dywersyfikacji wyłączony jest jedynie import LNG przez terminal LNG w Świnoujściu.

Wszystkie trzy regulowane obszary leżą w kręgu badań objętych niniejszą rozprawą. Są jednocześnie zmiennymi niezależnymi oznaczonymi odpowiednio: A, B i C. Całokształt przepisów, dotyczących każdej z trzech regulacji, w niniejszej dysertacji jest określany odpowiednio: modelem (lub obowiązkiem) taryfikowania cen gazu ziemnego, modelem (lub obowiązkiem) tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz modelem (lub obowiązkiem) dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski.

#### **1.1.4. Efektywność segmentu obrotu i działalności handlowej**

Z punktu widzenia przyjętego obszaru badawczego efektywność obrotu występuje w dwóch wymiarach odnoszących się do segmentu obrotu oraz działalności handlowej w rozumieniu ujęciu pojedynczego przedsiębiorstwa obrotu.

Pierwszy z wymiarów jest podstawowym determinantem kreowania polityki państwa, w tym polityki regulacyjnej. Pojęcie efektywności segmentu obrotu odnosi się do zagadnień bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako bezpieczeństwo dostaw oraz wpływu na gospodarkę mierzonego wzrostem gospodarczym. Zagadnienie

wzrostu gospodarczego w odniesieniu do efektywności segmentu gazu ziemnego w Polsce wiąże się ze znaczeniem tego surowca dla rozwoju gospodarczego kraju. Próba scharakteryzowania tego związku została podjęta w ramach pkt 1.2.3. pracy.

Bezpieczeństwo energetyczne należy zaliczyć do klasycznych dóbr publicznych, które charakteryzują się niekonkurencyjnością oraz brakiem możliwości wykluczenia z konsumpcji tychże dóbr (Braun, 2018). Bezpieczeństwo energetyczne jest jedną z nieprecyzyjnie zdefiniowanych (ang. *blurred concept*) koncepcji naukowych (Löschel, Moslener i Rübhelke, 2010). Kwestiom trudności w definiowaniu pojęcia bezpieczeństwa, poświęcono wiele prac naukowych (Szczerbowski, 2013). Wadliwa definicja podważyła sens tego pojęcia, a przez dowolne stosowanie przez polityków rozmyło jego znaczenie (Bojarski, 2004). Najczęściej postrzegane jest jako stan braku zagrożenia lub jako ciągłość dostaw energii (ang. *security of supply*). Kategoria ta ma jednak znacznie szerszy zakres, gdyż można ją utożsamiać z tworzeniem warunków do zaopatrzenia wytwórców i odbiorców krajowych w nośniki energii, tj. gazu ziemnego, ropy naftowej i węgla kamiennego, oraz zaopatrzenia odbiorców w energię wtórną (Niedziółka, 2013). W ostatnich dwóch dekadach nauka o bezpieczeństwie energetycznym ewoluowała od klasycznych badań odnoszących się do ekonomii politycznej w zakresie dostaw ropy naftowej. Owa ewolucja wywołała różnorodność rozdrobnionych i sprzecznych definicji bezpieczeństwa energetycznego w literaturze naukowej i politycznej (Cherp i Jewell, 2014). Poczynając od definicji bezpieczeństwa energetycznego rozumianego, jako niskie prawdopodobieństwo uszkodzenia nabytych wartości (Baldwin, 1997) i kończąc na zaproponowanej przez APERC klasyfikacji problemów bezpieczeństwa energetycznego (2007) rozumianej jako klasyfikacja 4A (ang.: *the four A's of energy security*) w obszarach: możliwości (ang. *availability*), dostępności (ang. *accessibility*), przystępności (ang. *affordability*) i akceptowalności (ang. *acceptability*). Bezspornie, bezpieczeństwo energetyczne to termin złożony. Obecne składniki bezpieczeństwa obok aspektów wojskowych i politycznych obejmują także czynniki ekonomiczne, społeczne, publiczne, technologiczne, ekologiczne, energetyczne, czy informacyjne (Jankowska, 2015). Stąd bardziej produktywnie jest określenie kontekstu, w którym ten termin występuje (Aalto i Temel, 2014). Według stanowiska KE (2004) bezpieczeństwo energetyczne polega przede wszystkim na zapewnieniu dostępu do energii wysokiej jakości, w różnorodnych formach oraz po rozsądnych cenach. W Polsce osiłą sporu, w szczególności politycznego, było i jest uwzględnienie w pojęciu „bezpieczeństwo energetyczne” komponentu cenowego, które

– w odniesieniu do klasyfikacji 4A APERCu – należy utożsamiać z komponentami: „przystępność”, ale też „akceptowalność”. Na potrzeby niniejszej rozprawy przyjęto definicję „bezpieczeństwa energetycznego” ujętą w *Polityce Energetycznej Polski do 2025 r.*, wg której „*jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa*” (Paska, 2013). Za zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju odpowiedzialne są organy władzy państwowej. Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym Polski, w tym bezpieczeństwem dostaw energii, surowców energetycznych i paliw sprawuje minister właściwy do spraw energii<sup>4</sup>.

Drugi z wymiarów efektywności odnosi się do perspektywy przedsiębiorstwa będącego jednostką gospodarczą prowadzącą działalność handlową. Ta perspektywa stanowi przedmiot zainteresowania prakseologii – nauki zajmującej się analizą sprawnego działania (Mijał, 2016). Tu efektywność może być definiowana w sposób podobny do tego, jaki przyjął Frederic W. Taylor (1856 – 1915) w odniesieniu do optymalnego wykorzystania środków produkcji (Taylor, 1912). W polskiej literaturze pojęcie efektywności występuje w rozumieniu skuteczności, ale też sprawności (Adamczyk i Nehring, 1995). W sensie uniwersalnym, zdaniem Tadeusza Kotarbińskiego, postacią sprawności jest zarówno skuteczność, korzystność, jak i ekonomiczność, czyli tzw. walory praktyczne (Zieleniewski, 1969). Efektywność może być zatem utożsamiana z interesem właściciela firmy związanym z maksymalizacją (optymalizacją) zysków bądź wartości firmy. Biorąc pod uwagę przywołane rozważania, autor pracy przyjął, że efektywność działalności handlowej gazem ziemnym z perspektywy pojedynczego przedsiębiorstwa występuje wtedy, gdy właściciel bądź zarządzający organizacją uzna, że prowadzona działalność handlowa cechuje się opłacalnością i potencjałem biznesowym. Jeżeli odpowiedź jest twierdząca, to wobec realizacji jego celów zarobkowych przedsiębiorca ten powinien zwiększyć stopień swojej aktywności na rynku. Obszar ten w sposób oczywisty wiąże się z możliwością działania wynikającą z intensywności konkurencji panującą w segmencie, w którym ten przedsiębiorca funkcjonuje. Przedmiotowe zależności o charakterze przyczynowo - skutkowym zostały opisane w pkt 5.2.1 rozprawy.

---

<sup>4</sup> Zgodnie z Rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 9 grudnia 2015 roku w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2087).

## **1.2. Znaczenie gazu ziemnego**

### **1.2.1. Gaz ziemny jako dobro ekonomiczne**

Wyprodukowany z węgla gaz ziemny po raz pierwszy wykorzystano komercyjnie w Wielkiej Brytanii około 1785 roku (Soldo, 2012). Wiązało się to z możliwością jego użycia na potrzeby ogrzewania pomieszczeń. Gaz służył również do oświetlania ulic i domów, bo w 1792 roku Szkot William Murdoch skonstruował do tego celu lampę na gaz pochodzący ze zgazowania koksu (Sedgwick i Schneider, 1911). Odkąd pojawił się popyt na gaz ziemny, mógł on być uznany za dobro ekonomiczne. Już w połowie XX. wieku Pierre F. Verhulst (1950) zbadał popyt na produkowany gaz we francuskim przemyśle gazowym budując, na podstawie danych pochodzących od czterdziestu sześciu firm, model rynkowy opisany równaniem popytu, równaniem podaży i stanem równowagi.

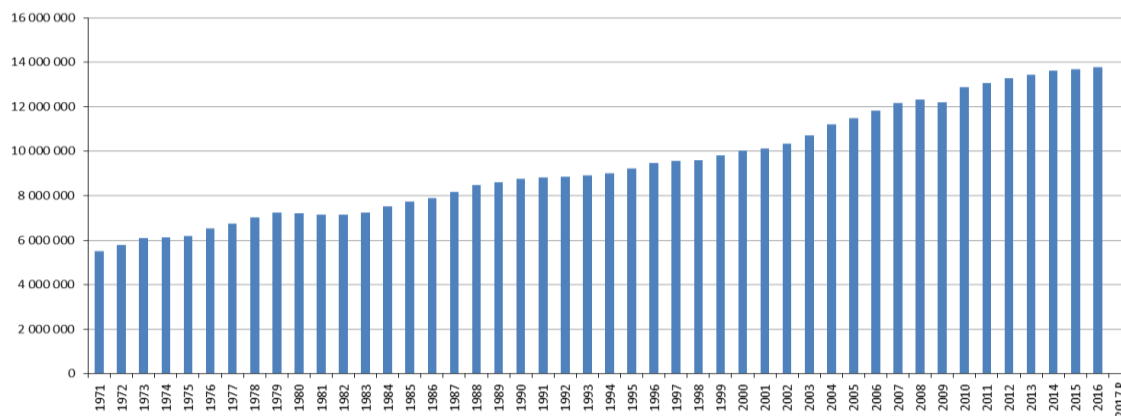
Gaz ziemny ma znaczenie w trzech głównych obszarach działalności człowieka: ekonomicznym, społecznym oraz środowiskowym (Hall, Tharakan, Hallcock, Cleveland i Jefferson, 2003).

Gaz ziemny, jako dobro ekonomiczne, jest dobrem rzadkim występującym wówczas, gdy zapotrzebowanie na nie jest większe niż możliwość jego wyprodukowania (Zalega, 2015). Z punktu widzenia środowiskowego, gaz ziemny jest paliwem kopalnianym o parametrach najmniej szkodzących środowisku naturalnemu. Gaz ziemny uznaje się za dobro społecznie pożądane i przynoszące korzyści całej społeczności, bo między zużyciem energii na mieszkańca a wskaźnikami społecznymi, takimi jak wskaźnik rozwoju społecznego ONZ istnieje silna pozytywna korelacja (Hall, Tharakan, Hallock, Cleveland i Jefferson, 2003). Punktem odniesienia do dalszych rozważań jest znaczenie gazu ziemnego jako dobra konsumpcyjnego, choć z punktu widzenia sposobu zaspokajania ludzkich potrzeb, gaz ziemny może być rozpatrywany również w kategorii dóbr produkcyjnych (kapitałowych). Przypisuje się mu szerokie zastosowanie w procesach wytwarzania finalnych dóbr i usług, np. produkcji tworzyw sztucznych oraz do produkcji nawozów sztucznych w zakładach azotowych (Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, 2018).

Według IEA (2019a), z uwagi na walkę ze skażeniem powietrza i rosnącą popularność LNG, gaz ziemny stanie się do 2030 roku drugim po ropie naftowej nośnikiem energii wypierając węgiel. Prognozy długoterminowe przewidują jednak, że wkrótce, w bilansie energetycznym świata, gaz ziemny zdeklasuje nie tylko węgiel,

ale także ropę naftową (Tomczyk i Kościelecki, 2016). Rola gazu ziemnego w życiu społecznym ma istotne znaczenie w aspekcie stale rosnącego światowego zużycia energii pierwotnej, które w latach 1971–2016 wzrosło ponad dwukrotnie (rysunek 1).

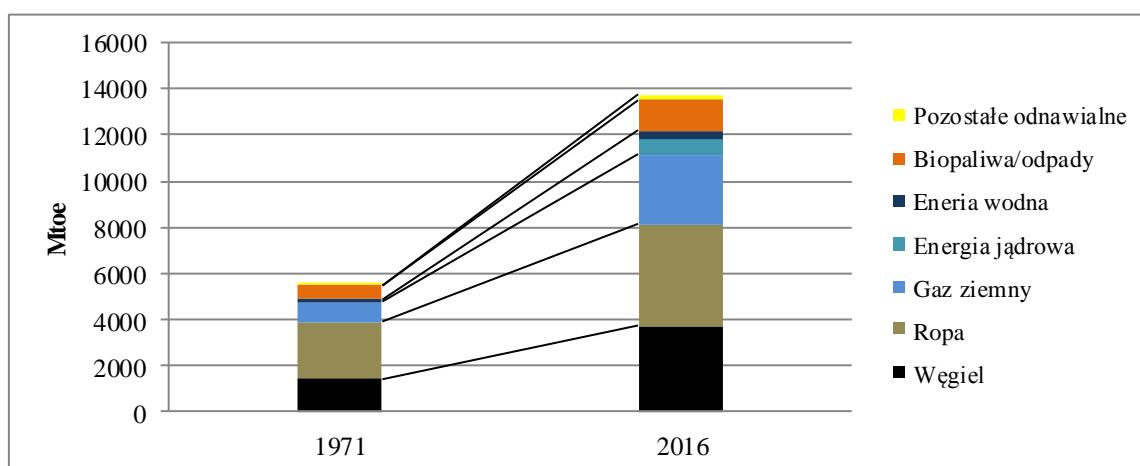
Rysunek 1. Światowe całkowite dostawy energii pierwotnej w latach 1971 – 2016 (Mtoe)



Źródło: IEA (2019a).

W latach 1971-2016 spadł udział ropy a istotnie wzrosło znaczenie gazu ziemnego i energii jądrowej (EIA, 2019). W projekcjach U.S. Energy Information Administration ujętych w „*Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050*” (2019) gaz ziemny w perspektywie roku 2050 charakteryzować się będzie największym wzrostem ze wszystkich paliw kopalnych we wszystkich badanych scenariuszach (rysunek 2).

Rysunek 2. Światowe dostawy energii pierwotnej w 1971 r. i 2016 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA (2019b).

Do dóbr substytucyjnych w stosunku do gazu ziemnego, rozumianych jako dobra o podobnych cechach, funkcjach (zastosowaniu), czy właściwościach, mogące zastąpić się wzajemnie w zaspokajaniu określonej potrzeby (Dach, 2012), można zaliczyć: węgiel, ropę naftową i paliwa jądrowe (Lambert, 2018). Biorąc pod uwagę zaspokojenie potrzeb ludzi w zakresie ogrzewania i wytwarzania energii elektrycznej, najbardziej znaczącym dobrem substytucyjnym w stosunku do gazu ziemnego jest węgiel. Jego rola jednak systematycznie spada na korzyść gazu ziemnego, głównie za sprawą cen pozwoleń do emisji CO<sub>2</sub> (Honoré, 2018). Gaz ziemny postrzegany jest w UE jako paliwo bardziej ekologiczne od ropy naftowej i węgla ze względu na mniejszą emisję CO<sub>2</sub> oraz brak emisji zanieczyszczeń pyłami (de Leeuw, 2008; Ali i Kumar, 2016). Wprowadzenie dla rynku mocy progu emisyjności CO<sub>2</sub> na poziomie 550 kg/MWh<sup>5</sup> powoduje, że beneficjentem tak zdefiniowanego rynku mocy są źródła wykorzystujące gaz ziemny (Gawlikowska-Fyk, 2019). W Polsce, do końca 3 kwartału 2019 roku do rejestru rynku mocy poza już zgłoszonymi 64 istniejącymi jednostkami gazowymi o łącznej mocy elektrycznej ponad 3 GW, inwestorzy zgłosili plany budowy 46 nowych jednostek gazowych o łącznej mocy elektrycznej ponad 5 GW (Grębowiec i Badyda, 2019). Zamiana węgla na gaz do produkcji energii elektrycznej ma znaczący wpływ na redukcję emisji gazów cieplarnianych w najbliższej przyszłości, zarówno w skali globalnej, jak i krajowej (Hayhoe, Kheshgi, Jain i Wuebbles, 2002).

Zasadniczy wpływ na wzrost znaczenia gazu ziemnego ma możliwość zastosowania go do celów wytwarzania energii (Łaciak i inni 2017). W światowym miksie energetycznym gaz ziemny jest wiodącym źródłem w produkcji energii elektrycznej. W krajach OECD stanowił największy, bo aż 27,4%, udział w miksie energetycznym (IEA, 2019) i był większy niż udział węgla (rysunek 3).

Udział gazu ziemnego w miksie energetycznym w krajach UE jest bardzo zróżnicowany. Sięga 47% w Holandii (wedle danych z 2008 r.) i przekracza 40% w Wielkiej Brytanii. Średnia dla wszystkich krajów UE wynosi ok. 25%. Powody,

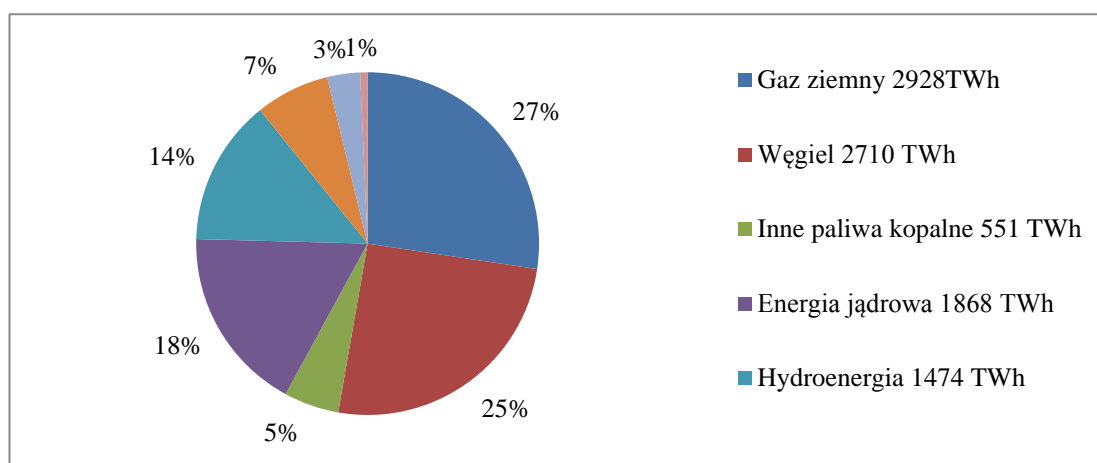
---

<sup>5</sup> Do rynku mocy funkcjonującego w krajach członkowskich UE nie będą mogły być dopuszczone jednostki wytwórcze charakteryzujące się emisyjnością CO<sub>2</sub> powyżej określonych limitów. Państwa członkowskie UE muszą dostosować krajowe mechanizmy mocowe do zapisów unijnych, z zachowaniem obowiązywania kontraktów mocowych zawartych do 31 grudnia 2019 r. w celu ochrony praw nabytych, z zastrzeżeniem, że: jednostki wytwórcze, które rozpoczną komercyjną produkcję w dniu lub po dniu wejścia w życie rozporządzenia o rynku mocy, emitujące powyżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej, nie mogą otrzymywać wynagrodzenia w ramach mechanizmów mocowych, jednostki wytwórcze, które rozpoczęły produkcję przed dniem wejścia w życie rozporządzenia, emitujące powyżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ponad 350 t CO<sub>2</sub> średnio w ciągu roku na zainstalowany MW mocy elektrycznej, nie mogą otrzymywać wynagrodzenia w ramach mechanizmów mocowych począwszy od 1 lipca 2025 r.

dla których gaz zyskuje popularność w produkcji energii elektrycznej, są następujące: elektrownie gazowe mogą powstać względnie szybko, sam proces inwestycyjny nie jest ani skomplikowany, ani kosztowny, emisyjność jest znacząco niższa niż w elektrowniach węglowych, ponadto ryzyko protestów społecznych jest mniejsze niż w przypadku elektrowni atomowych (Młynarski i Tarnawski, 2015). Najistotniejszym jednak czynnikiem jest relatywnie niski koszt produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego, czego dowodzą obserwowane poziomy CSS (ang. *clean spark spread*)<sup>6</sup> (Soroko, 2016).

Polska na tle krajów UE charakteryzuje się niskim, 11% udziałem gazu w miksie energetycznym. Znaczący potencjał w wykorzystaniu tego paliwa wiąże się właśnie z możliwością jego wykorzystania na potrzeby energetyki gazowej (Boratyński, 2014). W 2018 r. wytworzono 9 590 GWh energii elektrycznej z paliw gazowych, co stanowi ok. 5,8% produkcji ogółem (tabela 1).

Rysunek 3. Gaz ziemny w miksie energetycznym OECD w 2018 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA (2019b).

Zgodnie z danymi Ministerstwa Energii (2019), w perspektywie roku 2040 wzrośnie tempo zapotrzebowania na gaz w elektrowniach i elektrociepłowniach (rysunek 4).

W obszarze wytwarzania energii elektrycznej, gaz ziemny jest pożądanym dobrem komplementarnym w stosunku do odnawialnych źródeł energii cechujących się

<sup>6</sup> Badanie poziomu CSS (ang. *clean spark spread*) jest uproszczonym modelem kalkulacji marży osiągananej na wytwarzaniu energii elektrycznej. Miara ta jest brana pod uwagę przy planowaniu inwestycji w nowe źródła wytwórcze. CSS określa się jako średnią różnicę między kosztem zakupu gazu (i emisji) i ekwiwalentną ceną za energię elektryczną (the Market Observatory for Energy of the European Commission, 2020).

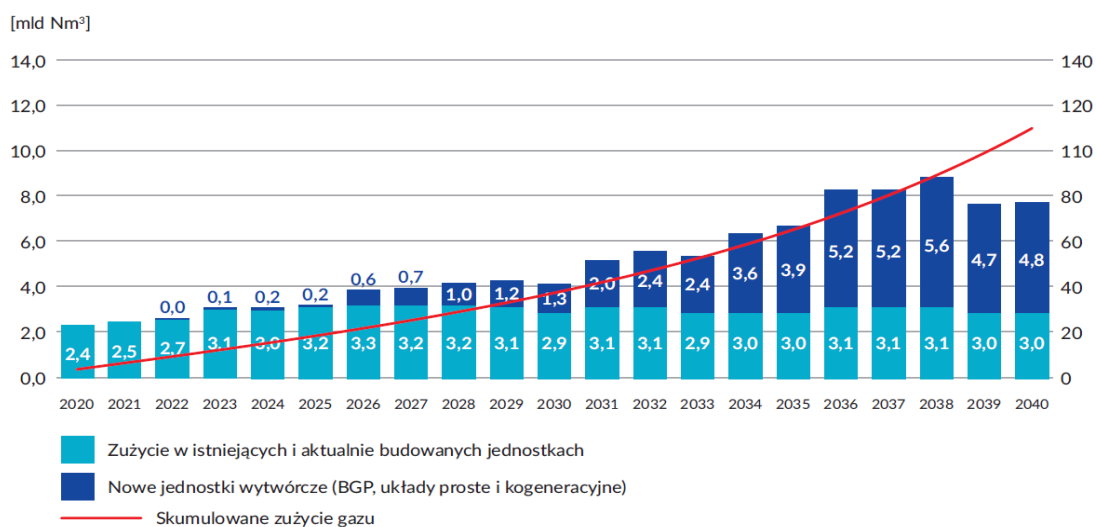
z jednej strony niskim kosztem zmiennym produkcji energii elektrycznej a z drugiej dużą bezwładnością pracy i brakiem regulacyjności poziomu produkcji (Piskowska-Wasiak, 2018; Niewiński i Rajewski, 2018). Możliwość tę daje równoległe uzupełnianie (wyrównywanie) zapotrzebowania kontrolowaną wielkością produkcji energii z gazu ziemnego. Traktowanie gazu i energii ze źródeł odnawialnych jako nośników, które mogą się uzupełniać w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz redukcji emisji dwutlenku węgla może być związane z zastosowaniem różnych rozwiązań technicznych. Bardzo popularne są projekty wykorzystujące systemy hybrydowe: solarne i gazowe, turbiny gazowe zasilane gazem ziemnym i biogazem, układy zasilane gazem do magazynowania energii pozaszczytowej, rezerwowe szczytowe elektrownie gazowe współpracujące z siłowniami wiatrowymi.

Tabela 1. Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych w Polsce w latach 2011 – 2018

Rok	Produkcja energii elektrycznej – ogółem [GWh]	Produkcja energii elektrycznej – z paliw gazowych [GWh]	Udział produkcji energii z gazu ziemnego w produkcji energii ogółem [%]
2009	151 697	4 664	3,1
2010	157 414	4 166	2,6
2011	163 153	4 355	2,7
2012	159 853	4 485	2,8
2013	162 501	3 149	1,9
2014	156 567	3 274	2,1
2015	161 772	4 193	2,6
2016	162 626	5 776	3,6
2017	165 852	7 172	4,3
2018	165 214	9 590	5,8

Źródło: Sprawozdania Prezesa URE z lat 2009-2013.

Rysunek 4. Prognoza zużycia paliw gazowych w elektrowniach i elektrociepłowniach w ujęciu rocznym oraz skumulowanym w latach 2020 – 2040



Źródło: Minister Energii (2019).



Istotną cechą gazu ziemnego jest możliwość jego długoterminowego magazynowania. To kluczowa cecha z punktu widzenia eliminowania nierównomierności w jego zużyciu (Kaliski, Janusz i Szurlej, 2010). Jest to istotna przewaga gazu ziemnego w stosunku do energii elektrycznej, która może być również jego substytutem w obszarze ogrzewania pomieszczeń. Magazynowanie gazu odbywa się w instalacjach magazynowych (PMG) zlokalizowanych pod powierzchnią ziemi. Do tego celu wykorzystuje się kawernowe zbiorniki solankowe bądź szcerpane<sup>7</sup> złoża gazu ziemnego (Brańka, 2009).

### 1.2.2. Obrót gazem ziemnym w ujęciu globalnym

Do początku lat 90. XX wieku gaz ziemny nie był paliwem o zasięgu globalnym, ze względu na ograniczenia wynikające z możliwości jego transportu wyłącznie siecią gazociągów<sup>8</sup>. Rozwój technologii w zakresie wydobycia, skraplania oraz transportu gazu ziemnego pozwolił na rozkwit handlu tym towarem i możliwość uznania go za dobro globalne (Salygin i inni, 2019). Dzięki odpowiedniemu dostosowaniu procesu szczelinowania hydraulicznego (ang. *hydraulic fracturing*) i opracowaniu technologii wierceń kierunkowych, w tym poziomych (Mindur, 2016), eksploatacja gazu ze skał łupkowych stała się możliwa i opłacalna (Zilberman, Goetz i Garrido, 2015). Coraz większe znaczenie zyskała możliwość jego transportu w postaci skroplonej (LNG)<sup>9</sup>, chociaż najważniejszym sposobem transportowania gazu pozostają wciąż gazociągi (Gawlikowska-Fyk, 2007).

Od spowolnienia gospodarczego w 2009 roku światowe zużycie gazu ziemnego stale rosło. Od 2010 roku globalny popyt na gaz ziemny rósł średnio 1,8% rocznie (IGU, 2018). W 2017 roku wzrósł o 3% (tj. 96 mld m<sup>3</sup>) w stosunku do roku poprzedniego i był to najszybszy wzrost od roku 2010 (BP, 2018). Wzrost popytu był determinowany potrzebami Bliskiego Wschodu (28 mld m<sup>3</sup>) i Europy (26 mld m<sup>3</sup>), ale przede wszystkim Azji, gdzie od przełomu wieków udział w światowym popycie na gaz ziemny wzrósł z 12 do 21% a całkowite zużycie wzrosło ponad dwukrotnie (Vivoda, 2019). Ważnym czynnikiem wspierającym wzrosty na globalnych rynkach gazu był rozwój rynku LNG, którego znaczenie systematycznie rosło (Janusz i Kaliski,

---

<sup>7</sup> Pierwszy w Europie magazyn w szcerpanym złożu gazu ziemnego, PMG Roztoki, powstał w Polsce w 1954r.

<sup>8</sup> Złóża i miejsca produkcji gazu ziemnego, są umiejscowione relatywnie daleko od miejsca odbioru.

<sup>9</sup> W 2017 roku udział dostaw LNG w globalnym obrocie gazem ziemnym wyniósł 10,7% (IGU, 2019).

2018). Krajami o największej produkcji gazu ziemnego w 2017 roku (tabela 2) były: Rosja (17,2% światowej produkcji), USA (20%) i Iran (6%). W 2017 roku krajami o największym zużyciu gazu ziemnego były (tabela 3): USA (20,2% światowej konsumpcji), Rosja (11,6) oraz Chiny (6,5%).

Tabela 2. Światowa produkcja gazu ziemnego w latach 2007 – 2017 (mld m<sup>3</sup>)

Miejsce produkcji	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ameryka Północna, w tym:	743	760	765	776	821	850	860	915	949	945	952
USA	522	546	558	575	617	649	656	705	740	729	735
Ameryka Południowa i Środkowa	161	162	156	164	168	174	177	179	181	179	179
Europa, w tym:	288	299	284	290	263	266	259	247	242	239	242
Norwegia	90	99	104	106	101	114	108	108	116	116	123
Holandia	63	70	66	74	67	67	72	61	45	42	37
Niemcy	15	14	13	11	11	10	9	8	8	7	6
Polska	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Wielka Brytania	76	73	61	58	46	39	37	37	41	42	42
Wspólnota Niepodległych Państw, w tym:	777	796	688	756	789	777	793	776	772	770	816
Rosja	602	612	536	598	617	602	615	591	584	589	636
Bliski i Środkowy Wschód	368	398	420	482	526	552	569	590	608	631	660
Iran	123	129	142	150	158	164	164	183	191	203	224
Katar	65	80	92	124	150	163	168	169	175	177	176
Afryka	197	206	193	206	203	208	198	201	204	207	225
Azja/Australia	407	426	448	497	500	509	520	539	564	580	608
Australia	43	42	47	54	56	60	62	67	76	96	114
Chiny	70	81	86	97	106	112	122	131	136	138	149
Świat	2 941	3 046	2 953	3 169	3 269	3 337	3 376	3 447	3 519	3 550	3 680

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2018 (2018).

W 2017 roku zużycie gazu w Europie wyniosło 532 mld m<sup>3</sup>, natomiast jego produkcja: 242 mld m<sup>3</sup>. W latach 2010–2017 produkcja gazu ziemnego w krajach UE spadła o ponad 64 mld m<sup>3</sup>. Pomimo spodziewanego spadku zużycia energii w krajach UE gaz ziemny pozostawał głównym nośnikiem energii kopalnej (Janusz i Kaliski, 2018) a jego udział w finalnie zużytej energii – rósł. W 2018 roku odnotowano wzrost importu gazu do UE do 379 mld m<sup>3</sup>. Wielka Brytania stała się wiodącym producentem gazu w UE, wyprzedzając Holandię, gdzie przyspieszony spadek produkcji na złożu Groningen (van den Beukel i van Geuns, 2019) zmienił kraj z eksportera w importera gazu netto. W 2018 roku, gaz importowany do Europy pochodził głównie z Rosji i Norwegii (rysunek 5).

Na przestrzeni ostatnich 20 lat poziom pokrycia polskiego popytu na gaz ziemny wydobywaniem własnym nie przekroczył 1/3. W 2018 roku krajowe wydobywanie gazu

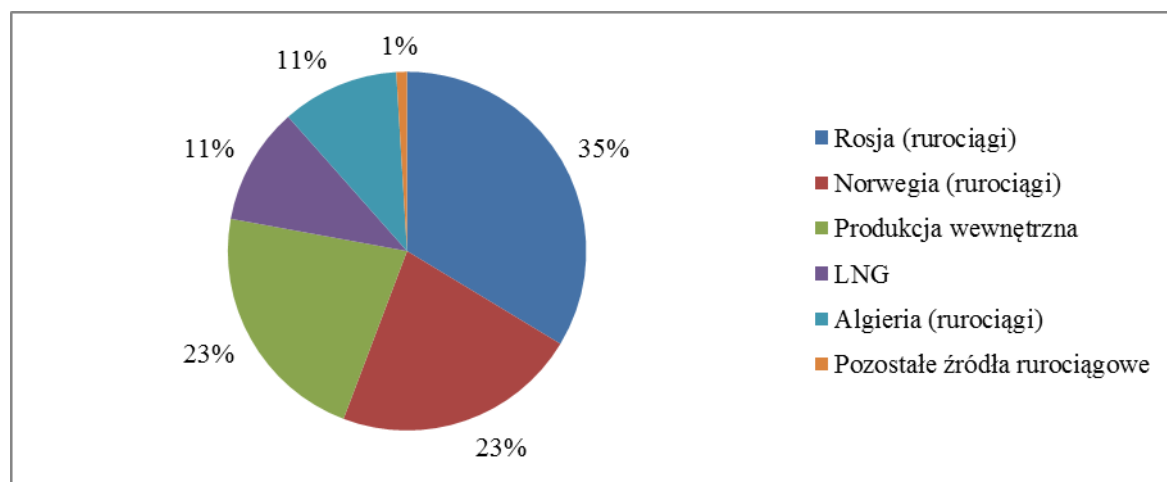
ziemnego wyniosło 44,24 TWh, co stanowiło ok. 21% dostaw gazu ziemnego na rynek krajowy (Minister Energii, 2019). Krajowa produkcja gazu ziemnego w Polsce systematycznie spadała, a nieustannie wzrastające zapotrzebowanie na ten surowiec było bilansowane importem oraz rosnącym nabyciem wewnątrzspółnotowym (Kamiński, Kaszyński, Malec i Szurlej, 2015).

Tabela 3. Światowa konsumpcja gazu ziemnego w latach 2007 – 2017 (mld m<sup>3</sup>)

Miejsce zużycia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ameryka Północna, w tym:	772	778	769	803	825	855	884	906	925	952	943
USA	624	629	618	648	658	688	707	722	744	750	740
Ameryka Południowa i Środkowa	143	144	137	150	153	162	169	172	179	175	173
Europa, w tym:	551	563	528	568	523	512	506	459	476	506	532
Norwegia	4	4	4	4	4	4	4	4	5	4	5
Holandia	39	40	41	46	40	38	38	33	33	35	36
Niemcy	89	90	84	88	81	81	85	74	77	85	90
Polska	14	16	15	16	17	17	17	17	17	18	19
Wielka Brytania	95	98	91	99	82	77	76	70	72	81	79
Wspólnota Niepodległych Państw, w tym:	610	605	552	589	606	601	583	583	568	573	575
Rosja	429	423	400	423	436	430	423	424	410	420	425
Bliski i Środkowy Wschód	316	341	351	386	404	418	429	455	487	509	537
Iran	124	131	141	151	160	159	160	181	192	201	214
Katar	24	19	20	25	27	34	35	39	44	43	47
Afryka	95	99	97	103	108	116	117	122	130	133	142
Azja/Australia	472	502	514	578	622	664	684	702	710	727	770
Australia	29	29	29	34	35	35	37	40	42	42	42
Chiny	71	82	90	109	135	151	172	188	195	209	240
Świat	2 958	3 032	2 948	3 176	3 241	3 327	3 372	3 399	3 474	3 574	3 670

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy 2018 (2018).

Rysunek 5. Źródła gazu ziemnego w Europie w 2018 roku



Źródło: CEDIGAS (2019).

### 1.2.3. Podstawowe determinanty rozwoju handlu gazem ziemnym

Do podstawowych determinantów mających wpływ na wzrost światowego znaczenia gazu ziemnego należą:

1. Zasoby, nowe technologie oraz oczekiwania co do wyższego standardu życia. Od strony popytowej, wzrastająca liczba mieszkańców Ziemi, jak też ogólny trend do bogacenia się i podnoszenia poziomu życia, wymuszają coraz większe zapotrzebowanie na surowce i energię (Meratizaman, Monadizadeh, Pourali i Amidpour, 2015; Olkusi, 2018). Po stronie podażowej wzrost znaczenia gazu ziemnego ma związek z aktualizacją potencjału wydobywczego tego surowca (tabela 4), który wzrósł o ponad 50% w ciągu ostatnich 20 lat (BP, 2018). Nowe technologie, takie jak możliwość wykonywania odwiertów horyzontalnych i szczelinowania hydraulicznego (Exxon Mobil Corporation, 2018), lub też możliwości wydobywania hydratów gazu ziemnego (ang. *natural gas hydrates*) (Chong, Yang, Babu, Linga i Li, 2016), spowodowały, że dotychczas „niewydobywalne” zasoby gazu ziemnego można zaliczyć nie tylko do kategorii „wydobywalne” ale nawet „ekonomicznie opłacalne” (Walsh i inni, 2009). Produkcja gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych stała się możliwa technicznie i ekonomicznie (Richter, 2013), odkąd w 1976 roku Departament Energii USA zainicjował warty 200 mln USD projekt Eastern Gas Shales. Projekt ten prowadzony przez Mitchell Energy i Development Corporation doprowadził do rozpoczęcia w 1981 roku pierwszej produkcji gazu ze złoża Barnett Shale w Fort Worth Basin (Sovacool, 2014). Sukces tego projektu spowodował prawdziwy rozkwit amerykańskich projektów wydobywczych (Kaliski, Nagy, Siemek, Sikora i Szurlej, 2012), dzięki którym dokonała się zmiana statusu USA, z kraju importera netto na kraj będący eksporterem gazu ziemnego (Dziambor, 2019). W różnej fazie są też projekty rozpoznawcze niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego we Francji, Niemczech, Polsce, Szwecji, Wielkiej Brytanii, na Ukrainie, a także w basenie Pacyfiku (Øverland, 2010). Na świecie rozpoznane zostały znaczne zasoby gazu niekonwencjonalnego, jednak perspektywy jego eksploatacji pozostają wciąż niepewne (Tarnawski, 2018).

W przypadku występowania dużych odległości pomiędzy złożem a miejscem zużycia gazu, optymalnym ekonomicznie sposobem przesyłu gazu ziemnego jest jego morski transport w postaci LNG, który odbywa się z wykorzystaniem

gazowców pełnochłodzących, wyposażonych w kriogeniczne zbiorniki sferyczne lub membranowe (Wiśnicki i Onyśko, 2012). Na znaczeniu zyskują również projekty FLNG (ang. *floating LNG*) umożliwiające skraplanie gazu ziemnego bezpośrednio na zbiornikowcu LNG bez konieczności budowy odpowiedniej infrastruktury na lądzie (Songhurst, 2016), czy też technologie odmetanowania pokładów węgla zwiększające wachlarz możliwości wykorzystania tego gazu (Nawrat, 2013).

Tabela 4. Potwierdzone światowe zasoby gazu ziemnego w latach: 1997, 2007 i 2017 (mld m<sup>3</sup>)

Potwierdzone zasoby gazu ziemnego	1997	2007	2017
Ameryka Północna, w tym:	8,0	8,4	10,8
USA	4,5	6,4	8,7
Ameryka Południowa i Środkowa	6,6	7,8	8,2
Europa, w tym:	4,9	5,0	3,0
Norwegia	1,2	2,3	1,7
Holandia	1,7	1,2	0,7
Niemcy	0,2	0,1	
Polska	0,1	0,1	0,1
Wielka Brytania	0,8	0,3	0,2
Wspólnota Niepodległych Państw, w tym:	40,3	41,2	59,0
Rosja	33,6	33,9	35,0
Bliski i Środkowy Wschód	48,6	73,6	79,1
Iran	22,7	27,7	33,2
Katar	8,8	26,4	24,9
Afryka	10,2	14,0	13,8
Azja/Australia	9,4	13,6	19,3
Świat	128,0	163,6	193,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie BP Statistical Review of World Energy (2018).

2. Polityka klimatyczna. Wzrost liczby anomalii pogodowych spowodowanych globalnym ociepleniem skłonił UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change do przyjęcia Protokołu z Kioto, pierwszego porozumienia międzynarodowego w sprawie ograniczenia nadmiernych emisji gazów cieplarnianych (Wang, Ko i Chen, 2019). Główne cele światowej polityki ekologicznej w zakresie ochrony środowiska zostały w nim ograniczone do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w odniesieniu do poziomów z 1990 roku. Kraje rozwinięte zobowiązały się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w pierwszym (tj. do 2013 roku) i drugim, ośmioletnim okresie rozliczeniowym (od roku 2013) o odpowiednio: 5,2% i 18% poniżej poziomu z roku 1990 (Kim, 2016). Wiele krajów, jak Kanada, USA, Rosja, Japonia, odmówiły przyjęcia nowych celów odnośnie do dalszego ograniczenia emisji właściwych dla nowego okresu, dlatego inicjatywy polityczne o zasięgu globalnym, w tym wynikające z zapisów protokołu

z Kioto mogłyby być uznane za nieskuteczne (Rosen, 2015). Na poziomie europejskim, w marcu 2007 r. został zatwierdzony przez Radę Europejską pakiet klimatyczno-energetyczny do 2020 roku, zwany również „3x20”, określający trzy kluczowe cele na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju: zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w UE do roku 2020 w porównaniu z poziomami z 1990 roku, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% końcowego zużycia energii brutto w UE w roku 2020 oraz zwiększenie efektywności energetycznej o 20% w porównaniu z prognozami na rok 2020 (Famielec, Kijanka i Żaba-Nieroda, 2019). Unijne ramy klimatyczno-energetyczne zdefiniowały cele na rok 2030 (w stosunku do poziomów z 1990 roku), tj. uzyskanie: co najmniej 40% redukcji emisji gazów cieplarnianych, co najmniej 32% udziału energii odnawialnej oraz poprawę efektywności energetycznej o co najmniej 32,5%<sup>10</sup>. Realizacja tych celów oznacza potrzebę inwestowania w wysokoefektywne i niskoemisyjne jednostki wytwórcze, a spośród wszystkich paliw kopalnych gaz ziemny jest postrzegany jako paliwo o najniższej zawartości węgla w jednostce energii. Z trzech paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny), gaz ziemny charakteryzuje się najniższym poziomem emisji dwutlenku węgla (IGU, 2018).

3. Rozszerzenie możliwości zastosowania i wykorzystania gazu ziemnego. Jedną z nowych możliwości wykorzystania gazu ziemnego jest jego zastosowanie do napędu pojazdów silnikowych (Chłopińska i Nowakowska, 2017). W postaci LNG i CNG może być on wykorzystany w transporcie lądowym przez samochody ciężarowe, czy pociągi. Obecnie na świecie w użytku jest ponad 23 mln pojazdów zasilanych CNG i LNG, które są obsługiwane przez ponad 28,5 tys. stacji. Stanowi to 1,3% całej floty pojazdów używanych na świecie (Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych, 2017). W USA, Francji, Niemczech, Japonii, Brazylii, Argentynie, Pakistanie i Rosji rośnie zainteresowanie pojazdami CNG (Bogusz, 2010). Obowiązujące w krajach UE normy emisji spalin Euro 6 są na tyle restrykcyjne, że producenci klasycznych silników spalinowych mają poważne problemy z utrzymaniem emisji spalin w wyznaczonych limitach (Dorosz, 2018). Silniki napędzane metanem spełniają najsurowsze normy emisji spalin: Euro 6

---

<sup>10</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii. Bruksela, dnia 22.1.2014 r., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN> (dostęp: 23.12.2019).

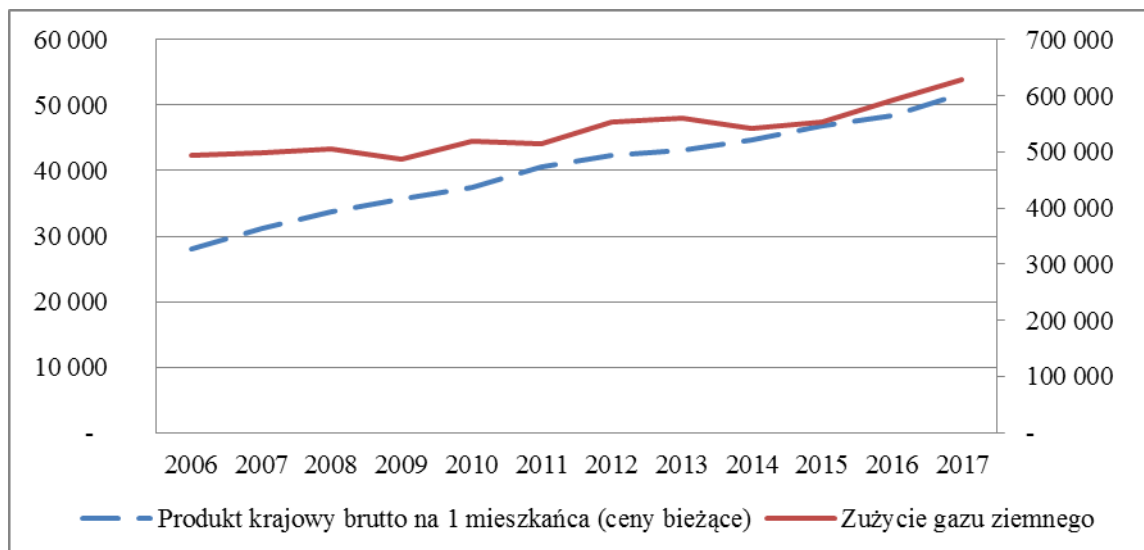
i EEV (Bogusz, 2017). Szybki wzrost liczby samochodów napędzanych CNG na Bliskim Wschodzie i w Azji Południowo-Wschodniej jest spowodowany głównie aspektami ekonomicznymi, w szczególności ceną, która odpowiada 10-30% ceny oleju napędowego lub benzyn (Prugar i Węgrzyn, 2017).

Gaz ziemny może być wykorzystany na szeroką skalę także w żegludze (Sharples, 2019), ponieważ jest istotnym czynnikiem przyczyniającym się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza w porównaniu do dotychczasowego paliwa, jakim jest olej ciężki HFO (ang. *heavy fuel oil*). W praktyce zastosowanie gazu ziemnego jest jedyną opcją zmniejszenia emisji siarki w transporcie morskim (Le Fevre, 2019). Wysokoprężne silniki hybrydowe dwuspaliwowe zmniejszają emisję gazów cieplarnianych o 10% w porównaniu z odpowiednikami napędzanymi HFO (Sharafian, Blomerus i Mérida, 2019). Silniki skonstruowane w oparciu o gaz ziemny zyskują coraz większe zainteresowanie jako środek napędowy dla statków pływających w rejonie Morza Bałtyckiego i Morza Północnego, a to z kolei za sprawą wymagań Międzynarodowej Organizacji Morskiej (ang. *International Maritime Organization*) w odniesieniu do stopniowej redukcji emisji SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> i cząstek stałych oraz wprowadzenia obszarów kontroli emisji (ECA) w celu zmniejszenia emisji tych zanieczyszczeń powietrza w wyznaczonych obszarach morskich. Zgodnie ze zmienionym załącznikiem VI do konwencji MARPOL, globalny limit siarki zostanie zmniejszony z obecnych 3,5% do 0,5%, ze skutkiem od 1 stycznia 2020 roku. Mające zastosowanie do obszaru Morza Bałtyckiego i Morza Północnego limity emisji dla SO<sub>x</sub> i pyłu zawieszonego zostały dodatkowo obniżone od 1 stycznia 2015 r. do 0,10%. Wiele państw wprowadza specjalne obniżki opłat portowych dla statków korzystających z paliw „prośrodowiskowych”. W opinii Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych (2017), do kluczowych czynników, które zadecydują o dynamice rozwoju tego rynku, zaliczyć należy: konkurencyjną cenę gazu w porównaniu do innych paliw używanych w transporcie, zwłaszcza produktów ropopochodnych, dostępność infrastruktury do tankowania CNG i LNG, rozwój i dojrzałość rozwiązań technologicznych, systemy wsparcia finansowego dla potencjalnych inwestorów, światową sytuację gospodarczą, normy związane z ochroną środowiska i potrzebami aktywizacji rozwoju gospodarczego regionalnego i poszczególnych krajów, czy też konieczność uniezależnienia się od obecnie wykorzystywanych źródeł energii, np. ropy naftowej.

4. Rozwój gospodarczy. Dotychczasowe badania potwierdzają pozytywną zależność pomiędzy wzrostem gospodarczym a zużyciem energii (Warr i Ayres, 2010; Sorell, 2010; Stern i Kander, 2012). Relacja ta została potwierdzona również z uwzględnieniem zróżnicowanego poziomu rozwoju poszczególnych gospodarek krajowych (Wang, Li i Fang, 2018; Soytaş i Sari, 2009). Wedle badań J. Coopera, L. Stamforda, A. Azapagic (2018) produkcja gazu łupkowego może pobudzić wzrost PKB gospodarki brytyjskiej o 0,017-0,033% i 0,2% w przypadku USA. Pozytywny związek obu zmiennych ma znaczący wpływ na kształtowanie śmiałych polityk gospodarczych i energetycznych (Obadi, 2014). Relację pomiędzy zużyciem gazu na 1 mieszkańca a PKB w Polsce przedstawia rysunek 6. Po prawej stronie osi wskazano roczne zużycie gazu ziemnego w TJ, natomiast po lewej: produkt krajowy brutto na jednego mieszkańca.

Zależność ta wiąże się z potrzebą utrzymywania niskich cen tego surowca oraz przeciwdziałaniu ich nierozsądnym wzrostom. Element ten jest jednym z głównych założeń projektu badawczego przedstawionego w niniejszej rozprawie.

Rysunek 6. Zużycie gazu ziemnego a PKB na 1 mieszkańca w Polsce w okresie 2006 – 2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie GUS (Główny Urząd Statystyczny, 2019).



### **1.3. Istota obrotu gazem ziemnym**

Na rynku gazu ziemnego, podobnie jak na innych rynkach towarowych, wyróżnia się dwa elementy: obrót towarowy oraz przesyłanie i dystrybucję (Kocot i Korab, 2019). Przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym w oczywisty sposób funkcjonują na rynku obrotu ale są też uczestnikiem rynku przesyłania i dystrybucji jako zleceniodawcy tych usług.

#### **1.3.1. Mechanizm funkcjonowania rynku obrotu gazem ziemnym**

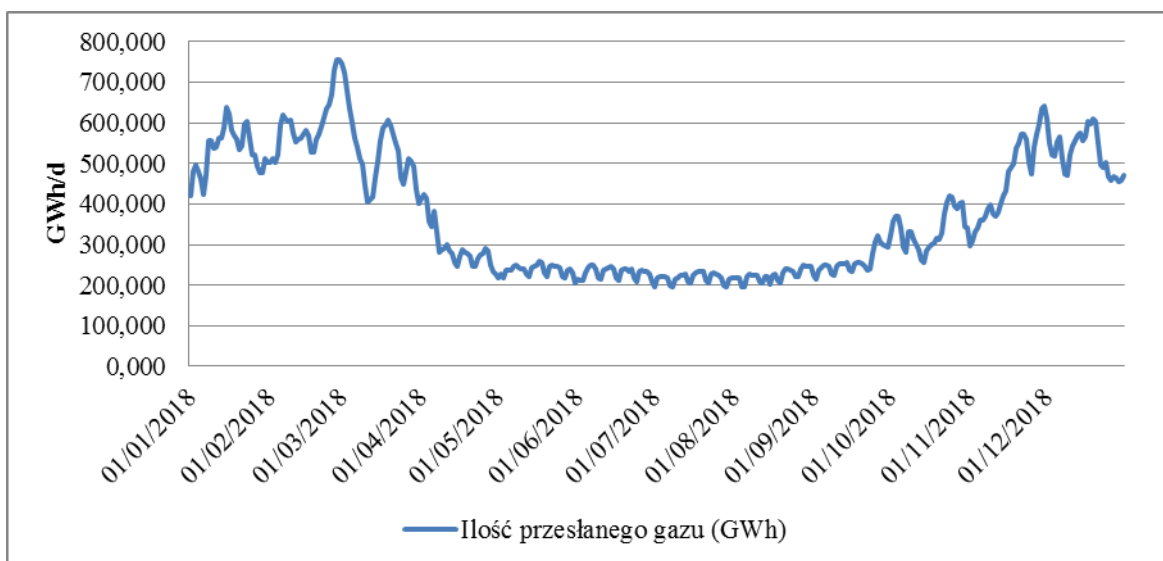
Do czynników leżących po stronie popytu, które istotnie wpływają na ceny wielu surowców zalicza się (Podobiński, 1993) m.in.: niską cenową elastyczność popytu, zmiany poziomu zapotrzebowania, wielkość i zmiany zapasów, ograniczoną dostępność substytutów, tempo wzrostu produkcji przemysłowej, liczne kryzysy, cykliczne wahania zapotrzebowania, wzrost świadomości ekologicznej konsumentów, znaczny wzrost zainteresowania rynkami surowcowymi ze strony inwestorów finansowych i dynamiczny rozwój transakcji spekulacyjnych generujących dodatkowy popyt. Do najważniejszych czynników po stronie podaży, które wpływają na ceny surowców, najczęściej zalicza się (Chevallier i Ielpo, 2013): dostęp do zasobów i zdolności produkcyjne, niską cenową elastyczność podaży, rosnące jednostkowe koszty produkcji wynikające ze szczywania zasobów, dużą kapitałochłonność i długotrwałość cyklu inwestycyjnego, istotne koszty stałe w zakresie transportu i magazynowania, dostępne technologie oraz postęp techniczny, stopień regulacji, mnogość przepisów oraz standardów w zakresie ochrony środowiska naturalnego i utrzymującą się niedoskonałą konkurencję.

Kluczową cechą popytu na gaz ziemny jest sezonowość zapotrzebowania (Borowski, 2016). Ilości pobierane z sieci dystrybucyjnej nie są równe w ciągu roku (rysunek 7). Poziom zużycia gazu ziemnego jest niski w okresie letnim i wysoki w okresie zimowym (Bartnicki i Nowak, 2018).

Zdolność produkcyjna gazu ziemnego wynika z warunków geologiczno-łożowych, liczby odwiertów eksploatacyjnych i parametrów eksploatacyjnych. Typowy profil produkcji pola gazowego jest podobny do produkcji ropy naftowej i charakteryzuje się szybkim wzrostem w początkowym okresie eksploatacji, po którym

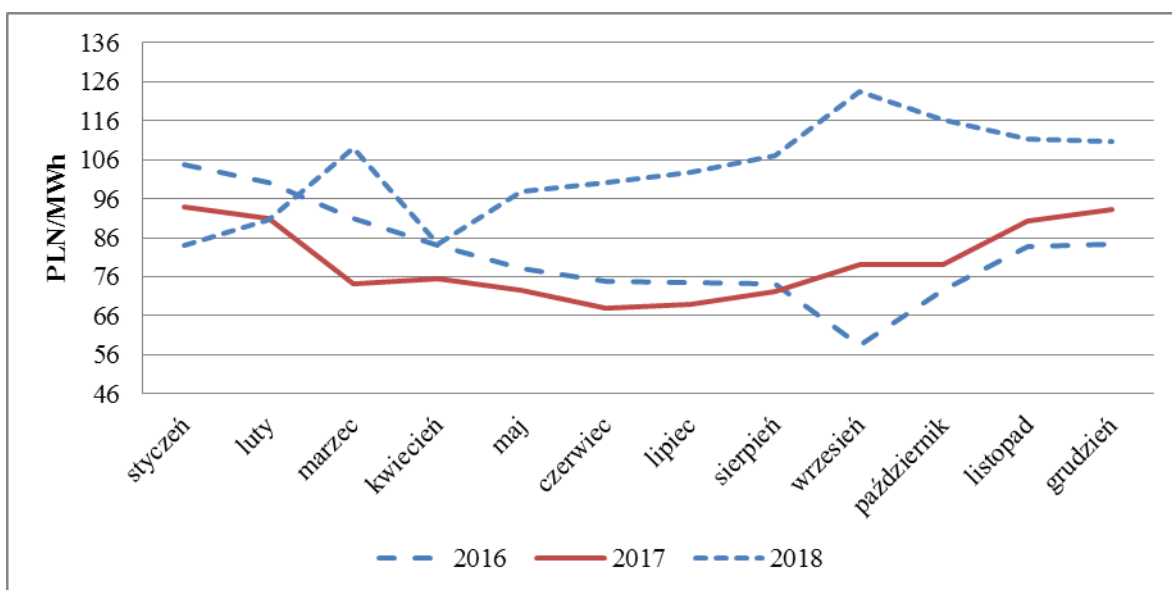
następuje powolny spadek wydobywanych ilości (Bentley, 2002). Niedopasowanie ilości produkcji i zapotrzebowania ma wpływ na poziom cen gazu ziemnego. Są one generalnie niższe w okresie letnim w stosunku do okresu zimowego (rysunek 8). Zjawisko to jest obserwowane pomimo możliwości wykorzystywania PMG do bilansowania podaży i popytu (Wołowicz, Krawczyk, Gruszecka i Mikołajczak, 2017).

Rysunek 7. Dobowa ilość przesłanego gazu do punktu wyjścia E do systemu dystrybucyjnego w roku 2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Gaz-System SA (2019).

Rysunek 8. Cena referencyjna gazu na potrzeby rozliczenia bilansowania handlowego systemu dystrybucyjnego (CRGBiL) dla gazu wysokometanowego grupy E



Źródło: opracowanie własne na podstawie PSG SA (2019).

Gięldowy fizyczny obrót gazem, co do zasady, nie różni się od handlu np. papierami wartościowymi, gdzie jedni sprzedają, inni kupują, a cena jest pochodną ich ofert. Z jednym, ale ważnym zastrzeżeniem: stopniem skomplikowania rozliczenia transakcji. Transakcje na konkurencyjnym rynku towarowym muszą być powiązane z rzeczywistą możliwością tej dostawy, dlatego największe ośrodki handlu są powiązane z węzłami gazowej infrastruktury tłoczącej gaz z różnych kierunków geograficznych, tzw. hubami gazowymi<sup>11</sup>. Huby mogą mieć charakter fizyczny (gdzie rzeczywiście przepływa gaz) lub wirtualny zakładający umowne miejsce ze zdefiniowanymi wejściami i wyjściami w sieci pokrywającej pewien obszar (Niewiński, Badyda i Kopalka, 2017). Huby umożliwiają faktyczną dostawę kupionego, bądź sprzedanego towaru. Uwarunkowania infrastrukturalne i operacyjne w tym modelu są określane przez OSP w IRiESP, którego obowiązkiem jest zapewnienie prawidłowego funkcjonowania rozliczeń i bezpiecznej eksploatacji systemu gazowego. Każdy podmiot handlujący gazem ziemnym na giełdzie musi mieć zawartą odpowiednią umowę przesyłową z OSP. Uczestnictwo w handlu na giełdzie wymaga spełnienia szeregu warunków, m.in. zatrudnienia odpowiednio wykwalifikowanych maklerów, czy posiadania odpowiednich środków finansowych na pokrycie kosztów transakcyjnych i depozytów. Każda transakcja zawarta na giełdzie zabezpieczana jest przez GIR, co powoduje konieczność utrzymywania odpowiednich depozytów gwarantujących pewność i bezpieczeństwo systemu (Dżaman, 2019). Powstanie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w północno-zachodniej Europie było determinowane odkryciem gigantycznego złoża gazu ziemnego w Groningen w 1959 roku (Beckman i van den Beukel, 2019). Hub gazowy TTF (ang. *Transfer Title Facility*), powstały na holenderskim systemie gazu ziemnego jest największym węzłem handlowym w Europie (Heather, 2019a). Do najważniejszych europejskich hubów gazowych<sup>12</sup> należą także (Petrovich, Rogers, Hecking i Weiser, 2016): austriacki CEGH (ang. *Central European Gas Hub*), brytyjski NBP (ang. *National Balancing Point*), niemieckie: NCG (ang. *Net Connect Germany*) i Gaspool, francuskie: PEGN (fra. *Point d’Echange de Gaz Nord* – ang. *Peg North*), Trading Region South (TRS), włoski PSV

---

<sup>11</sup> Hubem gazowym jest wirtualna lub fizyczna lokalizacja w sieci, w której odbywa się wymiana towaru jakim jest gaz ziemny. W rzeczywistości hub gazowy jest rynkiem gazu, gdzie towar jest sprzedawany między uczestnikami rynku na wystandaryzowanych zasadach (Petrovich, Rogers, Hecking i Weiser, 2016).

<sup>12</sup> O znaczeniu, poziomie rozwoju i dojrzałości hubów decyduje pięć czynników (Heather i Petrovich, 2017): (i) liczba uczestników rynku, (ii) jakość i rodzaj handlowanych produktów, (iii) poziom obrotów, (iv) poziom płynności i (v) poziom wskaźnika *churn rate* rozumianego jako krotność wolumenu obrotu na hubie do fizycznej rzeczywistego zapotrzebowania.

(wł. *Punto di Scambio Virtuale*). Na tych hubach odbywa się wymiana handlowa gazem ziemnym wspierana przez platformy giełdowe. Obrót na wirtualnym hubie w Polsce jest wspierany przez prowadzoną przez powołaną w 1999 roku giełdę towarową TGE SA<sup>13</sup>, która była jedyną do tej pory polską giełdą towarową, choć na ziemiach polskich giełdy towarowo – pieniężne funkcjonowały już w okresie zaborów, w m.in.: Warszawie, Łodzi i Lwowie (Marks, 2012). Na koniec 2018 roku na platformie TGE SA zarejestrowanych było 31 członków rynku paliw gazowych. Wśród nich były głównie przedsiębiorstwa obrotu oraz najwięksi odbiorcy końcowi. Całkowity wolumen transakcji zawartych na rynkach gazu ziemnego w 2018 roku wyniósł 143 TWh, w tym wolumen obrotu na RTT: prawie 120 TWh. Obrót paliwami gazowymi realizowany był również na rynku pozagiełdowym w punkcie wirtualnym OTC (ang. *over-the-counter*). W wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku OTC w punkcie wirtualnym dostarczono 28 TWh gazu ziemnego (Minister Energii, 2019).

Historyczne uwarunkowania rozwoju rynku gazu ziemnego w UE sprawiły, iż na rynku hurtowym funkcjonowały dwa modele wyznaczania cen gazu ziemnego. Pierwszym był model kontynentalny (historyczny), funkcjonujący w większości państw Europy, oparty na kontraktach długoterminowych dostaw gazu ziemnego na określone rynki państw członkowskich po cenie indeksowanej do cen ropy naftowej lub produktów ropopochodnych (ang. *oil linked contracts*) (Zajdler, Hara i Staniłko, 2012). Na tym modelu opiera się większość kontraktów zawieranych na rynku OTC (Tarnawski, 2017). Drugim modelem jest indeksacja cen do notowań gazu ziemnego na rynku konkurencyjnym. Podstawowym elementem różnicującym oba modele jest elastyczność dostawy. Kontrakt na sprzedaż gazu ziemnego na rynku giełdowym nie przewiduje elastyczności w ilości gazu ziemnego odbieranego przez kupującego. Dla tych kontraktów obowiązuje zasada TOP – „*bierz lub płac*” (ang. *take-or-pay*) oznaczająca obowiązek zapłaty za 100% ilości będących przedmiotem transakcji, niezależnie od poziomu faktycznie odebranego gazu (Polo i Scarpa, 2013). Kontrakty OTC mogą zaś przewidywać elastyczność w odbiorze zakontraktowanych ilości, a tym samym mogą przewidywać niższy poziom klauzuli TOP (Wojcieszak, 2013).

---

<sup>13</sup> Towarowa Giełda Energii S.A. powstała w 2003 r. jako pierwsza i o tej pory jedyna uzyskała licencję KNF na prowadzenie giełdy towarowej. W 2005 roku stworzono i wprowadzono rejestr świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, a w 2007 roku również dla kogeneracji. W 2006 roku TGE uruchomiła rynek spot dla uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W 2008 roku uruchomiono Rynek Terminowy Towarowy (Popławski i Weźgowiec, 2017; Błajszczak i Gawel, 2015).

### 1.3.2. Właściwości i formy obrotu hurtowego i detalicznego

Rynek gazu ziemnego funkcjonuje w podziale na: rynek hurtowy, na którym gaz ziemny, będący przedmiotem obrotu, jest pozyskiwany przez przedsiębiorstwa obrotu, oraz rynek detaliczny, na którym gaz trafia do odbiorcy końcowego, niebędącego podmiotem prowadzącym działalność obrotu gazem ziemnym (Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumenta, 2012). Kryteria podziału na oba rynki odnoszą się do uregulowań UE. Rozporządzenie REMIT wprowadziło obowiązek zgłaszania przez uczestników rynku do ACER kontraktów zawartych na rynku hurtowym. Zrealizowanie tych celów wymaga, aby każdy uczestnik rynku - przed zawarciem pierwszego kontraktu podlegającego zgłoszeniu - został zarejestrowany w utworzonym przez krajowy organ regulacyjny rejestrze uczestników rynku ACER. Uzyskanie przez przedsiębiorstwo obrotu specyficznego numeru ACER pozwala uznać, że jest to podmiot funkcjonujący na hurtowym rynku gazu ziemnego. Rozporządzenie REMIT określiło jednocześnie, że kontrakty na dostawę i dystrybucję gazu ziemnego na potrzeby klientów końcowych nie stanowią produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, z wyjątkiem kontraktów o rocznej zdolności konsumpcji<sup>14</sup> większej niż 600 GWh. Definicję odbiorcy hurtowego wprowadził art. 2 pkt 29) Dyrektywy 2009/73/WE. Zgodnie z tą interpretacją „odbiorcą hurtowym” jest osoba fizyczna lub prawna, inna niż OSP i OSD, która dokonuje zakupu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży.

Do podstawowych kryteriów kategoryzacji na rynki hurtowe i detaliczne należą:

- Specyfika stron.

Uczestnikiem rynku hurtowego są podmioty, które składają zlecenia lub zawierają transakcje na rynku hurtowym energii, w tym kupują dowolną ilość energii lub gazu ziemnego w celu odsprzedaży oraz każdy odbiorca końcowy, którego potencjalna roczna konsumpcja wynosi 600 GWh lub więcej<sup>15</sup>. Biorąc pod uwagę

---

<sup>14</sup> „Zdolność konsumpcji”, zgodnie z Artykułem 2 pkt 5) Rozporządzenia REMIT, oznacza: „zużycie przez klienta końcowego energii elektrycznej albo gazu ziemnego przy wykorzystaniu przez niego swojej pełnej zdolności produkcyjnej. Obejmuje ono całe zużycie przez tego klienta jako pojedynczego podmiotu gospodarczego, w zakresie, w jakim zużycie ma miejsce na rynkach, na których ceny hurtowe są ze sobą wzajemnie powiązane. Na użytek tej definicji nie jest uwzględniana zdolność konsumpcji w pojedynczych zakładach o zdolności konsumpcji mniejszej niż 600 GWh rocznie, kontrolowanych przez jeden podmiot gospodarczy, w zakresie, w jakim zakłady te nie wywierają wspólnego wpływu na ceny na hurtowym rynku energii, ponieważ są zlokalizowane na różnych właściwych rynkach geograficznych”.

<sup>15</sup> Regulacja REMIT oraz rozporządzenie 1348/2014 wprowadziły obowiązki dla podmiotów zawierających kontrakty dotyczące hurtowego handlu energią elektryczną i gazem. Od 28 grudnia 2011 roku podmioty te są zobowiązane do ujawniania informacji wewnętrznych oraz wdrożenia procedur

fakt, że gaz ziemny jest wyrobem akcyzowym, w przypadku transakcji hurtowej obie jej strony powinny posiadać status podmiotów pośredniczących gazowych<sup>16</sup>, które określa się jako: „*podmiot mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium kraju, inny niż podmiot prowadzący skład podatkowy, któremu wydano zezwolenie na prowadzenie działalności polegającej na dostarczaniu wyrobów akcyzowych objętych zwolnieniem od akcyzy ze względu na ich przeznaczenie, ze składu dodatkowego na terytorium kraju do podmiotu zużywającego, a w przypadku wyrobów akcyzowych, o których mowa w art. 32 ust. 1 [tj. gazu ziemnego], pochodzących również z importu*”. W związku z tym, transakcje na gaz ziemny, który jest przeznaczony do dalszej odsprzedaży i nie zostanie zużyty przez kupującego na własny użytek, są zawarte pomiędzy dwoma podmiotami hurtowymi będącymi przedsiębiorstwami obrotu. W przypadku obrotu detalicznego, kupującym paliwo gazowe jest odbiorca końcowy, zużywający gaz ziemny na własne potrzeby.

- Przedmiot i miejsce zawarcia umowy.

Podmiot funkcjonujący na fizycznym rynku hurtowym winien mieć zawarte co najmniej dwie umowy: na sprzedaż gazu ziemnego (w konkretnym punkcie dostawy) oraz umowę na przesył lub dystrybucję gazu ziemnego.

Sprzedaż gazu ziemnego na rynku hurtowym odbywa się za pośrednictwem giełd lub specjalnych platform do handlu gazem<sup>17</sup>. W UE dominujący udział w obrocie gazem stanowią kontrakty OTC, tj. umowy bilateralne zawarte pomiędzy kupującym a sprzedającym (Panagiotidis i Rutledge, 2007). W Wielkiej Brytanii i Holandii konkurencyjne rynki hurtowe gazu odgrywają kluczową rolę w odniesieniu do całkowitego wolumenu handlowanego gazu, z kolei w Niemczech

---

zakazujących manipulacji na rynku. Od 7 kwietnia 2016 roku są oni zobligowani do raportowania kontraktów zdefiniowanych jako niestandardowe (tj. transakcji, w tym zleceń) dotyczących produktów energetycznych w obrocie hurtowym.

<sup>16</sup> Wpis do ewidencji pośredniczących podmiotów gazowych prowadzonej przez Ministra właściwego do spraw finansów zostaje dokonany na podstawie wniosku zainteresowanego podmiotu do właściwego naczelnika urzędu celnego.

<sup>17</sup> Pojęcia: „zorganizowana platforma obrotu” lub „rynek zorganizowany” definiuje *Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) NR 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii* (Rozporządzenie wykonawcze do REMIT), jako wielostronny system, który kojarzy lub ułatwia kojarzenie wielu składanych przez strony trzecie zleceń kupna i sprzedaży produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym w sposób skutkujący zawarciem kontraktu lub każdy inny system lub mechanizm, w którym składane przez strony trzecie zlecenia kupna i sprzedaży produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym mają możliwość interakcji w sposób skutkujący zawarciem kontraktu. Obejmują one giełdy towarowe, brokerów i inne osoby zawodowo zajmujące się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji oraz systemy obrotu (art. 4 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE).

i we Włoszech większość transakcji oparta jest o kontrakty długoterminowe zawierane na rynku OTC (Miriello i Polo, 2015). Do prowadzenia giełdowego obrotu gazem w Polsce służy platforma utworzona przez TGE SA. Giełdowy obrót gazem ziemnym dokonywany jest na wyodrębnionych rynkach: tzw. rynku kasowym (tj. RDNiBG - Rynku Dnia Następnego i Bieżącego Gazu) oraz RTT - Rynku Terminowym Towarowym<sup>18</sup>.

Przedmiotem obrotu na fizycznym rynku hurtowym jest gaz ziemny zbywany w ramach:

- a) Kontraktów standardowych, których cechami szczególnymi jest to, że jednostką dostawy w każdej godzinie jest zawsze 1 MWh oraz miejsce przeniesienia własności gazu. Dla kontraktów na gaz ziemny wysokometanowy grupy E zawieranych na TGE jest to zawsze tzw. punkt wirtualny, określony w IRiESP, jako: „punkt w danym obszarze bilansowania systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje obrót paliwem gazowym”<sup>19</sup>.
- b) Kontraktów niestandardowych, którymi są kontrakty na sprzedaż produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym, niebędącego kontraktem standardowym<sup>20</sup>. Cechą szczególnie odróżniającą od kontraktów standardowych jest m.in.: inny okres dostawy aniżeli wyspecyfikowany w tabeli 6 i tabeli 7, inna ilość dostarczanego gazu w okresie dostawy niż 1 MWh/h (lub jego wielokrotność) lub inne miejsce dostawy niż punkt wirtualny.

Na rynku detalicznym zawierane umowy tzw. kompleksowe<sup>21</sup>, których przedmiotem jest sprzedaż wraz z dostawą paliwa gazowego do odbiorcy. Miejscem przeniesienia własności paliwa gazowego jest gazomierz, którego zadaniem jest pomiar ilości gazu pobranego przez odbiorcę. Integralną częścią umowy kompleksowej są ogólne warunki umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego, szczegółowo określające zasady dostarczania paliw gazowych oraz informujące o wzajemnych prawach i obowiązkach stron w trakcie trwania umowy. W celu świadczenia usług na podstawie umowy kompleksowej, przedsiębiorstwo obrotu korzysta z usługi dystrybucji paliwa gazowego

<sup>18</sup> §5 Regulaminu obrotu Rynku Towarów Giełdowych TGE SA.

<sup>19</sup> Zgodnie z pkt 1.1. IRiESP.

<sup>20</sup> Art. 2 pkt 3) Rozporządzenia wdrażającego REMIT.

<sup>21</sup> Art. 5 ust. 3 PE, umowa kompleksowa dostarczania paliwa gazowego zawarta jest pomiędzy przedsiębiorstwem obrotu i odbiorcą.

świadczonej przez właściwego OSD i usługi przesyłania paliwa gazowego realizowanej na podstawie zawartej z OSP umowy o świadczenie usługi przesyłania.

- Cena za paliwo gazowe.

Poziom ceny hurtowej to efekt gry sił popytu i podaży. Ceny w transakcjach hurtowych nie podlegają obowiązkom zatwierdzenia przez regulatora. W tym zakresie nie ma regulacji dotyczących poziomu cen na rynku hurtowym z zastrzeżeniem minimalnej i maksymalnej ceny właściwej dla instrumentów giełdowych<sup>22</sup>. Ceny w umowach na sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców będących gospodarstwami podlegają regulacjom cen w zakresie zatwierdzenia ich maksymalnego poziomu przez Prezesa URE. Cena netto za paliwo gazowe jest stała w całym okresie trwania umowy i uwzględnia: koszt pozyskania gazu wraz z kosztami towarzyszącymi (prowizje transakcyjne, depozyty), koszt elastyczności dostaw, koszt obowiązku wynikającego z poprawy efektywności energetycznej, koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego oraz jednostkową marżę na działalności oraz akcyzę. Do ceny doliczany jest podatek VAT. Oprócz ceny za paliwo gazowe, przedsiębiorstwa obrotu obciążają klientów końcowych opłatą abonamentową odpowiadającą poziomowi kosztów sprzedaży w zakresie m.in. bilingowania i fakturowania.

### **1.3.3. Specyfika prowadzenia działalności handlowej. Wybrane aspekty**

Każde z przedsiębiorstw obrotu realizuje specyficzne funkcje operacyjne, które są elementem podstawowych zadań w zakresie zawierania i rozliczania transakcji w przedmiocie sprzedaży gazu ziemnego (tabela 5). Do podstawowych zadań przedsiębiorstwa obrotu należy dopasowywanie, w każdym okresie referencyjnym, ilości gazu ziemnego będącego przedmiotem pozyskania z ilościami pobieranymi przez odbiorców.

Istotnym obszarem działalności przedsiębiorstw obrotu jest zarządzanie ryzykiem cen. Celem zabezpieczenia ceny gazu ziemnego na rynku konkurencyjnym jest zmniejszenie ryzyka jej wzrostu. Niezabezpieczenie cen może prowadzić do wyższych zysków, ale niesie za sobą jednak wzrost ryzyka biznesowego.

---

<sup>22</sup> Wprowadzonych przez Zarząd TGE w warunkach obrotu poszczególnych instrumentów giełdowych, (tabela 6 i tabela 7).



Przedsiębiorstwa obrotu mają możliwość optymalizowania każdego z elementów kosztowych będących podstawą wyznaczania ceny paliwa gazowego dla odbiorców. Optymalizowanie kosztu pozyskania gazu polega na takim strukturyzowaniu dostaw, aby koszt pozyskania był jak najniższy. Strukturyzowanie dostaw, z kolei, polega na takim doborze kontraktów standardowych, aby profil dostawy w jak największym stopniu pokrywał się z profilem odbioru klientów. Na RTG TGE SA, zgodnie z §42 Regulaminu obrotu, przedmiotem transakcji giełdowej jest jednostka obrotu gazem ziemnym lub jej wielokrotność (tabela 6 oraz tabela 7).

Tabela 5. Podstawowe funkcje operacyjne realizowane przez przedsiębiorstwo obrotu

Funkcja	Charakterystyka działań
Bilansowanie dobowe	Podstawowym obowiązkiem przedsiębiorstwa obrotu jest równoważenie ilości paliwa gazowego dostarczanego i odbieranego z danego obszaru bilansowania (systemu przesyłowego). W polskim systemie gazowym podstawową jednostką czasu jest doba. W przypadku, gdy ilości dostarczone do sieci nie są równe ilościom z niej odebranych, powstaje niezbilansowanie wyliczone zgodnie z IRiESP. Różnice te są uzupełniane przez OSP. Cena dla tych ilości jest obciążona karą dla podmiotu w wysokości 10% ceny w odniesieniu do TGEgasID w dniu, w którym to niezbilansowanie wystąpiło.
Prognozowanie odbioru	Przedsiębiorstwo obrotu nie ma kontroli nad poziomem odbioru przez jego klientów będących gospodarstwami domowymi. Poziom odbioru jest nierównomierny i zależny od wielu czynników (np. temperatura otoczenia). W celu zmniejszenia niezbilansowania, przedsiębiorstwo obrotu przeprowadza prognozy ilości które będą odbierane przez urządzenia zainstalowane u tych klientów.
Strukturyzowanie dostaw	Przedsiębiorstwo obrotu ma swobodę w pozyskiwaniu gazu ziemnego dla potrzeb odbiorców końcowych. Jeśli źródłem gazu jest rynek konkurencyjny, przedsiębiorca winien tak dobierać kontrakty, aby niezbilansowanie było najniższe. Struktura tych kontraktów jest wynikiem swobodnych decyzji tych przedsiębiorstw. Przedsiębiorstwo może też pozyskać gaz ziemny na rynku OTC, z potrzebną (z góry określoną) elastycznością odbioru.
Nominowanie	Obok funkcji polegających na zabezpieczeniu gazu w ilościach wg potrzeb klientów, przedsiębiorstwo obrotu powinno zgłaszać te ilości do OSP (tzw. grafikowanie).
Zarządzenie ryzykiem	Odbiorcy charakteryzują się zróżnicowanym profilem zużycia. Fakt ten niesie ze sobą ryzyko, że akurat w momencie konieczności zakupu cena rynkowa będzie niekorzystna. Zadaniem przedsiębiorstwa obrotu jest zabezpieczanie (bądź też nie zabezpieczanie) ceny pozyskania gazu dla odbiorców.

Źródło: Opracowanie własne.

Przedsiębiorstwa obrotu nie są skazane wyłącznie na zakup gazu na polskim rynku konkurencyjnym, który oferuje wyłącznie kontrakty standardowe. Możliwy jest zakup gazu ziemnego na giełdach UE (Prewysz-Kwinto i Voss, 2014) i jego przetransportowanie na terytorium Polski. Kolejną możliwością pozyskiwania gazu ziemnego jest jego zakup na pozagiełdowym rynku OTC. Nie jest on tak restrykcyjny w odniesieniu do warunków obrotu, jak giełdowy rynek towarowy w odniesieniu do kosztów transakcyjnych i zabezpieczeń. Nie ma tu wymogów w odniesieniu do standaryzacji w zakresie: przedmiotu, terminów, miejsca dostawy oraz zasad rozliczeń. Koszt pozyskania jest też często niższy niż koszt pozyskania gazu na giełdzie,

a przedsiębiorstwo obrotu nie jest zobligowane do wypełnienia zobowiązań właściwych dla giełdowego obrotu towarowego, w szczególności wynikających z obowiązkowego wnoszenia depozytów zabezpieczających (Dżaman, 2019).

Tabela 6. Specyfikacja standardowych kontraktów na gaz ziemny wysokometanowy grupy E zawieranych na rynku RDNiBG prowadzonym przez TGE.

Rodzaj kontraktu	Kontrakty na dostawę gazu ziemnego na dzień bieżący	Kontrakty na dostawę gazu ziemnego na następny dzień	Kontrakty na dostawę gazu ziemnego na weekend
Kod	GAS_RDB_DD-MM-RR, gdzie: DD-dzień dostawy, MM-miesiąc stawy, RR-rok dostawy	GAS_BASE_DD - MM-RR gdzie: DD-dzień dostawy, MM-miesiąc dostawy, RR-rok dostawy	GAS_WEEKEND_XX-RR, gdzie: XX-numer tygodnia roku okresu wykonania, RR-rok dostawy
Nominał	1 instrument odpowiada 1 MWh gazu	Ilość gazu (MWh) wyrażona jako iloczyn 1 MW i liczby godzin w terminie wykonania. 1 instrument odpowiada od 23 do 25 MWh gazu	Ilość gazu (MWh) wyrażona jako iloczyn 1MW i liczby godzin w terminie wykonania. 1 instrument odpowiada od 47 do 49 MWh gazu
Termin notowań	Dzień dostawy	1 dzień poprzedzający dzień dostawy	2 dni poprzedzające okres dostawy
Termin wykonania	Od godziny 23:00 do 00:00 w dniu dostawy	Kolejne godziny począwszy od godziny 06:00 dnia bieżącego do godziny 06:00 dnia następnego	Okres Dostawy od godziny 6:00 w sobotę do godziny 6:00 w poniedziałek (weekend gazowy).
Jednostka dostawy	1 MWh dla każdej godziny wykonania kontraktu	1MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu	1MWh dla każdej godziny terminu wykonania kontraktu

Źródło: opracowanie własne na podstawie P. Prewysz-Kwinto (Publiczny rynek gazu w Polsce, 2014) z uwzględnieniem zapisów Szczegółowych zasad obrotu i rozliczeń dla gazu na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE SA nr 261/71/18 z dnia 5 grudnia 2018 r. ([www.tge.pl](http://www.tge.pl)) (dostęp:31.10.2019).

Realizacja zakupów gazu przez przedsiębiorstwo obrotu na rynku pozagiełdowym i dostarczanie go do klientów w innych punktach odbioru niż punkt wirtualny wymaga uprzedniego zabezpieczenia mocy przesyłowych. Aby pozyskać te moce w formie przydziału zdolności lub przepustowości, należy co do zasady złożyć odpowiedni wniosek do OSP. Moce przesyłowe w formie przydziału przepustowości są pozyskiwane w aukcjach. Aukcjonowanie wolnych mocy przesyłowych jest praktyką w segmencie transportu nośników energii, ze względu na m.in. przejrzystość i optymalną alokację środków, zarówno po stronie operatorów systemu, jak i dostawców i odbiorców. Przyczynia się do efektywnego wykorzystania posiadanych przez operatora infrastruktury transportu nośników energii zasobów. Sposobem pozyskania mocy przesyłowych w nowopowstałej infrastrukturze przesyłowej jest tzw. procedura *open-season* (Smyrgała, 2013). OSP organizuje procedurę *open-season* w celu oceny zapotrzebowania i alokacji zdolności w nowej infrastrukturze

(tzw. interkonektorach), w szczególności łączącej dwa odrębne systemy gazowe (Yafimava, 2018).

Tabela 7. Specyfikacja standardowych kontraktów na gaz ziemny wysokometanowy grupy E zawieranych na rynku RTTG prowadzonym przez TGE.

Rodzaj kontraktu	kontrakty tygodniowe	kontrakty miesięczne	kontrakty kwartalne	kontrakty sezonowe	kontrakty roczne
Kod	GAS_BASE_W-ww-yy, gdzie: GAS_BASE_W – nazwa podstawowa instrumentu terminowego, ww-kolejny numer tygodnia roku, w którym wypada wykonania kontraktu terminowego, yy–dwie ostatnie cyfry numer roku, w którym wypada wykonania kontraktu terminowego	GAS_BASE_M-mm-yy, gdzie: GAS_BASE_M – nazwa podstawowa instrumentu terminowego, GAS_BASE_M-nazwa instrumentu terminowego, A_M-nazwa instrumentu terminowego dla systemu aukcji, mm-kolejny numer miesiąca w którym wypada termin wykonania kontraktu terminowego, yy–dwie ostatnie cyfry roku, w którym wypada termin wykonania kontraktu terminowego	GAS_BASE_Q-q-yy lub GAS_BASE_A_Q-q-yy, gdzie: GAS_BASE_Q – nazwa podstawowa instrumentu terminowego, GAS_BASE_A_Q –nazwa instrumentu terminowego dla systemu aukcji, q-kolejny numer kwartału roku, w którym wypada termin wykonania kontraktu terminowego, yy–dwie ostatnie cyfry roku, w którym wypada termin wykonania kontraktu terminowego	AS_BASE_S-X-yy lub GAS_BASE_A_S-X-yy, gdzie: GAS_BASE_S – nazwa podstawowa instrumentu terminowego, GAS_BASE_A_S –nazwa instrumentu terminowego dla systemu aukcji, X oznacza sezon: S-sezon letni, W-sezon zimowy, yy –dwie ostatnie cyfry roku, w którym wypada początek terminu wykonania kontraktu terminowego	GAS_BASE_Y-yy lub GAS_BASE_A_Y-yy, gdzie: GAS_BASE_Y – nazwa podstawowa instrumentu terminowego, GAS_BASE_A_Y –nazwa instrumentu terminowego dla systemu aukcji, yy–dwie ostatnie cyfry roku, w którym wypada termin wykonania kontraktu terminowego
Nominał	1MW pomnożony przez określoną liczbę godzin, która zależy od liczby godzin w dobie: 167-169 MWh	1MW pomnożony przez określoną liczbę godzin, która zależy od liczby dni w miesiącu: 672-745 MWh	1MW pomnożony przez określoną liczbę godzin, która zależy od liczby dni w kwartale: 2159-2209 MWh	1MW pomnożony przez określoną liczbę godzin, która zależy od liczby dni w sezonie: 4368-4392 MWh	1MW pomnożony przez określoną liczbę godzin, która zależy od liczby dni w roku: 8760- 8784 MWh
Termin wykonania	7 kolejnych dni w godzinach od 06:00 do 06:00 w poniedziałek do następnego poniedziałek	1 miesiąc od kalendarzowy (od 28 do 31 dni) w godzinach od 06:00 do 06:00 pierwszego dnia miesiąca do następnego dnia miesiąca	1 kwartał od kalendarzowy (od 90 do 92 dni) w godzinach od 06:00 do 06:00 pierwszego dnia kwartału do następnego dnia kwartału	1 sezon letni (183 dni) od 1 kwietnia do 1 października 1 sezon zimowy (182-183 dni) od 1 października do 1 kwietnia	1 rok od kalendarzowy (od 365 do 366 dni) w godzinach od 06:00 do 06:00 1 stycznia roku do 06:00 następnego po roku dostawy
Jednostka	1MWh dla każdej godziny	1MWh dla każdej godziny terminu	1MWh dla każdej godziny terminu	1MWh dla każdej godziny terminu	1MWh dla każdej godziny terminu

dostawy terminu wykonania kontraktu	wykonania kontraktu	wykonania kontraktu	wykonania kontraktu	wykonania kontraktu
---	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

Źródło: opracowanie własne na podstawie P. Prewysz-Kwinto i Voss (2014) z uwzględnieniem zapisów: Warunków obrotu dla programu tygodniowych instrumentów terminowych na gaz zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE SA nr 287/74/18 z dnia 14 grudnia 2018r., Warunków obrotu dla programu miesięcznych instrumentów terminowych na gaz zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE nr 289/74/18 z dnia 14 grudnia 2018 r., Warunków obrotu dla programu kwartalnych instrumentów terminowych na gaz zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE nr 288/74/18 z 14 grudnia 2018r., Warunków obrotu dla programu sezonowych instrumentów terminowych na gaz zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE nr 291/74/18 z dnia 14 grudnia 2018r., oraz Warunków obrotu dla programu rocznych instrumentów terminowych na gaz zatwierdzonych Uchwałą Zarządu TGE nr 290/74/18 z dnia 14 grudnia 2018r. ([www.tge.pl](http://www.tge.pl)) (dostęp:31.10.2019).

