

Dr inż. MBA Mirosław Janowski,
Katedra Surowców Energetycznych, AGH w Krakowie

Analiza ekonomiczna budowy stacji regazyfikacji LNG na Podhalu

Nieustanny rozwój cywilizacyjny, mimo powstawania i rozwoju coraz mniej energochłonnych technologii, generuje jednak stały wzrost zapotrzebowania na energię, tak w sektorze elektroenergetycznym, jak i w sektorze energetyki ciepłej.

Wydaje się, że najbardziej znaczącym surowcem energetycznym na świecie jest ropa naftowa. Jednak rosnący udział w rynku energetycznym odnawialnych źródeł energii i paliw alternatywnych, a także rosnąca wydajność procesów przekształcania ropy na energię użyteczną, w tym większa wydajność silników wykorzystywanych w transporcie oraz wyższa efektywność energetyczna przemysłu, mogą wskazywać na malejące znaczenie ropy naftowej w gospodarce światowej. Mimo to, jest ona nadal kluczowym surowcem wykorzystywanym nie tylko do produkcji paliw. Jest surowcem niezbędnym do wytwarzania asfaltów, kosmetyków, leków, barwników, materiałów wybuchowych, nawozów sztucznych, włókien syntetycznych, środków owadobójczych, plastiku, syntetycznego kauczuku, itd. To szerokie zastosowanie pozwala przypuszczać, iż

jej znaczenie w gospodarce światowej jest i dalej będzie istotne w wielu gałęziach przemysłu (Kaliski M. Kowalczyk A. Szurlej, 2016). Ropa naftowa posiada tzw. cenę światową, jest notowana na giełdach, wynikiem czego jest szybka i bardzo zbliżona na wszystkich rynkach reakcja na takie zjawiska jak: wahania podaży-popytu, arbitralne decyzje ministrów krajów OPEC w odniesieniu do cen i kwot wydobycia oraz inne zdarzenia. Ropa naftowa jest ważnym indykatorem koniunktury światowej gospodarki. Ma wpływ na poziom notowań innych surowców energetycznych, szczególnie gazu ziemnego. Ceny gazu ziemnego w kontraktach długoterminowych są często wynikiem zmian notowań ropy, bądź produktów z niej uzyskiwanych. Wynika to także z faktu, że jak dotąd nie ma światowego rynku gazu w takiej formie,

w jakiej funkcjonuje on dla ropy naftowej. Jednak mimo, iż rynek gazowy jest silnie powiązany z rynkiem naftowym (Grudziński, 2012), obserwuje się bardzo szybki rozwój spotowych (szybkich - podpisanie umowy oraz realizacja i zapłata odbywają się w krótkim okresie czasu) zakupów gazu i stopniowe kształtowanie się rynku notowań gazu. Jest to szczególnie zauważalne w ostatnich latach na rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG).

W tabeli 1 przedstawione zostały czynniki kształtujące notowania cen surowców energetycznych z podziałem na dwie grupy:

- czynniki fundamentalne (ekonomiczne), oparte o popyt i podaż,
- czynniki pozafundamentalne, zawierające pozaekonomiczne elementy wpływające na ceny surowców energetycznych.

Czynniki wpływające na notowania paliw				
Czynniki fundamentalne		Czynniki pozafundamentalne		
Podaż	Popyt	Czynniki regulacyjne /prawne	Czynniki polityczne	Oczekiwania Uczestników rynku
<ul style="list-style-type: none"> Istniejące, potwierdzone rezerwy Zwiększenie zasobów surowców (nowoodkryte złoża) Techniczna i ekonomiczna rentowność nowych zasobów Nowe technologie wydobywcze Poziom zapasów w kluczowych gospodarkach 	<ul style="list-style-type: none"> Zmiany w gospodarce Zmiany demograficzne (liczebność populacji) Popyt na produkty naftowe Nowe technologie 	<ul style="list-style-type: none"> Istnienie/brak politycznych ograniczeń (regulacji prawnych) wydobywania Stymulowanie przez państwo konsumpcji danego surowca Regulacje podatkowe/celne Polityka ekologiczna 	<ul style="list-style-type: none"> Wybory Zmowy polityczne Konflikty wojenne Ataki terrorystyczne Zamieszki lokalne Embarga/sankcje nakładane na producentów surowca energetycznego Strajki 	<ul style="list-style-type: none"> Cechy psychologiczne graczy rynkowych Prognozy dotyczące dynamiki konsumpcji, wydobywania oraz cen surowca prezentowane przez znaczące agencje informacyjne i/lub instytucje branżowe Oczekiwania dotyczące piku cen surowca Biały szum informacyjny Notowania kontraktów terminowych Duża liczba graczy rynkowych/spekulacje