W przedmiocie pozyskiwania i korzystania z usług w zakresie transportu gazu, istotną rolę pełnią regulacje dotyczące rozdzielenia działalności technicznej (ang. *unbundling*), tj. przesyłowej, dystrybucyjnej, które mają cechy monopoli naturalnych, od innych działalności, w szczególności od działalności handlowej (Nowak, 2007). Regulacje te odnoszą się do zasady, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją gazu (art. 4 ust. 2 PE ) jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom obrotu, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu na zasadzie równoprawnego traktowania. Zasady świadczenia tych usług uregulowane są w przepisach prawa, w tym w PE oraz w Rozporządzeniu 714, w IRiESP i IRiESD, w taryfach operatorów oraz w umowach zawieranych pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu a operatorami.

Dostawy gazu ziemnego na rynku detalicznym prowadzone są w oparciu o umowę kompleksową, tj. umowę łączącą postanowienia umowy sprzedaży gazu ziemnego i umowy dystrybucji tego gazu.

## ROZDZIAŁ II

### POLSKI MODEL RYNKU GAZU ZIEMNEGO

#### 2.1. Ewolucja rynku gazu ziemnego w Polsce

##### 2.1.1. Rys historyczny i otoczenie geopolityczne

Bezpieczeństwo energetyczne w ogóle, a dostawy gazu ziemnego w szczególności były kwestią polityczną w Europie, a nawet geopolityczną grą, w której zbieżność ogólnych interesów dostawców gazu, konsumentów i krajów tranzytowych współlistnieje z rozbieżnością szczegółowych interesów dotyczących cen gazu, opłat za transport, warunków dostaw, tras rurociągów, własności i kontroli nad rurociągami (Szul, 2011). Ważnymi aktorami tej gry stały się poszczególne narodowe koncerny energetyczne, które zawierały pomiędzy sobą wieloletnie kontrakty na dostawy gazu oraz powoływały specjalne spółki w celu wykonywania postanowień umów (Czernicki i Szołucha, 2017). W intencji władz rosyjskich posiadany potencjał surowcowy oraz właściwa eksploatacja bogactw naturalnych miały być nie tylko istotnym źródłem wpływów budżetowych, ale także narzędziami odbudowy międzynarodowej pozycji tego państwa, która w znaczny sposób została nadszarpnięta rozpadem Związku Radzieckiego (Kłaczyński, 2016). W długofalowym programie: „*Strategia energetyczna Rosji do 2030 r.*”, władze Federacji Rosyjskiej podkreśliły m.in. priorytetową rolę magistrali Nord Stream dla uzyskania bezpośredniego dostępu do rynków zbytu bez korzystania z usług tranzytowych państw trzecich (Paszyn, 2015). W literaturze przedmiotu są dostępne próby porównawcze w odniesieniu do wykorzystywania surowców energetycznych na potrzeby prowadzenia polityki przez Federację Rosyjską i USA (Gajewski i Rentz-Tylińska, 2011). Eksport gazu ziemnego w postaci skroplonej jest popierany przez rząd USA. Według stanowiska Izby Reprezentantów USA z początku 2014 roku, oprócz argumentów ekonomicznych, niesie on również geopolityczne korzyści, wymieniając Rosję i Iran jako państwa, na które Stany Zjednoczone będą mogły wywierać presję (Bieliszczuk, 2012).

Sieci gazowe w Europie w XIX i na początku XX wieku rozwijały się w miejskich systemach w większości dużych miast. Na początku lat 60. XX wieku rozpoczęła się budowa sieci gazowych w sowieckich strefach wpływu umożliwiających przesył do państw europejskich, które do dziś są uzależnione od importu gazu, głównie

z kierunku wschodniego (Niewiński, Badyda i Kopałka, 2017). Handel gazem w Europie sprowadzał się wówczas do długoterminowych kontraktów, zawieranych między wielkimi dostawcami, najczęściej producentami tego surowca, a wielkimi odbiorcami hurtowymi odsprzedającymi go do odbiorców końcowych. Z kontraktem powiązana była budowa odpowiedniej infrastruktury. Wieloletnia umowa na zakup gazu po określonej cenie, gwarantowała sfinansowanie i zwrot z tej inwestycji. W ten sposób w 1968 roku została zawarta umowa o połączeniu sieci austriackiej z czechosłowacką. Ważnym przedsięwzięciem strony sowieckiej była budowa specjalnego rurociągu eksportowego "Jamał" umożliwiająca rozpoczęcie działalności operacyjnej w 1984 roku. Doprowadziło to do podwojenia eksportu sowieckiego gazu do Europy Zachodniej (Bouzarovski, Bradshaw i Wochnik, 2015). Niedługo po tym zawarte zostały kontrakty na dostawy rosyjskiego gazu do Niemiec, Włoch i Francji (Yermakov, 2018).

Początki współpracy polskiego sektora gazowego z Gazpromem sięgają lat 90. XX wieku. Umiejscowiona na terenie Polski infrastruktura przesyłowa, podobnie zresztą jak w innych krajach regionu, była i jest w zasadzie dostosowana do transportu gazu jedynie z kierunku wschodniego (Czernicki i Szołucha, 2017). Kluczowym elementem polskiego systemu gazowego jest gazociąg Jamał I, który przesyła gaz ziemny z Rosji do Polski (Kochanek, 2019) i do Niemiec. Ważnym elementem pakietu umów pomiędzy stroną rosyjską a polską był 20-letni kontrakt handlowy podpisany we wrześniu 1996 roku pomiędzy kontrolowanymi przez oba rządy: PGNiG SA a OOO Gazprom Export (Będziński i Gac, 2018), który posiadał wyłączne prawa do eksportu gazu z terytorium Federacji Rosyjskiej (Christie, 2009). Ów kontrakt jamalski zastępował kontrakty: jamburski i orenburski zakładające dopłaty do budowy radzieckich gazociągów wraz infrastrukturą towarzyszącą w zamian za wymianę barterową „gaz za żywność” (Kołbuk i Kołbuk, 2014). Zawarcie tego kontraktu było konsekwencją porozumień zawartych w 1993 roku między rządami: RP a Federacji Rosyjskiej. 29 października 2010 roku strony aneksowały owe porozumienia określając m.in. roczne ilości dostarczanego gazu ziemnego, punkty zdawczo-odbiorcze dla długoterminowego kontraktu sprzedaży, tj. leżący na granicy polsko – ukraińskiej punkt Drozdowicze, na granicy polsko – białoruskiej punkt Wysokoje i Tietierowka oraz punkt wejścia do polskiego odcinka gazociągu jamalskiego w Kondratkach, ilości będące przedmiotem tranzytu przez terytorium RP do Niemiec oraz zasady zarządzania i nadzoru EuroPolGaz SA, spółką odpowiedzialną za ruch sieciowy na polskim

odcinkiem gazociągu jamalskiego (NIK, 2019). W porozumieniach międzyrządowych wskazano pozostające pod kontrolą obu rządów strony kontraktu handlowego, odpowiednio: RP i Federacji Rosyjskiej: PGNiG SA jako kupujący oraz OOO Gazprom Export jako sprzedający. Konsekwencją zawartych porozumień międzyrządowych były też powiązane między sobą porozumienia na poziomie korporacyjnym m.in.: porozumienie trójstronne pomiędzy OOO Gazprom Export, PGNiG SA oraz EuroPolGaz regulujące m.in. zasady transportu gazu przez polski odcinek rurociągu jamalskiego i porozumienie handlowe pomiędzy OOO Gazprom Export a PGNiG SA określające m.in. roczne ilości wraz z ich podziałem na poszczególne punkty zdawczo-odbiorcze i poziom minimalnych ilości rocznych objętych klauzulą TOP.

Do 1989 roku Polska ze względów politycznych nie była zainteresowana integracją z Europejską Wspólnotą Gospodarczą. Kierunki polityki zagranicznej i gospodarczej były uzależnione od wytycznych Związku Radzieckiego. Sytuacja zmieniała się po 1989 roku, tj. po upadku bloku komunistycznego (Ślusarczyk, 2016). Polski sektor energetyczny po 1989 r. zmieniał się bardzo powoli. Z jednej strony nie udawało się dywersyfikować źródeł dostaw, a z drugiej funkcjonujące otoczenie prawne, poprzez niedoskonałość regulacji oraz jej zmienność, hamowało rozwój przedsiębiorstw czy zmianę bilansu energetycznego (Brodacki, 2017). Strona polska wielokrotnie próbowała dywersyfikować źródła dostaw gazu ziemnego poprzez zwiększenie technicznych możliwości dostaw, tj. budowę nowych rurociągowych połączeń międzysystemowych (ang. *interconnectors*) oraz wprowadzenie nowej drogi pozyskania gazu: transport morski w postaci LNG (Nowak i Grzejszczak, 2011). Pierwsze próby dywersyfikowania dostaw zostały podjęte już w latach 90. ubiegłego wieku. Wynikały one z występowania przerw i ograniczeń w ciągłości dostaw gazu ziemnego do Polski związane z napięciami na linii Federacja Rosyjska – Ukraina, która dotąd pozostaje głównym krajem tranzytowym rosyjskiego gazu do Europy. Fiaskiem zakończyły się dostawy gazu ziemnego na podstawie krótkookresowego kontraktu z RosUkrEnergo umożliwiającego pozyskanie w latach 2007-2009 gazu ziemnego pochodzenia środkowoazjatyckiego w ilości 2,5 mld m<sup>3</sup> rocznie w leżącym na granicy polsko-ukraińskiej punkcie zdawczo-odbiorczym Drozdowicze. Przerwanie dostaw doprowadziło do utraty możliwości pokrycia powstałego niedoboru w zapotrzebowaniu od innego dostawcy niż OOO Gazprom Export, który kontrolował infrastrukturę przesyłową w krajach leżących po wschodniej granicy Polski (NIK, 2013). Wniosek PGNiG do partnera rosyjskiego o zwiększenie ilości dostarczanego

gazu skutkowało żądaniem uprzedniej zmiany porozumień międzyrządowych. Zmiany te zostały dokonane w roku 2010.

Poważne skutki dla odbiorców w południowo-wschodniej Europie było wstrzymanie, w wyniku sporów na linii Rosja – Ukraina, dostaw w 2006 i 2009 roku (Pirani, 2018). Kryzysy<sup>23</sup> te były głównie sporami w zakresie kwestii ekonomicznych i dotyczyły zapisów kontraktowych, w szczególności cen surowca i opłat tranzytowych. Sytuacja z przełomu lat 2014 i 2015 miała zupełnie inny kontekst: doszło do załamania stosunków politycznych, włącznie z militarną obecnością rosyjskich sił na terytorium Ukrainy (Tarnawski, 2016). W wyniku tych zdarzeń Rada Ministrów RP podjęła uchwały: 3 stycznia 2006 r. w sprawie działań mających na celu dywersyfikację dostaw nośników energii oraz 31 maja 2006 r. w sprawie działań związanych z budową terminalu LNG na wybrzeżu Polski (Grzelak, 2015). Dostrzeżono wówczas zagrożenie niestabilnością dostaw gazu do Polski z Rosji związane z przede wszystkim możliwością wykorzystania do szantażu przez stronę rosyjską gazociągów Nord Stream i Turkish Stream (Skrzyński, 2019). Realizacja pierwszego z projektów była korzystna dla Niemiec, ponieważ gazociąg o docelowej mocy przesyłowej na poziomie 110 mld m<sup>3</sup> rocznie mógł zwiększyć niemieckie bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego z Rosji, z pominięciem niepewnego w ocenie Rosji państwa tranzytowego Ukrainy. Nie bez znaczenia były gospodarcze korzyści Niemiec: wzrost znaczenia tego kraju jako ważnego państwa tranzytowego dla rosyjskiego surowca, jak również wzmocnienie rynku handlu gazem. Z punktu widzenia Polski, Ukrainy oraz – częściowo – także republik nadbałtyckich projekt ten był oceniany jako geopolityczny i służący Rosji w obejściu i osłabieniu Ukrainy (Molo, 2018; Pirani, 2019b). Jego uruchomienie mogło też spowodować znaczne zmniejszenie tranzytu rosyjskiego gazu przez Polskę – wg szacunków aż o 21% w stosunku do tranzytu w 2014 roku (Eser, Chokani i Abhari, 2019). Do dalszego przesyłu gazu z Nord Stream miały służyć dwa gazociągi: Opal biegnący na terytorium Niemiec na południe w kierunku Czech równoległe do granicy z Polską (Czernicki i Szolucha, 2017), którego 50% przepustowości wykorzystywane byłoby wyłącznie na potrzeby Gazpromu na zasadach wyjętych spod zasady TPA (Yafimava, 2017) oraz NEL Gastransport (Stern i Yafimava, 2017).

Konieczność dążenia do dywersyfikacji dostaw gazu podkreślana była w dwóch kolejnych dokumentach rządowych, określających kierunki polityki energetycznej

---

<sup>23</sup> Kryzys jest definiowany jako nieoczekiwane zdarzenie, które powoduje niepewność oraz stanowi bezpośrednie zagrożenie dla celów lub norm organizacji bądź społeczeństwa (Ruszel, 2015).



i sposoby jej realizacji: *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 roku*, zaakceptowanych przez rząd w październiku 1995 r. oraz *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.*, przyjętych przez Radę Ministrów w lutym 2000 roku. Projekty dywersyfikacyjne były realizowane przez PGNiG SA, który - podobnie jak Gazprom – realizował politykę państwa, kierując się względami bezpieczeństwa energetycznego, a nie wyłącznie przesłankami ekonomicznymi (Wawrzynowicz i Brzeziński, 2016). Najważniejszymi projektami dywersyfikacyjnymi były: Baltic Pipe dający możliwość importu gazu ziemnego ze złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (ang. *Norwegian Continental Shelf*) oraz budowa Terminalu LNG na Wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Pierwszy z nich wymagał realizacji zawartych w 1999 roku sześcioletnich umów z Norwegią na sprzedaż do 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie począwszy od połowy 2000 roku, z możliwością wzrostu dostaw w miarę rozbudowy połączeń gazociągowych (tzw. mały kontrakt norweski na dostawy do Polski za pośrednictwem gazociągów niemieckich), oraz Danią na dostawy 2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie przez 8 lat począwszy od 2003 roku (NIK, 2002). W 2001 r. został podpisany list intencyjny oraz kontrakt na dostawy duńskiego gazu w latach 2004–2011, lecz wskutek zmian politycznych w Polsce, 3 grudnia 2003 roku doszło do unieważnienia kontaktu norweskiego, a spółka DONG podjęła decyzję o budowie alternatywnego gazociągu do Holandii (Kołbuk i Kołbuk, 2014). Koncepcja budowy gazociągu Skanled<sup>24</sup> powróciła w 2006 r., wraz z nabyciem przez PGNiG SA od amerykańskiego koncernu Exxon Mobil (Ruszel, 2017) udziałów w norweskich złożach: Skarv oraz Snadd. Terminal LNG jest kluczowym elementem tzw. Bramy Północnej (Minister Energii, 2017) dla tzw. korytarza północ-południe zakładającego przywóz gazu ziemnego za pośrednictwem terminala LNG w Świnoujściu i Korytarza Norweskiego z opcjonalnym wykorzystaniem pływającego terminala FLNG w Zatoce Gdańskiej (Motowidlak, 2018). Wspierany przez UE korytarz północ-południe, biegnący przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry, docelowo ma połączyć terminal LNG w Świnoujściu z planowanym chorwackim terminalem Adria LNG (Żuchowicki, 2014). Wszelkie inne próby dywersyfikowania dostaw gazu ziemnego do Polski powiązane były również z koniecznością budowy infrastruktury (rysunek 9).

Do najważniejszych inwestycji realizowanych przez PGNiG SA, bądź OGP Gaz-System SA, należy zaliczyć poniżej wymienione projekty dywersyfikacyjne:

---

<sup>24</sup> Połączenie systemu norweskiego z duńskim i szwedzkim.

- 1 stycznia 2005 roku rozpoczęły się dostawy do Polski gazu ziemnego pochodzenia środkowoazjatyckiego i ukraińskiego w ilości 2,55 mln m<sup>3</sup> rocznie na mocy zawartej 26 października 2004 roku umowy pomiędzy PGNiG SA a NAK Naftogaz. Dostawy te odbywały się poprzez oddany do użytku w 2003 roku interkonektor w Hrubieszowie,
- 1 października 2011 r. oddano do użytku 32-kilometrowy gazociąg Skoczów-Cieszyn-Tranovice, dający możliwość połączenie systemów przesyłowych Polski i Czech a tym samym możliwość wprowadzenia na terytorium RP gazu ziemnego w ilości ok. 500 mln m<sup>3</sup> rocznie (NIK, 2012a),
- od 2013 roku funkcjonuje rewers fizyczny gazu w leżącym na granicy polsko-niemieckiej punkcie zdawczo-odbiorczym Mallnow, który polega na odwróceniu przepływu gazu na polskim odcinku gazociągu jamalskiego pozwalając na przywóz tego paliwa na terytorium RP na poziomie nie mniejszym niż 620 tys. m<sup>3</sup>/h (NIK, 2013a),
- w 2011 r. Gaz-System SA i Ontras-VNG Gastransport GmbH zawarły porozumienie określające zasady współpracy po udostępnianiu dodatkowej przepustowości z kierunku Niemiec do Polski w punkcie Lasów.

Mimo, że ostatecznie nie powstały, do ważnych prowadzonych projektów dywersyfikacyjnych należy zaliczyć również: gazociąg Bernau-Szczecin łączący polski i niemiecki system przesyłowy (NIK, 2003) oraz gazociąg Bornicke – Police.

Rysunek 9. Mapa infrastruktury gazowej w Europie Środkowo-Wschodniej



Źródło: the European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG) [https://entsog.eu/sites/default/files/2018-09/ENTSOG\\_CAP\\_2017\\_A0\\_1189x841\\_FULL\\_064.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/2018-09/ENTSOG_CAP_2017_A0_1189x841_FULL_064.pdf) (dostęp: 31.10.2019).

## 2.1.2. Rozbudowa krytycznej infrastruktury gazowej

Rozbudowa krajowej infrastruktury gazowej, w szczególności połączeń międzysystemowych, oraz budowa nowych źródeł przywozu stanowi jeden z głównych elementów zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. OSP realizuje inwestycje związane z rozbudową i modernizacją wewnętrznego systemu przesyłowego, w szczególności w zakresie możliwości rozptywu paliw gazowych dostarczanych do terminalu LNG w Świnoujściu oraz budową nowych połączeń z systemami krajów sąsiednich, które stanowią narzędzie zwiększenia integracji z państwami członkowskimi UE. W 2018 roku długość sieci przesyłowej będącej własnością OSP wyniosła 10 743 km (rysunek 10). Liczba stacji przesyłowych będących punktami wejścia do krajowego systemu przesyłowego oraz punktami wyjścia z tego systemu wyniosła odpowiednio: 67<sup>25</sup> i 956<sup>26</sup>.

Rysunek 10. Polska sieć przesyłowa zarządzana przez OSP



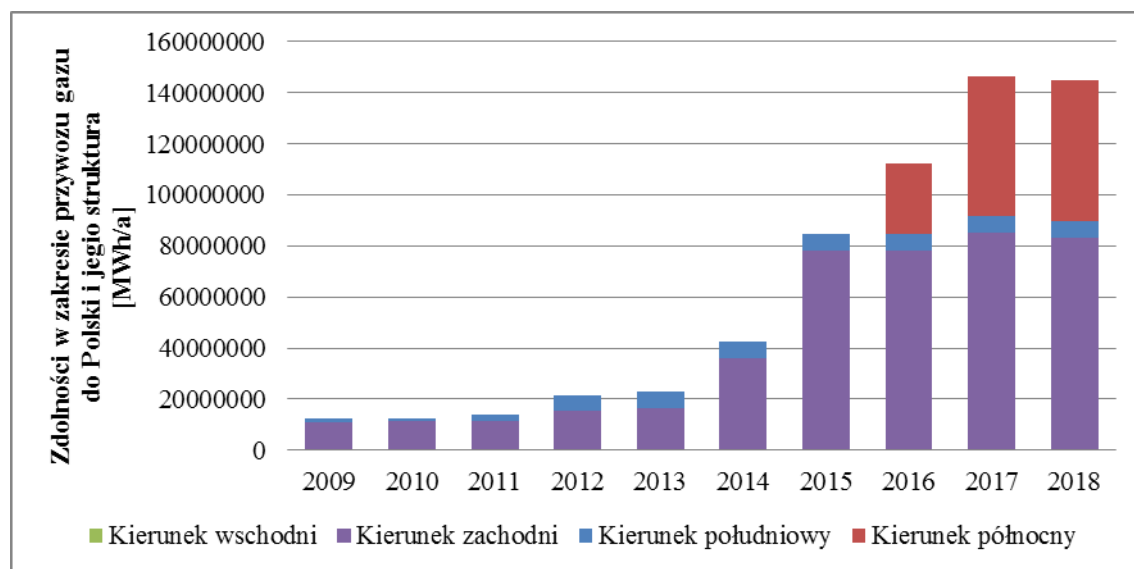
Źródło: OGP Gaz-System SA.

<sup>25</sup> Liczba fizycznych punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego, czyli miejsc dostarczania paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji uwzględnia przywóz gazu, odbiór z PMG, dostawę z kopalń oraz produkcję krajową. Zestawienie nie uwzględnia 2 punktów wejścia do SGT – Kondratki i Mallnow Rewers (Minister Energii, 2019).

<sup>26</sup> Liczba fizycznych punktów wyjścia z systemu przesyłowego, czyli miejsc odbioru paliw gazowych o określonej fizycznej lokalizacji, uwzględniająca przesył do punktów wyjścia na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi i siecią dystrybucyjną niebędącą obszarem dystrybucyjnym gazu ziemnego, ładowanie zbiorników PMG, eksport oraz odbiorców końcowych (Minister Energii, 2019).

Najbardziej istotna, w ostatnim dziesięcioleciu, inwestycja w infrastrukturę gazową w Polsce to budowa Terminalu LNG, która pozwoliła na realne uczestniczenie Polski w światowym rynku LNG. W pierwszym etapie Terminal LNG jest zdolny dostarczać do sieci przesyłowej 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a docelowo do 7,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie (Cicholski, 2011). Terminal LNG w Świnoujściu stanowi jedną z największych i najważniejszych zrealizowanych na przestrzeni ostatnich lat inwestycji mającej na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski, pozwalając na odbiór LNG drogą morską z dowolnego kierunku na świecie. Zdolności regazyfikacyjne terminalu wynoszą 54,86 TWh/rok. Terminal realizuje ponadto usługi w zakresie rozładunku LNG z tankowców o pojemności od 120 000 m<sup>3</sup> do 217 000 m<sup>3</sup>, procesowego składowania w dwóch zbiornikach o łącznej pojemności 320 000 m<sup>3</sup> oraz przeladunku LNG na autocysterny (Łoś, Biały, Janusz i Szurlej, 2016). W 2018 r. poprzez terminal LNG, sprowadzono do Polski łącznie 29,77 TWh gazu. Gaz importowany był przez PGNiG SA z Kataru, Norwegii i USA. Import gazu ziemnego z USA do Polski wpisuje się w pogłębioną w wielu obszarach współpracę Polski z USA. Sojusz ten należy postrzegać jako alternatywę wobec strategicznego partnerstwa łączącego Niemcy i Rosję (Wojcieszak, 2018).

Rysunek 11. Zdolności techniczne w zakresie przywozu gazu ziemnego do Polski i ich struktura w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

Wraz z rozbudową systemu przesyłowego wewnątrz kraju, OSP realizuje projekty rozbudowy połączeń międzysystemowych z operatorami z: Niemiec, Litwy, Słowacji, Ukrainy i Czech, które umożliwią integrację europejskich systemów

gazowych i dalszą budowę wspólnego rynku. W latach 2009-2018 zdolności techniczne w zakresie możliwości przywozu gazu ziemnego istotnie wzrosły (rysunek 11).

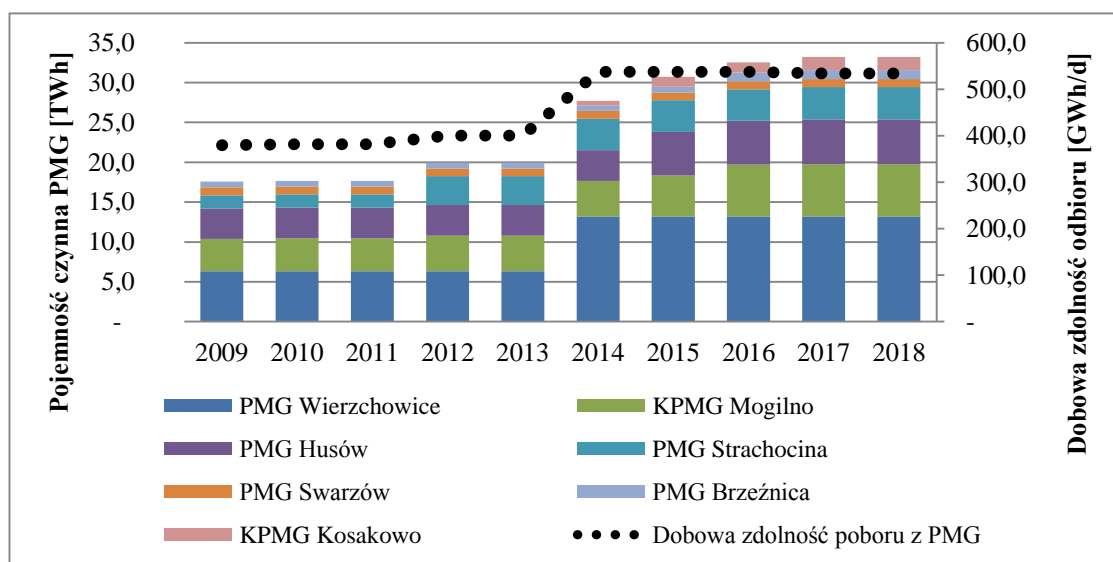
Do najważniejszych projektów prowadzonych w 2019 roku należały:

- Budowa gazociągu Baltic Pipe o planowanych zdolnościach przesyłowych do 109,72 TWh/rok obejmująca budowę połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Baltic Pipe miał umożliwić zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego nie tylko do Polski, ale również do regionu Europy Środkowej (Czech, Słowacji oraz Ukrainy) oraz regionu Morza Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia). Projekt Baltic Pipe obejmował: budowę połączenia podmorskiego systemów gazowych Norwegii i Danii, rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód), budowę tłoczni gazu na terytorium Danii, budowę gazociągu podmorskiego łączącego duński i polski system przesyłowy, budowę gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym, budowę gazociągu Goleniów-Lwówek, rozbudowę tłoczni Goleniów, rozbudowę tłoczni Odolanów oraz budowę tłoczni Gustorzyn. Oddanie inwestycji do użytkowania i rozpoczęcie przesyłania paliw gazowych przewidywane było na październik 2022 roku.
- Budowa połączenia międzysystemowego Polska – Litwa (ang. *GIPL – Gas Interconnector Poland Lithuania*) z zakładaną mocą przesyłową na poziomie 26,33 TWh/rok w kierunku Litwy oraz 18,65 TWh/rok w kierunku Polski. Gazociąg miał przebiegać przez województwa mazowieckie, podlaskie oraz warmińsko-mazurskie, tj. przez obszary ze słabo rozwiniętą infrastrukturą gazową.
- Budowa połączenia międzysystemowego Polska – Słowacja o planowanych zdolnościach przesyłowych na poziomie 62,54 TWh/rok w kierunku Polski oraz 51,57 TWh/rok w kierunku Słowacji wraz z niezbędną infrastrukturą przewidzianą do budowy na terytorium Polski.
- Budowa polsko-ukraińskiego połączenia międzysystemowego przez Hermanowice o technicznych zdolnościach przesyłowych w obu kierunkach na poziomie 54,86 TWh/rok. Na koniec 2019 r. maksymalne techniczne możliwości przesyłu gazu przez ten punkt w kierunku Ukrainy wyniosły 16,46 TWh/rok. Usługa przesyłowa była realizowana na zasadach przerywanych, co oznaczało, że mogła być przerwana lub ograniczona ze względu na niekorzystne warunki rozptyłu paliw gazowych w sieciach polskich lub ukraińskich.

- Budowa połączenia międzysystemowego z Czechami realizowana wspólnie przez OSP i Net4Gas – czeskiego operatora systemu przesyłowego. Projekt przewidywał budowę połączenia transgranicznego Libhost-Hat-Kędzierzyn o długości ok. 107 km, umożliwiającego przesył paliw gazowych w kierunku Polski w ilości do 71,32 TWh/rok. Projekt zakładał także możliwość odwróconego przepływu, tj. z Polski do Czech na poziomie 54,86 TWh/rok.

Do kluczowej europejskiej infrastruktury gazowej zalicza się także PMG. Zagadnienie to wynika ze zwiększającego się uzależnienia niemal wszystkich państw UE od importu gazu ziemnego oraz przypadków wykorzystywania tego surowca do celów politycznych. Powoduje to konieczność utrzymywania zapasów i wymusza tworzenie pojemności strategicznych (Kosowski, Stopa i Rychlicki, 2007). Segment magazynowania paliw gazowych w Polsce przeszedł na przestrzeni ostatnich lat głęboką transformację (Brzeziński, 2014a). W ostatnich dziesięciu latach zrealizowane zostały inwestycje budowy nowych i rozbudowy istniejących PMG, dzięki którym istotnie poprawiły się parametry techniczne w zakresie zwiększenia ich pojemności czynnej<sup>27</sup> i dobowej (szczytowej) mocy poboru (rysunek 12).

Rysunek 12. Pojemność czynna PMG oraz dobowe zdolności odbioru PMG w Polsce w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych właściwe dla lat 2013 – 2018 oraz Sprawozdania z działalności Prezesa URE dla lat 2009-2018; Rokosz (2010); Brzeziński (2014a); Matkowski (2012).

<sup>27</sup> Pojemność czynna PMG zależy od wielkości złoża, zakresu ciśnień jego pracy oraz warunków hydrodynamicznych. Zmiana pojemności czynnej magazynu może nastąpić tylko poprzez zmianę zakresu ciśnień jego pracy, gdyż pojemność całkowitą magazynu określa wielkość pułapki złożowej (Filar, 2018).

### 2.1.3. Liberalizacja polskiego rynku gazu

Początki procesów liberalizacyjnych miały miejsce w wybranych stanach USA oraz w Wielkiej Brytanii, gdzie w 1989 roku za rządów Margaret Thatcher weszło w życie prawo energetyczne (ang. *Electricity Act*) regulujące równoczesną prywatyzację zasiedziałych przedsiębiorstw energetycznych oraz oddzielenie wytwarzania energii od jej przesyłu i dystrybucji (Miciuła, 2014). Głównym celem liberalizacji rynku energii był właśnie wzrost jego efektywności (Riedel, 2013). Brytyjskie działania liberalizacyjne pokazały, że uwolnienie rynku gazu nie tylko wzmacnia stabilność dostaw, ale także wprowadza cenę określoną przez grę popytu i podaży, a nie zapisy kontraktowe. Obserwacje te wzmocniły działania na rzecz liberalizacji krajowych rynków gazu w UE i tworzenia takich regulacji, które skłaniają do przenoszenia handlu na giełdy towarowe.

Tabela 8. Kluczowe założenia europejskich pakietów liberalizujących rynek gazu ziemnego

I pakiet liberalizacyjny	II pakiet liberalizacyjny	III pakiet liberalizacyjny
<ul style="list-style-type: none"> <li>- księgowy rozdział działalności przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej,</li> <li>- dostęp do systemu w oparciu o formułę negocjowanego lub regulowanego TPA</li> <li>- określenie harmonogramu otwierania rynku w kolejnych latach w oparciu o zdefiniowanie grup odbiorców uprawnionych,</li> <li>- ogólne określenie kompetencji i zakresu funkcjonowania regulatora rynku</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- prawny i funkcjonalny rozdział działalności przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej,</li> <li>- pozostawienie możliwości wyboru formuły negocjowanego dostępu do systemu jedynie w przypadku PMG</li> <li>- pełne otwarcie rynku 1 lipca 2007 r.,</li> <li>- uszczegółowienie kompetencji i zakresu funkcjonowania regulatora rynku</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- zaostrożenie kryteriów unbundlingu, wydzielenie OSP w oparciu w rozdział własnościowy lub niezależnego operatora systemu (ang. <i>ISO – Independent System Operator</i>) i niezależnego operatora przesyłu (ang. <i>ITO – Independent Transmission Operator</i>),</li> <li>- zwiększenie zakresu kompetencji organów regulacyjnych i wprowadzenie obowiązku zapewnienia ich niezależności</li> </ul>

Źródło: Wiernek (2012)

Liberalizacja rynku gazu w Polsce ma związek z implementacją przepisów dyrektyw UE (tab. 8). I pakiet liberalizacyjny (tzw. pierwsza dyrektywa gazowa - dyrektywa 1998/30/WE) dotyczył ustalenia głównych założeń liberalizacji, takich jak otwarcie rynku i niedyskryminacyjny dostęp do sieci (Grimm, Schewe, Schmidt i Zöttl, 2019). W 2001 roku Komisja Europejska przyjęła tzw. II pakiet energetyczny. Zostały w nim wzmocnione dwa najważniejsze obszary pierwszego pakietu dyrektyw, czyli zasada TPA oraz program unbundlingu (Czech, 2012). Celem III pakietu liberalizacyjnego (Iwicki, Janusz i Szurlej, 2014), zaproponowanego przez KE we wrześniu 2007 r. było wzmocnienie konkurencji i wydajności na wewnętrznym

rynku energii (Olejarz, 2011), a tym samym obniżenie cen energii i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez ułatwienie inwestowania w połączenia międzysystemowe między państwami członkowskimi (Gratz, 2009).

Początek polskich procesów liberalizacyjnych określa się na 1 lipca 2004 r., kiedy to rozpoczął działalność wyodrębniony ze struktur PGNiG SA, jako przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, podmiot PGNiG-Prześył sp. z o.o. Spółka ta – po zmianie nazwy na Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System Sp. z o.o. została wyznaczona OSP (Kaliski, Staśko i Trzaskuś-Żak, 2006). Moment prawnego i organizacyjnego rozdzielania handlu gazem od jego technicznego przesyłu oznaczał zupełnie nowe środowisko działania dla obszarów obrotu i dystrybucji, bo dotąd procesy handlowe oraz czynności związane z technicznym przesyłem gazu były realizowane w ramach jednego podmiotu (Nowak, 2009). Pełna niezależność działania, w jaką ustawowo został wyposażony OSD, oznaczała stworzenie nowych standardów współpracy z podmiotami handlowymi. Odtąd żadne przedsiębiorstwo obrotu współpracujące z OSD nie mogło być w jakikolwiek sposób przez niego traktowane uprzywilejowanie (Bartnik, 2015).

W 2011 roku z inicjatywy Ministra Gospodarki opracowano strategię i harmonogram działań pozwalających na stopniową deregulację rynku gazu ziemnego w Polsce. Pierwsze działania dotyczyły miały segmentu hurtowego i odbiorców komercyjnych (NIK, 2012b). 20 grudnia 2012 r. TGE SA wprowadziła gaz ziemny do obrotu na Rynku Towarów Giełdowych (Łoś, Biały, Janusz i Szurlej, 2016), jednak liczba zawieranych transakcji oraz wielkość obrotu na RDNiBG i RTTG pozostawały na znikomym poziomie (Kowal i Kaproń, 2016). Impulsem do wzrostu obrotu na giełdzie było wprowadzenie - nowelizacją PE z 11 września 2013 r. - obligo giełdowego<sup>28</sup> dla rynku gazu ziemnego (Prewysz-Kwinto i Voss, 2014). W początkowym etapie poziom obligo giełdowego pozostawał jednak na sztucznym poziomie głównie dlatego, że nie było na rynku podmiotu, który byłby zainteresowany zakupem na giełdzie gazu zaoferowanego do sprzedaży przez PGNiG SA (Zajdler, 2014). W celu wypełnienia celów wynikających z tego obowiązku, PGNiG powołało spółkę, która „ściągałaby” oferty sprzedaży wystawiane na giełdzie przez PGNiG SA. Od tego czasu głównymi uczestnikami giełdowego rynku gazu ziemnego pozostawały

---

<sup>28</sup> Obligo gazowe mające na celu zapewnienie płynności na giełdzie odnosi się do obowiązku sprzedaży określonych ilości gazu ziemnego przez określone w ustawie podmioty (w Polsce: PGNiG SA) na giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany. Brak realizacji obligo został usankcjonowany karą finansową do 15% przychodów z działalności prowadzonej na podstawie koncesji w poprzednim roku podatkowym (Wojcieszak, 2016).



podmioty jednej grupy kapitałowej: PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny SA. PGNiG SA pełnił równocześnie funkcję animatora giełdowego rynku gazu, czyli zapewniał płynność wystawiając zarówno oferty sprzedaży, jak i kupna przez cały okres trwania sesji giełdowej. W praktyce oznaczało to, że w każdym momencie sesji na TGE istniała możliwość zawarcia transakcji na rynku gazu. Brak animatora rynku mógłby oznaczać znaczący spadek płynności obrotu i bezpieczeństwa handlu.

Krokiem milowym w kierunku pełnej liberalizacji obrotu gazem ziemnym w Polsce było ograniczanie administracyjnego nadzoru nad cenami paliw gazowych. 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy znoszące z mocy prawa nadzór Prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż LNG i CNG oraz na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych dokonujących zakupu tego paliwa w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych (Dragan, 2017/8). Od 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi. Nadzór Prezesa URE nad taryfami dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych został jednak utrzymany co najmniej do końca 2023 roku.

## **2.2. Istota polityki gospodarczej w zakresie gazu ziemnego**

### **2.2.1. Cele polityki energetycznej w obszarze paliw gazowych**

Strategia geopolityczna opiera się na fundamentalnym założeniu prymatu polityki nad ekonomią w stosunkach międzynarodowych. Zakłada podporządkowanie polityki gospodarczej, w tym gazowej, strategicznym założeniom polityki państwa (Musiałek, 2012). Politykę tę kształtują w szczególności (Riedel, 2013):

- Czynniki społeczne: ochrona środowiska, świadomość ekologiczna społeczeństwa, poziom akceptacji dla podatków związanych z energią i ochroną środowiska, postawy wobec energii jądrowej, subsydiowanie energii.
- Czynniki polityczne: krajowa struktura produkcji i konsumpcji energii, rola regulatora na rynku energii, motywacja kreowana przez zobowiązania międzynarodowe i ponadnarodowe, bezpieczeństwo dostaw, czynniki ideologiczne i dominujący światopogląd (społeczeństwa, elektoratu, elit władzy).

- Czynniki o charakterze międzynarodowym: ponadnarodowa harmonizacja polityk energetycznych, globalizacja, kurs walutowy.
- Czynniki związane z handlem międzynarodowym: polityka konsolidacji i demonopolizacji, rozwój gospodarki opartej na wodorze, rozwój technologii pozyskiwania energii z OZE.
- Czynniki ekonomiczne: dostęp do paliw kopalnych, subsydia, podatki.

Celem polityki energetycznej Polski, zgodnie z Polityką energetyczną państwa do 2025 roku wprowadzoną Obwieszczeniem Ministra Gospodarki i Pracy z 1 lipca 2005 r. (M.P.05.42.56) jest tworzenie warunków dla stałego i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego przyczyniającego się do rozwoju gospodarki narodowej, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz zaspokojenia potrzeb energetycznych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Ujęta w tym dokumencie doktryna polityki energetycznej ma zmierzać do:

- zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrony środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

Kluczowym celem polityki energetycznej kraju jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Stan ten jest najbliższy do osiągnięcia na drodze wykorzystania własnych złóż paliw, co było widać na przykładzie USA, gdy – pomimo kryzysu finansowego w 2008 roku i wzrastających cen ropy naftowej – wskaźniki bezpieczeństwa energetycznego tego kraju po 2011 roku zaczęły się poprawiać tak, aby w 2016 roku zanotować jeden z najlepszych wskaźników w historii (Nyga-Łukaszewska, 2018). Stało się to za sprawą upowszechnienia technologii szczelinowania hydraulicznego, poziomych wierceń oraz zawansowanych badań sejsmicznych.

Polska nie była samowystarczalna energetycznie. Fakt ten pociągał za sobą uzależnienie od przywozu lub importu surowców energetycznych i wymagał dywersyfikacji kierunków dostaw i źródeł energii. Jednym z możliwych źródeł energii miał stać się na przełomie pierwszej i drugiej dekady XXI wieku gaz łupkowy, którego złoża zostały zidentyfikowane także na polskich terenach (Piziak-Rapacz, 2013). Niestety, potencjalne zasoby gazu łupkowego w Polsce zostały zawyżone i nie było jasne w jakim stopniu mogłyby być wykorzystane ekonomicznie (Gruszczyński i Szyjko, 2015). W związku z tym powrócono do minimalizacji ryzyka zakłóceń dostaw

wynikających obecnej struktury pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski. Dominującą pozycję w obszarze podażowym zajmowaną przez surowiec pochodzący z obszaru Federacji Rosyjskiej miało zastąpić po 2022 roku wielu dostawców, wykorzystujących do importu gazu ziemnego tak gazociągi, jak i terminal LNG (Wojcieszak, 2018). Dzięki realnej dywersyfikacji dostaw mógłby powstać w Polsce hub gazowy, który korzystnie wpłynąłby na zredukowanie cen surowca dla odbiorców, czyli osiągnięcie drugiego z kluczowych celów polityki gospodarczej w zakresie rynku gazu ziemnego.

Wg OECD/IEA (2017) Rząd RP powinien m.in.: przedstawić jasną wizję rynku gazu ziemnego w ramach przyszłej strategii energetycznej do 2050 roku, co zapewniłoby długoterminową stabilizację dla inwestorów i najlepsze wsparcie dla celów w zakresie dywersyfikacji oraz bezpieczeństwa energetycznego i środowiskowego, oraz przygotować jasny i przejrzysty program wdrożenia pełnej liberalizacji rynku detalicznego. W tym celu Ministerstwo Energii przedstawiło zaktualizowany i rozszerzony projekt „*Polityki energetycznej Polski do 2040 r. – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego*”<sup>29</sup>. Projekt ten określał, że: „*celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko, przy optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych*”. W tym dokumencie określono także, że „*bezpieczeństwo energetyczne oznacza aktualne i przyszłe zaspokojenie potrzeb odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Oznacza to obecne i perspektywiczne zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw surowców, wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, czyli pełnego łańcucha energetycznego*”. W odniesieniu do konkurencyjności i efektywności energetycznej sprecyzowano, że: „*koszt energii ukryty jest w każdym działaniu i produkcji wytworzonym w gospodarce, dlatego ceny energii przekładają się na konkurencyjność całej gospodarki. Jednocześnie emisje zanieczyszczeń z sektora energii oddziałują na środowisko, dlatego kreowanie bilansu energetycznego musi odbywać się z poszanowaniem tego aspektu*”.

---

<sup>29</sup> Zaktualizowany projekt „*Polityki energetycznej Polski do 2040 r. – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego*” został opublikowany na stronach Ministerstwa Gospodarki w dniu 8 listopada 2019 r. (<https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji1>).

Reasumując, cele polityki energetycznej można sprowadzić do dwóch podstawowych zagadnień (Dobroczyńska i Juchniewicz, 2004): pewności dostaw i bezpieczeństwa odnoszących się do wyboru struktury paliw, pożądaných technologii wytwarzania, właściwych relacji między rezerwami a bieżącym i przeszłym równoważeniem popytu i podaży, zróżnicowania kierunków przepływu paliw i energii oraz racjonalnych cen energii. Dla realizacji tych celów, państwo może korzystać ze swoich uprawnień poprzez ograniczanie konstytucyjnej wartości, jaką jest swoboda prowadzenia działalności gospodarczej kosztem innych, ważniejszych wartości z perspektywy państwa lub obywateli<sup>30</sup>.

### **2.2.2. Dylematy polityki energetycznej kraju**

W dziedzinie gospodarki energetycznej mamy do czynienia z interferencją różnych wartości, takich jak: swoboda działalności gospodarczej, bezpieczeństwo obywateli i zasada zrównoważonego rozwoju kraju oraz ochrony środowiska (Sarota, 2018). Z tymi wartościami wiążą się dwa podstawowe dylematy polityki energetycznej kraju mające związek z obszarem badań objętych niniejszą pracą. Owe zagadnienia koncentrują się na próbie odpowiedzi na następujące pytania:

- Jaka jest rola państwa, które definiując kierunki i perspektywy rozwoju sektora gazu ziemnego, deleguje własne obowiązki w zakresie polityki energetycznej kraju na poszczególne przedsiębiorstwa poprzez stawianie ograniczeń (warunków) dla prowadzonej działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi i jak ww. kwestie wpływają na zarządzanie polskimi przedsiębiorstwami obrotu gazem ziemnym, ich cele strategiczne i taktykę działania?
- Czy cele postawione na początku polskiej transformacji ustrojowej w Polsce, czyli konkurencyjne ceny energii, które powinny wynikać z wolnego rynku i swobodny do niego dostęp, wzrost konkurencji i poprawa efektywności działania oraz wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju które jest rozumiane jako pewność i ciągłość obrotu, niezawodność dostaw, transparentność i przejrzystość transakcji, a także szeroko rozumiana dywersyfikacja, zostały osiągnięte i czy są aktualne i komplementarne względem siebie?

---

<sup>30</sup> Do takich wartości można zaliczyć m.in. bezpieczeństwo państwa, z którym należy utożsamiać między innymi bezpieczeństwo energetyczne, bezpieczeństwo obywateli lub inny ważny interes publiczny (Elżanowski, 2015).

W pierwszym obszarze rozważań leżą kwestie ograniczania wolności działalności gospodarczej będącej istotną wartością konstytucyjną w Polsce, na której opiera się społeczna gospodarka rynkowa, stanowiąca podstawę ustroju gospodarczego (art. 20 Konstytucji RP). Choć, co do zasady, polski system gospodarczy jest oparty o reguły wolności gospodarczej i swobody w kształtowaniu treści umów, przesądzone jest wkraczanie państwa w wolność gospodarczą, aczkolwiek granice tej ingerencji pozostają sporne (Czarnecka, 2017). W teorii regulacji ekonomicznej wyróżnia się dwie grupy koncepcji: interesu publicznego oraz interesu prywatnego (Posner, 1974), czyli pierwszą, zakładającą interwencjonizm państwowy w celu eliminacji niedoskonałości rynkowych rozumianych jako niesprawność i nieefektywność w dążeniach do maksymalizacji dobrobytu społecznego, i drugą, zakładającą, że państwo nie działa w interesie publicznym, ale w celu zapewnienia korzyści określonym grupom interesu, wymusza niejako na regulatorze określone zachowania i regulacje (Nagaj, 2012). Do wczesnych lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku dominującym motywem wprowadzenia regulacji była niedoskonałość rynku (Peltzman, Levin i Noll, 1989). Obecnie, uzasadnieniem świadomie podejmowanych przez władze gospodarcze przekształceń w sposobie regulacji jest najczęściej potrzeba podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu (Gorynia, 1995).

Ograniczenie wolności gospodarczej jest dopuszczalne tylko w drodze ustawy, i tylko ze względu na ważny interes publiczny (art. 22 Konstytucji RP). Głównym celem wprowadzania mechanizmu regulacyjnego w Polsce jest potrzeba zrównowżenia interesów różnych grup podmiotów sektora energetycznego, między innymi producentów i konsumentów (Rejmus, 2014). Jedną z kluczowych przyczyn tego zjawiska jest niedostatek funkcjonowania mechanizmów konkurencji w niektórych segmentach sektora energetycznego (Walaszek-Pyziół, 2002). Ograniczenia praw i wolności powinny być jednak wprowadzane tylko w niezbędnym zakresie, tak aby w konflikcie z zasadą swobody działalności gospodarczej rachunek aksjologiczny przeważał na korzyść ograniczenia (Sarota, 2018).

Przedsiębiorstwa energetyczne czynnie uczestniczą w tworzeniu wspólnej polityki energetycznej krajów członkowskich Unii Europejskiej, a także dokonują implementacji jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych (Skowron, 2014). Odbywa się to poprzez delegowanie obowiązków Państwa<sup>31</sup> nadanych

---

<sup>31</sup> Jedną z głównych instytucji odpowiedzialnych za politykę energetyczną kraju jest Minister Energii (Czech, 2016), uprzednio Minister Gospodarki.

w ustawach i rozporządzeniach na koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Owe warunki regulacyjne to niewielka, ale krytyczna sfera niepewności z punktu widzenia prowadzenia działalności gospodarczej. Badania nad infrastrukturą energetyczną z ekonomią polityczną koncentrują się na kwestiach rozwoju gospodarczego, w których kluczową osią debaty są podejścia do inwestycji i rozwoju kraju według logiki ekonomicznej (rynkowej) i politycznej (Bridge, Özkaynak i Turhan, 2018).

Ostatnie obserwacje zdarzeń na polskim rynku gazu ziemnego potwierdzają wzrost interwencjonizmu państwa w formalno-prawne ramy działalności handlowej. W roku 2018 wzrosła liczba wszczętych postępowań w sprawie zmiany koncesji lub cofnięcia koncesji. Rok ten był też pierwszym, w perspektywie ostatnich 5 lat, w którym nastąpił spadek liczby podmiotów ubiegających się o uzyskanie koncesji OGP oraz koncesji OGZ w stosunku do roku poprzedniego. Według Prezesa URE (2019c) przyczyniły się do tego zmiany funkcjonowania rynku gazu związane z poszerzeniem zakresu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Obserwacje tych zmian mogły być dowodem zmniejszenia poziomu zainteresowania prowadzeniem działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym. Wg Rady ds. Gazu Konfederacji Lewiatan (WysokieNapiecie.pl, 2013) do grona warunków ramowych blokujących efektywność rynku gazowego i będących największymi przeszkodami dla rozwoju tego rynku należy zaliczyć między innymi: system zapasów obowiązkowych, zasady kształtowania taryf i niewłaściwe regulacje w zakresie dywersyfikacji dostaw. Zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu mogły naruszać zasady Unii Europejskiej i mogłyby być uznane przez Trybunał Sprawiedliwości UE (ang. *the European Court of Justice*) za niesprawiedliwe i powodujące nieuzasadniony wzrost cen gazu (Kelly, 2018).

W obszarze drugiej kwestii wydaje się, że wspomniane dwa cele polityki energetycznej państwa nie są jednolite wobec siebie, często niespójne a nawet wzajemnie się wykluczające. Z pewnością pomiędzy nimi lokuje się napięcie, które nie było dotąd przedmiotem szczegółowych analiz. Oba elementy są przedmiotem badań objętych niniejszą rozprawą.

### 2.2.3. Rola i znaczenie regulatora

Jednym z najważniejszych aktorów rynku energii jest regulator, który przez promowanie konkurencji działa w interesie klientów i rynku energetycznego (Nowak, 2010). Głównym celem funkcjonowania regulatorów na płaszczyźnie europejskiej jest wdrażanie polityki w zakresie wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu, a w szczególności: stworzenie konkurencyjnego i zintegrowanego rynku dającego większy wybór konsumentom, stworzenie efektywnej infrastruktury technicznej umożliwiającej nieograniczony przesył energii przez granice krajów członkowskich, zapewnienie bezpieczeństwa zasilania dla przedsiębiorstw i odbiorców indywidualnych, monitorowanie przejrzystości transakcji, gwarantowanie cen opartych na rzeczywistych kosztach i wyeliminowanie nieuczciwych praktyk (Błajszczak i Gawęł, 2015). Wdrożenie tychże wspólnych zasad rynku wewnętrznego wymaga uprzedniego wzmocnienia kompetencji regulatorów (Somosi, 2013).

Od marca 2011 roku funkcję regulatora na poziomie europejskim pełni ACER, która została powołana rozporządzeniem 713/2009<sup>32</sup>. ACER wydaje opinie i rekomendacje (bez mocy nakazowej) dla operatorów sieci i regulatorów krajowych. Obowiązek powołania niezależnych regulatorów krajowych nałożyła II dyrektywa gazowa, III natomiast rozszerzyła zakres ich kompetencji oraz określiła zasady ich wzajemnej współpracy na forum UE (Opolska, 2016). Działalność przedsiębiorstw energetycznych w Polsce od 1997 roku reguluje Prezes URE. Jest on powoływany przez Premiera Rządu na wniosek Ministra Energii. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej powołanym na mocy PE do realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Obowiązki i kompetencje Prezesa URE są ściśle związane z polityką państwa w zakresie energetyki, tzn. w szczególności warunkami ekonomicznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami wynikającymi z obowiązku dostosowania prawa polskiego do prawa UE. Działania podejmowane przez niezależny organ regulacyjny skoncentrowane są na tworzeniu warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania

---

<sup>32</sup> Rozporządzenie 713/2009 w całości poświęcone jest sprawom ACER i szczegółowo określa jej status, zadania wobec OSP i regulatorów krajowych oraz zadania w odniesieniu do warunków dostępu do infrastruktury transgranicznej oraz warunków jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego.

wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Szczegółowy zakres działania Prezesa URE określony jest w art. 23 ust. 2 PE (URE, 2019). Do podstawowych uprawnień i obowiązków Prezesa URE w zakresie rynku gazu ziemnego należy udzielanie i cofanie koncesji, która – jako jeden z instrumentów realizacji celów polityki energetycznej państwa – znajduje zastosowanie wszędzie tam, gdzie państwo dostrzega potrzebę wprowadzenia mechanizmu kontroli (Faszczka, 2018). W tym rozumieniu, koncesja polega na nakładaniu określonych zasad reglamentacji wykonywanej działalności (Muras i Swora, 2016). Wynikające z koncesji warunki prowadzenia działalności (np. regulacje cen sprzedaży<sup>33</sup>) mogą być uzasadniane potrzebą ograniczania ubóstwa energetycznego (Szpor i Lis, 2016), specyfiką rynku i koniecznością ochrony odbiorców przed możliwym nagłym i wysokim wzrostem cen gazu, które mogą nastąpić w przypadku braku osiągnięcia konkurencyjności na rynku, braku wykazywania przez odbiorców domowych aktywności w zakresie zmiany sprzedawcy (Dragan, 2017/8). Ważnym zadaniem Prezesa URE jest zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i przepisach wykonawczych, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach, określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf oraz ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, jednostkowych opłat zastępczych, kontrolowania wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku w zakresie obliigo giełdowego (Rejmus, 2014).

Prezes URE wyznacza OSP, OSD, OSM, OSS lub operatora systemu połączonego oraz publikuje w Biuletynie URE i zamieszcza na swojej stronie

---

<sup>33</sup> W wyniku m.in. wyroku TSUE będącego wynikiem pozwania Polski przez KE za regulowane ceny gazu dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe (Bałamut, 2017) w nowelizacji PE zawarto harmonogram zwolnień z obowiązku taryfikowania cen. 1 stycznia 2017 roku zwolnione z obowiązku zostały przedsiębiorstwa obrotu w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym, w punkcie wirtualnym, CNG, LNG oraz w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych w rozumieniu przepisów o zamówieniach publicznych. 1 października 2017 r. zwolnione zostały przedsiębiorstwa obrotu dostarczające gaz do wszystkich odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Zwolnienie z obowiązku taryfikowania cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych nastąpić ma 1 stycznia 2024 r.



internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacje o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu, informowanie o tym KE oraz przyznawanie certyfikatów niezależności operatorom oraz zatwierdzanie IRiESP i IRiESD. Kontroli Prezesa URE podlegają standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz parametry jakościowe paliw gazowych, a także działania dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych. Do kompetencji Prezesa URE należy w szczególności:

1. Wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w rozporządzeniu REMIT oraz nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w PE.
2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom ograniczającym konkurencję.
3. Kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego.
4. Współdziałanie z KNF i organami regulacyjnymi państw członkowskich UE lub państw członkowskich EFTA – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z ACER, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzenia 715/2009.
5. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich UE lub państw członkowskich EFTA – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, mechanizmów bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym, warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci, wypełniania obowiązku publikowania przez OSP i OSD informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych, wypełniania przez OSP i OSD ich zadań, wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków z zakresu księgowości wymienionych w art. 44 PE.

6. Prowadzenie: rejestru podmiotów przywożących, wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji, rejestru koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzone lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania, wykazu przedsiębiorstw energetycznych, którym cofnięto koncesję, wykazu podmiotów, którym koncesja wygasła, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji.
7. Podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych w gospodarstwie domowym.

## **2.3. Architektura polskiego rynku gazu ziemnego**

### **2.3.1. Koncesjonowanie działalności**

Ustawa o swobodzie działalności gospodarczej nie definiuje pojęcia koncesji, zawiera jednak w art. 46 ust. 2 delegację i stanowi w tym względzie *lex generalis* (Bielecki, 2009). Na podstawie poglądów panujących w doktrynie przyjmuje się, że jest to akt zgody władzy publicznej na wykonywanie ściśle określonej działalności przez przedsiębiorcę (Łastowiecki, 2013). Organ koncesyjny może określić w koncesji, w granicach przepisów odrębnych ustaw, szczególne warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją (art. 48. Pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej). Na polskim rynku gazu ziemnego wszystkie podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw podlegają obowiązkowi uzyskania koncesji. Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie (art. 32 PE):

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji LNG w instalacjach skroplonego gazu ziemnego;
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s;
- obrotu paliwami gazowymi<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> Z wyłączeniem, zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 PE: obrotu LNG dostarczonego z zagranicy do terminalu LNG w Świnoujściu, obrotu paliwami gazowymi o rocznej wartości mniejszej niż równowartość 100 000 euro, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym

Przedsiębiorcy występujący z wnioskami o udzielenie koncesji muszą spełniać przesłanki do jej uzyskania. Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który (art. 33 ust. 1 PE):

- ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego EFTA - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji;
- dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania;
- ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności;
- zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych;
- uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli konieczność uzyskania takiej decyzji wynika z uwarunkowań wnioskodawcy, albo decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej, o której mowa w ustawie z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2017 r. poz. 552, z późn. zm.);
- nie zalega z zapłatą podatków stanowiących dochód budżetu państwa, z wyjątkiem przypadków, gdy uzyskał przewidziane prawem zwolnienie, odroczenie, rozłożenie na raty zaległości podatkowych, albo podatku lub wstrzymanie w całości wykonania decyzji właściwego organu podatkowego;

Koncesja nie może być wydana wnioskodawcy (art. 33 ust. 3 PE):

- który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji;
- któremu w ciągu ostatnich 3 lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą z przyczyn wymienionych w art. 41 ust. 3 lub którego w ciągu ostatnich 3 lat wykreślono z rejestru działalności regulowanej z przyczyny wydania decyzji o zakazie wykonywania przez wnioskodawcę działalności objętej wpisem ze względu na złożenie oświadczenia o spełnieniu warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności niezgodnego ze stanem faktycznym

---

w rozumieniu przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, GIR lub KDPW SA, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, obrotu paliwami gazowymi dokonywanego przez GIR lub KDPW SA, nabywające lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem.

lub nieusunięcie naruszeń warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności w wyznaczonym przez organ terminie, lub rażące naruszenie warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności;

- skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą<sup>35</sup>;
- który nie jest zarejestrowany jako podatnik podatku VAT;
- jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę, albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2018 r. poz. 395, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą o rachunkowości”, został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy (art. 33 ust. 3c PE ), wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełniania przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec członków zarządów oraz rad nadzorczych, do czasu zakończenia postępowań przygotowawczego oraz sądowego. Prezes URE cofa koncesję (art. 41 ust. 2 pkt 4 PE ) w przypadku niespełniania któregokolwiek z warunków udzielenia koncesji. Prezes URE cofa koncesję OGZ (art. 41 ust. 2a PE), również w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymuje zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub nie zapewnia ich dostępności określonych w ustawie o zapasach (art. 24 ust. 1 i 2, art. 24a oraz art. 25 ust. 2 albo ust. 5). Organ koncesyjny może odmówić udzielenia koncesji lub ograniczyć jej zakres w stosunku do wniosku o udzielenie koncesji albo odmówić zmiany koncesji (art. 56. pkt 1. ustawy o swobodzie gospodarczej) w szczególności, gdy przedsiębiorca nie spełnia warunków wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją określonych w ustawie lub warunków podanych do wiadomości przedsiębiorcom. Organ koncesyjny jest uprawniony do kontroli działalności gospodarczej (art. 57. pkt 1. ustawy o swobodzie

---

<sup>35</sup> W myśl art. 33 ust. 3a PE w przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium RP w ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium RP (Dz. U. z 2018 r. poz. 649), przedmiotowy warunek dotyczy również osób uprawnionych do ich reprezentowania, a także członków rad nadzorczych.

gospodarczej) w zakresie zgodności wykonywanej działalności z udzieloną koncesją, przestrzegania warunków wykonywania działalności gospodarczej, obronności lub bezpieczeństwa państwa, ochrony bezpieczeństwa lub dóbr osobistych obywateli.

Przedsiębiorcy występujący z wnioskami o zmianę koncesji powinni do wniosku dołączyć dokumentację dotyczącą przedmiotu zmiany koncesji dotyczącej sytuacji formalnoprawnej koncesjonariusza (np. zmiana nazwy, zmiana adresu lub siedziby, zmiana wspólnika spółki cywilnej lub osobowej, itp.) lub zmiany zakresu działalności, co wiąże się z możliwościami technicznymi, jakimi dysponuje koncesjonariusz (np. zamiar rozszerzenia zakresu koncesji o nowy obszar wykonywania działalności). Wniosek o przedłużenie ważności koncesji przedsiębiorca powinien złożyć nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem (art. 39 PE). Przedłużenie ważności koncesji jest tożsame z uznaniem przez organ koncesyjny, że przedsiębiorca spełnia wskazane ustawą warunki wykonywania działalności koncesjonowanej. Wiąże się to koniecznością zbadania czy przedsiębiorstwo, które złożyło wniosek o przedłużenie terminu ważności koncesji nadal spełnia wskazane w art. 33 PE warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, oraz czy stan formalnoprawny z dnia udzielenia koncesji nie uległ zmianie. Po upływie ww. terminu na złożenie wniosku o przedłużenie koncesji Przedsiębiorca posiadający zamiar dalszego prowadzenia działalności objętej koncesją powinien złożyć wniosek o ponowne udzielenie koncesji. Zarówno w przypadku złożenia wniosku o przedłużenie koncesji, jak i wniosku o ponowne udzielenie koncesji, do wniosku należy dołączyć dokumenty wymagane przy złożeniu wniosku o udzielenie koncesji. Zakres przedstawionej dokumentacji powinien umożliwić ustalenie, czy wnioskodawca spełnia wymagane warunki uzyskania koncesji oraz, czy nie zachodzą wobec niego okoliczności uzasadniające odmowę udzielenia koncesji.

Wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać w szczególności (art. 35 ust. 1 PE):

1. Oznaczenie wnioskodawcy, jego siedziby, siedziby oddziału na terytorium RP lub miejsca zamieszkania oraz ich adres, a także imiona i nazwiska pełnomocników ustanowionych do dokonywania czynności prawnych w imieniu przedsiębiorcy.
2. Określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja.
3. Informacje o dotychczasowej działalności wnioskodawcy, w tym sprawozdania finansowe z ostatnich 3 lat, jeżeli podmiot prowadzi działalność gospodarczą.

4. Określenie czasu, na jaki koncesja ma być udzielona wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności. Koncesji udziela się na czas oznaczony nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuję o udzielenie koncesji na czas krótszy (art. 36 PE).
5. Określenie środków dysponowanych przez podmiot ubiegający się o koncesję, w celu zapewnienia prawidłowego wykonywania działalności objętej wnioskiem.
6. Numer w rejestrze przedsiębiorców w KRS, o ile przedsiębiorca taki numer posiada, lub numer równoważnego rejestru państw członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji oraz numer identyfikacji podatkowej.
7. Dokumenty i informacje potwierdzające spełnienie warunków formalnoprawnych i organizacyjnych: odpis z rejestru przedsiębiorców – KRS uzyskany nie wcześniej niż 3 miesiące przed przedłożeniem organowi koncesyjnemu, zaświadczenie o nadaniu NIP, w przypadku wnioskodawcy niebędącego osobą fizyczną prowadzącą działalność gospodarczą - aktualny tekst umowy spółki lub statutu, wykaz osób uprawnionych do reprezentowania wnioskodawcy oraz członków rady nadzorczej - w przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium RP w ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium RP, aktualna informacja z KRK o niekaralności przedsiębiorcy oraz o niekaralności przedsiębiorstwa, w przypadku, gdy przedsiębiorca, osoba uprawniona do reprezentowania wnioskodawcy lub członek rady nadzorczej jest osobą nie będącą obywatelem Polski, należy także nadesłać odpowiednią informację wydaną przez właściwy organ kraju, którego ww. osoba jest obywatelem, wraz z tłumaczeniem przez tłumacza przysięgłego na język polski, wykaz wszystkich podmiotów posiadających wobec wnioskodawcy znaczący wpływ lub sprawujących nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu ustawy o rachunkowości wraz ze wskazaniem, który z rodzajów powyższych relacji zachodzi pomiędzy przedsiębiorcą a danym podmiotem oraz wskazaniem, co jest podstawą figurowania ww. podmiotów w wykazie, aktualna

informacja z KRK o niekaralności podmiotów posiadających wobec wnioskodawcy znaczący wpływ lub sprawujących nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu ustawy o rachunkowości, w przypadku podmiotu zarejestrowanego zagranicą lub niebędącego obywatelem Polski, należy także nadesłać odpowiednią informację wydaną przez właściwy organ kraju rejestracji lub obywatelstwa ww. podmiotu, wraz z tłumaczeniem przez tłumacza przysięgłego na język polski, oświadczenie przedsiębiorcy, że nie został w ciągu ostatnich 3 lat wykreślony z rejestru działalności regulowanej z przyczyny wydania decyzji o zakazie wykonywania przez wnioskodawcę działalności objętej wpisem, ze względu na złożenie oświadczenia o spełnieniu warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności niezgodnego ze stanem faktycznym lub nieusunięcie naruszeń warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności w wyznaczonym przez organ terminie, lub rażące naruszenie warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności, oświadczenie przedsiębiorcy, że nie zgłoszono w stosunku do niego wniosku o ogłoszenie upadłości oraz, że nie znajduje się w stanie likwidacji, oświadczenie przedsiębiorcy potwierdzające brak przesłanek do zawieszenia postępowania, który stanowi, że Prezes URE zawiesza postępowanie w przypadku, gdy wobec przedsiębiorcy wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną działalnością gospodarczą, dokument potwierdzający zarejestrowanie przedsiębiorcy jako podatnika podatku VAT, opis działalności dotychczasowej oraz biznesplan dla działalności będącej przedmiotem koncesjonowania, zawierający w szczególności: wybrany wariant finansowania działalności oraz szczegółowy plan jej finansowania wraz z analizą opłacalności finansowej działalności, na którą ma być udzielona koncesja, krótką charakterystykę dostawców i odbiorców, rodzaj paliwa gazowego będącego przedmiotem obrotu (np. gaz ziemny sieciowy, LNG, CNG) i sposób dostarczenia go do odbiorców, informację czy w celu wykonywania działalności objętej wnioskiem będzie wykorzystywał własną infrastrukturę techniczną, informacja przedsiębiorcy o sieciach oraz urządzeniach i instalacjach określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U. z 2003 r. Nr 89, poz. 828 z późn. zm.), które będą wykorzystywane

do wykonywania działalności objętej wnioskiem oraz o liczbie osób zatrudnionych przy ich eksploatacji wraz z podaniem numerów świadectw kwalifikacyjnych. W przypadku, gdy te osoby nie zostały jeszcze zatrudnione wnioskodawca winien przedstawić oświadczenie o zapewnieniu ich zatrudnienia.

8. Dokumenty potwierdzające, że wnioskodawca dysponuje środkami finansowymi zapewniającymi prawidłowe wykonywanie działalności lub ma możliwości ich pozyskania: zestawienie planowanych przychodów i kosztów rocznych z działalności objętej wnioskiem koncesyjnym, na okres minimum trzech pełnych lat kalendarzowych, zestawienie planowanej sprzedaży paliw gazowych w jednostkach fizycznych lub jednostkach energii na okres minimum trzech pełnych lat kalendarzowych, sprawozdania finansowe z ostatnich trzech lat, a jeżeli przedsiębiorca prowadzi działalność gospodarczą przez okres krótszy niż trzy lata – ww. dokumenty z okresu od dnia podjęcia działalności, inne dokumenty potwierdzające posiadanie lub możliwość pozyskania środków finansowych wystarczających do prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej, zaświadczenie z banku, w którym jest prowadzony podstawowy rachunek przedsiębiorcy, określające wielkość obrotów po stronie Wn i Ma, zdolność płatniczą i kredytową, zawierające informacje o udzielonych przedsiębiorcy kredytach oraz informację, czy rachunek wolny jest od tytułów egzekucyjnych, zaświadczenie z właściwego oddziału ZUS o niezaleganiu z wpłatą składek na ubezpieczenia społeczne lub o niefigurowaniu w ewidencji płatników składek. W przypadku spółek cywilnych niezbędne jest przedstawienie zaświadczeń z ZUS odrębnie dla każdego wspólnika oraz dla spółki, zaświadczenie z właściwego urzędu skarbowego o niezaleganiu z zobowiązaniami wobec budżetu państwa, względnie stwierdzające stan ewentualnych zaległości, zawierające także informacje o prowadzonych postępowaniach egzekucyjnych w administracji oraz w sprawach o przestępstwa skarbowe lub wykroczenia skarbowe, dotyczące tytułów i okresów, z których pochodzą ewentualne zaległości.
9. W przypadku wniosków o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą należy dodatkowo przekazać: szczegółową charakterystykę prowadzenia działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w tym w szczególności oświadczenie o sposobie realizacji obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy określonego w art. 32 ust. 2 PE, biznesplan z uwzględnieniem kosztów własnych, kosztów utrzymania zapasów



obowiązkowych, marży oraz planowanego kosztu zakupu gazu, informację o wielkości średniodobowego planowanego przez wnioskodawcę przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 30 września następującego po rozpoczęciu przywozu, informację o wielkości średniodobowego planowanego przez wnioskodawcę przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca kolejnego roku, planowaną datę rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego z zagranicy.

Koncesje na prowadzenie działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, są wydawane z uwzględnieniem obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego (art. 61 ust 2 ustawy o swobodzie gospodarczej). Wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien ponadto określać (art. 35 ust. 1a PE w związku z art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach): wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do dnia 30 września następującego po rozpoczęciu przywozu oraz wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do dnia 31 marca kolejnego roku.

Wnioskodawca, który nie spełnia wymaganych przepisami warunków spotka się z odmową udzielenia koncesji (art. 35 ust. 3 PE). Udzielenie koncesji może być uzależnione (art. 38 PE) od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

W przypadku, gdy wniosek o udzielenie koncesji nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania (art. 35 ust. 2a PE). Wniosek o udzielenie koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawiony jest bez rozpoznania (art. 35 ust. 2b PE). Skutkuje to zamknięciem sprawy i koniecznością ponownego złożenia wniosku wraz ze wszystkimi wymaganymi dokumentami. Jeżeli wniosek zawiera wszystkie niezbędne załączniki lub zostanie uzupełniony, sprawa zostaje rozpatrzona zgodnie z art. 35 § 1 KPA.

Organ koncesyjny cofa koncesję albo zmienia jej zakres w przypadku, gdy przedsiębiorca (art. 58 ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej) rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, w wyznaczonym terminie nie usunął stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami

regulującymi działalność gospodarczą objętą koncesją. Przedsiębiorca, któremu cofnięto koncesję z powyższych przyczyn (art. 61 ustawy o swobodzie gospodarczej), może wystąpić z wnioskiem o ponowne udzielenie koncesji w takim samym zakresie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji o cofnięciu koncesji.

Koncesja ponadto określa warunki zaprzestania działalności przedsiębiorstwa energetycznego po jej wygaśnięciu, bądź cofnięciu. Nadto udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich mogących powstać wskutek nieprawidłowego prowadzenia działalności objętej koncesją (art. 38 PE). Prezes URE ma prawo nakazać przedsiębiorcy energetycznemu kontynuowanie działalności gospodarczej na warunkach określonych w koncesji (art. 40 PE) mimo jej wygaśnięcia, przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeżeli wymaga tego interes społeczny (Czarnecka, 2017).

Na 31 grudnia 2018 roku przedsiębiorcy posiadali łącznie 318 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w segmencie paliw gazowych, tj. w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz obrotu paliwami gazowymi, jak również obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 197 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą: 55 podmiotów. W stosunku do 2017 roku nastąpił nieznaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesje, zarówno w zakresie obrotu paliwami gazowymi, jak i w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. W 2011 r., przed uruchomieniem obrotu paliwami gazowymi na TGE SA, koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 76 podmiotów, a koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą: 22 podmioty. W wyniku prowadzonych w 2018 r. postępowań Prezes URE wydał 18 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz 5 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą. Najbardziej spektakularnymi wydarzeniami w tym zakresie w 2018 roku było: cofnięcie z urzędu Koncesji OGZ spółce Energetyczne Centrum SA oraz wszczęcie z urzędu postępowania w sprawie cofnięcia koncesji OGZ udzielonej spółce Prąd i Gaz Sp. z o.o.<sup>36</sup>. Prezes URE wydał jednocześnie 23 decyzje w sprawie cofnięcia koncesji,

---

<sup>36</sup> Prezes URE ustalił, iż przedsiębiorca wprowadzał odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielał im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków, co zostało uznane za rażące naruszenie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej. W tej sprawie, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d PE wydany został komunikat Prezesa URE mający na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

z czego 18 dotyczyło koncesji OPG, zaś 5 koncesji OGZ. W zdecydowanej większości przypadków Prezes URE cofnął koncesje działając z urzędu, jedynie w kilku przypadkach postępowania zostały wszczęte na wniosek przedsiębiorców. W 7 przypadkach koncesje zostały cofnięte ze względu na niedysponowanie środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej lub brak możliwości ich pozyskania (art. 41 ust. 2 pkt 1 PE). Powodem cofnięcia koncesji był również brak podjęcia w wyznaczonym terminie działalności objętej koncesją, mimo wezwania Prezesa URE, albo trwałe zaprzestanie wykonywania tejże działalności.

### **2.3.2. Struktura sektora**

Model polskiego rynku gazu opiera się na podmiotach gospodarczych prowadzących działalność w zakresie pięciu obszarów biznesowych: poszukiwania i wydobycia gazu, magazynowania, obrotu, dystrybucji paliwa gazowego sieciami wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz przesyłu paliwa gazowego w sieci wysokiego ciśnienia (Antonowicz, Kędzierska i Pusiewicz, 2017). Działalność w Polsce w powyższym zakresie jest regulowana, tj. wymaga udzielenia koncesji na prowadzenie działalności oraz zatwierdzenia taryfy cen świadczonych usług przez Prezesa URE. Struktura sektora gazowego jest w wysokim stopniu skoncentrowana. Wynika to z dominacji na rynku grupy kapitałowej PGNiG, która bezpośrednio lub poprzez spółki zależne, prowadzi działalność we wszystkich ogniwach łańcucha dostaw gazu ziemnego (Latoszek i Speczik, 2014). Na koniec 2018 roku występowały podmioty prowadzące działalność w obszarze (Minister Energii, 2019):

1. Poszukiwań i wydobycia (ang. *upstream*). Działalność ta była prowadzona w oparciu o koncesje poszukiwawczo-wydobywcze udzielane przez Ministra Środowiska i polegała na pozyskaniu węglowodorów ze złóż i przygotowaniu ich do wprowadzenia do sieci gazowej. Obejmowała ona cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. W ramach GK PGNiG działalność w obszarze poszukiwania i wydobycia prowadziły firmy PGNiG Upstream Norway AS, PGNiG Upstream North Africa B.V., Geofizyka Toruń Sp. z o.o., EXALO Drilling S.A. Poza PGNiG, działalność taką prowadziły: Orlen Upstream sp. z o.o., Petrobaltic SA mający wyłączną

koncesję na poszukiwania i eksploatację złóż węglowodorów na polskim obszarze morskim obejmującym ok. 30 tys. km<sup>2</sup>, EuroGas Polska Sp. z o.o., RWE Dea Polska Oil Sp. z o.o., CalEnergy Gas Polska Sp. z o.o., oraz Energia Zachód Sp. z o.o. Blisko jedna czwarta krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny pokrywana była ze źródeł krajowych. W znakomitej części był to gaz zaazotowany, który podlegał dalszemu przetworzeniu na gaz wysokometanowy w należących do PGNiG SA odazotowniach w Odolanowie oraz Grodzisku Wielkopolskim. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż lub ośrodka kopalń przez przedsiębiorstwo wydobywcze mogło być prowadzone w oparciu o koncesję wydobywczą. Nie było wówczas wymogu uzyskania koncesji OPG.

2. Przesyłania gazu ziemnego. Jedyne przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce, które zostało wyznaczone przez Prezesa URE na OSP<sup>37</sup> (ang. *TSO - transmission system operator*), było Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA. Podmiot ten zarządzał siecią przesyłową gazociągów wysokiego ciśnienia o łącznej długości 14 tys. km oraz polskim odcinkiem gazociągu Jamał-Europa<sup>38</sup>, którego właścicielem był SGT EuRoPol GAZ S.A. Akcjonariuszami SGT EuRoPol GAZ S.A. byli: PGNiG S.A. (48%), OOO „Gazprom Eksport” (48%) oraz Gas-Trading S.A. (4%). Nadzór nad OSP w zakresie wykonywania uprawnień z akcji należących do Skarbu Państwa sprawował Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (art. 12a ust. 2 PE).
3. Dystrybucji gazu ziemnego rozumianej jako transport gazu siecią gazociągów wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia do odbiorców indywidualnych i korporacyjnych (Węgrzyn, 2015). W 2018 roku funkcjonowało w Polsce 55 OSD (ang. *DSO – distribution system operator*), którzy posiadając koncesję na dystrybucję paliwa gazowych zarządzali systemem gazowym pracującym pod niższym ciśnieniem. W Polsce największym OSD była Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. z grupy kapitałowej PGNiG, która obsługiwała ponad 90% odbiorców gazu i zarządza siecią prawie 200 tys. km gazociągów. W Polsce działali też inni operatorzy zarządzający mniejszymi, lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi.
4. Magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych. W Polsce funkcjonował jeden OSM (ang. *SSO – storage system operator*), który

---

<sup>37</sup> Decyzją Prezesa URE z 13 października 2010 roku OGP Gaz-System SA został wyznaczony OSP na tej infrastrukturze na okres do 31 grudnia 2030 r. 6 grudnia 2018 roku decyzją Prezesa URE przedmiotowa koncesja została wydłużona do 6 grudnia 2068 roku

<sup>38</sup> Decyzją Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System został wyznaczony OSP na tej infrastrukturze na okres do 31 grudnia 2025 r.

zarządzał 7 należącymi do PGNiG SA podziemnymi magazynami gazu. Były one zlokalizowane w Brzeźnicy, Husowie, Mogilnie, Strachocinie, Swarzowie, Wierzchowicach i Kosakowie. W celu realizacji prawnego obowiązku wydzielenia OSM, PGNiG SA utworzył spółkę celową - Gas Storage Poland Sp. z o.o., której podstawowym przedmiotem działalności było wykonywanie zadań OSM i oferowanie usług użytkownikom systemu na zasadach niedyskryminacyjnych (Mordwa, 2011).

5. Skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji LNG w instalacjach LNG. W Polsce funkcjonowało 8 OSS (ang. *LSO – liquefied system operator*): PSG sp. z o.o., DUON Dystrybucja SA, LNG-Silesia sp. z o.o., PGNiG SA, Barter SA, Polskie LNG SA, Blue Cold sp. z o.o., Zakład Budowlany Stanisław Andrysiewicz). Najważniejszym OSS było Polskie LNG SA<sup>39</sup> należące do grupy OGP Gaz-System SA, które zarządzało ruchem Terminalu LNG w Świnoujściu,
6. Obrotu gazem ziemnym. Największym sprzedawcą gazu do klientów indywidualnych w Polsce był PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., spółka z grupy kapitałowej PGNiG, która posiadała ok. 6,7 mln klientów. Na rynku aktywnie działały także inni sprzedawcy, kupujący gaz np. na giełdzie i odsprzedający go klientom. Największymi sprzedawcami gazu na rynku krajowym były firmy z GK PGNiG: PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny. Poza firmami z GK PGNiG działalność w postaci handlu gazem prowadziło kilka innych firm, z których największe znaczenie miały: Hermes Energy Group SA, VNG Polska sp. z o.o., CP Energia, EWE Energia oraz G.EN GazEnergia.

W Polsce, podobnie jak w wielu krajach UE, sieci przesyłowe i dystrybucyjne były własnością przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, odpowiedzialnych za realizowanie co najmniej jednej funkcji: przesyłu lub dystrybucji gazu (Nowak, 2007).

### **2.3.3. Segment obrotu**

Z roku na rok obserwowany był wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, które na koniec 2018 r. wyniosło 198,79 TWh (rys. 13). Szczytowe dobowe zapotrzebowanie odbiorców na gaz ziemny wystąpiło w dniu 28 lutego 2018 r. i wyniosło 888,7 GWh/dobę tym samym przekroczyło szczytowe historyczne zużycie dobowe z 2012 r. w wysokości 793,3 GWh/dobę (Prezes URE, 2019a). W 2018 roku

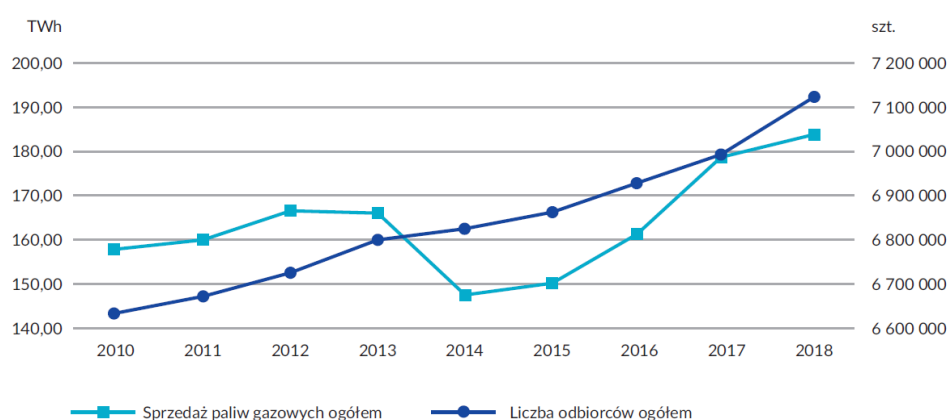
---

<sup>39</sup> Polskie LNG SA zostało wyznaczone OSS przez Prezesa URE decyzją z 11 maja 2016 roku.

zwiększyła się prawie o 123 tys. liczba gospodarstw domowych zużywających paliwa gazowe. Pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce pochodziło z wydobycia ze złóż krajowych stanowiącego 21% zapotrzebowania odbiorców w Polsce oraz przywozu z zagranicy stanowiącego około 79% zapotrzebowania. Dominującym kierunkiem dostaw pozostawał wciąż kierunek wschodni (rysunek 14).

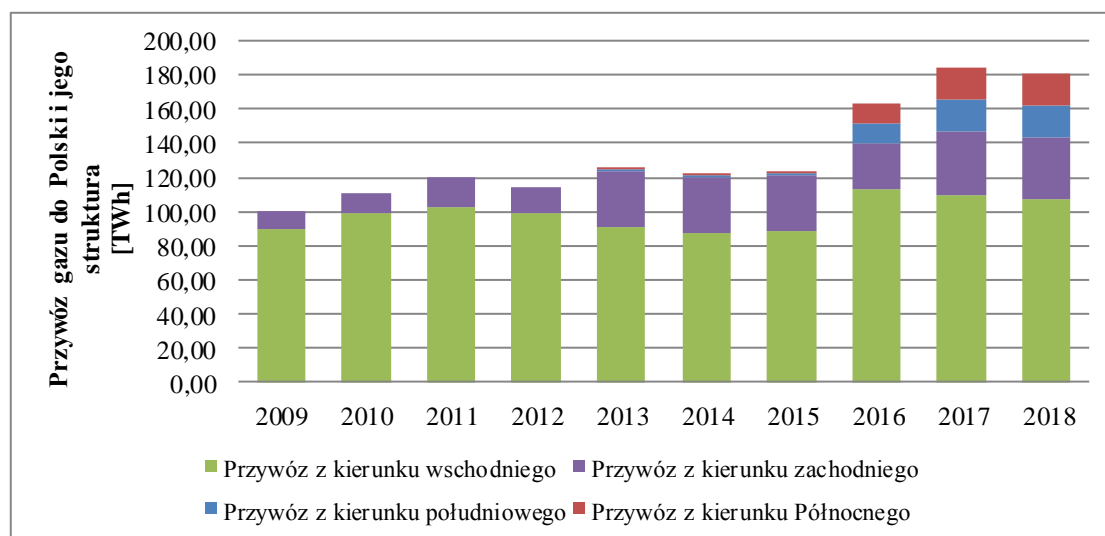
Liczba przedsiębiorstw obrotu, które posiadały Koncesje OPG systematycznie rosła od początku procesów liberalizacyjnych. Rosła też liczba przedsiębiorstw, które posiadały koncesję OGZ (rysunek 15).

Rysunek 13. Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w Polsce w latach 2010-2018



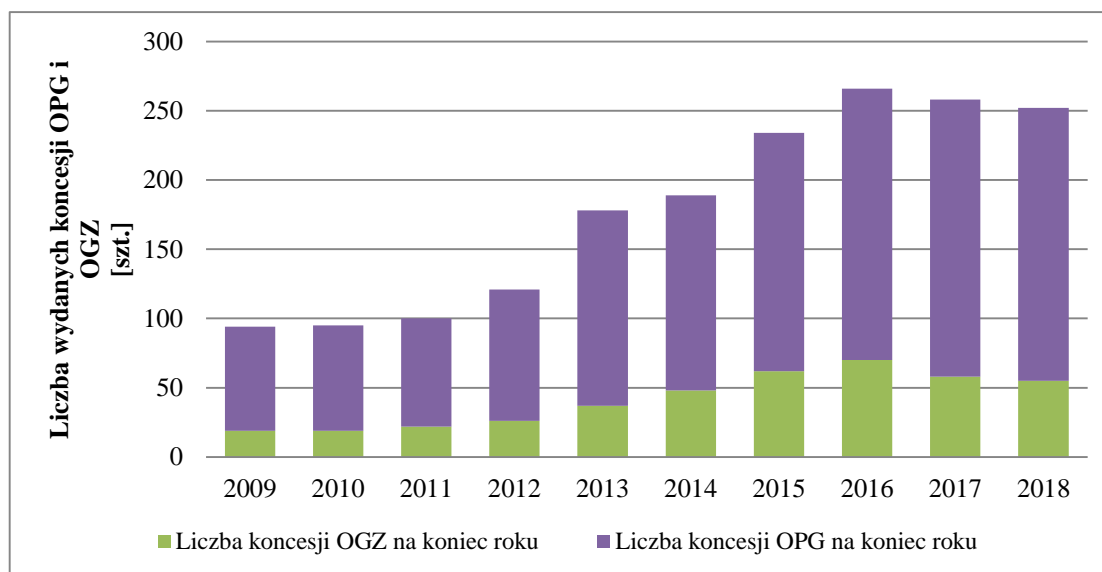
Źródło: (Minister Energii, 2019).

Rysunek 14. Przywóz gazu ziemnego do Polski i jego struktura w latach 2009-2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie Sprawozdania Ministra (Minister Energii, 2019).

Rysunek 15. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje OPG i OGZ w Polsce w latach 2009 - 2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie kwartalnych sprawozdań Prezesa URE pt.: „Informacja o obrocie gazem ziemnym i jego przesyłce”.

Jak wskazał Prezes URE (2019a): *rok 2018 był pierwszym rokiem w perspektywie ostatnich 5 lat, w którym liczba podmiotów posiadających ważną koncesję OPG zmalała w stosunku do ilości z roku poprzedniego. Na koniec 2018 r. ważne koncesje OPG posiadało 197 podmiotów, natomiast na koniec 2017 r. liczba to wynosiła 200 podmiotów. Spadek o 1,5% w zakresie liczby ważnych koncesji OPG nie wydaje się znaczący, niemniej wpisuje się on w zapoczątkowany w 2017 r. trend wyhamowywania wzrostu liczby koncesjonariuszy posiadających koncesję OPG. W 2017 r. wzrost liczby ważnych koncesji OPG wyniósł bowiem tylko 2%. Od grudnia 2016 r. widoczne jest ustabilizowanie się liczby podmiotów posiadających ważną koncesję OPG na poziomie ok. 200 podmiotów – odpowiednio 196 na koniec 2016 r., 200 na koniec 2017 r. oraz 197 na koniec 2018 r.*

W roku 2018 wzrosła liczba wszczętych postępowań w sprawie zmiany lub cofnięcia koncesji. Rok ten był też pierwszym, w perspektywie ostatnich 5 lat, w którym nastąpił spadek liczby podmiotów ubiegających się o uzyskanie koncesji OGP oraz koncesji OGZ w stosunku do roku poprzedniego.

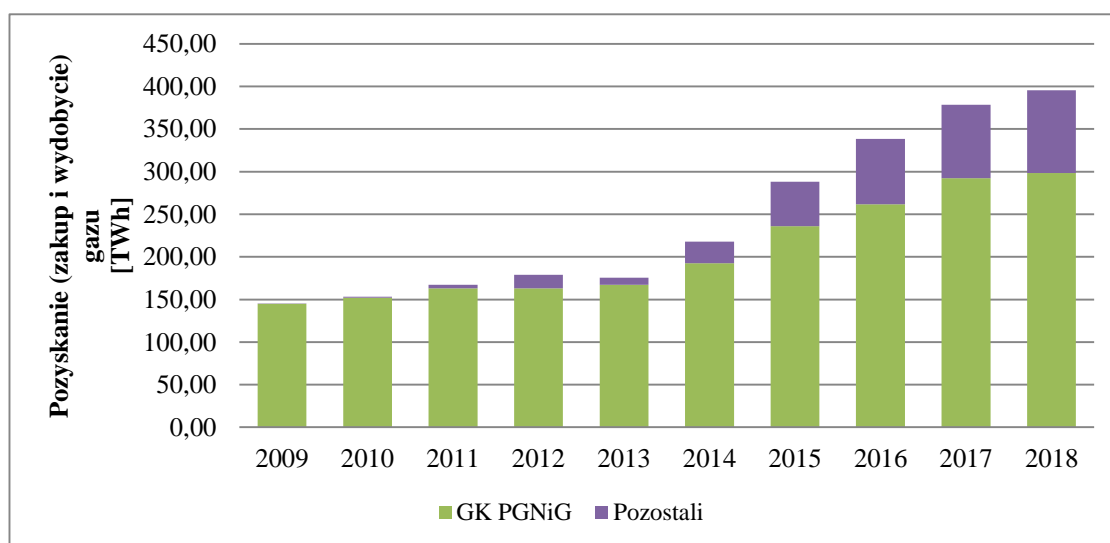
Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG SA w 2018 roku pozyskały 97,1 TWh gazu ziemnego. Poza podmiotami z GK PGNiG sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych dokonywało 81 podmiotów (Minister Energii, 2019). Oznacza to, że aż 59% wszystkich przedsiębiorstw posiadających Koncesję OPG oraz

aż 21% firm posiadających zawartą z OSP umowę na przesyłanie gazu ziemnego, nie prowadziło sprzedaży do odbiorców końcowych.

Choć wśród przedsiębiorstw obrotu znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego<sup>40</sup>, dominującym podmiotem w sprzedaży paliw gazowych do odbiorców końcowych pozostawała GK PGNiG (Cieślak, Górowska, Metelska i Szurlej, 2018). Rynkowy udział tych podmiotów wyniósł 82,08%, i w 2018 r. wzrósł w stosunku do roku 2017 o ok. 2%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał ze spadku przywozu gazu z zagranicy realizowanego samodzielnie przez dużych (przemysłowych) odbiorców końcowych zużywających go na własne potrzeby.

GK PGNiG utrzymywała dominującą pozycję w obszarze detalicznym (rysunek 17), hurtowym (rysunek 18) oraz w obszarze pozyskania gazu rozumianego jako zakup i wydobycie (rysunek 16).

Rysunek 16. Pozyskanie (zakup i wydobycie) gazu ziemnego w Polsce i jego struktura w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

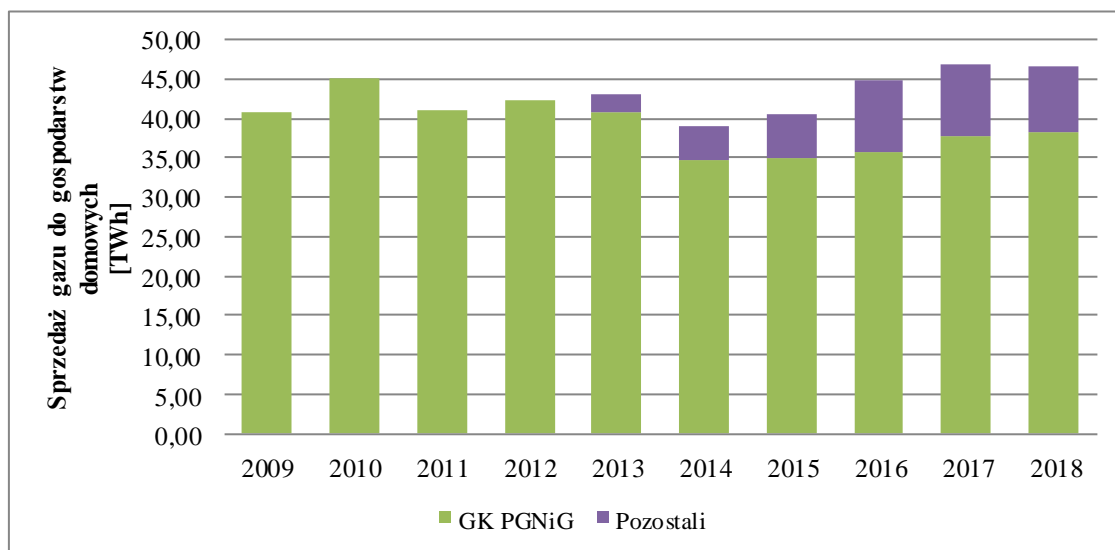
Według Prezesa URE (2019) należało przypuszczać, że przyczyniły się do tego m.in. zmiany funkcjonowania rynku gazu związane z poszerzeniem zakresu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Obserwacje tych zmian na rynku mogły być dowodem zmniejszenia poziomu zainteresowania prowadzeniem

<sup>40</sup> Na 31 grudnia 2018 r. ok. 1/3 wszystkich koncesji OGZ obowiązujących to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą RP (Prezes URE, 2019a).



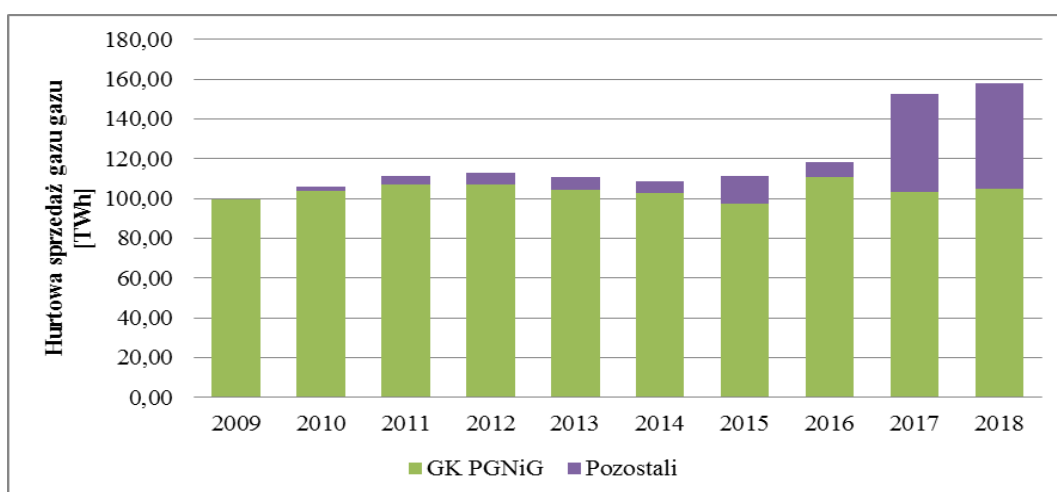
działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym. Wg Rady ds. Gazu Konfederacji Lewiatan (WysokieNapiecie.pl, 2013) do grona warunków blokujących efektywność rynku gazowego i będących największymi przeszkodami dla rozwoju rynku gazu były między innymi: system zapasów obowiązkowych gazu, zasady kształtowania taryf gazowych i niewłaściwe regulacje w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu.

Rysunek 17. Sprzedaż gazu do gospodarstw domowych w Polsce i jej struktura w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

Rysunek 18. Sprzedaż gazu ziemnego do hurtowych odbiorców końcowych w Polsce i jej struktura w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

## ROZDZIAŁ III

### REGULACJE DETERMINUJĄCE DZIAŁALNOŚĆ HANDLOWĄ

Sposób prowadzenia handlu paliwami gazowymi określa §12 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Stanowi ono, że przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi obrót paliwami gazowymi na warunkach określonych w ustawie, koncesji, taryfie i umowie sprzedaży paliwa gazowego lub umowie kompleksowej. Warunki te są w szczególności opisane zdefiniowanymi w punkcie 1.1.3. rozprawy regulacjami, tj. obowiązkiem:

- a) stosowania taryf w rozliczeniach z odbiorcami gazu ziemnego w Polsce,
- b) dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski,
- c) tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych.

Wszystkie trzy wymienione wyżej regulacje są zmiennymi niezależnymi określonymi odpowiednio: zmienna A, zmienna B i zmienna C. W niniejszym rozdziale autor dokonał próby scharakteryzowania każdej z nich, a także próby zdefiniowania, wynikającego z tych regulacji, obszaru niepewności dla prowadzonej działalności handlowej.

#### **3.1. Regulacja cen sprzedaży**

Regulacja cen gazu ziemnego, oparta o mechanizm zatwierdzania przez Prezesa URE maksymalnych cen gazu ziemnego w Polsce, dotyczy wyłącznie relacji przedsiębiorstw obrotu z końcowymi odbiorcami gazu ziemnego. Poziom i sposób ustalania cen gazu ziemnego w obrocie hurtowym, scharakteryzowanym w pkt 1.3.2. rozprawy jest wynikiem rynkowej gry popytu i podaży, i nie są przedmiotem regulacji Prezesa URE.

Niniejsza część rozdziału została poświęcona scharakteryzowaniu obecnego w latach 2009-2018 w Polsce mechanizmu regulacji cen w rozliczeniach gazu ziemnego z odbiorcami końcowymi, oraz problematyce towarzyszącej tym regulacjom w aspekcie prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym.

### 3.1.1. Stosowanie taryf w rozliczeniach z odbiorcami gazu ziemnego

Rok 2000 był przełomowym dla rynku gazu ziemnego w Polsce: 3 stycznia 2000 r. weszło w życie rozporządzenie taryfowe dla paliw gazowych, na podstawie którego już 1 marca tego roku zatwierdzono pierwsze taryfy dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. oraz Zakładów Koksowniczych „Przyjaźń” (URE, 2020). Taryfy te, na podstawie uzgodnionego zbioru kryteriów, przypisywały każdego odbiorcę do określonej grupy o konkretnych cechach zużycia energii i mocy (Pamuła, 2013). Od chwili wprowadzenia w życie III pakietu liberalizacyjnego dokonane zostały istotne zmiany w zakresie stosowania taryf (tab. 9). Częściowe zniesienie w 2017 r. obowiązku zatwierdzania i stosowania taryf zostało pozytywnie odebrane przez wszystkich uczestników rynku, jako istotny krok w kierunku liberalizacji i rozwoju rynku gazu. Obowiązek ten, w rozliczeniach z gospodarstwami domowymi, został utrzymany co najmniej do końca 2023 roku.

Tabela 9. Zmiany w zakresie obowiązku stosowania taryf w rozliczeniach z odbiorcami gazu ziemnego w latach 2009-2018

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie stosowania taryf w obrocie gazem ziemnym
2009	Zasady kształtowania taryf obowiązujące w 2009 r. zostały uregulowane w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.
2010	Bez zmian
2011	Bez zmian
2012	Bez zmian
2013	25 lipca 2013 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Wprowadzono zmiany m.in. w zakresie zasad alokacji do - ustalanych przez przedsiębiorstwo obrotu - stawek taryfowych: kosztów wykupu przepustowości w sieci OSP (dotychczas uwzględnianych w stawkach sieciowych), kosztów magazynowania gazu (związane z roczną nierównomiernością poboru), które dotychczas obciążały zmienne stawki sieciowe. Dotychczas przedsiębiorstwo to ustalało w taryfie cztery składowe opłaty: cenę paliwa gazowego, stawkę opłaty abonamentowej oraz zmienną i stałą stawkę opłaty sieciowej. Zgodnie z nowym rozporządzeniem taryfa przedsiębiorstwa obrotu zawierała ceny paliwa i stawki opłat abonamentowych oraz wskazywała taryfę przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mającą zastosowanie do ustalenia opłat za dostarczenie (transport) gazu do odbiorcy.
2014	W obszarze rozliczeń związanych z dostarczaniem paliw gazowych do odbiorców w 2014 r. dokonała się zmiana związana z zastąpieniem dotychczas stosowanych jednostek objętości jednostkami energii.
2015	Bez zmian
2016	Bez zmian
2017	Z początkiem 2017 r. rozpoczęło się stopniowe znoszenie obowiązku – spoczywającego na przedsiębiorstwach obrotu – ustalania i przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. Obowiązujące wcześniej przepisy wymagały pilnej zmiany ze względu na wyrok TSUE, który we wrześniu 2015 r. stwierdził, że polskie rozwiązania są niezgodne z prawem unijnym dotyczącym budowy wspólnego rynku gazu. Niewdrożenie przez Polskę unijnych przepisów skutkowałoby nałożeniem na Polskę wysokich kar finansowych. Od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczył sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonali ich zakupu:

	<p>1) w punkcie wirtualnym, 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz 3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych i fakt ten znalazł odzwierciedlenie w taryfach zatwierdzanych w grudniu 2016 r.</p> <p>Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których obowiązek taryfowy będzie istniał do końca 2023 r. (art. 62b PE).</p> <p>Na sposób kalkulowania taryf dla paliw gazowych w 2016 r. miały również wpływ zmiany przepisów dotyczących przenoszenia w cenach gazu kosztów tzw. efektywności energetycznej wynikających z ustawy o efektywności energetycznej.</p>
2018	<p>1 kwietnia 2018 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które zastąpiło rozporządzenie z 28 czerwca 2013 r. Pomimo zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców biznesowych, nowe regulacje zawierały szereg zapisów wymagających uwzględnienia przy kształtowaniu cen i stawek opłat oraz rozliczeń odbiorców. Wprowadzono mechanizm stosowania maksymalnych cen i stawek opłat, ustalanych zgodnie ze zmienionymi wymaganiami rozporządzenia.</p>

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE dla lat 2013-2018.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany był w szczególności zbadać, czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 PE, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem ich poziomu. Od 2018 r. ustalane w taryfie ceny paliw gazowych i stawki opłat abonamentowych miały charakter odpowiednio cen i stawek maksymalnych. Stosowanie cen i stawek niższych od zatwierdzonych było możliwe pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych polegającego na zapewnieniu każdemu odbiorcy z danej grupy taryfowej możliwości skorzystania z niższych cen i stawek opłat na takich samych zasadach.

Przedsiębiorstwo obrotu gazem ziemnym zawierające z odbiorcami umowy kompleksowe, o których mowa w art. 5 ust. 4 PE, dodatkowo winno podawać w umowie informację o stosowaniu taryfy przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, do którego sieci jest przyłączony odbiorca. Przedsiębiorstwo obrotu dokonywało rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych<sup>41</sup> na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie (§37 ust. 1 PE):

<sup>41</sup> Przedsiębiorstwo energetyczne dokonujące rozliczenia winno podać odbiorcy m.in.: stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego określone w [m<sup>3</sup>], zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym wyrażone w [m<sup>3</sup>], wartość współczynnika konwersji [m<sup>3</sup> na kWh], zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh], cenę paliw gazowych, stawki opłat przesyłowych lub dystrybucyjnych oraz stawkę opłaty abonamentowej stosowane w rozliczeniach za dostawę paliw gazowych do odbiorcy końcowego.

1. Nie dłuższych niż 12 miesięcy – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h] z zastrzeżeniem, że w tych okresach mogły być pobierane opłaty za pobrane paliwo gazowe lub wykonane usługi związane z ich dostarczaniem w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tych paliw, wyrażonego w jednostkach energii i wyznaczonego według zasad szczegółowo określonych w taryfie. Sposób tych rozliczeń powodował możliwość powstania nadpłaty lub niedopłaty za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi. Powstała nadpłata podlegała zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy (o ile odbiorca nie zażądał jej zwrotu), niedopłata zaś była doliczana do pierwszej faktury wystawianej za najbliższy okres rozliczeniowy.
2. Co miesiąc – w przypadku odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości większej niż 110 [kWh/h].

W okresie między dwoma kolejnymi odczytami rzeczywistymi podstawą rozliczeń za paliwa gazowe mogła być wielkość zużycia tych paliw ustalona na podstawie wskazań urządzenia pomiarowego, zgłoszonych przez odbiorcę osobiście, telefonicznie, faksem lub za pośrednictwem udostępnianych przez przedsiębiorstwo obrotu elektronicznych kanałów komunikacji.

Przedsiębiorcy posiadający koncesje mogli zostać zwolnieni przez Prezesa URE z obowiązku przedstawiania taryf na mocy indywidualnych decyzji. Do stycznia 2017 r. każdy przedsiębiorca, który prowadził działalność w zakresie obrotu gazem CNG bez obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, mógł to wykonywać na podstawie komunikatu Prezesa URE z dnia 25 marca 2009 r. nr 7/2008 o zwolnieniu wszystkich przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na CNG. Przedsiębiorcy byli uprawnieni do złożenia wniosku o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Prezes URE wydawał decyzję w przedmiocie zwolnienia po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego (Ministerstwo Energii, 2017).

W celu uniknięcia zakłóceń w powstawaniu i rozwoju rynków konkurencyjnych w sektorach, które jeszcze do niedawna miały charakter regulowanego monopolu, oraz w związku z nasilającym się zróżnicowaniem działalności przedsiębiorstw regulowanych, które prowadziło do podejmowania przez te przedsiębiorstwa nowych rodzajów działalności na rynkach konkurencyjnych, taryfy były kalkulowane z uwzględnieniem eliminowania subsydiowania skróśnego (art. 3 ust. 1 Rozporządzenia

taryfowego). Subsydiowanie skrośne (krzyżowe) polegało na pokrywaniu kosztów jednego rodzaju działalności gospodarczej lub związanych z jedną grupą odbiorców usług, przychodami pochodzącymi z innego rodzaju działalności gospodarczej lub od innej grupy odbiorców (Chalastra, 2012; Raulinajtys-Grzybek, 2012; Brennan, 1990). Przyczyną występowania subsydiowania skrośnego była zazwyczaj chęć osiągnięcia korzyści w postaci pożądanej zmiany wyniku finansowego: jednostki, bądź jednej działalności kosztem innej. W tym celu przedsiębiorstwa obrotu były zobligowane do takiego prowadzenia księgowości, aby niemożliwe było subsydiowanie skrośne między poszczególnymi rodzajami prowadzonej działalności (Bolesta, 2005).

### **3.1.2. Zasady kalkulacji cen taryfowych**

Zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych, kalkulacji cen i stawek opłat oraz rozliczeń pomiędzy odbiorcami i przedsiębiorstwami obrotu zostały uregulowane w Rozporządzeniu taryfowym. Zgodnie z nim, przedsiębiorstwo obrotu ustalało w taryfie (art. 4 ust. 3 Rozporządzenia taryfowego):

1. Grupy taryfowe i kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup. Podział odbiorców na grupy taryfowe był dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych ponoszonych przez przedsiębiorstwo obrotu w związku z dostarczaniem paliw gazowych na podstawie: rodzaju paliw gazowych, charakterystyki technicznej i funkcjonalnej punktów wejścia lub punktów wyjścia, wielkości i charakterystyki zatłaczania lub odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowej, wielkości i charakterystyki dostarczania lub odbioru paliw gazowych w miejscach ich dostarczania lub odbioru, zakresu świadczonych usług, miejsc dostarczania lub odbioru paliw gazowych, systemu rozliczeń, zużycia paliw gazowych na potrzeby odbiorców, ilości energii zawartej w paliwie gazowym nabywanym w punkcie wirtualnym, odbioru paliw gazowych z użyciem przedpłatowego układu pomiarowego. Odbiorca, który pobierał paliwo gazowe z kilku miejsc sieci gazowej, był zaliczany do grup taryfowych oddzielnie w każdym z tych miejsc odbioru,
2. Ceny paliw gazowych kalkulowane na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych obejmujących koszty m.in.: pozyskanych lub planowanych do pozyskania paliw gazowych, wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (z wyłączeniem kosztów stanowiących

podstawę kalkulacji stawek opłat abonamentowych), zakupu usług: skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji LNG, przesyłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego (z wyłączeniem punktów wejścia z instalacji magazynowej oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego zlokalizowanych na połączeniu z innym systemem przesyłowym), transportu LNG, tworzenia i utrzymywania zapasów (w tym zapasów obowiązkowych), realizacji obowiązku umorzenia świadectw efektywności energetycznej, zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 831),

3. Stawki opłat abonamentowych, skalkulowane jako stawki miesięczne na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych wystawiania i dostarczania faktur, obliczania i pobierania należności, a także czynności związanych z: uzasadnioną kontrolą wskazań układów pomiarowych, zawieraniem i dotrzymywaniem warunków umów i prawidłowości rozliczeń, obliczane jako iloraz tych kosztów i liczby układów pomiarowych albo liczby zawieranych umów. Stawki opłat abonamentowych były różnicowane ze względu na standardową dla danej grupy taryfowej długość okresu rozliczeniowego,
4. Bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Koszty uzasadnione<sup>42</sup> będące podstawą kalkulacji cen lub stawek opłat z tytułu obrotu paliwami gazowymi stanowiły planowane i uzasadnione dla okresu odpowiadającego nowej taryfie: koszty związane z wykonywaną działalnością gospodarczą oraz marża. Podstawą ustalania i oceny tych kosztów były, porównywalne i określone na podstawie sprawozdań finansowych, koszty poniesione przez przedsiębiorstwo obrotu w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia i porównywalne koszty działalności gospodarczej adekwatnych sobie przedsiębiorstw obrotu. Wysokość cen i stawek opłat w przypadku nowotworzonych przedsiębiorstw obrotu kalkulowało się na podstawie planowanych kosztów i wielkości sprzedaży dla pierwszego roku prowadzenia działalności handlowej.

W celu określenia dopuszczalnych zmian cen lub stawek opłat na dany rok okresu regulacji będących wynikiem zmiany warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstwa lub poprawy efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie,

---

<sup>42</sup> Koszty ustalało się zgodnie z art. 44 i art. 45 PE oraz zasadami ewidencji kosztów określonymi w przepisach o rachunkowości w sposób umożliwiający ustalenie kosztów stałych i kosztów zmiennych planowanych przez przedsiębiorstwo energetyczne dla poszczególnych rodzajów działalności gospodarczej, z uwzględnieniem źródeł tych kosztów.

ustalało się, dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, współczynniki korekcyjne, oznaczone symbolem „Y”, w taki sposób, aby przychody, oznaczone symbolem „P<sub>n</sub>”, spełniały warunek określony wzorem:

$$P_n \leq P_{n-1} * [1 + \frac{W_n}{100\%}] \quad (3.1.)$$

gdzie:

„P<sub>n</sub>” i „P<sub>n-1</sub>” – przychody w zakresie działalności obrotu paliwami gazowymi obliczane jako iloczyn cen i stawek opłat planowanych w taryfie na dany rok jej obowiązywania i ilości energii zawartej w paliwach gazowych oraz liczby układów pomiarowych w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia;

W<sub>n</sub> – ustalane w % corocznie współczynniki korekcyjne, uwzględniane w cenach paliw gazowych albo w stawkach opłat za świadczenie usług związanych z zaopatrzeniem w te paliwa zawartych w taryfach określające zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania danego rodzaju działalności gospodarczej, w szczególności zmianę kosztów zakupu paliw gazowych i usług związanych z zaopatrzeniem odbiorców w te paliwa, wielkości i struktury jego sprzedaży oraz obciążeń podatkowych lub projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa obrotu.

Przychody „P<sub>n-1</sub>” dla roku poprzedzającego dany rok obowiązywania taryfy obliczało się na podstawie cen i stawek opłat ustalonych w obowiązującej taryfie oraz wielkości i struktury sprzedaży paliw gazowych i usług w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. Opłatę za pobrane paliwo gazowe ustalało się według wzoru:

$$O = C * \frac{Q}{100} + S_a * k, \quad (3.2.)$$

gdzie:

O – opłata w zł za pobrane paliwa gazowe,

C – cena paliw gazowych w gr/kWh,

Q – ilość w kWh energii zawartą w paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym,

S<sub>a</sub> – stawka w zł/miesiąc opłaty abonamentowej,

k – liczba miesięcy w okresie rozliczeniowym.

W przypadku sprzedaży paliw gazowych na podstawie umowy kompleksowej do gospodarstw domowych, opłatę za tę usługę ustalało się jako sumę opłat wynikających z taryfy przedsiębiorstwa obrotu, tj. za paliwo gazowe i opłatę abonamentową oraz opłaty za przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych wynikające z obowiązującej taryfy OSP lub OSD, do którego sieci odbiorca był przyłączony.

Przedsiębiorstwo obrotu mogło wystąpić z wnioskiem o korektę cen lub stawek opłat ustalonych w taryfie wprowadzonej do stosowania w przypadku nieprzewidzianej istotnej zmiany warunków wykonywania działalności.



### 3.1.3. Niepewność związana z obowiązkiem taryfikacji paliw gazowych

Na rynku gazu ziemnego występowały zjawiska charakteryzujące się tym, że ceny hurtowe, czyli koszty pozyskania gazu, były wyższe od stawek detalicznych, czyli cen sprzedaży do odbiorców końcowych. Sytuacje te były obserwowane najczęściej w okresie zimowym, tj. w okresie zwiększonego, czyli szczytowego, zapotrzebowania na gaz ziemny. Zgodnie z prawami popytu i podaży, nagły wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny powodował wzrost jego cen. Problem dla przedsiębiorstw obrotu pojawiał się wówczas, gdy wzrost ten cen nie miał charakteru krótkotrwałego, a Prezes URE odmówił zmiany cen i stawek taryfowych<sup>43</sup>, bądź też postępowanie o jej zatwierdzenie mogło mieć charakter długotrwały<sup>44</sup>. Działalność handlowa wykazywała wówczas straty o charakterze trwałym. Z drugiej strony taryfa skalkulowana poniżej uzasadnionych kosztów przedsiębiorstwa obrotu oznaczała korzyść dla odbiorców, gdyż pozyskiwali oni produkt po cenie zaniżonej (Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, 2017). Ponieważ przedsiębiorstwa obrotu nie mogły zawiesić, bądź natychmiast zaniechać, prowadzenia działalności, atrakcyjność prowadzenia biznesu w takich sytuacjach spadała.

Obserwacja cen hurtowych na rynku kasowym, mierzonym indeksem TGEgasID, oraz cen taryfowych przedsiębiorstwa dominującego na polskim rynku w 2018 r. wskazywała na generowanie strat na działalności handlowej w tym roku rozliczeniowym. Na rysunku 19, przedstawione zostały ceny gazu ziemnego, notowane w roku 2018 na rynku kasowym oraz cenę taryfową PGNiG Obrót Detaliczny dla gospodarstw domowych. Nastąpił wówczas istotny wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego na TGE SA. W przypadku długotrwałego występowania stanu, w którym cena rynkowa (TGEgasID) była wyższa niż cena taryfowa, występowało – w sposób oczywisty – zjawisko subsydiowania skrośnego, gdyż przedsiębiorstwa obrotu musiały pokryć powstałą stratę przychodami i innej

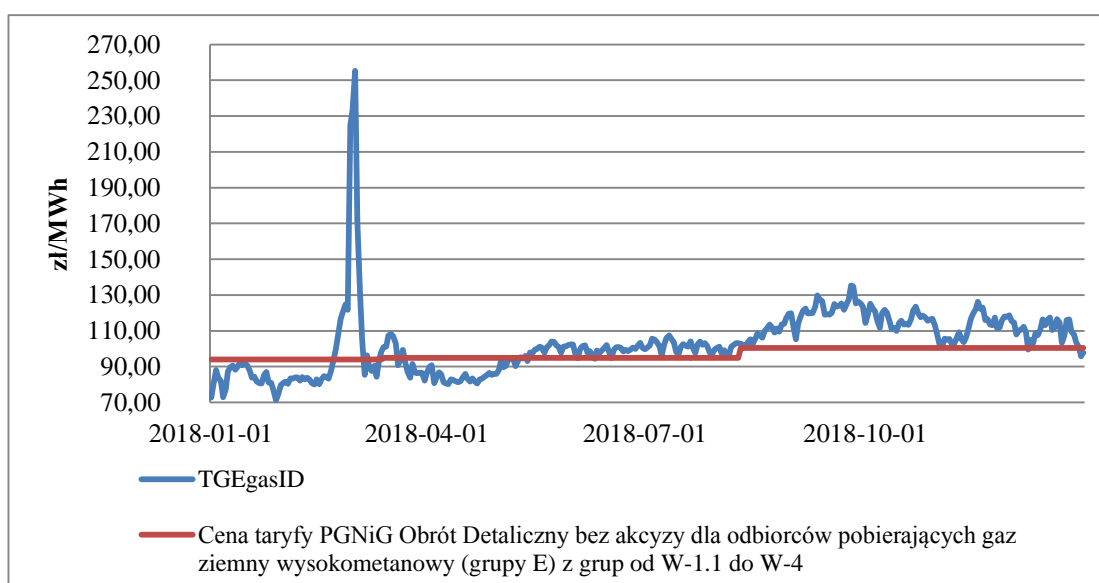
---

<sup>43</sup> Sytuacja taka zdarzyła się np. w roku 2006, kiedy PGNiG SA wystąpiło o zmianę taryfy dla paliw gazowych poprzez podwyższenie ich cen o 12% powołując się na: istotną zmianę warunków prowadzenia działalności gospodarczej wynikającą ze znacznego wzrostu kosztów pozyskania gazu w stosunku do poziomu przyjmowanego do kalkulacji ceny zawartej w obowiązującej taryfie, będącego konsekwencją czynników niemożliwych do przewidzenia w czasie jej kalkulacji i od niego niezależnych, oraz brak rentowności działalności obrotu gazem wysokometanowym, która w pierwszych miesiącach obowiązywania taryfy przyniosła przedsiębiorstwu stratę. Prezes URE odmówił wówczas zmiany taryfy zawnioskowanej przez to przedsiębiorstwo (Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 20 kwietnia 2017 r., 2017).

<sup>44</sup> Przedsiębiorstwa obrotu mogły postawić zarzut przewlekłego postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy, ale jego wynik leżał poza kontrolą skarżącego (Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, 2018).

działalności. Pokrycie strat w danym roku rozliczeniowym nie było możliwe w drodze jej uwzględniania w taryfie wyznaczonej dla kolejnego okresu taryfowego. Długotrwałe utrzymywanie się tego zjawiska mogło wpłynąć na konkurencyjność i siłę rynkową przedsiębiorstw obrotu a tym samym spowodować zakłócenia w konkurencji rynkowej. W efekcie model regulowania cen mógł nie tylko zakłócać funkcjonowanie konkurencyjnego rynku, ale nawet – w jej następstwie – utrudniać cele w zakresie ochrony i uczestnictwa klientów (Czarnecka i Ogłódek, 2011).

Rysunek 19. Cena rynkowa gazu ziemnego (TGEgasID) a cena z taryfy PGNiG Obrót Detaliczny bez akcyzy dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy (grupy E) z grupy W-1.1 w roku 2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie notowań TGE SA ([www.tge.pl](http://www.tge.pl)) oraz: Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 zatwierdzonej Decyzją Nr DRG.DRG-2.4212.62.2017.KGa Prezesa URE z 14 grudnia 2017 r., Zmiany Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 zatwierdzonej Decyzją Nr DRG.DRG-2.4212.1.2018.KGa Prezesa URE z 14 marca 2018 r. i Zmiany Nr 2 Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 6 zatwierdzonej Decyzją Nr DRG.DRG-2.4212.30.2018.KGa Prezesa URE z 25 lipca 2018 r.

Przedsiębiorstwa obrotu posiadały jednak możliwość uprzedniego zabezpieczenia gazu ziemnego (Klimczak, 2016) na okres objęty taryfą. Jeśli zabezpieczyłyby go po cenie wyższej niż cena rynkowa w okresie dostawy, mogłyby utracić konkurencyjność. Jeśli zabezpieczyłyby go po cenie niższej niż rynkowa, a cena rynkowa byłaby wyższa niż cena taryfowa, mogłyby pojawić się pokusa nadużyć. Biznesowo korzystniejsza byłaby w tym przypadku sprzedaż gazu na rynku konkurencyjnym, niż do odbiorców końcowych nawet gdyby była to sprzedaż

po maksymalnej cenie wyznaczonej taryfą. Oba przypadki z pewnością obniżyły pewność obrotu gazem ziemnym i w efekcie osłabiały konkurencję w segmencie.

We wrześniu 2018 roku, ze względu na nagłe i nieprzewidziane zaprzestanie działalności polegającej na sprzedaży paliwa gazowego przez dwa przedsiębiorstwa obrotu, przed groźbą wstrzymania dostaw paliwa gazowego, bądź uznania dostarczania paliwa gazowego jako nielegalny pobór, znalazło się 55 730 odbiorców paliw gazowych, w tym 53 581 odbiorców w gospodarstwach domowych (URE, 2019). W celu ochrony interesów odbiorców wrażliwych zaszła potrzeba zapewnienia ciągłości dostaw dla tych odbiorców gazu (Czarnecka, 2017). Zastosowanie miała wówczas instytucja sprzedaży rezerwowej na wzór instytucji istniejącej w na rynku energii elektrycznej. Należy jednak mieć na względzie, że poziom cen za towar w tym przypadku mógł być kilkukrotnie wyższy w stosunku do cen panujących w stabilnych i pewnych warunkach obrotu.

Istotną kwestią, w zakresie zatwierdzania taryf, był uznaniowy charakter pojęcia „uzasadniony” w odniesieniu do kosztów będących podstawą ich kalkulacji. Uznaniowość polegała na tym, że nie było zamkniętego, szczegółowego rodzaju kosztów uzasadnionych ani poziomu, który w postępowaniu taryfowym winien być uznany za uzasadniony przez Prezesa URE. Strona kosztowa nie była regulowana w sposób tożsamy, jak strona przychodowa. Wycena elastyczności, warunki świadczenia pracy, promocji, systemów IT, najmu, fakturowania i rozliczeń regulował rynek, a zatem koszty pozyskania tych usług przez przedsiębiorstwa obrotu wynikały z gry popytu i podaży.

Oba problemy związane z regulacją cen gazu ziemnego są przedmiotem badań objętych rozprawą, ponieważ wpływały na zachowania przedsiębiorstw obrotu a te z kolei na kształt segmentu handlowego. Obszar ten jest też kluczowym determinantem wyboru strategii konkurencyjnej przez każde przedsiębiorstwo obrotu gazem ziemnym.

## **3.2. Obowiązek utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych**

PMG są istotnym ogniwem stabilizującym i ograniczającym ryzyko w handlu gazem (Trubalska, 2010) spełniając kluczową rolę w sezonowym i szczytowym wyrównywaniu wahań w zapotrzebowaniu na gaz (Kaliski, Janusz i Szurlej, 2010).

Zasady utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w Polsce reguluje ustawa o zapasach<sup>45</sup>. Przedsiębiorstwa obrotu są obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w celu zapewnienia zaopatrzenia RP w gaz ziemny oraz minimalizacji skutków (art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach):

- zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa,
- wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej,
- nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

Przewidziany w ustawie o zapasach mechanizm powinien minimalizować ryzyko tych zakłóceń poprzez powiązanie wymiaru zapasów obowiązkowych gazu ziemnego z wielkością dokonywanego przywozu.

Niniejsza część rozdziału została poświęcona scharakteryzowaniu tego obowiązku oraz problematyce towarzyszącej tej regulacji w aspekcie prowadzenia działalności handlowej.

### **3.2.1. Zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych**

W dniu 16 lutego 2007 r. została wprowadzona ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2007 r. Nr 52, poz. 343). Ustawa ta określała, że przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, lub podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, były obowiązane

---

<sup>45</sup> Zgodnie z art. 26 ust. 1 ustawy o zapasach zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego dysponował minister do spraw energii. Zapasy te mogły być uruchomione przez OSP niezwłocznie po uzyskaniu zgody ministra energii. W przypadku uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przedsiębiorstwo obrotu było obowiązane do ich uzupełnienia w okresie 4 miesięcy licząc od ostatniego dnia miesiąca, w którym nastąpiło ich uruchomienie (art. 27 ust. 3 ustawy o zapasach). Zgodnie z art. 27 ust. 4 tej ustawy, w szczególnie uzasadnionych przypadkach termin ten mógł być - na wniosek przedsiębiorstwa obrotu - wydłużony do 8 miesięcy w drodze decyzji wydanej przez ministra energii.

do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które powinny być utrzymywane wyłącznie na terytorium RP w przyłączonych do systemu przesyłowego instalacjach magazynowych o parametrach technicznych zapewniających możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni. Wielkość zapasu obowiązkowego odpowiadała co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi ustalonemu na podstawie wielkości tego przywozu w okresie od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku. Zgodnie z art. 24 ust. 5 ustawy o zapasach „przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą być zwolnione z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych paliwa gazowego (...), jeżeli liczba ich odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku 50 mln m<sup>3</sup>”. Zwolnienia dokonywał minister właściwy do spraw gospodarki, na wniosek tego przedsiębiorstwa lub podmiotu – w drodze decyzji – na okres do jednego roku lub do czasu zmiany stanu faktycznego będącego podstawą do zwolnienia z tego obowiązku. Z przepisu tego skorzystały wszystkie, za wyjątkiem PGNiG SA, podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

31 grudnia 2008 r. PGNiG SA został wyznaczony na OSM<sup>46</sup>, który rozpoczął implementację zasady TPA dla świadczonych usług. Jednym z jej najważniejszych etapów było badanie rynku (ang. *market screening*). Zaproszenia do udziału w badaniu zostały skierowane do 14 podmiotów potencjalnie zainteresowanych zleceniem usług magazynowania. Łączne zapotrzebowanie zgłoszone przez 5 firm przekroczyło techniczną pojemność czynną istniejących PMG. Jak zauważył wówczas Prezes URE (2010), niewielkie zainteresowanie korzystaniem z usług magazynowych OSM wynikało z kilku przyczyn, do których należały m.in. brak dostępu do gazu jako towaru na istniejących połączeniach międzysystemowych i brak podmiotów, których działalność gospodarcza w zakresie obrotu gazem z zagranicą wymagała utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw gazowych w 2009 roku.

W latach 2009 – 2012 Prezes URE ustalał zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających: co najmniej 15-tu dniom średniego dziennego przywozu gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą w okresie od 1 października 2009 r.

---

<sup>46</sup> Obowiązek wydzielenia OSM oraz wprowadzenia dostępu stron trzecich do instalacji magazynowej wynikał z dyrektywy 2003/55/WE i wdrażającego jej postanowienia PE.

do 30 września 2010 r. oraz co najmniej 20-tu dniom w okresie od 1 października 2010 r. do 30 września 2012 r. W 2010 roku Prezes URE na mocy ustawy o zapasach wydał decyzję akceptującą ustaloną przez PGNiG SA na okres od 1 października 2010 r. do 30 września 2011 r. wielkość zapasów na poziomie 530,1 mln m<sup>3</sup> (Prezes URE, 2011). Natomiast w okresie od 1 października 2011 r. do 30 września 2012 r. PGNiG SA utworzyło zapas obowiązkowy w ilości 555,8 mln m<sup>3</sup>. 20 przedsiębiorstw posiadających koncesję OGZ nie utrzymywało zapasów gazu, w tym 10 przedsiębiorstw w ogóle nie rozpoczęło działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i w związku z tym nie były one zobowiązane do utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych. Jedno przedsiębiorstwo realizowało obrót gazem ziemnym z zagranicą jedynie w formie eksportu gazu i w rezultacie także ono nie było zobowiązane do utrzymywania zapasów gazu. Pozostałe 9 przedsiębiorstw zostało zwolnionych z utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu na podstawie decyzji Ministra Gospodarki. Wszystkie koncesje OGZ udzielone w 2013 r. przez Prezesa URE zostały wydane w oparciu o zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego udzielone przez Ministra Gospodarki (Prezes URE, 2014).

Zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce były w latach 2009 – 2018 przedmiotem zmian. Zakres tych zmian został szczegółowo przedstawiony w tabeli 10.

Tabela 10. Zmiany w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce w latach 2009 - 2018

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce
2009	Ustawa o zapasach weszła w życie 7 kwietnia 2007 r., jednakże podjęcie działań w zakresie obowiązków utrzymywania zapasów, jak również przestrzegania ograniczeń wprowadzanych na mocy przepisów tej ustawy – nastąpiło w 2008-2009 r. (wg Sprawozdania Prezesa URE za 2009 r.)
2010	Brak zmian
2011	Brak zmian
2012	W związku z nowelizacją ustawy o zapasach w 2011 r., w odniesieniu do dotychczasowych przepisów regulujących kwestię utrzymywania i kontroli zapasów obowiązkowych gazu zaszły znaczące zmiany. Zakres podmiotów podlegających pod obowiązek utrzymywania zapasów został ograniczony wyłącznie do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą dokonujących przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Nowe przepisy wprowadziły także, przy spełnieniu określonych w ustawie warunków, możliwość utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza Polską, na terytorium państw członkowskich UE oraz Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Dodatkowo został zwiększony maksymalny limit wielkości przywozu gazu ziemnego (w ciągu roku kalendarzowego) uprawniający do ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu z poziomu 50 mln m <sup>3</sup> do poziomu 100 mln m <sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie.
2013	Zgodnie z art. 24 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne,

	wykonywające działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, było obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi. Wyjątkiem od ww. zasady była sytuacja, w której minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, w drodze decyzji, zwolniłby to przedsiębiorstwo z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, przy czym zwolnienie takie miało charakter ograniczony w czasie i było przyznawane wyłącznie po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełniałoby warunki wskazane w art. 24 ust. 5 lub 5a i ust. 6 ustawy o zapasach, tj. w szczególności, gdy w ciągu roku kalendarzowego przywoziłoby gaz ziemny w ilościach nie przekraczających 100 mln m <sup>3</sup> , a liczba jego odbiorców nie byłaby większa niż 100 tys.
2014	Brak zmian
2015	Brak zmian
2016	Brak zmian
2017	<p>W 2017 r. weszły w życie dokonane w 2016 r. zmiany w ustawie o zapasach, w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zniesiono instytucję zwolnienia z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,</li> <li>- wprowadzono możliwość utrzymywania tych zapasów na podstawie umowy zawartej z innym przedsiębiorstwem dokonującym obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego na podstawie umowy zlecenia utrzymywania zapasów lub tzw. „umowy biletowej”,</li> <li>- rozszerzono krąg adresatów ustawy, zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na własne potrzeby.</li> </ul> <p>Wskutek wprowadzonych zmian w ustawie o zapasach podmioty były zobowiązane do:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, ustalonym w sposób określony w ustawie (art. 25 ust. 2 albo 5),</li> <li>2) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni,</li> <li>3) przedstawiania operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemów połączonych gazowych charakterystykę instalacji magazynowej, w której utrzymują zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów tego gazu do systemu gazowego.</li> </ol> <p>Znowelizowana ustawa o zapasach przewidywała, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało się, co do zasady, na terytorium RP w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego, dopuszczając jednocześnie możliwość utrzymywania tych zapasów poza terytorium RP.</p>
2018	Brak zmian

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

Najważniejszą zmianą tej regulacji była ta wprowadzona w 2017 roku. Wniosła ona zasadę, że – począwszy od wejścia w życie nowelizacji – każdy podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego na terytorium RP zobowiązany jest do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zgodnie z nowym obowiązkiem, przedsiębiorstwo obrotu, które w okresie od 1 kwietnia roku poprzedniego do 31 marca danego roku dokonało przywozu gazu ziemnego, powinno utrzymywać zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w okresie od 1 października danego roku do 30 września kolejnego roku w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, w okresie od 1 kwietnia roku poprzedniego do 31 marca danego roku. Przedsiębiorca ten był zobowiązany do utrzymywania zapasów gazu ziemnego

w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniały możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Polski ustawodawca utrzymał możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium innego państwa członkowskiego UE lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego, pod warunkiem (art. 24a. ust. 1 ustawy o zapasach), że parametry techniczne instalacji magazynowych oraz sieci gazowych, do których instalacje te były przyłączone, zapewniałyby możliwość dostarczenia do krajowej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej całkowitej ilości utrzymywanych poza terytorium RP zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie nie dłuższym niż 40 dni i zawarte umowy o świadczenie usług przesyłania gazu ziemnego oraz umowy o świadczenie usług magazynowania gazu ziemnego zapewniałyby możliwość dostarczenia całkowitej ilości utrzymywanych poza terytorium RP zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do krajowej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej w okresie nie dłuższym niż 40 dni. W sezonie 2018/2019 – ze względu na ograniczone zdolności polskich PMG – 7,7% zapasów obowiązkowych utrzymywane było poza granicami Polski (Minister Energii, 2019).

W okresie do wejścia w życie owej nowelizacji przedsiębiorstwo obrotu wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom mogło podlegać zwolnieniu z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, jeżeli liczba jego odbiorców nie była większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekraczał w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m<sup>3</sup> (Peplowska i Gawlik, 2017). Zwolnienia dokonywał minister właściwy do spraw gospodarki, na wniosek tego przedsiębiorstwa, w drodze decyzji, na czas określony lub do czasu zmiany stanu faktycznego będącego podstawą do zwolnienia z tego obowiązku. W konsekwencji dla podmiotów, które dotychczas nie były objęte takim obowiązkiem, zmiana regulacji zwiększyła koszt przywozu gazu z zagranicy. Przepisy przejściowe umożliwiały przedsiębiorstwom obrotu złożenie do Prezesa URE wniosku o cofnięcie koncesji. Przedsiębiorstwa energetyczne, które w latach poprzednich realizowały przywóz paliw gazowych na potrzeby własne zrezygnowały z tej formy działalności (Minister Energii, 2019). Nowelizacja ustawy rozszerzyła jednocześnie katalog kar dla przedsiębiorstw obrotu o możliwość nałożenia kary za:



- wykorzystywanie zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczania zapasów utrzymywanych poza terytorium RP na inne cele,
- brak ustalenia wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- brak usunięcia uchybień wskazanych w protokole kontroli przedsiębiorstw obrotu, którym zlecono utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Podmioty zobowiązane do ustanowienia i utrzymywania zapasów obowiązkowych mogły zlecić wykonanie tego obowiązku innemu podmiotowi w dwóch modelach usługi biletowej<sup>47</sup>. W tym modelu właścicielem zmagazynowanego gazu lub właścicielem gazu był zleceniobiorca, który zobowiązał się dostarczyć do sieci wymaganą ilość gazu na wypadek uruchomienia zapasu obowiązkowego. W 2018 roku usługę biletową w Polsce świadczył wyłącznie PGNiG SA.

### 3.2.2. Dostęp do zdolności magazynowych

Na koniec 2018 roku na terytorium RP zlokalizowanych było siedem instalacji magazynowych gazu wysokometanowego o łącznej pojemności ok. 33,2 TWh. Odpowiadało to 16,7% rocznego zużycia gazu ziemnego w Polsce (Minister Energii, 2019). Pojemności te były rozbudowywane z uwzględnieniem wzrostu szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny (Ruszel, 2013). Rolę OSM na tych instalacjach magazynowych pełnił GasStorage Poland Sp. z o.o., spółka należąca do PGNiG SA. Usługi magazynowania były udostępniane w ramach (Minister Energii, 2019):

- Instalacji GIM Sanok obejmującej: PMG Husów zlokalizowanego na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności czynnej 500 mln m<sup>3</sup>, PMG Strachocina zlokalizowanego na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności czynnej 360 mln m<sup>3</sup>, PMG Swarzów zlokalizowanego na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesko o pojemności czynnej 90 mln m<sup>3</sup> i PMG Brzeźnica zlokalizowanego na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m<sup>3</sup>,
- Instalacji GIM Kawerna obejmującej KPMG Mogilno (z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która była niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego) zlokalizowanego na terenie gmin Mogilno i Rogowo

---

<sup>47</sup> Umowa biletowa będąca umową o świadczenie usług ma charakter bilateralny. Zawierana jest przez podmiot zobowiązany do utrzymania zapasów obowiązkowych (zlecający usługę) z innym przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przyjmującym zlecenie przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi (Kraśniewski, 2006).

- o pojemności czynnej 589,85 mln m<sup>3</sup> oraz KPMG Kosakowo zlokalizowanego na terenie gminy Kosakowo o pojemności czynnej 145,5 mln m<sup>3</sup>, oraz
- Instalacji Magazynowej Wierzchowice z PMG Wierzchowice zlokalizowanego na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności czynnej 1 200 mln m<sup>3</sup>.

OSM oferował usługi magazynowania gazu ziemnego w formie pakietów, pakietów elastycznych lub usług magazynowych rozdzielonych. W przypadku zamówienia pakietu lub jego wielokrotności przedsiębiorstwo obrotu zamawiało łącznie: pojemność czynną, moc zatłaczania i moc odbioru<sup>48</sup>. OSM umożliwił utworzenie i utrzymywanie zapasu obowiązkowego gazu ziemnego na bazie świadczonych usług magazynowania, w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego, wg poniższych zasad (<https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=uslugi-i-infrastruktura/produkty-i-uslugi/zapas-obowiazkowy/> (dostęp 31/10/2019):

- W GIM Kawerna na podstawie usługi magazynowania na warunkach ciągłych w formie pakietów lub pakietów składających się z zamówionych razem mocy zatłaczania i mocy odbioru równych lub większych od odpowiednio mocy zatłaczania i mocy odbioru na warunkach ciągłych w formie pakietów.
- W GIM Sanok i Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice na podstawie usługi magazynowania na warunkach ciągłych w formie pakietów lub pakietów elastycznych z maksymalną mocą odbioru i zatłaczania.

Zarówno w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2040 r., jak i w projekcie Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 zakładano rozbudowę pojemności magazynowych do minimum 43,8 TWh w perspektywie do roku 2030. Zdolności magazynowe OSM według stanu na 1 lipca 2018 r. przedstawione zostały w tabeli 11.

Przed rozpoczęciem sezonu zimowego, czyli na 1 października 2018 r., PMG były wypełnione w 100%, tj. na poziomie 33,2 TWh. Zatłoczenie na 30 grudnia 2018 r. wyniosło 24,24 TWh, tj. 73% pojemności. Na koniec sezonu zimowego 2018/2019 (tj. na dzień 31 marca 2019 r.) stan wypełnienia podziemnych magazynów gazu ziemnego odpowiadał poziomowi 42,5%<sup>49</sup>. W okresie od 1 października 2017 roku do 30 września 2018 roku wolumen zapasów obowiązkowych utrzymywanych przez

---

<sup>48</sup> Zgodnie z parametrami określonymi w Specyfikacjach Technicznych poszczególnych Instalacji Magazynowych, zawartych w Części II obowiązującego Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania.

<sup>49</sup> W Europie pojemności magazynowe osiągają poziom 25-30% wielkości poboru rocznego, jak np. w Czechach, na Słowacji, Węgrzech, czy we Francji (Nagy i Siemek, 2009).

17 podmiotów, wynosił 10,93 TWh. Część zapasów obowiązkowych w łącznej ilości 114,7 GWh (1,04% całkowitej ilości zapasów obowiązkowych) utrzymywana była przez 3 podmioty na terytorium Niemiec. Od 1 października 2018 roku do 30 września 2019 roku liczba podmiotów utrzymujących zapasy obowiązkowe wzrosła do 20, natomiast łączna wielkość samych zapasów – do 13,2 TWh. Podobnie jak w poprzednim sezonie, zdecydowana większość zapasów obowiązkowych utrzymywana była wciąż na terytorium RP, jednak wzrósł udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium Polski. Na koniec 2018 roku 4 podmioty utrzymywały zapasy obowiązkowe na terytorium Niemiec w łącznej ilości 1,02 TWh. Stanowiło to 7,7% całkowitej ich wielkości (Prezes URE, 2019a).

Tabela 11. Istniejące i planowane zdolności PMG według stanu na 1 lipca 2018 r.

Grupa instalacji magazynowych		Rodzaj PMG	Rok uruchomienia	Pojemność czynna [TWh]	Moc odbioru [GWh/d]	Moc zatłaczania [GWh/d]
PMG Wierzchowice	Wierzchowice	Istniejący	1995	13,2	105,6	67,2
	Wierzchowice	Planowany	2020	0,0	52,8	39,6
	Wierzchowice	Rozbudowywany	2022	1,7	0,0	0,0
GIM Kawerna	Kosakowo	Istniejący	2014	1,6	107,0	26,8
	Mogilno	Istniejący	1997	6,6	200,5	106,9
GIM Sanok	Swarzów	Istniejący	1979	1,0	10,4	11,2
	Brzeźnica	Istniejący	1979	1,1	16,1	16,2
	Strachocina	Istniejący	1982	4,1	37,9	29,7
	Husów	Istniejący	1987	5,6	64,6	46,7

Źródło: Gas Infrastructure Europe: <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/storage-database> (dostęp: 31.10.2019).

W sezonie zimowym 2018/2019 odnotowano wzrost poziomu zapasów obowiązkowych o ok. 21% w stosunku do sezonu poprzedniego. Wzrost ten wiązał się z jednoczesnym zmniejszeniem dostępnych pojemności magazynowych, w których przedsiębiorstwa obrotu mogłyby utworzyć zapasy handlowe.

### 3.2.3. Niepewność związana z obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych

Przepisy art. 24 ust. 3 oraz art. 24a ust. 1 ustawy o zapasach precyzowały wymóg fizycznego utrzymywania zapasów obowiązkowych w instalacji magazynowej. Co do zasady zapasy obowiązkowe powinny być utrzymywane w kraju. Możliwe było -

pod pewnymi warunkami - ich utrzymywanie poza krajem. Owymi warunkami były: konieczność zarezerwowania i opłacenia przepustowości w infrastrukturze przesyłowej na odcinku od fizycznej lokalizacji PMG do polskiego punktu wirtualnego oraz brak możliwości ich handlowego wykorzystania. To rodziło dodatkowe, nieokreślone ryzyko, które wynikało z zasady „wykorzystaj lub strać” (ang. *UIOLI use-it-or-loose-it*)<sup>50</sup>. Zasada ta przewidywała odebranie przez odpowiedniego operatora pozyskanego uprzednio dostępu do infrastruktury gazowej w przypadku jej niewykorzystywania przez przedsiębiorstwo obrotu (EFET Gas Committee, 2002; ACER, 2014). Mogło to stać w sprzeczności z postawionym przez ustawodawcę warunkiem wyłącznej rezerwacji przepustowości na punktach międzysystemowych w celu przywozu do Polski gazu ziemnego w ilościach odpowiadających zapasom obowiązkowym w sytuacji kryzysowej i niewykorzystywaniem jej do innych celów<sup>51</sup>.

8 marca 2018 r. KE uruchomiła przeciwko Polsce procedurę o naruszenie prawa wspólnotowego poprzez naruszenie warunków określonych w Rozporządzeniu 2017/1938 z 2017 r. o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu. KE zarzuciła Polsce wprowadzenie nadmiernych preferencji dla magazynowania gazu w Polsce i wzmocnienie w tym względzie pozycji konkurencyjnej polskiego OSM. Wiązało się to również z ustanowieniem konieczności wyłącznej rezerwacji przepustowości na punktach międzysystemowych w celu przywozu do Polski gazu ziemnego w ilościach odpowiadających zapasom obowiązkowym. Komisja zwróciła również uwagę na surowość sankcji za te przewinienia, odnoszące się do 15% rocznego przychodu z tej działalności. 27 listopada 2019 r. KE poinformowała (<http://biznes.pap.pl/pl/news/pap/info/2824087,skrot-wiadomosci---sroda--27-listopada--18-30>, dostęp: 30.11.2019), że podjęła decyzję o skierowaniu do Polski tzw. uzasadnionej opinii w związku z niezgodnością polskich przepisów z Rozporządzeniem 2017/1938. Zaznaczyła jednocześnie, że „*choć wprowadzenie obowiązków z zakresu bezpieczeństwa dostaw*

---

<sup>50</sup> Podstawowym celem zasady UIOLI było zapewnienie efektywnego wykorzystywania infrastruktury gazowej poprzez skuteczne eliminowanie barier w dostępie do jej niewykorzystanej przepustowości. W szczególności celem klauzuli UIOLI było to, aby cała zdolność, która mogłaby być dostępna dla uczestników rynku (użytkowników), została rzeczywiście udostępniona do użytku tym, którzy jej potrzebują, a odebrana tym, którzy z niej nie korzystają (choć ją wcześniej pozyskali do wykorzystania).

<sup>51</sup> Art. 24a ust. 3 ustawy o zapasach stanowił, że: „*przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, którzy utrzymują zapasy obowiązkowe tego gazu w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wykorzystują zdolności przesyłowe zarezerwowane na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej wyłącznie na te potrzeby*”.

wykraczających poza obowiązki nałożone w rozporządzeniu w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu jest możliwe, to jest ono jednak uzależnione od spełnienia rygorystycznych warunków. Wymienione w komunikacie KE warunki to zasada proporcjonalności, niedyskryminacji, brak nadmiernego zakłócenia konkurencji czy nie zaburzanie funkcjonowania rynku wewnętrznego”.

Kluczowym problemem przedsiębiorstw obrotu, odnoszącym się do obowiązków utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP, był brak dostępnych zdolności magazynowych. Według danych na 22 sierpnia 2019 roku (rysunek 20) OSM nie planował udostępnienia zdolności magazynowych na warunkach ciągłych na rok 2019, natomiast na rok 2020 planowane były zdolności wyłącznie w GIM Kawerna. Dodać należy, że usługi magazynowe w GIM Kawerna były istotnie droższe niż w PMG Wierzchowice. Cena jednego pakietu w GIM Kawerna wynosiła 9 648 zł netto, natomiast w PMG Wierzchowice: 6 948 zł netto. Udostępnione w ramach procedury zdolności magazynowe na warunkach ciągłych zostały 2018 r. w całości rozdysponowane. Zapotrzebowanie na zdolności magazynowe umożliwiające utrzymywanie zapasów obowiązkowych przekroczyło wielkość zdolności udostępnionych przez OSM<sup>52</sup>.

Rysunek 20. Planowane przez OSM udostępnienia zdolności magazynowych w latach 2019-2020 (stan na 22 sierpnia 2019 r.)

**Planowane udostępnienia Zdolności Magazynowych.**

	2019	2020	2021	2022	2023
Nazwa Instancji magazynowej					
Rodzaj usługi					
Pojemność Czynna [kWh]					
Moc Zatlaczania [kWh/h]					
Moc Odbioru [kWh/h]					
Uwagi					
UM na Warunkach Ciągłych					

**Planowane udostępnienia Zdolności Magazynowych.**

	2019	2020	2021	2022	2023
Nazwa Instancji magazynowej					
Rodzaj usługi					
Pojemność Czynna [kWh]					
Moc Zatlaczania [kWh/h]					
Moc Odbioru [kWh/h]					
Uwagi					
UM na Warunkach Ciągłych					
GIM Kawerna		UM Długoterminowe lub UM Krótkoterminowe	54 000 000	40 230	92 610
od początku Doby Gazowej 1 sierpnia 2020 r.					

Źródło: OSM (www.gasstorage.pl, dostęp 22.08.2019).

<sup>52</sup> W 2018 r. OSM otrzymał 7 wniosków o zawarcie długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania. Z uwagi na ograniczoną dostępność zdolności magazynowych wszystkie dostępne zdolności oferowane w procedurze zostały przydzielone wnioskodawcom, z uwzględnieniem pierwszeństwa na rzecz zapasu obowiązkowego (Prezes URE, 2019a).

### 3.3. Obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego

Zapożyczona z teorii portfela w finansach idea dywersyfikacji<sup>53</sup> stanowi, iż przy utrzymaniu innych zmiennych na zasadzie *ceteris paribus*, ogólne ryzyko dostaw energii jest mniejsze, jeśli istnieje zdywersyfikowany portfel dostawców (Cohen, Joutz i Loungani, 2011). Nawet przy braku zakłóceń w dostawach, dywersyfikacja zmniejsza siłę rynkową dostawcy obniżając ryzyko wyższych cen lub gorszych produktów i usług (Blyth i Lefevre, 2004). Wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego UE wymaga zatem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Najlepszym sposobem na osiągnięcie pożądanego efektu dywersyfikacji jest stworzenie dodatkowej infrastruktury i poszukiwanie nowych dostawców (Nowak, 2013).

Jak zostało scharakteryzowane w pkt 2.1.1., uwarunkowania historyczne spowodowały, że faktyczne możliwości dywersyfikacji zakupu gazu były iluzoryczne (UOKiK, 2012). Polski Rząd poszukiwał narzędzi, które mogłyby przyczynić się do poprawy stopnia dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Najważniejszym ze sposobów osiągnięcia tego celu było wprowadzenie tzw. obowiązku dywersyfikacyjnego.

Niniejsza część rozdziału została poświęcona scharakteryzowaniu obowiązku dywersyfikacyjnego oraz problematyce jemu towarzyszącej w aspekcie prowadzenia działalności handlowej.

#### 3.3.1. Struktura zaopatrzenia Polski w gaz ziemny

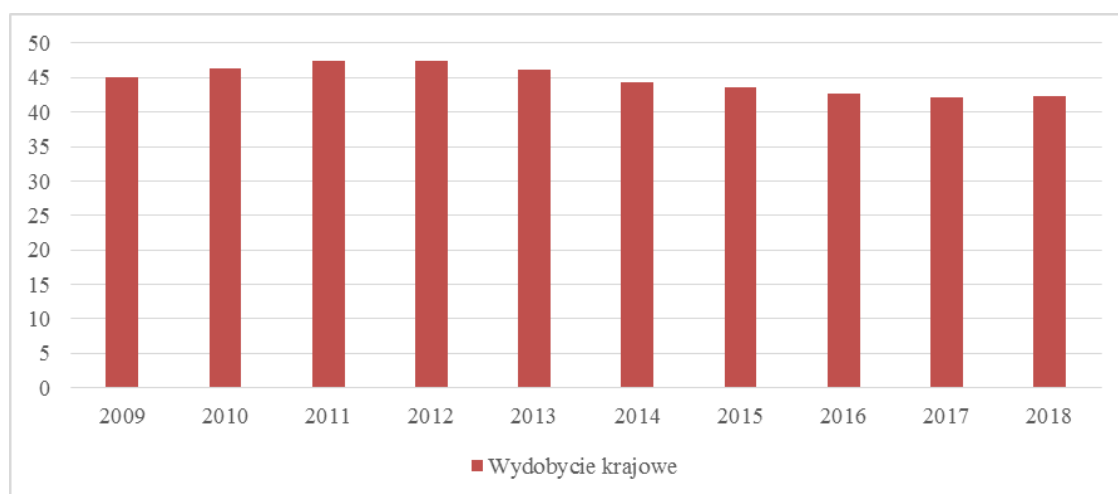
Polskie złoża gazu ziemnego znajdują się głównie na obszarze Niżu Polskiego, w regionie przedłudeckim i wielkopolskim oraz na Pomorzu Zachodnim. W rejonie województwa wielkopolskiego, lubuskiego i dolnośląskiego znajduje się około 69% wydobywalnych<sup>54</sup> zasobów gazu ziemnego w Polsce. 26% tych zasobów jest umiejscowione na przedgórzu Karpat, natomiast w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku oraz na obszarze samych Karpat - odpowiednio: 4% i 1% (Wysokiński i Gromada, 2016). Poziom produkcji gazu ziemnego z tych złóż w latach 2009 – 2018 był dość stabilny, jednak od 2011 r. wykazywał tendencję spadkową (rysunek 21).

---

<sup>53</sup> Do pomiaru dywersyfikacji wykorzystuje się wskaźnik Herfindahla-Hirschmanna, który jest równy sumie kwadratów udziału w rynku każdego dostawcy (źródła). Zatem im bardziej skoncentrowany jest rynek, tym wyższa jest wartość indeksu. Maksymalna wartość indeksu jest osiągnięta, gdy istnieje tylko jeden dostawca.

<sup>54</sup> Zasoby wydobywalne rozumiane są jako zasoby technicznie możliwe do wydobycia ze złoża.

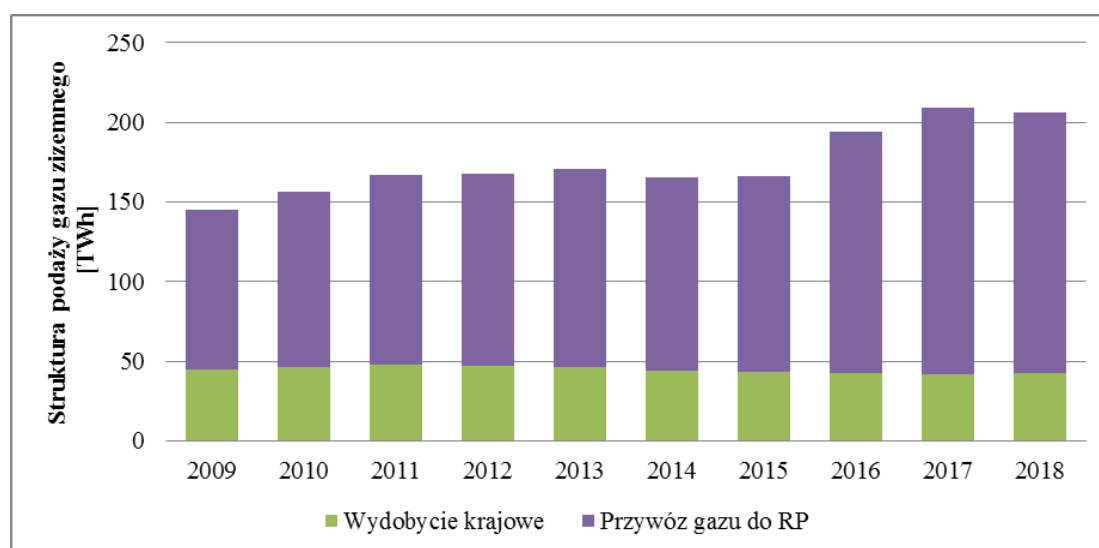
Rysunek 21. Krajowa produkcja gazu ziemnego w Polsce w latach 2010-2018 [w TWh]



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

W perspektywie wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, pokrycie zapotrzebowania na gaz ziemny gazem wyprodukowanym w Polsce spadało (rysunek 22). W 2018 roku produkcja krajowa pokryła 21% zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce (URE, 2019). Zapotrzebowanie to było pokryte przywozem na terytorium RP w 79%, bo istotna część źródeł gazu ziemnego leżała poza granicami RP. Rodziło to ryzyko pojawienia się przerw w dostarczaniu gazu do Polski o naturze politycznej (jak te opisane w pkt 2.2.1), ekonomicznej, czy operacyjnej, jak w przypadku słabej jakości dostarczanych rurociągami produktów ropopochodnych (Sierakowska, 2019).

Rysunek 22. Struktura podaży gazu ziemnego w Polsce w latach 2010-2018 [w TWh]

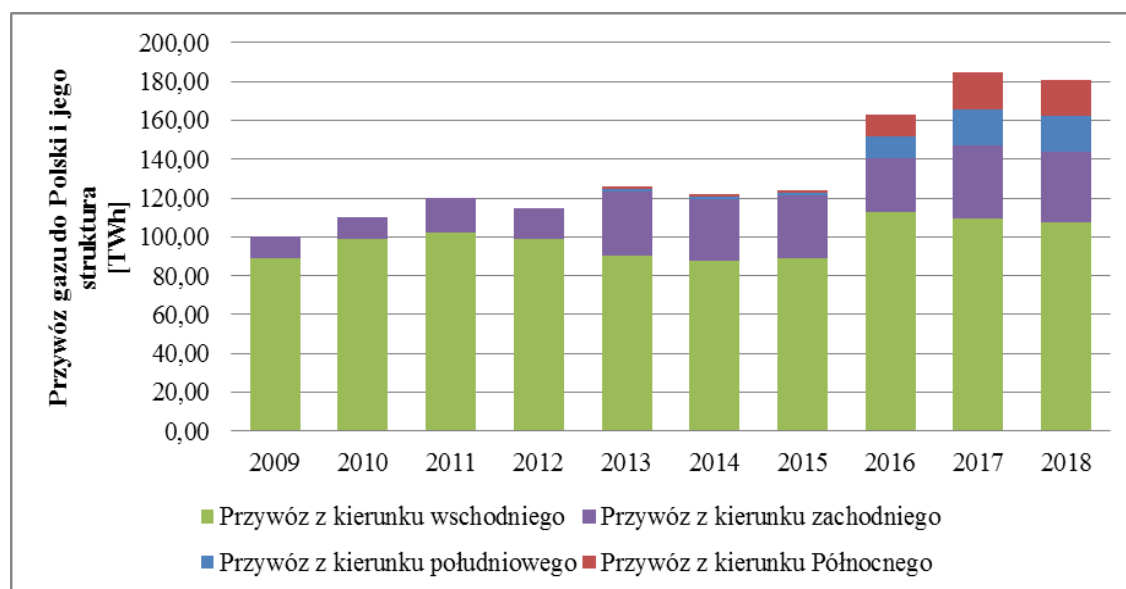


Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

Dywersyfikowanie dostaw gazu ziemnego do Polski było determinowane uwarunkowaniami infrastrukturalnymi. Polski system przesyłowy, za którego rozwój i eksploatację był odpowiedzialny OSP, był zasilany poprzez punkty wejścia (Olkuski, Tora, Budzyń, Szurlej i Andrusikiewicz, 2018). W strukturze przywozu gazu z zagranicy (rysunek 23) dominowały dostawy z kierunku wschodniego (Blacharski, Biały, Kaliski, Stachowiak i Szurlej, 2016).

Przedsiębiorstwo obrotu działające na podstawie koncesji OGZ, aby móc skorzystać z możliwości przywozu gazu ziemnego do Polski, powinno uprzednio pozyskać odpowiednie moce przesyłowe u właściwych operatorów, w sposób opisany w pkt. 1.3.3 rozprawy. Jednocześnie, najpóźniej na 30 dni przed dniem rozpoczęcia tego przywozu przedsiębiorstwo obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego byli obowiązani poinformować Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego oraz przekazać OSP informacje o miejscu magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia tych zapasów do systemu (art. 25 ust. 6 ustawy o zapasach). Oznaczało to, że przed rozpoczęciem przywozu gazu ziemnego przedsiębiorstwo obrotu winno mieć zabezpieczone moce magazynowe umożliwiające utworzenie i utrzymywanie zapasu obowiązkowego.

Rysunek 23. Przywóz gazu ziemnego do Polski i jego struktura w latach 2009 - 2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.



### 3.3.2. Zasady dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski

Przedsiębiorstwo obrotu gazem ziemnym z zagranicą było obowiązane do utrzymania minimalnego poziomu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Poziom ten oraz sposób jego wyznaczenia określiła w drodze rozporządzenia Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii na okres co najmniej 0 lat (art. 32 ust. 3 PE). W tym rozporządzeniu Rada Ministrów określiła też wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji, biorąc pod uwagę stan infrastruktury technicznej w sektorze gazu ziemnego oraz jej wpływ na dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu, a także zwiększenie konkurencyjności w zakresie dostarczania paliw gazowych i bezpieczeństwa ich dostarczania.

24 listopada 2000 roku Rada Ministrów przyjęła rozporządzenie w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw z zagranicy (Dz. U. Nr 95, poz. 1042). Określono w nim, że maksymalny udział gazu importowanego z jednego kierunku pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie może być wyższy niż:

- 88% w latach 2001 – 2002
- 78% w latach 2003 – 2004
- 72% w latach 2005 – 2009
- 70% w latach 2010 – 2014
- 59% w latach 2015 – 2018
- 49% w latach 2019 – 2020.

W latach 2009 – 2018 zostały zaobserwowane zmiany w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Zmiany dokonane w tym okresie zostały przedstawione w tabeli 12.

W dniu 24 kwietnia 2017 r. Rada Ministrów wydała nowe Rozporządzenie dywersyfikacyjne, które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres od 2017 roku do 2026 roku, jak również szczegółowy sposób ustalania jego poziomu. Nowe uwarunkowania zmieniły definicję importu i nabycia wewnątrzspółnotowego. Nabycie wewnątrzspółnotowe oraz nabycie z Konfederacji Szwajcarii, tudzież państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG), zostało wyłączone z pojęcia „import”. Rozporządzenie dywersyfikacyjne wprowadziło również definicję źródła dostarczanego gazu uwzględniając gaz

dostarczany za pomocą sieci gazowej, w sposób inny niż za pomocą sieci gazowej oraz drogą morską w postaci LNG. W tymże rozporządzeniu Rada Ministrów określiła, że maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo obrotu z jednego źródła w danym roku kalendarzowym nie może być wyższy niż 70% w latach 2017-2022 i 33% w latach 2023-2026.

W rozporządzeniu wprowadzono także wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dla importu z wykorzystaniem terminalu LNG w Świnoujściu oraz nabytego wewnątrzwspólnotowo z wykorzystaniem przesyłu zwrotnego z UE, EFTA – EOG z możliwością uwzględnienia ich przy wyliczeniu w/w udziału.

Tabela 12. Zmiany regulacji w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski w latach 2009 - 2018

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski
2009	Zasady dotyczące dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski zostały określone w § 1 ust. 1 rozporządzenia dywersyfikacyjnego, w którym na okres od 2001 r. do 2020 r. określono maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów tego rozporządzenia w latach 2010-2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 70%, natomiast w 2015 r. udział ten nie mógł być wyższy niż 59%.
2010	Brak zmian
2011	Brak zmian
2012	Brak zmian
2013	Brak zmian
2014	Brak zmian
2015	Brak zmian
2016	2 września 2016 r. dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 PE) 9 grudnia 2016 r. wszedł w życie przepis abolicyjny, w myśl którego nie należało wszczynać postępowań (a wszczęte umarzano) w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 PE w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 PE, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.),
2017	10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres 10 lat, szczegółowy sposób ustalania tego poziomu oraz wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W świetle przepisów nieobowiązującego już ww. rozporządzenia z 24 października 2000 r., w 2016 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%. Natomiast w 2017 r. – stosownie do postanowień obowiązującego aktualnie rozporządzenia z 24 kwietnia 2017 r. – maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła nie mógł być wyższy niż 70%.
2018	Brak zmian

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

### 3.3.3. Niepewność związana z obowiązkiem dywersyfikacji źródeł dostaw

Nieprzestrzeganie obowiązków w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego było postrzegane przez Prezesa URE jako naruszenie warunków udzielonej koncesji OGZ. Z tego tytułu Prezes URE mógł nałożyć na przedsiębiorstwo obrotu karę w wysokości do 15% przychodów z działalności objętej koncesją (art. 56 PE). Sytuacja taka wydarzyła się w latach 2007 i 2008, kiedy to Prezes URE uznał, że PGNiG SA nie przestrzegał obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (PGNiG SA, 2012), ponieważ import z jednego kierunku w stosunku do całkowitej wielkości importowanego gazu w 2007 r. wyniósł 73,14%, zaś w 2008 r., 74,76%. Były to wartości przekraczające maksymalny dopuszczalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia<sup>55</sup>, tj. w 2007 roku przekroczony został udział gazu ziemnego importowanego z Rosji w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego o 1,14 pkt procentowego, zaś w 2008 roku o 2,76 pkt procentowego (PGNiG SA, 2010). Z tytułu tego naruszenia Prezes URE nałożył na powoda karę pieniężną w wysokości 2.000.000 zł (Wyrok Sądu Najwyższego w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, 2016). Przedsiębiorstwo obrotu zaskarżyło tę decyzję Prezesa URE w całości i wniosło o jej uchylenie (PGNiG SA, 2013; PGNiG SA, 2011) powołując się m.in. na niemożność zmniejszenia poziomu importu gazu do poziomu wymaganego przez postanowienia koncesji dotyczące dywersyfikacji (które skutkowałyby brakiem dostaw paliwa dla niektórych odbiorców) oraz brak technicznych możliwości różnicowania dostaw gazu umożliwiających obiektywną możliwość wypełnienia obowiązku wynikającego z Rozporządzenia dywersyfikacyjnego (PGNiG SA, 2015). Do jego wypełnienia konieczne było istnienie niezbędnych połączeń między systemami przesyłowymi, a za ich rozbudowę odpowiadał inny podmiot, niż powód (od 1 lipca 2004 r. odpowiadał za to OSP). W omawianym powództwie Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów uznał, że skarżące przedsiębiorstwo obrotu, jako profesjonalista, ma obowiązek posiadać świadomość ograniczeń technicznych, wynikających z polskiego systemu przesyłowego, powinno było zatem podjąć określone działania z wyprzedzeniem. Prezes URE, przyjmując tożsamą interpretację przepisów dywersyfikacyjnych wymierzył PGNiG SA karę również w kontekście roku 2009 i tu także przedsiębiorstwo obrotu odwołało się do tej decyzji (Wyrok Sądu Najwyższego

---

<sup>55</sup> Udziały te zostały określone w § 1 ust. 1 pkt 3 Rozporządzenia dywersyfikacyjnego.

w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, 2017). Wykonanie obowiązków wynikających z zasad dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego oznaczało, iż przedsiębiorstwa obrotu dokonujące przywozu gazu na terytorium RP winne co najmniej zabezpieczyć przepustowość w innym punkcie wejścia do system. Wiąże się to jednak z kosztami opisanymi w pkt 4.3.2.

Znacznie poważniejszym problemem dla przedsiębiorstw obrotu mógł być jednak brak dostępnych zdolności technicznych<sup>56</sup>. Dotyczyło to niemożności pozyskania przydziału przepustowości na warunkach ciągłych na punktach wejścia do polskiego systemu gazowego, choć techniczne moce teoretycznie istniały. Brak dostępnej zdolności<sup>57</sup> wynikał z faktu, że moce te były już przydzielone innym przedsiębiorstwom obrotu<sup>58</sup>, które wykorzystywały je m.in. na zasadach długoterminowych (tabela 13).

Tabela 13. Poziom rezerwacji ciągłych zdolności przesyłowych w punktach wejścia do polskiego systemu przesyłowego w 2018 roku (kWh)

Operator systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Całkowita zdolność ciągła	Zarezerwowana zdolność ciągła
SGT Gaz-System SA	Polska	PWP	99 994 175	53 160 422
Ontras	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS	16 191 205	5 999 026
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	6 593 915	6 319 524
Severomoravske Plynarenske	Czechy	Branice	15 794	0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	49 494 000	44 469 716
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	2 665 580	1 167 331
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	61 703 250	36 204 385
Gascade	Niemcy	Mallow Rewers SGT	67 082 400	41 896 401
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	372 665 055	372 665 055
SGT Gaz-System SA	Polska	PWP Rewers	0	0
Razem			676 405 374	561 881 860

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2018 r. (Prezes URE, 2019a).

Całkowita zdolność przesyłowa ciągła w 2018 roku to zaledwie 0,68 TWh. Jednocześnie 83% tej zdolności została zarezerwowana. Z powyższych danych wynika również, że import gazu ziemnego, inny niż wewnątrzspółnotowy, mógł być dokonany wyłącznie z kierunku wschodniego, i tylko poprzez punkt Drozdowicze na granicy polsko-ukraińskiej. Nie było zatem dostępnych zdolności przesyłowych

<sup>56</sup> Zdolność techniczna jest rozumiana jako maksymalna zdolność ciągła, jaką OSP może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

<sup>57</sup> Dostępna zdolność oznacza część zdolności technicznej, która nie została przydzielona i jest dostępna dla użytkowników systemu (przedsiębiorstw obrotu).

<sup>58</sup> Zdolność zakontraktowana (przydzielona) oznacza zdolność, jaką OSP przydzielił użytkownikowi sieci na podstawie umowy przesyłowej i przydziału przepustowości (art. 2 pkt. 19 Rozporządzenia 715/2009).

w innych punktach wejścia na wschodniej granicy. Utrzymanie zakładanych w Rozporządzeniu dywersyfikacyjnym poziomów dywersyfikacji było możliwe przy założeniu uzyskania dostępu do mocy regazyfikacyjnych w Terminalu LNG. Te jednak w 100% zostały zarezerwowane przez PGNiG SA (PGNiG SA, 2017a).

# **ROZDZIAŁ IV**

## **ASPEKTY RYNKOWE DETERMINUJĄCE ZARZĄDZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM OBROTU**

W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane wyniki analiz wspierających proces wnioskowania badawczego w zakresie natężenia konkurencji w segmencie gazu ziemnego, stabilności segmentu obrotu gazem ziemnym oraz ryzyka i stabilności prowadzonej przez przedsiębiorstwa obrotu działalności handlowej, a także oferty gazu ziemnego dla odbiorców końcowych.

Analizy każdego z ww. obszarów zostały poprzedzone postawieniem pytań badawczych, których celem było wsparcie precyzyjnego formułowania hipotez badawczych w zakresie definiowania i operacjonalizacji zmiennych zależnych. Wyniki analiz były także pomocne przy przygotowywaniu narzędzi badawczych, których wzory są dołączone do niniejszej rozprawy.

### **4.1. Ocena konkurencji w segmencie obrotu**

Według Prezesa URE (2013b) jednym z warunków odejścia od regulacji cen w obrocie detalicznym jest istnienie płynnego hurtowego rynku gazu. Badania nad konkurencją w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce są istotne z punktu widzenia deregulacji cen w obrocie detalicznym. Opublikowane przez Prezesa URE informacje dotyczące liczby funkcjonujących na polskim rynku przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym (opisane w pkt. 2.3.3 rozprawy) wskazują, że procesy dekoncentracji segmentu obrotu gazem ziemnym w Polsce zostały wyhamowane. Zaobserwowane zmiany struktury rynku handlu gazem ziemnym nakazują przeprowadzenie dogłębnych analiz dotyczących stopnia konkurencyjności tego segmentu działalności.