Tab. 1. Czynniki kształtujące notowania surowców energetycznych, opr. własne na podstawie Źródło: Grudziński Z. Kowalczyk A. Ropa, gaz, węgiel - tendencje zmian cen, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, 2016 r., nr 95, s. 215-22

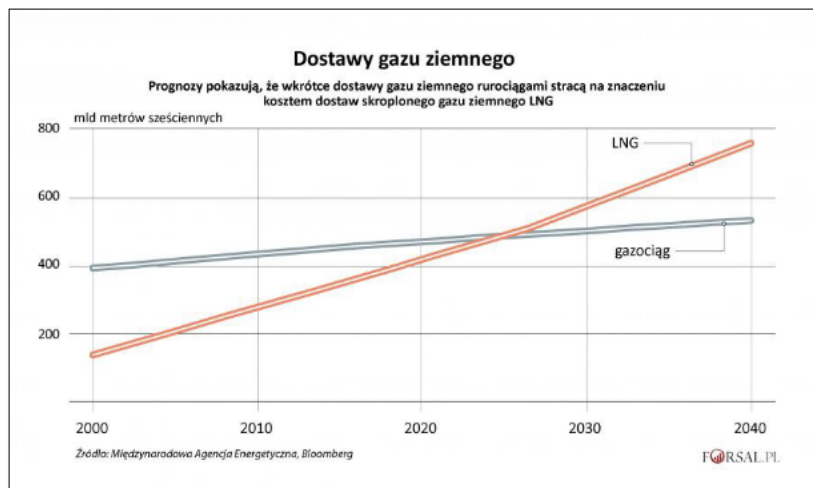
Jak obrazuje tabela 1, czynników natury pozaekonomicznej kształtujących ceny surowców energetycznych jest bardzo dużo, a wpływ na cenę surowców może zostać wywarty na wiele różnych, często niezupełnie uczciwych sposobów. W związku z tym, dywersyfikacja dostaw surowców energetycznych dla danego organizmu państwowego jest nieodzowna, aby zachować gospodarczą niezależność. Podstawą bezpieczeństwa ekonomicznego państwa jest utrzymanie jak najwyższego poziomu niezależności energetycznej. Surowce energetyczne mogą być i są elementem wywierania presji na państwa odbiorców przez państwa dostarczające te surowce. Uzależnienie się od jednego źródła dostawy surowców energetycznych może wiązać się z powstaniem zależności energetycznej, a w konsekwencji gospodarczej, ekonomicznej i politycznej. Jakkolwiek zależność taka nie następuje szybko, tym niemniej w sytuacji braku alternatywy dla dostaw surowców energetycznych jest nieuchronna. Podległość ekonomiczno-gospodarcza

nie musi odnosić się do innego państwa, może ona znaleźć swoje odzwierciedlenie w presji wywieranej ze strony wielkich koncernów i korporacji branży energetycznej, surowcowej i finansowej.

LNG (skroplony gaz ziemny) jest alternatywnym paliwem tak dla węgla i ropy naftowej, jak i dla gazu ziemnego, którego jest pochodną, ale kierunki i struktura łańcucha dostaw są tu zupełnie inne. Dystrybucja gazu ziemnego gazociągami na większe odległości, a szczególnie gdy ich nitki przebiegają przez obszary górskie, oceany i tereny innych państw jest utrudniona, ekonomicznie nieuzasadniona lub też całkowicie niemożliwa ze względów technicznych lub formalnych. Wówczas jedyną alternatywą dla gazociągów jest skomplikowana technologia transportu gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG). Transport LNG odbywa się na pokładzie specjalnie przystosowanych statków lub cystern. Zaletą tej formy dystrybucji jest fakt, że objętość LNG w porównaniu do gazu ziemnego w postaci gazowej (dla tzw. warunków normalnych

ciśnienie 1 atm., temperatura 20°C) jest około 630 razy mniejsza. Jednakże, aby gaz pozostawał w stanie ciekłym musi mieć temperaturę -162°C lub niższą. Zatem transport LNG wymaga zachowania specjalnych warunków technologicznych umożliwiających pozostanie gazu w stanie ciekłym przez cały okres transportu i magazynowania, aż do regazyfikacji, koniecznej do dalszej dystrybucji gazu w postaci gazowej do odbiorców końcowych. Trendy i prognozę w podziale sposobów transportu gazu ziemnego obrazuje rysunek 1.

Drogę gazu ziemnego od wydobywania do odbiorcy końcowego poprzez wykorzystanie transportu gazu w postaci LNG można w wielkim uproszczeniu podzielić na następujące etapy: wydobywanie, oczyszczenie, skroplenie, transport LNG, magazynowanie, dystrybucja LNG, regazyfikacja, dystrybucja gazu. Przy czym etap magazynowania może występować praktycznie w każdym punkcie drogi paliwa do klienta końcowego. Proces przekształcenia gazu ziemnego



Rys. 1. Zmiana oraz prognoza sposobu dostawy gazu ziemnego (Źródło: Forsal 2019 na podstawie Bloomberg)

z postaci gazowej w gaz ziemny w postaci płynnej jest dość skomplikowany, energochłonny oraz kosztowny, co już na wstępie zwiększa koszty jednostkowe LNG jako paliwa.

Niniejszy artykuł podejmuje temat opłacalności ekonomicznej realizacji i funkcjonowania stacji regazyfikacji LNG na Podhalu. Zaprezentowano ocenę efektywności ekonomicznej niewielkiej stacji regazyfikacyjnej o rocznym wolumenie sprzedaży na poziomie poniżej 1 mln nm³ gazu ziemnego. Do obliczeń wykorzystano dane zobrazowane w tabeli 2, uzyskane od działających na rynku operatorów stacji regazyfikacji LNG. Należy zauważyć, że okres eksploatacji stacji regazyfikacji może być dłuższy niż założony, lecz ze względu na postęp technologiczny w branży, także wielce prawdopodobną, a wynikającą z niego konieczność modernizacji instalacji, przyjęto okres analizy wynoszący 15 lat.

Pierwszym etapem było określenie stopy dyskonta i skojarzenie jej z minimalną stopą zwrotu inwestycji przy dalszej analizie. Przyjęto:

- stuprocentowy udział kapitału własnego,
- stopę zwrotu bezpiecznych inwestycji finansowych na poziomie realnej stopy zwrotu 5-let-

nich Obligacji Skarbu Państwa wynoszącą 1,88 (FinancialCraft, 2019),

- współczynnik ryzyka $\beta=0.7$ oraz stopę portfela rynkowego na poziomie 7%,

uzyskano średni ważony koszt kapitału (stopa dyskontowa dla danej inwestycji) na poziomie 5,42%, który został uwzględniony w obliczeniach.

Ze względu na objęcie tajemnicą handlową danych o cenie paliwa LNG w gazoporcie w Świnoujściu, została ona wyznaczona poprzez obliczenia szacunkowe. Hurtową cenę LNG, wyrażoną w złotych na kilowatogodzinę zawartą w wartości opałowej paliwa, uzyskano poprzez analizę cen LNG dostarczanego do Polski w latach 2017-2019. Jest ona wynikiem wyliczenia średniej ważonej ceny paliwa LNG z wagą będącą wolumenem dostawy w danej cenie i wynosi 88,3891 zł/MWh (0,0883891 zł/kWh). Następnie do ceny została dodana marża gazoportu wynosząca 11%. Uzyskana kwota 0,0982851 zł/kWh została przyjęta do