#### **4.1.1. Problematyka dotycząca natężenia konkurencji**

Potrzebę oceny natężenia konkurencji w aspekcie stopnia uregulowania segmentu obrotu gazem ziemnym uzasadniają zdarzenia zaobserwowane w latach 2017 i 2018. Za rażące naruszanie warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej określonych przepisami

prawa, Prezes URE cofnął koncesję OPG przedsiębiorcy Energetyczne Centrum S.A. (Prezes URE, 2018). Powodem cofnięcia koncesji temu przedsiębiorcy było uznanie, iż przedsiębiorstwo to wprowadzało odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych w błąd co do warunków dostarczania im tych paliw, a także nie udzielało im pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. Stanowiło to rażące naruszenie warunków udzielonej tej spółce koncesji OPG oraz rażące naruszenie innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa (UOKIK, 2013). 5 września 2019 roku Prezes URE (2019) poinformował o kolejnych 11 postępowaniach administracyjnych prowadzonych w sprawie cofnięcia koncesji OPG lub koncesji OGZ, wobec: Elgas Energy sp. z o.o., Energetyki dla Domu sp. z o.o., Energia i Gaz sp. z o.o., Energia Polska Sp. z o.o., Gas and Energy Trading sp. z o.o., Gaselle Sp. z o.o., Green S.A. w restrukturyzacji, Ineon Sp. z o.o. sp. k., IPE Trading sp. z o.o., Pulsar Energia Sp. z o.o. Postępowania te dotyczyły podejrzenia niedysponowania przez koncesjonariuszy środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 PE). Zdarzenia te mogły podważyć zaufanie odbiorców gazu ziemnego do innych sprzedawców i tym samym doprowadzić do spadku tempa wzrostu liczby zmian sprzedawcy gazu ziemnego w Polsce.

W zakresie problematyki związanej z konkurencyjnością w segmencie obrotu należy postawić następujące pytania badawcze:

- BP1: Czy model regulacji w zakresie taryfikowania cen gazu ziemnego, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu na terytorium Polski wspiera konkurencję w obszarze obrotu gazem ziemnym w Polsce?
- PB2: Czy model regulacji w zakresie taryfikowania cen gazu ziemnego, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu na terytorium Polski wspiera efektywność funkcjonowania segmentu obrotu gazem ziemnym w Polsce?
- PB3: Czy model regulacji w zakresie taryfikowania cen gazu ziemnego skutecznie chroni odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen?
- PB4: Czy badane regulacje wiążą się z ryzykiem biznesowym dla przedsiębiorstw obrotu Polsce?
- PB5: Czy cele będące podstawą wprowadzenia i utrzymywania modelu regulacji zostały osiągnięte?

- PB6: Czy obecny model regulacji działalności handlowej jest optymalny?
- PB7: W jaki sposób przedsiębiorstwa obrotu mogą wypełnić obowiązki wynikające z trzech regulacji będących przedmiotem zainteresowania niniejszą rozprawą?
- PB8: Jakie zmiany w strukturze segmentu obrotu gazem ziemnym zaszły od otwarcia rynku gazu ziemnego w Polsce?
- PB9: Jak należy ocenić stopień konkurencji w segmencie obrotu w Polsce i siłę konkurencyjną przedsiębiorstw obrotu?
- PB10: Co jest przyczyną zmniejszenia liczby przedsiębiorstw obrotu w Polsce?
- PB11: Jak wyróżnić ofertę gazu ziemnego kierowaną do odbiorców domowych?
- PB11: Czy przedsiębiorstwa obrotu przygotowują dla odbiorców końcowych oferty cenowe niższe od cen i stawek taryfowych? Czy istnieje przestrzeń do przygotowywania takich ofert?
- PB12: Czy przedsiębiorstwa obrotu przygotowują oferty sprzedaży gazu ziemnego ze stałą ceną na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy? Czy istnieje przestrzeń do przygotowywania takich ofert?
- PB13: Czy przedsiębiorstwa obrotu mają możliwość i swobodę optymalizacji kosztowej? Jeśli tak, to na jakich polach?
- PB14: W jaki sposób skutecznie dotrzeć do klienta?

#### **4.1.2. Pomiar intensywności konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym**

Do oceny intensywności konkurencji stosuje się przede wszystkim miary koncentracji i miary struktury rynku (Pavić, Galetić i Piplica, 2016), które są wykorzystywane do badania stopnia konkurencyjności np. w systemie bankowym. Wśród nich znajdują się wskaźniki koncentracji (ang. *CR – concentration ratio*) CR3, CR5, CR10, które określają, odpowiednio, udział 3, 5 i 10 największych banków w wybranej zmiennej (Olszak, 2014). W badaniach nad konkurencją w sektorze bankowym, oprócz prostych miar koncentracji rynku, stosowane są nieco bardziej złożone narzędzia. Należą do nich: wskaźnik Herfindahla-Hirshmana (ang. *HHI – Herfindahl-Hirschman Index*) będący miarą koncentracji rynku i określający szacunkowy poziom zagęszczenia w danej branży oraz poziom konkurencji na danym rynku, Indeks Lerner (Lerner, 1934), statystyka H Panzara-Rosse'a (Panzar i Rosse, 1987), a także wskaźnik Boone'a (Boone, 2008). Najprostszą miarą stosowaną do oceny konkurencyjności rynków jest wskaźnik koncentracji CR, nazywany również



wskaźnikiem dyskretnym lub stopą koncentracji (Kryzia, 2016). Wskaźnik CR(N) informuje, jaki łączny udział w rynku ma N największych podmiotów na nim działających. U podstaw jego konstrukcji leży założenie, że im więcej na danym rynku funkcjonuje podmiotów o udziale rynkowym równym lub wyższym niż przyjęty próg, tym bardziej konkurencyjny jest rynek i tym mniejsza zdolność do wykorzystywania siły rynkowej (Surya i Gyaneswar, 2016). Wskaźnik ten opisany jest wzorem:

$$CR(N) = \sum_{i=1}^N X_i \quad (4.1.)$$

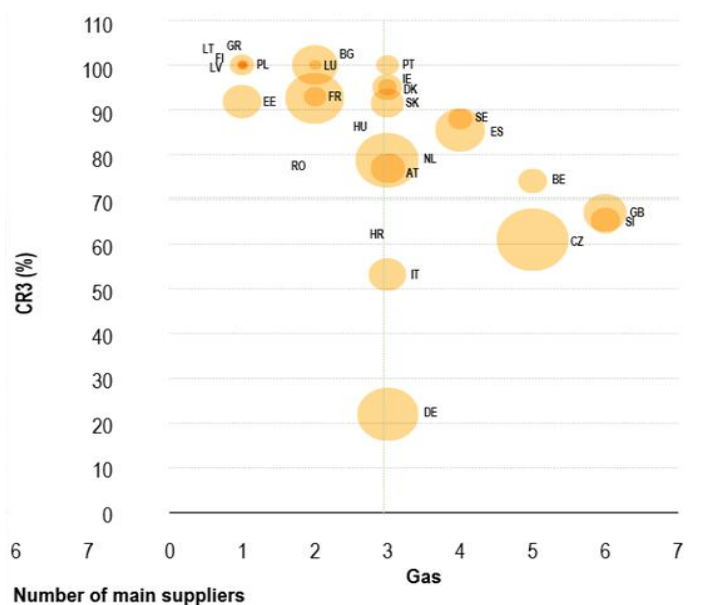
gdzie:

$X_i$  – udział podmiotu  $i$  w rynku,

$N$  – liczba podmiotów, dla których ustalana jest wielkość wskaźnika.

Poziom koncentracji rynków detalicznych dla gospodarstw domowych na poziomie krajowym, z wykorzystaniem współczynnika koncentracji CR3, przeprowadził ACER (2015). Badanie to wykazało, że polski rynek gospodarstw domowych był jednym z najbardziej niekonkurencyjnych w UE (rysunek 24). Dopiero w 2018 r., według informacji portalu gospodarczego Wirtualny Nowy Przemysł (Ciepiela, 2018), Hermes Energy Group uzyskała 5% udział w rynku sprzedaży gazu ziemnego w Polsce. Oznaczało to, że wskaźnik CR3 w tymże roku obniżył się z poziomu 100% do 86,93% (tabela 14).

Rysunek 24. Udział w rynku trzech największych dostawców gazu ziemnego, liczba głównych dostawców oraz wskaźnik CR3 w państwach UE w 2014



Źródło: ACER (2014).

Tabela 14. Tempo zmian wskaźnika zmiana sprzedawcy w latach 2009-2018

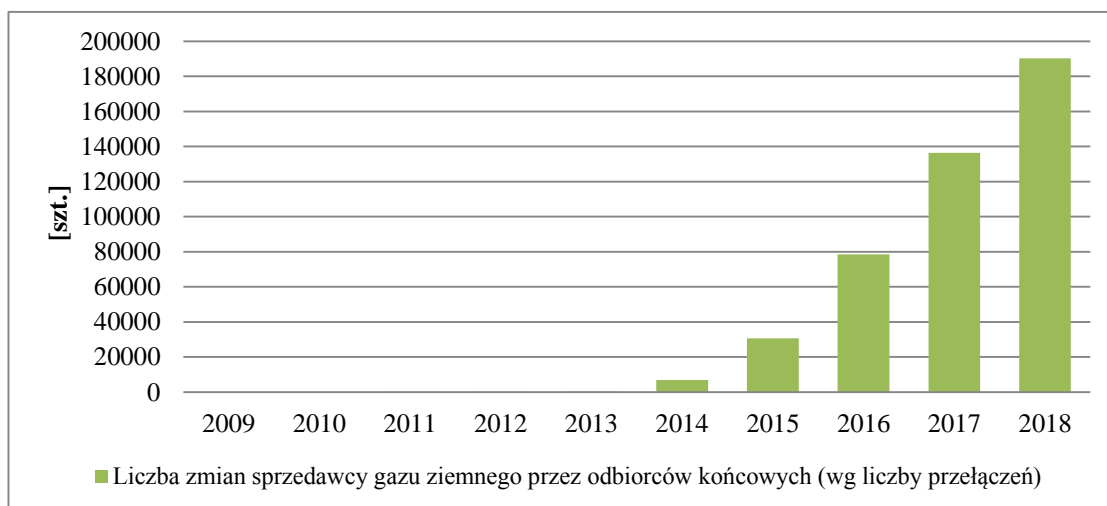
Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CR3	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	86,93%

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018 oraz [www.wnp.pl](http://www.wnp.pl) (dostęp: 31.08.2019).

#### 4.1.3. Zmiana sprzedawcy paliwa gazowego

Zasada TPA, która została scharakteryzowana w pkt. 2.1.3. pracy, gwarantuje możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy wszystkim odbiorcom energii elektrycznej i gazu począwszy od 1 lipca 2007 roku. ACER prowadzi analizy w obszarze aktywności konsumentów monitorując liczbę zmian sprzedawcy w krajach członkowskich UE. Analizy te wskazują, że wskaźniki zmiany sprzedawcy przez gospodarstwa domowe w Polsce należą do najniższych w UE (ACER, 2015). Od początku procesów liberalizacyjnych na rynku gazu sprzedawcę gazu ziemnego zmieniło zaledwie 3,6% odbiorców. Mimo to, liczba zmian sprzedawcy rośnie. Potwierdzają to dane o liczbie zmian sprzedawcy, które są przedmiotem kwartalnego monitorowania prowadzonego przez Prezesa URE na podstawie ankiet uzyskanych od OSP i OSD. Rysunek 25 prezentuje liczbę zmian sprzedawcy gazu ziemnego w latach 2009 – 2018.

Rysunek 25. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego w Polsce w latach 2009-2018



Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

Tempo zmiany sprzedawcy gazu ziemnego w Polsce wykazywało istotną zmienność (tab. 15). Bardzo duży wzrost liczby zmian sprzedawcy zaobserwowano w 2014 roku.

W późniejszych latach tempo wzrostu liczby zmian sprzedawcy gazu ziemnego w Polsce wykazywało tendencję spadkową.

Tabela 15. Tempo zmian wskaźnika zmiana sprzedawcy w latach 2009-2018 (w %)

Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Zmiana wskaźnika liczby zmian sprzedawcy w stosunku do roku poprzedniego	0	0	-	5150	104	1533	339	155	74	40

Źródło: Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2009-2018.

#### 4.1.4. Źródła przewag kosztowych

Jednym z determinantów rozwoju energetyki gazowej jest zabezpieczenie kosztu pozyskania gazu w perspektywie długoterminowej, bowiem inwestor elektrowni gazowej, przed podjęciem decyzji inwestycyjnej (ang. *FID - final investment decision*), powinien oczekiwać zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego po akceptowalnej cenie. Tę sytuację można osiągnąć w drodze m.in.: pozyskania gazu ziemnego na podstawie bilateralnego kontraktu długoterminowego, bądź zabezpieczenia go na giełdzie. Należy zakładać, że w celu zminimalizowania ryzyk operacyjnych, inwestor elektrowni gazowej będzie dążyć do pozyskania gazu na warunkach, które zminimalizują bądź nawet wykluczą rynkową zmienność cen. To działanie powinno zabezpieczyć jego biznes przed ryzykiem pojawienia się strat operacyjnych. Dotąd w Polsce nie są jednak zawierane kontrakty ze stałą ceną wychodzące poza trzyletni horyzont czasowy. Polska giełda prowadzona przez TGE SA nie oferuje kontraktów o dłuższej perspektywie dostaw. W Polsce kontrakty przewidujące dostawę gazu ziemnego poza ten okres są zawierane po cenie obliczanej wg wybranego indeksu. Zabezpieczenie gazu ze stałą ceną jest jednak możliwe na innych giełdach europejskich (tab. 16). O ile zabezpieczenie na tych zasadach jest możliwe, to jego przywóz na teren RP może być powodem innych rodzajów niepewności, które wiążą się z dwoma badanymi regulacjami: wymogiem tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz zobowiązaniem do dywersyfikacji źródeł dostaw tego paliwa. Istotnym zagadnieniem badawczym w tym zakresie jest zasadność tworzenia zapasów obowiązkowych odnoszonych się do wielkości gazu sprowadzanego na terytorium RP w okresie letnim, gdy prawdopodobieństwo wystąpienia zaburzeń w dostarczaniu gazu ziemnego,

rozumianych jako nieprzewidziany wzrost zużycia gazu ziemnego w polskim systemie gazowym, jest minimalne.

Tabela 16. Roczne kontrakty futures na gaz ziemny na wybranych giełdach europejskich

Lp.	Platforma obrotu	HUB (miejsce dostawy)	Rodzaj kontraktu rocznego	Maksymalny horyzont dostawy produktu rocznego
1.	TGE	Gaz – System SA (VTP)	GAS_BASE_Y-yy	Y+2
2.	Pegas	GASPOOL (GASPOOL Balancing Services)	PEGAS Regulated Market Futures GASPOOL	Y+6
3.	Pegas	NCG (NetConnect Germany)	PEGAS Regulated Market Futures NCG	Y+6
4.	Pegas	CEGH VTP (Central European Gas Hub AG)	PEGAS Regulated Market Futures CEGH VTP	Y+6
5.	Pegas	TTF (Gasunie Transport Services)	PEGAS Regulated Market Futures TTF	Y+6

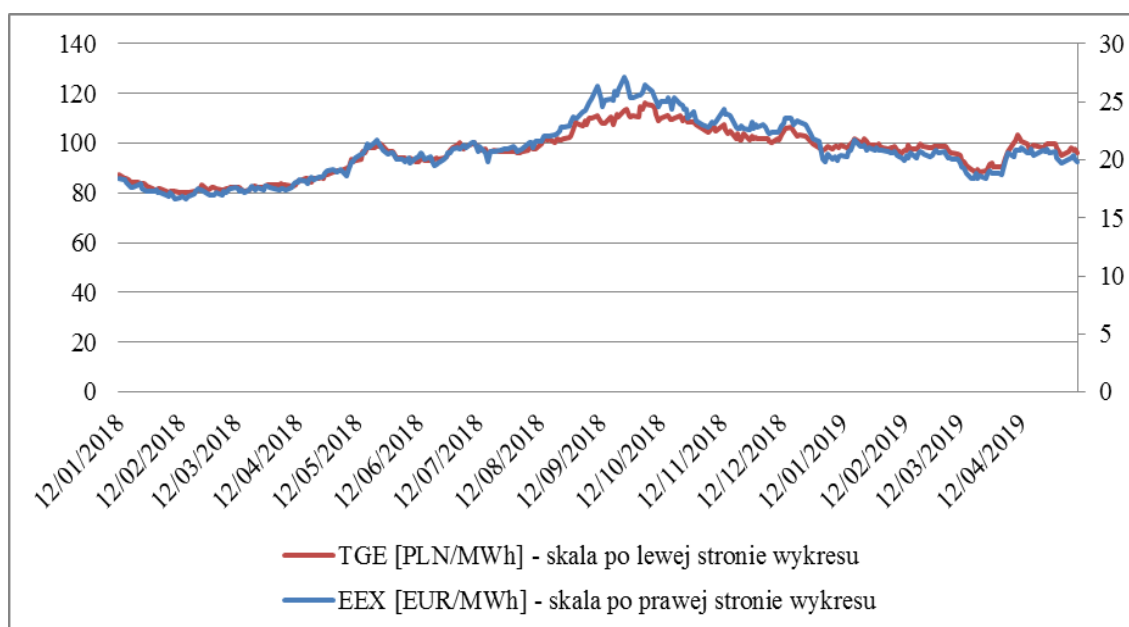
Źródło: opracowanie własne na podstawie Powernext (2019), ECC (2019) oraz TGE SA (2019).

Hipotetycznie, kosztowej przewagi konkurencyjnej można poszukiwać w obszarze łańcucha dostaw (Nerc-Pelka, 2009), np. w drodze pozyskania dostaw z krajów o niższych kosztach, czy też zaopatrywania się z jednego źródła (ang. *single-sourcing*). W tym zakresie autor rozprawy przeprowadził analizę typu netback z wykorzystaniem funkcjonalności systemu Reuters Eikon. Jej celem było poznanie możliwych zachowań menedżerów przedsiębiorstw obrotu determinowanych chęcią osiągnięcia celów zarządczych w zakresie minimalizacji ryzyka biznesowego a jednocześnie uniknięcia ponoszenia kosztów regulacji. Badanie to polegało na porównaniu hurtowych cen gazu ziemnego kwotowanych na rynku konkurencyjnym w Polsce do cen z odpowiednich rynków ościennych, w tym przypadku do cen kwotowanych na niemieckiej giełdzie EEX dla VTP Gaspool. Do analizy przyjęto następujące założenia:

- z uwagi na fakt, że w 2018 roku instrumentem o najdłuższym horyzoncie dostawy na VTP Gaz-System SA na TGE był instrument roczny typu base oznaczony jako Y+2, do analizy przyjęto historyczne dane dla kontraktu GAS\_BASE\_Y-20. Kontraktem o tożsamym okresie dostawy na niemieckiej giełdzie EEX dla VTP Gaspool był GASPOOL-Natural-Gas-Year-Futures na 2020 rok;
- okres notowań instrumentów był tożsamy z kalendarzem notowań dla instrumentu GAS\_BASE\_Y-20 (okres notowań tego kontraktu był krótszy niż jego odpowiednik na giełdzie EEX);

- poziom kursu rozliczeniowego dla kontraktu rocznego na TGE odpowiadał kodowi TRDEGSPFVYc1 z Reuters Eikon, natomiast kurs rozliczeniowy dla kontraktu rocznego na TGE - kodowi POXGBYZ0;
- uwzględniony został teoretyczny kurs rozliczeniowy od początku notowań do 11 maja 2019 r., za wyjątkiem okresu 1-11 stycznia 2018 r. gdy nie zawarto żadnej transakcji na kontrakcie GAS\_BASE\_Y-20 (pierwsza transakcja została zawarta 12 stycznia 2018 r.);
- ponieważ dzienny kurs rozliczeniowy obu kontraktów był ustalany w różnych walutach (dla kontraktu rocznego na EEX w EUR/MWh, a dla kontraktu rocznego na TGE w PLN/MWh) dokonano przeliczenia kursu rozliczeniowego kontraktu na EEX na jednostkę PLN/MWh z uwzględnieniem średniego dziennego kursu walutowego PLN/EUR publikowanego przez NBP.

Rysunek 26. Kurs rozliczeniowy kontraktu rocznego na gaz typu base na rok 2020 na EEX i TGE z notowań w okresie 1 stycznia 2018 – 30 kwietnia 2019 r.

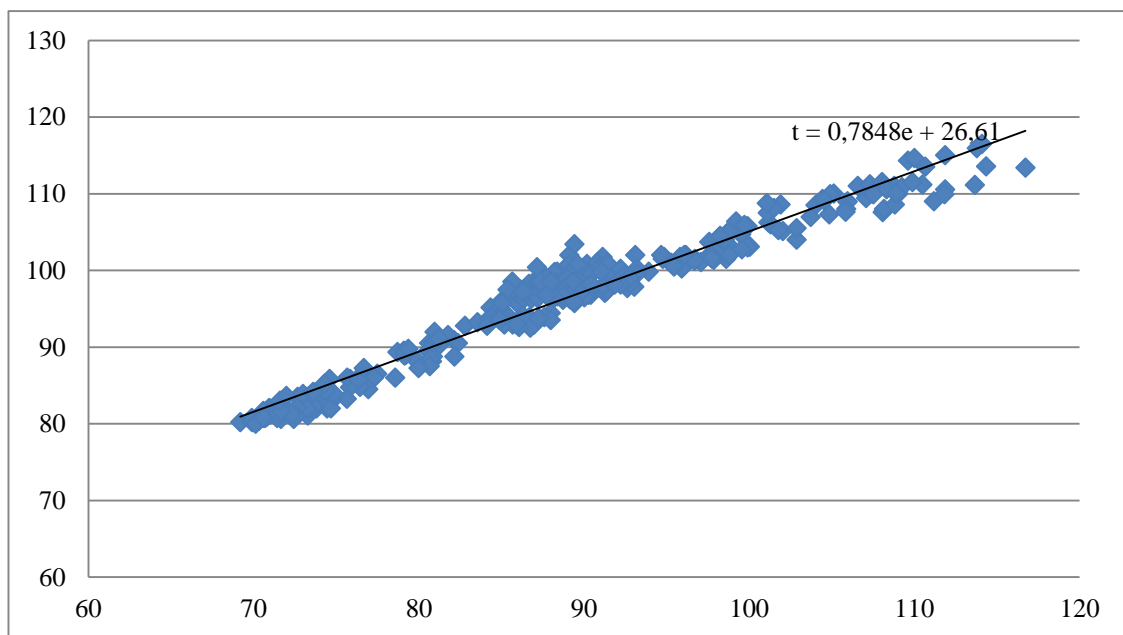


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eikon Reuters.

Analiza 331 obserwacji wykazała bardzo silną zależność pomiędzy zmiennymi (rysunek 26). Do oceny kształtu zależności przeprowadzono analizę regresji (klasyczna metoda najmniejszych kwadratów). Zależność między kursem rozliczeniowym kontraktu rocznego notowanego na EEX i kursem rozliczeniowym kontraktu rocznego notowanego na TGE opisało równanie:  $t=0,7848e+26,61$  (rysunek 27), gdzie zmienną objaśnianą  $t$  była stopa zwrotu na kontrakcie rocznym notowanym na TGE, zaś zmienną niezależną  $e$  - stopa zwrotu na rocznym kontrakcie notowanym na EEX.

Wykonana na podstawie tych danych analiza regresji w arkuszu kalkulacyjnym excel wskazała następującą zależność pomiędzy zmiennymi:  $t$ , określoną jako cena kontraktu typu base notowanego na TGE [w zł/MWh] (zmienna objaśniana) oraz  $x$ , jako cena kontraktu typu base notowanego na EEX [w zł/MWh] (zmienna objaśniająca):  $t = 26,61 + 0,7848e$  (tabela 17).

Rysunek 27. Zależność pomiędzy kursami kontraktów typu base notowanymi na 2020 rok na EEX i TGE z notowań w okresie 1 stycznia 2018 – 30 kwietnia 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Reuters Eikon.

Wartość współczynnika kierunkowego ( $a$ ), tj. współczynnika regresji (ang. *slope*) na poziomie 0,7848, mówi o silnym dodatnim wpływie jednostkowej zmiany kursu rozliczeniowego kontraktu rocznego notowanego na EEX na kurs rozliczeniowy kontraktu rocznego notowanego na TGE. Różnica obliczona, jako średnia arytmetyczna wszystkich obserwacji pomiędzy kursem kontraktu rocznego na EEX w zł/MWh, a kursem rozliczeniowym kontraktu rocznego na TGE wyniosła 7,16 zł/MWh. Poziom ten odpowiadał sumie kosztów obliczonych z uwzględnieniem stawek taryfowych odpowiednich operatorów, tj.:

- wyprowadzenia 1 MWh paliwa gazowego z niemieckiego systemu przesyłowego na poziomie 0,56 euro/MWh obliczonego na podstawie taryfy Ontras, niemieckiego OSP, dla usług długoterminowych na zasadach ciągłych;

- wprowadzenia 1 MW do systemu polskiego na poziomie 3,15 zł/MWh, obliczonego na podstawie taryfy OGP Gaz-System SA, polskiego OSP, dla usług długoterminowych na zasadach ciągłych;
- utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego na terytorium RP w ilości właściwej dla wprowadzenia do sieci 1 MW gazu ziemnego, tj. 3,3 zł/MWh, jak dowiedziono w pkt 4.3.2 rozprawy oraz
- marży na działalności przywozu na poziomie 0,15 euro/MWh.

Tabela 17. Wyniki analizy regresji dla zmiennych: kursem kontrakt typu base notowanym na EEX i TGE na 2020 r.

#### PODSUMOWANIE – WYJŚCIE

<i>Statystyki regresji</i>	
Wielokrotność	
R	0,977
R kwadrat	0,955
Dopasowany	
R kwadrat	0,955
Błąd	
standardowy	1,918
Obserwacje	329

#### ANALIZA WARIANCJI

	<i>Df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Istotność</i> <i>F</i>
Regresja	1	25638,64	25638	6966,369	1,56
Resztkowy	327	1203,47	3,680		
Razem	328	26842,11			

	<i>Współ- czynniki</i>	<i>Błąd standardowy</i>	<i>t Stat</i>	<i>Wartość- p</i>	<i>Dolne 95%</i>	<i>Górne 95%</i>	<i>Dolne 95,0%</i>	<i>Górne 95,0%</i>
Przecięcie	26,610	0,841	31,638	1,56	24,955	28,264	24,955	28,264
GPL	0,785	0,009	83,465	1,56	0,766	0,803	0,766	0,803

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Reuters Eikon (dostęp: 12.05.2019).

## **4.2. Analizy dotyczące stabilności dostaw gazu ziemnego dla polskich odbiorców**

Rozważając istotę stabilności dostaw gazu ziemnego do polskich odbiorców, a w szczególności problematykę wpisującą się w tematykę bezpieczeństwa energetycznego, można wyróżnić kilka kluczowych aspektów (Golarz, 2016):

- ekonomiczne i rynkowe w obszarze wymiany handlowej po cenach akceptowalnych i uzasadnionych, które odnoszą się do importerów chcących kupić jak najtaniej i z pewnego źródła, eksporterów szukających stałych i wiarygodnych rynków zbytu oraz państw tranzytowych;
- geopolityczne i geostrategiczne w obszarze bezpieczeństwa dostaw, którego zapewnienie odbywa się poprzez tworzenie i realizowanie odpowiednich strategii energetycznych przez państwo w zakresie racjonalnego gospodarowania krajowymi zasobami, dywersyfikacji dostaw w celu zachowania stabilności i pewności pokrycia potrzeb społeczeństwa oraz posiadania narzędzi do szybkiego reagowania w przypadku wystąpienia przerw w dostawach;
- ekologiczne w obszarze minimalizacji niepożądanego wpływu na środowisko naturalne: wydobywania surowców, szkód górniczych, emisji gazów i pyłów;
- infrastrukturalne rozumiane jako stan, sprawność, poziom zabezpieczeń systemów przesyłowych, wydobywczych lub wytwórczych;
- instytucjonalne rozumiane jako powiązany ze sobą szereg relacji pomiędzy interesariuszami, w tym w szczególności podmiotami regulacyjnymi.

Powyższe aspekty wpływają na poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju będący podstawowym elementem sprawności systemu gazowego i kluczowym determinantem kształtowania warunków regulacyjnych (jak wskazano w pkt 2.2.2. pracy).

### **4.2.1. Problematyka dotycząca niezawodności dostaw gazu ziemnego**

W 2018 r. Prezes URE prowadził 27 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (Prezes URE, 2019). 25 spośród nich zakończyły się wydaniem stosownej decyzji przez Prezesa URE co oznacza, że tylko 25 przedsiębiorstw dokonało przywozu gazu ziemnego na terytorium RP i to one utworzyły zapas obowiązkowy będący gwarantem ciągłości dostaw gazu do odbiorców



końcowych. Stanowiło to 12,6% wszystkich przedsiębiorstw obrotu posiadających koncesje OPG.

Największym podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego na terytorium RP był PGNiG SA i głównie to przedsiębiorstwo tworzyło i utrzymywało zapasy obowiązkowe w PMG. PGNiG SA posiadało dostęp do mocy przesyłowych umożliwiających przywóz gazu na terytorium RP i bezpośrednio realizowało cele polityki energetycznej kraju w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. §17 ust. 2 pkt 2 statutu PGNiG SA przewidywał, iż akcjonariusz Skarb Państwa wyraża - w formie pisemnej - zgodę „na realizację strategicznych przedsięwzięć inwestycyjnych lub udział Spółki w przedsięwzięciach inwestycyjnych trwale lub przejściowo pogarszających efektywność ekonomicznej działalności Spółki, ale koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski” (PGNiG SA, 2018).

W kontekście tematyki z obszaru pewności i stabilności funkcjonowania segmentu obrotu gazem ziemnym postawiono następujące pytania badawcze:

- BP15: Czy obecny model regulacji w zakresie taryfikowania cen gazu ziemnego dla odbiorców końcowych, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, a także dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski wzmacnia pewność i stabilność jego dostaw do odbiorców w Polsce?
- PB16: Czy regulacje w zakresie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego odpowiadają celom jakim zostały ustanowione?
- PB17: Kto powinien gwarantować stabilność i ciągłość dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych? Czy obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego powinien być nałożony na podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP, czy też na sprzedawców gazu do odbiorców końcowych?
- PB18: Czy regulacje w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski motywują przedsiębiorstwa obrotu do poszukiwania innych – niż owe zapasy obowiązkowe – środków wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, tj. zapewnienia środków rynkowych?
- PB19: Czy sposób wyznaczania zapasu obowiązkowego jest optymalny z punktu widzenia celów w zakresie ciągłości dostaw do odbiorców końcowych oraz optymalizacji kosztowej działalności obrotu?

- PB20: Czy opieranie bezpieczeństwa energetycznego kraju na jednym - choć aktualnie silnym finansowo - przedsiębiorstwie nie niesie nadmiernego ryzyka dla polskiego rynku gazu ziemnego, zwłaszcza biorąc pod uwagę długoterminowe, dość sztywne umowy importowe z: Gazpromem, Qatargasem i dostawcami amerykańskimi?
- PB21: Jakie są możliwości działania przedsiębiorstw obrotu w zakresie wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego w drodze minimalizacji ryzyka przerw w dostawach gazu ziemnego do odbiorców końcowych?
- PB22: Czy zasady utrzymywania zapasów obowiązkowych są optymalne z punktu widzenia celów w zakresie ciągłości dostaw do odbiorców końcowych oraz optymalizacji kosztowej działalności obrotu? Jeśli nie, to jak należałoby je zmienić?

#### **4.2.2. Symulacja wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do Polski**

Do oceny ryzyka wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego na poziomie regionalnym posłużyły wyniki analiz dostępne w dokumencie: *Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS simulation)*, który został opublikowany w grudniu 2017 r. przez ENTSOG (2017). Metodą symulacji przyjętą do tych badań scenariuszowych była przedmiotem konsultacji z państwami członkowskimi UE w ramach GCG - Grupy Koordynacyjnej Gazu<sup>59</sup> (ang. *Gas Coordination Group*). ENTSOG przeanalizowała 17 odmiennych scenariuszy zakłóceń dostaw, pod kątem nieprawidłowości w funkcjonowaniu istotnej dla danego regionu infrastruktury przesyłowej (Kułaga, 2018). Powstałe w trakcie analizy cztery regionalne grupy ryzyka to: wschodnie dostawy gazu, dostawy gazu z Morza Północnego, dostawy gazu z Afryki Północnej, dostawy gazu z południowego wschodu (rysunek 28).

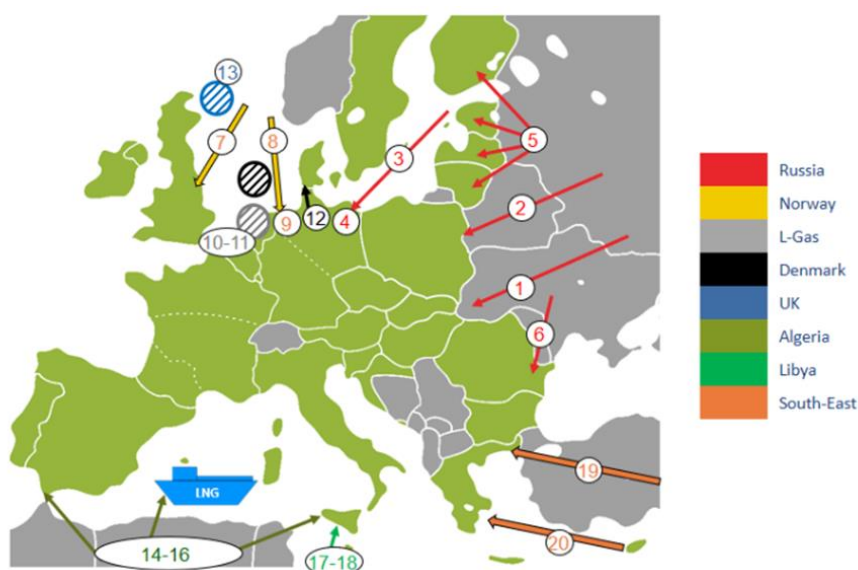
Symulacja ENTSOG polegała na poznaniu możliwości pokrycia zapotrzebowania na gaz w poszczególnych regionach, w zdefiniowanych uprzednio scenariuszach zakłóceń dostaw, wg. grup ryzyka. Wykorzystano: dane dotyczące zdolności przesyłowej, szacunki produkcji, dostępność gazu w PMG oraz możliwości przywozu LNG. Grupę ryzyka właściwych dla Polski zlokalizowano w ramach pierwszej regionalnej grupy ryzyka pod nazwą „dostawy wschodnie”. Wśród 5 szlaków

---

<sup>59</sup> GCG, w której skład wchodzi przedstawiciele: KE, państw członkowskich, ACER, ENTSOG i organizacji reprezentujących interesy sektora gazowego, została powołana na podstawie Rozporządzenia SoS i ma na celu koordynowanie działań w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu.

określonych jako: ukraiński, białoruski, północno-wschodni, Morza Bałtyckiego i Transbałkański, dla rynku polskiego znaczenie miały tylko dwa: ukraiński i białoruski. W przypadku wystąpienia zakłóceń na obu szlakach, źródłami dostaw gazu były: pobór z PMG, przywóz gazociągami jamalskimi oraz dostawy LNG. Wykorzystane byłyby połączenia między Polską i Niemcami oraz Polską i Czechami. Symulacje ENTSOG potwierdziły, że pojemności magazynowe oraz moce regazyfikacyjne Terminalu LNG były kluczowe w przeciwdziałaniu skutkom zakłóceń i przerw w dostawach gazu ziemnego do odbiorców w Polsce.

Rysunek 28. Scenariusze zakłóceń dostaw gazu ziemnego do Europy



Źródło: Kułaga (2018).

Możliwości pozyskania zdolności magazynowych zostały opisane w pkt 3.3.2 rozprawy. Możliwości pozyskania dodatkowych zdolności Terminalu LNG także były ograniczone, bo poziom wykorzystania mocy regazyfikacyjnych tego terminalu był jednym z najwyższych w Europie (<https://www.cire.pl/item,153222,1,0,0,0,0,terminal-lng-ma-zamowienia-na-wykorzystanie-od-1-stycznia-2018-r-100-proc-swojej-mocy.html> dostęp: 31.08.2019). W 2016 r. wyniósł on 33%, a w 2017 r. 30%. W 2018 r. wykorzystywanie infrastruktury wyniosło 48% (Sikora i Sikora, 2018). W przypadku pojemności magazynowych – jak wskazano w pkt. 3.3.3. pracy – nie było dostępnych pojemności, w których przedsiębiorstwa mogłyby utworzyć zapasy handlowe.

W sytuacji stwierdzenia przez OSP, że zagrożony jest stan bezpieczeństwa paliwowego państwa, na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa

energetycznego dokonującego przywozu gazu ziemnego (art. 53 ustawy o zapasach), po zastosowaniu w pierwszej kolejności środków rynkowych, operator winien zgłosić ministrowi właściwemu do spraw energii potrzebę wykorzystania środków nierynkowych, do których w Polsce zaliczono uruchomienie zapasów obowiązkowych oraz wprowadzenie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z zatwierdzonymi przez Prezesa URE planami ograniczeń. W tej sytuacji pokryciem zapotrzebowania zarządzał OSP.

Najważniejszym elementem przeciwdziałania zakłóceniom dostaw gazu ziemnego były plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego (art. 58 ustawy o zapasach), które były corocznie aktualizowane i przedstawiane do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Plany te były sporządzane przez operatorów dla odbiorców pobierających gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, dla tego punktu wyjścia wynosiła co najmniej  $417 \text{ m}^3/\text{h}$  [ $4,6 \text{ MWh/h}$ ]<sup>60</sup>. Ograniczenia wynikające z planów ograniczeń nie miały zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych (art. 58 ust. 4 ustawy o zapasach). Zgodnie z Rozporządzeniem 2017/1938, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach lub nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz ziemny, przedsiębiorstwa obrotu powinny stosować w pierwszej kolejności instrumenty oparte na mechanizmach rynkowych, tj. uruchomienie dodatkowych dostaw pochodzących z zapasów handlowych lub dodatkowych umów sprzedaży.

W celu zapewnienia dostaw do swoich odbiorców, w tym w szczególności odbiorców chronionych, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usług jego przesyłania lub dystrybucji, były obowiązane posiadać procedury postępowania mające zastosowanie w przypadku (art. 49 ustawy o zapasach): wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego i nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu przez odbiorców. Procedury postępowania, powinny określać w szczególności sposób uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków, a także sposób zarządzania poborem gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców. Procedury postępowania podlegały uzgodnieniom z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym z operatorami innych systemów gazowych, a następnie przekazywane do OSP. Powinny one zawierać

---

<sup>60</sup> Na podstawie wydanego na podstawie art. 55 ust. 1 ustawy o zapasach rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2007 r. poz. 1252).

kompleksowy opis dostępnych środków rynkowych, które przedsiębiorstwa energetyczne podejmowały w celu przeciwdziałania zagrożeniom wystąpienia zakłóceń w dostawach (art. 50 ust. 1 ustawy o zapasach).

W celu zwiększenia efektywności mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, 25 lipca 2019 roku Rada Ministrów zaproponowała projekt rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego<sup>61</sup>. Projekt ten wprowadzał obowiązek opracowywania przez OSP i OSD planów przewidujących tryb wprowadzania ograniczeń oraz sumarycznych, maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 11.

Pierwszy stopień zasilania odnosił się do mocy umownej. Drugi - odpowiadał średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobranej w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan, z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia był równy 0 kWh/dobę. Trzeci stopień zasilania odpowiadał 70% średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan, z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia był równy 0 kWh/dobę. Stopnie zasilania od 4 do 7 określono w planie jako wartości godzinowe i dobowe – pośrednie między stopniem zasilania 3 a 8 – zmniejszające się proporcjonalnie, chyba że istniały technicznie uzasadnione przesłanki innej zmienności stopni zasilania, przy zachowaniu zasady stopniowej redukcji poboru gazu ziemnego między 3 a 8 stopniem zasilania. 8 stopień zasilania odpowiadał 30% średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia był równy 0 kWh/dobę. Dziewiąty stopień zasilania określono w planie jako wartość godzinową i dobową, pośrednią między stopniem zasilania

---

<sup>61</sup> Dotychczasowe rozwiązania nie pozwalały OSP i OSD na wykorzystanie ograniczeń w poborze gazu w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu w celu zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorców chronionych. Obok gospodarstw domowych, do odbiorców chronionych zaliczono: małe lub średnie przedsiębiorstwa, których moc umowna w punkcie wyjścia z systemu nie przekraczała 710 kWh/h, podmioty świadczące opiekę zdrowotną (szpitale), jednostki organizacyjne pomocy społecznej, jednostki systemu Państwowego Ratownictwa Medycznego oraz jednostki współpracujące z tym systemem, podmioty stanowiące element systemu oświaty, organy administracji publicznej, podmioty prowadzące żłobki i kluby dziecięce, odbiorcy gazu ziemnego, zajmujący się wytwarzaniem i zaopatrywaniem w ciepło innych odbiorców chronionych.

8 a 10. Dziesiąty stopień zasilania odpowiadał minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych. Ilość ta, określona przez odbiorcę, nie mogła przekraczać minimalnego dobowego poboru gazu ziemnego odnotowanego w okresie od 1 lipca roku poprzedzającego do 30 czerwca roku, w którym został opracowany plan. Jedenasty stopień zasilania odpowiadał zerowej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę. W przypadku odbiorcy, który został przyłączony do systemu gazowego po 30 czerwca roku, w którym opracowywany jest plan, za ilość gazu ziemnego przyjmowano wielkość minimalnego dobowego poboru gazu ziemnego określonego w umowie o przyłączenie.

Informacje o ograniczeniach były podawane do publicznej wiadomości poprzez m.in. komunikaty ogłaszane w programie I Polskiego Radia, na stronach internetowych tych operatorów oraz przekazywane bezpośrednio do przedsiębiorstw obrotu.

#### **4.2.3. Stopień bezpieczeństwa energetycznego w zakresie gazu ziemnego**

Szeroki wachlarz czynników determinujących poziom bezpieczeństwa energetycznego zrodził potrzebę skonstruowania wskaźnika zagregowanego zawierającego wszystkie istotne elementy określające to bezpieczeństwo. W literaturze przedmiotu przyjmowane były różne indeksy opisujące poziom bezpieczeństwa energetycznego (Osieczko i Polaszczyk, 2018), m.in. *Shannon Diversity Index*, funkcję gotowości do płacenia za bezpieczeństwo dostaw, czy udział produkcji gazu ziemnego w wielkości krajowego zapotrzebowania. Do analiz przyjęto metodologię budowy zagregowanego wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego dla sektora gazu ziemnego (ang. *ESI – the Energy Security Index*) zaproponowaną przez Andrzeja Sokołowskiego (Szlagowski, 2010). Wskaźnik ESI określono jako sumaryczną ocenę stanu bezpieczeństwa energetycznego, wykorzystującą szeroki i zamknięty katalog oceny poszczególnych kryteriów oraz przypisanych im wag (tab. 18). Ta metodologia umożliwia zbadanie wskaźnika bezpieczeństwa w zakresie gazu ziemnego wykorzystując zasadę tzw. taksonomii dynamicznej, która przewiduje liczenie wskaźników agregatowych dla pojedynczych obiektów w czasie.

Tabela 18. Budowa wskaźnika ESI

Lp.	Kryterium makro	Kryterium mikro		Opis	Sposób obliczenia	Waga kryterium	
						Makro	Mikro
1.	Wydobycie krajowe	-		Udział krajowego wydobycia gazu ziemnego w rocznym zapotrzebowaniu na surowiec	Relacja wydobycia krajowego do ogólnego zapotrzebowania	25%	-
2.	Infrastuktura importowa	Przepustowości infrastruktury importowej	Rurociągi	Kryterium służy ocenie możliwości wykorzystania infrastruktury danego rodzaju w imporcie gazu ziemnego	Stosunek przepustowości rurociągów do całości importu	25%	6,50%
			Terminale		Stosunek przepustowości terminali do całości importu		8,50%
		Przepustowość infrastruktury w podziale na kierunki dostaw		Kryterium służy ocenie potencjału dywersyfikacyjnego infrastruktury	Herfindahl – Hirschman Indeks	10%	
3.	Struktura importu	Dywersyfikacja importu	Kierunki dostaw	Kryterium służy ocenie stopnia zdywersyfikowania importu z podziałem na kierunki dostaw i państwa pochodzenia surowca	Herfindahl – Hirschman Indeks	30%	15,00%
			Państwa wydobycia	Kryterium służy ocenie stopnia zdywersyfikowania importu z podziałem na kierunki dostaw i państwa pochodzenia			10,00%
		Struktura terminowa kontraktów importowych		Kryterium służy ocenie udziału gazu kontraktowanego krótkoterminowo w strukturze terminowej kontraktów	Stosunek wolumenu gazu importowanego na podstawie kontraktów krótkoterminowych do całości importu		5,00%
4.	Pojemność PMG	Pojemność czynna PMG		Kryterium służy ocenie łącznej pojemności podziemnych magazynów gazu	Stosunek pojemności czynnej PMG do średniego kwartalnego zapotrzebowania krajowego	15%	8%
		Maksymalny poziom odbioru z PMG		Kryterium służy ocenie poziomu odbioru gazu z magazynów w czasie szczytowego zapotrzebowania	Stosunek maksymalnego poziomu odbioru z PMG do maksymalnego zapotrzebowania dziennego		7%
5.	Struktura rynku	Konkurencyjność na rynku importerów		Kryteria służą ocenie poziomu konkurencyjności różnych segmentów rynku gazu ziemnego	Herfindahl – Hirschman Indeks	5%	1,50%
		Konkurencyjność na rynku wydobycia					1,50%
		Konkurencyjność na rynku sprzedaży – hurt					1%
		Konkurencyjność na rynku sprzedaży – odbiorcy końcowi					1%

Źródło: Szlagowski (2010).

Przeprowadzone przez autora metodologii obliczenia dla danych z roku 2009 wskazały, że zagregowany wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego dla sektora gazu ziemnego odpowiadał poziomowi 0,29. Badania te autor pracy zreplikował dla danych z lat 2009 – 2018. Do obliczenia wskaźnika ESI wykorzystano dane rynkowe ujęte w rozdziałach 3 i 4 rozprawy. W tabeli 19 zostały przedstawione szczegółowe dane rynkowe, które umożliwiły obliczenie wskaźnika ESI dla lat 2009-2018 (tab. 20). Wskaźnik ten został skalkulowany w sposób zaproponowany przez Andrzeja Sokołowskiego z uwzględnieniem zmian wprowadzonych w polskim prawie po roku 2009. Pojęcie: „Import do Polski” został zastąpiony pojęciem: „przywóz do Polski”. Dane liczbowe prezentowane w jednostkach objętości, tj. w m<sup>3</sup> (lub ich wielokrotności) zostały zastąpione jednostkami energii, tj. kWh (lub ich wielokrotnościami). W ten sposób uzyskano spójną informację statystyczną dla całego okresu objętego badaniem.

W stosunku do roku 2009 znacznej poprawie uległy wskaźniki syntetyczne dotyczące rozbudowy systemu przesyłowego. Poprawiły się wskaźniki HHI dla kryteriów „Przepustowość infrastruktury w podziale na kierunki dostaw”. Wskaźniki „Dywersyfikacja importu” oraz „Struktura” wciąż pozostawały powyżej 2500. Dla 2018 roku wynosiły odpowiednio: 6178 i 4435. Zmieniła się struktura kontraktów importowych na korzyść kontraktów o maksymalnie trzyletnim horyzoncie dostawy. W wymiarze faktycznym udział kontraktów długoterminowych mierzonych wielkością wolumenów w polskim koszyku importowym spadł, bo odpowiadał poziomowi 76% wobec 89% w roku 2009. Poziom wskaźników HHI dla kryteriów: konkurencyjność importu i wydobywania (tj. pozyskanie gazu), konkurencyjność na rynku sprzedaży – hurt oraz konkurencyjność na rynku sprzedaży – detal pozostawał wciąż na wysokim poziomie przekraczającym 2500 pkt. Wskaźniki - obliczone w oparciu o dwie kategorie: udział GK PGNiG oraz pozostałe podmioty - wyniosły odpowiednio: 6295, 9342 i 5543.



Tabela 19. Zagregowane dane rynkowe do obliczenia wskaźnika ESI

Kryterium	J.m.	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Wydobycie krajowe	TWh	45,0	46,3	47,5	47,4	46,2	44,3	43,5	42,6	42,1	42,4
Przepustowość gazociągów **	TWh /a	196,4	195,9	197,5	194,3	192,2	528,8	551,6	574,9	603,6	631,3
Przepustowość terminali	TWh /a	-	-	-	-	-	-	-	27,4	54,9	54,9
Przywóz, w tym z kontraktów:	TWh	100,2	110,4	119,7	120,7	124,9	121,0	122,8	151,9	167,0	163,5
krótkoterminowych	%	7	10	11	14	22	25	27	34	34	26
długoterminowych	%	93	90	89	86	78	75	73	66	66	74
Przywóz z kierunku wschodniego	%	89	90	86	82	72	72	72	74	66	66
Przywóz z kierunku zachodniego	%	11	10	14	13	26	26	26	18	23	22
Przywóz z kierunku południowego	%	0	0	0	5	0	0	0	0	1	1
Przywóz z kierunku Północnego	%	0	0	0	0	1	1	1	8	11	11
Pojemność czynna PMG (Typ E)	TWh	17,6	17,7	17,7	20,0	20,0	27,7	30,7	32,6	33,2	33,2
Zdolność poboru z PMG*****	TWh/d	0,38	0,38	0,38	0,40	0,40	0,54	0,54	0,54	0,53	0,53
Maksymalny historyczny dobowy pobór gazu ****	TWh/d	0,69	0,74	0,74	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,89
Zdolność przesyłowa do Polski ***, z kierunku:	TWh/a	196,4	195,9	197,5	194,3	192,2	528,8	551,6	574,9	603,6	631,3
Wschodniego	%	94	94	93	89	88	92	85	80	74	76
Zachodniego	%	6	6	6	8	9	7	14	14	16	14
Południowego	%	1	1	1	3	3	1	1	1	1	1
Północnego	%	0	0	0	0	0	0	0	5	9	9
Sprzedaż do odbiorców końcowych, w tym:	TWh	140,4	151,3	152,4	155,3	153,8	148,3	151,7	162,9	199,6	204,4
Sprzedaż hurtowa, w tym:	TWh	99,6	106,2	111,3	113,0	110,7	108,8	111,1	118,1	152,7	157,8
PGNiG	%	100	98	96	95	94	95	88	94	68	66
Pozostali	%	0	2	4	5	6	5	12	6	32	34
Detal *, w tym:	TWh	40,9	45,1	41,0	42,4	43,1	39,5	40,5	44,7	46,9	46,7
PGNiG	%	100	100	100	100	100	99	99	96	95	97
Pozostali	%	0	0	0	0	1	1	1	4	5	3
Struktura na rynku pozyskania gazu	%	145,3	156,7	167,2	178,9	175,5	218,0	288,0	338,3	378,3	395,5
GK PGNiG	%	100	100	100	91	95	88	82	77	77	75
Pozostali	%	0	0	0	9	5	12	18	23	23	25

\*\* dokonano przeliczenia z m<sup>3</sup> na MWh przy zastosowaniu wskaźnika 10,97.

\*\*\* zdolność przesyłowa wyłącznie na zasadach ciągłych.

\*\*\*\* Źródło: [www.biznesalert.pl](http://www.biznesalert.pl); Minister Energii Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r. Czerwiec 2019: <https://www.gov.pl>.

\*\*\*\*\* Założono, że moc odbioru odnosi się do całej pojemności czynnej obliczonej na podstawie pakietów dla usługi długoterminowej na warunkach ciągłych. Źródło: Sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw dla lat 2009 – 2018.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Sprawozdań Prezesa URE z działalności w latach 2009-2018.

Tabela 20. Wskaźnik ESI dla okresu 2009-2018

Lp.	Kryterium makro	Kryterium mikro	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
1.	Wydobycie krajowe	-	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,05	0,05	
2.	Infrastruktura importowa	Przepustowość infrastruktury importowej	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,28	0,29	0,25	0,23	0,25	
		Rurociągi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,03
		Terminalne	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Struktura importu	Dywersyfikacja importu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		Kierunki dostaw / państwa wydobycia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		Struktura terminowa kontraktów importowych	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	
4.	Pojemność PMG	Pojemność czynna PMG	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	
		Maksymalny poziom odbioru z PMG	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	
5.	Struktura rynku	Konkurencyjność na rynku pozyskania gazu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		Konkurencyjność na rynku sprzedaży – hurt	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		Konkurencyjność na rynku sprzedaży – odbiorcy końcowi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ESI			0,29	0,27	0,26	0,26	0,26	0,48	0,49	0,46	0,43	0,44	

Źródło: opracowanie własne na podstawie Sprawozdań Prezesa URE z działalności w latach 2009-2018.

### 4.3. Wybrane aspekty badawcze związane z ofertą sprzedaży gazu ziemnego

#### 4.3.1. Problematyka dotycząca oferty gazu ziemnego

Kluczowym obszarem działań przedsiębiorstw obrotu jest docieranie do klienta ze swoją ofertą (Jamka, Józwiak i Giemza, 2017). Do analizy tej problematyki wykorzystano wyniki badań z obszaru sprzedaży energii elektrycznej, które mogą odnosić się do rynku gazu ziemnego, a tym samym determinować ofertę gazu ziemnego oraz sposób prowadzenia działań sprzedażowych.

Wraz z umożliwieniem konsumentom zmiany sprzedawcy energii elektrycznej pojawiły się nowe zagrożenia: nieuczciwi sprzedawcy oraz stosowanie agresywnych metod marketingowych (NIK, 2018). Najczęściej stosowanymi nieuczciwymi praktykami handlowymi były: podszywanie się przez handlowców pod przedstawicieli dotychczasowego dostawcy energii, nakłanianie odbiorców do zawierania umów poprzez nieinformowanie o niekorzystnych dla odbiorcy zapisach w umowach np. dotyczących kar umownych lub obciążeniach za dodatkowe usługi, niedostarczanie odbiorcy egzemplarza umowy, utrudnianie lub uniemożliwianie odstąpienia od zawartej poza siedzibą przedsiębiorstwa umowy (tab. 21). Występowały również przypadki fałszowania podpisów czy stosowania groźby odłączenia zasilania. Sytuacje takie potwierdziły informacje uzyskane od 88 rzeczników konsumenta. 97,5% z nich wskazało problem nieuczciwych praktyk handlowych za najistotniejszy (NIK, 2018).

Tabela 21. Najczęstsze problemy na rynku energii elektrycznej wskazywane przez rzeczników konsumentów

Stosowanie nieuczciwych praktyk handlowych przez sprzedawców alternatywnych celem zawarcia umowy sprzedaży poza lokalem	98%
Stosowanie nieuczciwych praktyk handlowych wobec osób starszych (65+)	58%
Naruszenie obowiązków informacyjnych w procesie zmiany sprzedawcy	36%
Nieuzasadniona wysokość kar nakładanych w przypadku wcześniejszego odstąpienia od umowy sprzedaży zawartej na czas określony	26%
Nieterminowe dostarczanie rachunków za energię elektryczną	26%
Nieczytelność umów	23%
Niska świadomość konsumentów o funkcjonowaniu rynku energii w Polsce i/lub swoich prawach	18%
Nieczytelność faktur	10%
Brak weryfikacji rzeczywistego zużycia energii przez kilka lat lub opóźnienia z weryfikacją stanu licznika przy zmianie sprzedawcy	9%
Długotrwałość realizowania umów przyłącza do sieci	6%

Źródło: NIK (2018).

Jednym z zaleceń pokontrolnych NIK było wprowadzenie przepisów, które chroniłyby konsumenta przed nieuczciwymi działaniami sprzedawców energii np. poprzez zakaz sprzedaży polegającej na bezpośrednich odwiedzinach – spotkaniu akwizytora z konsumentem (ang. *D2D – door-to-door*). Na znaczeniu powinny wówczas zyskać inne narzędzia wspierające kontakty z klientami (ang. *customer relationship management – CRM*), takie jak call center, social media, narzędzia do wysyłki mailingów, SMS-ów, wdrożenie personalizacji w aplikacjach samoobsługowych, WEB notyfikacji, czy też powiadomień push z aplikacji mobilnych (Dżaman, 2018).

W zakresie analizowanej tematyki w zakresie interakcji przedsiębiorstw obrotu z odbiorcami gazu ziemnego postawiono następujące pytania badawcze:

- PB23: Czy model taryfikowania cen gazu ziemnego chroni odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen?
- PB24: W jaki sposób regulacje determinują ofertę sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców gazu ziemnego w Polsce?
- PB25: W jakim stopniu istotne są czynniki cenowe przy wyborze sprzedawcy gazu ziemnego?
- PB26: Jak dotrzeć do odbiorcy z ofertą sprzedaży gazu ziemnego? Jakie kanały sprzedaży są najskuteczniejsze w zdobywaniu przez przedsiębiorstwa obrotu odbiorców gazu ziemnego?
- PB27: W jaki sposób zainteresować odbiorców ofertą sprzedaży gazu ziemnego i jak wyróżnić tę ofertę spośród innych ofert dostępnych na rynku gazu ziemnego?
- PB28: W jakich obszarach działalności przedsiębiorstwa obrotu należy szukać przewagi konkurencyjnej? Jaka strategia konkurencyjna wobec obecnych uwarunkowań regulacyjnych obecnych na przełomie drugiego i trzeciego dziesięciolecia XXI wieku jest najskuteczniejsza do zastosowania na polskim rynku obrotu gazem ziemnym.

#### **4.3.2. Wpływ regulacji na ceny gazu ziemnego**

Koszty wynikające z regulacji były jednym ze składników ceny za paliwo gazowe. Koszty wynikające z obowiązku taryfikowania oraz dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski były niezwykle trudne do oszacowania ze względu na złożoność

i łatwość podważenia założeń do ich kalkulacji. Do testu przyjęto koszt utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego przeliczony na jednostkę paliwa gazowego.

Do szacunków tego kosztu przyjęto następujące założenia:

- roczna sprzedaż gazu ziemnego do odbiorcy końcowego równa 8760 MWh, tj. 1 MWh na 1 godzinę, jest pozyskiwana w 100% w drodze przywozu gazu ziemnego z zagranicy,
- istnieje dostęp do pojemności magazynowych w polskich PMG w celu utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego na warunkach ciągłych dla umowy długoterminowej. Do analiz przyjęto koszt pakietu w Instalacji Magazynowej Wierzchowice z PMG Wierzchowice zlokalizowanej na terenie gmin Milicz i Krośnice, która charakteryzowała się najniższymi kosztami usług magazynowych spośród innych instalacji zarządzanych przez OSM (tabela 22). Warunki świadczenia usługi magazynowej przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. wynikają z Taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2019 zatwierdzonej Decyzją nr DRG.DRG-2.4212.1.2019.AG Prezesa URE z 29 marca 2019 r. (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe Nr 30 (1224) z 29 marca 2019 r.).

Tabela 22. Zakres i koszt usług magazynowych świadczonych przez OSM w 2019 r.

Instalacja	J.m.	GIM Kawerna	IM Wierzchowice	GIM Sanok
Pojemność pakietu	MWh	200	200	200
Moc załączania gazu	MWh/h	0,149	0,083	0,087
Moc odbioru gazu	MWh/h	0,343	0,227	0,248
Roczny koszt netto	zł	9 648	6 948	6 948

Źródło: Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2019 zatwierdzonej Decyzją nr DRG.DRG-2.4212.1.2019.AG Prezesa URE z dnia 29 marca 2019 r.

Dla powyższych założeń, wartość gazu ziemnego, obliczonego jako iloczyn ilości potrzebnej do utworzenia zapasu obowiązkowego (w ilości 720 MWh) oraz średnioważonego kursu transakcji kontraktu GAS\_BASE\_Q-3-19 wg Raportu Miesięcznego TGE z marca 2019 r. (TGE SA, 2019) na poziomie 73,86 zł/MWh wynosiła netto 53 179,20 zł. Przyjmując 1,75% koszt pieniądza w czasie odnoszący się do poziomu redyskonta weksli wg notowania NBP z 5 września 2019 roku, roczny koszt wyniósł 1 144,68 zł, natomiast koszt jednostkowy: 0,13 zł/MWh.

Łączne jednostkowe koszty wynikające z obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu w 2019 r. wyniosły

3,3 zł/MWh<sup>62</sup>. Przyjmując cenę sprzedaży paliwa gazowego do gospodarstw domowych na poziomie wynikającym z taryfy dominującego w Polsce przedsiębiorstwa obrotu (102,96 zł/MWh)<sup>63</sup>, koszty zrealizowania obowiązków regulacyjnych stanowiły co najmniej 3,2% ceny netto za paliwo gazowe. Jeśli przedsiębiorstwo dokonywałoby przywozu zakładanych ilości w jednym roku (bez kontynuacji w roku kolejnym, a tym samym z obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego), koszt ten należy podwoić, z uwagi na konieczność zakupu usług magazynowych na dwa następujące po sobie lata. Wynika to z charakterystyki pracy instalacji magazynowej, która jest determinowana cyklami zatłaczania i poboru gazu ziemnego do i z PMG. W celu utworzenia zapasu obowiązkowego na dany rok gazowy, należy bowiem zakończyć zatłaczanie gazu ziemnego najpóźniej 1 października tego roku, natomiast odbiór gazu z zapasu można rozpocząć po 30 września następnego roku. Poziom cen oferowanych przez poszczególne przedsiębiorstwa obrotu powinien determinować wybór sprzedawcy gazu ziemnego, ponieważ dla odbiorcy nie jest ważne jaki fizycznie gaz otrzyma (Garbicz i Sokół, 2018).

#### **4.3.3. Ceny i cenowa elastyczność popytu na gaz ziemny**

W obszarze sprzedaży gazu ziemnego w latach 2017-2018 większość głównych konkurentów PGNiG SA posiadało wyższe ceny taryfowe dla odbiorców z grupy taryfowej W-1.1 lub odpowiedniej (rysunek 29).

Poziom cen dla odbiorców końcowych ujętych w grupach taryfowych został odniesiony do cen taryfowych największego przedsiębiorstwa obrotu w Polsce obowiązujących na koniec każdego z lat 2009-2018. W tym okresie GK PGNiG pozostawała wówczas dominującym sprzedawcą paliwa gazowego do gospodarstw domowych. Cena sprzedaży wynikająca z taryfy tego przedsiębiorstwa obrotu dla grupy odbiorców w gospodarstwach domowych była benchmarkiem rynkowym. Od ustania obowiązku taryfikowania cen gazu dla odbiorców hurtowych, tj. od roku 2017, przyjęto ceny wynikające z odpowiednich cenników tego przedsiębiorstwa. Ceny gazu ziemnego

---

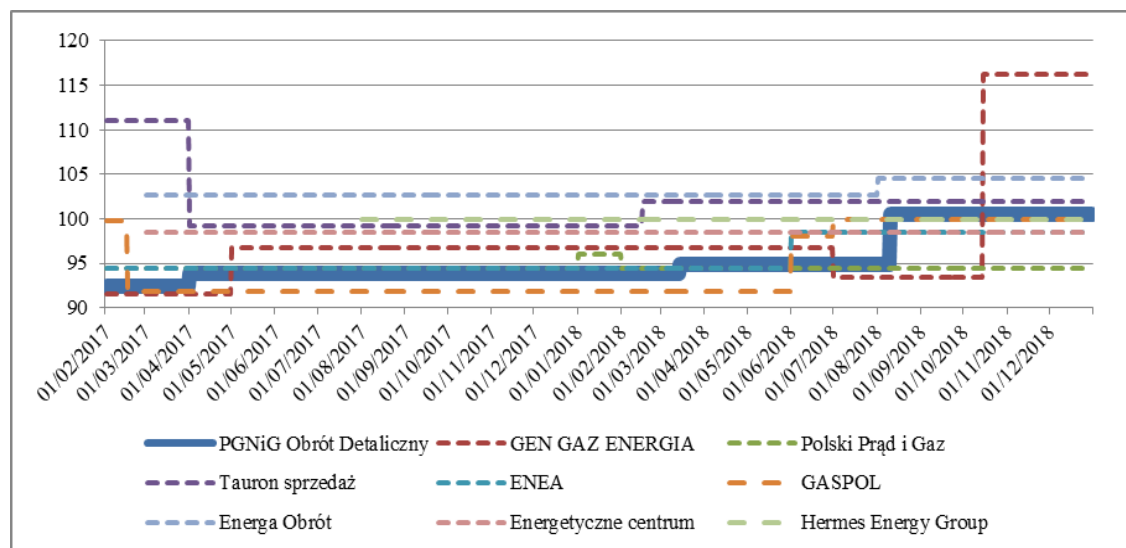
<sup>62</sup> Niniejsza uproszczona analiza kosztowa pomija inne towarzyszące utworzeniu koszty przedsiębiorstwa obrotu, np. koszty transakcyjne, koszty obsługi, itp.

<sup>63</sup> Taryfa PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 7 zatwierdzona 25 stycznia 2019 r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją nr DRG.DRG-2.4212.66.2018.AIK

i opublikowana 25 stycznia 2019 r. w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki - Paliwa Gazowe nr 10 (1204) obowiązywała od 15 lutego 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.

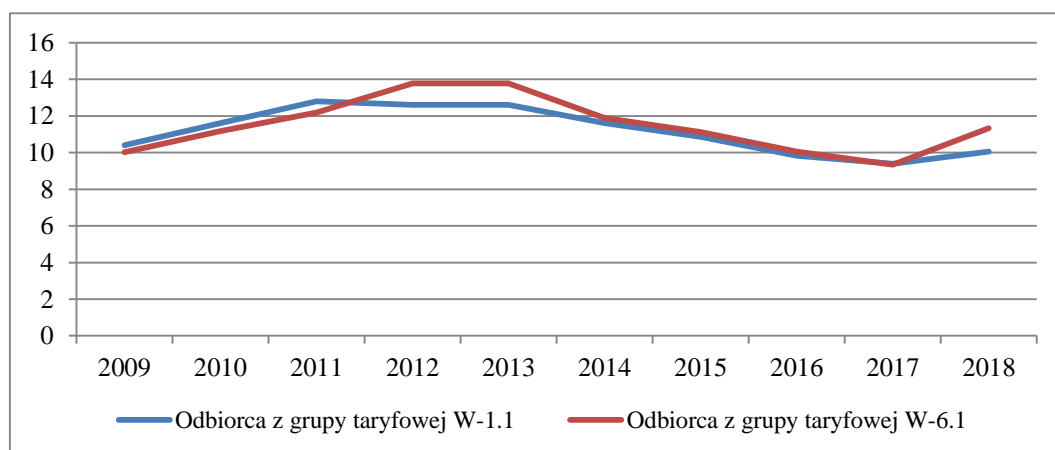
nie uwzględniające stawek akcyzowych dla okresu 2009 – 2018 zostały zaprezentowane na rysunku 30, gdzie przedstawiono poziom ceny (gr/kWh) dla gospodarstw domowych kwalifikowanych do grupy taryfowej W-1.1. oraz grupy W-6.1.

Rysunek 29. Poziom cen taryfowych wybranych przedsiębiorstw obrotu dla odbiorców z grup W-1.1. (lub równoważnych) w okresie 2017-2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie taryf badanych przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym dostępnych na [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl) (dostęp: 15.11.2019).

Rysunek 30. Ceny gazu ziemnego dla odbiorców końcowych z grup W-1.1 i W-6.1 w okresie 2009-2018 (gr/kWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie Sprawozdań Prezesa URE z działalności w latach 2009-2018 oraz Cenników PGNiG OD.

Elastyczność cenowa popytu na gaz ziemny w Polsce była przedmiotem badań w roku 2008. Próbę zbadania wpływu stopienia koncentracji rynkowej (trzech

wybranych rynków: gazu ziemnego, ubezpieczeń i telefonii komórkowej) na zachowanie się konsumentów podjął Tomasz Bernat. Wyniki ujął w pracy „Elastyczność cenowa popytu wybranych usług w strukturach niedoskonale konkurencyjnych – wyniki badań” (Bernat, 2008). W tym okresie rynek gazu w Polsce charakteryzował się wysokim poziomem koncentracji we wszystkich obszarach działalności wydobycia, magazynowania, obrotu, przesyłania i dystrybucji. Głównym, a w zasadzie jedynym dostawcą gazu ziemnego w Polsce było PGNiG SA. Badania ankietowe obejmujące grupę 623 gospodarstw domowych dotyczyło zmian cen analizowanych produktów. Na pytanie: „Czy Pan(i) kontynuowałby (-ałaby) zakup określonych produktów (usług), jeżeli ich cena wzrosłaby o 10% w stosunku do obecnej”, 76,5% respondentów stwierdziło, że nie ma alternatywy w postaci wskazania innej firmy czy substytucyjnego rozwiązania produktowego i nadal będzie korzystał z obecnego dostawcy gazu ziemnego. Z kupna gazu zrezygnowałoby wówczas tylko 5,3% respondentów. Wskaźnik elastyczności cenowej popytu na usługę sprzedaży gazu ziemnego odpowiadał poziomowi  $-0,54$ . Obliczony jako odwrotność wskaźnika cenowej elastyczności popytu, Indeks Lerner'a wyniósł  $1,85$ .

Autor rozprawy przeprowadził analizę dotyczącą cenowej elastyczności popytu na gaz ziemny. Dotyczyła ona okresu 2013 – 2018 z uwagi na fakt, że przed rokiem 2013 rynkowa cena gazu ziemnego w Polsce nie była znana, wszak TGE rozpoczęła handel gazem ziemnym w grudniu 2012 r. Analiza wskazała odwrotną zależność poziomu cen dla odbiorców z grupy W-1.1. i wielkości popytu. Cena dla odbiorców końcowych spadała, gdy rosła wielkość popytu, rosła natomiast, gdy wielkość popytu spadała. Łukowa elastyczność cenowa popytu obliczona przy wykorzystaniu wzoru:

$$E_P = \frac{Q_2 - Q_1}{P_2 - P_1} \times \frac{(P_1 + P_2)/2}{(Q_1 + Q_2)/2},$$

dla danych z lat 2013 – 2018 wykazała we wszystkich

przypadkach wartość ujemną (tab. 23).

Tabela 23. Łukowa elastyczność popytu gospodarstw domowych w Polsce na gaz ziemny dla lat 2013 – 2018

Okres	2014 / 2013	2015 / 2014	2016 / 2015	2017 / 2016	2018 / 2017
$E_P$	-0,791	-0,842	-0,784	-0,805	-0,204

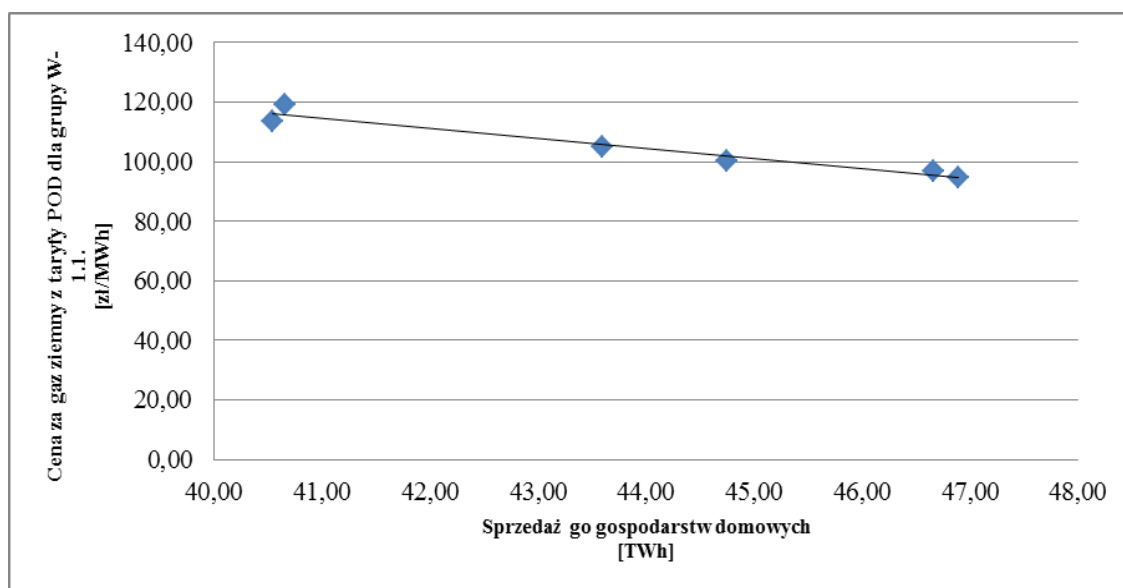
Źródło: opracowanie własne na podstawie taryf PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny (POD) dla lat 2013 – 2018 oraz Sprawozdań prezesa URE dla lat 2013 – 2018.

Wyznaczona krzywa uzyskana w wyniku przeprowadzonej analizy zależności danych historycznych odnośnie do wielkości popytu na gaz ziemny zgłaszany



przez gospodarstwa domowe i ceny sprzedaży gazu ziemnego dla tej grupy odbiorców mierzoną ceną dla grupy taryfowej W-1.1. z taryfy PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. (PGNiG OD), wskazała negatywną zależność pomiędzy zmiennymi (rysunek 31). Zależność ta odpowiadała standardowej krzywej popytu znanej z nauk ekonomicznych.

Rysunek 31. Zależność pomiędzy wielkością popytu na gaz ziemny zgłaszany przez gospodarstwa domowe a ceną taryfową POD sp. z o.o. dla sprzedaży gazu ziemnego dla tej grupy odbiorców



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z taryf PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. oraz Sprawozdań z działalności Prezesa URE właściwych dla okresu analizy.

Analiza regresji wykonana w arkuszu kalkulacyjnym MS Excel wskazała następującą zależność pomiędzy zmiennymi: y, określoną jako sprzedaż do gospodarstw domowych [w TWh] (zmienna objaśniana) oraz x, jako cena za gaz ziemny z taryfy POD dla grupy W-1.1. [w zł/MWh] (zmienna objaśniająca):  $y = 73,195 - 0,28x$  (tabela 24).

Podsumowując wyniki testów zaprezentowanych w tym rozdziale należy uznać, że:

- po likwidacji obowiązku taryfikacji cen gazu w 2017 r. dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, ceny gazu ziemnego dla odbiorców z grupy W-6.1. wzrosły znacznie bardziej, niż ceny dla odbiorców z grupy W-1.1., które w dalszym ciągu podlegały obowiązkowi taryfikacji,
- popyt na gaz ziemny jest nieelastyczny, a reakcja odbiorców na zmiany cen – niewielka.

Tabela 24. Wyniki analizy regresji dla sprzedaży do gospodarstw domowych [w TWh] oraz ceny za gaz ziemny z taryfy POD dla grupy W-1.1. [w zł/MWh]

PODSUMOWANIE – WYJŚCIE

<i>Statystyki regresji</i>	
Wielokrotność R	0,974
R kwadrat	0,949
Dopasowany R kwadrat	-1,5
Błąd standardowy	0,704
Obserwacje	1

ANALIZA WARIANCJI

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Istotność</i>			
					<i>F</i>			
Regresja	6	37,226	6,204	75,048				
Resztkowy	4	1,984	0,496					
Razem	10	39,211						

	<i>Współ- czynniki</i>	<i>Błąd standardowy</i>	<i>t Stat</i>	<i>Wartość- p</i>	<i>Dolne 95%</i>	<i>Górne 95%</i>	<i>Dolne 95,0%</i>	<i>Górne 95,0%</i>	
Przecięcie							2,64	2,64	
X							0	0	
	104,813						5,19	5,19	
	119,199						0	0	
	113,657						-4,84	5,88	
	100,185	73,195	3,400	21,527	2,754	63,753	82,636	63,75	82,636
	94,523	-0,279	0,032	-8,663	0,001	-0,370	-0,190	-0,37	-0,190
	96,884								

Źródło: obliczenia własne.

#### 4.3.4. Preferencje odbiorców gazu ziemnego

Dokonana przez autora rozprawy analiza ofert sprzedaży gazu ziemnego dostępnych na 30 września 2019 r. wykazała, że odbiorcy oczekiwali nieco szerszej oferty sprzedaży paliwa gazowego niż ta wynikająca z taryf przedsiębiorstw obrotu. Próbuąc sprostać tym oczekiwaniom, przedsiębiorstwa obrotu przygotowywały oferty, które mogłyby pozwolić na przyciągnięcie zainteresowania tych odbiorców. Wybrane oferty przedsiębiorstw obrotu zostały przedstawione w tabeli 25.

Analiza ta ujawniła również, że elementem wyróżnienia oferty – obok ceny za paliwo gazowe – był okres dostaw tego paliwa, w którym byłby rozliczany po stałej cenie (tzw. gwarancja ceny w okresie dostaw). Na rynku pojawiły się oferty sprzedaży gazu ziemnego, które gwarantowały gospodarstwom domowym stałą cenę w okresie dłuższym niż 12 miesięcy. Pojawiły się również dodatkowe produkty lub usługi

powiązane z ofertą gazu ziemnego, które mogłyby wyjść naprzeciw oczekiwaniom odbiorców gazu ziemnego. Zauważalne było dołączenie do oferty gazu ziemnego dodatkowej, bezpłatnej usługi serwisanta gazowego.

Tabela 25. Wybrane oferty sprzedaży gazu ziemnego

Przedsiębiorstwo obrotu	Nazwa oferty	Cena za gaz netto [zł/MWh]	Opłata abonamentowa netto [zł/miesiąc]	Usługi dodatkowe	Długość kontraktu [miesiące]
PGNiG OD	Taryfa	102,96	6,3	Brak	-
Tauron Sprzedaż	Gaz dla domu	97,80	6,3	Brak	-
Tauron Sprzedaż	Gazpomoc 24h	97,80	12,4	Serwisant instalacji gazowej	24
PGE Obrót	Gaz niezmiennie korzystny	103,00	6,58	-	24
Polkomtel	SmartDom	102,96	6,3	Karta podarunkowa (25 – 200 zł)	36

Źródło: Opracowanie własne na podstawie stron internetowych przedsiębiorstw obrotu: [www.plus.pl](http://www.plus.pl), [www.pgnig.pl](http://www.pgnig.pl), [www.pge.pl](http://www.pge.pl), [www.tauron.pl](http://www.tauron.pl) (dostęp: 30.09.2019).

Badania w przedmiocie poznania opinii konsumentów na temat stabilności dostaw gazu do odbiorców przeprowadził Marek Urbanik w 2017 roku. Ich wyniki zostały ujęte w pracy pt. „*Analysis of consumer expectations related to the services provided by gas companies*” (Urbanik, 2017). Przedmiotem tych badań była ocena jakości usług świadczonych przez przedsiębiorstwo gazownicze. 65% respondentów było zadowolonych z poziomu świadczonych usług. 15% respondentów zgłosiło niezadowolenie w tym zakresie. 20% nie miało zdania w tej sprawie. 56% respondentów potwierdziło kontakt z biurem spółki gazowniczej. Ok. 83% z nich oceniło ten kontakt pozytywnie. Ocena negatywna wiązała się z długim czasem obsługi. Respondenci biorący udział w badaniu zostali poproszeni również o uszeregowanie pięciu cech dostarczanego gazu, stosując hierarchię według najważniejszych cech. Za najważniejsze cechy wskazane zostały ciągłość i jakość dostarczanego gazu. Dla prawie 70% respondentów, jakość dostarczanego gazu była ważniejsza niż cena gazu i niski wskaźnik awaryjności sieci gazowej. Oceniono także działalność sprzedawcy pod kątem sposobu odczytu gazomierza, przy czym aż połowa respondentów preferowała ręczne dokonywanie odczytów przez pracowników firmy, pozostali wskazali na odczyt przez Internet za pośrednictwem strony internetowej firmy lub pocztą elektroniczną. Odczyty internetowe były preferowane głównie przez młodych ludzi, w przeciwieństwie do osób starszych, które wołały tradycyjne metody odczytu. Prawie 90% respondentów było zadowolonych ze sposobu odczytu gazomierza. Niezadowoleni respondenci twierdzili, że wolą korzystać ze zdalnych

odczytów dokonywanych za pomocą telemetrii. 3% respondentów zadeklarowało, że złożyło w ciągu ostatnich 3 lat skargę na niespełnienie standardów świadczonych usług. Przedmiotem oceny była również jakość świadczonych usług pod kątem skuteczności zgłaszania przerw w dostawach gazu. 73,6% respondentów potwierdziło, że była informacja o przerwach w dostawach gazu w formie pisemnego powiadomienia co oznaczało, że wciąż istniała dość duża grupa odbiorców, która nie otrzymała tych informacji.

Respondentów zapytano o występujące niedogodności podczas przerw w dostawie gazu. Uzyskane odpowiedzi wskazały na brak możliwości podgrzewania wody potrzebnej do higieny osobistej i przygotowywania posiłków. Odpowiedzi były również związane z wykonywaniem prac domowych, w tym zmywaniem naczyń. Przerwy w dostawie gazu były najbardziej dotkliwe w wolne dni i święta. 15% respondentów uważało, że przerwa w dostawie gazu powodowała straty finansowe dla ich gospodarstw domowych. 85% respondentów uważało, że przerwa w dostawie gazu nie dotknęła ich finansowo.

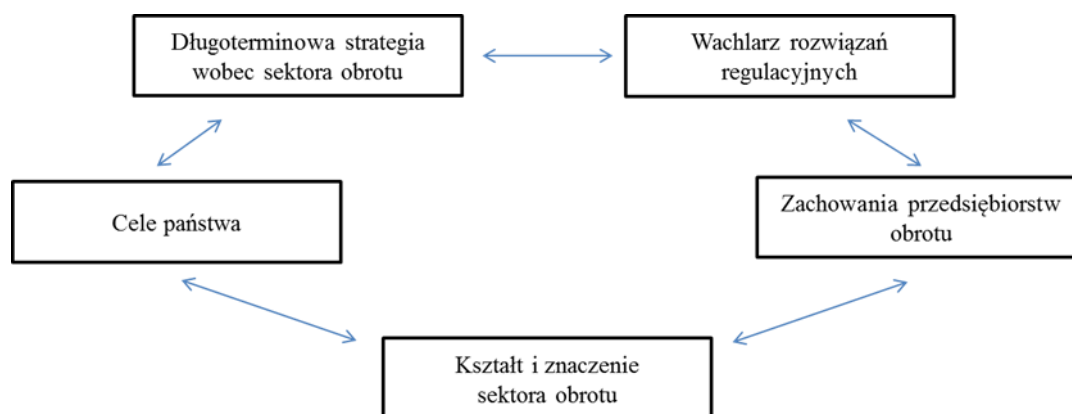
Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) we współpracy z globalną pracownią badania opinii publicznej YouGov opublikował w dniu 28 listopada 2018 r. wyniki ankiety badającej nastroje obywateli UE, USA i Chin w kwestii zmiany klimatu. Zdaniem większości Polaków podjęcie działań w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu nie wpłynęłoby pozytywnie na gospodarkę. 22% respondentów uważało, że wysiłki na rzecz przeciwdziałania zmianie klimatu mogłyby przyczynić się do wzrostu gospodarczego i tworzenia miejsc pracy. W ich ocenie to obywatele byli grupą, która powinna odgrywać najważniejszą rolę w walce ze niekorzystnymi zmianami klimatu. Rola władz państwowych, unijnych oraz przemysłu została uznana za znacznie mniejszą. O ile 53% Polaków uznało za skuteczne swoje własne działania, to w skuteczność działań podejmowanych przez władze państwowe wierzyło zaledwie 25%, a organizacji międzynarodowych - 27%. Jednym z najważniejszych wniosków tego badania była deklaracja, że kluczem do ochrony klimatu jest zmniejszanie zużycia energii.

## ROZDZIAŁ V

### ZAŁOŻENIA, REALIZACJA I WYNIKI PRAC BADAWCZYCH

Przedsiębiorstwa energetyczne czynnie uczestniczą w tworzeniu wspólnej polityki energetycznej krajów członkowskich UE, a także dokonują implementacji jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych (Skowron, 2014). W tym obszarze występuje swoiste sprzężenie zwrotne, ponieważ kluczowe zagadnienia wzajemnie na siebie oddziałują (rysunek 32).

Rysunek 32. Sprzężenie zwrotne elementów mających wpływ na kształtowanie polityki energetycznej



Źródło: opracowanie własne.

Występowanie tych relacji uzasadnia przyjęcie założenia, aby przedmiotem badań było testowanie wpływu regulacji na efektywność sektora gazu ziemnego oraz efektywność działalności obrotu gazem ziemnym. Kształt przyjętych rozwiązań regulacyjnych wpływa bowiem na obie wskazane kwestie, które jednocześnie na siebie oddziałują.

#### 5.1. Problematyka badawcza w kontekście dorobku naukowego

Przegląd literatury dotyczącej badanego obszaru ujawnił, że dotychczasowe badania skupiały się w znacznej mierze na odrębnych zagadnieniach dotyczących przedmiotowej tematyki, w szczególności dotyczących bezpieczeństwa energetycznego i zagadnień kryzysowych, możliwości dywersyfikacyjnych przywozu gazu ziemnego do Polski, czy też preferencji odbiorców. Zaprezentowane w niniejszej rozprawie badanie koncentruje się na stronie podażowej i jest pierwszym kompleksowym

badaniem dotyczącym zachowań menedżerów przedsiębiorstw obrotu. Badaniem średniego zasięgu dotyczącym rzeczywistych zagadnień mających wpływ na prowadzenie działalności handlowej w polskich uwarunkowaniach rynkowych na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI wieku. Dotychczas przeprowadzono znikomą ilość badań w zakresie skutków regulacji dla obszaru obrotu gazem w Polsce, a badań ujmujących proponowaną tematykę badawczą w sposób kompleksowy – brak.