Dane	
Okres analizy	15 lat
Cena u odbiorcy końcowego gazu z regazyfikacji LNG	0,19298 zł/kWh (wartość wyliczona)
Cena LNG zakupu LNG w gazoporcie	0,1022 zł/kWh (na podstawie średniej ceny dostaw i wolumenów oraz cen gazu ziemnego na GTE na Rynku dnia następnego)
Koszty ubezpieczenia infrastruktury	0,2% wartości początkowej/rok
Koszt usługi transportowej	5,50 zł/km
Długość trasy transportu gazu (w jedną stronę)	821 km
Stopa dyskontowa	5,46%
Stopa podatku dochodowego	19,0%
Stawka amortyzacji dla stacji regazyfikacji	18,0%
Stawka amortyzacji dla stacji red.-pom.	18,0%
Podatek gminny	2,00%
Straty gazu i zużycie na cele technologiczne	0,50%
Nakłady inwestycyjne	2 600 000,00 zł
Przepustowość stacji red.-pom.	1 250 m ³ /h
Roczne koszty przeglądów serwisowych instalacji regazyfikacji	4 800,00 zł/r.
Koszty przeglądów UDT dla części regazyfikacji	2 100,00 zł/r.
Osobowe koszty obsługi i nadzoru całości obiektu	33 400,00 zł/r.
Koszty obsługi stacji red.-pom.	10 700,00 zł/r.
Koszty materiałów i energii	3 500,00 zł/r.
Oczekiwana, minimalna stopa zwrotu	5,46%

Tab. 2. Dane wejściowe uzyskane, które posłużyły do obliczeń NPV

dalszej analizie, jako cena netto paliwa LNG w gazoporcie. Następnie cena gazu została zwiększona o koszty załadunku na autocysterny, zgodnie z taryfikatorem Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 2018) oraz jednostkowe koszty transportu, wyliczone dla odległości pomiędzy stacją regazyfikacji, a terminalem LNG w Świnoujściu, przy założeniu kosztu przejazdu cysterny z LNG w tą i z powrotem w kwocie 5,5 zł/km (tab. 2). Należy zwrócić uwagę, że ceny ulegają dość znacznym i niekiedy gwałtownym zmianom kształtowanym przez podaż, popyt i inne elementy rynku. Zmiany te mogą dochodzić do poziomu 30%, a nawet więcej. Przy czym na rynku LNG obserwuje się w ostatnich latach trend do zwiększenia ilości transakcji spotowych, co skutkuje spadkiem cen LNG. Obecnie w wyniku spadku zapotrzebowania spowodowanego spowolnieniem gospodarek światowych w wyniku pandemii, ceny gazu są jeszcze niższe.

Do dalszej analizy przyjęto wyliczoną cenę jednostkową LNG w kwocie 0,0982851 zł/kWh.

Kolejnym krokiem było określenie strumieni przepływów pieniężnych dla wszystkich 15 okresów (lat) analizy inwestycji, a następnie wyznaczenie NPV dla otrzymanej powyżej stopy dyskontowej. NPV wyznaczona została wg poniższej formuły:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{(V_i \cdot C - K_s - k_z \cdot V_i) \cdot (1 - T) - I_i + A_i - O_i - Ko_i + WL_i}{(1 + r)^i} = 0$$

gdzie:

C - cena za paliwo gazowe - wyliczana w zależności od przyjętego paliwa odniesienia,

I_i - nakłady inwestycyjne,

A_i - odpisy amortyzacyjne - przyjęto zgodnie z Ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (pozycja 51, Maszyny, urządzenia i aparaty wiertnicze, górnicze, gazownicze, odlewnicze, torfiarskie oraz geodezyjne i kartograficzne wynosi 18,0% rocznie),

T - stawka podatku dochodowego - 19%,

V_i - wolumen sprzedaży,

r - stopa dyskontowa,

K_s - koszty stałe,

k_z - koszty zmienne,

O_i - zmiana kapitału obrotowego,

$$O_i = Zi + Ni + Spi + Dki$$

gdzie:

Zi - zapasy - założono 50% pojemności zbiorników LNG,

Ni - należności - należności od klientów (z tytułu pracy instalacji z 60% obciążeniem),