Zainteresowanie problematyką zarządzania działalnością handlową w specyficznych warunkach regulacyjnych dla rynku gazu ziemnego wiąże się z jej aktualnością w zakresie jej wpływu na przebieg obecnych i przyszłych procesów gospodarczych oraz stabilność sektora gazu ziemnego, a w szczególności z:

- 1) Znaczeniem gazu ziemnego w miksie energetycznym kraju. Polski rynek gazu ziemnego jest siódmym pod względem wielkości zużycia wśród krajów UE i plasuje się w ścisłej czołówce jeżeli chodzi o dynamikę wzrostu zużycia gazu ziemnego w latach 2010–2017. Porównując jednak strukturę zużycia energii w gospodarstwach domowych w przeliczeniu na 1 mieszkańca w krajach UE i w Polsce w 2016 r., można zauważyć istotne różnice w poziomie nasycenia rynku w UE (36,9%) i w Polsce (17,6%).
- 2) Dostępem do sieci gazowej, wielkością rynku oraz jego potencjałem rozwojowym. W 2015 roku dostęp do gazu posiadało około 19,8 mln mieszkańców, tj. 50% ludności Polski (Cieślik, Górowska, Metelska i Szurlej, 2018). Analiza stopnia nasycenia sieci gazowej wskazuje, że najatrakcyjniejszymi z punktu widzenia dalszego nasycania sieci są obszary wiejskie (Jarosławski, Wielgus, Grzędzielski i Blacharski, 2016). Na obszarach z utrudnionym dostępem do sieci gazowej możliwe jest wykorzystanie LNG dostarczanego transportem kołowym. Niekiedy stanowi to jedyną możliwość rozwoju i zaspokojenia popytu rynku na gaz ziemny (Grzędzielski i Kozłowski, 2017). Istnieje silny związek pomiędzy dynamiką rozwoju gospodarczego poszczególnych regionów geograficznych a zapotrzebowaniem na gaz ziemny (Al-Masny, 2013). Na przestrzeni ostatnich lat został zaobserwowany wzrost zawieranych umów o przyłączenie do sieci gazowej. W 2018 r. zawartych zostało ponad 91 tys. takich umów, podczas gdy w 2014 r. zawartych zostało niecałe 43 tys. umów. Tylko w 2018 r. do sieci gazowej przyłączonych zostało ponad 100 tys. odbiorców końcowych (Minister Energii, 2019),

- 3) Stopniem konkurencyjności działalności obrotu gazem ziemnym wobec innych działalności leżących w kręgu zainteresowania przedsiębiorców realizujących cele zarobkowe oraz poziomem koncentracji w ramach segmentu obrotu gazem ziemnym.

Określenie przejrzystych uwarunkowań formalno-prawnych w obszarze handlu gazem ziemnym w Polsce jest niezwykle istotne, ponieważ wpływa na strategię i decyzje uczestników rynku. Istotne jest przede wszystkim jasne określenie roli gazu ziemnego w miksie energetycznym Polski oraz przedstawienie wizji, jaki kształt - w perspektywie długoterminowej - powinien mieć sektor gazu ziemnego oraz segment obrotu. Znajduje to odzwierciedlenie w teorii planowania strategicznego, która w tym zakresie ma wymiar makro- i mikroekonomiczny. Wymiar makroekonomiczny odnosi się do polityki Państwa, która determinuje decyzje strategiczne menedżerów przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym (wymiar mikroekonomiczny). W ten kontekst wpisuje się najstarsze podejście w zarządzaniu strategicznym – perspektywa planistyczna (Miżejewska, 2016), której gorącym zwolennikiem był - uważany za ojca terminu „strategia firmy” - Igor Ansoff. Dowodził on, że strategia to zintegrowany plan działań prowadzących do realizacji długookresowych celów oraz alokacji zasobów. W te rozważania idealnie wpisują się aktualnie poddane szerokim konsultacjom działania rządu w zakresie przyjęcia Założeń do polityki energetycznej Polski do 2040 roku. Założenia te są punktem wyjścia do formułowania strategii dla gazu, wszak w podejściu planistycznym formułowanie celów jest etapem poprzedzającym opracowanie strategii. Zdaniem Henry’ego Mintzberga założenia te są punktem wyjścia do formułowania strategii dla segmentu obrotu, strategię zaś kształtują cele przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze handlowym. Krajowy rynek gazu ziemnego charakteryzuje się potencjałem rozwojowym, który jest uzależniony m.in. od długoterminowej wizji sektora, a to z kolei wpływa na stopień konkurencyjności gazu ziemnego (Szurlej, Ruszel i Olkusi, 2015).

Tematyka rozprawy wiąże się z wieloma aspektami teoretycznymi z obszaru zarządzania, organizacji i organizowania, ale także ekonomii. Jednym z elementów teorii regulacji ekonomicznej jest grupa koncepcji odnosząca się do interesu publicznego (Posner, 1974), która zakłada interwencjonizm państwowy w celu eliminacji niedoskonałości rynkowych rozumianych jako niesprawność i nieefektywność w dążeniach do maksymalizacji dobrobytu społecznego (Nagaj, 2012). W teorii organizacji i zarządzania pojęcia: „sprawności” i „efektywności” są pojęciami

służącymi do oceny funkcjonowania organizacji. W obszarze funkcjonowania rynku gazu ziemnego pojęcia te należy odnieść do zagadnień: stabilności i pewności obrotu oraz obszaru bezpieczeństwa energetycznego. Założenia tej teorii, zainicjowanej artykułem George'a J. Stiglera pt. „*The Theory of Economic Regulation*” (1971) wskazały, iż podstawową przesłanką regulacji są niedoskonałości rynku i skuteczna interwencja rządu a celem ich wprowadzania – zwiększenie dobrobytu społecznego (den Hertog, 2010). W tym aspekcie można dostrzec dwa wymiary regulacji ekonomicznych: regulację strukturalną i regulację postępowania (Kay i Vickers, 1990). Regulacja strukturalna dotyczy struktury rynku, w zakresie np. barier wejścia i wyjścia, czy zasad koncesjonowania. Regulacja postępowania - poprzez np. kontrolę cen, czy wprowadzenie minimalnych standardów jakości - służy do regulowania zachowań producentów lub konsumentów na rynku.

Rolę państwa w kształtowaniu zasad regulacyjnych z pewnością można odnosić do założeń teorii interesariuszy. W konfiguracji opisywanej przez R. Edwarda Freemana i Davida L. Reeda można widzieć państwo jako interesariusza, którego m.in.: siła wpływu ma postać formalną, siła wpływu i interes mają charakter ekonomiczny oraz siła wpływu ma charakter polityczny. W modelu sieci wartości, jeśli zamiast firmy, przyjęty zostanie wymiar segmentu obrotu, obok kontekstu ekonomicznego kształtuje się również kontekst polityczny, w którym politycy (ang. *policy makers*) kreują normy, regulacje i polityki determinujące działania graczy oraz kontekst społeczny. Cele polityki państwa mogą nie być wewnętrznie spójne choćby w zakresie gospodarczym, polityki fiskalnej, dywidendowej i celów z obszaru bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie wielowymiarowe cele państwa w polskim segmencie obrotu mogą stać w sprzeczności z celami indywidualnych podmiotów gospodarczych, a w szczególności z zasadą maksymalizacji zysku jako głównego celu funkcjonowania firmy leżącą u podstaw twierdzeń opisanych w książce *Kapitalizm i wolność* Milтона Friedmana, zdobywcy Nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii w 1976 roku, bądź proponowaną przez Elaine Sternberg zasadą maksymalizacji wartości właścicielskiej. Na drugim biegunie rozważań obecne są argumenty keynesowskie wykazujące potrzebę interwencjonizmu państwa w celu uzyskania zrównoważonego modelu segmentu obrotu. Istotą twierdzeń Johna Maynarda Keynes'a było twierdzenie, że jedyną formą konkurencji - mającą miejsce w rzeczywistości - jest konkurencja niedoskonała, pojmowana nie tylko w sensie modelu konkurencji monopolistycznej, ale także uważana za niedoskonałą na skutek braku optymalizującego oddziaływania



na rynek. Na gruncie krytyki modelu konkurencji doskonałej i czystego monopolu, jako nierealnej platformy analizy, John Maurice Clark zauważył, iż czynnikiem prawdziwej konkurencji jest zróżnicowanie warunków podaży i to ona jest powodem rzeczywistej niedoskonałości rynku (Maniak, 2005). W ujęciu tzw. szkoły harwardzkiej konkurencja wiąże się z rynkiem, a przedsiębiorstwo z hierarchią. Rozwój przedsiębiorstw doprowadził stopniowo do znacznego zwiększenia ich wielkości, dlatego zmniejszyło to znaczenie koordynacji rynkowej, podczas gdy zwiększyło znaczenie hierarchii w życiu gospodarczym. Joe Staten Bain, kontynuator owej szkoły harwardzkiej, zaproponował badanie siły rynkowej oparte na strukturze rynku (tzw. metoda strukturalna) zakładając istnienie współzależności pomiędzy strukturami, zachowaniami a rezultatami rynkowymi (Bain, 1951). Założenia paradygmatu struktura - taktyka - wynik (ang. *SCP – structure-conduct-performance paradigm*) zostały wykorzystane w badaniach przeprowadzonych przez autora rozprawy.

Tematyka badawcza wpisuje się w ideę konkurencyjności, jako jedną z kluczowych kategorii w procesie zarządzania strategicznego. Konkurencyjność to zdolność do konkurowania, co w praktyce oznacza zdolność do zwiększania udziału w rynku lub utrzymania dotychczasowej na nim pozycji (Ziemieniecki i Żukrowska, 2004). Do polskich autorów podejmujących tematykę konkurencyjności gospodarki należy zaliczyć Jana Bossaka, wg którego konkurencyjność, to takie ukształtowanie się warunków instytucjonalnych, makroekonomicznych i warunków konkurencji oraz sprawności mechanizmu rynkowego, które budują podstawy ekonomiczne dla dynamicznego rozwoju kraju i przedsiębiorstw w warunkach zmieniającego się otoczenia (Bossak, 2000). Najbardziej rozpoznawalny badacz konkurencyjności – Michael M. Potrer – wskazał pięć sił napędowych konkurencji, do których zaliczył: groźbę nowych wejść, siłę przetargową nabywców, siłę przetargową dostawców, siłę substytucyjnych produktów lub usług oraz rywalizację między firmami działającymi w segmencie (Kardas, 2016). Zatem w obszarze teoretycznym zagadnienie konkurencyjności przedsiębiorstwa na styku z prawami wynikającymi z teorii regulacji jest kolejnym przykładem na to, że zainteresowania badawcze dwóch dyscyplin, czyli ekonomii i nauk o zarządzaniu podlegają procesowi konwergencji, która dotyczy przede wszystkim pola badań i zakresu przedmiotowego prowadzonych poszukiwań (Dzikowska i Gorynia, 2012). Warunki regulacyjne determinują bowiem koszty, lub są wprost czynnikiem kosztotwórczym (ang. *cost driver*), które dotyczą właściwie wszystkich typów kosztów wymienianych przez Michaela M. Portera, m.in. w zakresie:

efektów skali (ang. *economies of scale*) i niekorzyści skali (ang. *diseconomies of scale*), co w badanym obszarze odnosi się do zwolnień z obowiązków tworzenia zapasów obowiązkowych, efektów uczenia się i upowszechniania jego wyników (ang. *spillovers*) w odniesieniu do handlu na regulowanych platformach obrotu i dostępu do hubów gazowych obecnych w krajach ościennych, wykorzystania zdolności produkcyjnych (ang. *capacity utilization*) wynikających z sezonowego zróżnicowania cen, zależności pomiędzy różnymi podmiotami (ang. *linkages*) występujących w ramach łańcucha dostaw i kształtu sektora gazowego, wewnętrznych związków (ang. *interrelationships*) w zakresie relacji pomiędzy spółkami obrotu a operatorami odpowiednich systemów gazowych, zasad (polityk) firmy (ang. *discretionary policies*) mających wpływ na koszty działalności, w zakresie poziomu obsługi, poziomu wydatków na marketing oraz działalność badawczo-rozwojową, a nawet wybór kanałów sprzedaży, czy też czynników instytucjonalnych (ang. *institutional factors*) w zakresie systemu podatkowego, czy standardów efektywności energetycznej. Wszystkie ww. czynniki oddziałują na kształt diamentu Portera. Wpływ na jego cztery elementy składowe ma polityka rządu, do której Porter zaliczył m.in.: działania na rzecz deregulacji i prywatyzacji, prowadzenie polityki antymonopolowej oraz utrzymywanie otwartego dostępu do rynków.

W dalszej części rozprawy przywołany został dorobek badawczy mający znaczenie dla podjętej problematyki. Dotyczył on w szczególności związku pomiędzy poziomem regulacji a efektywnością segmentu obrotu, związku pomiędzy poziomem konkurencji a stabilnością tego segmentu oraz konkurencyjności w segmencie obrotu gazem ziemnym.

### **5.1.1. Poziom regulacji a efektywność segmentu obrotu**

Dotychczasowy – choć niewielki – dorobek badawczy identyfikuje oddziaływanie poziomu i jakości regulacji na wzrost gospodarczy. Oddziaływanie to jest szczególnie widoczne w przypadku krajów mniej rozwiniętych gospodarczo. Zmiany w przepisach – w przypadku krajów najsłabiej rozwiniętych gospodarczo – nie mają bezpośredniego wpływu na wzrost gospodarczy. Badania w tym zakresie prowadzili: Jac C. Heckelman i Bonnie Wilson, Jens Koeniger i Magdalene Silberberg oraz María Teresa Costa-Campi, Jose García-Quevedo i Elisa Trujillo-Baute. Badania związku między poziomem regulacji a wzrostem gospodarczym przeprowadzone przez

Jac C. Heckelmana i Bonnie Wilsona, ujęte w artykule „*The growth-maximizing level of regulation: Evidence from a panel of international data*” (2019), wykazały ogólny pozytywny wpływ regulacji na wzrost gospodarczy z zastrzeżeniem, że dotyczy on przypadku niskich poziomów regulacji. Negatywny wpływ regulacji na wzrost gospodarczy został zaobserwowany w przypadku stosunkowo wysokich poziomów uregulowań. Relacja pomiędzy obiema zmiennymi przybiera kształt wypukły, co sugeruje potrzebę zachowania ostrożności w zakresie wprowadzania zmian regulacyjnych. Ważnym wnioskiem ich badań było zidentyfikowanie istotnego związku przyczynowo-skutkowego twierdzącego, iż poziom regulacji może przyspieszać lub hamować wzrost gospodarczy. Obserwacje dokonane przez obu badaczy wykazały, że ustawodawcy chętnie kreują przepisy mające sprzyjać wzrostowi gospodarczemu, ale poziom tych regulacji może i często przekracza poziom maksymalizujący ów wzrost. Wyniki wykazały również, że związek pomiędzy regulacją a wzrostem gospodarczym w krajach OECD jest zasadniczo inny niż w krajach nienależących do OECD. Problemem zakłócającym generalizację wyników badań były różne kompetencje regulatora oraz inny charakter i rodzaj regulacji. Autorzy badania dowiedli, że badana zmienna niezależna, jaką był poziom regulacji w poszczególnych krajach, wynikał z innych celów i uwarunkowań gospodarczych, i w związku z tym mógł mieć inny wpływ na przyjętą zmienną objaśnianą, jaką był wzrost gospodarczy. Badacze udowodnili, że zbyt daleko idąca deregulacja może przynieść więcej szkody, niż pożytku.

Wyniki badań Jensa Koenigera i Magdalene Silberberg potwierdziły, że właśnie jakość regulacji jest istotnym i solidnym wyznacznikiem wzrostu gospodarczego. W badaniu ujętym w artykule „*Regulation, trade and economic growth*” (2015) wykazali, że ów efekt jest nieliniowy. Tłumaczy to niezadowolające efekty gospodarcze „poprawiania” przepisów. Kraje o względnie wysokiej jakości regulacyjnej korzystały na dalszym „poprawianiu” przepisów znacznie mniej, niż kraje o względnie „słabszych” regulacjach. Badacze zastrzegli jednak, że inne czynniki, jak np. poziom edukacji, odgrywały równie znaczną rolę dla wzrostu gospodarczego, szczególnie w krajach najbiedniejszych. Ustalenia te dowiodły, że dla zwiększenia perspektywy wzrostu gospodarczego wskazane jest skoncentrowanie się na jakości regulacyjnej. Badacze zwrócili uwagę na pojawiający się ogólnosiwiatowy trend wzmacniający idee liberalizacji handlu skutkujący wprowadzaniem nowych regulacji. Zjawisko to zostało zauważone również w krajach scentralizowanych i zmonopolizowanych. Politycy,

dostrzegając potrzebę aktywizacji wzrostu gospodarczego, inicjowali reformy regulacyjne. Mimo, że do badań przyjęto znormalizowane wskaźniki dla jakości regulacji, nie zdefiniowano jednej uniwersalnej regulacji mającej zastosowanie do każdego przypadku. Przykład wprowadzenia w Mozambiku regulacji dotyczących skrócenia liczby dni na rozpoczęcie działalności gospodarczej zobrazował problemy firm tego kraju z wykonaniem – z założenia mniej uciążliwych – obowiązków. Stąd istotne jest każdorazowe potwierdzenie, że poprawa regulacji dotyczących przedsiębiorstw ma rzeczywiście pozytywny wpływ na wzrost gospodarczy.

Liberalizacja rynku gazu ziemnego w Europie wpłynęła na wprowadzenie nowych modeli biznesowych funkcjonujących we współistniejącym otoczeniu regulacyjnym. Badaniem nowych zrównoważonych modeli biznesowych w sektorze energetycznym oraz badaniem ich profil ryzyka, szczególnie w odniesieniu do ryzyka zmian regulacyjnych zajmowali się Robin Leisen, Bjarne Steffen i Christoph Weber. W artykule *Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector* (2019) dokonali rozszerzonej analizy studium przypadku dla Niemiec przeprowadzając wywiady z 34 ekspertami z 24 firm i szczegółowo analizując 6 nowych modeli biznesowych i szacując prawdopodobieństwo oraz wpływ 108 indywidualnych zdarzeń ryzyka. Wyniki pokazały, że ryzyko regulacyjne dla niemieckiego sektora energii elektrycznej dotyczy głównie dwóch elementów: ustalania cen sprzedaży (ang. *feed-in-tariffs*) i określania zakresu podmiotowego na płaszczyźnie konkurencji (tj. zasad koncesjonowania).

Analizę wpływu regulacji energii elektrycznej na wzrost gospodarczy prowadzili w 2016 roku również Maria Teresa Costa-Campi, Jose García-Quevedo i Elisa Trujillo-Baute. W artykule pt. „*Electricity regulation and economic growth*” (2018) opisali próbę zbadania wpływu regulacji dotyczących energii elektrycznej na wzrost gospodarczy. Na potrzeby tej oceny zostały przeprowadzone analizy oddziaływania na zużycie energii elektrycznej i PKB dwóch regulacji dotyczących promowania energetyki pochodzącej ze źródeł odnawialnych i odnoszących się do kosztów sieciowych. Wykorzystując dane z lat 2007–2013 pochodzące z raportów CEER i baz danych EUROSTAT właściwych dla 22 krajów europejskich badacze dowiedli, że obie zmienne niezależne mają negatywny wpływ na zużycie energii elektrycznej i na wzrost gospodarczy. Najważniejszym jednak, z punktu widzenia niniejszych badań wnioskiem analiz wspomnianych autorów było potwierdzenie, że wszelkie regulacje podnoszące cenę energii mają negatywny wpływ na wzrost gospodarczy. Badacze zastrzegli jednak,

iż relacje pomiędzy regulacjami a wzrostem PKB są złożone i mogą na nie oddziaływać inne zmienne, takie jak inwestycje, innowacje, a także różne zachowania firm i konsumentów, które należałoby wziąć pod uwagę przy syntetycznej ocenie tych powiązań.

### **5.1.2. Konkurencja w segmencie obrotu i konkurencyjność działalności handlowej**

Związek pomiędzy poziomem konkurencji a stabilnością segmentu obrotu nie był dotychczas przedmiotem szerokich badań. W literaturze przedmiotu dostępne są za to liczne wyniki badań właściwe dla sektora bankowego, który wykazuje podobne cechy ograniczeń w prowadzeniu działalności do cech występujących w segmencie obrotu. Związki między konkurencją a stabilnością banków w wybranych krajach były badane przez m.in. Thorstena Becka, Oliviera De Jonghe i Glenna Schepensa (2013). Jednym z kluczowych wniosków ich badań było potwierdzenie tezy Franklina Allena i Douglasa Gale (2004), iż występuje homogeniczny związek między konkurencją a stabilnością sektora bankowego. Związek ten jest bardziej wyrazisty w krajach o bardziej rygorystycznych ograniczeniach działalności, niższej niestabilności systemowej, lepiej rozwiniętych giełdach, bardziej hojnym ubezpieczeniu depozytów i skuteczniejszych systemach wymiany informacji kredytowych. Wzrost konkurencji ma większy wpływ na niestabilność (ryzyko) banków (ang. *competition-fragility hypothesis*). Dalsze badania dotyczące relacji obu wymiarów: konkurencyjności w sektorze i jego stabilnością dowiodły, że ta zależność ma postać U-kształtną (Martinez-Miera i Repullo, 2010). Wraz ze wzrostem liczby banków prawdopodobieństwo niewypłacalności banku najpierw maleje, ale później wzrasta (Olszak, 2014). Jednym z kluczowych determinantów stabilności banków są regulacje sektora (Fonseca i Gonzales, 2008; Haq i Heaney, 2012).

Przedmiotem badań Xu Chena, Huana Yanga i Xiaojuna Wangba była ocena, jak regulacja cen, w postaci ustalania ceny maksymalnej za leki, wpływa na ekonomiczną i społeczną stabilność sektora farmaceutycznego oraz decyzje menedżerów firm farmaceutycznych. Badanie polegało na porównaniu efektów ekonomicznych sektora, a także firm farmaceutycznych, w warunkach oddziaływania regulacji cen detalicznych z tymi, gdzie tych regulacji nie ma. Wyniki ujęte w artykule „*Effects of price cap regulation on the pharmaceutical supply chain*” (Chen, Yang i Wang, 2019) wskazały, że jednostronna regulacja odnośnie do pułapu cenowego

szkodzi wynikom ekonomicznym przedsiębiorstw farmaceutycznym, zaś nieregulowanie cen może przynieść im większą korzyść finansową. Badacze dowiedli, że ustalanie cen maksymalnych na poziomie relatywnie niskim w stosunku do kosztów jest bezspornie korzystne dla dobrobytu społecznego, z pewnością jednak szkodzi przedsiębiorstwom farmaceutycznym determinując ryzyko niedoboru w podaży leków. W przypadku nie radzenia sobie przez firmy farmaceutyczne z pokryciem strat finansowych, regulacja cen może dodatkowo zwiększać niedobór dostaw leków na rynku. Badacze dowiedli, że aby zminimalizować przedsiębiorstwom ryzyko strat, politycy mogą rozważyć wdrożenie systemu dotacji lub rekompensat. System rekompensat został wdrożony w Polsce w 2019 roku na rynku energii elektrycznej, gdy rząd wprowadził maksymalne ceny dla odbiorców końcowych chroniąc ich przed nieuzasadnionym – zdaniem rządu – wzrostem cen.

### **5.1.3. Źródła przewag konkurencyjnych przedsiębiorstw obrotu. Wybrane aspekty**

Rozważaniami nad nierównościami w konkurowaniu pomiędzy dwiema firmami funkcjonującymi w warunkach regulacyjnego obniżania cen zajmował się Fred S. McChesney. W artykule pt. „*Rent Extraction and Rent Creation in the Economic Theory of Regulation*” (1987) porównał dwa przedsiębiorstwa konkurujące ze sobą homogenicznym pod względem jakości produktem i przy założeniu tożsamego kosztu produkcji. McChesney dowiódł, że przedsiębiorstwo zasiedziałe posiada na rynku pozycję uprzywilejowaną, wszak korzysta z renty wynikającej z dokonanych w przeszłości wydatków na promocję, wizerunek, czy reklamę. Interwencja państwa w kierunku obniżenia cen redukuje rentę, rozumianą jako korzyść dla nowego gracza, a jednocześnie wzmacnia niepewność prowadzenia przez niego tej działalności. Pozycjonowaniem wybranych sektorów ze względu na dominujący typ przewagi zajmowały się również polskie badaczki: Hanna Godlewska-Majkowska, Elżbieta Skrzypek i Maria Płonka (2016) wykorzystując tzw. metodę kluczowych czynników sukcesu (KCS). Według tych badań sektor surowcowy, do którego zalicza się również gaz ziemny, został scharakteryzowany jako sektor o wysokiej dominacji przewag kosztowych i niskiej dominacji przewag opartych na zróżnicowaniu (rysunek 33).

Rysunek 33. Dominujący typ przewagi konkurencyjnej wybranych sektorów wg metody KCS

Dominacja przewag kosztowych	Wysoka	Sektor surowcowy	Sektor przemysłu ciężkiego	
	Średnia	Sektor rolny	Sektor przemysłu lekkiego	Sektor nowoczesnych technologii Sektor usług
	Niska			Sektor ekonomii społecznej
		Niska	Średnia	Wysoka
Dominacja przewag opartych na zróżnicowaniu				

Źródło: H. Godlewska-Majkowska, E. Skrzypek i M. Płonka (2016).

Badania w obszarze przewag konkurencyjnych w polskim sektorze energii elektrycznej przeprowadził Konrad Łaskawiec (2012). Celem badania było określenie czynników mających wpływ na konkurencyjność przedsiębiorstw energetycznych oraz zmierzenie korelacji pomiędzy nimi. Przedmiotem jego zainteresowań były czynniki konkurencyjne w obszarze sprzedaży energii elektrycznej, tj. bezpośrednia obsługa klienta, telefoniczna obsługa klienta, internetowa obsługa klienta, relacje z klientami, zdolność do zatrzymywania klienta z użyciem promocji, konkurencyjność cenową, marketing poprzez wykorzystanie funkcji aktywnego handlu, łatwość zmiany dostawcy energii elektrycznej, wiedzy i zdolności sprzedawców, znajomość konkurentów i ich strategii, zdolność przewidywania potrzeb i zachowań klientów. Respondent był proszony o ocenę, jak dany czynnik wpływa na przewagę konkurencyjną przedsiębiorstwa energetycznego w danym obszarze związanym z prowadzoną działalnością. W szczególności oceniał poszczególne czynniki według sześciostopniowej skali, przy czym: poziom 5 oznaczał decydujące znaczenie danego czynnika, 4 – znaczenie bardzo istotne, 3 – istotne, 2 – przeciętne, 1 – mało istotne, a 0 oznaczało, że czynnik nie ma żadnego znaczenia. Badanie zostało przeprowadzone wśród liczących się na polskim rynku energetycznym grup energetycznych. Większość z nich prowadziła wówczas również działalność w segmencie obrotu gazem ziemnym, tj.: Polska Grupa Energetyczna SA, Enea SA, Energa SA, Tauron SA i Vattenfall SA. Badanie zostało przeprowadzone wśród 162 ekspertów, którzy reprezentowali kadre kierowniczą przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z propozycjami metodycznymi Marka J. Stankiewicza (2002) badaniami zostały objęte dwa obszary konkurencyjności: czynniki kształtujące konkurencyjność przedsiębiorstw oraz instrumenty konkurowania,

czyli cechy produktu oraz podejmowane działania przez przedsiębiorstwo w celu pozyskania klienta. W arkuszu badawczym zostały ujęte obszary funkcjonalno-zasobowe: czynniki obszaru produkcji, dystrybucji, sprzedaży i obszaru usług komplementarnych oraz instrumenty konkurencji zgrupowane w następujące obszary konkurencji:

- 1) jakość produktu, czyli parametry techniczne, niezawodność dostaw energii, cechy proekologiczne;
- 2) cena produktu, tj. poziom cen, opusty, sezonowe obniżki, czytelność rachunku za energię elektryczną, ceny usług związanych z dystrybucją, ceny usług związanych ze sprzedażą;
- 3) zakres obsługi i usług rozumiany jako sprawność obsługi handlowej, dostępność energii elektrycznej, dogodną sieć dystrybucji, niezawodność dostaw, bezpośrednia obsługa klienta, telefoniczna obsługa klienta, internetowa obsługa klienta;
- 4) informacja rozumiana jako reklama, programy lojalnościowe, wykorzystanie Internetu, wykorzystanie środków masowego przekazu, zarządzanie wiedzą o rynku energii elektrycznej, zarządzanie wiedzą o klientach, aplikacja systemów informatycznych.

Badania Łaskawca dowiodły, że cena produktu była powszechnie stosowanym instrumentem w konkurencji na rynku. Ankietowane przedsiębiorstwa często wykorzystywały dodatkowe narzędzia uzyskania przewag konkurencyjnych, tj. upusty cenowe, dogodny sposób informowania o zużyciu energii oraz czytelność rachunku za energię elektryczną. Powszechnie docenianym instrumentem konkurencji była bezpośrednia obsługa klienta, natomiast najrzadziej stosowanym – telefoniczna obsługa klienta. Często wykorzystywanymi instrumentami konkurencji informacją były również: wykorzystanie Internetu, zarządzanie wiedzą o klientach i reklama. Mateusz Wiernek w artykule *„Zmiany w modelu działalności firm handlujących gazem wywołane procesem liberalizacji rynków energii”* (2012) wskazał na konieczność zmian, które muszą się dokonać polityce marketingowej, a także w kulturze organizacyjnej firm działających na rynkach gazu. Postawił on pytania, na które firmy muszą znaleźć właściwą odpowiedź, aby osiągnąć sukces, m.in.: *„jak utrzymać lojalność bazy klientów, gdy uzyskają oni możliwość zmiany dostawcy gazu?”*, *„W jaki sposób pozyskiwać klientów od innych dostawców?”*, *„Którzy klienci są warci kosztów poniesionych na ich pozyskanie?”*, *„Jak sposób dostarczania usług wpływa na lepszą*



bądź gorszą ocenę firmy przez klientów?”. Aby osiągnąć zadowolenie klientów na poziomie przewyższającym konkurencję, firmy handlujące gazem stosowały wyrafinowane działania marketingowe: promocję marki handlowej i marek produktowych, promowanie łańcucha usług i sprzedaż krzyżową (ang. *cross selling*), wdrażanie zintegrowanych systemów informatycznych, przekształcanie stron internetowych w portale społecznościowe, tworzenie usług z wartością dodaną, stosowanie programów lojalnościowych, szybką i efektywną komunikację na linii firma-klient. W celu dostosowania się do funkcjonowania w nowych warunkach firmy gazowe dokonywały rekonfiguracji dotychczasowych modeli biznesowych. Proces ten często rozpoczynał się od poszerzenia oferowanego produktu. Początkowo nowe produkty i usługi, dostarczane najczęściej w postaci pakietów (ang. *bundle*) były tworzone wokół podstawowych kompetencji firmy. W dalszej kolejności oferta była wzbogacana o produkty wychodzące poza podstawową działalność firmy. Prowadziło to do przekształcania się firm gazowniczych lub energetycznych w firmy multienergetyczne (ang. *multienergy*) zajmujące się dostawą różnych nośników energii i powiązanych z nimi usług, a nawet w koncerny multimedialne (ang. *multiutility*) dostarczające bardzo zróżnicowane pakiety produktów i usług. Firmy łączyły w swojej ofercie np.: usługi telekomunikacyjne, dostęp do Internetu i telewizję kablową (w Polsce np. Polkomtel z grupy Cyfrowego Polsatu, czy Orange), sprzedaż, instalację i serwis urządzeń gazowych raz sprzętu AGD, usługi zarządzania nieruchomościami, pogotowia technicznego (np. Tauron Polska Energia), czy też usługi finansowe. M. Wiernek przeanalizował studium przypadku brytyjskiej Centrica, powstałej w wyniku podziału British Gas, wskazując, że proces liberalizacji rynku niejednokrotnie doprowadził do pojawienia nowoczesnych, dynamicznie rozwijających się firm multienergetycznych elastycznie dostosowujących się do zmiennych warunków rynkowych. Procesy liberalizacji brytyjskiego rynku wymusiły zmianę modelu biznesowego tej firmy. Zakres działalności Centrica wyszedł daleko poza pozycję biznesową z roku 1997, gdy funkcjonowała ona jako firma użyteczności publicznej w zakresie dostaw gazu ziemnego. Centrica przygotowała bardzo szeroką ofertę skierowaną do klientów indywidualnych obejmującą - oprócz dostawy gazu i energii elektrycznej - m.in.: usługi hydrauliczne, kanalizacyjne, ślusarskie, szklarskie i elektryczne, serwis i naprawę sprzętu oraz urządzeń gazowych i elektrycznych, usługi zarządzania nieruchomościami, usługi finansowe i ubezpieczeniowe, usługi w zakresie instalowania i serwisu sprzętu alarmowego oraz do monitoringu zagrożeń.

Ukształtowanie tak szerokiej oferty oparto na założeniu, że firma energetyczna może dostarczać swoim klientom całą gamę dodatkowych usług. Duża baza klientów zapewnia bowiem potencjalny popyt na zróżnicowane produkty i usługi, które mogą – w różnych konfiguracjach lub pakietach i na różnych warunkach finansowych – być kierowane do różnych grup klientów.

Oferta gazu ziemnego kierowana do gospodarstw domowych może być komplementarna w stosunku do oferty dedykowanej do energetyki gazowej. W tym przypadku, prowadzenie sprzedaży gazu ziemnego do obu grup odbiorców może nieść korzyść dla przedsiębiorstw obrotu w postaci wyrównania rocznego profilu dostawy, a tym samym obniżenia kosztów strukturyzowania oraz bilansowania portfela gazu ziemnego. To zjawisko tłumaczy fakt, że gospodarstwa domowe pobierają duże ilości gazu ziemnego w zimowym sezonie grzewczym, natomiast wytwórcy energii elektrycznej potrzebują gazu w lecie, gdy występuje szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wykorzystanie tego efektu synergii przez przedsiębiorstwa obrotu jest jednak uwarunkowane wieloma czynnikami, wśród których badane regulacje mogą mieć istotne znaczenie.

## 5.2. Przedmiot i metodyka badań

### 5.2.1. Przedmiot i założenia badawcze

Osiągnięcie przyjętych w niniejszej dysertacji celów pracy miało zostać zrealizowane w oparciu o następujące elementy badawcze:

I. testowanie hipotezy głównej (HG) rozprawy stanowiącej, że warunki regulacyjne opisane 3 zmiennymi niezależnymi:

A – regulacjami w zakresie obowiązku uzyskania decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf określających maksymalny poziom ceny gazu ziemnego oferowanego odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi, na okres nie dłuższy niż 12 miesięcy od dnia ich wprowadzenia do stosowania;

B – regulacjami w zakresie obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej w całym roku gazowym w wielkości skalkulowanej jako 1/12 rocznego przywozu;

C – regulacjami w zakresie maksymalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła odnoszącego się do maksymalnie 70% (do 2022 roku), natomiast od 2023 r. - do 33%, w stosunku do dokonanego przywozu ogółem;

*/zmiennie niezależne przyjęły postać liter alfabetu łacińskiego: A, B i C/.*

wpływają na X – efektywność segmentu obrotu w Polsce i Y – efektywność działalności handlowej. Zależność ta jest określona wzorem:

$$(A \cup B \cup C) \Rightarrow X; Y$$

Do weryfikacji prawdziwości postawionej hipotezy głównej skonstruowane zostały następujące hipotezy pomocnicze:

H1. Model regulacji opisany trzema zmiennymi A, B i C wpływa na X – efektywność segmentu obrotu gazem ziemnym rozumianą, jako  $\alpha$  – pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce oraz  $\beta$  – przeciwdziałanie nieakceptowalnym przez odbiorców zmianom cen mającym odzwierciedlenie w zmianach poziomu zapotrzebowania na paliwo gazowe. Zależność ta jest określona wzorem:

$$(A \cup B \cup C) \Rightarrow X,$$

gdzie:  $X = \alpha \cup \beta$ .

H2. Model regulacji opisany trzema zmiennymi A, B i C wpływa na Y – efektywność działalności obrotu określonej zmiennymi:  $\tau$  – rozumianą jako konkurencyjność

i siła rynkowa przedsiębiorstw obrotu,  $v$  – rozumianą jako opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej oraz  $\omega$  – rozumianą jako stopień aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku.

$$(A \cup B \cup C) \Rightarrow Y,$$

gdzie:  $Y = \tau \cup v \cup \omega$ .

/Zmienne zależne przyjęły postać liter alfabetu greckiego:  $\tau$  (gr. *tau*),  $v$  (gr. *ypsilon*) i  $\omega$  (gr. *omega*)/.

Do weryfikacji tak sformułowanych hipotez posłużył zbiór pytań badawczych zdefiniowany w Rozdziale 4. Ich celem było również wsparcie logicznego wnioskowania właściwego dla metody dedukcji opierającej się na założeniu, że pierwotnym źródłem wiedzy jest teoria (Eriksson i Kovalainen, 2008) będąca podstawą formułowania wyjaśnień zjawisk społecznych (Sławecki, 2012). Zgromadzona wiedza na temat badanych zjawisk oraz teoretyczne podstawy wyjaśniające zjawiska leżały u podstaw formułowania problemów (pytań) i hipotez badawczych.

Do weryfikacji HG, autor – obok przywołanych wniosków wynikających z dotychczasowego dorobku badawczego – zaproponował przeprowadzenie:

- 1) Badań jakościowych zakładających przeprowadzenie wywiadów z ekspertami, które wykorzystywałyby założenia metody IDI (ang. *Individual in-Depth Interview*).
- 2) Badań podłużnych (longitudinalnych) wykorzystujących w zakresie weryfikacji H1 wyniki: symulacji działań w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, przeprowadzonej z wykorzystaniem badań ujawnionych w dostępnej literaturze przedmiotu, zaprezentowaną w pkt 4.2.2. dysertacji, analizy poziomu stabilności dostaw gazu ziemnego w okresie 2009 – 2018 wykorzystującej założenia zagregowanego wskaźnika ESI zaprezentowanej w pkt 4.2.3. rozprawy, oceny stopnia wpływu zmiany ceny na zachowania odbiorców gazu ziemnego zaprezentowanej w pkt 4.3.3. i 4.3.4. pracy, analizy związku pomiędzy poziomem regulacji a efektywnością segmentu obrotu mierzoną wzrostem gospodarczym dokonaną na podstawie analizy dostępnej literatury zaprezentowanej w pkt 5.1.1. dysertacji, analizy związku pomiędzy poziomem konkurencji a stabilnością segmentu dokonanej na podstawie przeglądu literatury i zaprezentowanej w pkt 5.1.2. pracy, oraz w zakresie weryfikacji H2 wyniki: pomiaru intensywności konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce w latach 2008 i 2018 z wykorzystaniem wskaźnika koncentracji CR3 zaprezentowanego w pkt 4.1.2.

dysertacji, pomiaru wpływu kosztów wynikających z wypełniania obowiązków regulacyjnych na jednostkową cenę gazu ziemnego w Polsce zaprezentowanego w pkt 4.3.2. dysertacji,

- 3) Badań ilościowych zakładających uzyskanie informacji od co najmniej 10 respondentów w drodze badania ankietowego przeprowadzonego z wykorzystaniem założeń metody CAWI (ang. *Computer-Assisted Web Interview*).

Towarzyszące każdej z metod badawczych słabości metodologiczne wzmocniły potrzebę zastosowania triangulacji, która dotyczyłaby zarówno metod, jak i źródeł danych (Kowalczyk i Szukała, 2016). Porównanie wyników pochodzących różnych podejść umożliwi wzmocnienie wiarygodności prowadzonych badań (Lawlor, Tilling i Smith, 2016).

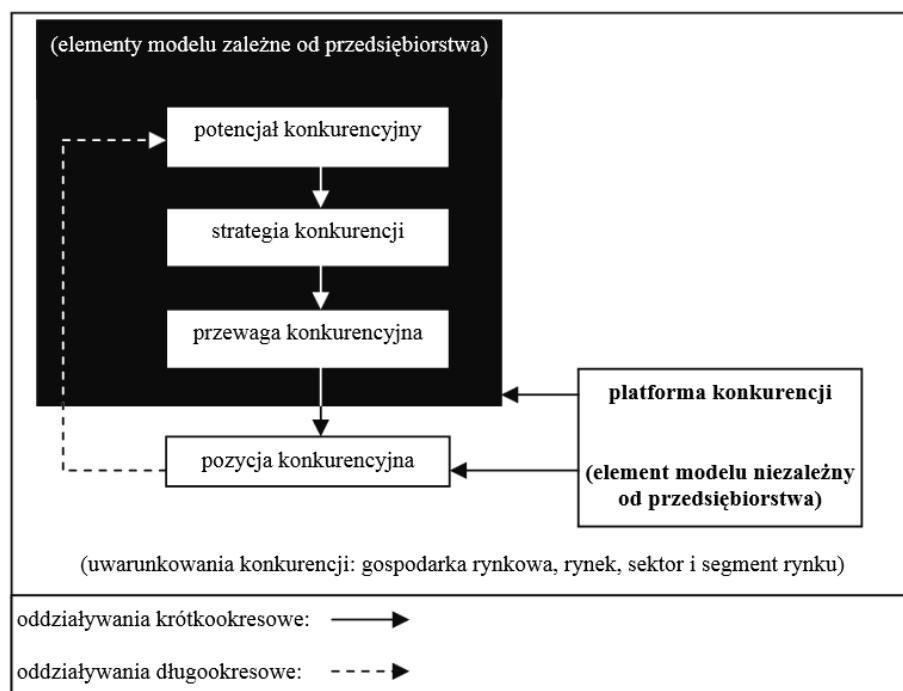
## II. Poszukiwania odpowiedzi na pytania badawcze o taktykę działań przedsiębiorstw obrotu mającą na celu wzmocnienie ich konkurencyjności w otoczeniu zdefiniowanych warunków regulacyjnych

Drugim elementem rozprawy jest zbadanie – w perspektywie strategicznej – taktyki działania przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w warunkach oddziaływania trzech obszarów regulacyjnych, która wynika z pozycji i potencjału konkurencyjnego podmiotu definiowanego jako ogół zasobów materialnych i niematerialnych wymaganych do funkcjonowania i konkurowania na danym rynku (Stankiewicz M., 2005). Wynika to z założenia, że podstawą funkcjonowania każdej organizacji jest dobrze zdefiniowana strategia, której kluczowym elementem jest dążenie do uzyskania długookresowej przewagi konkurencyjnej (Kraszewska i Pujer, 2017). Strategia zaś wynika z potencjału konkurencyjnego będącego podstawowym czynnikiem determinującym możliwości uzyskania, podtrzymania lub wzmocnienia przewagi konkurencyjnej względem rywali (Gorynia, Jankowska i Tarka, 2011). Kontekst sytuacyjny warunkujący konkurowanie przedsiębiorstw został kompleksowo opisany w Zintegrowanym modelu konkurencyjności (rysunek 34) zaproponowanym przez Olafa Flaka i Grzegorza Głóda (2014). Kluczowe założenie tej części badań wynikało z dorobku Michaela E. Portera należącego do najbardziej znanych teoretyków zarządzania (Kardas, 2016), według którego konkurencyjność przedsiębiorstwa należy analizować przez pryzmat jego działań (ang. *the activity-based view*) w warunkach panujących w danym segmencie (Porter, 2001).

Przedmiotem badań miała być zatem analiza konkurencyjności przedsiębiorstwa obrotu koncentrująca się na działaniach podejmowanych przez to przedsiębiorstwo (Dzikowska i Gorynia, 2012), które z kolei wynikałyby z wyboru jednej z trzech strategii bazowych (Porter, 1992):

- 1) Przywództwa kosztowego – oznaczającego utrzymywanie kosztów działalności na poziomie niższym od konkurentów.
- 2) Zróżnicowania (dyferencjacji) (łac. *differentia* - *rozmaitość, różnica*) opierającej się na przekonaniu, że istnieją segmenty rynku gotowe zapłacić wyższą cenę za produkt zaspokajający potrzeby w sposób „pełniejszy” (Romanowska, 1998). Strategia ta odnosi się zatem do oferowania klientom produktów lub usług uznawanych za unikatowe, co może zapewnić zyski wyższe od konkurentów.
- 3) Koncentracji na niszy – rozumianej jako wyspecjalizowany, wąski asortyment wyrobów lub rynek geograficzny, dzięki czemu możliwe jest utrzymywanie niższych od rywali kosztów lub postrzeganie przez klientów unikalności oferty.

Rysunek 34. Zintegrowany model konkurencyjności wg O. Flaka i G. Głóda



Źródło: Flak i Głód, (2014).

Krytycy analizy strukturalnej Portera (Grundy, 2016) podkreślali, że poszczególne elementy dotyczące konkurencji nie zostały przez jej autora zidentyfikowane w wyniku systematycznych badań empirycznych, a jedynie w drodze obserwacji wybranych studiów przypadku i rozważań teoretycznych. Argumentowali,

że siły konkurencji i czynniki je determinujące zostały tylko sformułowane na dość ogólnym poziomie, a praktycy zarządzania nie zaproponowali rozwiązań odnoszących się do konkretnych sytuacji biznesowych. W związku z tym, na potrzeby osiągnięcia drugiego celu pracy, tj. zaproponowaniu konkretnych rozwiązań dla przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym, autor pracy zaproponował metodologię analityczno-opisową, która znajduje swoje uzasadnienie w przypadkach, gdy istnieje potrzeba odzwierciedlenia zmian, jakie wprowadziła m.in. globalizacja i bezpośrednio z nią związana liberalizacja (Ziemieniecki i Żukrowska, 2004).

W celu osiągnięcia obu celów głównych pracy zostały wykorzystane komplementarne wobec siebie techniki, teorie i źródła danych badawczych, w tym wyniki badań podłużnych, badania ankietowego, wywiadów z ekspertami oraz najistotniejsze elementy przeprowadzonej wielowątkowej analizy rynkowej, które zostały zaprezentowane w rozdziałach 3 i 4. Istotną przesłanką ich doboru była możliwość ich replikacji. Owe połączenie powinno umożliwić uzyskanie wiarygodnych i zweryfikowanych wyników (Flick, 2012).

### **5.2.1. Opis technik badawczych**

Uwzględniając pogląd, iż nie ma uniwersalnych wskazówek ułatwiających dobór odpowiednich metod przeprowadzenia badań (Stasik i Grendźwiłł, 2012), autor badań zaproponował przyjęcie zestawu zróżnicowanych technik i narzędzi badawczych. Obok badań wykonanych na podstawie analiz danych zastanych zaprezentowanych w rozdziale 4 rozprawy, osiągnięcie celów pracy miały umożliwić:

*A) badania podłużne polegające na poznaniu zależności pomiędzy zmiennymi niezależnymi A, B i C a zmiennymi zależnymi  $\alpha$  i  $\beta$  oraz  $\tau$ ,  $v$  oraz  $\omega$ . Ta część badań odnosiła się do 10-letniego okresu 2009 – 2018.*

W celu testowania hipotez, zmienne niezależne A, B i C dla okresu 2009 – 2018 zoperacjonalizowano w następujący sposób:

- Zmiany regulacyjne opisane w tab. 9, 10 i 12 zostały sparametryzowane nadając im wskaźniki będące liczbami wymiernymi z dziedziny liczb od -1 do 1 w sposób następujący: zdecydowanej zmianie prorynkowej przydzielono wskaźnik +1, natomiast zmianie antyrynkowej: -1. Przyjęty sposób pomiaru zmiennych niezależnych umożliwiał nadanie im sensu liczbowego z uwzględnieniem zera absolutnego właściwego dla zmiennych ilorazowych (Górniak i Wachnicki, 2010).

Sposób operacjonalizacji tych zmiennych niezależnych a przede wszystkim nadanie im konkretnych wartości, miał być omówiony i nadany przez 3 ekspertów w ramach badania „wywiady z ekspertami”,

- Ocena punktowa z wartości  $\langle -1:1 \rangle$  odnośnie do zmian regulacji dokonana przez każdego z ekspertów podlegała uśrednieniu przyjmując tę samą wagę dla odpowiedzi każdego eksperta. W ten sposób powstałby zagregowany wskaźnik opisujący zmiany regulacyjne dla każdego roku z badanego okresu 2009 – 2018.

W wyniku tego procesu uzyskane zostały parametry dla zmiennych niezależnych. Ten sposób operacjonalizacji zmiennych niezależnych został przyjęty do testowania H1 i H2. Do zmiennych zależnych (objaśnianych) zaliczono:

a) zmienną  $X$  w obszarze testowania H1, w zakresie:

- *Pewności i stabilności dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce opisaną zmienną  $\alpha$ . Przyjęła ona wartość wieloczynnikowego, syntetycznego wskaźnika ESI szczegółowo opisanego w rozdziale 4.2.3 rozprawy.*
- *Przeciwdziałania nieuzasadnionym (nieakceptowalnym dla odbiorców) wzrostom cen. Znaczenie racjonalnych cen energii w odniesieniu do uzyskania pożądanej konkurencyjności gospodarki i efektywności zostało podkreślone w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”. Elementy te zostały scharakteryzowane w pkt. 2.2.1. rozprawy. Jednocześnie, jak pokazały – opisane w pkt. 5.1.2. pracy – wyniki badań X. Chena, H. Yanga, i X. Wangba, utrzymywanie cen na niskim poziomie jest zdecydowanie korzystne dla dobrobytu społecznego. Zmienna  $\beta$  odnosiła się zatem do zmiany w poziomie zapotrzebowania na paliwo gazowe.*

b) zmienną  $Y$  w obszarze testowania H2, w zakresie:

- *Stabilności prowadzonej działalności handlowej opisaną poziomem intensywności konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym. W badaniu podłużnym zmienna  $\tau$  przyjęła wartość wskaźnika CR3, co wynikało z potwierdzonych w dotychczasowym dorobku naukowym (opisanym w pkt. 5.2.1. rozprawy) zależności mówiących o tym, że wzrost konkurencji wpływa na zwiększenie niestabilności (ryzyka) poszczególnych podmiotów gospodarczych.*
- *Oplacalności i potencjału biznesowego prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej opisaną zmienną  $\nu$ , która w badaniu podłużnym przyjęła postać wskaźnika opisanego liczbą koncesji OGZ i koncesji OPG. Przyjęcie tego założenia wynika z oczywistej relacji przyczynowo-skutkowej: o uznaniu działalności handlowej za opłacalną (i cechującą potencjałem biznesowym)*



*decydują bowiem ci, którzy tę działalność podejmują. Efekt ich decyzji obrazuje liczba ważnych koncesji (zasady utrzymywania koncesji OPG i OGZ przez przedsiębiorstwa obrotu zostały opisane w pkt 2.3.1. pracy).*

- *Stopnia aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku opisanego zmienną  $\omega$ , która przyjęła wartość wskaźnika liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego.*

Szczegółowe uzasadnienie przyjętych zmiennych zależnych zostało zaprezentowane w pkt 5.2.4. rozprawy.

- B) badanie ilościowe zakładało pozyskanie informacji w drodze badania ankietowego z co najmniej 10 ekspertami, które wykorzystywaloby założenia metody CAWI. Jego celem była weryfikacja hipotezy głównej oraz dwóch hipotez pomocniczych. Ta część badań odnosiła się do oceny wpływu badanych regulacji na kształt segmentu obrotu. Badanie ilościowe opierało się na wykorzystaniu wspomaganego komputerowo wywiadu za pomocą strony www. Do podstawowych korzyści z zastosowania tej techniki należy zaliczyć m.in.: łatwość w dotarciu do respondenta, krótki czas gromadzenia informacji oraz relatywnie niskie koszty przeprowadzenia badań (Kaczmarczyk, 2011).*

Wnioski z analiz ujęte w formie pytań badawczych zaprezentowanych w rozdziale 4 rozprawy dały solidne podstawy do skonstruowania kwestionariusza ankiety. Badanie to zostało przeprowadzone z wykorzystaniem prostego narzędzia internetowego zbudowanego przez zespół Google umożliwiającego szybkie dotarcie do danych, możliwość ich natychmiastowej analizy, a przede wszystkim łatwość bezpośredniego skierowania ankiety na skrzynki elektroniczne respondentów. Stosownie do przyjętego kryterium celowego doboru próby, ankieta została skierowana do osób zajmujących się w ramach TOE tematyką regulacji działalności handlowej. Przyjęcie tego kryterium wynikało z założenia, że do prac zespołów ds. rynku gazu ziemnego w ramach tego towarzystwa zarządy poszczególnych przedsiębiorstw obrotu delegują tych menedżerów, którzy zawodowo zajmują się badaną tematyką i tym samym posiadają najlepszą wiedzę o rynku w danej organizacji. Tak zdefiniowana próba została rozszerzona o podmioty, które nie są członkami TOE a prowadzą aktywną działalność handlową na rynku gazu ziemnego w Polsce, tj. w szczególności: Gaspol SA, Handen Polska sp. z o.o., Onico Energia Sp. z o.o. S.K.A., Polska Energia Sp. z o.o. i Unimot Energia i Gaz Sp. z o.o. W efekcie, prośba o wypełnienie anonimowej ankiety została skierowana łącznie do 50 menedżerów z 24 firm (tabela 26).

Kwestionariusz ankiety został skonstruowany z uwzględnieniem możliwie krótkiego czasu na jej wypełnienie i wysyłkę. Test tego narzędzia gromadzenia danych pokazał, że czas wymagany na jej wypełnienie i wysyłkę to 5-6 minut. Kwestionariusz ankiety, którego wzór stanowi załącznik nr 1 do rozprawy, był stosunkowo prosty i zawierał 30 pytań. Dla 25 zamkniętych pytań jednokrotnego wyboru przewidziano pomiar oparty na zmiennych porządkowych (Górniak i Wachnicki, 2010). Kwestionariusz ankiety zawierał również 2 pytania z losową kolejnością możliwych odpowiedzi wielkokrotnego wyboru z możliwością wpisania własnej odpowiedzi. Kwestionariusz uzupełniały pytania o taktykę działania przedsiębiorstw, która dotyczyła drugiego celu rozprawy. Główne wyniki badania w formie tabel i wykresów będące podstawą analizy danych ilościowych zostały zaprezentowane w pkt. 5.3 pracy.

Tabela 26. Respondenci badania ilościowego z wykorzystaniem metody CAWI.

Lp.	Przedsiębiorstwo obrotu	Ilość skierowanych ankiet
1.	CEZ Trade Polska Sp. z o.o.	1
2.	Efengaz Sp. z o.o.	2
3.	Enea SA	5
4.	Enefit Sp. z o.o.	1
5.	Energa-Obrót SA	3
6.	Energia Polska Sp. z o.o.	1
7.	Engie	1
8.	Fortum Marketing and Sales Polska S.A.	2
9.	Gaspol SA	1
10.	Handen Polska	1
11.	Hermes Energy Group SA	3
12.	innogy Polska SA	3
13.	Onico Energia Sp. z o.o. S.K.A.	2
14.	Orlen	3
15.	Orange Energia Sp. z o.o.	1
16.	PGE Obrót S.A.	4
17.	PGNiG GK (PGNiG SA i PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.)	4
18.	PKP Energetyka	2
19.	Polenergia, GK	2
20.	Polska Energia sp. z o.o.	1
21.	Polkomtel Sp. z o.o.	1
22.	Sime Polska Trading Sp. z o.o.	1
23.	Tauron, GK (TPE SA i Tauron Sprzedaż sp. z o.o.)	4
24.	Unimot Energia i Gaz Sp. z o.o.	1
RAZEM		50

Źródło: opracowanie własne.

Wywiady z ekspertami - narzędzie typowe dla problemów badawczych właściwych dla badań jakościowych - miały zostać przeprowadzone przez jednego, tego samego indagatora (Nikodemska-Wołowik, 1999). Ta metoda zbierania informacji wykorzystywała kluczowe założenia właściwe dla metody mini-IDI. Autor pracy uznał,

że menedżerowie najwyższego szczebla zarządzania przedsiębiorstwami obrotu dysponują najlepszą wiedzą strategiczną w zakresie działalności handlowej. Tym samym celem tej części badań było uzyskanie eksperckiej oceny zmian zmiennych niezależnych zaobserwowanych w okresie 2009-2018. Drugim jej celem było pozyskanie informacji o taktyce konkurencyjnej w oparciu o schemat pięciu sił napędowych zdefiniowanych przez M. Portera. Na te potrzeby zostało przygotowane częściowo ustrukturyzowane narzędzie badawcze, tj. scenariusz wywiadu (Packer, 2018). Wzór scenariusza wywiadu został ujęty w Załączniku nr 2 do rozprawy. Do zalet tego narzędzia zbierania danych należy m.in.: stosunkowo swobodna struktura umożliwiająca uzyskanie możliwie szerokich i szczególnie pogłębionych opinii i informacji (Maison, 2007). Pierwsza część scenariusza wywiadu odnosiła się do operacjonalizacji zmiennych niezależnych, zaś druga do – zaproponowanego przez O. Flaka i G. Głóda (2014) – Barometru Konkurencyjności Przedsiębiorstw zakładającego zbadanie przewag konkurencyjnych w obszarach: strategia sprzedażowa, cechy produktu lub usługi, strategia cenowa oraz system dystrybucji.

Z punktu widzenia względnego udziału w rynku Philip Kotler (1994) wyróżnił 4 modelowe pozycje konkurencyjne: lider rynku tj. podmiot o dominującej pozycji rynkowej, pretendent rynkowy aspirujący do roli lidera, podmiot o średnim potencjale (naśladowca) oraz podmiot poszukujący tzw. „luk rynkowych”. Celowy dobór próby (Brzeziński, 1984) wynikał z potrzeby pozyskania informacji od menedżerów tych czterech rodzajów podmiotów, ponieważ każdy z nich może mieć inne uwarunkowania organizacyjne, proceduralne, a przede wszystkim różne cele biznesowe. Respondentami były osoby z najwyższego szczebla zarządczego posiadające wiedzę o uwarunkowaniach strategicznych i operacyjnych dla prowadzonej działalności obrotu gazem ziemnym. Informacje miały być pozyskane w trybie 4 wywiadów z przedstawicielem:

- przedsiębiorstwa dominującego na rynku (GK PGNiG),
- podmiotu o średnim potencjale biorąc pod uwagę posiadane aktywa gazowe w regionie (grupa VNG),
- firmy telekomunikacyjnej, która wprowadziła gaz ziemny do gamy oferowanych usług o charakterze abonamentowym (Polkomtel),
- międzynarodowego przedsiębiorstwa energetycznego, dla którego rozpoczynająca się działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym w Polsce była jedną z wielu prowadzonych działalności biznesowych w Europie (Enefit).

Autor zaproponował celowy dobór ekspertów z założeniem, że będą to menedżerowie pełniący najwyższe funkcje organizacyjne w przedsiębiorstwach obrotu. Jego celem było poznanie opinii menedżerów 4 różnych grup przedsiębiorstw mogących mieć różną taktykę działania. Kluczowym kryterium doboru ekspertów do badania jakościowego było długoletnie doświadczenie zawodowe na rynku paliw gazowych w Polsce. Każdy z ekspertów legitymował się ponad dziesięcioletnią praktyką w tym segmencie rynku, jako menedżer najwyższego szczebla zarządczego.

Przed rozpoczęciem każdego z wywiadów, każdy z badanych został poinformowany o celu i zakresie badania. Równolegle badający zobowiązał się do zachowania w swojej wyłącznej wiadomości materiałów i informacji uzyskanych w wyniku prowadzonych badań, za wyjątkiem zbiorczych wyników i wniosków z przeprowadzonych badań. Przed rozpoczęciem badania, badający zapewnił o ochronie danych i tożsamości badanych. Zgodnie z wytycznymi kodeksów etycznych, np. *Social Research Association* z 2003 roku (Ciuk i Latusek-Jurczak, 2012), każdy z badanych został poinformowany o możliwości odmowy uczestnictwa w badaniach z dowolnego powodu – zarówno przed rozpoczęciem badania, jak i w jego trakcie. Rozpoczęcie badania było uwarunkowane wyrażeniem przez badanego zgody na udział w tym projekcie badawczym. Każdy z badanych tę zgodę wyraził. Trzech ekspertów udzieliło zgodę na ujawnienie imienia i nazwiska, jeden z nich tej zgody nie udzielił. Zgodę na ujawnienie swych danych udzielili: Jacek Kwiatkowski, Marcin Ptaszyński oraz Robert Rutowicz.

Konstrukcja narzędzi badawczych w dużym stopniu była oparta na wynikach analiz będących częścią rozdziału 3 i 4 pracy, które dotyczyły w szczególności badań nad poziomem konkurencji w sektorze, poziomem bezpieczeństwa energetycznego oraz kosztów regulacji.

### **5.2.3. Etapy procesu badawczego**

Proces badawczy został usystematyzowany i podzielony na 3 fazy: przygotowawczą, wykonawczą i fazę formułowania wniosków. Niniejsza dysertacja jest ich zwieńczeniem, czyli udokumentowaniem rezultatów każdej z faz. W zakresie fazy przygotowawczej projektu założono przeprowadzenie następujących działań:

- zdefiniowane problemu badawczego oraz postawienie pytań badawczych i hipotez, a także wskazanie istotności badanej tematyki dla nauk społecznych;
- analiza literatury przedmiotu oraz przeprowadzonych badań i dostępnych analiz rynkowych i ekonomicznych dotyczących interesującej tematyki;
- zdefiniowanie podmiotu badania (jednostek badawczych);
- zaproponowanie metod badawczych przewidujących wykorzystanie m.in. technik jakościowych i ilościowych z wykorzystaniem odpowiednich narzędzi. Podmiotem badania mieli być menedżerowie zarządzający przedsiębiorstwami obrotu. Próba badawcza została dobrana na podstawie analizy aktywności biznesowej w segmencie obrotu gazem ziemnym mierzonej wielkością sprzedaży gazu ziemnego w Polsce;
- sporządzenie propozycji projektu badawczego;
- skonstruowanie harmonogramu prac badawczych, na który wpływ miały następujące czynniki: dostęp do badanych, ograniczenia budżetowe, a także dostęp do narzędzi analitycznych.

Wyniki działań objętych fazą przygotowawczą autor przedstawił w *Konspekcie pracy doktorskiej z dnia 15 stycznia 2019 roku*. Ujęta w tym dokumencie propozycja projektu badawczego leżała u podstaw podjętej 23 stycznia 2019 roku decyzji Rady Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego o otwarciu przewodu doktorskiego.

W zakresie fazy wykonawczej projektu założono przeprowadzenie badań ustrukturyzowanych w 3 etapach:

- I. do listopada 2019 roku – wykonanie analiz wspierających proces testowania hipotez: pomiar intensywności konkurencji, analiza liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego, analiza możliwych źródeł pozyskania paliwa gazowego, symulacja wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, pomiar stopnia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, analiza wpływu obowiązków regulacyjnych na ceny gazu ziemnego, analiza elastyczności cenowej popytu na gaz ziemny.
- II. do grudnia 2019 roku – realizacja badania ilościowego zakładającego przeprowadzenie badania ankietowego z ekspertami,
- III. do stycznia 2020 roku – realizacja badania jakościowego zakładającego przeprowadzenie badania wywiady z ekspertami,
- IV. do lutego 2020 roku – wykonanie badania podłużnego wykorzystującego wyniki badań wszystkich poprzednich etapów prac.

Schemat badań został zaprojektowany z uwzględnieniem umożliwienia bieżącego kontrolowania i modyfikowania kolejnego etapu badań, co jest procedurą typową dla badań socjologicznych (Lutyński, 1994). Założenie to zostało przykładowo zastosowane w kwestii operacjonalizacji zmiennych niezależnych. Odpowiednie współczynniki, które miały być wykorzystane na potrzeby badania podłużnego były wynikiem wywiadów z ekspertami.

W trakcie fazy wykonawczej modyfikacji uległ jeden z zakładanych na etapie projektowania obszarów badawczych. Jego powodem było wprowadzenie przez polskiego ustawodawcę zasad działania OSP w sytuacjach nadzwyczajnych określanych jako sytuacje wystąpienia zaburzeń w dostarczaniu gazu ziemnego, a w szczególności nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, wystąpienia sytuacji awaryjnej w instalacji odbiorcy lub dostawcy. Korekta obszaru badawczego polegała na opisie i charakterystyce działań państwa i OSP, który został wyznaczony do działania w przypadku wystąpienia tego typu sytuacji. Element ten został ujęty w rozdziale 4.2.2. pracy.

Faza formułowania wniosków miała zakończyć się w lutym 2020 roku.

#### **5.2.4. Refleksja nad założeniami przyjętymi do badań. Wybrane aspekty**

Do testowania obu hipotez pomocniczych, autor badania zaproponował wykonanie ilościowych badań podłużnych, które – w celu zrozumienia mechanizmów zmian oraz czynników wpływających na badane zachowania – polegają na wielokrotnym badaniu tych samych zjawisk w określonych odstępach czasu, przy użyciu tych samych metod i narzędzi (Stańczyk-Hugiet, 2014). Drugą z zaproponowanych metod były badania ankietowe, przeprowadzone z menedżerami przedsiębiorstw obrotu, wykorzystujące założenia metody CAWi, natomiast trzecią – wywiady z ekspertami będącymi zarządzającymi menedżerami przedsiębiorstw obrotu, która wykorzystujące założenia metody IDI. Wybór technik badawczych został dokonany z uwzględnieniem posiadania przez badacza odpowiedniej wiedzy o badanej populacji (Babbie, 2003). Był przede wszystkim determinowany małą populacją przedsiębiorstw obrotu aktywnie funkcjonujących w polskim segmencie obrotu. Na koniec 2018 roku liczba wszystkich przedsiębiorstw obrotu posiadających koncesję OGP wynosiła 197. Spośród nich 102 podmioty aktywnie uczestniczyło w obrocie

gazem ziemnym biorąc pod uwagę liczbę zawartych z OSD umów o dystrybucję paliwa gazowego, a tylko 31 podmiotów było uczestnikami giełdowego rynku gazu ziemnego. Wśród nich były też domy maklerskie niebędące przedsiębiorstwami obrotu w rozumieniu przyjętym na potrzeby rozprawy. W roku gazowym 2018/2019 tylko 25 przedsiębiorstw obrotu było zobligowane do utworzenia zapasu obowiązkowego, co oznacza, że dokonały przywozu gazu ziemnego w roku poprzedzającym. Wśród nich były też podmioty wchodzące w skład grup kapitałowych, tak jak np. PGNiG SA, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. oraz PGNiG Sales&Trading GmbH, które wchodziły w skład GK PGNiG. Wśród przedsiębiorstw zobligowanych do utworzenia zapasu obowiązkowego byli również odbiorcy końcowi, tj. podmioty nieposiadające statusu podmiotów pośredniczących gazowych a tym samym niebędące przedsiębiorstwami obrotu w rozumieniu niniejszej rozprawy. W badaniach nie uczestniczyli kierujący przedsiębiorstwami obrotu, które upadły lub którym cofnięto koncesję. Autor rozprawy nie uzyskał zgody na ich uczestnictwo w badaniach. Nie objęto zatem przypadków skrajnych lub nietypowych, których wartość doceniał Michael Patton (1990), ani przypadków przedsiębiorstw, które rozważały rozpoczęcie działalności obrotu gazem ziemnym, ale z powodów towarzyszących tej działalności ryzyk regulacyjnych nie podjęły decyzji o jej rozpoczęciu. Cała populacja aktywnych przedsiębiorstw obrotu nie przekraczała ¼ setki, a członkowie nielicznych zespołów zajmujących się regulacjami sektorowymi w tychże przedsiębiorstwach nie były chętne do dzielenia się posiadanymi informacjami o rynku i ich organizacjach. Pomimo małej populacji przedsiębiorstw obrotu, na etapie projektowania badania ankietowego założono uzyskanie do menedżerów tych firm co najmniej 10 odpowiedzi.

Zestaw metod badawczych został zaproponowany z uwzględnieniem potrzeby zbadania wpływu wybranych regulacji na efektywność działalności handlowej mierzoną poziomem konkurencyjności i siły rynkowej przedsiębiorstw obrotu, ich opłacalnością i potencjałem biznesowym oraz aktywnością. Jak zostało wskazane w Rozdziale 5 rozprawy, efektywność działalności handlowej poszczególnych przedsiębiorstw obrotu może być bowiem powiązana z efektywnością segmentu obrotu a tym samym ma wpływ na ich warunki funkcjonowania tych podmiotów na rynku. Celem przyjętych zmiennych było umożliwienie przeanalizowania badanej tematyki w sposób kompleksowy. Złożoność i dynamika procesów gospodarczych przełomu XX i XXI w. implikują bowiem konieczność szerszego spojrzenia na konkurencyjność uwzględniając kondycję gospodarki w skali makro- i mikroekonomicznej. Konkurencyjność była

zawsze istotnym warunkiem powodzenia przedsiębiorstw. Przedsiębiorstwa niekonkurencyjne, niezdolne do tworzenia wartości co najmniej na poziomie normalnym, a tym samym nieefektywne, muszą po prostu upaść (Maniak, 2005). Dlatego kluczowym zadaniem zarządzania przedsiębiorstwem jest zapewnienie mu odpowiedniego poziomu konkurencyjności i siły rynkowej. Procesy prowadzące do uzyskania pożądanego poziomu konkurencyjności nie mogą przebiegać spontanicznie i przypadkowo, ale muszą być systematycznie planowane, wdrażane i kontrolowane. Stąd rośnie ranga strategii konkurencji, rozumianej jako kompleksowe, długofalowe koncepcje (taktyki) tworzenia względnie trwałych przewag wobec wszystkich uczestników otoczenia konkurencyjnego. Ów element będący centralną osią paradygmatu Baina (struktura – taktyka – wynik) bezpośrednio determinował obszar „wynik”. We wszystkich wymienionych relacjach „wynik” działań taktycznych był opisany przez zmienne objaśniane. W perspektywie segmentu obrotu struktura ta przybrała następującą postać: regulacje (A U B U C) – stabilność i pewność dostaw do Polski ( $\alpha$ ) – wskaźnik ESI oraz regulacje (A U B U C) – efektywność segmentu obrotu (X) – oraz przeciwdziałanie nieuzasadnionemu wzrostowi cen ( $\beta$ ) – zmiany w odbiorach paliwa gazowego przez odbiorców końcowych. W perspektywie zaś działalności handlowej struktura ta przybrała postać: regulacje (A U B U C) – efektywność działalności handlowej (Y) – konkurencyjność i siła rynkowa przedsiębiorstw obrotu ( $\tau$ ) – wskaźnik CR3, regulacje (A U B U C) – efektywność działalności handlowej (Y) – opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej ( $\nu$ ) – wskaźnik liczby koncesji OGP i koncesji OGZ oraz regulacje (A U B U C) – efektywność działalności handlowej (Y) – stopień aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku ( $\omega$ ) – wskaźnik liczby zmian sprzedawcy.

„Wynik” w zakresie testowania H1 w badaniach podłużnych odnosił się do wskaźnika ESI oraz zmiany w odbiorach paliwa gazowego przez odbiorców końcowych. Wskaźnik ESI to kompleksowy, zagregowany i wieloczynnikowy wskaźnik uwzględniający zróżnicowane oraz usystematyzowane aspekty opisujące stabilność systemu dostaw gazu ziemnego do Polski. Do jego mocnych stron należało zaliczyć to, że bierze on pod uwagę w szczególności aspekty handlowe, infrastrukturalne i strukturalne. Jednocześnie mógł umożliwić analizowanie zmian wszystkich czynników w przyjętym horyzoncie czasowym. Słabością wskaźnika ESI – z punktu widzenia zakresu niniejszych badań – mogło być właśnie jego wieloaspektowość. Przykładowo, poprawa wskaźnika ESI mogłaby wynikać nie tylko



z oddziaływania regulacyjnego państwa, ale też innych, niezależnych czynników, takich jak kryzys lub boom gospodarczy, decyzje polityczne, czy nawet polityka klimatyczna. Drugi obszar testowania H1 odnosił się do zbadania zachowań odbiorców końcowych kwalifikowanych do grupy taryfowej W-6.1 w odniesieniu do zmian cen zaobserwowanych po ustaniu obowiązku taryfikacji. Odbiorcy zakwalifikowani do grupy W-6.1 byli najliczniejszą z grup taryfowych, dla której ceny przestały być regulowane (taryfowane) w analizowanym okresie. Przyjęcie tego wskaźnika wynikało w szczególności z założenia, iż o uznaniu poziomu cen za akceptowalny bądź nie, obrazować powinna zmiana wielkości popytu na paliwo gazowe zgłoszona przez tę grupę odbiorców. Zastosowana została tu prosta zależność: jeżeli cena byłaby nieakceptowalna (nieuzasadniona do poniesienia) przez odbiorców to rezygnowaliby z poboru tego paliwa i w efekcie zapotrzebowanie na gaz spadłoby. Słabością przyjętego założenia – z punktu widzenia niniejszych badań – mogłoby być oddziaływanie na poziom poboru gazu ziemnego przez tych odbiorców końcowych (tj. grupy W-6 i wyższych) innych czynników, takich jak warunki pogodowe, czy polityka zakazowo-nakazowa.

Występowanie prostych relacji przyczynowo-skutkowych było również determinantem przyjętych wskaźników w zakresie testowania H2. „Wynikiem” w badaniach podłużnych był wskaźnik CR3, wskaźnik liczby koncesji OGP i koncesji OGZ oraz wskaźnik liczby zmian sprzedawcy. Do opisanego konkurencyjności i siły rynkowej przedsiębiorstw obrotu przyjęty został wskaźnik CR3. To prosty, kompleksowy a jednocześnie możliwy do operacjonalizacji sposób opisujący ten wymiar efektywności przedsiębiorstw. Wskaźnik ten był powszechnie stosowaną miarą koncentracji (Lewandowski, 2015) stosowaną m.in. przez regulatorów (ACER, Prezes URE, czy UKE) do poznania stopnia konkurencyjności w poszczególnych sektorach gospodarki. Wiązało się to z występowaniem prostych relacji kolokacyjnych występujących na linii stopień koncentracji rynku – siła konkurencyjna firm na nim funkcjonujących. Konkurencyjność<sup>64</sup> określana jako efekt konkurencji powinna wskazywać, w jaki sposób przedsiębiorstwa rywalizują na rynku (Beyer, 2012).

---

<sup>64</sup> W nauce ekonomii pojęcie „konkurencja” jest stosowane w związkach kolokacyjnych wyróżniających dwie grupy zagadnień: konkurencję doskonałą oraz konkurencję monopolistyczną (Mahoney i Weyl, 2017). W zależności od formy konkurencji właściwej dla otoczenia rynkowego, przedsiębiorstwa różnie reagują wzajemnie na swoje działania i podejmują decyzje cenowe oraz produkcyjne (Zalega, 2008). Im wyższe nasilenie konkurencji, tym bliżej modelu konkurencji doskonałej znajduje się segment obrotu gazem ziemnym. Natomiast im niższe nasilenie konkurencji, tym bardziej ów segment przypomina branżę monopolistyczną (Chamberlin, 1986).

Konkurencyjność powinna odzwierciedlać potencjał firmy, tj. zasoby, umiejętności i zdolności, które mają zapewniać przewagę nad innymi podmiotami działającymi w tym samym sektorze rynkowym (Walczak, 2010). Konkurencyjność przedsiębiorstwa obrotu odnosiła się zatem do jego zdolności do bycia bardziej efektywnym od innych organizacji funkcjonujących w danym segmencie na rynku. Konkurencyjne przedsiębiorstwo to też takie, które było zdolne do dalszego rozwoju, osiągania korzyści, zysków oraz przewagi konkurencyjnej. Konkurencyjność zatem to nic innego, jak zdolność danego przedsiębiorstwa do działania w sposób sprawny i efektywny (Kraszewska, 2017). Ta zdolność przedsiębiorstwa wynikała zaś z jego siły konkurencyjnej. Odnosząc się do prawidłowości wynikających z sektora bankowego wskazanych w pkt 5.1. rozprawy: skoro struktura rynku z paradygmatu Baina wpływa na zachowania uczestników rynku, to mniejsza koncentracja rynku powinna prowadzić do bardziej konkurencyjnych zachowań przedsiębiorstw, a te z kolei powodować wzrost ich efektywności w rozumieniu Pareto (Olszak, 2014). Bardziej konkurencyjne zachowania powinny wiązać się z mniejszą siłą rynkową przedsiębiorstw. Niższa koncentracja zaś winna prowadzić do mniejszej siły rynkowej (Kwiatkowska, 2014). W rezultacie przyjęte zostało założenie, że struktura rynku wpływa na efektywność, bo wraz ze wzrostem poziomu koncentracji rynku wzrasta prawdopodobieństwo braku efektywnej konkurencji (Bishop i Walker, 2010). Do oceny intensywności konkurencji w tym nurcie stosowane są miary koncentracji i struktury rynku (Kil, 2015).

Zdaniem Karola Marksa (1948) konkurencja opiera się na współzawodnictwie, którego celem jest zysk (Marshall, 1928). Ta relacja miała wpływ na wybór wskaźników do oceny opłacalności i potencjału biznesowego działalności handlowej. Przyjęcie wskaźnika liczby koncesji OGP i koncesji OGZ wynikało z założenia, że o poziomie akceptacji warunków prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa obrotu decyduje sam przedsiębiorca. Jeżeli uznałby on, że działalność jest zyskowna i perspektywiczna, to – aby móc ją prowadzić – musi legitymować się odpowiednią koncesją. Wynika to z istoty koncesji jako przewidzianej w polskim prawie (szerzej w pkt 2.3.1. rozprawy). W przypadku, gdy kierujący przedsiębiorstwem obrotu widzi nieakceptowalne ryzyko w kontynuacji tej działalności – koncesję tę składa lub jej nie przedłuża. Jeśli tenże przedsiębiorca nie dysponuje określonym potencjałem finansowym lub – w ocenie Prezesa URE – nie zapewnia wymaganych transparentnych, stabilnych i bezpiecznych standardów prowadzenia działalności – koncesja jest mu cofnięta. Jeśli zaś ów przedsiębiorca nie prowadzi, nie kontynuuje, bądź nie podjął tej

działalności w okresie 6 miesięcy od jej udzielenia, koncesja jest odbierana lub wygasa. W ocenie autora, przyjęcie tego wskaźnika, jest dobrą miarą oceny ryzyka biznesowego przedsiębiorstwa obrotu, a tym samym oceny stabilności prowadzonej działalności. Przyjęcie trzeciego miernika do testowania H2, tj. wskaźnika liczba zmian sprzedawcy jest – zdaniem autora rozprawy – dobrym estymatorem opisującym efektywne działanie przedsiębiorstw obrotu na rynku. Wynika to z założenia, że o skali powodzenia każdego przedsięwzięcia decyduje poziom i struktura sprzedaży. Wiąże się to z oczywistą relacją przyczynowo-skutkową stanowiącą, że opłacalna działalność przedsiębiorcy powinna być impulsem do zwiększania skali tej działalności. Efektywność tych dążeń jest dobrze zobrazowana skutecznym pozyskiwaniem nowych klientów, wszak to jedyny sposób zwiększenia skali owej działalności. Maksymalizacja zwrotów z działalności handlowej – przy założeniu *ceteris paribus* – możliwa jest bowiem wyłącznie przy zwiększaniu liczby odbiorców. Wynika to ze specyfiki obrotu gazem ziemnym (która została scharakteryzowana w pkt 1.3.1 rozprawy). Nie ma bowiem możliwości zwiększenia wolumenu pobieranego gazu przez dotychczasowych klientów. Informacje o liczbie zmian sprzedawcy na rynku gazu ziemnego są ważną miarą aktywności konsumentów na rynku a tym samym ważnym wskaźnikiem konkurencji rynkowej. Według Prezesa URE liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu.

Chcąc uchwycić – w sposób logiczny – w badaniu podłużnym zmiany zmiennych zależnych odnośnie do okresu wprowadzenia zmian w zmiennych niezależnych przyjęto, że w przypadku dwóch miar, tj. wskaźnika ESI oraz wskaźnika CR3, powinny one być przyporządkowane do roku poprzedniego, gdy te zmiany regulacji były wprowadzane. W efekcie skutki wprowadzonej regulacji zostałyby uchwycone po jednym roku. Umożliwiłoby to wyeliminowanie niepożądanych skutków wynikających z przesunięcia w czasie efektu wprowadzenia w życie danej regulacji. To przesunięcie wynikałoby z zasad *vacatio legis* a także okresu na dostosowanie przedsiębiorstw do nowej rzeczywistości rynkowej. Dostosowanie to wynikało z zasad rezerwacji przepustowości przesyłowej i magazynowej, występującego na rynku gazu ziemnego efektu sezonowości, jak również funkcjonującej w systemie gazowym zasady, że rok gazowy nie pokrywa się z rokiem kalendarzowym, bo trwa od 1 października do 30 września roku kolejnego. Tej zasady nie wprowadzono w przypadku pozostałych mierników przyjętych w badaniach podłużnych, tj. zmiany w odbiorach paliwa gazowego przez odbiorców końcowych, wskaźnika zmian liczby

koncesji OGP i koncesji OGZ oraz wskaźnika zmian liczby zmian sprzedawcy gazu ziemnego. Wiązało się to z zasadami pozyskiwania danych oraz niezbędnym czasem do wprowadzenia zmian przez przedsiębiorstwa po wprowadzenia zmian w regulacjach. Wskaźnik zmiany w odbiorach paliwa gazowego przez odbiorców końcowych skonstruowano z założeniem, że wartości zaobserwowane w całym roku kalendarzowym odnoszone były do wartości z roku poprzedniego. Liczba koncesji według stanu na koniec roku odnoszona była do liczby koncesji na koniec roku ubiegłego. Zaś wskaźnik liczba zmian sprzedawcy odpowiadał temu samemu okresowi, w którym dokonane zostały zmiany regulacyjne. Wynika to z procedur OSD właściwych dla zmiany sprzedawcy nakazujących skuteczne przeprowadzenie tego procesu w okresie nie dłuższym niż 21 dni<sup>65</sup>.

W badaniu podłużnym mogłyby wystąpić hipotetyczna sytuacja, że w danym roku kalendarzowym mogłyby wystąpić zmiany dwóch lub trzech zmian regulacji (zmiennych niezależnych), które miałyby różny wpływ na zarządzanie przedsiębiorstwami obrotu. W takim przypadku interpretacja wyników tego badania mogłyby przynieść trudności. W celu ich uniknięcia, w badaniu wywiady z ekspertami został przewidziany mechanizm wartościowania wpływu poszczególnych zmiennych niezależnych na działalność przedsiębiorstw obrotu. Każdy z ekspertów miał być poproszony o wskazanie procentowego wpływu danej zmiennej na warunki prowadzenia działalności handlowej przez przedsiębiorstwo obrotu. Średnia z odpowiedzi 4 ekspertów miała dać odpowiedź, która z regulacji wpływa na te warunki w sposób największy, i które regulacje mają mniejsze oddziaływanie na tę działalność.

Paradygmat interpretacyjny chętnie podnosi znaczenie kontekstu dla osiągniętych rezultatów (Czakoń, 2014). Ta pozycja poznawcza zakłada bowiem społeczną konstrukcję rzeczywistości opartą o zgromadzoną interpretację tych, którzy doświadczają danego zjawiska lub procesu (Shah i Corley, 2006). Informacje dotyczące tego projektu badawczego pochodziły ze źródła jednego rodzaju: menedżerów funkcjonujących w danych warunkach regulacyjnych. Z tym zagadnieniem wiązała się kwestia rygoru metodologicznego utożsamianego z istotnymi cechami poznawczymi badań jakościowych, mianowicie solidnością (Bowen, 2009) i wiarygodnością (Niemiński, 2009). Autor założył, że o trafności badań nie powinna decydować liczebność próby, lecz jej jakość. Założenie celowego doboru próby w obu

---

<sup>65</sup> <https://www.psgaz.pl/documents/21201/404456/Procedura+zmiiany+sprzedawcy/13793c21-e9ae-4832-ac11-7698f6cb1d99> (dostęp: 31.10.2019).

uzupełniających się technikach badawczych dawało możliwość uzyskania wysokiego stopnia rzetelności, wiarygodności oraz solidności badawczej, a także – co nie bez znaczenia – niskimi kosztami przeprowadzenia badań, krótkim czasem zbierania danych oraz możliwością utrzymania koncentracji na problemie badawczym. W celu eliminowania błędów związanych z próbą badawczą, prośbę o udział w badaniu skierowano bezpośrednio do menedżerów aktywnych na polskim rynku przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym. Ponieważ z przyjęciem założenia doboru celowego próby wiąże się nieokreślone prawdopodobieństwo reprezentatywności (Frankfort-Nachmias i Nachmias, 2001), autor badania podjął decyzję o skierowaniu prośby o udział w badaniu ilościowym do wszystkich znaczących podmiotów prowadzących działalność obrotu gazem ziemnym.

W aspekcie rzetelności badawczej należy zwrócić uwagę na silny związek badacza z badaniem, właściwy dla metod interpretatywnych (Sułkowski, 2011). Elementem towarzyszącym badaniom mógł być subiektywizm badającego zwłaszcza w aspekcie relacji osoby prowadzącej badania z przedmiotem badania. Fakt związania badającego z jednym z konkurentów badanych firm i osobista znajomość respondentów mogły mieć wpływ na jakość udzielnych odpowiedzi w badaniu wywiady z ekspertami. Korzyścią tej sytuacji było uzyskanie zgody na przeprowadzenie wywiadów, co miało duże znaczenie biorąc pod uwagę, że środowisko zajmujące się handlem paliwami gazowymi jest małe i hermetyczne a w dodatku niechętnie dzielące się informacjami o przyjętej strategii konkurencyjnej.

Biorąc pod uwagę powyższe aspekty autor podjął decyzję o przeprowadzeniu dwóch uzupełniających się względem siebie badań: jakościowych i ilościowych. Opisaną wyżej słabość miało zminimalizować przeprowadzenie badania ankietowego, wszak respondent udzielał informacji ujętych w kwestionariuszu ankiety anonimowo i bez obecności badacza.

Elementami mogącymi mieć znaczenie w aspekcie trafności testu, mogły być także:

- fakt przeprowadzenia badania w trakcie sezonu zimowego, gdy występuje wzrost kosztów pozyskania paliwa gazowego przez przedsiębiorstwa obrotu, wzrost poziomu poboru gazu z sieci przez klientów tych przedsiębiorstw oraz konieczność utworzenia zapasów obowiązkowych, co wiązało się z koniecznością zamrożenia aktywów dotychczas pracujących na rzecz tych przedsiębiorstw;
- doświadczenia respondentów będące konsekwencją wprowadzenia tzw. ustawy prądowej uchwalonej 13 czerwca 2019 roku przez Sejm RP, przewidującej

rekompensatę dla przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną w odniesieniu do różnicy cen za energię elektryczną w okresie dostaw a cenami z 1 lipca 2018 roku. Decyzje Prezesa URE o zmianach cen w taryfach dla odbiorców sklasyfikowanych w grupach taryfowych G skutkujące wzrostem cen za energię elektryczną o ponad 10% spowodowały utworzenie rezerw na ewentualne straty z prowadzonej działalności operacyjnej głównych sprzedawców energii elektrycznej zgodnie z wymogami MSR 37. Pomimo wzrostu cen przedsiębiorstwa te uznały, że rekompensaty nie pokryły w pełni kosztów uzasadnionych sprzedawanej energii elektrycznej w tych grupach taryfowych (PAP Biznes, 2019).

Istotną kwestią odnoszącą się do założonych etapów badań była nieustannie zmieniająca się rzeczywistość rynkowa. To zaś wymuszało dokonanie modyfikacji niektórych z elementów zaprojektowanego projektu badawczego. Ta wymuszona modyfikacja zakresu badań wynikała w szczególności z:

- ogłoszenia 25 lipca 2019 roku przez Radę Ministrów projektu rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, którego celem było zwiększenie efektywności mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Wobec opublikowania projektu rozporządzenia wprowadzającego obowiązek opracowywania przez OSP i OSD planów ograniczeń, symulacja działań przedsiębiorstwa obrotu w tego typu sytuacjach stała się bezprzedmiotowa,
- utraty znaczenia węgla jako dobra substytucyjnego w stosunku do gazu ziemnego w zakresie ogrzewania budynków.

W ślad za decyzjami samorządu stolicy Małopolski<sup>66</sup>, który wprowadził od 1 września 2019 roku w Krakowie całkowity zakaz stosowania węgla i drewna w kotłach, piecach i kominkach, podobne przepisy wprowadziły także inne władze lokalne, jak np. władze Sejmiku Województwa Mazowieckiego<sup>67</sup>. Tym samym analiza konkurencyjności gazu ziemnego w stosunku do węgla, stanowiącego najbardziej znaczące dobro substytucyjne, stała się bezprzedmiotowa.

---

<sup>66</sup> Uchwałą Nr XXXII/452/17 Sejmiku Województwa Małopolskiego z dnia 23 stycznia 2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa małopolskiego ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw.

<sup>67</sup> Jak np. Uchwała nr 162/17 z 24 października 2017 r. Sejmiku Województwa Mazowieckiego przyjął tzw. uchwałę antysmogową wprowadzającą na obszarze województwa mazowieckiego ograniczenia i zakazy w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw. Uchwałę opublikowano w Dzienniku Urzędowym Województwa Mazowieckiego z 27 października 2017 r. poz. nr 9600.

### 5.3. Wyniki badań i analiz

W niniejszym rozdziale rozprawy zaprezentowano wyniki badań wykonanych przez autora pracy. Uwzględniono tu w szczególności wyniki badania „wywiady z ekspertami”, badań podłużnych oraz badań ankietowych.

Wyniki te zostały usystematyzowane w poszczególnych punktach tego rozdziału w sposób uwzględniający osiągnięcie celów badawczych. Analiza danych statystycznych wynikających z badania podłużnego oraz badania ankietowego została przeprowadzona z zastosowaniem pakietu IBM SPSS Statistics w wersji 26, który jest – pracującym pod kontrolą środowiska Windows – modułowym systemem przeznaczonym do analizy danych, ich graficznej wizualizacji a także prezentacji wyników tych analiz (Górniak i Wachnicki, 2010).

#### 5.3.1. Związek pomiędzy regulacjami a efektywnością segmentu obrotu

Zgodnie z założeniami badawczymi testowanie H1 było oparte na zbadaniu związku pomiędzy modelem regulacji opisanym trzema zmiennymi A, B i C a X – efektywnością segmentu obrotu rozumianą jako  $\alpha$  – pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce oraz  $\beta$  – przeciwdziałanie nieuzasadnionym (nieakceptowalnym dla odbiorców) wzrostem cen mającym odzwierciedlenie w zmianach poziomu zapotrzebowania na paliwo gazowe zgłoszonego przez odbiorców innych niż gospodarstwa domowe.

- Wyniki badania „wywiady z ekspertami”

W ocenie ekspertów warunki regulacyjne były jedną z głównych przesłanek pojawienia się ryzyka biznesowego w segmencie, które miało wpływ na zmianę ilości przedsiębiorstw obrotu funkcjonujących na rynku.

*Spadek koncesji OPG był spowodowany przede wszystkim złą strategią prowadzenia sprzedaży w wielu wypadkach bez zabezpieczenia zakupami zrealizowanej sprzedaży. To były też błędy spółek związane ze złym zarządzaniem płynnością. Ograniczenia taryfowe przy dużej zmienności cen zakupu na rynku hurtowym w ostatnich latach powodowały przejściowe turbulencje finansowe. W zakresie koncesji na obrót z zagranicą wpływ miały zmiany dotyczące zapasów*

*obowiązkowych i większe wymogi dla zabezpieczenia gazu na zapas i związane z tym zamrożenie pieniędzy tych firm.*

Kluczową dla stabilności obrotu gazem ziemnym była taryfikacja cen gazu ziemnego, która determinowała nie tylko kształt oferty rynkowej, ale też mogła spowodować brak podaży na rynku.

*Ofertę na pewno determinują [warunki taryfikacji cen], to nie ulega wątpliwości. Dziś warunki rynkowe pozwalają na przygotowanie rozsądnych ofert, ale wkrótce może się okazać, że pojawi się sytuacja braku ofert na rynku. Firmy po prostu wycofają je w przypadku, gdy cena hurtowa wzrośnie, a nie będzie możliwości zwiększenia cen dla klientów ze względu na ograniczenia taryfowe.*

Obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski również został oceniony jako niesłużący rozwojowi rynku.

*Te obowiązki są zawsze antyrynkowe. Ich likwidacja pozytywnie wpłynie na konkurencję. Firmy powinny mieć swobodny wybór źródeł gazu.*

Możliwość wystąpienia sytuacji, gdy nie będzie dostępnych ofert sprzedaży na rynku została dość mocno zaakcentowana przez ekspertów. Na pytanie: „*W jaki sposób regulacje determinują działania przedsiębiorstw w obszarze pozyskiwania odbiorców gazu ziemnego?*”, jeden z nich odpowiedział:

*Były momenty, że nie było ofert. To przez te regulacje.*

W trakcie badania „wywiady z ekspertami”, na pytanie: „*W jaki sposób regulacje determinują działania przedsiębiorstw w obszarze pozyskiwania odbiorców gazu ziemnego?*”, jeden z ekspertów odpowiedział cyt.:

*Co najmniej wpływają na cenę produktu. Możliwość oferowania produktów długoterminowych – czyli na kształt oferty. To powoduje dostosowanie w działaniach firm. Moje osobiste zdanie: firmy zaczną sprzedawać produkty finansowe, np. opcje. Wejdą firmy, które nie będą musieć spełniać warunków regulacyjnych. Co wówczas z firmami branżowymi i tzw. bezpieczeństwem dostaw?*

#### - Wyniki badania podłużnego

Wywiady z ekspertami zostały przeprowadzone w okresie od 21 stycznia do 26 lutego 2020 roku. Pierwsza część wywiadu miała na celu zoperacjonalizowanie zmiennych niezależnych. Nadane przez wszystkich ekspertów współczynniki zmian dokonanych w poszczególnych latach w stosunku do stanu z roku poprzedniego podlegały następnie uśrednieniu w sposób umożliwiający uzyskanie średniego



wskaźnika dla zmiennej. Wyniki tego badania, przedstawione w tabelach: 27, 28 i 29, zostały wykorzystane zarówno do testowania H1, jak i H2.

Ocena zmian modelu taryfikowania cen gazu ziemnego nie była jednolita. Dotyczyło to w szczególności oceny zmian wprowadzonych w roku 2013. Zmiany wprowadzone w 2009 r. zostały w większości uznane za prorynkowe, jednak jeden z ekspertów uznał, że zmiany wprowadzone w tymże roku do modelu taryfikacji miały charakter antyrynkowy. Różna była również ocena zmian wprowadzonych w 2018 roku.

Tabela 27. Operacjonalizacja zmiennej A

ROK	Ekspert 1	Ekspert 2	Ekspert 3	Ekspert 4	wskaźnik dla zmiennej A
2009					
2010					
2011					
2012					
2013	-,5	-,2	,1	,4	-,050
2014	,1			,6	,175
2015					
2016		-,5			-,125
2017	1	1	1	1	1
2018	-,2	,3		,9	,25

Źródło: opracowanie własne na podstawie badania wywiady z ekspertami.

Dokonana przez ekspertów ocena zmian regulacyjnych w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych była dość spójna. Eksperci jednoznacznie wskazali charakter zmian. Nieznacznie różniła się ocena stopnia ich oddziaływania.

Tabela 28. Operacjonalizacja zmiennej B

ROK	Ekspert 1	Ekspert 2	Ekspert 3	Ekspert 4	wskaźnik dla zmiennej B
2009	-,1	-,1	-1	-1	-,55
2010					
2011					
2012	,2	,1	,2	,5	,250
2013	,1	,2	,1	,3	,175
2014					
2015					
2016					
2017	-,1	-1	-1	-1	-,775
2018					

Źródło: opracowanie własne na podstawie badania wywiady z ekspertami.

Ocena zmian dotyczących regulacji odnoszącej się do obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego nie była spójna. Złagodzenie zasad dywersyfikacji, które weszło w życie w roku 2017, zostało uznane przez trzech ekspertów za prorynkowe. Jeden z nich uznał je za zmiany antyrynkowe.

Tabela 29. Operacjonalizacja zmiennej C

ROK	Ekspert 1	Ekspert 2	Ekspert 3	Ekspert 4	wskaźnik dla zmiennej C
2009					
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016					
2017	+0,5	+0,2	+0,1	-0,2	0,15
2018					

Źródło: opracowanie własne na podstawie badania wywiady z ekspertami.

Tabela 30. Zbiór danych do testowania H1

ROK	A	B	C	$\alpha$	$\beta$
2010	,000	,000	,000	-,007	6,663
2011	,000	,000	,000	,001	5,080
2012	,000	,250	,000	-,002	1,662
2013	-,050	,175	,000	,216	-2,330
2014	,175	,000	,000	,011	-1,861
2015	,000	,000	,000	-,034	2,345
2016	-,125	,000	,000	-,022	6,999
2017	1,000	-,775	,150	,006	34,585
2018	,250	,000	,000	-,438	5,060

Źródło: opracowanie własne.

Przedmiotem badania w obszarze statystycznego testowania H1 był związek pomiędzy zmiennymi A, B i C a zmienną  $\alpha$  przyjmującą wartość wskaźnika ESI szczegółowo opisanego w rozdziale 4.2.3 rozprawy oraz zmienną  $\beta$  przyjmującą wartość wskaźnika popytu na paliwo gazowe. Zbiór danych będących podstawą obróbki w programie IBM SPSS Statistic ujęto w tabeli 30.

Do pomiaru związku pomiędzy poszczególnymi zmiennymi został wykorzystany współczynnik korelacji r-Pearsona, który jest najpopularniejszą miarą korelacji i siły związku między zmiennymi ilościowymi (Górniak i Wachnicki, 2010). Ów współczynnik zakładający liniowy charakter tego związku mówi, o jaką część swego odchylenia standardowego zmienia się wartość jednej zmiennej jeśli wartość drugiej zmienia się o jedno odchylenie standardowe. Wyniki badań korelacyjnych pomiędzy zmiennymi zostały przedstawione w tabeli 31.

Tabela 31. Wynik badania podłużnego w zakresie testowania H1

		Zmiana wskaźnika ESI w stosunku do roku poprzedniego	Zmiana wielkości popytu w stosunku do roku poprzedniego
Zmiana obowiązku w zakresie stosowania taryf w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	-,155	,879**
	Istotność (dwustronna)	,691	0,002
Zmiana obowiązku tworzenia zapasów obowiązkowych w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	,056	-,949**
	Istotność (dwustronna)	,887	0,000
Zmiana obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	,079	,952**
	Istotność (dwustronna)	,840	0,000

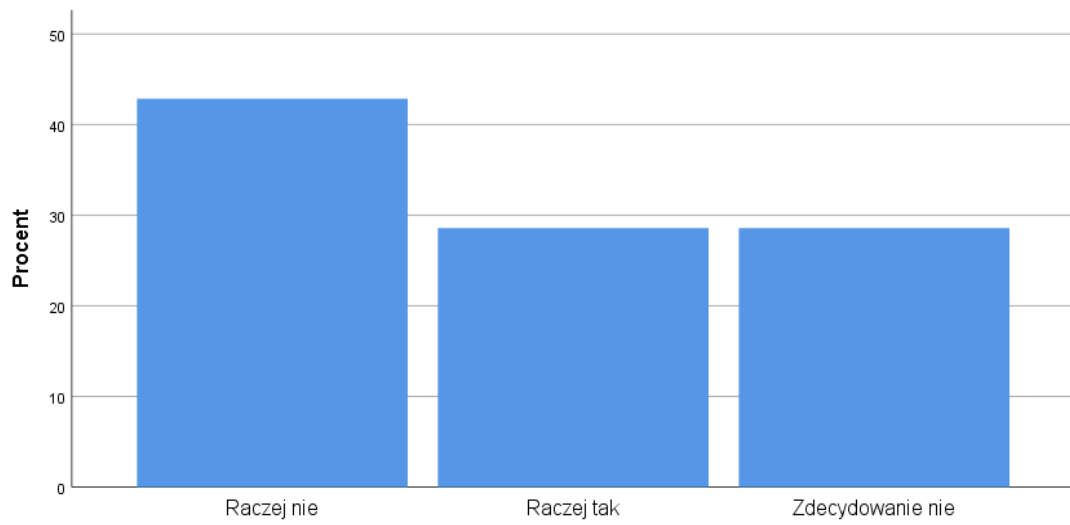
\*\* Korelacja istotna na poziomie 0.01 (dwustronnie).

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

#### - Wyniki badań ankietowych

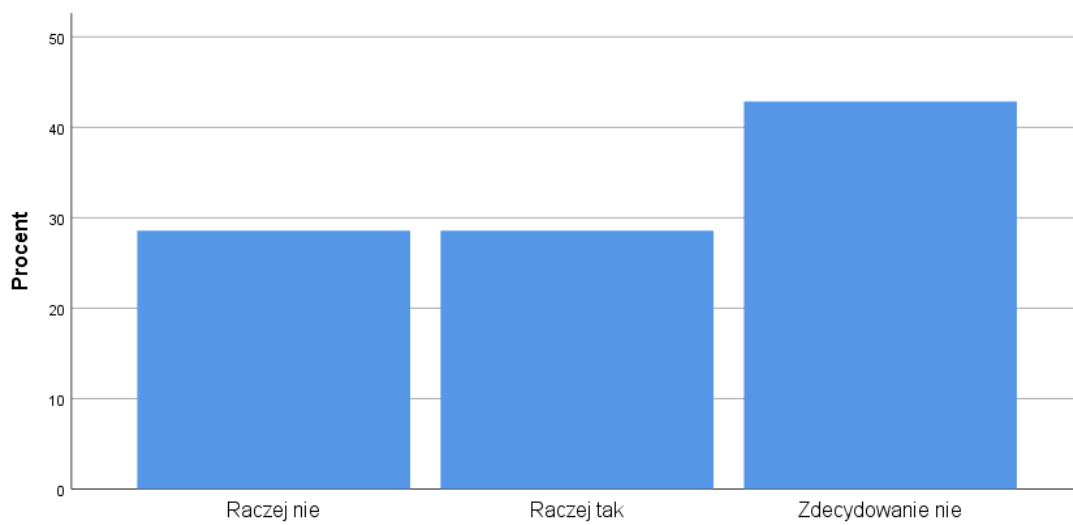
Od otwarcia rynku gazu ziemnego w Polsce, określanego w literaturze jako dzień wejścia w życie postanowień III Dyrektywy gazowej (Brzeziński, 2014), zidentyfikowane zostały przedsiębiorstwa prowadzące działalność obrotu gazem ziemnym. Istotnym źródłem informacji oraz podmiotem kluczowych badań mieli być menedżerowie tych przedsiębiorstw. Prośba o wypełnienie ankiety została skierowana do 50 menedżerów z 24 przedsiębiorstw obrotu. Liczba wypełnionych i odesłanych ankiet to 14. Liczba odpowiedzi nie jest znacząca, ale pozwala na generalizowanie wyników zwłaszcza w odniesieniu do charakteru populacji, która w 2018 r. nie była liczna, co zostało scharakteryzowane w pkt 5.2.4. Badanie ankietowe zostało przeprowadzone w dniach od 18 do 2 grudnia 2019 roku z wykorzystaniem narzędzia skonstruowanego przez zespół Google'a. Narzędzie to pozwalało na zapisanie na dysku tej firmy udzielonych przez respondentów informacji bez możliwości wskazania, kto wypełnił kwestionariusz ani jakich udzielał odpowiedzi. Zgodnie z opisanymi w pkt. 5.2.3 pracy założeniami dokonanymi na etapie przygotowawczym badani zostali wybrani w sposób celowy z założeniem, że będą to menedżerowie przedsiębiorstw obrotu prowadzących działalność w Polsce a tym samym przedsiębiorstw podlegającym reżimowi regulacyjnemu w interesującym zakresie.

Rysunek 35. Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wspierania stabilności dostaw



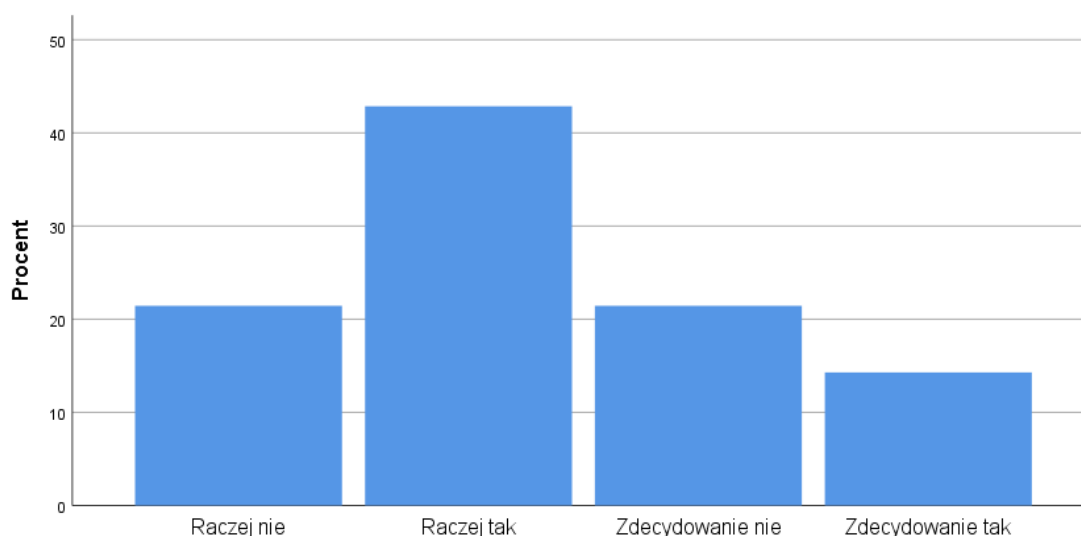
Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Rysunek 36. Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wspierania stabilności dostaw



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Rysunek 37. Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wspierania stabilności dostaw



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Menedżerom przedsiębiorstw obrotu zadane zostały pytania o ocenę wpływu badanych trzech zmiennych niezależnych A, B i C na stabilność (sprawność i pewność) dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce. Wyniki badania w postaci graficznej zaprezentowane z wykorzystaniem programu IBM SPSS Statistics zostały przedstawione na rysunkach o numerach odpowiednio: 35, 36 i 37.

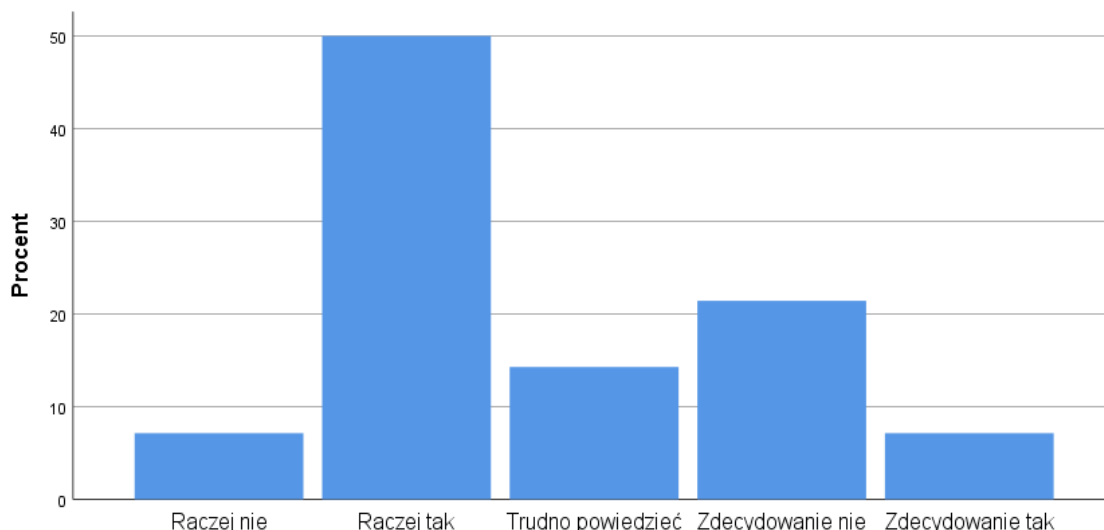
Sześcioro spośród czternastu menedżerów (42,9% badanych) odpowiedziało, że model taryfikowania cen gazu ziemnego raczej nie wspiera stabilności (rozumianej jako sprawność i pewność) dostaw gazu ziemnego do odbiorców. 4 respondentów (28,4%) było zdania, że model ten zdecydowanie nie wspiera owej stabilności. Tyle samo osób twierdziło, że model ten raczej wspiera stabilność dostaw do odbiorców.

Czterech ankietowanych menedżerów (28,4%) było zdania, że model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce raczej wspiera stabilność dostaw. Tyle samo osób twierdziło, że model ten stabilności tej raczej nie wspiera. 6 badanych (42,9%) odpowiedziało, że model ten zdecydowanie nie wspiera stabilności dostaw gazu ziemnego.

Troje spośród czternastu menedżerów (21,4%) było zdania, że model dywersyfikacji gazu ziemnego do Polski raczej nie wspiera owej stabilności dostaw i tyle samo osób twierdziło, że model ten zdecydowanie nie wspiera stabilność dostaw do odbiorców. 6 badanych (42,9%) odpowiedziało, że model dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski raczej wspiera stabilność dostaw gazu ziemnego

do odbiorców. Dwóch menedżerów stwierdziło, że stabilność dostaw jest wspierana przez model w sposób zdecydowany.

Rysunek 38. Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie ochrony gospodarstw domowych przed wzrostem cen



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

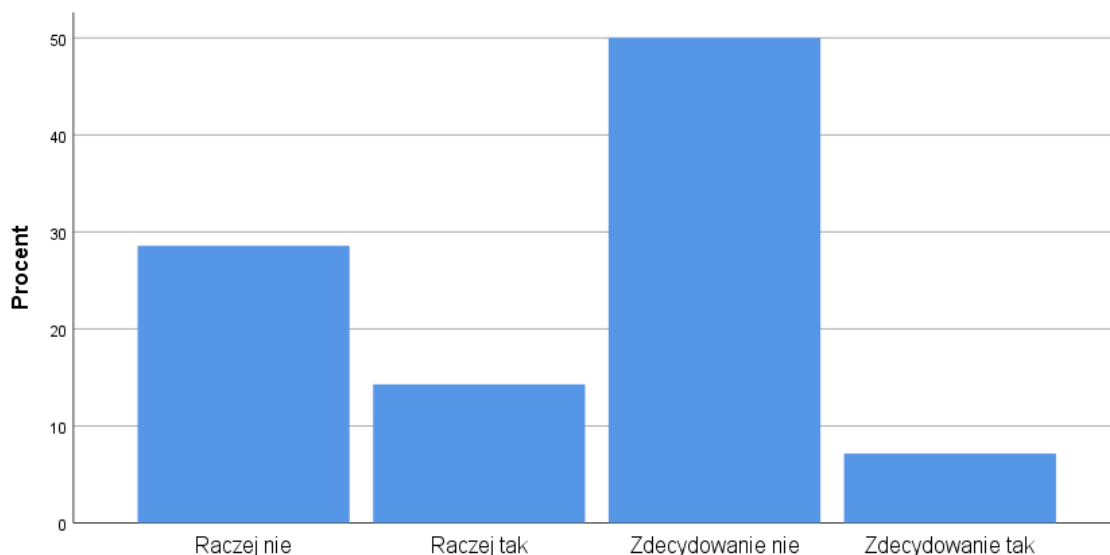
W odniesieniu do drugiego elementu dotyczącego testowania H1 w ramach badania ankietowego, 57,1% badanych wskazała, że relacja pomiędzy zmienną A i zmienną  $\beta$  jest pozytywna. Połowa ankietowanych stwierdziło, że model taryfikacji cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych raczej chroni tę grupę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen tego paliwa. Jeden z menedżerów stwierdził, że model ten chroni tych odbiorców w sposób zdecydowany. Przeciwnego zdania było trzech badanych (21,4%). Jeden z ankietowanych wskazał, że model taryfikacji raczej nie chroni tej grupy odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen za gaz ziemny (rysunek 38).

W ramach badania ankietowego podjęto próbę oceny wpływu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwo obrotu na stabilność dostaw do jego własnych odbiorców. Wyniki badania tego obowiązku wskazały, że ocena wpływu tego obowiązku dokonana przez menedżerów jest negatywna. Uważało tak czterech na pięciu respondentów (rysunek 39).

Co drugi respondent uważał, że polski model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych zdecydowanie nie wpływa na stabilność dostaw do ich własnych odbiorców (rysunek 39). 4 respondentów uważało ten wpływ jako raczej negatywny. Raczej pozytywny wpływ tych regulacji na stabilność dostaw do odbiorców tych

przedsiębiorstw widziało 2 ankietowanych (14,3%), a zdecydowanie pozytywny – tylko jeden z respondentów (7,1%).

Rysunek 39. Model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu a stabilność dostaw gazu ziemnego do ich odbiorców



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

W ramach badania ilościowego, respondentom zostało zadane pytanie o optymalny kształt tej regulacji: *Czy wg Pana/Pani regulacje powinny zobowiązywać do zagwarantowania ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych a tym samym utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego sprzedawców gazu do odbiorców końcowych, czy też podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP?*. Ich odpowiedzi zostały ujęte w tabeli 32.

Tabela 32. Rozkład odpowiedzi o optymalny kształt regulacji w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych

	Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne				
Obowiązek powinien odnosić się do firm przywożących gaz na terytorium RP	3	21,4	21,4	21,4
Obowiązek powinien odnosić się do sprzedawców gazu do odbiorców końcowych	5	35,7	35,7	57,1
Potrzebny jest model mieszany	5	35,7	35,7	92,9
Trudno powiedzieć	1	7,1	7,1	100,0
Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Pięcioro menedżerów (35,7%) stwierdziło, że badana regulacja powinna odnosić się do przedsiębiorstw obrotu, którzy sprzedają gaz ziemny do odbiorców końcowych.

Troje badanych (21,4%) uważało, że powiązanie tego obowiązku do przedsiębiorstw dokonujących przywozu gazu na terytorium Polski jest optymalne. Pięcioro respondentów (35,7%) uważało, iż potrzebny jest mieszany model regulacji. Jeden z badanych nie miał zdania w tym zakresie.

W ramach badania ankietowego podjęto próbę oceny jakości zmiennej C, tj. modelu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Rozkład odpowiedzi na pytanie: „*Które elementy modelu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP należy poprawić?*” został przedstawiony w tabeli 33.

Tabela 33. Rozkład odpowiedzi o optymalny kształt regulacji w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Należy obniżyć maksymalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła	1	7,1	7,1	7,1
	Należy zapewnić większą ilość połączeń międzysystemowych	8	57,1	57,1	64,3
	Należy zapewnić większą ilość połączeń międzysystemowych, należy obniżyć maksymalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła	1	7,1	7,1	71,4
	Należy zapewnić większą ilość połączeń międzysystemowych, rozbudować terminal LNG w Świnoujściu, zbudować nowy gazoport (FSRU w Zatoce Gdańskiej), zrealizować inwestycję w Batic Pipe, zbudować interkonektory gazowe na południu Polski	1	7,1	7,1	78,6
	Należy znieść obowiązek dywersyfikacyjny	1	7,1	7,1	85,7
	Większa ilość połączeń międzysystemowych w połączeniu z brakiem konieczności magazynowania paliwa gazowego (gdzie operator pokrywa koszty magazynowania i odzyskuje środki poprzez zwiększone stawki za przesył)	1	7,1	7,1	92,9
	Z uwagi na dynamiczny rozwój infrastruktury przesyłowej obowiązek dywersyfikacji staje się zbędny	1	7,1	7,1	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Ponad 78% badanych (11 menedżerów) stwierdziło, że należy zapewnić większą ilość połączeń międzysystemowych. Dwoje badanych (14,3%) odpowiedziało, że należy obniżyć maksymalny poziom dywersyfikacji gazu ziemnego z jednego źródła. Tyle samo osób stwierdziło, że obowiązek ten jest zbędny.

Druga część badania odnosiła się do poznania odpowiedzi menedżerów na pytania:

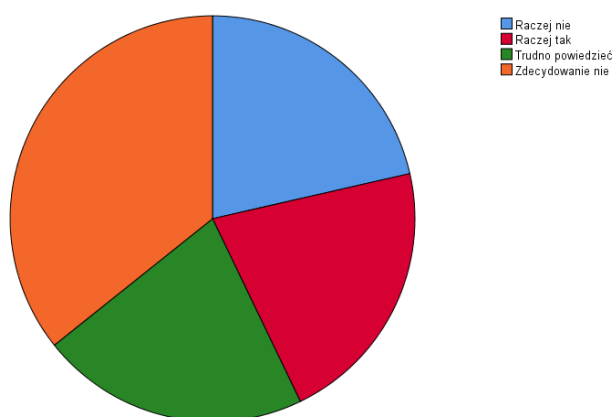
- Czy uważa Pan/Pani, że proces zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gazu ziemnego jest przejrzysty i łatwy do przeprowadzenia?



- Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych jest czytelny i zrozumiały dla odbiorców?
- Czy obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych zachęca do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców?

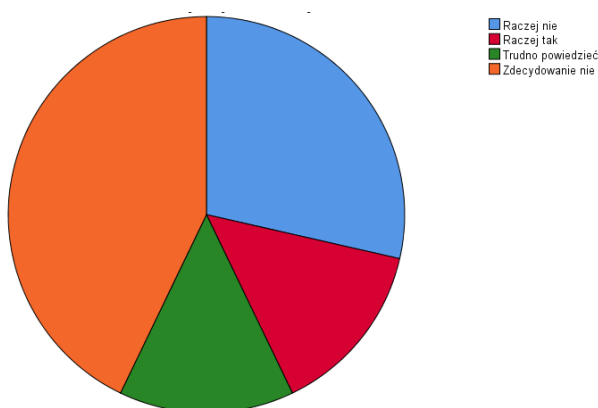
Odpowiedzi menedżerów były bardzo interesujące w aspekcie dalszych badań dotyczących interesującej problematyki. Wyniki zostały przedstawione na rysunkach odpowiednio: 40, 41 i 42.

Rysunek 40. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie o przejrzystość i łatwość przeprowadzania procesu zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gazu ziemnego



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

Rysunek 41. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie, czy model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych jest czytelny i zrozumiały dla odbiorców



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

Co piąty ankietowany uznał, że proces zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gazu ziemnego nie jest przejrzysty i łatwy do przeprowadzenia przez przedsiębiorstwa obrotu. Pięcioro respondentów (35,7%) zadeklarowało, że proces ten

w sposób zdecydowany nie jest przejrzysty i łatwy do przeprowadzenia. Przeciwnego zdania była 1/5 ankietowanych. Tyle samo badanych nie miało zdania w tej sprawie.

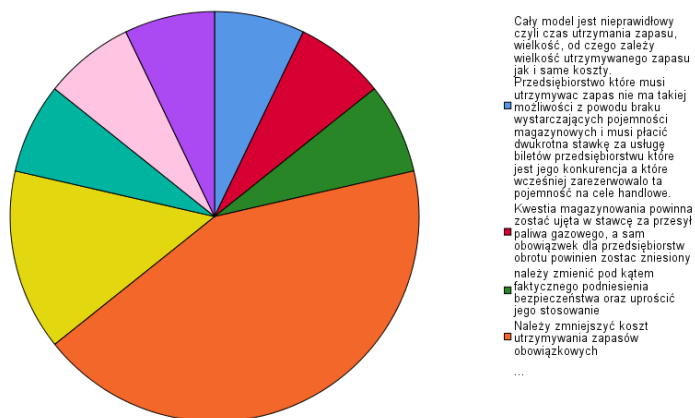
Zdecydowana większość ankietowanych (71,4%) uważała, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych nie jest czytelny i zrozumiały przez tych odbiorców. 64,2% badanych potwierdziło ten fakt jako zdecydowanie nieprzejrzysty i nieczytelny. Dwoje badanych (14,3%) było przeciwnego zdania. Tyle samo ankietowanych nie miało zdania w tej sprawie.

W ramach badania ankietowego zostały też uwzględnione dwa pytania otwarte umożliwiające udzielenie swobodnej i wielokrotnej odpowiedzi:

- Które elementy modelu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP należy poprawić?
- Które elementy modelu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP należy poprawić?

Ich celem było poznanie kierunku możliwych zmian w przyszłym modelu regulacji działalności obrotu. Rozkład odpowiedzi przedstawiono na rysunkach: 42 i 43.

Rysunek 42. Rozkład odpowiedzi na pytanie: Które elementy modelu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP należy poprawić?

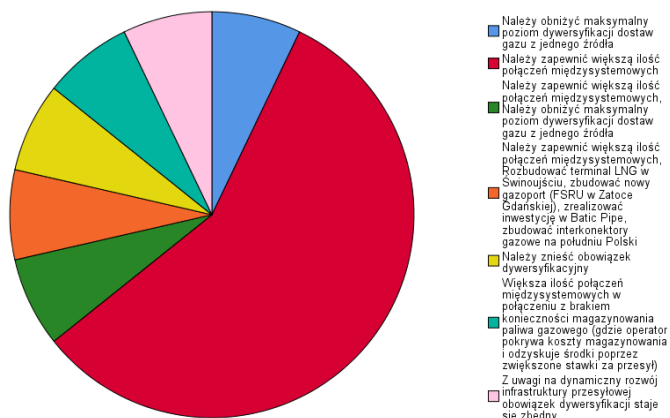


Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

Żaden z ankietowanych nie stwierdził, że model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP działa prawidłowo. Ponad 2/5 ankietowanych uznało, że należy obniżyć koszt utrzymywania zapasów obowiązkowych. Dwoje badanych (14,3%) potwierdziło, że należy zmniejszyć wielkość zapasu obowiązkowego. Pojawiały się również opinie, że: „należy skrócić okres utrzymywania zapasów obowiązkowych”, czy też: „należy udostępnić więcej pojemności magazynowych w Polsce”. Pojawiła się opinia, że: „cały model jest nieprawidłowy czyli

czas utrzymania zapasu, wielkość, od czego zależy wielkość utrzymywanego zapasu jak i same koszty. Przedsiębiorstwo które musi utrzymywać zapas nie ma takiej możliwości z powodu braku wystarczających pojemności magazynowych i musi płacić dwukrotną stawkę za usługę biletów przedsiębiorstwu które jest jego konkurencja a które wcześniej zarezerwowało ta pojemność na cele handlowe”. W ocenie jednego z respondentów, „[model] należy zmienić pod kątem faktycznego podniesienia bezpieczeństwa oraz uprościć jego stosowanie”. Pojawiły się też propozycje konkretnych rozwiązań regulacyjnych: „utrzymywanie zapasów obowiązkowych powinno być prowadzone przez OSP. Zakupy gazu ziemnego na potrzeby zapasów powinny być przez niego prowadzone w sposób transparentny np. w formie aukcji na TGE. Koszt zapasów powinien być składową opłaty przesyłowej”. Inni badani zaproponowali, aby: „kwestia magazynowania powinna być uwzględniona w stawce za przesył paliwa gazowego, a sam obowiązek powinien być zniesiony”, i że: „obowiązek utrzymywania zapasów należy przerzucić na Agencję Rezerw Materiałowych stworzoną przez państwo”.

Rysunek 43. Rozkład odpowiedzi na pytanie: Które elementy modelu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP należy poprawić?

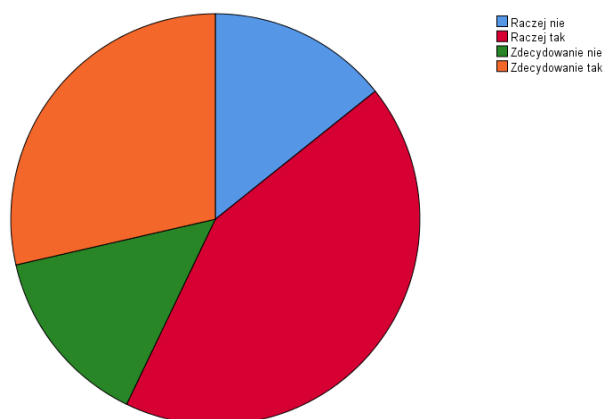


Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

Ankietowani równie chętnie wskazywali kierunki zmian w przypadku pytania o model dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP. W przypadku tej regulacji żaden z ankietowanych również nie stwierdził, że analizowany model działa prawidłowo. 11 badanych (78,4%) potwierdziło, że „należy zapewnić większą ilość połączeń systemowych”. 3 ankietowanych (21,4%) uznało, że „należy obniżyć maksymalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła”. Prawie co trzeci respondent wskazał, że obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu na terytorium RP stał się zbędny, a zatem należy go znieść.

Interesujące informacje dały odpowiedzi na temat faktycznych warunków dywersyfikowania dostaw gazu ziemnego. Rozkład odpowiedzi na to pytanie został przedstawiony na rysunku 44. 57,1% ankietowanych potwierdziło, że w Polsce są realne warunki do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Przeciwnego zdania było 42,9% badanych.

Rysunek 44. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy, Pana/Pani zdaniem, istnieją realne warunki dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

### 5.3.2. Związek pomiędzy regulacjami na efektywnością działalności obrotu

Zgodnie z założeniami badawczymi testowanie H2 polegało na zbadaniu powiązania modelu regulacji opisanego trzema zmiennymi A, B i C i efektywności działalności obrotu gazem ziemnym (Y) rozumianej jako konkurencyjność i siła rynkowa przedsiębiorstw obrotu ( $\tau$ ), opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej ( $\upsilon$ ) oraz stopień aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku ( $\omega$ ).

#### - Wyniki wywiadów z ekspertami

Regulacją, która w największym stopniu oddziaływała na warunki prowadzenia działalności handlowej, był obowiązek zatwierdzania taryf przez Prezesa URE. Eksperti wskazali na występowanie niepotrzebnego ryzyka biznesowego towarzyszącego temu obowiązkowi. Poniżej zostały zacytowane wypowiedzi ekspertów, które były przydatne w zakresie formułowania wniosków ujętych w pkt 6.1.2 rozprawy.

*Teraz jest bardzo dobry moment na uwolnienie cen. Ceny hurtowe gazu pozwalają na przygotowanie ofert sprzedaży na poziomie zbliżonym do obecnych taryf. W przypadku nagłych i niekontrolowanych zmian zawsze Prezes URE ma przecież prawo do interwencji. To pozwoli firmom budować biznesplany bez niepotrzebnego ryzyka regulacyjnego wraz z budowaniem wieloletniego portfela stabilizującego zakupy a tym samym stabilizującego ceny. Uwolnienie cen na pewno sprzyjałoby konkurencji.*

*Handel gazem teraz jest atrakcyjny ze względu na dobry układ cen na rynku hurtowym. O tym, czy jest to atrakcyjność długotrwała zdecydują m.in. ograniczenia taryfowe.*

Inny z ekspertów dość precyzyjnie opisał problem towarzyszącego ryzyka:

*Braki kapitałowe, które przyczyniły się do spadku płynności. Portfele były budowane na krótkiej pozycji. Luty-marzec w 2018 plus sroga zima w 2019, mrozy, spot wzrósł ponad 100 euro.*

*Jak był kontrakt na 90-80 złotych i pokrycie na poziomie 20-30%, cały czas na stracie. Nie było możliwości aby nie upaść. Prawo było ułomne dla klienta końcowego. Trafiał na giełdę. Podobnie robił HEG. Ta sytuacja spowodowała, że wydłużyli pozycje, ale rynek spadł. Trump stwierdził, że ceny są za wysoko. Rynek spadł. Wszyscy na długich pozycjach tracili grunt. W maju było po 58 złotych.*

W ocenie ekspertów druga z badanych regulacji, tj. obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego została niesłusznie nałożona na przedsiębiorstwa obrotu.

*Zapasy strategiczne wszystkich surowców powinny być zapewnione przez państwo a nie obciążać firmy działające na rynku wewnętrznym. Na pewno zniesienie zapasów obowiązkowych wpłynie na zmianę strategii spółek obrotowych i odciąży klientów końcowych z kosztów strategicznych państwa. Będzie to sprzyjać konkurencji.*

W ocenie ekspertów model dywersyfikacji wpłynie na poprawę warunków prowadzenia działalności.

*Tak, oczywiście, choć dywersyfikacja w najmniejszym stopniu. Dostęp do rynku wschodniego jest ograniczony.*

Jeden z ekspertów stwierdził, że wpływ regulacji w zakresie taryfikowania cen na funkcjonowanie przedsiębiorstw obrotu może być znacznie szerszy.

*Kolosalnie. Na pewno determinują sprawy operacyjne. Były momenty, że nie było ofert. To przez te regulacje.*

Na pytanie o sposób determinowania regulacji na działania przedsiębiorstw w obszarze pozyskiwania odbiorców gazu ziemnego jeden z ekspertów odpowiedział, że:

*Każdy ma swoje sposoby, nie trzeba ograniczać rynku.*

*Zadajmy sobie tu pytanie: czy sprzedaż gazu po cenie niższej niż taryfa nie może być rozumiane za działanie na szkodę spółki i akcjonariuszy? Wystarczy.*

Przyczyną zmniejszania tempa wzrostu wskaźnika liczba zmian sprzedawcy było rozpoczęcie prorynkowej aktywności przedsiębiorstwa dominującego:

*PGNiG zaktywizował się. Włączył rabaty. Spadała cena. Rynek na to pozwolił. Odbiorca decydował, by nie zmieniać sprzedawcy. Spowodowała to przewaga konkurencyjna monopolisty.*

Eksperci uznali, że regulacją mającą największy wpływ na warunki prowadzenia działalności handlowej przez przedsiębiorstwo obrotu był obowiązek taryfikowania cen gazu ziemnego. Nieco mniejszy wpływ na ten aspekt ma obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych. Najmniejszy wpływ na działalność handlową ma obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Wyniki eksperckiej oceny w tym zakresie zostały przedstawione w tabeli 34.

Tabela 34. Eksperska ocena wpływu poszczególnych zmiennych niezależnych na warunki prowadzenia działalności handlowej

Zmienna	Ocena eksperta 1	Ocena eksperta 2	Ocena eksperta 3	Ocena eksperta 4	Średnia ocena ekspercka
A	0,5	0,5	0,3	0,5	0,45
B	0,3	0,3	0,4	0,4	0,35
C	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2
Razem	1	1	1	1	1

Źródło: opracowanie własne.

#### - Wyniki badania podłużnego

Przedmiotem badania w obszarze statystycznego testowania H2 był związek pomiędzy zmiennymi niezależnymi A, B i C oraz zmiennymi zależnymi:

- stabilności prowadzenia działalności handlowej wynikającej z intensywności konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym opisanej zmienną  $\tau$  przyjmującą wartość wskaźnika CR3 zaprezentowaną w rozdziale 4.1.2 rozprawy,
- opłacalności i potencjału biznesowego prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności handlowej przyjmującej postać wskaźnika  $\upsilon$  opisanego liczbą koncesji

OGZ opisanej zmienną  $v''$  i koncesji OPG opisanej zmienną  $v''$  zaprezentowanego w pkt. 2.3.3. pracy,

- stopnia aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku opisanego zmienną  $\omega$  przyjmującą wartość wskaźnika liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego zaprezentowanego w pkt. 4.1.3. pracy,

Zbiór danych będących podstawą obróbki w programie IBM SPSS Statistic został ujęty w tabeli 35.

Tabela 35. Zbiór danych do testowania H2

$Y$	$A$	$B$	$C$	$\tau$	$v'$	$v''$	$\Omega$
2009	,000	-,550	,000	,00	0	6	0
2010	,000	,000	,000	,00	0	1	0
2011	,000	,000	,000	,00	3	2	4
2012	,000	,250	,000	,00	4	17	206
2013	-,050	,175	,000	,00	11	46	219
2014	,175	,000	,000	,00	11	0	6578
2015	,000	,000	,000	,00	14	31	23742
2016	-,125	,000	,000	,00	8	24	47688
2017	1,000	-,775	,150	-13,07	-12	4	57982
2018	,250	,000	,000	,00	-3	-3	53898

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 36. Wyniki badania podłużnego w zakresie testowania H2

		Zmiana wskaźnika CR3 w stosunku do roku poprzedniego	Zmiana liczby koncesjonariuszy OGZ wg stanu na początek roku w stosunku do roku poprzedniego	Zmiana liczby koncesjonariuszy OPG wg stanu na początek roku w stosunku do roku poprzedniego	Zmiana wskaźnika liczby zmian sprzedawcy w stosunku do roku poprzedniego
Zmiana obowiązku w zakresie stosowania taryf w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	-,943**	-,775*	-,407	,580
	Istotność (dwustronna)	0,000	,014	,276	,102
Zmiana obowiązku tworzenia zapasów obowiązkowych w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	,947**	,714*	,351	-,634
	Istotność (dwustronna)	0,000	,031	,354	,067
Zmiana obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw w stosunku do roku poprzedniego	Korelacja Pearsona	-1,000**	-,733*	-,211	,546
	Istotność (dwustronna)	0,000	,025	,587	,128

\*\* Korelacja istotna na poziomie 0.01 (dwustronnie).

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

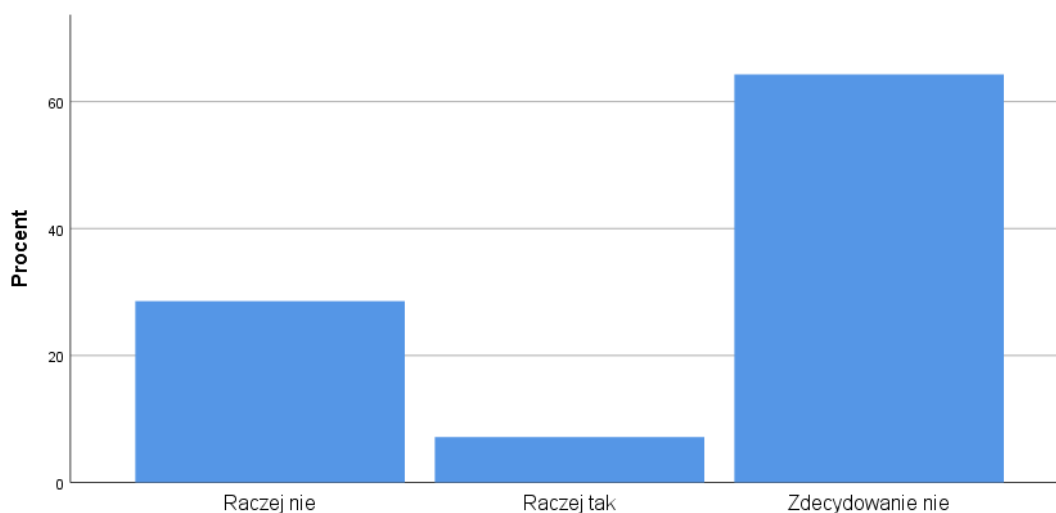
Podobnie jak przy testowaniu H1, do pomiaru związku pomiędzy przyjętymi zmiennymi został wykorzystany współczynnik korelacji r-Pearsona. Wyniki badań

korelacyjnych wykonanych za pomocą środowiska IBM SPSS Statistic zostały przedstawione w tabeli 36.

- Wyniki badania ankietowego

Wyniki badania ankietowego w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu w postaci graficznej ilustrującej procentowy rozkład częstości odpowiedzi zostały przedstawione na rysunkach o numerach odpowiednio: 45, 46 i 47. Zostały one zaprezentowane z wykorzystaniem aplikacji IBM SPSS Statistics.

Rysunek 45. Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu



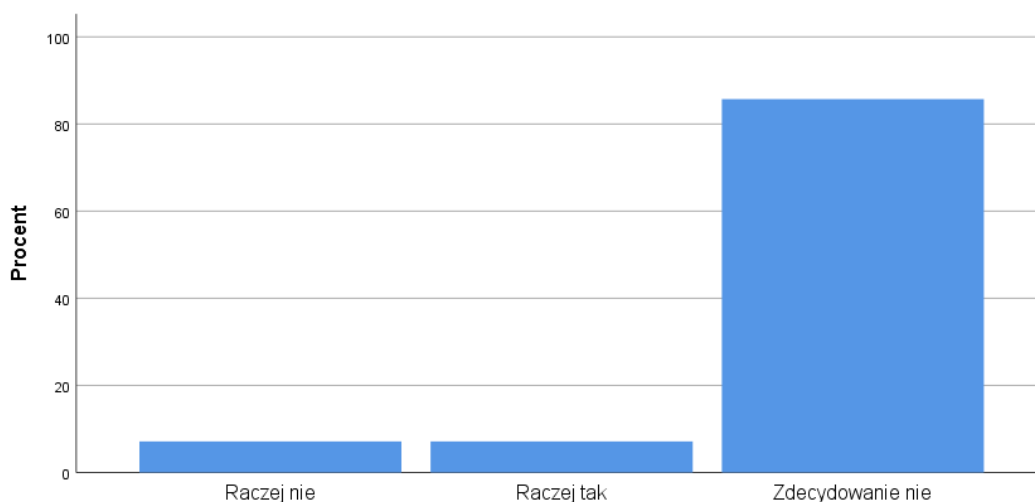
Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Ocena wpływu regulacji opisanej zmienną A na konkurencję w segmencie obrotu była negatywna. 64,2% menedżerów stwierdziło, że obowiązek taryfikowania cen gazu zdecydowanie nie wpływa na konkurencję w tym segmencie. Co trzeci respondent stwierdził, że model ten raczej nie wpływa na tę konkurencję. O pozytywnym wpływie zmiennej A na konkurencję w segmencie był przekonany tylko jeden z badanych (7,1%).

Ocena wpływu regulacji opisanej zmienną B na konkurencję w segmencie obrotu także była negatywna. 85,7% menedżerów twierdziło, że obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych zdecydowanie nie wpływa na konkurencję w tym segmencie. Jeden respondent (7,1%) uważał, że model ten raczej nie wpływa na tę konkurencję. O pozytywnym wpływie zmiennej B na konkurencję w segmencie obrotu był przekonany tylko jeden badany (7,1%).

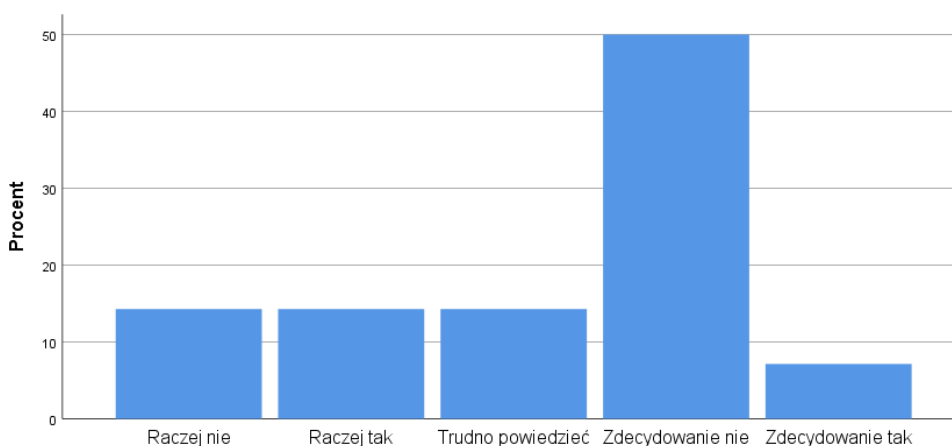


Rysunek 46. Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Rysunek 47. Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Ocena wpływu regulacji opisanej zmienną C na konkurencję w segmencie obrotu była negatywna. Połowa menedżerów stwierdziła, że obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu do Polski zdecydowanie nie wpływa na konkurencję w tym segmencie. Dwóch respondentów (14,3%) uważało, że model ten raczej nie wpływa na tę konkurencję. Również dwóch badanych (14,3%) oceniło, że ten wpływ jest raczej pozytywny. W interesującym temacie zdania nie miało 2 badanych (14,3%).

Negatywna ocena wpływu zmiennych A, B i C wynikała z oceny siły rynkowej poszczególnych przedsiębiorstw obrotu. Ankietowanym zadano pytanie: „Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw

domowych osłabia siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym?”. Rozkład częstości odpowiedzi został przedstawiony w tabeli nr 37.

Ponad 70% badanych stwierdziło, że model taryfikacji cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych osłabia siłę rynkową przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym. Połowa z nich uważała, że model ten osłabia tę siłę w sposób zdecydowany. Przeciwnego zdania było dwoje badanych (14,3%). Uważali oni, że zmienna A zdecydowanie nie osłabia siły rynkowej przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym. Również 2 badanych (14,3%) nie miało zdania w badanej sprawie.

Tabela 37. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej A na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej tak	5	35,7	35,7	35,7
	Trudno powiedzieć	2	14,3	14,3	50,0
	Zdecydowanie nie	2	14,3	14,3	64,3
	Zdecydowanie tak	5	35,7	35,7	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Elementem badania ankietowego była również ocena wpływu zmiennej B na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu. Respondentom zadano pytanie: „Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych osłabia siłę rynkową tego przedsiębiorstwa?”. Rozkład częstości odpowiedzi został przedstawiony w tabeli nr 38.

Tabela 38. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej B na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej nie	1	7,1	7,1	7,1
	Raczej tak	5	35,7	35,7	42,9
	Zdecydowanie tak	8	57,1	57,1	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Prawie 93% badanych stwierdziło, że model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych osłabia siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym. Aż 3/5 z nich uważało, że model ten osłabia tę siłę w sposób zdecydowany. Przeciwnego zdania był jeden menedżer (7,1%). Uważał on, że zmienna (B) raczej nie osłabia siły rynkowej przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym. 2 badanych (14,3%) nie miało zdania w badanej sprawie.

Elementem badania ankietowego była również ocena wpływu trzeciej zmiennej C na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu. Rozkład częstości odpowiedzi, na pytanie: „Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwo dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP osłabia siłę rynkową tego przedsiębiorstwa?”, został przedstawiony w tabeli nr 39.

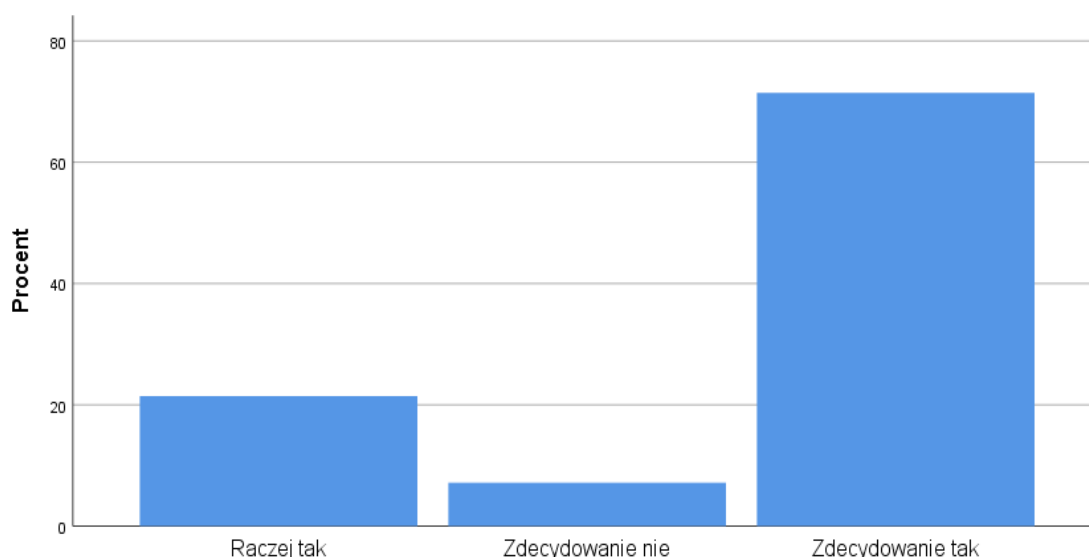
Ponad 57% badanych stwierdziło, że model dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski osłabia siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym. Połowa badanych uważała, że model ten osłabia tę siłę w sposób zdecydowany. Przeciwnego zdania było 2 menedżerów (14,3%). Również 2 badanych (14,3%) nie miało zdania w badanej sprawie.

Tabela 39. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej C na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej nie	1	7,1	7,1	7,1
	Raczej tak	3	21,4	21,4	28,6
	Trudno powiedzieć	2	14,3	14,3	42,9
	Zdecydowanie nie	1	7,1	7,1	50,0
	Zdecydowanie tak	7	50,0	50,0	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Rysunek 48. Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu



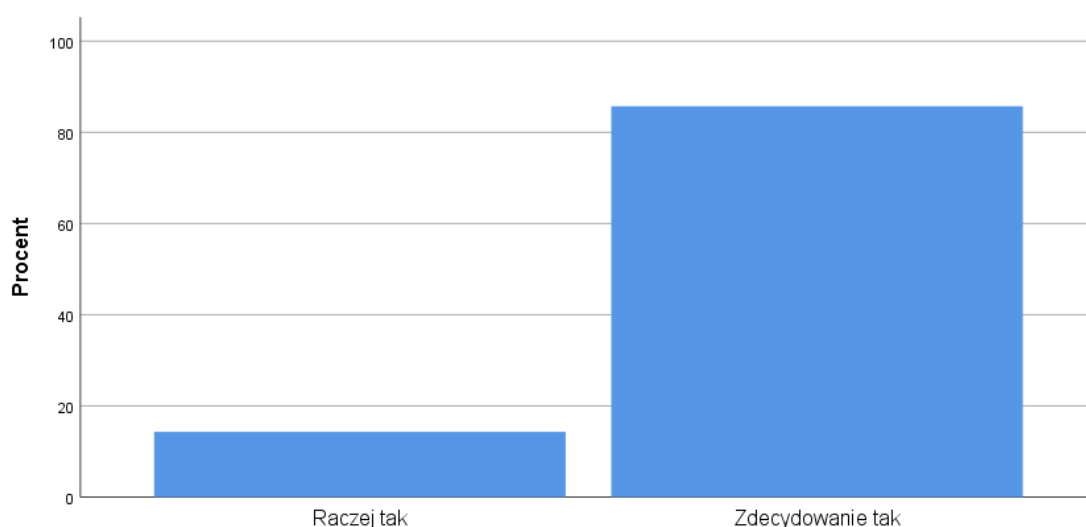
Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Logikę w interpretowaniu wpływu zmiennych A, B i C na stabilność przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym potwierdziły 2 zestawy odpowiedzi

menedżerów na pytania o: wpływ badanych zmiennych na ryzyko biznesowe przedsiębiorstw obrotu (rysunki odpowiednio: 48, 49 i 50) oraz efekt, jaki mogłaby przynieść hipotetyczna likwidacja obowiązków regulacyjnych A, B i C (tabele odpowiednio: 39, 40 i 41).

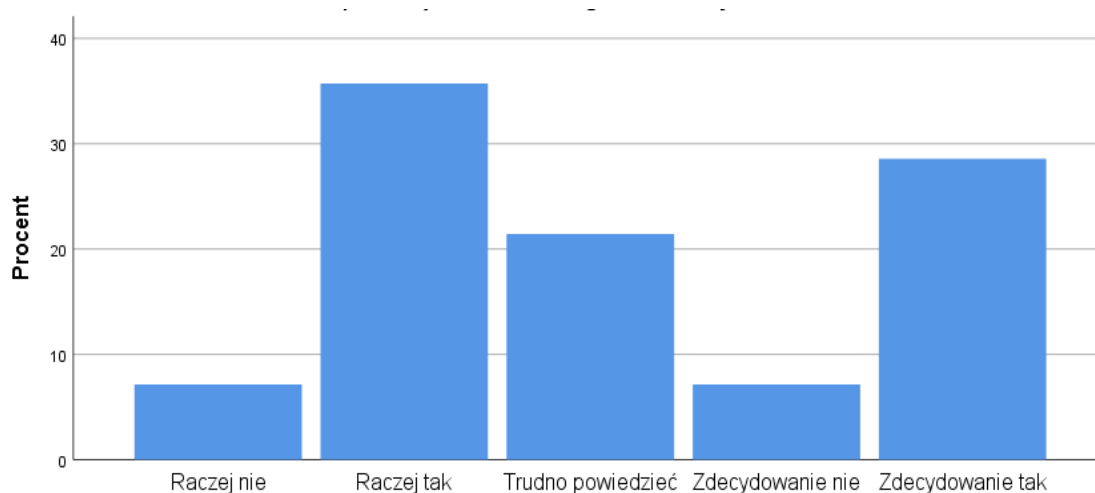
Prawie 93% menedżerów przedsiębiorstw obrotu uważało, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych kreuje ryzyko biznesowe dla przedsiębiorstw prowadzących sprzedaż dla tej grupy odbiorców. Przeciwnego zdania był tylko jeden z badanych (7,1%).

Rysunek 49. Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Rysunek 50. Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu



Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Wszyscy menedżerowie przedsiębiorstw obrotu byli przekonani, że model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych wpływa na ryzyko biznesowe dla przedsiębiorstw obrotu. Żaden z badanych nie uważał, że model ten pozytywnie wpływa na zmniejszenie ryzyka przedsiębiorstw prowadzących tę działalność.

Dwoje ankietowanych (14,3%) było przekonanych o zmniejszeniu ryzyka biznesowego przedsiębiorstw, które było wynikiem wprowadzonych zasad dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. Większość badanych 64,3% było przeciwnego zdania, a 2 menedżerów nie miało zdania w tej sprawie.

Równie interesujące były odpowiedzi respondentów o wpływ hipotetycznej likwidacji regulacji na wzrost atrakcyjności i potencjału biznesowego prowadzonej działalności handlowej. Wyniki przedstawiono w tabelach: 40, 41 i 42. Ponad 78% badanych stwierdziło, że likwidacja obowiązku taryfikowania cen gazu dla gospodarstw domowych (zmienna A) pozytywnie wpłynie na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym. Jeden z badanych (7,1%) był przeciwnego zdania. Zdania w badanej sprawie nie miało 2 badanych (14,3%).

Tabela 40. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku taryfikowania cen gazu dla gospodarstw domowych na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej tak	6	42,9	42,9	42,9
	Trudno powiedzieć	2	14,3	14,3	57,1
	Zdecydowanie nie	1	7,1	7,1	64,3
	Zdecydowanie tak	5	35,7	35,7	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Tabela 41. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej tak	5	35,7	35,7	35,7
	Zdecydowanie tak	9	64,3	64,3	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Wszyscy badani stwierdzili, że likwidacja obowiązku taryfikowania cen gazu (zmienna B) pozytywnie wpłynie na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym. 9 badanych (64,3%) stwierdziło,

że hipotetyczna likwidacja obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP (zmienna C) pozytywnie wpłynie na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności handlowej. 2 badanych (14,3%) było przeciwnego zdania. Zdania w badanej sprawie nie miało 3 badanych (21,4%).

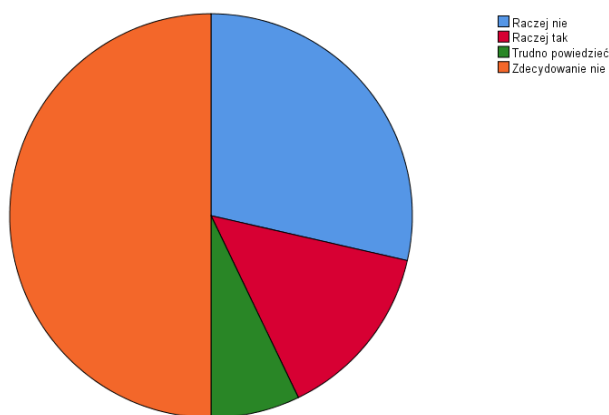
Tabela 42. Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego do Polski na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu

		Częstość	Procent	Procent ważnych	Procent skumulowany
Ważne	Raczej nie	1	7,1	7,1	7,1
	Raczej tak	3	21,4	21,4	28,6
	Trudno powiedzieć	3	21,4	21,4	50,0
	Zdecydowanie nie	1	7,1	7,1	57,1
	Zdecydowanie tak	6	42,9	42,9	100,0
	Ogółem	14	100,0	100,0	

Źródło: opracowanie własne prezentujące wyniki analiz wykonanych za pomocą programu IBM SPSS Statistics (wer. 26).

Ponad  $\frac{3}{4}$  badanych było zdania, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych nie zachęca do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców (rysunek 51). 7 badanych (50%) stwierdziło, że model ten zdecydowanie nie zachęca do prowadzenia sprzedaży do tej grupy odbiorców. Przeciwnego zdania było 2 respondentów (14,3%). Zdania w tej sprawie nie miał jeden ankietowany (7,1%).

Rysunek 51. Rozkład odpowiedzi na pytanie: Czy obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych zachęca do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców?



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

### 5.3.3. Strategie działania przedsiębiorstw obrotu

Badania w przedmiocie poznania strategii działania przedsiębiorstw obrotu zostały przeprowadzone w oparciu o badanie „wywiady z ekspertami”, badanie ankietowe oraz analizy i symulacje przeprowadzone z uwzględnieniem wyników badań zaprezentowanych w pkt 4.3. rozprawy. W niniejszym punkcie zostały przedstawione wyniki badania „wywiady z ekspertami” i badania ankietowego.

#### - Wyniki badania „wywiady z ekspertami”

Wyniki badania w przedmiocie oceny skuteczności przyjętej strategii konkurencyjnej zostały zaprezentowane w tabeli 43.

Tabela 43. Ocena ekspercka w zakresie najskuteczniejszej strategii konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu

<i>Ekspert</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Strategia o najwyższej skuteczności	strategia zróżnicowania	koncentracji na niszy	strategia zróżnicowania	przywództwo kosztowe
Strategia o niższej skuteczności	koncentracji na niszy	strategia zróżnicowania	przywództwo kosztowe	strategia zróżnicowania
Strategia o najniższej skuteczności	przywództwo kosztowe	przywództwo kosztowe	koncentracji na niszy	koncentracji na niszy

Źródło: opracowanie własne.

Ocena ekspertów nie była jednolita. Dwóch ekspertów uznało strategię dyferencjacji za najbardziej skuteczną strategię konkurencyjną. Jeden z ekspertów stwierdził, że najbardziej skuteczną strategią jest strategia „przywództwo kosztowe”. Ostatni z nich, za najskuteczniejszą strategię uznał strategię koncentracji na niszy. Dwóch ekspertów uznało strategię przywództwa kosztowego za strategię o najniższej skuteczności i tyle samo - strategię koncentracja na niszy. Pożądane zróżnicowanie oferty można osiągnąć w drodze oferowania tego samego produktu przy jednoczesnym zróżnicowaniu kluczowych warunków umowy sprzedaży: warunków cenowych, okresu dostawy, a przede wszystkim powiązania sprzedaży gazu ziemnego z innymi produktami lub usługami.

*Na pierwszy rzut oka widoczne są 2 obszary. Pierwszy to dopasowywanie portfela zakupowego pod portfel sprzedażowy z optymalizowaniem obydwóch. Ważne aby wybierać dobry czas kiedy kupować i wykorzystanie możliwości korzystania z magazynów w celach handlowych. Drugi obszar to obsługa klienta, gdzie można*

*bundlować różne produkty energetyczne, ale też nie-energetyczne. Kluczowe w tym obszarze jest skuteczne dotarcie do klienta z ofertą.*

Odnotowano również odmienne spojrzenie na temat samego produktu, którego oczekuje klient.

*Trzeba proponować klientom różne benefity generujące wartość dodaną. Klient musi mieć możliwość oszczędzania. Na to może pozwolić bundlowanie w ofercie różnych usług i produktów. Klient powinien mieć możliwość wyboru spośród różnych ofert, ale również partnerów, z którymi chce się wiązać. Myślę, że przed nami jest zmiana wynikająca z jednej strony z potrzeb klienta w zakresie kontaktu ze sprzedawcą. Myślę, że fizyczne biura obsługi klienta w perspektywie kilku lat będą znikać lub ich ilość będzie się zmniejszać. Z drugiej zaś strony klienci będą oczekiwać możliwości szybkich zmian sprzedawcy i ofert, z których korzystają. Takie zmiany możliwe są tylko z wykorzystaniem elektronicznych kanałów kontaktów klient – firma.*

*Kwestia czasu. Będzie abonament jak w telefonii. Będzie stały abonament i klient będzie mógł zużywać gaz do woli.*

Cena wciąż pozostawała istotnym elementem strategii sprzedaży.

*Cena jest istotna. Połowa sukcesu zależy od oferowanej ceny postrzeganej jako tańsza od konkurencji. Druga połowa zależy od skutecznego dotarcia do klienta. Cena ma znaczenie też w przypadku oferty bundlowanej. Strategia dla gospodarstw domowych jest inna. Jest ograniczana taryfą. Taryf dla innych klientów nie ma i nie ma tych ograniczeń.*

W ocenie ekspertów oferowanie sprzedaży gazu ziemnego na okres dłuższy niż 12 miesięcy mogła przynieść korzyści nie tylko klientom, ale również przedsiębiorstwom obrotu.

*W tym temacie warto mieć możliwość zabezpieczenia gazu dla tej sprzedaży, stabilizowanie cen sprzedaży i portfela zakupowego. Warto również dlatego, że im dłuższy okres dostarczania gazu do klientów tym niższe są jednostkowe koszty obsługi klienta.*

Wobec zjawiska spadku tempa wzrostu wskaźnika liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego istotne znaczenie, jak wskazywali eksperci podczas wywiadów, miało skuteczne dotarcie do klienta.

*Do tej pory najskuteczniejsza była sprzedaż bezpośrednia, dotyczy to zarówno konsumentów jak i nie-konsumentów. Dla biznesu najskuteczniejsza była i jest*



*sprzedaż F2F. Dla gospodarstw domowych coraz większe znaczenie będzie mieć sprzedaż elektroniczna, bez wymiany papierowej.*

Przy konstruowaniu strategii cenowej istotna była odpowiedź na pytanie, czy istnieje przestrzeń do przygotowywania ofert cenowych niższych od cen i stawek taryfowych?

*Dziś tak, ale 2 lata temu nie było takich możliwości. Ceny hurtowe były wyższe od taryf, więc firmy nie miały tej swobody w oferowaniu. W ogóle wycofywały ofertę z rynku.*

Eksperti zwracali uwagę na towarzyszące tej strategii ryzyko rynkowe. To ryzyko wiąże się z możliwością uzyskania przewag kosztowych, co powinno wynikać ze swobody w wyborze dostawcy i miejsca dostawy.

*Na pewno w obszarze pozyskanie: poszukiwanie tańszych dostawców, czy też zakup w różnych miejscach czy krajach. Dodatkowo można szukać zmniejszania kosztów w obsłudze klienta. Widać to przy budowaniu usług i produktów – wykorzystuje się efekt skali. Obsługa elektroniczna to również ograniczanie niepotrzebnych kosztów co przeniesie się na atrakcyjność ofert.*

W najbliższej przyszłości najskuteczniejsze powinny stać się elektroniczne kanały sprzedaży.

*Tylko elektronicznie. D2D słabo, tak tylko duzi klienci. Dla W3-4 – nie ma sensu.*

Należy również zakładać spadek znaczenia dotychczasowych kanałów kontaktu odbiorców gazu ziemnego z przedsiębiorstwami obrotu, które polegały na możliwości „załatwienia” sprawy w jednym okienku.

*BOKi na pewno uwiarygadniają firmę. Klienci lubią mieć miejsce gdzie załatwić sprawę. Ten kanał ma jednak malejące znaczenie, tak jak to było w bankowości. Zdecydowanie zmieni. Już są widoczne faktury elektroniczne. Nie trzeba papieru. Powstają interaktywne biura obsługi klienta, które pozwalają na wygenerowanie rozliczenia, zmianę umowy. I to bez wizyty w BOKu czy telefonu. Kolejnym krokiem będzie podpisanie umowy bez wymiany papierowej.*

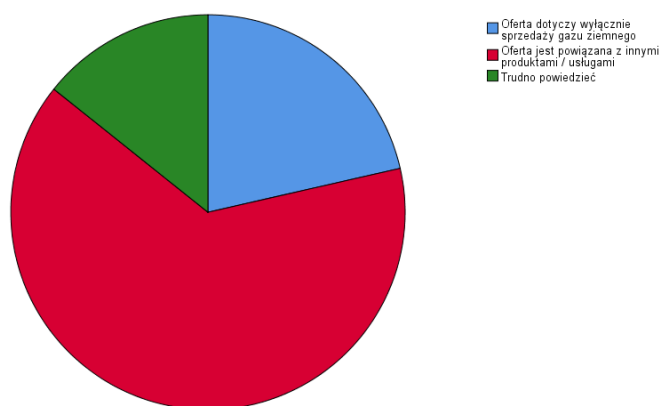
#### - Wyniki badania ankietowego

Wyniki badania ankietowego wskazały, że podstawowym sposobem na zróżnicowanie oferty gazu ziemnego do gospodarstw domowych było wprowadzenie możliwości powiązanej sprzedaży innych produktów lub usług (rysunek 52). 64,3% respondentów badania ankietowego potwierdziło, iż reprezentowane przez nich

przedsiębiorstwa prowadziły sprzedaż gazu ziemnego w powiązaniu z innymi produktami lub usługami. 21,4% badanych zadeklarowało, że ich oferta dotyczyła wyłącznie gazu ziemnego. Zdania w tej sprawie nie wyraziło 2 ankietowanych.

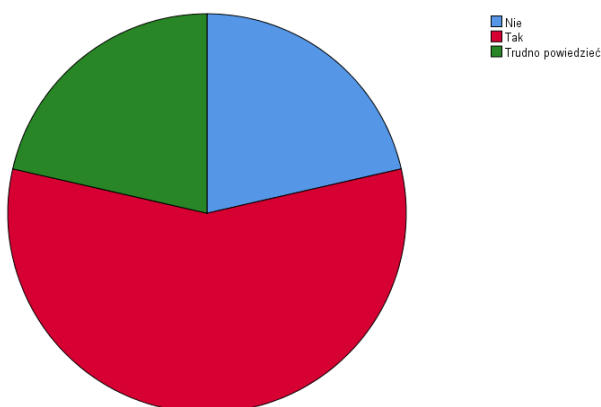
Przedmiotem badania było poznanie zakresu zróżnicowanej oferty w przedmiocie innego – niż wynikający z taryf – okresu obowiązywania cen w rozliczeniach dotyczących gazu ziemnego (rysunek 53). Na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla odbiorców oferty z ceną stałą na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy?”, twierdząco odpowiedziało 57,1% badanych. 3 respondentów (21,4%) stwierdziło, że stała cena dla dostaw realizowanych przez ich przedsiębiorstwo obrotu nie dotyczy okresu dłuższego niż 12 miesięcy. Zdania w tej sprawie nie miało również 3 respondentów (21,4%).

Rysunek 52. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy oferta Pana/Pani przedsiębiorstwa obrotu dotyczy wyłącznie gazu ziemnego, czy też jest powiązana z innymi produktami lub usługami?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

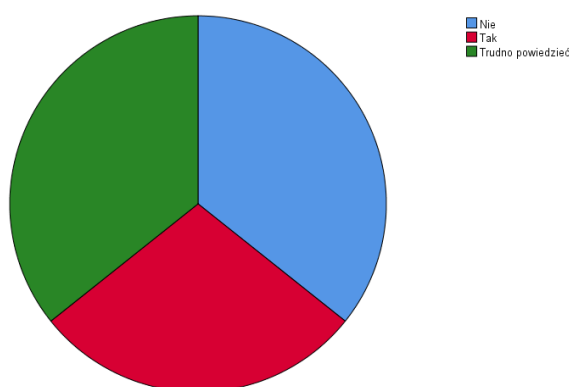
Rysunek 53. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla odbiorców oferty z ceną stałą na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

W ocenie menedżerów biorących udział w badaniu ankietowym, w celu pozyskania większej liczby odbiorców przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym powinny zaoferować produkt tańszy lub powiązać go z innymi produktami, lub usługami. Konkurencyjna oferta cenowa powinna uwzględniać cenę niższą niż ta wynikająca z taryfy albo też pozwalać odbiorcy na uzyskanie innych korzyści. W ramach badania ankietowego menedżerom zadano również pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla gospodarstw domowych oferty cenowe niższe od cen i stawek taryfowych?”. Uzyskane odpowiedzi wskazały, że takie oferty były dostępne (rysunek 54). Czterech ankietowanych menedżerów (28,4%) potwierdziło, że ich przedsiębiorstwa obrotu przygotowywały dla gospodarstw domowych oferty cenowe z ceną niższą niż cena wynikająca z taryfy. Pięciu badanych (35,7%) stwierdziło, że poziom ceny za gaz jest tożsamy ze stawką taryfową, bo nie oferują cen niższych niż cena zatwierdzona w taryfie przez Prezesa URE. Zdania w tej sprawie nie miało 5 respondentów.

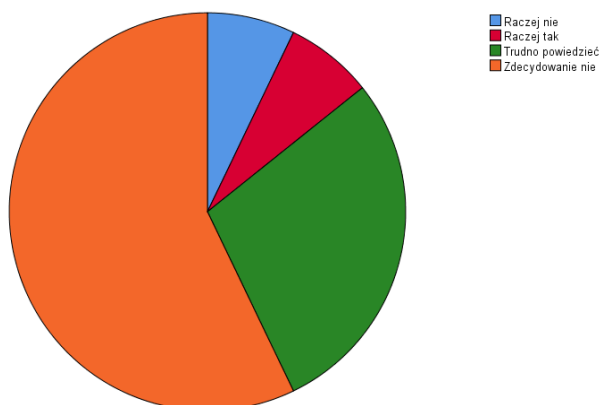
Rysunek 54. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla gospodarstw domowych oferty cenowe niższe od cen i stawek taryfowych?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

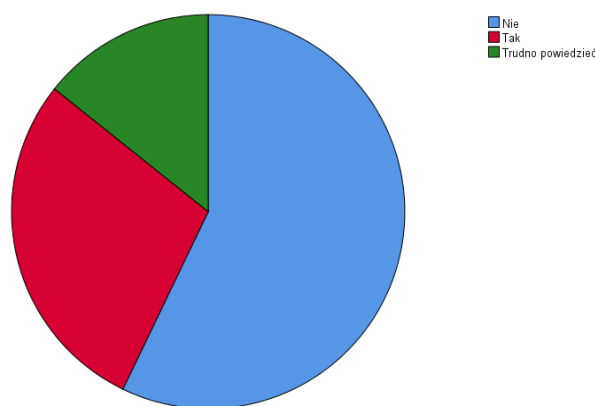
Ponad połowa menedżerów przedsiębiorstw obrotu (64,3%) uważała, że koszt utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce nie jest konkurencyjny w stosunku do europejskich instalacji magazynowych. Przeciwnego zdania był jeden menedżer (7%). Zdania w tej sprawie nie miało 28% ankietowanych (rysunek 55). Zapasy handlowe, które są podstawowym instrumentem zapewnienia stabilności dostaw gazu do odbiorców w Polsce (zagadnienie to jest wnioskiem symulacji dokonanych przez ACER i zostało szerzej zaprezentowane w 4.2.2. rozprawy) nie były gromadzone przez wszystkie przedsiębiorstwa obrotu. Tezę tę potwierdziły wyniki badania ilościowego.

Rysunek 55. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy koszt utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych w Polsce jest konkurencyjny w stosunku do warunków cenowych w europejskich instalacji magazynowych?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

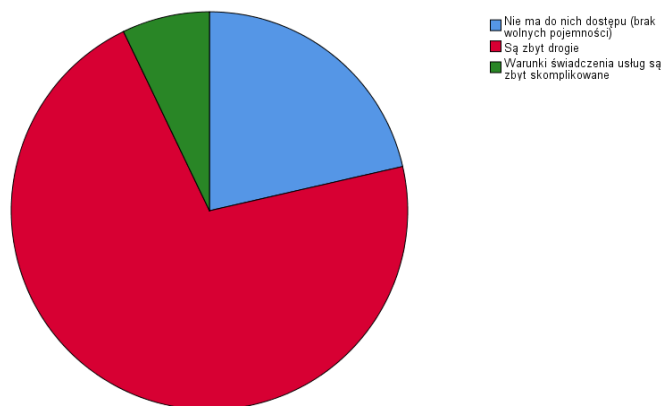
Rysunek 56. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo (lub grupa kapitałowa) gromadzi zapasy handlowe (nieobowiązkowe) w polskich instalacjach magazynowych?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

28,4% menedżerów potwierdziło, że reprezentowane przez nich przedsiębiorstwa obrotu tworzyły zapasy handlowe. 57,1% ankietowanych zadeklarowało, że nie gromadziło gazu ziemnego w PMG. Zdania w tej sprawie nie miało 2 respondentów (14,3%). Bardzo interesującą kwestią w tym obszarze jest odpowiedź na pytanie: „Co jest przeszkodą w gromadzeniu zapasów handlowych w polskich instalacjach magazynowych?”. Problem ten był elementem badania ankietowego (rysunek 56). 71,4% menedżerów przedsiębiorstw obrotu stwierdziło, że powodem braku gromadzenia zapasów handlowych w polskich instalacjach magazynowych jest ich wysoki koszt (rysunek 57). Trzech ankietowanych (21,4%) wskazało, że tym powodem jest brak technicznych możliwości utworzenia takiego zapasu. Jeden z respondentów (7%) stwierdził, że warunki świadczenia usług magazynowych są zbyt skomplikowane.

Rysunek 57. Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Co, Pana/Pani zdaniem, jest przeszkodą w gromadzeniu zapasów handlowych w polskich instalacjach magazynowych?”



Źródło: opracowanie własne za pomocą programu IBM SPSS Statistics w wersji 26.

## ROZDZIAŁ VI

### WNIOSKI WYNIKAJĄCE Z WYNIKÓW BADAŃ I ANALIZ

W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane – mające znaczenie z punktu widzenia celów rozprawy - wnioski wynikające z analizy literatury oraz badań i analiz zaprezentowanych w rozdziałach 4 i 5. Są one rozwinięciem konkluzji wynikających z dotychczasowego dorobku badawczego (zaprezentowanego w pkt 5.1. rozprawy). Pierwsza część rozdziału obejmuje interpretację wyników prac badawczych, druga przedstawia ocenę zrealizowania postawionych celów, natomiast trzecia – definiuje zagadnienia będące przedmiotem dalszych badań.

#### 6.1. Interpretacja wyników badań

Uzyskane i zaprezentowane w pkt 5.3. pracy wyniki badań umożliwiły formułowanie wniosków mających znaczenie dla postawionych celów pracy. Wnioski mające znaczenie dla pierwszego celu pracy, tj. testowania postawionych hipotez badawczych obejmujących dążenie do osiągnięcia pierwszego celu rozprawy zostały zaprezentowane w pkt 6.1.1 oraz 6.1.2. Próba odpowiedzi na pytania badawcze mające znaczenie dla osiągnięcia drugiego celu pracy, została zaprezentowana w pkt. 6.1.3.

##### 6.1.1. Wpływ regulacji na efektywność segmentu obrotu

Przedmiotem badań w zakresie testowania H1 było zbadanie wpływu zmiennych niezależnych A, B i C na pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce opisaną zmienną  $\alpha$  oraz przeciwdziałanie przed nieuzasadnionym (nieakceptowalnym dla odbiorców) wzrostem cen opisaną zmienną  $\beta$ . W przyjętym konstrukcie badawczym zjawisko to przybrało postać zależności  $(A \cup B \cup C) \Rightarrow X$ . Zaprojektowane badania zakładały przeprowadzenie analizy tego związku we wszystkich parach zmiennych niezależnych i zależnych. Zaprezentowane w niniejszym rozdziale wnioski wynikały z następujących, syntetycznych wyników badań:

- 1) w zakresie zależności:  $(A \cup B \cup C) \Rightarrow \alpha$ :
  - a) Związek pomiędzy zmiennymi A i  $\alpha$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż obowiązujący model taryfikacji (zmienna A) wspiera pewność i stabilność

dostaw (zmienna  $\alpha$ ). 71,4% ankietowanych stwierdziło, że wpływ A na  $\alpha$  jest negatywny. Negatywny związek pomiędzy zmiennymi wskazały wyniki badania podłużnego, jednak wysoki poziom istotności (dwustronnej) przekraczający poziom 0,05 wskazał na brak zależności pomiędzy nimi.

- b) Związek pomiędzy zmiennymi B i  $\alpha$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, że regulacje w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B) wzmacniają stabilność i pewność dostaw gazu ziemnego (zmienna  $\alpha$ ). Uważało tak 78,4% respondentów. Również wyniki badania podłużnego nie wykazały związku pomiędzy B a  $\alpha$ . Poziom istotności (dwustronnej) w badaniach r-Pearsona wyraźnie przekraczał 0,05, co należy zinterpretować jako brak zależności pomiędzy zmiennymi.
- c) Związek pomiędzy zmiennymi C i  $\alpha$ : badanie ankietowe potwierdziło tezę, że regulacje w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego (zmienna C) wzmacniają stabilność i pewność dostaw gazu ziemnego (zmienna  $\alpha$ ). Tego zdania było 57% respondentów. Wyniki badania podłużnego wskazały na brak zależności pomiędzy zmiennymi. Poziom istotności (dwustronnej) w badaniach r-Pearsona wyraźnie przekraczał 0,05.