Spi - środki pieniężne - założono 30% miesięcznych kosztów stałych,

Dki - dług krótkoterminowy - założono brak długu, wielkość równą 0 zł,

Ko - kapitał odtworzeniowy - założono 10% kosztów inwestycyjnych przez ostatnie 10 lat trwania inwestycji, kapitał jest odliczany przez ostatnie 10 lat trwania projektu,

WL_i - wartość likwidacyjna,

$$WL_i = \sum A_{WLi} - \text{Zob} - KL$$

gdzie:

A_{WLi} - wartość likwidacyjna aktywów - przyjęto 800 000 zł,

Zob - zobowiązania - przyjęto brak zobowiązań na moment likwidacji, wartość równa 0 zł,

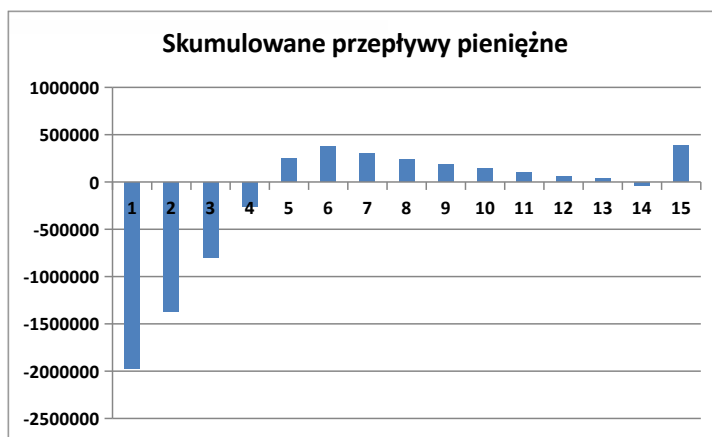
KL - koszty likwidacji - założono 130 000 zł.

W wyniku obliczeń otrzymano wielkość zaktualizowanej wartości netto, NPV = 386 225,92 zł.

W dalszej kolejności określona została graniczna wartość opłacalności inwestycji IRR dla NPV=0, określająca graniczną stopę dyskontową, dla analizowanej inwestycji uzyskano wartość IRR=11,753%.

Na wykresie (rys. 2) przedstawiono obraz skumulowanych przepływów pieniężnych na przestrzeni czasu trwania inwestycji. Należy zwrócić uwagę, że powodem spadku CF od 6 roku trwania inwestycji jest odliczanie kapitału odtworzeniowego (10% początkowych kosztów inwestycyjnych / rok), a za dodatnią wartość CF w ostatnim okresie odpowiada przyływ wynikający ze sprzedaży wartości likwidacyjnej inwestycji.

Analiza wrażliwości umożliwiła zidentyfikowanie czynników o decydującym znaczeniu dla utrzymania płynności finansowej, czyli tzw. zmiennych krytycznych. Za zmienne krytyczne uznaje się te zmienne, w przypadku których zmiana ich wartości o +/-1% powoduje odpowiednio wysoką zmianę wartości bazowej NPV przekraczającą +/-1%. W tabeli 3 przedstawiono zmienne, które zostały poddane analizie w celu wskazania wpływu ich zmiany na zmiany wielkości NPV oraz w celu wskazania, które ze zmiennych można uznać za krytyczne. Do analizy przyjęto hurtową cenę LNG, cenę paliwa



Rys. 2. Wykres skumulowanych przepływów pieniężnych dla 15-letniego okresu analizy inwestycji, dla założonego $r=5,46\%$ i ceny hurtowej LNG równej 98,2851 zł/MWh (opracowanie własne)

Analizowana zmienna - zmiana o 1%	procentowa zmiana NPV w %	
ww - wzrost kosztów inwestycyjnych	-5,9591	
ww - wzrost hurtowej ceny LNG	-65,3658	
ww - spadek cen paliwa u odbiorcy	-84,4652	
ww - wzrost ceny za km transportu	-42,7851	
ww - wzrost odległości od gazoportu	-42,7851	
ww - wzrost kosztów obsługi stacji	-1,0106	
ww - spadek zapotrzebowania na gaz	-7,3839	
ww - wzrost kosztów materiałów i energii	-0,0802	
ww - wzrost własnego zużycie LNG	-0,0371	
ww - wzrost podatków lokalnych	-0,9719	

Tab. 3. Procentowa zmiana NPV odpowiadająca zmianie czynników poddanych analizie wrażliwości o 1% (opracowanie własne)

gazowego u odbiorcy końcowego, cenę za 1 km transportu LNG, odległość stacji regazyfikacji od dostawcy hurtowego, osobowe koszty obsługi stacji, zapotrzebowanie na paliwo gazowe, koszty materiałów i energii, zużycie własne LNG przez stację, wysokość podatków lokalnych.