2) w zakresie zależności (A U B U C)  $\Rightarrow$   $\beta$ :

- a) Związek pomiędzy zmiennymi A i  $\beta$ : badanie ankietowe potwierdziło tezę, iż model taryfikacji (zmienna A) przeciwdziała nieuzasadnionemu (nieakceptowalnemu przez odbiorców) wzrostowi cen (zmienna  $\beta$ ). Stwierdziło tak 57,1% badanych. Tezy tej nie potwierdziły wyniki badania podłużnego. O ile zaobserwowany został wzrost cen dla odbiorców, dla których od 2017 roku ceny nie podlegają taryfikowaniu, to nie został on uznany za nieakceptowalny. Mimo wzrostu cen wzrosło zapotrzebowanie na to paliwo. Korelacja r-Pearsona tych zmiennych na poziomie 0,879 była bardzo wysoka. Poziom istotności korelacji (dwustronnej) na poziomie 0.01 należy zinterpretować jako silną zależność pomiędzy zmiennymi.
- b) Związek pomiędzy zmiennymi B i  $\beta$ : wyniki analizy ujętej w pkt 4.3.2. wskazują, że wypełnianie obowiązków wynikających z regulacji w zakresie utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych kreowało presję na wzrost cen. Fakt ten przeczy tezie, iż regulacja ta przeciwdziała wzrostowi cen. Wyniki badania podłużnego wskazały negatywną zależność pomiędzy zmienną B i zmienną  $\beta$  rozumianą jako zmiana zapotrzebowania na paliwo gazowe (poziom wskaźnika r-

Pearsona: -0,949). Poziom istotności korelacji (dwustronnej) na poziomie niższym niż 0.01 należy zinterpretować jako występującą silną zależność pomiędzy badanymi zmiennymi. Mimo zaobserwowanego wzrostu cen dla odbiorców, których od 2017 roku nie dotyczył obowiązek taryfikacji cen (co zostało zaprezentowane w pkt 4.3.3 pracy), wzrost poziomu popytu na gaz ziemny w Polsce wskazał, że nie jest to wzrost przez tych odbiorców nieakceptowalny (nieuzasadniony).

- c) Związek pomiędzy zmiennymi  $C$  i  $\beta$ : wyniki analiz ujętych w pkt 3.2.3. oraz 4.3.2. wskazują, że wypełnienie obowiązków wynikających z regulacji w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski same w sobie rodziły presję na wzrost cen. Wyniki badania podłużnego wskazały na występującą silną zależność pomiędzy zmienną  $C$  i zmienną  $\beta$ , wszak poziom istotności korelacji (dwustronnej) odnotowano na poziomie niższym niż 0,01. Wskaźnik r-Pearsona był dodatni i wyniósł 0,952.

Wyniki badań na temat wpływu regulacji na stabilność i pewność dostaw gazu ziemnego do Polski nie pozwoliły na sformułowanie jednoznacznych wniosków. Wpływ ten został potwierdzony w badaniu podłużnym. W stosunku do zmiennej  $A$  i zmiennej  $B$  był on negatywny. W badaniu ankietowym odnotowano niejednorodną ocenę menedżerów odnośnie kierunku wpływu obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw (zmienna  $C$ ) na tę stabilność. Tyle samo menedżerów twierdziło, że wpływ ten jest pozytywny, co negatywny. Badanie podłużne zakładające poznanie związku korelacyjnego pomiędzy poszczególnymi zmiennymi w poszczególnych latach obserwacji a wskaźnikiem ESI nie potwierdziło występowania związku pomiędzy zmiennymi. O ile założenia dotyczące badania ankietowego nie uwzględniały oddziaływania czynnika czasu, tj. okresu, w którym te zmienne niezależne wpływają na zmienną zależną, to ten czynnik był podstawą konstrukcji i zasad metodycznych badań podłużnych. Przyjęte zasady badań podłużnych nie uwzględniały przypadku, iż skutek wywołany zmianą regulacji dokonany w danym roku może powodować zmiany zmiennej zależnej  $\alpha$  nie w tymże, ani następnym roku, jak założono w badaniu podłużnym, a w latach kolejnych. Faktem jest, że stopień stabilności i pewności dostaw gazu w okresie 2009-2018 systematycznie ulegał poprawie. Wskaźnik ESI poziomu 0,29 w 2009 roku wzrósł o 50% do poziomu 0,44 w roku 2018. Tę interpretację może wyjaśnić sposób budowy wskaźnika ESI, który jako wskaźnik zagregowany składający się z możliwie dużej ilości elementów uwzględnia również czynniki infrastrukturalne.



Przyjmując, że zdolności przesyłowe nowobudowanej infrastruktury dywersyfikacyjnej byłyby dostępne co najmniej po np. 3 latach (jeśli tyle trwałby cykl inwestycyjny każdej infrastruktury przesyłowej) od pozytywnego wyniku procedury *open-season*, w którym przedsiębiorstwa obrotu wyrażają zainteresowanie wykorzystaniem nowej infrastruktury (do czego impulsem mogłyby być warunki wynikające z poszczególnych regulacji), to efekt wprowadzanych regulacji ujawniony w zmianie wskaźnika ESI powinien wystąpić po tym okresie. Precyzyjne określenie tego okresu nacechowane byłoby jednak ryzykiem wystąpienia niezidentyfikowanych czynników i zakłóceń uniemożliwiających przeprowadzenie prawidłowego procesu wnioskowania. Uzyskane wyniki badań nie pozwoliły też na uzyskanie jednoznacznej odpowiedzi (nie było to przedmiotem pracy) o skuteczność utrzymywania regulacji w aspekcie wzmacniania bodźców dotyczących budowy nowych połączeń systemowych. Impulsy te powinny być przedmiotem dalszych badań naukowych. Niewykluczone też, że wpływ na wzmocnienie stabilności i pewności dostaw gazu ziemnego miałyby też inne czynniki (np. polityka rządu). Tym samym - choć wyniki badania podłużnego nie wskazały związku pomiędzy tymi zmiennymi - nie można jednoznacznie stwierdzić, że tego wpływu nie ma. Wpływ został potwierdzony w badaniu wywiady z ekspertami. Kluczowy dla stabilności obrotu gazem ziemnym był w szczególności wpływ obowiązku taryfikacji cen gazu ziemnego. Wpływ ten został jednoznacznie oceniony jako negatywny i niesłużący rozwojowi rynku.

Interpretacja ta uzasadniła przyjęcie wniosku, że negatywna ocena oddziaływania modelu regulacyjnego na stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców wynikała z nieoptymalnie – w ówczesnych uwarunkowaniach rynkowych – zaprojektowanego kształtu obowiązujących rozwiązań regulacyjnych. Odnotowana została ocena menedżerów przedsiębiorstw obrotu, że – nawet jeśli utworzyliby zapas obowiązkowy – to nie mógł on być wykorzystany dla zaspokojenia potrzeb ich własnych klientów, a klientów chronionych. W przypadku bowiem przedsiębiorstw obrotu prowadzących działalność na rynku hurtowym nierealizujących sprzedaży do odbiorców chronionych a dokonujących przywozu gazu ziemnego do Polski (to są podmioty w istocie rzeczywiście dywersyfikujący dostawy gazu do Polski), to oni byli zobowiązani do utworzenia i utrzymywania tych zapasów. Utworzone przez nie zapasy obowiązkowe nie zabezpieczały przed skutkami ewentualnych kryzysów i sytuacji nadzwyczajnych ani tego przedsiębiorstwa, ani jego klientów (ale innych odbiorców, których wskazało państwo). Jednocześnie - skoro zapas obowiązkowy

powinien być tworzony przez wszystkie przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego do Polski, także te będące odbiorcami końcowymi wykorzystującymi go na własne cele produkcyjne - to w przypadkach kryzysowych – jak wskazano w symulacji opisanej w pkt. 4.2.2. pracy – mogli oni być odcięci od dostępu do własnego surowca. Bezsprzecznie tracił wówczas sens dokonywania przywozu tego gazu przez te przedsiębiorstwa i tym samym tworzenia przez nie zapasów obowiązkowych. W tym zakresie zdanie zajęło Towarzystwo Obrotu Energią (TOE) argumentując (2018), że *„potrzebna jest zmiana tej regulacji, polegająca na objęciu obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dostarczanego tylko do odbiorców chronionych (gospodarstwa domowe, szpitale, żłobki), lub zmianę tzw. „modelu biletowego” i oparcie go na państwowym systemie rezerw gazu ziemnego, w którym państwo poprzez np. Agencję Rezerw Materiałowych (lub inny wskazany podmiot) będzie fizycznie utrzymywać w całości lub części zapasy gazu w zamian za opłatę celową wnoszoną przez spółki obrotu objęte obowiązkiem utrzymywania rezerw (analogiczne rozwiązanie funkcjonuje w sektorze paliw płynnych). Również nieuzasadniona wydaje się konieczność utrzymywania w okresie letnim biorąc pod uwagę cele zapewnienia ciągłości i pewności dostaw w sytuacjach kryzysowych”*. Przedstawione analizy i badania uzasadniły przyjęcie interpretacji, że regulacje same w sobie mogą hamować pożądane różnicowanie źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski. Wniosek ten może wyjaśnić efekt wystąpienia hipotetycznej sytuacji, w której przedsiębiorstwo obrotu rezygnuje z rozpoczęcia przywozu z całkowicie nowego, nieistniejącego dotychczas źródła dostaw, bo nie ma możliwości pozyskania dostępu do innego źródła (istniejące przepustowości, zarezerwowane przez inne przedsiębiorstwa nie są dla niego dostępne), a tym samym wykonania warunków wynikających z obowiązujących zasad dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście wzrasta konieczność udostępnienia większej ilości połączeń międzysystemowych. Jest to kluczowy wniosek wynikający z badań ankietowych.

W ocenie menedżerów przedsiębiorstw obrotu warunki regulacyjne były jedną z głównych przesłanek pojawienia się ryzyka w segmencie. Pokazały to wyniki badania ankietowego oraz badania „wywiady z ekspertami”. Kształt modelu taryfikowania cen gazu ziemnego może w pewnych sytuacjach rynkowych doprowadzić do ograniczenia, a nawet do usunięcia ofert z rynku. Tym samym potwierdzona byłaby teza X. Chena, H. Yanga i X. Wangba (przywołana w pkt 5.1.2.) odnosząca się do rynku

farmaceutyków. Opisane w pkt. 4.1.1 rozprawy sytuacje cofnięcia lub złożenia koncesji przez niektóre przedsiębiorstwa obrotu wywołały niepewność wśród odbiorców tych firm odnośnie do ciągłości dostaw i niepokój o warunki ponownego ich przywrócenia. Zjawiska te rodzą dodatkowe pytania o wywołane warunkami regulacyjnymi zachowania oportunistyczne, tj. o motywy złożenia koncesji, która mogły wynikać z korzystniejszej odsprzedaży towaru na rynku konkurencyjnym niż do odbiorców końcowych. Wybrane wnioski w tym zakresie zostały przedstawione w rozdziale 6.1.2 pracy.

Celem wprowadzenia mechanizmu taryfikowania cen gazu ziemnego dla odbiorców końcowych była chęć przeciwdziałania nadmiernemu wzrostowi cen. W opinii Prezesa UOKiK (UOKiK, 2012): cyt.: *„bezw warunkowe uwolnienie cen w sytuacji rynkowej z dominującym przedsiębiorstwem obrotu stanowiłoby istotne zagrożenie dla efektywnego funkcjonowania rynku gazowego. Podmiot dominujący pozbawiony kontroli ex ante ze strony Państwa mógłby ustanowić na uwolnionym obszarze rynku cenę maksymalizującą zysk monopolisty, czego efektem byłby skokowy wzrost kosztów dla odbiorców gazu. Mogłoby to spowodować istotne spowolnienie gospodarcze kraju oraz zmniejszenie konkurencyjności podmiotów krajowych wobec ich zagranicznych konkurentów. Ponadto, nawet jeśli ceny dla gospodarstw domowych nie byłyby uwolnione, pojawiłaby się silna presja na ich podniesienie oparta na argumentach, że powyższa cena hurtowa jest poprawnie wyznaczoną ceną rynkową”*. Przeprowadzone przez autora pracy badania w zakresie testowania drugiego elementu H1 potwierdziły, że istnieje związek pomiędzy wprowadzaniem regulacji a ceną gazu dla odbiorców końcowych. Ustanie w 2017 roku obowiązku taryfikacji cen gazu ziemnego dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe przełożyło się na wzrost cen. Nie zaistniały jednak inne konsekwencje dla rynku sugerowane przez Prezesa URE. Nie wpłynęło to na zmniejszenie konkurencji. Przeciwnie: stopień konkurencji w tym obszarze wzrósł (element ten został szczegółowo opisany w pkt 6.1.2 rozprawy).

Zaostrzenie warunków prowadzenia działalności handlowej prowadziło do wzrostu cen gazu ziemnego. I odwrotnie: poluzowanie śruby regulacyjnej prowadziło do ich spadku. Dwie regulacje: obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych oraz obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski same w sobie kreowały presję na wzrost cen za paliwo gazowe. Wypełnienie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na cenę gazu ziemnego został potwierdzony w badaniu opisanym w 4.3.2. rozprawy. Wskazano w nim, że – według

stanu na 30 listopada 2019 roku – łączne jednostkowe koszty wynikające z obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu odpowiadały poziomowi 3,3 zł/MWh. Przekładało się to na 3,2% wzrost ceny netto za paliwo gazowe. Jednak zaobserwowany wzrost cen za paliwo gazowe – jak wskazały wyniki testów zaprezentowanych w rozdziale 4.3.3. rozprawy – nie można było uznać za nieuzasadniony i nieakceptowalny przez odbiorców tego paliwa. Pomimo wzrostów cen za to paliwo wzrastało zapotrzebowanie. Przeczyło to prawom ekonomicznym według twierdzeń Pareto. Wykonane i zaprezentowane w pkt 4.3.3. rozprawy analizy potwierdziły, że popyt na gaz ziemny jest nieelastyczny, a reakcja odbiorców na zmiany cen – niewielka.

Wyniki tych badań wskazały potrzebę postawienia tezy, iż o stopniu efektywności regulowanego systemu decyduje, nie ilość wprowadzonych regulacji, lecz ich jakość. Badanie umożliwiło wskazanie przyszłego kierunku zmian poszczególnych regulacji. Wyniki badania w zakresie obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego wskazały, że likwidacja tych obowiązków regulacyjnych pozytywnie wpłynie na ten obszar badawczy. Proces taryfikacji nie był łatwy do przeprowadzenia przez przedsiębiorstwa obrotu, a jego model nie był zrozumiały i czytelny dla odbiorców końcowych. W obszarze obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych bardziej optymalnym rozwiązaniem byłoby odniesienie go do przedsiębiorstw realizujących sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych, zamiast do przedsiębiorstw dokonujących przywozu tego gazu na terytorium RP. Bezpośrednim determinantem efektywności systemu gazowego w obszarze obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski była rozbudowa możliwości technicznych, gdyż siłę oddziaływania tej regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu należy wiązać z możliwościami zróżnicowania źródeł dostaw, a te w badanym okresie nie były wystarczające.

### **6.1.2. Wpływ regulacji na efektywność działalności handlowej**

Przedmiotem badania w zakresie testowania H2 było zbadanie wpływu zmiennych niezależnych A, B i C na efektywność działalności obrotu gazem ziemnym w Polsce (Y) rozumianą jako konkurencyjność i siła rynkowa przedsiębiorstw obrotu opisana zmienną  $\tau$  przyjmującą w badaniach podłużnych wartość wskaźnika CR3, opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez te przedsiębiorstwa działalności

handlowej opisany zmienną  $v$  przyjmującą w badaniach podłużnych postać wskaźnika zmian liczby koncesji OGZ i koncesji OPG oraz stopień aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku opisany zmienną  $\omega$  przyjmującą w badaniach podłużnych wartość wskaźnika liczby zmian sprzedawcy paliwa gazowego. Zaprojektowane badania zakładały przeprowadzenie analizy związku we wszystkich relacjach pomiędzy zmiennymi niezależnymi i zmiennymi zależnymi.

Przeprowadzone wyniki badań w zakresie zależności  $(A \cup B \cup C) \Rightarrow (Y)$  dały podstawy do postawienia następujących syntetycznych wniosków:

- 1) W zakresie zależności  $(A \cup B \cup C) \Rightarrow \tau$ :
  - a) Związek pomiędzy zmiennymi A i  $\tau$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model taryfikacji (zmienna A) wspiera konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym (zmienna  $\tau$ ). 92,9% menedżerów twierdziło, że obowiązek taryfikowania cen gazu zdecydowanie nie wpływa na wzmocnienie konkurencji w segmencie obrotu. Wnioski te potwierdziły wyniki badania „wywiady z ekspertami” (*Uwolnienie cen na pewno sprzyjałoby to konkurencji*). Wyniki badania podłużnego potwierdziły, że istniał bardzo silny, ale ujemny (-0,943) związek pomiędzy zmienną A i zmienną  $\tau$  (przyjmującą wartość wskaźnika CR3). W związku z tym należało potwierdzić, że obowiązek taryfikowania cen gazu ziemnego wpływał na konkurencję i siłę rynkową przedsiębiorstw obrotu. Wpływ ten był negatywny. Złagodzenie obowiązków regulacyjnych silnie wpływało na wzrost konkurencyjności przedsiębiorstw obrotu funkcjonujących w danym segmencie i odwrotnie: dokręcenie śruby regulacyjnej w tym zakresie powodowało zmniejszenie konkurencyjności w segmencie, a tym samym zmniejszenie siły rynkowej przedsiębiorstw obrotu,
  - b) Związek pomiędzy zmiennymi B i  $\tau$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż obowiązujący model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B) wspierał konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym (zmienna  $\tau$ ). Przeciwnie, 92,9% menedżerów stwierdziło, że obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych zdecydowanie przeciwdziałał rozwojowi konkurencji w segmencie. Wnioski te potwierdziły wyniki badania „wywiady z ekspertami”. W ocenie eksperckiej, likwidacja obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych wpłynęłaby na wzrost konkurencji (*Na pewno zniesienie zapasów obowiązkowych wpłynie na zmianę strategii spółek obrotowych i odciąży klientów końcowych z kosztów strategicznych państwa*).

*Będzie to sprzyjać konkurencji*). Również wyniki badania podłużnego potwierdziły, że istnieje silny związek pomiędzy zmienną A i wskaźnikiem CR3. Współczynnik korelacji r-Pearsona pomiędzy tymi zmiennymi był dodatni i wyniósł aż 0,947. Należy go zinterpretować w ten sposób, że zaostrzenie warunków regulacyjnych było równoznaczne ze wzrostem konkurencji w segmencie, a tym samym wzrostem siły rynkowej przedsiębiorstw.

- c) Związek pomiędzy zmiennymi C i  $\tau$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski (zmienna C) wspiera konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym (zmienna  $\tau$ ). Przeciwnie, 64,3% menedżerów stwierdziło, że obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych negatywnie wpływa na konkurencję w segmencie obrotu. Wnioski te zostały potwierdzone wynikami badania „wywiady z ekspertami”. W ocenie ekspertów likwidacja obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski wpłynie na wzrost konkurencji (*Te obowiązki są zawsze antyrynkowe. Ich likwidacja pozytywnie wpłynie na konkurencję. Firmy powinny mieć swobodny wybór źródeł gazu*). Wnioski te zostały potwierdzone wynikami badania podłużnego, bo współczynnik r-Pearsona wskazał na doskonałą, negatywną zależność pomiędzy zmienną C a współczynnikiem CR3.
- 2) W zakresie zależności (A U B U C)  $\Rightarrow$  v:
- a) Związek pomiędzy zmiennymi A i v: badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model taryfikacji (zmienna A) wspierał opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej przez przedsiębiorstwa obrotu. Wyniki badania ankietowego wskazały, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych kreował ryzyko biznesowe dla przedsiębiorstw prowadzących sprzedaż dla tej grupy odbiorców. Uważało tak aż 92,9% menedżerów przedsiębiorstw obrotu. Badanie „wywiady z ekspertami” potwierdziło powyższe wnioski (*O tym, czy jest to atrakcyjność długotrwała zdecydują m.in. ograniczenia taryfowe; Ograniczenia taryfowe przy dużej zmienności cen zakupu na rynku hurtowym w ostatnich latach powodowały przejściowe turbulencje finansowe*). Wyniki badania podłużnego również potwierdziły występowanie związku pomiędzy zmienną A a zmienną v opisaną zmianą liczby koncesji OGZ. Zależność ta była negatywna: złagodzenie polityki regulacyjnej w zakresie taryfikacji cen gazu ziemnego wiązało się ze spadkiem ważnych koncesji OGZ.

- b) Związek pomiędzy zmiennymi B i v: badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż obowiązujący model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B) wspiera opłacalność działalności i potencjał biznesowy przedsiębiorstw obrotu. Przeciwnie, wnioski płynące z tego badania wykazały, że model ten wpływa na ryzyko biznesowe dla działalności handlowej. Przekonani byli o tym wszyscy menedżerowie przedsiębiorstw obrotu. Podobne wnioski wynikły z badania podłużnego w zakresie występującej relacji pomiędzy zmienną B a zmienną v opisaną zmianą liczby koncesji OGZ. Potwierdziły one, że występuje zależność pomiędzy przyjętymi zmiennymi. Prorynkowa zmiana tej zmiennej niezależnej wiąże się ze wzrostem liczby koncesji OGZ. I odwrotnie: zmiana uznana przez ekspertów za antyrynkową powiązana była ze spadkiem liczby koncesji OGZ. Wyniki badania „wywiady z ekspertami” potwierdziły też tezę, że wprowadzenie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych silnie wpływa na atrakcyjność prowadzenia działalności handlowej (*W zakresie koncesji na obrót z zagranicą wpływ miały zmiany dotyczące zapasów obowiązkowych; Na pewno zniesienie zapasów obowiązkowych wpłynie na zmianę strategii spółek obrotowych i odciąży klientów końcowych z kosztów strategicznych państwa*).
- c) Związek pomiędzy zmiennymi C i v: badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski (zmienna C) wspiera opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej działalności. Większość badanych (64,3%) było przekonanych o towarzyszącym tej regulacji ryzyku biznesowym dla przedsiębiorstw obrotu. Podobne wnioski wyniknęły z badania podłużnego w zakresie relacji pomiędzy zmienną B a zmienną v opisaną zmianą liczby koncesji OGZ. Współczynnik r-Pearsona ujawnił wartość -0,733 pomiędzy tymi zmiennymi, co wskazało na silną, negatywną zależność pomiędzy zmiennymi. Należy to zinterpretować w ten sposób, że złagodzenie warunków regulacji wpływało na zmniejszenie liczby koncesji OGZ. W odniesieniu do wyników badania „wywiady z ekspertami”, obowiązek dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski był regulacją najmniej wpływającą na atrakcyjność prowadzenia działalności handlowej (*Tak, oczywiście, choć dywersyfikacja w najmniejszym stopniu. Dostęp do rynku wschodniego jest ograniczony*).

- 3) w zakresie zależności (A U B U C)  $\Rightarrow \omega$ :
- a) Związek pomiędzy zmiennymi A i  $\omega$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model taryfikacji (zmienna A) wspierał wzmocnienie aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku opisanego zmienną  $\omega$ . Przeciwnie, ponad  $\frac{3}{4}$  badanych było zdania, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych nie zachęcał do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców. Jednocześnie 78,4% ankietowanych stwierdziło, że likwidacja obowiązku taryfikowania cen gazu dla gospodarstw domowych (zmienna A) pozytywnie wpłynęłaby na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności handlowej. Badanie „wywiady z ekspertami” potwierdziło te wnioski. Ograniczenia taryfowe były odbierane jako niepotrzebne ryzyko regulacyjne (*Teraz jest bardzo dobry moment na uwolnienie cen. To pozwoli firmom budować biznesplanu bez niepotrzebnego ryzyka regulacyjnego; Były momenty, że nie było ofert. To przez te regulacje*). Badanie podłużne nie potwierdziło występowania związku pomiędzy zmiennymi A i  $\omega$ .
- b) Związek pomiędzy zmiennymi B i  $\omega$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B) wspierał wzmocnienie aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku. 64,3% ankietowanych stwierdziło, że hipotetyczna likwidacja obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B) pozytywnie wpłynęłaby na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności handlowej. Badanie „wywiady z ekspertami” potwierdziło powyższe wnioski (*Na pewno zniesienie zapasów obowiązkowych wpłynie na zmianę strategii spółek obrotowych i odciąży klientów końcowych z kosztów strategicznych państwa*). Wyniki badania podłużnego nie potwierdziły występowania zależności pomiędzy zmiennymi A i  $\omega$ .
- c) Związek pomiędzy zmiennymi C i  $\omega$ : badanie ankietowe nie potwierdziło tezy, iż model dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski (zmienna C) wspierał wzmocnienie aktywności przedsiębiorstw obrotu na rynku. 64,3% ankietowanych stwierdziło, że hipotetyczna likwidacja obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP (zmienna C) pozytywnie wpłynęłaby na wzrost atrakcyjności i potencjału biznesowego prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym. Podobne wnioski wynikały z badania „wywiady z ekspertami” (*Te obowiązki są zawsze antyrynkowe. Ich likwidacja pozytywnie wpłynie na*



*konkurencję*). Badanie podłużne nie potwierdziło występowania zależności pomiędzy zmiennymi C i  $\omega$ .

Wnioski płynące z badań potwierdziły H2 mówiącą o wpływie wszystkich zmiennych na efektywność działalności handlowej. Różny był jednak ich wpływ na poszczególne aspekty tej efektywności. Wartości CR3 powyżej 70% i niska liczba głównych dostawców wskazały na problemy z konkurencją na rynku gazu ziemnego (ACER, 2015). Wpływ wszystkich zmiennych na konkurencyjność i siłę rynkową przedsiębiorstw (zmienna  $\nu$ ) był negatywny. Jedyny problem wynikał z oceny negatywnej korelacji obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych i wskaźnika CR3. Mogło to wynikać z faktu, że w badanym okresie (w poszczególnych latach) polski ustawodawca dokonał zmian dwóch lub więcej zmiennych niezależnych. Taka sytuacja wystąpiła w roku 2017, gdy zostały złagodzone regulacje dotyczące obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego (zmienna A) oraz regulacje w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego (zmienna C), została natomiast zaostrzona regulacja dotycząca tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych (zmienna B). Wpływ zmian zmiennych A i C był prawie dwukrotnie silniejszy, co wyjaśniła ocena ekspercka w zakresie oceny wpływu poszczególnych zmiennych na warunki prowadzenia działalności handlowej przez przedsiębiorstwo obrotu (tabela 34).

Potwierdzony został także wpływ trzech zmiennych niezależnych na opłacalność i potencjał biznesowy prowadzonej działalności handlowej (zmienna  $\tau$ ). W badaniu podłużnym potwierdzono w szczególności, że istniał silny związek pomiędzy obowiązkiem tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych a liczbą koncesji OGZ. Trudności przysporzyła interpretacja dwóch relacji uchwyconych w badaniu podłużnym. Wyniki tego badania ujawniły bowiem negatywną relację pomiędzy obowiązkiem taryfikacji cen gazu ziemnego a liczbą koncesji OGZ. Podobną właściwość wykazał związek pomiędzy obowiązkiem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego i liczbą koncesji OGZ. Były to wyniki dość niespodziewane, bo opłacalność koncesji OGZ należałoby wiązać z działalnością hurtową, a nie detaliczną. Tym samym silniejszy wpływ na zmianę ilości koncesji OGZ miała regulacja w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, niż regulacja w zakresie taryfikacji cen. Zaskakujący był w szczególności rodzaj monotoniczności związku pomiędzy tymi zmiennymi. Najprawdopodobniej wynikało to z faktu, że liczba koncesji OGZ silniej była powiązana z inną zmienną niezależną, tj. obowiązkiem tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, która w badanym okresie

wykazywała przeciwny charakter w zakresie „prorynkowości”. Interpretacja oddziaływania regulacji w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu była obciążona również inną kwestią. W badanym okresie wystąpiły zmiany innych regulacji: obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, którym miały przeciwny charakter biorąc pod uwagę ową „prorynkowość”. Wpływ zmian obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na liczbę koncesji był prawie dwukrotnie silniejszy niż wpływ zmian obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Efekt ten wyjaśniła ocena ekspercka w zakresie oceny wpływu poszczególnych zmiennych na warunki prowadzenia działalności handlowej przez przedsiębiorstwo obrotu (tabela 34). W tym kontekście należy też podnieść, że w badanym okresie PGNiG SA pozostawało jedynym przedsiębiorstwem obrotu podlegającym obowiązkowi dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Złagodzenie tych obowiązków temu najbardziej znaczącemu graczowi na rynku mogło także wiązać się z wzmocnieniem jego siły rynkowej, a tym samym osłabieniem siły i spadkiem aktywności konkurentów. Zaobserwowany w tym okresie spadek udziału rynkowego PGNiG SA przyczynił się do wzmocnienia jego agresywnej polityki cenowej. W obliczu utraty udziału w rynku, wprowadził on – nieobecne do tej pory – akcje aktywizujące sprzedażowe (rabaty, upusty) zmierzające do przedstawienia klientom oferty sprzedaży lepszej niż ta wynikająca z jego taryfy. Tę interpretację uzasadniały wyniki badania wywiady z ekspertami.

Występowanie negatywnego związku pomiędzy trzema zmiennymi regulacyjnymi a aktywnością przedsiębiorstw obrotu został potwierdzony w badaniu ankietowym i badaniu wywiady z ekspertami. Ponad  $\frac{3}{4}$  ankietowanych było zdania, że model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych nie zachęcał do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców. Generował dodatkowe ryzyka dla działalności handlowej. Z kolei obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych osłabiał aktywność przedsiębiorstw obrotu na rynku poprzez towarzyszącą mu konieczność długoterminowego zamrożenia kapitału pracującego tych przedsiębiorstw. Wnioski odnoszące się do wpływu regulacji dotyczącej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego na aktywność przedsiębiorstw obrotu zostały zaprezentowane w pkt 6.1.1. rozprawy.

Wszystkie trzy badane regulacje wpływały na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu. Ich wpływ został uznany przez menedżerów przedsiębiorstw obrotu za negatywny. Częściowe złagodzenie regulacji, w szczególności w zakresie ustania

obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego do odbiorców innych niż gospodarstwa domowe skorelowane było ze spadkiem poziomu koncentracji w segmencie obrotu. Likwidacja obowiązku taryfikowania cen z pewnością korzystnie wpłynęłaby na wzmocnienie stopnia konkurencyjności w segmencie obrotu. Wnioski z badań zostały niejako potwierdzone przez Prezesa URE (2019a). Jego zdaniem, zmiany funkcjonowania rynku gazu związane z poszerzeniem zakresu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2018 roku były jednym z głównych determinantów spadku liczby wniosków o udzielenie koncesji OGZ. W 2016 r. została skierowana do przedsiębiorstw energetycznych ankieta dotycząca oceny warunków funkcjonowania na rynku gazu ziemnego. Podsumowanie wyników tej ankiety potwierdziło występowanie istotnych ograniczeń dalszego rozwoju konkurencji na rynku detalicznym, które spowodowane było m.in.: brakiem harmonogramu wdrożenia orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości UE z 2015 r. w sprawie regulacji cen gazu ziemnego w Polsce oraz wysokimi kosztami gromadzenia zapasów obowiązkowych przez sprzedawców sprowadzających gaz ziemny z zagranicy. Ankieta wykazała, że koszty utrzymywania zapasów obowiązkowych spowodowały, iż ich oferta cenowa stała się nieatrakcyjna w stosunku do cen gazu oferowanego przez przedsiębiorstwa z GK PGNiG. Również zdaniem TOE zmiana ta wpłynęła na zmniejszenie konkurencyjności cen oraz ograniczyła aktywność podmiotów działających na tym rynku poprzez zmniejszenie możliwości nabycia gazu z zagranicy, oraz zmianę kosztów przejścia pomiędzy systemami przesyłowymi, tworząc barierę regulacyjną i kosztową związaną z ryzykami regulacyjnymi (TOE, 2019).

Na polskim rynku gazu ziemnego w 2018 roku tylko 2 podmioty uzyskały większy, niż 5% udział w rynku gazu ziemnego. Jeden z nich, GK PGNiG utrzymywała ponad 70% udział w rynku. W ostatnich 2 latach spadło tempo wzrostu liczby zmian sprzedawcy. Zmniejszyła się również liczba przedsiębiorstw obrotu posiadających koncesję na wykonywanie działalności obrotu gazem ziemnym (Prezes URE, 2019a). Obserwacje te uzasadniają potrzebę podjęcia działań mających na celu poprawę jakości regulacji dla tego segmentu działalności. Ważnym wnioskiem badawczym jest zarys kierunku tych zmian. Do najważniejszych działań należy zaliczyć pilną likwidację obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego. Obok powyżej zaprezentowanych wniosków w tym zakresie należy podnieść dwie kwestie: w ocenie ponad połowy menedżerów proces taryfikowania cen gazu nie jest przejrzysty i łatwy do przeprowadzenia przez przedsiębiorstwa obrotu. Przede wszystkim jednak taryfikacja

cen gazu nie jest czytelna i zrozumiała dla odbiorców tego paliwa. Uważało tak aż 71% menedżerów przedsiębiorstw obrotu.

W ocenie menedżerów przedsiębiorstw obrotu obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych był zbyt kosztowny (koszt był wyższy niż w innych krajach europejskich), i – z powodu niewystarczających pojemności magazynowych w Polsce – trudny do wypełnienia. To przykład regulacji, której założenia przeciwdziałają rozwojowi rynku. Oczekiwana zmiana modelu tworzenia i zapasów obowiązkowych wiązała się ze zmianą zakresu podmiotowego, któremu ten obowiązek był dedykowany. W ocenie menedżerów przedsiębiorstw obrotu powinien on dotyczyć sprzedawców gazu ziemnego do odbiorców końcowych, a nie – jak dotychczas – firm dokonujących przywozu gazu na terytorium RP. Oczekiwany działaniem była budowa nowych połączeń transgranicznych umożliwiających realizację obowiązków wynikających z modelu dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Ze wszystkimi trzema regulacjami powiązane było ryzyko biznesowe dla działalności handlowej. Do najważniejszych z nich należało ryzyko długotrwałego prowadzenia działalności ze stratą. Zaobserwowano bowiem sytuacje, gdy cena pozyskania gazu na rynku konkurencyjnym przewyższała cenę sprzedaży gazu wynikającą z zatwierdzonej taryfy. Przedsiębiorstwa obrotu poszukiwały różnych sposobów umożliwiających uniknięcie konsekwencji wystąpienia tego ryzyka. Hipotetycznie najprostszą możliwością był zakup gazu i zatłoczenie go do magazynu. Możliwe wówczas byłoby skorzystanie z tych ilości w celu pokrycia zwiększonego zapotrzebowania np. w zimie. Skorzystanie z tego pomysłu było jednak niemożliwe z powodu oddziaływania regulacji w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, wszak pojemności magazynowe były zajęte pod zapas obowiązkowy (który – zgodnie z RŚUM – miał priorytet przed zapasem handlowym). W związku z tym ponad  $\frac{3}{4}$  badanych menedżerów przedsiębiorstw obrotu nie utworzyło zapasów handlowych. Innym sposobem na uniknięcie skutków ryzyka strat mogło być zabezpieczenie ceny gazu poprzez jego zakup na konkurencyjnym rynku terminowym. W Polsce nie było jednak możliwości zabezpieczenia gazu w okresie dłuższym niż 2 lata (co potwierdziły wyniki analiz zaprezentowanych w pkt 4.1.4 rozprawy) a nawet jakichkolwiek możliwości profilowania (bilansowania) dla dostaw gazu w przyszłości (co potwierdziły wyniki badania wywiady z ekspertami zaprezentowane w pkt 5.3.2 pracy).

Wobec braku faktycznych możliwości wykluczenia towarzyszących ryzyk biznesowych pojawić się mogła pokusa nadużyć i zachowań oportunistycznych. Pokusa ta wynikała z oddziaływania omawianych regulacji, ponieważ w przypadku, gdy cena na rynku konkurencyjnym byłaby wyższa niż cena taryfowa, korzystniejsza dla przedsiębiorstw obrotu byłaby sprzedaż zabezpieczonego uprzednio gazu na giełdzie zamiast do jego własnych odbiorców. Wniosek ten uzasadniał przyjęcie do badań objętych niniejszą rozprawą dwóch elementów dotyczących badanej efektywności, tj. efektywności segmentu i efektywności działalności handlowej. Wyjaśniał on w szczególności, że oba obszary badawcze wzajemnie na siebie oddziałują.

### **6.1.3. Sposoby wzmocnienia pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu**

Przedstawione w niniejszym rozdziale wnioski odpowiadały strukturze Barometru Konkurencyjności Przedsiębiorstw zaproponowanego przez Olafa Flaka i Grzegorza Głóda. Odniesiono je w szczególności do obszarów konkurencyjnych: strategia sprzedażowa, cechy produktu lub usługi, strategia cenowa oraz system dystrybucji. Opisane w ten sposób kluczowe wyniki z badań miały znaczenie z punktu widzenia drugiego z celów pracy, tj. poszukiwania optymalnych rozwiązań taktycznych umożliwiających wzmocnienie pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu. W szczególności były próbą odpowiedzi na pytania badawcze postawione w rozdziale 4. W ostatniej części niniejszego punktu zostały przedstawione zagrożenia dla przedsiębiorstw obrotu wynikające z przyjętych strategii konkurencyjnych i możliwe sposoby zarządzania ryzykami powstałymi w wyniku ich wdrożenia.

W ślad za twierdzeniami Michaela Portera (1992) przedsiębiorstwa powinny przyjąć jedną z trzech strategii bazowych: przywództwa kosztowego, dyferencjacji lub koncentracji na niszy. Dotychczasowe wyniki badań, wykorzystujące tzw. metodę kluczowych czynników sukcesu (KCS), scharakteryzowały rynek surowcowy jako rynek o wysokiej dominacji przewag kosztowych i niskiej dominacji przewag opartych na zróżnicowaniu. Rynek gazu ziemnego nie dał się sklasyfikować jako typowy rynek surowcowy. Przywództwo kosztowe zostało uznane przez ekspertów za najmniej skuteczną strategię konkurencyjną. Za najbardziej skuteczną strategię konkurencyjną na rynku gazu ziemnego została uznana strategia zróżnicowania, podczas gdy metoda KCS wskazywała rynek surowcowy jako rynek o niskiej dominacji tej strategii. Powodem tego stanu rzeczy mogły być w szczególności regulacje będące przedmiotem

zainteresowania niniejszą rozprawą. Uzasadnieniem tej interpretacji były deklaracje respondentów, że likwidacja obowiązków regulacyjnych zmieni dotychczasową strategię rynkową przedsiębiorstw obrotu.

Jak zaprezentowano w pkt 4.3. pracy przedsiębiorstwa obrotu aktywnie poszukiwały możliwości zróżnicowania produktu. Najpopularniejszym sposobem na to zróżnicowanie była sprzedaż gazu ziemnego wraz z innymi produktami lub usługami mogącymi stanowić wobec siebie ofertę komplementarną, gdyż gaz ziemny może być jednym z elementów pakietu produktów i usług dla klienta. Przedsiębiorstwa obrotu oferowały gaz ziemny w połączeniu z usługami serwisowymi, a przede wszystkim z innymi produktami o charakterze abonamentowym, takimi jak energia elektryczna, usługi dostawy Internetu, telewizji, czy telefonii.

Kluczowym elementem świadczenia usługi sprzedaży i dostarczania gazu ziemnego pozostawały relacje z klientami. Potwierdzony został kierunek zmian w zakresie sposobu dokonywania rozliczeń. Rozliczenia papierowe były zastępowane rozliczeniami elektronicznymi. W najbliższej przyszłości należy spodziewać się kontynuacji tego trendu. W bardziej odległym horyzoncie czasowym prawdopodobne jest redefiniowanie filozofii sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców. Dotychczasowe założenie określające sprzedaż i rozliczenie z ilości zużytego gazu ziemnego przez odbiorcę może stać się nieaktualne. Na wzór tego, co zostało zaobserwowane w obszarze telefonii komórkowej, również w obszarze gazu ziemnego może zaistnieć potrzeba sprzedaży usługi o charakterze pakietowym opartej na idei, że odbiorca będzie płacił stały miesięczny abonament, niezależnie ile gazu zużyje.

Prowadzona przez przedsiębiorstwa obrotu strategia cenowa była zróżnicowana co najmniej pod względem rodzaju odbiorcy i charakteru realizowanego przez niego poboru paliwa gazowego. Inna strategia dotyczyła gospodarstw domowych, w stosunku do których został utrzymany obowiązek taryfikowania, i inna dotyczyła pozostałych odbiorców, dla których od 2017 r. ten obowiązek ustał. W stosunku do odbiorców innych niż gospodarstwa domowe obowiązywały kontrakty roczne ze stałą ceną za paliwo gazowe. Ci odbiorcy chętnie wybierali tańszą ofertę mogąc liczyć na uzyskanie oszczędności. Fakt ten potwierdziły wnioski z zaobserwowanych zmian wskaźnika liczba zmian sprzedawcy. W odniesieniu do odbiorców będących gospodarstwami domowymi zaobserwowana została strategia oparta na gwarantowaniu niezmienności ceny w okresie wykraczającym poza 12 kolejnych miesięcy. Było to istotne odstępstwo od reguł określonych taryfie, jako podstawowym dokumencie precyzującym zasady

prowadzenia rozliczeń z odbiorcami końcowymi. Skoro poziom cen wynikających z taryf miał charakter cen maksymalnych, przedsiębiorstwa obrotu dążyły do ustalenia w taryfie cen jak najwyższych, wyższych niż przedsiębiorstwo dominujące. Miało to znaczenie z punktu widzenia ich biznesowej stabilności. W relacjach z gospodarstwami domowymi przedsiębiorstwa określały niższą cenę niż wynikająca z taryf tych przedsiębiorstw. Chcąc dotrzeć do klienta musiały one zaoferować cenę niższą niż konkurencja i zagwarantować jej niezmiennosc w dłuższym horyzoncie czasu niż wspomniane 12 miesięcy.

W okresie 2009-2018 najskuteczniejszym kanałem dotarcia do klientów była sprzedaż bezpośrednia (ang. *F2F – face-to-face*), która dotyczyła zarówno gospodarstw domowych, jak również innych odbiorców paliwa gazowego. Zostały jednak zaobserwowane zmiany także w tej kwestii. Sprzedaż F2F pozostała wciąż najskuteczniejszym sposobem dotarcia do odbiorców biznesowych. W stosunku do odbiorców będących gospodarstwami domowymi wzrosło znaczenie wykorzystania elektronicznych kanałów dystrybucji. W najbliższej przyszłości należy się liczyć ze spadkiem znaczenia stacjonarnych punktów obsługi klienta, ale przede wszystkim – kanału D2D.

Poszukiwanie przewag konkurencyjnych i wybór strategii dyferencjacji było powiązane z obszarem stabilności i ryzykiem biznesowym. Oferowanie sprzedaży gazu ze stałą ceną w okresie wykraczającym poza 12 miesięcy wymagało aktywnego zarządzania ryzykiem. Obszar ten był jedną z najważniejszych – pod względem znaczenia dla efektywnego prowadzenia działalności handlowej – funkcji przedsiębiorstw obrotu opisanych w pkt 1.3.3. rozprawy. Sposobem na ograniczenie oddziaływania ryzyka wynikającego ze zmienności cen, co zostało scharakteryzowane w rozdziale 1.3.1. rozprawy, było zabezpieczanie ceny na polu pozyskania tego surowca poprzez wykorzystanie efektu prawie doskonałej korelacji zaobserwowanej na konkurencyjnych rynkach: niemieckim i polskim (co zostało zaprezentowane w pkt 4.1.4 rozprawy). Na wspólnym europejskim rynku istniała możliwość pożądanego zabezpieczenia cen, gdyż na tych platformach obrotu notowane były tożsame instrumenty giełdowe. Tożsamy był również zakres działania operacyjnego na hubach zachodnioeuropejskich. Istniała też możliwość utworzenia i utrzymywania zapasów, które spełniałyby tę samą rolę, jaką spełniały w Polsce. Koszt magazynowania zapasów gazu ziemnego był tam niższy niż w Polsce (zostało to potwierdzone wynikami badania ankietowego). Wyniki badania wywiady z ekspertami wskazały, że może pojawić się

nowy produkt na rynku oparty na stałym abonamencie miesięcznym płatnym zawsze tyle samo niezależnie od faktycznie odebranych ilości przez odbiorców. Przedsiębiorstwa obrotu mogłyby zabezpieczyć swoją ekspozycję zakupową poprzez zakup opcji finansowych bez konieczności wypełniania obowiązków wynikających z omawianych regulacji. W tym przypadku – w sposób oczywisty – cele wprowadzenia regulacji będących przedmiotem zainteresowania w niniejszej rozprawie nie byłyby osiągnięte. Powyższy wniosek wynikający z przeprowadzonych badań uzasadnił ich zakres przedmiotowy, który – według założeń – odnosić się miał do dwóch zagadnień: poznania wpływu regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu oraz poznania najlepszych praktyk przedsiębiorstw obrotu mających na celu wzmocnienie ich konkurencyjności w otoczeniu warunków regulacyjnych.

## **6.2. Ocena zrealizowania celów pracy**

Celem rozprawy było określenie wpływu regulacji, specyficznych dla segmentu obrotu gazem ziemnym na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu. Podmioty te funkcjonują w rynkowej strukturze instytucjonalnej niezależnie od rzeczywistej formy konkurencji. Interpretacja badań i wynikające z nich wnioski zaprezentowane w pkt. 6.1. pracy potwierdzają zrealizowanie postawionych celów pracy. Osiągnięty został jej cel główny określony jako poznanie wpływu ograniczeń swobody działalności obrotu gazem ziemnym wynikających z polskiego modelu regulacji aktualnego na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI na zarządzanie działalnością handlową. Badania dowiodły, że analizowane w tym okresie regulacje dotyczące tej działalności – obok specyficznych cech wynikających z uwarunkowań historycznych, infrastrukturalnych, czy też z charakteru samego produktu – były podstawowym determinantem decyzji biznesowych podejmowanych przez menedżerów przedsiębiorstw obrotu.

Przedmiotem dociekań w obszarze teoretycznym była ocena warunków prowadzenia działalności handlowej w segmencie ukształtowanym w procesie liberalizacji (scharakteryzowanym w pkt 2.1.3. rozprawy) w odniesieniu do teorii regulacji G. Stiglera. Podstawa tej teorii leżała w dopuszczeniu interwencji władz gospodarczych w celu podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu. Przeprowadzone i zaprezentowane w rozprawie wyniki badań potwierdziły drugą hipotezę pomocniczą (H2) twierdzącą, że warunki regulacyjne opisane



3 zmiennymi niezależnymi: A, B i C wpływają na efektywność działalności obrotu gazem ziemnym w Polsce (zmienna Y). Wpływ regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu został potwierdzony w badaniach podłużnych, ankietowych, wywiadach z ekspertami, a także wnioskach wynikających z analizy dotychczasowego dorobku badawczego. Wyniki badań nie potwierdziły, że regulacje wpływają na efektywność segmentu obrotu gazem ziemnym (zmienna X). Tym samym nie została potwierdzona pierwsza hipoteza pomocnicza (H1). Badania nie dowiodły, że tak zdefiniowany model regulacji wpływa na efektywność segmentu obrotu gazem ziemnym rozumianą jako pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce (zmienna  $\alpha$ ) oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym (nieakceptowalnym przez odbiorców) wzrostem cen (zmienna  $\beta$ ).

W odniesieniu do założeń paradygmatu Baina potwierdzone zostało, że taktyka działania – przyjęta przez przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym – wynikała bezpośrednio z warunków regulacyjnych. Taktyka ta miała zaś bezpośredni wpływ na możliwości biznesowe i pozycję rynkową tych przedsiębiorstw. Wysunięte wnioski zostały zinterpretowane na podstawie przeprowadzonych badań podłużnych wykonanych dla okresu 2009-2018, badań ankietowych oraz wywiadów z ekspertami. Obok tych metod, przywołane zostały uzyskane przez innych badaczy wnioski z: analizy preferencji odbiorców (pkt 4.3.4), oceny bezpieczeństwa energetycznego kraju (pkt 4.2.3) i symulacji w zakresie działania w sytuacjach kryzysowych (pkt 4.2.2). Zostały również przeprowadzone analizy rynkowe w zakresie cen i cenowej elastyczności popytu (pkt 4.3.3), struktury rynku hurtowego i detalicznego (pkt 2.3.3), warunków korzystania i możliwości dostępu do usług infrastrukturalnych (pkt 3.2.2 i pkt 3.3), jakości i warunków ofert sprzedaży, możliwych źródeł przewag kosztowych (pkt 4.1.4 i pkt 4.3.2).

Zrealizowane zostały postawione cele w obszarze praktycznym, które zostały zdefiniowane jako: poszukiwanie optymalnych rozwiązań taktycznych umożliwiających wzmocnienie pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w Polsce. Wnioski z badań zaprezentowane w pkt 6.1.3. pracy przedstawiały najlepsze praktyki przedsiębiorstw poszukujących przewag konkurencyjnych. Potwierdziły one potrzebę dalszego poszukiwania możliwości wzmocnienia konkurencyjności i siły rynkowej na tym – jak dotąd – niekonkurencyjnym rynku. Kluczowe dla realizacji tych celów było dotarcie do środowiska dysponującego wiedzą i zgadzającego się udzielić pożądaných informacji. Zaprezentowane w pkt 6.1. wnioski wskazały, że warunki regulacyjne

niekoniecznie mogą prowadzić do pożądanego podniesienia efektywności. Kwestie, które powinny być przedmiotem dalszych dociekań badawczych zaprezentowano w pkt 6.3. pracy.

### **6.3. Zagadnienia będące przedmiotem dalszych badań**

Warunki regulacyjne to niewielka, ale krytyczna sfera niepewności z punktu widzenia osiągania celów polityki państwa, ale też z punktu widzenia prowadzenia działalności gospodarczej. Polityka państwa, mająca na celu oddziaływanie na konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym powinna być zaprojektowana w taki sposób, aby uwzględnić wzajemny związek między stopniem nasilenia konkurencji w segmencie obrotu gazem ziemnym oraz stabilnością finansową indywidualnych przedsiębiorstw. Z jednej strony większe nasilenie konkurencji może sprzyjać wzmocnieniu efektywności przedsiębiorstw obrotu, przynajmniej w oznaczonym czasie, z drugiej zaś, wysoki poziom konkurencji może stać się przesłanką do podejmowania przez te przedsiębiorstwa nadmiernego ryzyka biznesowego. Negatywnym tego następstwem może być pogorszenie ich stabilności biznesowej, co przy większej skali tego zjawiska może skutkować narastaniem ryzyka systemowego w całym segmencie obrotu. Taka sytuacja byłaby przeciwnością struktury rynkowej, w której stabilność segmentu opiera się na jednym przedsiębiorstwie obrotu. Stan ten może się okazać również nieoptymalny, przecież oparcie stabilności systemu na tymże – choć aktualnie silnym ekonomicznie – przedsiębiorstwie, prowadzącym spory sądowe z innymi graczami światowego formatu, wiąże się z potrzebą zbadania wielu dodatkowych ryzyk towarzyszących temu zjawisku, które mogą wynikać choćby z oceny wiarygodności finansowej tego podmiotu. Podobnie jak w systemie bankowym, ryzyko to dotyczy również przedsiębiorstw kontrolowanych przez państwo, mimo występowania nieoficjalnych gwarancji dla tych przedsiębiorstw, które są istotne systemowo, tj. zbyt duże, aby upaść (ang. *too big to fail*) lub też zbyt powiązane (w sektorze), aby upaść (ang. *too interconnected to fail*).

Problematyka objęta niniejszą rozprawą nie odnosiła się do motywów wprowadzenia przez ustawodawcę poszczególnych regulacji. Nie odpowiadała na pytanie czy owe motywy są dobre, czy złe. Błędem byłoby sprowadzanie takiej oceny wyłącznie do wymiaru ekonomicznego. Znaczenie mieć powinny inne czynniki będące jednocześnie determinantami polityki państw. Zostały one scharakteryzowane w pkt

2.2.1. pracy. Wyniki badań pozwoliły jednak na postawienie tezy, że regulacje będące przedmiotem zainteresowania badawczego nie są doskonałe. Są one odbierane przez menedżerów przedsiębiorstw obrotu jako nieodpowiednie i niesprawiedliwe i – co więcej – rodzące nieokreślone ryzyko dla prowadzonej działalności handlowej. Stąd istotną kwestią wymagającą dalszych badań jest poszukiwanie optymalnych rozwiązań regulacyjnych umożliwiających zrealizowanie celów wszystkich interesariuszy funkcjonujących w systemie. Utrzymywanie regulacji w obecnym kształcie może wiązać się z chęcią uzyskania przewag kosztowych poprzez omijanie tych regulacji. Wynika to bezpośrednio z możliwości arbitrażu geograficznego wykorzystującego zależności, które zostały przeanalizowane i zaprezentowane w pkt. 4.1.4. pracy. Wnioski tych obserwacji mogą przyczynić się do zmiany taktyki przedsiębiorstw obrotu. Firmy te mogłyby prowadzić działalność w Polsce bez konieczności fizycznego dokonywania przywozu na terytorium RP gazu ziemnego, w ten sposób uzyskaliby przewagę kosztową na rynku w Polsce poprzez uniknięcie wypełniania obowiązków regulacyjnych. Konsekwencją tego stanu rzeczy mogłoby być obniżenie efektywności segmentu obrotu w zakresie osłabienia poziomu bezpieczeństwa dostaw. Bezsposornie, w takiej sytuacji nie osiągnięte byłyby cele polityki państwa w zakresie stabilności segmentu obrotu. Z drugiej jednak strony, firmy te mogłyby stać się elementami globalnej gry będącej przedmiotem badań Michela Croziera i Erharda Friedberga (Karcz, 2016), poszukiwać innych korzyści, wynikających np. z efektu synergii, czy zakresu. Rozważania te dowodzą, że istnieje potrzeba poznania optymalnego kształtu regulacji systemowych w dalszych procesach badawczych. Wynikiem przeprowadzonych badań jest zarys możliwych zmian. Przedstawił jednak spojrzenie jednej strony relacji rynkowej: spojrzenie strony podaźowej. Pożądane w tym zakresie byłoby kompleksowe zinterpretowanie oczekiwań także innych interesariuszy segmentu obrotu. W efekcie mogłaby powstać koncepcja nowej, optymalnej rzeczywistości regulacyjnej.

Celem procesu konkurencyjnego jest poznanie efektywnej usługi, efektywnego produktu czy efektywnej organizacji. Tymi, którzy decydują o wsparciu efektywnych i karaniu mniej efektywnych firm powinni być konsumenci (Armentano, 2012). Dnia 7 stycznia 2020 r. Kantar opublikował wyniki badania przeprowadzonego w listopadzie 2019 r. na reprezentatywnej grupie 1 tys. osób (Furman, 2020). 96% ankietowanych uznało bezpieczeństwo energetyczne za rzecz ważną. Jak wskazano: *„ich zdaniem sposobem na jego poprawę jest dywersyfikacja źródeł*

*importu błękitnego paliwa i wzrost krajowego wydobycia. Za zwiększeniem liczby krajów, z których Polska importuje gaz, opowiada się 80 proc. respondentów. Jeszcze więcej, bo 84 proc., ankietowanych widzi w dywersyfikacji skuteczny sposób na całkowitą rezygnację z dostaw z Rosji. Z kolei aż 88 proc. jest za zwiększeniem inwestycji w krajowe wydobycie”.* W Polsce jednocześnie spadło tempo wzrostu liczby zmian sprzedawcy mimo, że oferta przedsiębiorstw alternatywnych, innych niż przedsiębiorstwo dominujące, była dla odbiorców korzystniejsza (jak zobrazowano w pkt. 5.3.3.). Stąd kolejnym, interesującym obszarem badań jest potrzeba odpowiedzi na pytanie dlaczego ludzie wolą jednego sprzedawcę od drugiego, tańszego, skoro ich produkty są niemal identyczne? Podobną tematykę zgłębiali Janelle Barlow i Paul Stewart (2014) na przykładzie budowania marki Coca-Cola i Pepsi, tj. produktów o porównywalnym składzie, wskazując na rosnące znaczenie budowania świadomości marki. W tym przypadku znaczenie miały czynniki psychologiczne wykorzystywane przez producentów obu napojów kreujące przekonanie klientów, że wybierają produkt w oparciu o jego wyjątkowy smak. Na rynku gazu ziemnego, który jest również produktem homogenicznym, mogą to być równie dobrze inne determinanty, jak np. zmiana jakości obsługi i sposobu zarządzania relacjami z klientami (Dżaman, 2018), czyli szerokokorozumiany obszar zarządzania relacjami z klientami (ang. *CRM – customer relationship management*). Wyniki tych badań mogłyby pozwolić na wysnucie interesujących wniosków mających wpływ na zmianę sposobu funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym.

## ZAKOŃCZENIE

Problematyka badawcza będąca przedmiotem rozprawy pozostawała na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI wieku interesującym przedmiotem dociekań, biorąc pod uwagę – jak zaprezentowano w pkt 1.2 – rolę i rosnące znaczenie gazu ziemnego w życiu społecznym. Warunki (ograniczenia) swobody działalności gospodarczej opisane trzema regulacjami: A – obowiązkiem taryfikowania cen gazu ziemnego, B – obowiązkiem utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego oraz C – obowiązkiem dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski, były i są elementem rzeczywistości rynkowej. Wszystkie trzy obszary leżały w kręgu zainteresowań objętych rozprawą. Były w szczególności zmiennymi niezależnymi wpływającymi na wybrane wskaźniki opisujące efektywność segmentu obrotu oraz działalności handlowej. Przeprowadzone w tym obszarze badania koncentrowały się na badaniu strony podażowej, a w szczególności dotyczyły strategicznych i taktycznych zachowań przedsiębiorstw (Zielińska-Głębocka, 2004). W duchu konwencjonalnej teorii społecznej efektywności (Armentano, 2012) przyjęto, że zmiennymi zależnymi najlepiej opisującymi ów poziom efektywności segmentu obrotu oraz działalności handlowej były odpowiednio: pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce, przeciwdziałanie nieakceptowalnym przez odbiorców zmianom cen mającym odzwierciedlenie w zmianach poziomu zapotrzebowania na paliwo gazowe oraz konkurencyjność i siła rynkowa przedsiębiorstw obrotu, opłacalność i potencjał biznesowy, a także stopień aktywności tych przedsiębiorstw na rynku. Skoro – jak pokazały wnioski z badań zaprezentowanych w punkcie 6.1. rozprawy – istnieje związek między tymi zmiennymi, hipotezy mówiące o oddziaływaniu regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu zostały potwierdzone. Przeprowadzone wyniki badań pokazały, jak bardzo trafne są oceny menedżerów przedsiębiorstw obrotu w odniesieniu do skutków wprowadzanych regulacji. Fakt ten uzasadnia potrzebę włączenia ich do procesu konsultacyjnego wprowadzanych nowych zmian regulacyjnych. Potrzebę ich wprowadzania wyjaśnia teoria interesu publicznego (Szpringer, 2010). Jej istotnymi przesłankami są niedoskonałości rynku (ang. *market failure*). W ślad za rozważaniami Johna E. Bachmana (1967) i Kennetha Arrowa (1959) zakładającymi możliwość pojawienia się nieefektywnego wykorzystania zasobów w procesie osiągnięcia równowagi konkurencyjnej, tematyką efektywności procesu konkurencyjnego zajmował Israel Kirzner (2010) odnosząc się do kwestii

marnotrawstwa współzawodnictwa (ang. *competition wastefulness*). Badacz ten uważał, iż w czasie procesu konkurencyjnego mogą występować niedoskonałości, do których eliminacji ów proces stopniowo dąży. Każdy etap procesu konkurencyjnego dający możliwość ulepszenia alokacji zasobów, w tym wiedzy i informacji, przyczynia się do wzmocnienia efektywności rynkowej. Koncepcja ładu rynkowego zakłada pozytywny stosunek do konkurencji rynkowej utożsamianej z dobroczynnym oddziaływaniem na gospodarkę (Przybyciński, 2005). Koncepcja ta będąca przedmiotem badań również Stanisława Góry przyjęła pojęcie ładu gospodarczego, jako wewnętrznemu spójnego i logicznego systemu budowy i funkcjonowania struktur gospodarki narodowej, składającego się z 4 kluczowych komponentów: przepisów i regulacji prawnych, mechanizmów koordynacyjnych, procedur, kryteriów i motywacji podejmowania decyzji oraz zachowań uczestników rynku oraz instytucji określających strukturę i funkcjonowanie gospodarki narodowej (Góra, 1998). Stąd problematyka badawcza objęta niniejszą rozprawą musiała dotyczyć wszystkich tych 4 komponentów, ponieważ polski rynek gazu ziemnego nie był i wciąż nie jest łatwy do jednoznacznej interpretacji ze względu na jego specyfikę (jak zaprezentowano w pkt 1.3.3), zaszczości historyczne (pkt 2.1.), a nawet cechy samego towaru (pkt. 1.2.1.).

Celem rozprawy było określenie wpływu trzech badanych regulacji na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu. Interpretacja badań i wynikające z nich wnioski zaprezentowane w pkt. 6.1. pracy potwierdziły zrealizowanie postawionych celów pracy. Osiągnięty został jej cel główny określony jako poznanie wpływu ograniczeń swobody działalności handlowej, aktualnych dla polskiego modelu regulacji na przełomie drugiej i trzeciej dekady XXI w., na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu. Badania potwierdziły, że regulacje tej działalności były podstawowym determinantem decyzji biznesowych podejmowanych przez menedżerów przedsiębiorstw obrotu. Przedmiotem dociekań w obszarze teoretycznym była ocena warunków prowadzenia działalności handlowej w odniesieniu do teorii regulacji George'a Stiglera zakładającej dopuszczenie interwencji władz gospodarczych w celu podniesienia efektywności ogólnospołecznej regulowanego systemu. Przeprowadzone i zaprezentowane w rozprawie wyniki badań potwierdziły, że będące przedmiotem badań trzy warunki regulacyjne wpływały na efektywność działalności obrotu gazem ziemnym w Polsce. Ich wpływ na zarządzanie przedsiębiorstwem obrotu został potwierdzony w badaniach podłużnych, ankietowych, wywiadach z ekspertami, a także wnioskach wynikających z analizy dotychczasowego dorobku badawczego. Wyniki badań nie potwierdziły,

że regulacje wpływały na efektywność segmentu obrotu gazem ziemnym rozumianą jako pewność i stabilność dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym (nieakceptowalnym przez odbiorców) wzrostem cen. Zrealizowane zostały postawione cele w obszarze praktycznym, które zostały zdefiniowane jako poszukiwanie optymalnych rozwiązań taktycznych umożliwiających wzmocnienie pozycji konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym w Polsce. Wnioski z badań zaprezentowane w pkt 6.1.3. pracy przedstawiały najlepsze praktyki przedsiębiorstw poszukujących przewag konkurencyjnych. Potwierdziły one potrzebę dalszego poszukiwania możliwości wzmocnienia konkurencyjności i siły rynkowej na tym – jak dotąd – niekonkurencyjnym rynku.

Rząd jest obecny w gospodarce poddanej procesom liberalizacji i globalizacji, jednak jego rola zmienia się w stosunku do tego, jak był zaangażowany w funkcjonowanie gospodarki wcześniej (Ziemieniecki i Żukrowska, 2004). Regulacje są z pewnością podstawowym narzędziem realizowania polityki państwa i osiągnięcia postawionych celów. Badania potwierdziły, że regulacje powinny opierać się na długoterminowych, jasno określonych celach a przede wszystkim mieć stabilny charakter. Jak zobrazowały obserwacje z lat 2009-2018 zmiany regulacji były wprowadzane stosunkowo często, co dodatkowo determinowało stabilność segmentu i działalności handlowej. Liczne zmiany warunków regulacyjnych nie zlikwidowały niedoskonałości rynkowych, do których Prezes URE zaliczył: obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego z zagranicy, brak możliwości sprostania wymogom prawnym w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu, które zobowiązują przedsiębiorstwa energetyczne do ograniczenia do 70% udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej ilości gazu importowanego w danym roku oraz administracyjną regulację cen gazu ziemnego dla wszystkich grup odbiorców końcowych (Prezes URE, 2014). Postawione przed 6 laty wnioski Prezesa URE nie utraciły na aktualności. Przepisy dotyczące zatwierdzania taryf przez Prezesa URE, czy też tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, były przedmiotem kwestionowania przez KE, jako niezgodne z przepisami UE (Prezes URE, 2013a).

Zdefiniowanie jasnej wizji tego sektora, a w ślad za tym stabilnych warunków prowadzenia działalności, jest niezwykle istotne. Są one jednym z głównych determinantów strategii działania każdego przedsiębiorstwa obrotu a jednocześnie kształtu sektora gazowego. Pragnieniem autora jest, aby wyniki badań

zaprezentowanych w niniejszej dysertacji stały się zachętą do szerszej dyskusji i wymiany poglądów oraz kontynuowania badań przez innych naukowców z różnych ośrodków badawczych.



# SPIS TABEL I RYSUNKÓW

## Spis tabel

Tabela 1.	Produkcja energii elektrycznej z paliw gazowych w Polsce w latach 2011 – 2018. ....	32
Tabela 2.	Światowa produkcja gazu ziemnego w latach 2007 – 2017 (mld m <sup>3</sup> ). ....	34
Tabela 3.	Światowa konsumpcja gazu ziemnego w latach 2007 – 2017 (mld m <sup>3</sup> ). ....	35
Tabela 4.	Potwierdzone światowe zasoby gazu ziemnego w latach: 1997, 2007 i 2017 (mld m <sup>3</sup> ). ....	37
Tabela 5.	Podstawowe funkcje operacyjne realizowane przez przedsiębiorstwo obrotu. ....	49
Tabela 6.	Specyfikacja standardowych kontraktów na gaz ziemny wysokometanowy grupy E zawieranych na rynku RDNiBG prowadzonym przez TGE. ....	50
Tabela 7.	Specyfikacja standardowych kontraktów na gaz ziemny wysokometanowy grupy E zawieranych na rynku RTTG prowadzonym przez TGE. ....	51
Tabela 8.	Kluczowe założenia europejskich pakietów liberalizujących rynek gazu ziemnego. ....	63
Tabela 9.	Zmiany w zakresie obowiązku stosowania taryf w rozliczeniach z odbiorcami gazu ziemnego w latach 2009-2018. ....	91
Tabela 10.	Zmiany w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce w latach 2009 - 2018. ....	102
Tabela 11.	Istniejące i planowane zdolności PMG według stanu na 1 lipca 2018 r. ....	107
Tabela 12.	Zmiany regulacji w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski w latach 2009 - 2018. ....	114
Tabela 13.	Poziom rezerwacji ciągłych zdolności przesyłowych w punktach wejścia do polskiego systemu przesyłowego w 2018 roku (kWh) ....	116
Tabela 14.	Tempo zmian wskaźnika zmiana sprzedawcy w latach 2009-2018. ....	122
Tabela 15.	Tempo zmian wskaźnika zmiana sprzedawcy w latach 2009-2018. ....	123
Tabela 16.	Roczne kontrakty futures na gaz ziemny na wybranych giełdach europejskich. ....	124
Tabela 17.	Wyniki analizy regresji dla zmiennych: kursem kontrakt typu base notowanym na EEX i TGE na 2020 r. ....	127
Tabela 18.	Budowa wskaźnika ESI. ....	135
Tabela 19.	Zagregowane dane rynkowe do obliczenia wskaźnika ESI. ....	137
Tabela 20.	Wskaźnik ESI dla okresu 2009-2018. ....	138
Tabela 21.	Najczęstsze problemy na rynku energii elektrycznej wskazywane przez rzeczników konsumentów. ....	139
Tabela 22.	Zakres i koszt usług magazynowych świadczonych przez OSM. ....	141
Tabela 23.	Łukowa elastyczność popytu gospodarstw domowych w Polsce na gaz ziemny dla lat 2013 – 2018. ....	144
Tabela 24.	Wyniki analizy regresji dla sprzedaży do gospodarstw domowych [w TWh] oraz ceny za gaz ziemny z taryfy POD dla grupy W-1.1. [w zł/MWh]. ....	146
Tabela 25.	Wybrane oferty sprzedaży gazu ziemnego. ....	147
Tabela 26.	Respondenci badania ilościowego z wykorzystaniem metody CAWI. ....	170

Tabela 27.	Operacjonalizacja zmiennej A .....	185
Tabela 28.	Operacjonalizacja zmiennej B .....	185
Tabela 29.	Operacjonalizacja zmiennej C .....	186
Tabela 30.	Zbiór danych do testowania H1 .....	186
Tabela 31.	Wynik badania podłużnego w zakresie testowania H1 .....	187
Tabela 32.	Rozkład odpowiedzi o optymalny kształt regulacji w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych .....	191
Tabela 33.	Rozkład odpowiedzi o optymalny kształt regulacji w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski.....	192
Tabela 34.	Ekspertcka ocena wpływu poszczególnych zmiennych niezależnych na warunki prowadzenia działalności handlowej.....	198
Tabela 35.	Zbiór danych do testowania H2 .....	199
Tabela 36.	Wyniki badania podłużnego w zakresie testowania H2.....	199
Tabela 37.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej A na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu .....	202
Tabela 38.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej B na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu .....	202
Tabela 39.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ zmiennej C na siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu .....	203
Tabela 40.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku taryfikowania cen gazu dla gospodarstw domowych na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu.....	205
Tabela 41.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu .....	205
Tabela 42.	Rozkład częstości odpowiedzi o wpływ hipotetycznej likwidacji obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego do Polski na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) działalności obrotu .....	206
Tabela 43.	Ocena ekspercka w zakresie najskuteczniejszej strategii konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu.....	207

## Spis rysunków

Rysunek 1.	Światowe całkowite dostawy energii pierwotnej w latach 1971 – 2016 (Mtoe). .....	29
Rysunek 2.	Światowe dostawy energii pierwotnej w 1971 r. i 2016 r. ....	29
Rysunek 3.	Gaz ziemny w miksie energetycznym OECD w 2018 r. ....	31
Rysunek 4.	Prognoza zużycia paliw gazowych w elektrowniach i elektrociepłowniach w ujęciu rocznym oraz skumulowanym w latach 2020 - 2040 .....	32
Rysunek 5.	Źródła gazu ziemnego w Europie w 2018 roku. ....	35
Rysunek 6.	Zużycie gazu ziemnego a PKB na 1 mieszkańca w Polsce w okresie 2006 – 2017. ....	40
Rysunek 7.	Dobowa ilość przesłanego gazu do punktu wyjścia E do systemu dystrybucyjnego w roku 2018. ....	42
Rysunek 8.	Cena referencyjna gazu na potrzeby rozliczania bilansowania handlowego systemu dystrybucyjnego (CRGBiL) dla gazu wysokometanowego grupy E. ....	42
Rysunek 9.	Mapa infrastruktury gazowej w Europie Środkowo-Wschodniej. ....	58
Rysunek 10.	Polska sieć przesyłowa zarządzana przez OSP. ....	59
Rysunek 11.	Zdolności techniczne w zakresie przywozu gazu ziemnego do Polski i ich struktura w latach 2009-2018. ....	60
Rysunek 12.	Pojemność czynna PMG oraz dobowe zdolności odbioru PMG w Polsce w latach 2009-2018. ....	62
Rysunek 13.	Liczba wszystkich odbiorców końcowych i sprzedaż paliw gazowych do odbiorców końcowych ogółem w Polsce w latach 2010-2018. ....	86
Rysunek 14.	Przywóz gazu ziemnego do Polski i jego struktura w latach 2009-2018. ....	86
Rysunek 15.	Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje OPG i OGZ w Polsce w latach 2009 - 2018. ....	87
Rysunek 16.	Pozyskanie (zakup i wydobycie) gazu ziemnego w Polsce i jego struktura w latach 2009-2018. ....	88
Rysunek 17.	Sprzedaż gazu do gospodarstw domowych w Polsce i jej struktura w latach 2009-2018. ....	89
Rysunek 18.	Sprzedaż gazu ziemnego do hurtowych odbiorców końcowych w Polsce i jej struktura w latach 2009-2018. ....	89
Rysunek 19.	Cena rynkowa gazu ziemnego (TGEgasID) a cena z taryfy PGNiG Obrót Detaliczny bez akcyzy dla odbiorców pobierających gaz ziemny wysokometanowy (grupy E) z grupy W-1.1 w roku 2018. ....	98
Rysunek 20.	Planowane przez OSM udostępnienia zdolności magazynowych w latach 2019-2020 (stan na 22 sierpnia 2019 r.). ....	109
Rysunek 21.	Krajowa produkcja gazu ziemnego w Polsce w latach 2010-2018 [w TWh].....	111
Rysunek 22.	Struktura podaży gazu ziemnego w Polsce w latach 2010-2018 [w TWh] .....	111
Rysunek 23.	Przywóz gazu ziemnego do Polski i jego struktura w latach 2009 - 2018. ....	112
Rysunek 24.	Udział w rynku trzech największych dostawców gazu ziemnego, liczba głównych dostawców oraz wskaźnik CR3 w państwach UE w 2014 .....	121
Rysunek 25.	Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego w Polsce w latach 2009-2018 .....	122
Rysunek 26.	Kurs rozliczeniowy kontraktu rocznego na gaz typu base na rok 2020 na EEX i TGE z notowań w okresie 1 stycznia 2018 – 30 kwietnia 2019 r. ....	125
Rysunek 27.	Zależność pomiędzy kursami kontraktów typu base notowanymi na 2020 rok na EEX i TGE z notowań w okresie 1 stycznia 2018 – 30 kwietnia 2019 r. ....	126
Rysunek 28.	Scenariusze zakłóceń dostaw gazu ziemnego do Europy .....	131
Rysunek 29.	Poziom cen taryfowych wybranych przedsiębiorstw obrotu dla odbiorców z grup W-1.1. (lub równoważnych) w okresie 2017-2018. ....	143

Rysunek 30.	Ceny gazu ziemnego dla odbiorców końcowych z grup W-1.1 i W-6.1 w okresie 2009-2018 (gr/kWh).....	143
Rysunek 31.	Zależność pomiędzy wielkością popytu na gaz ziemny zgłaszany przez gospodarstwa domowe a ceną taryfową POD sp. z o.o. dla sprzedaży gazu ziemnego dla tej grupy odbiorców.....	145
Rysunek 32.	Sprężenie zwrotne elementów mających wpływ na kształtowanie polityki energetycznej.....	149
Rysunek 33.	Dominujący typ przewagi konkurencyjnej wybranych sektorów wg metody KCS.....	159
Rysunek 34.	Zintegrowany model konkurencyjności wg O. Flaka i G. Głóda.....	166
Rysunek 35.	Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wspierania stabilności dostaw.....	188
Rysunek 36.	Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wspierania stabilności dostaw.....	188
Rysunek 37.	Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wspierania stabilności dostaw.....	189
Rysunek 38.	Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie ochrony gospodarstw domowych przed wzrostem cen.....	190
Rysunek 39.	Model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych przez przedsiębiorstwa obrotu a stabilność dostaw gazu ziemnego do ich odbiorców.....	191
Rysunek 40.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie o przejrzystość i łatwość przeprowadzania procesu zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gazu ziemnego.....	193
Rysunek 41.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie, czy model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych jest czytelny i zrozumiały dla odbiorców.....	193
Rysunek 42.	Rozkład odpowiedzi na pytanie: Które elementy modelu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP należy poprawić?.....	194
Rysunek 43.	Rozkład odpowiedzi na pytanie: Które elementy modelu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP należy poprawić?.....	195
Rysunek 44.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy, Pana/Pani zdaniem, istnieją realne warunki dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP?”.....	196
Rysunek 45.	Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu.....	200
Rysunek 46.	Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu.....	201
Rysunek 47.	Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wspierania konkurencji w segmencie obrotu.....	201
Rysunek 48.	Rozkład częstości zmiennej A w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu.....	203
Rysunek 49.	Rozkład częstości zmiennej B w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu.....	204
Rysunek 50.	Rozkład częstości zmiennej C w aspekcie wpływu na ryzyko biznesowe przedsiębiorstwa obrotu.....	204
Rysunek 51.	Rozkład odpowiedzi na pytanie: Czy obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych zachęca do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców?.....	206
Rysunek 52.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy oferta Pana/Pani przedsiębiorstwa obrotu dotyczy wyłącznie gazu ziemnego, czy też jest powiązana z innymi produktami lub usługami?”.....	210
Rysunek 53.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla odbiorców oferty z ceną stałą na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy?”.....	210

Rysunek 54.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla gospodarstw domowych oferty cenowe niższe od cen i stawek taryfowych?” .....	211
Rysunek 55.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy koszt utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych w Polsce jest konkurencyjny w stosunku do warunków cenowych w europejskich instalacji magazynowych?” .....	212
Rysunek 56.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo (lub grupa kapitałowa) gromadzi zapasy handlowe (nieobowiązkowe) w polskich instalacjach magazynowych?” .....	212
Rysunek 57.	Rozkład częstości odpowiedzi na pytanie: „Co, Pana/Pani zdaniem, jest przeszkodą w gromadzeniu zapasów handlowych w polskich instalacjach magazynowych?” .....	213

# ŹRÓDŁA DANYCH I INFORMACJI

## Bibliografia

- Aalto, P. i Temel, D. (2014). European Energy Security: Natural Gas and the Integration Process. *Journal of Common Market Studies*, 52(4), strony 758–774.
- ACER. (2014). *Implementation Monitoring Report on Congestion Management Procedures in 2014*. Ljubljana: ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- ACER. (2015). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014*. Ljubljana: ACER/CEER.
- ACER. (2019). *Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Pobrano 07 22, 2019 z lokalizacji [https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20190627\\_4th-Edition-ACER-Guidance\\_4thupdate.pdf](https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20190627_4th-Edition-ACER-Guidance_4thupdate.pdf)
- Adamczyk, J. i Nehring, A. (1995). *Efektywność przedsiębiorstw prywatyzowanych*. Kraków: Akademia Ekonomiczna w Krakowie.
- Ali, B. i Kumar, A. (2016, February 15). Development of life cycle water footprints for gas-fired power generation technologies. *Energy Conversion and Management*, 110, strony 386-396.
- Allen, F. i Gale, D. (2004). Competition and Financial Stability. *Journal of Money, Credit and Banking*, 36, strony 453-480.
- Al-Masny, N. (2013). Zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym na przykładzie importu gazu LNG z Kataru do Polski. *Zarządzanie innowacyjne w gospodarce i biznesie*, 2((17)/2013), strony 11-25.
- Antonowicz, P., Kędzierska, E. i Pusiewicz, M. (2017). Model PEST uwarunkowań rozwoju rynku gazu w Polsce - benchmarking międzynarodowy. W P. Antonowicz, P. Pisarewicz i P. Nogal-Meger, *Zarządzanie wartościami w warunkach zmian* (strony 215-228). Gdańsk, Sopot: Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego.
- APERC, Asi Pacific Energy Research Centre. (2007). *A quest for energy security in the 21st century: Resources and constraints*. Japan: Institute of Energy Economics.
- Armentano, D. (2012). *Walka z monopolem czy konkurencją?* (M. Barczentewicz, Tłum.) Lublin: Fijorr Publishing Company.
- Arrow, K. (1959). Toward a theory of price adjustment. (M. Abramovitz, Red.) *The Allocation of Economic Resources*, str. 50.
- Babbie, E. (2003). *Badania społeczne w praktyce*. (A. Kloskowska-Dudzińska, Red.) Warszawa: PWN.
- Bachman, J. (1967). *Advertising and Competition*. New York: New York University Press.
- Bain, J. (1951). Relation of profit rate to industry concentration: American manufacturing 1936-40. *Quarterly Journal of Economics*, 65(3), strony 293-324.
- Baldwin, D. (1997, January). The concept of security. *Review of International Studies*, 1, strony 5-26.
- Bałamut, A. (2017). *Polityka bezpieczeństwa energetycznego Polski w latach 2000-2015*. Kraków: Oficyna Wydawnicza AFM.
- Barlow, J. i Stewart, P. (2014). *Markowa obsługa klientów. Nowe źródło przewagi nad konkurencją*. (A. Stelmach, Tłum.) Warszawa: Oficyna.
- Bartnicki, G. i Nowak, B. (2018). Zmienność poboru paliwa gazowego w lokalnych źródłach ciepła obsługujących grupy budynków mieszkalnych. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią*(102), strony 37-50.

- Bartnik, B. (2015). Ewolucja modelu zarządzania podmiotem obrotu gazem oraz struktura jego współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego gazu. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*, strony 18-27.
- Bąk, B. i Zalega, T. (2016). Strategie e-marketingu na przykładzie firmy BlaBlaCar. *Zarządzanie Innowacyjne w Gospodarce i Biznesie*, 22, strony 93-112.
- Beck, T., De Jonghe, O. i Schepens, G. (2013, April). Bank competition and stability: Cross-country heterogeneity. *Journal of Financial Intermediation*, 22, strony 218-244.
- Beckman, K. i van den Beukel, J. (2019). *The great Dutch gas transition*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Bentley, R. (2002). Global oil & gas depletion: an overview. *Energy Policy*, 30, strony 189–205.
- Bernat, T. (2008). Elastyczność cenowa popytu wybranych usług w strukturach niedoskonale konkurencyjnych - wyniki badań. *Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania / Uniwersytet Szczeciński*(3), strony 115-128.
- Beyer, K. (2012). Kapitał intelektualny jako podstawa przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw. *Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania*(25), strony 241-254.
- Będźmirowski, M. i Gac, M. (2018). Bezpieczeństwo energetyczne Polski w regionie Morza Bałtyckiego. *Przedsiębiorczość i Zarządzanie*, XIX(2, część 3), strony 35–48.
- Bielecki, L. (2009). Ważny interes publiczny a ograniczenie poprzez koncesję zasady wolności gospodarczej w zakresie górnictwa i kopalnictwa - zarys zagadnienia. *Humanum. Międzynarodowe Studia Społeczno-Humanistyczne*(3), strony 75-80.
- Bieliszczyk, B. (2012). Eksport amerykańskiego gazu. Szanse, perspektywy i wpływ na (między)narodową gospodarkę. *Kultura i Polityka*, 12, strony 90-114.
- Bilgen, S. i Sarıkaya, İ. (2016, September 6). New horizon in energy: Shale gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, strony 637-645.
- Bishop, S. i Walker, M. (2010). *The Economics of EC Competition Law: Concepts, Application and Measurement*. London: Sweet&Maxwell.
- Blacharski, T., Biały, R., Kaliski, M., Stachowiak, B. i Szurlej, A. (2016). Wpływ dostaw LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*(95), strony 253–264.
- Blyth, W. i Lefevre, N. (2004). *Energy Security and Climate Change. International Energy Agency Information Paper*. Paris: IEA.
- Błajszczak, G. i Gawęł, I. (2015, czerwiec 17-19). Kodeksy sieci - tworzenie europejskiego prawa energetycznego. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*(42), strony 17-20.
- Bogusz, A. (2010). Gaz ziemny – paliwo przyszłości branży STL. *Zeszyty Naukowe Wydziału Ekonomicznego Uniwersytetu Gdańskiego*.
- Bogusz, A. (2017). Growth of LNG Gas Market as Alternative Fuel in Transport. *Research Journal of the University of Gdańsk. Transport Economics and Logistics*, 71, strony 105-111.
- Bojarski, W. (2004, czerwiec). Bezpieczeństwo energetyczne. *Wokół energetyki*.
- Bolesta, K. (2005). Liberalizacja rynków gazu w UE - niedozwolone klauzule terytorialne w kontraktach długoterminowych. *Wspólnoty Europejskie*(3 (160)), strony 31-38.
- Boone, J. (2008). A New Way to Measure Competition. *The Economic Journal*, 118, strony 1245–1261.

- Boratyński, J. (2014). Znaczenie gazu ziemnego jako surowca energetycznego w Polsce i innych krajach UE - analiza porównawcza dla lat 1995-2008. *Gospodarka w praktyce i teorii/ Economy in Practice and Theory*, 3(36), strony 5-18.
- Borowski, K. (2016). Analysis of Selected Seasonality Effects in Markets of Futures Contracts with the Following Underlying Instruments: Crude Oil, Brent Oil, Heating Oil, Gas Oil, Natural Gas, Feeder Cattle, Live Cattle, Lean Hogs and Lumber. *Journal of Management and Financial Sciences*, 26(4), strony 27-44.
- Bossak, J. (2000). Międzynarodowa konkurencyjność gospodarki polskiej - ujęcie instytucjonalne. W H. Wronowski, *Konkurencyjność gospodarki polskiej a rola państwa przed akcesją do Unii Europejskiej* (str. 21). Białystok: UW.
- Bouzarovski, S., Bradshaw, M. i Wochnik, A. (2015, Lipiec 9). Making territory through infrastructure: The governance of natural gas. *Geoforum*, str. 225.
- Bowen, G. (2009). Supporting a grounded theory with an audit trail: an illustration. *International Journal of Social Research Methodology*, 12, strony 305-316.
- BP. (2018). *BP statistical review of World Energy 2018*. London: BP p.l.c.
- Brańka, S. (2009). Ekonomiczne uwarunkowania lokalizacji podziemnych magazynów gazu na przykładzie Polski. *Geologia*, 35(3), strony 447-459.
- Braun, J. (2018). Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne - miary i czynniki wpływające na jego poziom. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*(358), strony 23-32.
- Brennan, T. (1990). Cross-Subsidization and Cost Missallocation by Regulated Monopolists. *Journal of Regulatory Economics*(2), strony 37-51.
- Bridge, G., Özkaynak, B. i Turhan, E. (2018). Energy infrastructure and the fate of the nation: Introduction to special issue. *Energy Research & Social Science*(41), strony 1-11.
- Brodacki, D. (2017). Współpraca gazowa Federacji Rosyjskiej z Rzeczypospolitą Polską. *Polityka i Społeczeństwo*, 2(15), strony 50-64.
- Brzeziński, J. (1984). *Elementy badań psychologicznych*. Warszawa: PWN.
- Brzeziński, T. (2014). Unbundling informacyjny operatora systemu gazowego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. *Rynek Energii*, 1(143), strony 73-81.
- Brzeziński, T. (2014a). Rozwój segmentu magazynowania paliw gazowych, zmiany otoczenia prawnego, zasady funkcjonowania oraz znaczenie segmentu dla rynku. *Rynek Energii*, 5(114), strony 3-15.
- CEDIGAS. (2019). *Tge Global Gas Market 2019 Edition*. Rueil-Malmaison: The International Information Center on Natural Gas.
- Chalastra, M. (2012). Subsydiowanie skróśne a koncepcja True and Fair View. *Zarządzanie i Finanse*, 10(4 cz.3), str. 159-184.
- Chamberlin, E. (1986). *Monopoly and competition and their regulation. Papers and proceedings of a Conference held by the International Economic Association* (wyd. 50). New York: The International Economic Association.
- Chen, X., Yang, H. i Wang, X. (2019, April). Effects of price cap regulation on the pharmaceutical supply chain. *Journal of Business Research*, 97, strony 281-290.
- Cherp, A. i Jewell, J. (2014, October 31). The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy Policy*, strony 415-421.
- Chevallier, J. i Ielpo, F. (2013). *The Economics of Commodity Markets*. Chichester: Wiley.
- Chłopińska, E. i Nowakowska, A. (2017). Wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego w Polsce. *Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe*, 18(6), strony 1350-1355.
- Chłopińska, E., Bajko, A. i Autzen, A. (2019). Potrzeby energetyczne Polski względem krajowego rynku gazu ziemnego. *Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe*(6), strony 381-386.