Zawarte w tabeli 3 dane wskazują, jako zmienne krytyczne hurtową cenę paliwa LNG, cenę paliwa gazowego u odbiorcy, koszty transportu oraz zapotrzebowanie na paliwo dystrybuowane przez stacje LNG. Są to czynniki bezpośrednio związane z przepływem będącym podstawą działalności stacji. Tak duża zależność NPV od wyszczególnionych wcześniej czynników, a szczególnie cen po obu stronach łańcucha dostaw paliwa, wskazuje na bardzo wysoką zależność opłacalności inwestycji od wahań rynkowych cen paliwa. Również cena za 1 km transportu LNG, jako znaczący składnik ceny końcowej gazu, ma bardzo duży wpływ na wynik finansowy stacji regazyfikacji LNG (rys. 3). Pozostałe analizowane czynniki w postaci osobowych kosztów obsługi oraz podatków lokalnych mają raczej mały wpływ na wielkość NPV. W

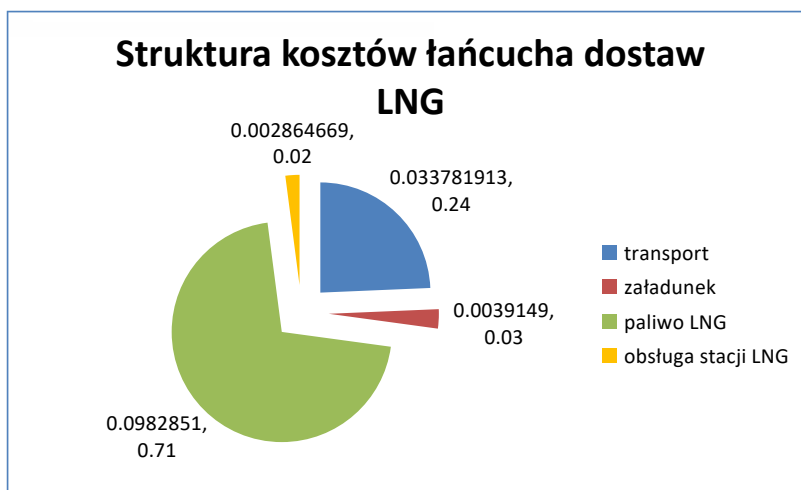
przypadku własnego zużycia gazu oraz zużycia energii jest on marginalny.

W ramach analizy wrażliwości zmienionych krytycznych wykonano obliczenia wartości progowych zmiennych krytycznych w celu określenia, jaka zmiana procentowa tych zmiennych doprowadzi NPV do wartości zerowej. Dla wyodrębnionych czynników krytycznych uzyskano następujące wartości progowe:

- wzrost hurtowej ceny LNG, - wzrost o 0,783%,
- spadek cen paliwa u odbiorcy - spadek o 0,446%,
- wzrost kosztów transportu/odległości - wzrost o 2,248%,
- spadek zapotrzebowania na gaz - spadek o 7,475%,
- spadek kosztów inwestycyjnych - wzrost o 14,361%.

Tak małe zmiany cen powodujące brak rentowności przedsięwzięcia obarczają inwestycję bardzo dużym ryzykiem. Należy podkreślić, że ceny hurtowe były szacowane na podstawie dość mało precyzyjnych danych, natomiast ich tendencja jest na przestrzeni ostatnich lat mocno spadkowa, co pozwala jednak wnioskować o zasadności inwestycji. Tym bardziej, że zmiany wskaźników krytycznych w przeciwną stronę będą skutkowały bardzo wysokim efektem finansowym.