- Chong, Z., Yang, S., Babu, P., Linga, P. i Li, X.-S. (2016, January 15). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, strony 1633-1652.
- Christie, E. (2009). Energy Vulnerability and EU-Russia Energy Relations. *Journal of Contemporary European Research*, 5(2), strony 274-292.
- Cicholski, M. (2011). Polskie działania w sferze dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. *Zeszyty Studenckie Wydziału Ekonomicznego „Nasze Studia”*, 5, strony 63-72.
- Ciepiela, D. (2018, 02 07). Rynek gazu się rozwija. *HEG z 140-proc. wzrostem przychodów*. Pobrano z lokalizacji wnp.pl: [https://www.wnp.pl/gazownictwo/rynek-gazu-sie-rozwija-heg-z-140-proc-wzrostem-przychodow,316974\\_1\\_0\\_0.html](https://www.wnp.pl/gazownictwo/rynek-gazu-sie-rozwija-heg-z-140-proc-wzrostem-przychodow,316974_1_0_0.html)
- Cieślík, T., Górowska, K., Metelska, K. i Szurlej, A. (2018). Zużycie gazu ziemnego w podziale na województwa. *Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy*, 54(2/2018), strony 190-205.
- Cieślík, T., Janusz, P., Kogut, K., Szurlej, A. i Zyśk, J. (2018). Wpływ realizacji założeń ujętych w programach ochrony powietrza na zużycie gazu ziemnego przez gospodarstwa domowe. *Rynek Energii*(6/2018).
- Ciuk, S. i Latusek-Jurczak, D. (2012). Etyka w badaniach jakościowych. W D. Jemielniak, *Badania jakościowe. Podejścia i teorie* (strony 23-40). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Cohen, G., Joutz, F. i Loungani, P. (2011). *Measuring Energy Security: Trends in the Diversification of Oil and Natural Gas Supplies*. WP/11/39. Washington: International Monetary Fund.
- Cooper, J., Stamford, L. i Azapagic, A. (2018, April 1). Economic viability of UK shale gas and potential impacts on the energy market up to 2030. *Applied Energy*, 215, strony 577-590.
- Costa, M., García-Quevedo, J. i Trujillo-Baute, E. (2018). Electricity regulation and economic growth. *Energy Policy, Volume 113*, strony 232-238.
- Czakon, W. (2014). Metodologiczny rygor w badaniach nauk o zarządzaniu. *Prace naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu*(340), strony 39-44.
- Czarnecka, M. (2017). Restrukturyzacja i upadłość przedsiębiorstwa energetycznego. *Studia Ekonomiczne / Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach. Współczesne Finanse*(329), strony 94-105.
- Czarnecka, M. i Oglódek, T. (2011). The Energy Tariff System and Development of Competition in the Scope of Polish Energy Law. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies*, 4(4), strony 151-167.
- Czech, A. (2012). Zarys ewolucji wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej. *Studia Ekonomiczne / Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach*(123), strony 251--262.
- Czech, A. (2016). Uwarunkowania polskiej polityki energetycznej w kontekście postulatu zrównoważonego rozwoju. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*(269), strony 50-61.
- Czernicki, P. i Szołucha, M. (2017). Funkcjonowanie rurociągu OPAL jako zagrożenie dla bezpieczeństwa i rozwoju energetycznego RP w sektorze gazu ziemnego. *Przedsiębiorczość i Zarządzanie*, 18(9, cz.1), strony 251-265.
- Dach, Z. (2012). *Mikroekonomia*. Kraków: Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie.
- de Leeuw, J. (2008). *Energy problems & Fututre Perspective. About commodities, the environment and financial markets. A global view from a Dutch prespective*. Amsterdam: Mercourious.

- den Hertog, J. (2010). Review of Economic Theories of Regulation. *Utrecht School of Economics*. 10-18, strony 1-61. Utrecht: Utrecht School of Economics, Utrecht University.
- Dobroczyńska, A. i Juchniewicz, L. (2004). Przesłanki i podstawowe dylematy polskiej polityki energetycznej. *Acta Universitatis Lodziensis. Folia Oeconomica*, 174/2004, strony 435-452.
- Dorosz, P. (2018). Sprężony i skroplony gaz ziemny jako alternatywa dla paliw ropopochodnych wykorzystywanych w transporcie. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, 1(21), strony 85-98.
- Dragan, D. (2017/8). Prawne aspekty uwolnienia cen na rynku gazu w Polsce. *Internetowy Przegląd Prawniczy TBSP UJ*(8), strony 109-117.
- Dziambor, A. (2019). Bezpieczeństwo energetyczne USA w ostatniej dekadzie. Odmienne wizje Baracka Obamy i Donalda Trumpa. *Energia Gigawat*, 9(221), strony 27-30.
- Dzikowska, M. i Gorynia, M. (2012, Kwiecień). Teoretyczne aspekty konkurencyjności przedsiębiorstwa – w kierunku koncepcji eklektycznej? *Gospodarka Narodowa*, 4(248), strony 1-30.
- Dżaman, M. (2018). Call center w przedsiębiorstwie energetycznym. Funkcjonowanie, problemy, wyzwania. Wybrane aspekty. *Zarządzanie innowacyjne w gospodarce i biznesie*, 2(27), strony 74-88.
- Dżaman, M. (2019). Default na towarowym rynku giełdowym. *Zarządzanie Innowacyjne w Gospodarce i Biznesie*, 1(28), strony 37-48.
- ECC. (2019). *ECC Clearing Specification*. Pobrano z lokalizacji <https://www.powernext.com/>: [https://www.powernext.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/clearing-specification-data.pdf](https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/clearing-specification-data.pdf)
- EFET Gas Committee. (2002). *Use-it-or-lose-it Principles*. Amsterdam: European Federations of Energy Traders.
- EIA. (2019). *World Energy Balances overview*. Pobrano 04 23, 2019 z lokalizacji <https://www.iea.org/statistics/balances/>
- EIA. (2019a). *EIA Headline Energy Data*. Pobrano 04 23, 2019 z lokalizacji <https://www.iea.org/statistics/balances/>
- Elżanowski, F. (2015). *Prawnoprocesowa sytuacja przedsiębiorstwa energetycznego w sprawach z zakresu regulacji energetyki*. Warszawa: Wolters Kluwer.
- ENTSOG. (2017). *Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS Simulations)*. Brussels: ENTSOG.
- Eriksson, P. i Kovalainen, A. (2008). *Qualitative Methods in Business Research*. London: Sage.
- Eser, P., Chokani, N. i Abhari, R. (2019, March 15). Impact of Nord Stream 2 and LNG on gas trade and security of supply in the European gas network of 2030. *Applied Energy*, 238, strony 816-830.
- Exxon Mobil Corporation. (2018). *2018 Outlook for Energy: a View to 2040*. Pobrano 04 23, 2019 z lokalizacji <https://corporate.exxonmobil.com/en/~media/Global/Files/outlook-for-energy/2018-Outlook-for-Energy.pdf>
- Famielec, J., Kijanka, A. i Żaba-Nieroda, R. (2019). Economic Growth and Carbon Dioxide Emissions. *Wiadomości Statystyczne*(4), strony 5-21.
- Faszczka, J. (2018). Koncesja jako instrument realizacji polityki energetycznej w świetle wyroku SN z 21 kwietnia 2016 r., III SK 28/15. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 5(7), strony 98-107.

- Federacja Konsumentów. (2017). *Konsument na rynku gazu w Polsce*. Warszawa: Federacja Konsumentów.
- Filar, B. (2018). Analiza możliwości rozbudowy pojemności czynnej podziemnego magazynu gazu w wyniku podnoszenia górnego ciśnienia pracy PMG powyżej pierwotnego ciśnienia złoża gazu. *NAFTA-GAZ*(4/2018), strony 279-282.
- Flak, O. i Głód, G. (2014). Koncepcja i przykład metody badania konkurencyjności przedsiębiorstw. *Studia Ekonomiczne / Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach* (nr 187 Transformacja współczesnej gospodarki jako przedmiot badań ekonomicznych), strony 87-100.
- Flick, U. (2012). *Projektowanie badania jakościowego*. (P. Tomanek, Tłum.) Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Fonseca, A. i Gonzales, F. (2008). Cross-Country determinants of bank income smoothing by managing loan-loss provisions. *Journal of Banking & Finance*, 32, strony 217-228.
- Frankfort-Nachmias, C. i Nachmias, D. (2001). *Metody badawcze w naukach społecznych*. Poznań: Zysk i S-ka.
- Friedman, M. (1993). *Kapitalizm i wolność*. Warszawa: Centrum im. Adama Smitha.
- Furman, T. (2020, styczeń 7). *PGNiG i Polacy chcą dalszej dywersyfikacji dostaw gazu*. Pobrano z lokalizacji [www.parkiet.com](http://www.parkiet.com): <https://www.parkiet.com/Surowce-i-paliwa/301049990-PGNiG-i-Polacy-chca-dalszej-dywersyfikacji-dostaw-gazu.html>
- Gajewski, Ł. i Rentz-Tylińska, R. (2011). Porównanie atrybutów mocarstwowości na przykładzie Stanów Zjednoczonych Ameryki i Federacji Rosyjskiej. *Wrocławskie Studia Politologiczne*, 12, strony 108-128.
- Garbicz, M. i Sokół, H. (2018). Baltic Pipe a polska polityka gazowa. *Rynek Energii*, 4(137).
- Gawlikowska-Fyk, A. (2007). Znaczenie surowców energetycznych w gospodarce światowej. *Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska*, XLI(1), strony 15-32.
- Gawlikowska-Fyk, A. (2019, Październik). *Rynek mocy do przeglądu. Analiza wyników trzech aukcji*. (A. Zieleniec, Red.) Pobrano z lokalizacji [forum-energii.eu](http://forum-energii.eu): [https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/11\\_net.pdf](https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/files/11_net.pdf)
- Gaz-System SA. (2019). *Ilości przesłanego gazu*. Pobrano z lokalizacji <https://swi.gaz-system.pl>: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/actualQuantity?lang=pl>
- Glaser, B. i Strauss, A. (2009). *Odkrywanie terorii ugruntowanej. Strategie badania jakościowego*. (M. Gorzko, Tłum.) Kraków: Nomos.
- Główny Urząd Statystyczny. (2019). *Wskaźniki Makroekonomiczne*. Pobrano z lokalizacji <https://stat.gov.pl>: <https://stat.gov.pl/wskazniki-makroekonomiczne/>
- Godlewska-Majkowska, H., Srzypek, E. i Płonka, M. (2016). *Przewaga konkurencyjna w przedsiębiorstwie. Sektor - Wiedza - Przestrzeń*. Warszawa: Texter.
- Golarz, M. (2016). Bezpieczeństwo energetyczne Polski na przykładzie zaopatrzenia w gaz ziemny, ropę naftową i energię elektryczną. *Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka*(1), strony 161-180.
- Gorynia, M. (1995). Teoria i polityka regulacji mezosystemów gospodarczych a transformacja postsocjalistycznej gospodarki polskiej. *Zeszyty Naukowe. Seria 2, Prace Habilitacyjne / Akademia Ekonomiczna w Poznaniu*(141), strony 233-242.
- Gorynia, M., Jankowska, B. i Tarka, P. (2011). Bazowe koncepcje konkurencyjności przedsiębiorstwa. W M. Gorynia i B. Jankowska, *Wpływ przystąpienia Polski do strefy euro na międzynarodową konkurencyjność i internacjonalizację polskich przedsiębiorstw* (strony 17-43). Warszawa: Diffin.
- Góra, S. (1998). Forma ładu gospodarczego a rozwój społeczno-gospodarczy. *Prace i Materiały Instytutu Rozwoju Gospodarczego SGH*, strony 9-20.

- Górniak, J. i Wachnicki, J. (2010). *Pierwsze kroki w analizie danych SPSS for Windows*. Kraków: SPSS Polska sp. z o.o.
- Gratz, J. (2009). Energy Relations with Russia and market liberalization. *Internationale Politik und Gesellschaft*, 3/2009, strony 66-80.
- Grębowiec, P. i Badyda, K. (2019, Październik). Prowadzenie ruchu elektrowni gazowej w zakładzie przemysłowym według kryterium ekonomicznego. *Rynek energii*, 5(144), strony 1-18.
- Grimm, V., Schewe, L., Schmidt, M. i Zöttl, G. (2019). A multilevel model of the European entry-exit gas market. *Mathematical Methods of Operations Research*, 89, strony 223–255.
- Grundy, T. (2016). Rethinking and reinventing Michael Porter's five forces model. W T. Grundy, *Strategic Change* (strony 213-229). Chichester: Wiley.
- Gruszczyński, K. i Szyjko, C. (2015). Innovative management of Poland's shale industry. *Zarządzanie innowacyjne w gospodarce i biznesie*, strony 53-65.
- Grządzielski, W. i Kozłowski, M. (2017). Zasilanie LNF "wyspowych" stref dystrybucyjnych. *Przegląd Gazowniczy*, 2(54), 11-13.
- Grzelak, S. (2015). Skroplony gaz ziemny – strategiczny surowiec energetyczny – bezpieczeństwo zaopatrzenia Polski w paliwo gazowe. *Kontrola Państwowa*, 60(365), strony 133-145.
- GUS. (2018). *Gospodarka energetyczna i gazownictwo w Polsce w 2017 r.* Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.
- Hall, C., Tharakan, P., Hallcock, J., Cleveland, C. i Jefferson, M. (2003, November 20). Hydrocarbons and the evolution of human culture. *Nature*, 426(6964), strony 318-322.
- Haq, M. i Heaney, R. (2012). Factors determining European bank risk. *Journal of international Financial Markets, Institutions & Money*, 22, strony 696-718.
- Hayhoe, K., Kheshgi, H., Jain, A. i Wuebbles, D. (2002, July). Substitution of Natural Gas for Coal: Climatic Effects of Utility Sector Emissions. *Climatic Change*, 54, strony 107–139.
- Heather, P. (2019a). *European traded gas hubs: A decade of change*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Heather, P. i Petrovich, B. (2017). *European traded gas hubs: an updated and barriers to market integration*. Oxford: The University of Oxford, The Oxford Institute for Energy Studies.
- Heckelman, J. i Wilson, B. (2019). The growth-maximizing level of regulation: Evidence from a panel of international data. *European Journal of Political Economy*, 59, 354–368.
- Hensel, P. i Glinka, B. (2012). Teoria ugruntowana. W D. Jemieliński, *Badania jakościowe. Podejścia i teorie* (strony 89-114). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Honoré, A. (2018). *Decarbonisation of heat in Europe: implications for natural gas demand*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- IEA. (2019, April 17). *Key Electricity Trends 2018*. Pobrano 04 23, 2019 z lokalizacji <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/april/key-electricity-trends-2018.html>
- IEA. (2019b, April 17). *Key Electricity Trends 2018*. Pobrano 04 23, 2019 z lokalizacji <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/april/key-electricity-trends-2018.html>
- IGU. (2018). *Global Gas Report 2018*. Barcelona: International Gas Union.
- IGU. (2019). *2019. World LNG Report*. Barcelona: International Gas Union.
- Ikealumba, W. i Wu, H. (2014, June 19). Some recent advances in liquefied natural gas (LNG) production, spill, dispersion, and safety. *Energy and Fuels*, 28(6), strony 3556-3586.

- Iwicki, K., Janusz, P. i Szurlej, A. (2014, Czerwiec 25-27). Wpływ liberalizacji rynku gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne Polski. *Rynek Energii*, 3(112).
- Jamka, T., Jóźwiak, I. i Giemza, M. (2017). Metoda rozbudowywania oferty przedsiębiorstwa usługowego, bazującego na wąskim segmencie klientów. *Zeszyty Naukowe. Organizacja i Zarządzanie / Politechnika Śląska*, z. 102, strony 111-117.
- Jankowska, I. M. (2015). Bezpieczeństwo energetyczne w polityce bezpieczeństwa państwa. *Studia Lubuskie*, XI, strony 147-166.
- Janusz, P. i Kaliski, M. (2018). Prospects for the use of LNG terminals to meet the demand for natural gas in the EU. *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, 21(3), strony 69–80.
- Jarmoszka, M. (2011). Usługi a rynki regulowane: rozważania nad przemianami w związku z członkostwem Polski w UE. *Kwartalnik Prawa Publicznego*(11/1/2), strony 77-128.
- Jarosławski, M., Wielgus, G., Grządzielski, W. i Blacharski, T. (2016, Grudzień). Model szacowania potencjału przyłączy odbiorców do dystrybucyjnej sieci gazowej. *Rynek Energii*.
- Kaczmarczyk, S. (2011). *Badania marketingowe. Podstawy merytoryczne*. Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne.
- Kaliski, M., Janusz, P. i Szurlej, A. (2010, Maj). Podziemne magazyny gazu jako element krajowego systemu gazowego. *NAFTA-GAZ*(5/2010), strony 325-332.
- Kaliski, M., Nagy, S., Siemek, J., Sikora, A. i Szurlej, A. (2012). Unconventional natural gas - USA, the European Union, Poland. *Archiwum Energetyki*, 42(1), strony 109-122.
- Kaliski, M., Staško, D. i Trzaskuś-Żak, B. (2006). Uregulowania prawne i organizacyjne dotyczące zasady TPA (third party access) w sektorze gazowniczym na przykładzie Polski i Wilekiej Brytanii. *Wiertnictwo Nafta i Gaz*, 23/2, strony 667-679.
- Kamiński, J., Kaszyński, P., Malec, M. i Szurlej, A. (2015). Analiza zmian zużycia energii pierwotnej w Polsce w kontekście liberalizacji rynków paliw i energii. *Polityka energetyczna - Energy Policy Journal*, 19(3), strony 25-36.
- Karcz, J. (2016). Gry organizacyjne i polityczna perspektywa analiz organizacji. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie. Przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 206-225). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Kardas, M. (2016). Wkład Michaela E. Portera w rozwój teorii zarządzania. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie – przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 271-284). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Kay, J. i Vickers, J. (1990). Regulatory Reform: An Appraisal. W G. Majone, *Deregulation or regulation* (strony 223-251). London: Francis Pinter.
- Kelly, L. (2018, March 8). [www.reuters.com](https://www.reuters.com/article/us-eu-poland-gas/eu-gives-poland-two-months-to-address-gas-storage-violations-idUSKCN1GK2TY). Pobrano 07 16, 2019 z lokalizacji <https://www.reuters.com/article/us-eu-poland-gas/eu-gives-poland-two-months-to-address-gas-storage-violations-idUSKCN1GK2TY>
- Kil, K. (2015). Poziom koncentracji a stabilność finansowa sektorów bankowych krajów Europy Środkowo-Wschodniej. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego. Ekonomika i Organizacja Gospodarki Żywnościowej*(110), strony 5-17.
- Kim, H. (2016). The effect of the Kyoto Protocol on international trade flows: evidence from G20 Countries. *Applied Economics Letters*, 23(13), strony 973-977.
- Kirzner, I. (2010). *Konkurencja i przedsiębiorczość*. (K. Śledziński, Tłum.) Warszawa: Fijorr Publishing Company.
- Klimczak, D. (2016, Marzec). Metodyka budowania strategii zakup gazu ziemnego dla polskich przedsiębiorstw energetycznych. *Rozprawa doktorska*, 86. Poznań.
- Kłaczyński, R. (2016). Rosyjska polityka energetyczna: strategia, potencjał, perspektywy. *Przegląd geopolityczny*, 18, strony 99-112.

- Kochanek, E. (2019). Regional cooperation on gas security in Central Europe. *Polityka energetyczna - Energy Policy Journal*, 1, strony 19–38.
- Kocot, H. i Korab, R. (2019). Opłaty przesyłowe węzłowe. *Energetyka Wodna*, 2/2019, strony 1-6.
- Koeniger, J. i Silberberger, M. (2015). *Regulation, trade and economic growth* (Tom 255). Göttingen: University of Göttingen, Center for European, Governance and Economic Development Research.
- Kołbuk, A. i Kołbuk, W. (2014). Gazprom na polskim rynku paliw w latach 1989-2014. *Towarzystwo Naukowe KUL & Katolicki Uniwersytet Lubelski Jana Pawła II*(42), strony 131-152.
- Kołbuk, W. i Kołbuk, A. (2014). Gazprom na polskim rynku paliw w latach 1989-2014. *Roczniki ekonomii i zarządzania*, 6(42)(2), strony 131-152.
- Komisja Europejska. (2004, January). *Study on Energy Supply and Geopolitics, Final Report for DG TREN*. Pobrano lipiec 15, 2019 z lokalizacji [https://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Study\\_on\\_energy\\_supply\\_security\\_and\\_geopolitics.pdf](https://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Study_on_energy_supply_security_and_geopolitics.pdf)
- Komisja Europejska. (2014). *Ramy polityczne na okres 2020–2030 dotyczące klimatu i energii*. Bruksela: Komisja Europejska.
- Kosowski, P., Stopa, J. i Rychlicki, S. (2007). Podziemne magazynowanie gazu jako element systemu bezpieczeństwa energetycznego i rynku gazowego. *Polityka energetyczna*, 10(2), strony 131-140.
- Kotler, P. (1994). *Marketing. Analiza, planowanie, wdrażanie i kontrola*. Warszawa: Gebethner & Ska.
- Kowal, I. i Kaproń, H. (2016, Grudzień). Rozwój handlu gazem ziemnym na giełdzie energii w Polsce. *Rynek Energii*.
- Kowalczyk, K. i Szukała, M. (2016). Teorie kultury organizacji. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie – przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 430-438). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Kraszewska, M. (2017). Nowe koncepcje kształtowania konkurencyjności przedsiębiorstw źródłem budowania ich przewagi konkurencyjnej. W M. Kraszewska i K. Pujer, *Konkurencyjność przedsiębiorstw. Sposoby budowania przewagi konkurencyjnej* (strony 7-36). Wrocław: Exante.
- Kraszewska, M. i Pujer, K. (2017). *Konkurencyjność przedsiębiorstw. Sposoby budowania przewagi konkurencyjnej*. Wrocław: Exante.
- Kraśniewski, M. (2006). Umowa biletowa – wybrane zagadnienia praktyczne. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 6(6), strony 29-41.
- Kryzia, D. (2016). Poziom konkurencji na światowym rynku gazu ziemnego. *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, 19(2), strony 47–64.
- Kułaga, A. (2018). *Praca doktorska: Bezpieczeństwo gazowe Polski w kontekście polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej*. Warszawa: Uniwersytet Warszawski.
- Kumar, S., Kwon, H.-T., Choi, K.-H., Cho, J., Lim, W. i Moon, I. (2011). Current status and future projections of LNG demand and supplies: A global prospective. *Energy Policy*, 39(7), strony 4097-4104.
- Kwiatkowska, E. (2014). Miary koncentracji – teoria a praktyka ich wykorzystania przez organy regulacyjne na rynkach telekomunikacyjnych. W B. Borkowski, *Metody ilościowe w badaniach ekonomicznych* (Tom XV/3, strony 189 – 198). Warszawa: Warsaw University of Life Sciences Press.

- Lambert, M. (2018). *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?* Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Latoszek, E. i Speczik, M. (2014). Perspektywy uwolnienia rynku gazu ziemnego w Polsce - kierunki działań w latach 2012-2014. *Kwartalnik Kolegium Ekonomiczno-Społecznego Studia i Prace / Szkoła Główna Handlowa*(3), strony 71-87.
- Lawlor, D., Tilling, K. i Smith, G. (2016). Triangulation in aetiological epidemiology. *International Journal of Epidemiology*, 45, strony 1866–1886.
- Le Fevre, C. (2019). *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Leisen, R., Bjarne, S. i Weber, C. (2019). Regulatory risk and the resilience of new sustainable business models in the energy sector. *Journal of Cleaner Production*, strony 865-878.
- Lerner, A. (1934). The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power. *The Review of Economic Studies*, 1(3), strony 157–175.
- Lewandowski, R. (2015). Sektory gospodarcze o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa państwa. *VIIIth International Conference On Applied Economic Contemporary Issues In Economy*. 72, strony 1-34. Toruń: Institute of Economic Research and Polish Economic Society Branch.
- Löschel, A., Moslener, U. i Rübhelke, D. (2010, April). Indicators of energy security in industrialised countries. *Energy Policy*, 38, strony 1665-1671.
- Lutyński, J. (1994). Koncepcja badawcza, pojęcie, główne składniki i problemy. W *Metody badań społecznych. Wybrane zagadnienia* (strony 77-109). Łódź: Łódzkie Towarzystwo Naukowe.
- Łaciak, M., Olkusiński, T., Świdrak, M., Szurlej, A. i Wyrwa, A. (2017, Kwiecień). Rola i znaczenie gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej Polski w perspektywie długoterminowej. *Rynek Energii*.
- Łaskawiec, K. (2012). Ocena czynników kształtujących konkurencyjność przedsiębiorstwa energetycznego - wyniki badań. *Organizacja i Zarządzanie : kwartalnik naukowy*, 4(20), strony 51-63.
- Łastowiecki, K. (2013). Reglamentacja działalności przedsiębiorców i wykonywania wolnych zawodów. *Studia Prawnicze i Administracyjne*, 1(5), strony 37-41.
- Łoś, M., Biały, R., Janusz, P. i Szurlej, A. (2016, January - March). The influence of the national gas infrastructure development on Polish energy security. *Humanities and Social Sciences*, XXI(23), strony 67-82.
- Mahoney, N. i Weyl, G. (2017, October). Imperfect Competition in Selection Markets. *Review of Economics and Statistics*, 99, strony 637-651.
- Maison, D. (2007). Jakościowe metody badań marketingowych. W A. Noga-Bogomilski, *Badania marketingowe. Od teorii do praktyki* (strony 5-8). Gdańsk: Gdańskie wydawnictwo Psychologiczne.
- Maniak, G. (2005). Konkurencja i konkurencyjność w badaniach współczesnej ekonomii. W D. Kopycińska, *Teoretyczne aspekty gospodarowania* (strony 151-160). Szczecin: Katedra Mikroekonomii Uniwersytetu Szczecińskiego.
- Marks, B. (2012). O etyce zawodowej maklera "towarowego" w świetle prawa giełdowego II Rzeczypospolitej Polskiej i pierwszych lat po II wojnie światowej (do 1950 roku). *Annales : etyka w życiu gospodarczym*, strony 155-167.
- Marks, K. (1948). *Nędza filozofii*. Warszawa: Spółdzielnia Wydawnicza "Książka".
- Marshall, A. (1928). *Zasady ekonomiki* (Tom I i II). Warszawa: Arct.
- Martinez-Miera, D. i Repullo, R. (2010). Does Competition Reduce the Risk of Bank Failure? *Review of Financial Studies*, 23(10), strony 3638–3664.

- Matkowski, A. (2012). Systemowe magazyny gazu w Polsce. *Archiwum Energetyki*, XLII(1), strony 81-92.
- McChesney, F. (1987, January). Rent Extraction and Rent Creation in the Economic Theory of Regulation. *The Journal of Legal Studies*, 16(1), strony 101-118.
- Meratizaman, M., Monadizadeh, S., Pourali, O. i Amidpour, M. (2015, March). High efficient-low emission power production from low BTU gas extracted from heavy fuel oil gasification, introduction of IGCC-SOFC process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23, strony 1-15.
- Miciuła, I. (2014). Liberalizacja rynku energetycznego w Polsce i zobowiązania wobec UE. *Zarządzanie i Finanse*, 12(3), strony 307-319.
- Mijał, M. (2016). Naukowe zarządzanie - nurt przemysłowy i administracyjny. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie. Przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 57-67). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Mindur, M. (2016). Procesy wydobywania oraz transportu ropy naftowej i gazu ziemnego w wybranych krajach UE. *Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej*(111), strony 401-413.
- Minister Energii. (2017). *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.* Warszawa: Minister Energii.
- Minister Energii. (2019). *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2018 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.* Warszawa: Ministerstwo Energii.
- Ministerstwo Energii. (2017). *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.* Warszawa: Ministerstwo Energii.
- Miriello, C. i Polo, M. (2015, September). The development of gas hubs in Europe. *Energy Policy*, 84, strony 177-190.
- Mizejewska, E. (2016). Szkoła planistyczna w zarządzaniu strategicznym i jej krytycy. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie. Przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 124-138). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Młynarski, T. i Tarnawski, M. (2015). *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku* (wyd. Pierwsze). Warszawa: Difin SA.
- Molo, B. (2018). Główne kontrowersje wokół budowy gazociągu Nord Stream 2. *Krakowskie Studia Międzynarodowe*(2), strony 51-71.
- Mordwa, M. (2011). The Obligation of Strategic Gas Storage Introduced in Poland as an Example of a Public Service Obligation Relating to Supply Security: A Question of Compliance with European Law. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies*, 4(4), strony 57-82.
- Motowidlak, T. (2018). Dylematy Polski w zakresie wdrażania polityki energetycznej Unii Europejskiej. *Polityka energetyczna*, 21(1), strony 5–20.
- Muras, Z. i Swora, M. (2016). *Prawo energetyczne. Komentarz. Tom II - Komentarz do art. 12-72.* Warszawa: Wolters Kluwer.
- Musiałek, P. (2012). Między geoekonomią i geopolityką. Propozycja strategii wobec Rosji w aspekcie dostaw gazu ziemnego do Polski. *Kultura i Polityka*, strony 46-58.
- Nagaj, R. (2012). Przesłanki regulacji rynków w świetle teorii wyboru publicznego. *Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego. Studia i Prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania*(nr 27 Wybrane problemy ekonomii), strony 149-162.
- Nagy, S. i Siemek, J. (2009). Podziemne magazyny gazu i ich rola w gospodarce gazowej. *Rynek Energii*(4), strony 8-13.



- Nawrat, S. (2013). *Pozyskiwanie i utylizacja metanu z kopalń*. Kraków: Wydawnictwa AGH.
- NBP. (2018). *Szybki Monitoring NBP. Analiza sytuacji sektora przedsiębiorstw*. Warszawa: NBP.
- Nerć-Pełka, A. (2009). Obszary ryzyka w łańcuchach dostaw skroplonego gazu ziemnego. *Log Forum*, 4(2), strony 1-8. Pobrano z lokalizacji URL: <http://www.logforum.net/vol5/issue4/no2>
- Niedziółka, D. (2013). Nowe tendencje w bezpieczeństwie energetycznym na obszarze poradzieckim. *Rocznik Instytutu Europy Środkowo-Wschodniej*, 11(4), strony 9-24.
- Niemczyk, J. (2009). Chciałbyś coś odkryć? *Przegląd organizacji*(10), strony 3-5.
- Niemczyk, J. (2011). Metodologia nauk o zarządzaniu. W W. Czakon, *Podstawy metodologii badań w naukach o zarządzaniu* (strony 19-29). Warszawa: Wolters Kluwer Polska sp. z o.o.
- Niewiński, G. i Rajewski, A. (2018). Ekonomiczne uwarunkowania pracy elektrowni szczytowej na paliwa gazowe w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. *Nierówności społeczne a wzrost gospodarczy*, 54(2/2018), strony 403-424.
- Niewiński, G. M., Badyda, K. i Kopałka, J. (2017). Funkcjonowanie polskiego rynku gazu na tle Europy. *Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy*(50), strony 209-231.
- NIK. (2002). *Informacja o wynikach kontroli kierunków organizacji importu gazu ziemnego do Polski*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- NIK. (2003). *Informacja o wynikach kontroli zaopatrzenia w gaz ziemny*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- NIK. (2012a). *Wystąpienie pokontrolne: Rozwój gazowej sieci przesyłowej*. Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, Warszawa.
- NIK. (2012b). *Wystąpienie pokontrolne. Poszukiwanie, wydobywanie i zagospodarowanie gazu łupkowego*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- NIK. (2013). *Informacja o wynikach kontroli zawierania umów gazowych oraz realizacji inwestycji - terminal LNG w Świnoujściu*. Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. Warszawa: NIK.
- NIK. (2013a). *Wystąpienie pokontrolne*. Najwyższa Izba Kontroli, Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- NIK. (2018). *Informacja o wynikach kontroli. Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- NIK. (2019). *Informacja o wynikach kontroli: Nadzór PGNiG SA nad EuroPolGaz SA w latach 2011-2017*. Warszawa: Najwyższa Izba Kontroli. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji.
- Nikodemski-Wołowik, A. (1999). *Jakościowe badania marketingowe*. Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne.
- Nowak, B. (2007). Rozdział przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w sektorze energii elektrycznej i gazu na podstawie dyrektyw elektroenergetycznej i gazowej. *Mit czy rzeczywistość? Studia Europejskie / Centrum Europejskie Uniwersytetu Warszawskiego*(2), strony 143-165.
- Nowak, B. (2009). Challenges of liberalization. The case of Polish electricity and gas sectors. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies*, 2(2), strony 141-168.
- Nowak, B. (2010). System Regulacji Energetyki – niezależny organ regulacyjny w kontekście trzeciego pakietu energetycznego. *Studia Europejskie*, strony 111-128.

- Nowak, B. (2011). Poland's Energy Security in the Context of the EU's Common Energy Policy. The Case of the Gas Sector. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies (YARS)*, strony 41-56.
- Nowak, B. (2013). Energy Policy of the European Union. W D. Milczarek, A. Adamczyk i K. Zajączkowski, *Introduction to European Studies: A new approach to uniting Europe* (strony 367-384). Warsaw: Centre for Europe, University of Warsaw.
- Nowak, B. i Grzejszczak, P. (2011). Poland's Energy Security in the Context of the EU's Common Energy Policy. The Case of the Gas Sector. *Yearbook of Antitrust and Regulatory Studies (YARS)*, strony 41-56.
- Nyga-Łukaszewska, N.-Ł. (2018). Rewolucja łupkowa a bezpieczeństwo energetyczne USA w latach 2007-2015. *Przedsiębiorczość Międzynarodowa*, 4(1), strony 23-37.
- Obadi, S. (2014). Relationship between GRD growth and oil and natural gas consumption in EU countries. *Ekonomický časopis (Journal of Economics)*, 62, strony 249 – 264.
- OECD / International Energy Agency. (2017). *Energy Policies of IEA Countries, Poland 2016 Review*. Pobrano 06 24, 2019 z lokalizacji [https://www.apgef.com/wp-content/uploads/2017/03/Energy\\_Policies\\_of\\_IEA\\_Countries\\_Poland\\_2016\\_Review.pdf](https://www.apgef.com/wp-content/uploads/2017/03/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Poland_2016_Review.pdf)
- Olejarz, L. (2011). Trzeci Pakiet Energetyczny - szansa na uniknięcie kolejnego kryzysu gazowego? *Przegląd Prawno-Ekonomiczny*(14), strony 75-83.
- Olkusiński, T. (2018). Światowe zużycie energii pierwotnej oraz zapotrzebowanie na nią w przyszłości. *Polityka i Społeczeństwo*, 2(16), strony 56-70.
- Olkusiński, T., Szurlej, A. i Janusz, P. (2015). Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego. *Polityka energetyczna*, 18(Zeszyt 2), strony 5-17.
- Olkusiński, T., Tora, B., Budzyń, S., Szurlej, A. i Andrusikiewicz, W. (2018). The Polish Natural Gas Market – Resources, Extraction, Import and Consumption. *Inżynieria Mineralna*(Lipiec-Grudzień), strony 301-310.
- Olszak, M. (2014). Zależność między konkurencją w sektorze bankowym i stabilnością finansową banków - przegląd badań teoretycznych i empirycznych. *Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego*, 3, strony 8-34.
- Opolska, I. (2016). Liberalizacja sektora gazowego w Europie. Czy Unia Europejska promuje skuteczne rozwiązania regulacyjne? *Ekonomia / Uniwersytet Warszawski*(44), strony 53-72.
- Osieczko, K. i Polaszczyk, J. (2018). Comparison of chosen aspects of Energy Security Index for the natural gas sector in Poland and Ukraine. *International Journal of Management and Economics*, 54(3), strony 185-196.
- Øverland, I. (2010, 02 19). The surge in unconventional gas - implications for Russian export strategies. *Turku School of Economics. Baltic Rim Economies Expert Articles 2010*(1), strony 18-19.
- Packer, M. (2018). *The Science of Qualitative Research* (wyd. 2). Cambridge: Cambridge University Press.
- Pamuła, A. (2013). Taryfy i ceny jako narzędzia zarządzania popytem odbiorców energii. *Acta Universitatis Lodzianis. Folia Oeconomica*, strony 79-88.
- Panagiotidis, T. i Rutledge, E. (2007). Oil and gas markets in the UK: Evidence from a cointegrating approach. *Energy Economics*, 29, strony 329-347.
- Panzar, J. i Rosse, J. (1987). Testing for 'monopoly' equilibrium. *Journal of Industrial Economics*, 35(4), strony 443-456.
- Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy. (2018). *Ropa naftowa. Gaz ziemny*. Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy.
- PAP Biznes. (2019, 12 31). *Energa utworzyła rezerwę na umowy rodzące obciążenia w wysokości 125 mln zł*. Pobrano z lokalizacji [www.pap.pl](http://www.pap.pl):

<http://biznes.pap.pl/pl/news/pap/info/2839468,energa-utworzyla-rezerwe-na-umowy-rodzace-obciazenia-w-wysokosci-125-mln-zl>

- Paska, J. (2013). Ekonomiczny wymiar bezpieczeństwa elektroenergetycznego i niezawodności zasilania. *Rynek Energii*(2), strony 17-22.
- Paszyn, M. (2015). *Ekspansja Gazpromu na niemiecki rynek energetyczny w okresie rządów Angeli Merkel 2005-2015* (Tom 4). Przegląd Zachodni.
- Patton, M. (1990). *Qualitative Evaluation and Research Methods*. Newbury Park: Sage.
- Pavić, I., Galetić, F. i Piplica, D. (2016). Similarities and Differences between the CR and HHI as an Indicator of Market Concentration and Market Power. *British Journal of Economics, Management & Trade*, 13(1), strony 1-8.
- Peltzman, S., Levin, M. i Noll, R. (1989, 1 1). The economic theory of regulation after a decade of deregulation. *Brookings papers on economic activity. Microeconomics*, strony 1-59.
- Peplowska, M. i Gawlik, L. (2017). Gaz ziemny w zrównoważonym rozwoju krajowej gospodarki. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*(98), strony 39-50.
- Petrovich, B., Rogers, H., Hecking, H. i Weiser, F. (2016). *European gas grid through the eye of the TIGER: investigating bottlenecks in pipeline flows by modelling history*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- PGNiG SA. (2010). *Raport bieżący nr 90/2010. Oświadczenie Zarządu PGNiG SA w sprawie nałożenia kary przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*. Warszawa: PGNiG SA.
- PGNiG SA. (2011). *Raport bieżący nr 4/2011. Wniesienie odwołania od Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie nałożenia kary na Spółkę za naruszenie warunku udzielonej jej Koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą*. Warszawa: PGNiG SA.
- PGNiG SA. (2012). *Raport bieżący nr 80/2012. Wszczęcie postępowania administracyjnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*. Warszawa: PGNiG.
- PGNiG SA. (2013). *Raport bieżący nr 161/2013. Wyrok Sądu w sprawie odwołania od Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie nałożenia kary na Spółkę za naruszenie warunku udzielonej jej Koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą*. Warszawa: PGNiG SA.
- PGNiG SA. (2015). *Raport bieżący nr 4/2015. Wyrok Sądu Apelacyjnego w sprawie odwołania od Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie nałożenia kary na Spółkę za naruszenie warunku udzielonej jej Koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą*. 15: Styczeń.
- PGNiG SA. (2017a). *Raport bieżący nr 67/2017*. Warszawa: PGNiG SA.
- PGNiG SA. (2018). *Raport bieżący nr 1 z 11 stycznia 2018 roku. Tekst jednolity statutu PGNiG S.A*. Warszawa: PGNiG SA.
- Pilarska, C. (2010). *Międzynarodowa konkurencyjność gospodarki polskiej na tle nowych krajów członkowskich Unii Europejskiej*.
- Pirani, S. (2018). *Russian gas transit through Ukraine after 2019: the options*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Pirani, S. (2019b). *Russia-Ukraine transit talks: the risks to gas in Europe*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Piskowska-Wasiak, J. (2018, 04 05). Możliwości komplementarnego wykorzystania gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii. *Nafta-Gaz*(4), strony 290–297.
- Piziak-Rapacz, A. (2013). Sektor gazu łupkowego w Polsce a wymogi bezpieczeństwa energetycznego UE. Raport z badań. *Krakowskie Studia Międzynarodowe*(4), strony 253-266.
- Podobiński, A. (1993). *Ceny surowców mineralnych w handlu międzynarodowym* (wyd. 3). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.

- Polo, M. i Scarpa, C. (2013). Liberalizing the Gas Industry: Take-or-Pay Contracts, Retail Competition and Wholesale Trade. *International Journal of Industrial Organization*(31), strony 64-82.
- Polska Spółka Gazownictwa SA. (2019). *Cena Referencyjna Gazu na potrzeby bilansowania handlowego*. Pobrano z lokalizacji <https://www.psgaz.pl/>: <https://www.psgaz.pl/cena-referencyjna-gazu-na-potrzyby-bilansowania-handlowego>
- Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych. (2017). *Rynek paliw alternatywnych. CNG i LNG*. Warszawa: Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych.
- Popławski, T. i Weźgowiec, M. (2017, Luty). Prognozowanie cen energii na rynku SPOT giełdy Nord Pool i TGE. *Rynek Energii*, strony 1-11.
- Porter, M. (1979). How competitive forces shape strategy . *Harvard Business Review*, 21(39), strony 137–145.
- Porter, M. (1991). *Strategia konkurencji. Metody analizy sektorów i konkurentów*. (K. Łubczyk, Red.) Warszawa: Polskie Towzystwo Ekonomiczne.
- Porter, M. (1992). *Strategia konkurencji. Metody analizy sektorów i konkurencji*. Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne.
- Porter, M. (2001). *Porter o konkurencji*. Warszawa: PWE.
- Posner, R. (1974). Theories of Economic Regulation. *Bell Journal of Economics*, 5(2), strony 335-358.
- Postrzednik, S. i Żmudka, Z. (2019). Koncepcja i efektywność układu regazyfikacji ciekłego gazu ziemnego (LNG). *Energetyka*(10), strony 678-682.
- Powernext. (2019). *Tradable Products on the German delivery areas*. Pobrano z lokalizacji <https://www.powernext.com/>: [https://www.powernext.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/NCG-GASPOOL\\_0.pdf](https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/NCG-GASPOOL_0.pdf)
- President of the European Parliament. (2010). *Buzek and Delors Declaration on the creation of a European Energy Community*. (P. Release, Redaktor) Pobrano April 17, 2019 z lokalizacji [http://www.europarl.europa.eu/former\\_ep\\_presidents/president-buzek/en/press/press\\_release/2010/2010-May/press\\_release-2010-May-3.html](http://www.europarl.europa.eu/former_ep_presidents/president-buzek/en/press/press_release/2010/2010-May/press_release-2010-May-3.html)
- Prewysz-Kwinto, P. i Voss, G. (2014). Publiczny rynek gazu w Polsce. *Annales Universitatis Mariae Curie-Skłodowska, XLVIII*(3), strony 295-306.
- Prezes URE. (2010). *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE – 2009*. Warszawa: URE.
- Prezes URE. (2011). *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2010 r.* Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- Prezes URE. (2013). *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2012 r.* Warszawa: URE.
- Prezes URE. (2013b). *Informacja o obrocie gazem ziemnym i jego przesyłce. Raport za 2 kwartał 2013*. Warszawa: URE.
- Prezes URE. (2013a). *Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego*. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- Prezes URE. (2014). *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 r.* Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- Prezes URE. (2018). *Komunikat w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi spółce Energetyczne Centrum S.A. z siedzibą w Warszawie*. Warszawa: Prezes URE.
- Prezes URE. (2019). *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r.* Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- Prezes URE. (2019a). *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 2 (107) 28 czerwca 2019*. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- Prezes URE. (2019b, 09 06). *Liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę gazu - stan na koniec II kwartału 2019 r.* Pobrano z lokalizacji [ure.gov.pl](http://ure.gov.pl/):

- <http://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/zmiana-sprzedawcy-gazu/8359,Liczba-odbiorcow-ktorzy-zmienili-sprzedawce-gazu-stan-na-koniec-II-kwartalu-2019.html>
- Prezes URE. (2019c, wrzesień 5). *Wykaz aktualnie prowadzonych postępowań Prezesa URE w sprawie cofnięcia koncesji sprzedawcom gazu ziemnego*. Pobrano z lokalizacji ure.gov.pl: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/8383,Wykaz-aktualnie-prowadzonych-postepowan-Prezesa-URE-w-sprawie-cofniecia-koncesji.html?search=17499443683>
  - Prugar, J. i Węgrzyn, P. (2017). The role of oil and natural gas in the context of low-emission transport by 2030. *Energy Policy Studies*, 1(1), strony 35-47.
  - Przybyciński, T. (2005). *Konkurencja i ład rynkowy - przyczynek do teorii i polityki konkurencji*. Warszawa: Szkoła Główna-Handlowa - Oficyna Wydawnicza.
  - Raulinajtys-Grzybek, M. (2012). Rola rachunkowości regulacyjnej w procesie wyceny usług powszechnych w Europie. *Studia Prawno-ekonomiczne*, LXXXV, strony 253-273.
  - Rejmus, M. (2014). Zadania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki a polityka energetyczna państwa. *Adam Mickiewicz University Law Review*(3), strony 123-133.
  - Richter, P. (2013). From boom to bust? A critical look at US shale gas projections. *DIW Discussion Papers*(1338).
  - Riedel, R. (2013). Liberalizacja rynku energetycznego - mity, przesłanki, uwarunkowania. *Rocznik Instytutu Europy Środkowo-Wschodniej*, 11(4), strony 155-173.
  - Rokosz, W. (2010). Działalność magazynowania gazu w ramach PGNiG SA jako operatora systemu magazynowania. *NAFTA-GAZ*(maj 2010), strony 345-351.
  - Romanowska, M. (1998). *Strategie rozwoju i konkurencji*. Warszawa: PWE.
  - Rosen, A. (2015, February 1). The wrong solution at the right time: The failure of the Kyoto protocol on climate change. *Politics and Policy*, 43(1), strony 30-58.
  - Ruszel, M. (2013, October - December). Infrastrukturalne możliwości dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski w perspektywie 2020 roku. *Humanities and Social Sciences*, XVIII(20), strony 145-157.
  - Ruszel, M. (2015). Wpływ rosyjsko-ukraińskich kryzysów gazowych na politykę energetyczną UE - ujęcie teoretyczne. *Przegląd Politologiczny*, 2, strony 49-57.
  - Ruszel, M. (2017). Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r. *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*, 20(1), strony 5-22.
  - Salygin, V., Guliev, I., Chernysheva, N., Sokolova, E., Toropova, N. i Egorova, L. (2019, March 19). Global Shale Revolution: Successes, Challenges,. *Sustainability*, 11(1627), strony 1-18.
  - Sarota, A. (2018, Luty). Ograniczenia swobody prowadzenia działalności gospodarczej. *Kontrola Państwowa*, 63(378), strony 121-135.
  - Sedgwick, W. i Schneider, F. (1911, November 1). On the Relation of Illuminating Gas to Public Health. *The Journal of Infectious Diseases*, 9, strony 380-409.
  - Shah, S. i Corley, K. (2006, December). Building Better Theory by Bridging the Quantitative-Qualitative Divide. *Journal of Management Studies*, 43(6), strony 1821-1835.
  - Sharafian, A., Blomerus, P. i Mérida, W. (2019, August). Natural gas as a ship fuel: Assessment of greenhouse gas and air pollutant reduction potential. *Energy Policy*, 131, strony 332-346.
  - Sharples, J. (2019). *LNG Supply Chains and the Development of Shipping Fuel in Northern Europe*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
  - Sierakowska, D. (2019, kwiecień 25). *Wstrzymane dostawy rosyjskiej ropy do Polski i Niemiec*. Pobrano z lokalizacji bossa.pl: [https://bossafx.pl/index.jsp?layout=fx\\_13&page=0&news\\_cat\\_id=3030&news\\_id=76653](https://bossafx.pl/index.jsp?layout=fx_13&page=0&news_cat_id=3030&news_id=76653)

- Sikora, A. i Sikora, M. (2018, Grudzień 28). *LNG+ (ANALIZA)*. Pobrano z lokalizacji Biznesalert.pl: <http://biznesalert.pl/rynek-lng-analiza-2/>
- Skowron, B. (2014). Zarządzanie polskimi przedsiębiorstwami energetycznymi w aspekcie zanieczyszczenia środowiska. *Prace Naukowe Walbrzyskiej Wyższej Szkoły Zarządzania i Przedsiębiorczości*, 30(5), strony 405-422.
- Skrzyński, T. (2019). In the face of the rising importance of natural gas to the Polish economy. *Zarządzanie Publiczne / Public Governance*, 1(47), strony 48-60.
- Sławecki, B. (2012). Znaczenie paradygmatów w badaniach jakościowych. W D. Jemielniak, *Badania jakościowe. Podejścia i teorie* (strony 57-88). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Smyrgała, D. (2013). Sprzedaż mocy przesyłowych infrastruktury energetycznej w drodze aukcji, a bezpieczeństwo energetyczne RP. *Securitologia*, 2(18), strony 29-38.
- Soldo, B. (2012). Forecasting natural gas consumption. *Applied Energy*(92), strony 26-37.
- Somosi, S. (2013). Energy security in Central and Eastern European countries: challenges and possible answers. (M. Filipowicz, Red.) *Rocznik Instytutu Europy Środkowo-Wschodniej*, strony 81-102.
- Songhurst, B. (2016). *Floating Liquefaction (FLNG): Potential for Wider Deployment*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Sorell, S. (2010). Energy, Economic growth and Environmental Sustainability: Five Propositions. *Sustainability*, 2, strony 1784-1908.
- Soroko, T. (2016, Październik). Analiza teoretycznej marży wytwórcy energii zasilanego paliwem gazowym - model Clean Spark Spread w warunkach bieżących cen TGE. *Rynek energii*.
- Sovacool, B. (2014). Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, strony 249-264.
- Soytas, S. i Sari, R. (2009, April 15). Energy consumption, economic growth, and carbon emissions: Challenges faced by an EU candidate member. *Ecological Economics*, 68, strony Pages 1667-1675.
- Stankiewicz, M. (2002). *Konkurencyjność przedsiębiorstwa. Budowanie konkurencyjności przedsiębiorstwa w warunkach globalizacji*. Toruń: Towarzystwo Naukowe Organizacji i Kierownictwa Stowarzyszenie Wyższej Użyteczności DOM ORGANIZATORA.
- Stankiewicz, M. (2005). *Konkurencyjność przedsiębiorstwa. Budowanie konkurencyjności przedsiębiorstwa w warunkach globalizacji*. Toruń: Wydawnictwo TNOiK „Dom Organizatora”.
- Stańczyk-Hugiet, E. (2014). Badania longitudinalne w zarządzaniu, czyli jak dostrzec prawidłowości w dynamice. *Organizacja i kierowanie*, 2(162), strony 45-56.
- Stasik, A. i Grendźwił, A. (2012). Projektowanie badania jakościowego. W D. Jemielniak, *Badania jakościowe. Podejścia i teorie* (strony 1-22). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Stern, D. i Kander, A. (2012). The Role of Energy in the Industrial Revolution and Modern Economic Growth. *The Energy Journal*, 33(3), strony 125-152.
- Stern, J. i Yafimava, K. (2017). *The EU Competition investigation of Gazprom's sales in central and eastern Europe: a detailed analysis of the commitments and the way forward*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Stigler, G. (1971). The Theory of Economic Regulation. *Bell Journal of Economics and Management Science*, strony 3-21.
- Sułkowski, Ł. (2011). Rozwój metodologii w naukach o zarządzaniu. W W. Czakon, *Podstawy metodologii badań w naukach o zarządzaniu* (strony 30-44). Warszawa: Wolter Kluwer Polska sp. o.o.

- Surya, B. i Gyaneswar, S. (2016). Effect of Bank Competition on Financial Stability: Empirical Evidence from Nepal. *Economic Literature*, strony 19-31.
- Szczerbowski, R. (2013). Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna. *Polityka energetyczna*, 16(4).
- Szlagowski, P. (2010). *Bezpieczeństwo energetyczne Polski. Raport otwarcia*. Kraków: Instytut Kościuszki.
- Szpor, A. i Lis, M. (2016). *Ograniczenie ubóstwa energetycznego w Polsce - od teorii do praktyki*. Warszawa: Fundacja Naukowa Instytut Badań Strukturalnych.
- Szpringer, W. (2010). *Regulacja konkurencji a konkurencja regulacyjna. Ujęcie instytucjonalne*. Warszawa: Poltext.
- Szul, R. (2011, 11 30). Geopolitics of Natural Gas Supply in Europe - Poland Between the EU and Russia. *European Spatial Research and Policy*, 18(2), strony 47-67.
- Szurlej, A., Ruszel, M. i Olkusi, T. (2015, Październik). Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? *Rynek Energii*.
- Ślusarczyk, Z. (2016). Regulacje prawne dotyczące konkurencji i ochrony konsumentów na jednolitym rynku europejskim - rys historyczny. *Zarządzanie innowacyjne w gospodarce i biznesie*, (22)/2016, strony 43-58.
- Tarnawski, M. (2016). Wpływ kształtowania się cen na wybranych rynkach gazu ziemnego na bezpieczeństwo energetyczne. *Bezpieczeństwo. Teoria i Praktyka*, strony 31-46.
- Tarnawski, M. (2017). Zmiany w mechanizmach cenotwórczych na europejskim rynku gazu ziemnego. *Polityka i Społeczeństwo*, 2(15), strony 35-49.
- Tarnawski, M. (2018). Amerykańskie doświadczenia w wydobywaniu gazu z łupków. *Polityka i Społeczeństwo*, 1(16), strony 26-37.
- Taylor, F. (1912). *The principles of scientific management*. New York and London: Harper nad Brothers.
- TGE SA. (2019). *Raport Miesięczny TGE. Marzec 2019*. Warszawa: TGE SA.
- TGE SA. (2019). *Warunki obrotu dla instrumentów terminowych na gaz. Tekst jednolity zatwierdzony Uchwałą Zarządu nr 290/74/18 z dnia 14 grudnia 2018 r.* Pobrano z lokalizacji <https://tge.pl/regulacje#dokumenty-ogolne>: <https://tge.pl/regulacje#dokumenty-ogolne>
- TOE. (2018). *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2018 r.* Warszawa: Towarzystwo Obrotu Energią.
- TOE. (2019). *Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce. Stan na 31 marca 2019 r.* Warszawa: Towarzystwo Obrotu Energią.
- Tomczyk, M. i Kościelecki, T. (2016). Rola gazu ziemnego w bezpieczeństwie energetycznym Polski. *Safety & Defense*, 2, strony 39-53 .
- Trubalska, J. (2010). Podziemne magazyny gazu jako element bezpieczeństwa energetycznego Polski. *TEKA Komisji Politologii i Stosunków Międzynarodowych(V)*, strony 108-118.
- U.S. Energy Information Administration. (2019). *Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050*. Washington, DC: U.S. Department of Energy.
- UOKiK. (2012). *Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce*. Warszawa: UOKiK.
- UOKiK. (2013, styczeń 18). *Energetyczne Centrum z Radomia*. Pobrano z lokalizacji [www.uokik.gov.pl](http://www.uokik.gov.pl): [https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news\\_id=10205](https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=10205)
- Urbanik, M. (2017). Analysis of consumer expectations related to the services provided by gas companies. (J. Stecko, Red.) *Humanities and Social Sciences*, 24 (2/2017), strony 295-303.

- URE. (2019, Czerwiec 11). *Charakterystyka rynku paliw gazowych*. Pobrano Sierpień 21, 2019 z lokalizacji ure.gov.pl: <http://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/8282,2018.html>
- URE. (2020, 03 02). *20 lat od zatwierdzenia pierwszej taryfy dla paliw gazowych*. Pobrano z lokalizacji ure.gov.pl: <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/8751,20-lat-od-zatwierdzenia-pierwszej-taryfy-dla-paliw-gazowych.html>
- Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumenta. (2012, Sierpień). *Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i Konsumentów na rynku gazu w Polsce*. Pobrano 11 19, 2019 z lokalizacji uokik.gov.pl: [https://www.google.pl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiCi9m8\\_fj1AhWNAXAIHcaFDxsQFjAIegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.uokik.gov.pl%2Fdownload.php%3Fplik%3D12185&usq=AOvVaw30-HTPxhns\\_w0da39SWxHn](https://www.google.pl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=9&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiCi9m8_fj1AhWNAXAIHcaFDxsQFjAIegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.uokik.gov.pl%2Fdownload.php%3Fplik%3D12185&usq=AOvVaw30-HTPxhns_w0da39SWxHn)
- van den Beukel, J. i van Geuns, L. (2019). *Groningen gas: the loss of a social license to operate*. Hague: The Hague Centre for Strategic Studies.
- Verhulst, M. (1950, January). The Theory of Demand Applied to the French Gas Industry. *Econometrica*, 18(1), strony 45-55.
- Vivoda, V. (2019, June). LNG import diversification and energy security in Asia. *Energy Policy*, 129, strony 967-974.
- Walaszek-Pyziół, A. (2002). *Energia i prawo*. Warszawa: LexisNexis Polska.
- Walczak, W. (2010). Analiza czynników wpływających na konkurencyjność przedsiębiorstw. *E-mentor*(37). Pobrano 03 17, 2020
- Walsh, M., Hancock, S., Wilson, S., Patil, S., Moridis, G., Boswell, R., . . . Sloan, S. (2009, September). Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates. *Energy Economics*, 31, strony 815-823.
- Wang, C.-H., Ko, M.-H. i Chen, W.-J. (2019). Effects of Kyoto Protocol on CO2 Emissions: A Five-Country Rolling Regression Analysis. *Sustainability*, 11(3), strony 1-20.
- Wang, S., Li, G. i Fang, C. (2018). Urbanization, economic growth, energy consumption, and CO2 emissions: Empirical evidence from countries with different income levels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Part 2*, strony 2144-2159.
- Warr, B. i Ayres, R. (2010). Evidence of causality between the quantity and quality of energy consumption and economic growth. *Energy*, strony 1688-1693.
- Wawrzynowicz, A. i Brzeziński, T. (2016). Uwarunkowania prawne wdrożenia mechanizmów wsparcia dla funkcjonowania terminalu LNG w Świnoujściu. *NAFTA-GAZ*(6/2016), strony 436-442.
- Węgrzyn, A. (2015). Próba oceny procesu konsolidacji sektora dystrybucji paliwa gazowego w Polsce na przykładzie Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. *Zarządzanie Finansami i Rachunkowość*(3), strony 89-101.
- Wieczorkowska, G., Król, G. i Wierzbiński, J. (2016). Cztery metodologiczne zagrożenia w naukach o zarządzaniu. *Studia i Materiały*, 2/2016(22), strony 146-156.
- Wieloński, M. (2014). Kluczowe problemy prawne dyrektywy w sprawie udzielania koncesji. *Przegląd Europejski*, 1(31), strony 8-22.
- Wiernek, M. (2012). Zmiany w modelu działalności firm handlujących gazem wywołane procesem liberalizacji rynków energii. *Zarządzanie i Finanse*, 10(1), strony 303-314.
- Winkler, B. (2012). Gospodarcze konsekwencje liberalizacji rynku gazu ziemnego w Niemczech. *Gospodarka w Praktyce i Teorii*, 1(30), strony 74-80.
- Wiśnicki, B. i Onyśko, P. (2012). Analiza przewozów morskich w obsłudze terminalu LNG w Świnoujściu. W H. Salmonowicz (Red.), *Logistyka przewozów morskich w obsłudze terminalu LNG w Świnoujściu* (strony 209-218). Szczecin: Wydawnictwo Zapol.



- Wiśniecka, M., Holewa-Rataj, J. i Kukulska-Zajac, E. (2016, Listopad). Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci gazu ziemnego. *Instal*, strony 38-42.
- Wiśniewski, P. (2016). Poza głównym nurtem – wpływ krytyki kapitalizmu na teorię zarządzania. W K. Klincewicz, *Zarządzanie, organizacje i organizowanie. Przegląd perspektyw teoretycznych* (strony 404-417). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Wojcieszak, Ł. (2013). Rola i znaczenie klauzuli take or pay w umowach gazowych. *Zeszyt Naukowy / Wyższa Szkoła Ekonomii, Prawa i Nauk Medycznych w Kielcach*(14), strony 261-281.
- Wojcieszak, Ł. (2016). Giełdowe obligo gazowe – próba oceny. *Krytyka Prawa*(4), str. 137152.
- Wojcieszak, Ł. (2018). Import gazu z USA do Polski – przesłanki i perspektywy współpracy. *Zeszyty Naukowe Państwowej Wyższej Szkoły Zawodowej im. Witelona w Legnicy*, 28(3), strony 21-32.
- Wołowicz, M., Krawczyk, P., Gruszecka, M. i Mikołajczak, A. (2017). Wykorzystanie kawernowych magazynów gazu ziemnego jako wysokopojemnościowych magazynów energii elektrycznej. *Rynek Energii*, 5, strony 45-48.
- Wyrok Sądu Najwyższego w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, Sygn. akt III SK 28/15 (Sąd Najwyższy Kwiecień 21, 2016).
- Wyrok Sądu Najwyższego w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, Sygn. akt III SK 65/15 (Sąd Najwyższy Luty 9, 2017).
- Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, Sygn. akt III 13/18 (Sąd Najwyższy Kwiecień 20, 2017).
- Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej, Sygn. akt II GSK 3848/15 (Naczelny Sąd Administracyjny Styczeń 18, 2018).
- Wyrok w imieniu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 20 kwietnia 2017 r., Sygn. akt II SK 13/16 (Sąd Najwyższy Kwiecień 20, 2017).
- WysokieNapiecie.pl. (2013). Kiedy na rynek gazu zawita konkurencja? Warszawa: WysokieNapiecie.pl.
- Wysokiński, M. i Gromada, A. (2016). Rynek gazu ziemnego w Polsce w kontekście potrzeb energetycznych kraju. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie. Ekonomika i Organizacja Logistyki*(1), strony 103-110.
- Yafimava, K. (2017). *The OPAL exemption decision: a comment on the CJEU's ruling to reject suspension*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Yafimava, K. (2018). *Building New Gas Transportation Infrastructure in the EU - what are the rules of the game?* Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Yermakov, V. (2018). *Shrinking surplus: the outlook for Russia's spare gas productive capacity*. Oxford: The University of Oxford. The Oxford Institute for Energy Studies.
- Zajdler, R. (2014, July-September). Uwagi krytyczne do regulacji "obliga giedowego" jako sposobu budowania hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce. *Humanities and Social Sciences*, XIX(21), strony 247-264.
- Zajdler, R., Hara, T. i Staniłko, J. (2012). *Formuły cenowe w kontraktach długoterminowych na dostawę gazu do Unii Europejskiej*. Warszawa: Instytut Sobieskiego.
- Zalega, T. (2015). *Mikroekonomia współczesna*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.
- Zalega, T. (2016). *Mikroekonomia* (wyd. 3). Warszawa: Wydawnictwo Naukowe Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego.

- Zieleniewski, J. (1969). *Organizacja i zarządzanie*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.
- Zielińska-Głębocka, A. (2004). Podstawowe założenia teorii konkurencji. W Z. Brodecki, *Konkurencja* (strony 25-56). Warszawa: Wydawnictwo Prawnicze LexisNexis.
- Ziemieniecki, J. i Żukrowska, K. (2004). *Konkurencja a transformacja w Polsce. Wybrane aspekty polityki gospodarczej*. Warszawa: Szkoła Główna Handlowa w Warszawie.
- Zilberman, D., Goetz, R. i Garrido, A. (2015). *Economics of Unconventional Shale Gas Development. Case Studies and Impacts*. Springer.
- Związek Przedsiębiorców i Pracodawców. (2018). *Ceny energii zagrażają konkurencyjności polskiej gospodarki*. Warszawa: Związek Przedsiębiorców i Pracodawców.
- Żuchowicki, J. (2014). Bezpieczeństwo energetyczne Polski – gaz ziemny. *Przedsiębiorczość i Zarządzanie, XV*(5, część II), strony 83–97.

## **Akty prawne**

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211/103 z 14.8.2009)
- Rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 30 marca 2018, poz. 640)
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. UE L. 295/1 z 12.11.2010 r.)
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie UE nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L. 280/1 z 28.10.2017 r.)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (Dz.U. poz. 902)
- Ustawa z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. 2009 Nr 3 poz. 11)
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 z późn. zm.)
- Ustawa z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych (Dz. U. z 2018 r. poz. 622, 685, 771)
- Ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. 2004 Nr 173 poz. 1807 z późn. zm.)
- Ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz.U. z 2018 r. poz. 1323 z późn. zm.)

## **Źródła internetowe**

- [www.acer.europa.eu/pl/](http://www.acer.europa.eu/pl/)
- [www.apgef.com/](http://www.apgef.com/)
- [www.biznesalert.pl/](http://www.biznesalert.pl/)
- [www.bossafx.pl/](http://www.bossafx.pl/)
- [www.cire.pl/](http://www.cire.pl/)
- [www.clingendaelenergy.com/](http://www.clingendaelenergy.com/)
- [www.corporate.exxonmobil.com/](http://www.corporate.exxonmobil.com/)
- [www.entsog.eu/](http://www.entsog.eu/)
- [www.eur-lex.europa.eu/](http://www.eur-lex.europa.eu/)
- [www.europarl.europa.eu/](http://www.europarl.europa.eu/)
- [www.forum-energii.eu/](http://www.forum-energii.eu/)
- [www.gie.eu/](http://www.gie.eu/)
- [www.gasstoragepoland.pl/](http://www.gasstoragepoland.pl/)
- [www.gaz-system.pl/](http://www.gaz-system.pl/)
- [www.gov.pl/](http://www.gov.pl/)
- [www.iea.org/](http://www.iea.org/)
- [www.pap.pl/](http://www.pap.pl/)
- [www.pgnig.pl/](http://www.pgnig.pl/)
- [www.powernext.com/](http://www.powernext.com/)
- [www.psgaz.pl/](http://www.psgaz.pl/)
- [www.reuters.com/](http://www.reuters.com/)
- [www.stat.gov.pl/](http://www.stat.gov.pl/)
- [www.tge.pl/](http://www.tge.pl/)
- [www.uokik.gov.pl/](http://www.uokik.gov.pl/)
- [www.ure.gov.pl/](http://www.ure.gov.pl/)
- [www.wnp.pl/](http://www.wnp.pl/)

## ANEKSY

### Kwestionariusz ankiety. Wzór

Warunki regulacyjne w zakresie: obowiązku uzyskania decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf, obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej w całym roku gazowym w wielkości skalkulowanej jako 1/12 rocznego przywozu, maksymalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła odnoszącej się do maksymalnie 70% (do 2022 roku), natomiast od 2023 r. - do 33%, wpływają na stabilność (sprawność i pewność) i efektywność obrotu gazem ziemnym i potencjał konkurencyjny przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym

#### A. Ocena modelu taryfikowania cen gazu ziemnego

QA1. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych wspiera konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA2. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych wspiera stabilność (sprawność i pewność) dostaw gazu ziemnego do odbiorców?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA3. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych skutecznie chroni tych odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA4. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych kreuje dodatkowe ryzyko biznesowe dla przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA5. Czy uważa Pan/Pani, że proces zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla gazu ziemnego jest przejrzysty i łatwy do przeprowadzenia?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA6. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych jest czytelny i zrozumiały dla odbiorców?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA7. Czy Pana/Pani zdaniem, przedsiębiorstwo przygotowuje dla gospodarstw domowych oferty cenowe niższe od cen i stawek taryfowych?

Tak	Nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA8. Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo przygotowuje dla odbiorców oferty z ceną stałą na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy?

Tak	Nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA9. Czy obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych zachęca do prowadzenia sprzedaży gazu do tej grupy odbiorców?

Tak	Nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA10. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych osłabia siłę rynkową przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QA11. Czy Pana/Pani zdaniem, likwidacja obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych wpłynie na wzrost atrakcyjności (potencjału biznesowego) prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

## B. Ocena obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych

QB1. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych wspiera konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB2. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych wspiera stabilność (sprawność i pewność) dostaw gazu ziemnego do odbiorców?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB3. Czy wg Pana/Pani zapasy obowiązkowe utworzone i utrzymywane przez przedsiębiorstwo obrotu chronią klientów tych przedsiębiorstw przed przerwami w dostawach gazu?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB4. Czy koszt utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych w Polsce jest konkurencyjny w stosunku do warunków cenowych w europejskich instalacji magazynowych?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB5. Czy wg Pana/Pani regulacje powinny zobowiązywać do zagwarantowania ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych a tym samym utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego sprzedawców gazu do odbiorców końcowych, czy też podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP?

Obowiązek powinien odnosić się do sprzedawców gazu do odbiorców końcowych	Obowiązek powinien odnosić się do firm przywożących gaz na terytorium RP	Potrzebny jest model mieszany	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB6. Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych wiąże się z dodatkowym ryzykiem biznesowym dla przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB7. Które elementy modelu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych na terytorium RP należy poprawić ?

- model działa prawidłowo, nie trzeba nic poprawiać
- należy zmniejszyć wielkość zapasu obowiązkowego
- należy skrócić okres utrzymywania zapasu obowiązkowego (np. tylko w zimie)
- należy zmniejszyć koszt utrzymywania zapasów obowiązkowych

- należy udostępnić więcej pojemności i mocy w polskich instalacjach magazynowych
- inne (jakie?) .....

QB8. Czy Pana/Pani zdaniem, likwidacja obowiązku utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych wpłynie na wzrost atrakcyjności prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB9. Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek utrzymywania przez przedsiębiorstwo obrotu zapasów obowiązkowych osłabia siłę rynkową tego przedsiębiorstwa?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

### C. Ocena obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego

QC1. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego wspiera konkurencję w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QC2. Czy uważa Pan/Pani, że obecny model dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego wspiera stabilność (sprawność i pewność) dostaw gazu ziemnego do odbiorców?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QC3. Czy, Pana/Pani zdaniem, istnieją realne warunki dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QC4. Które elementy modelu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego na terytorium RP należy poprawić ?

- model działa prawidłowo, nie trzeba nic poprawiać
- należy zapewnić większą ilość połączeń międzysystemowych
- należy obniżyć maksymalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła
- inne (jakie?) .....

QC5. Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP wiąże się z dodatkowym ryzykiem biznesowym dla przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QC6. Czy Pana/Pani zdaniem, likwidacja obowiązków dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP wpłynie na wzrost atrakcyjności prowadzenia działalności obrotu gazem ziemnym?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QB7. Czy uważa Pan/Pani, że obowiązek dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego przez przedsiębiorstwo dokonujące przywozu gazu ziemnego na terytorium RP osłabia siłę rynkową tego przedsiębiorstwa?

Zdecydowanie tak	Raczej tak	Raczej nie	Zdecydowanie nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

#### D. Pytania dotyczące wszystkich elementów regulacji będących przedmiotem badania

QD1. Czy Pana/Pani przedsiębiorstwo gromadzi zapasy handlowe (nieobowiązkowe) w polskich instalacjach magazynowych?

Tak	Nie	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

QD2. Co, Pana/Pani zdaniem, jest przeszkodą w gromadzeniu zapasów handlowych w polskich instalacjach magazynowych?

- Nie ma przeszkód w gromadzeniu zapasów handlowych gazu w polskich instalacjach magazynowych
- Są zbyt drogie
- Nie ma do nich dostępu (brak wolnych pojemności)
- Warunki świadczenia usług są zbyt skomplikowane
- Inne (jakie?) .....

QD3. Czy oferta Pana/Pani przedsiębiorstwa obrotu dotyczy wyłącznie gazu ziemnego, czy też jest powiązana z innymi produktami lub usługami?

Oferta dotyczy wyłącznie sprzedaży gazu ziemnego	Oferta jest powiązana z innymi produktami / usługami	Trudno powiedzieć
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



## Scenariusz wywiadu. Wzór

Ocena wpływu warunków regulacyjnych w zakresie: obowiązku uzyskania decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf, obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej w całym roku gazowym w wielkości skalkulowanej jako 1/12 rocznego przywozu, maksymalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła odnoszącej się do maksymalnie 70% (do 2022 roku), natomiast od 2023 r. - do 33%, na stabilność (sprawność i pewność) i efektywność obrotu gazem ziemnym i potencjał konkurencyjny przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym

W poszukiwaniu przewag konkurencyjnych w obszarze obrotu gazem ziemnym w Polsce

### A. Informacje ogólne

- Jakie znaczenie dla gospodarki Polski ma sektor gazowy? Czy sektor gazowy jest istotny z punktu widzenia polskich celów gospodarczych i środowiskowych?
- Czy działalność obrotu gazem ziemnym jest atrakcyjna biznesowo? Jak należy ją ocenić w odniesieniu do innych działalności gospodarczych?

### B. Ocena wpływu regulacji na stabilność (sprawność i pewność) i efektywność obrotu gazem ziemnym i potencjał konkurencyjny przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym

QA1. Jak określiliby Pan/Pani, stopień oddziaływania 3 regulacji na warunki prowadzenia działalności handlowej przez przedsiębiorstwo obrotu?

obowiązek uzyskania decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf dla gazu ziemnego	..... %
obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasu obowiązkowego w instalacji magazynowej w całym roku gazowym	..... %
maksymalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z jednego źródła	..... %
Razem	100%

QA2. Jak oceniliby Pan/Pani, zmiany w zakresie obowiązku taryfikowania dokonane w latach 2009 – 2018 w zakresie nadania im znaczenia dla prowadzenia działalności?

Zmiana prorzynekowa :            -1  
Bez zmian:                            0  
Zmiana przeciwrynkowa :        1

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie stosowania taryf w obrocie gazem ziemnym	Ocena zmiany (od -1 do 1)
2009	Zasady kształtowania taryf obowiązujące w 2009 r. zostały uregulowane w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.	
2010	Bez zmian	
2011	Bez zmian	
2012	Bez zmian	
2013	25 lipca 2013 r. weszło w życie rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Wprowadzono zmiany m.in.	

	<p>w zakresie zasad alokacji do - ustalanych przez przedsiębiorstwo obrotu - stawek taryfowych: kosztów wykupu przepustowości w sieci OSP (dotychczas uwzględnianych w stawkach sieciowych), kosztów magazynowania gazu (związane z roczną nierównomiernością poboru), które dotychczas obciążały zmienne stawki sieciowe.</p> <p>Dotychczas przedsiębiorstwo to ustalało w taryfie cztery składowe opłaty: cenę paliwa gazowego, stawkę opłaty abonamentowej oraz zmienną i stałą stawkę opłaty sieciowej. Zgodnie z nowym rozporządzeniem taryfa przedsiębiorstwa obrotu zawierała ceny paliwa i stawki opłat abonamentowych oraz wskazywała taryfę przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, mająca zastosowanie do ustalenia opłat za dostarczenie (transport) gazu do odbiorcy.</p>
2014	W obszarze rozliczeń związanych z dostarczaniem paliw gazowych do odbiorców w 2014 r. dokonano zmiany związanej z zastąpieniem dotychczas stosowanych jednostek objętości jednostkami energii.
2015	Bez zmian
2016	Bez zmian
2017	<p>Z początkiem 2017 r. rozpoczęło się stopniowe znoszenie obowiązku – spoczywającego na przedsiębiorstwach obrotu - ustalania i przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. Obowiązujące wcześniej przepisy wymagały pilnej zmiany ze względu na wyrok TSUE, który we wrześniu 2015 r. stwierdził, że polskie rozwiązania są niezgodne z prawem unijnym dotyczącym budowy wspólnego rynku gazu. Niewdrożenie przez Polskę unijnych przepisów skutkowało by nałożeniem na Polskę wysokich kar finansowych.</p> <p>Od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczył sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonali ich zakupu: 1) w punkcie wirtualnym, 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz 3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych i fakt ten znalazł odzwierciedlenie w taryfach zatwierdzonych w grudniu 2016 r.</p> <p>Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których obowiązek taryfowy będzie istniał do końca 2023 r. (art. 62b PE).</p> <p>Na sposób kalkulowania taryf dla paliw gazowych w 2016 r. miały również wpływ zmiany przepisów dotyczących przenoszenia w cenach gazu kosztów tzw. efektywności energetycznej wynikających z ustawy o efektywności energetycznej.</p>
2018	1 kwietnia 2018 r. weszło w życie nowe rozporządzenie Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które zastąpiło rozporządzenie z 28 czerwca 2013 r. Pomimo zniesienia obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców biznesowych, nowe regulacje zawierały szereg zapisów wymagających uwzględnienia przy kształtowaniu cen i stawek opłat oraz rozliczeń odbiorców. Wprowadzono mechanizm stosowania maksymalnych cen i stawek opłat, ustalanych zgodnie ze zmienionymi wymaganiami rozporządzenia.

### QA3. Jak oceniłby Pan/Pani, zmiany w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski w zakresie nadania im znaczenia dla prowadzenia działalności?

Zmiana prorokowa : -1  
Bez zmian: 0  
Zmiana przeciwna : 1

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski
2009	Zasady dotyczące dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski zostały określone w § 1 ust. 1 rozporządzenia dywersyfikacyjnego, w którym określono na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku. W świetle przepisów tego rozporządzenia w latach 2010-2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 70%, natomiast w 2015 r. udział ten nie mógł być wyższy niż 59%.
2010	Brak zmian
2011	Brak zmian
2012	Brak zmian
2013	Brak zmian
2014	Brak zmian
2015	Brak zmian
2016	Weszły w życie zmiany, których skutki rozpoczynały się w 2017 r. (szczegóły w opisie zmian ujętych w 2017 r.)
2017	<p>Od 2 września 2016 r. dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 PE)</p> <p>9 grudnia 2016 r. wszedł w życie przepis abolicyjny, w myśl którego nie wszczęto postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzebranie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowań na podstawie art. 32 ust. 2 PE w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 PE, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.).</p> <p>10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, które określiło minimalny poziom dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy na okres 10 lat, szczegółowy sposób ustalania tego poziomu oraz wyłączenia z obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.</p> <p>W świetle przepisów nieobowiązującego już ww. rozporządzenia z 24 października 2000 r., w 2016 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%. Natomiast w 2017 r. – stosownie do postanowień obowiązującego</p>

	aktualnie rozporządzenia z 24 kwietnia 2017 r. – maksymalny udział gazu ziemnego importowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne z jednego źródła nie mógł być wyższy niż 70%
2018	Brak zmian

QA4. Jak oceniłby Pan/Pani, zmiany w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce w zakresie nadania im znaczenia dla prowadzenia działalności?

Zmiana prorzywkowa : -1  
Bez zmian: 0  
Zmiana przeciwrzywkowa : 1

Rok	Rodzaj wprowadzonej zmiany w zakresie obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych w Polsce
2009	Ustawa o zapasach weszła w życie 7 kwietnia 2007 r., jednakże podjęcie działań w zakresie obowiązków utrzymywania zapasów, jak również przestrzegania ograniczeń wprowadzanych na mocy przepisów tej ustawy – nastąpiło w 2008-2009 r. (wg Sprawozdania Prezesa URE za 2009 r.)
2010	Brak zmian
2011	Brak zmian
2012	W związku z nowelizacją ustawy o zapasach w 2011 r., w odniesieniu do dotychczasowych przepisów regulujących kwestię utrzymywania i kontroli zapasów obowiązkowych gazu zaszły znaczące zmiany. Zakres podmiotów podlegających pod obowiązek utrzymywania zapasów został ograniczony wyłącznie do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą dokonujących przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. Nowe przepisy wprowadziły także, przy spełnieniu określonych w ustawie warunków, możliwość utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza Polską, na terytorium państw członkowskich UE oraz Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Dodatkowo został zwiększony maksymalny limit wielkości przywozu gazu ziemnego (w ciągu roku kalendarzowego) uprawniający do ubiegania się o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów gazu z poziomu 50 mln m <sup>3</sup> do poziomu 100 mln m <sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie.
2013	Zgodnie z art. 24 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, było obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych tego gazu w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi. Wyjątkiem od ww. zasady była sytuacja, w której minister właściwy do spraw gospodarki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, w drodze decyzji, zwolniłoby to przedsiębiorstwo z obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, przy czym zwolnienie takie miałoby charakter ograniczony w czasie i byłoby przyznawane wyłącznie po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia warunki wskazane w art. 24 ust. 5 lub 5a i ust. 6 ustawy o zapasach, tj. w szczególności, gdy w ciągu roku kalendarzowego przywiozłoby gaz ziemny w ilościach nie przekraczających 100 mln m <sup>3</sup> , a liczba jego odbiorców nie byłaby większa niż 100 tys.
2014	Brak zmian
2015	Brak zmian
2016	Brak zmian
2017	W 2017 r. weszły w życie dokonane w 2016 r. zmiany w ustawie o zapasach, w szczególności: - zniesiono instytucję zwolnienia z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, - wprowadzono możliwość utrzymywania tych zapasów na podstawie umowy zawartej z innym przedsiębiorstwem dokonującym obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego na podstawie umowy zlecenia utrzymywania zapasów lub tzw. „umowy biletowej”, - rozszerzono krąg adresatów ustawy, zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na własne potrzeby. Skutkiem wprowadzonych zmian w ustawie o zapasach podmioty były zobowiązane do: 1) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, ustalonym w sposób określony w ustawie (art. 25 ust. 2 albo 5), 2) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniały możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, 3) przedstawiania operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemów połączonych gazowych charakterystykę instalacji magazynowej, w której utrzymywałyby zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów tego gazu do systemu gazowego. Znowelizowana ustawa o zapasach przewidywała, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało się, co do zasady, na terytorium RP w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego, dopuszczając jednocześnie możliwość utrzymywania tych zapasów poza terytorium RP.
2018	Brak zmian

## C. Źródła przewag konkurencyjnych

### Strategia sprzedażowa

- a. W jakich obszarach działalności przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym należy szukać przewagi konkurencyjnej? Jaka strategia konkurencyjna wobec obecnych uwarunkowań regulacyjnych obecnych na przełomie drugiego i trzeciego dziesięciolecia XXI. wieku jest najskuteczniejsza do zastosowania na polskim rynku obrotu gazem ziemnym?
- b. Proszę o wskazanie kolejności uwzględniającej skuteczność strategii konkurencyjnej (strategia o najwyższej skuteczności – 3, strategia o niższej skuteczności – 2, strategia o najniższej skuteczności – 1):
- przywództwo kosztowe (utrzymywanie kosztów działalności na poziomie niższym od konkurentów)
  - zróżnicowania (oferowanie klientom produktów lub usług uznawanych za unikatowe)
  - koncentracji na niszy (wąski asortyment unikalnych wyrobów lub rynek geograficzny)
- c. Czy – i ewentualnie jak – pełne uwolnienie rynku spod obowiązku taryfikowania cen gazu ziemnego wpłynie na zmianę strategii konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu?
- d. Czy – i ewentualnie jak – likwidacja obowiązku tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wpłynie na zmianę strategii konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu?
- e. Czy – i ewentualnie jak – zniesienie obowiązku dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski wpłynie na zmianę strategii konkurencyjnej przedsiębiorstw obrotu?
- f. Jakie są przyczyny zmniejszania liczby przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym posiadających koncesję OPG i koncesję OGZ?
- g. Jakie są przyczyny zmniejszania tempa wzrostu wskaźnika liczba zmian sprzedawcy paliw gazowych?

### Cechy produktu lub usługi

- h. Jak wyróżnić ofertę gazu ziemnego kierowaną do gospodarstw domowych? Czy znajduje uzasadnienie rynkowe przygotowanie klientom oferty na sprzedaż gazu ziemnego w powiązaniu z innymi produktami lub usługami?

- i. Jak wyróżnić ofertę gazu ziemnego kierowaną do odbiorców gazu ziemnego innych niż gospodarstwa domowe?
- j. Jakie znaczenie ma jakość obsługi klientów?
- k. Jakie znaczenie ma możliwość rozliczeń elektronicznych?
- l. W jaki sposób regulacje determinują jakość i zakres oferty sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców gazu ziemnego w Polsce?

### **Strategia cenowa**

- m. W jakim stopniu istotne są czynniki cenowe przy wyborze sprzedawcy gazu ziemnego?
- n. Czy strategia cenowa dla gospodarstw domowych i innych odbiorców jest taka sama?
- o. Czy istnieje przestrzeń do przygotowywania ofert cenowych niższych od cen i stawek taryfowych?
- p. Na jakich polach przedsiębiorstwa obrotu mają możliwość poszukiwania przewag kosztowych?
- q. Czy znajduje uzasadnienie rynkowe przygotowywanie oferty sprzedaży gazu ziemnego ze stałą ceną na okres dłuższy niż 12 kolejnych miesięcy?

### **System dystrybucji**

- r. Jak dotrzeć do odbiorcy z ofertą sprzedaży gazu ziemnego? Jakie kanały sprzedaży są najskuteczniejsze w zdobywaniu odbiorców gazu ziemnego?
- s. Jakie znaczenie dla przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym ma posiadanie stacjonarnych punktów obsługi klienta? Czy wprowadzenie zakazu sprzedaży gazu ziemnego z wykorzystaniem kanału D2D zmieni strategię sprzedaży gazu do odbiorców w Polsce?
- t. Jak rozwój narzędzi teleinformatycznych zmieni strategię sprzedaży gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa obrotu gazem ziemnym?
- u. Jakie elementy należy brać pod uwagę w przypadku wprowadzania programu lojalnościowego?
- v. W jaki sposób regulacje determinują działania przedsiębiorstw w obszarze pozyskiwania odbiorców gazu ziemnego?