□



Rys. 3. Struktura łańcucha dostaw LNG od gazoportu do odbiorcy (opracowanie własne)

Literatura

1. CIRE. (2019). CIRE. Pobrano 2019 z lokalizacji CIRE: <https://rynek-gazu.cire.pl/>.
2. CIRE. (2019). CIRE. Pobrano 2019 z lokalizacji CIRE: <https://rynek-gazu.cire.pl/>.
3. ENERGY, U.S. Department of. (2018). Table of Contents LNG Monthly. U.S. Department of ENERGY, Office of Oil & Natural Gas.

4. Financialcraft. (2019, 11 2). Pobrano 11 1, 2019 z lokalizacji financialcraft: <https://financialcraft.pl/wp-content/uploads/2016/01/sierpie%C5%84.2019.pdf>.
5. GIIGNL . (2015). Study Technical RETAIL LNG HANDBOOK. Neuilly-sur-Seine: International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
6. GIIGNL. (2017). The LNG industry GIIGNL Annual report 2017. Neuilly-sur-Seine: International Group of Liquefied Natural Gas Importer Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié.
7. GIIGNL. (2019). The LNG industry GIIGNL Annual report 2018. Neuilly-sur-Seine: GIIGNL (International Group of LNG Importers).
8. GIIGNL. (2109). The LNG industry GIIGNL Annual Report 2019. Neuilly-sur-Seine: GIIGNL - International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
9. Grudziński Z. Kowalczyk A. (2016). Ropa, Gaz, Węgiel - tendencja zmian cen. Krakow: Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.
10. Grudziński Z. Kowalczyk Z. (2016). Ropa, gaz, węgiel – tendencje zmian cen. Kraków: Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.
11. Grudziński Z. Lorenz U. (2003). Ceny węgla kamiennego energetycznego w kraju i na rynkach międzynarodowych. Krakow: Energy Policy Journal, IGSMiE.
12. Grudziński, Z. (2012). Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. Krakow: IGSMiE.
13. INŻYNIERIA <https://inzynieria.com/wpis-branzy/rankingi/8/53253,50-najwiekszych-producentow-i-konsumentow-gazu-ziemnego-2018> © inzynieria.com. (2018). Pobrano z lokalizacji <https://inzynieria.com/wpis-branzy/rankingi/8/53253,50-najwiekszych-producentow-i-konsumentow-gazu-ziemnego-2018> © inzynieria.com.
14. Janik W. Paździor A. Paździor M. (2017). Analiza ekonomiczna działalności przedsiębiorstwa. Lublin: Politechnika Lubelska, Wydział Zarządzania.
15. Janik W. Paździor A. (2011). Zarządzanie finansowe w przedsiębiorstwie. Lublin: Politechnika Lubelska, Wydział Zarządzania.
16. Janusz P., K. M. (2017). Wpływ dostaw LNG z USA na europejski rynek gazu ziemnego. Krakow: POLITYKA ENERGETYCZNA - ENERGY POLICY JOURNAL.
17. Kaliski M. Kowalczyk A. Szurlej. (2016). Wpływ regulacji na konkurencyjność europejskiego rynku naftowego. Krynica Zdrój: materiały konferencyjne - Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Procesy Restrukturyzacji Wobec współczesnych przemian gospodarczych”.
18. Kosowski P., W. G. (2010). Ocena rentowności stacji regazyfikacji oraz wyznaczanie minimalnej ceny za LNG z wykorzystaniem symulacji Monte Carlo. Kraków: AGH DRILLING OIL GAS.
19. Manikowski A. Tarapata Z. (2001). Por: Ocena projektów gospodarczych. Modele i metody. Warszawa: Wyd. Difin.
20. Prochazka P. Obergruber M. Honig V. (2019). Economic and Technological Analysis of Commercial LNG Production in the EU. Basel: ENERGIES.
21. REUTERS. (2018). REUTERS. Pobrano 07 18, 2017 z lokalizacji REUTERS: <https://www.reuters.com/article/us-cheniere-energy-trafigura/cheniere-signs-15-year-lng>.
22. Rogowski W. Michalczewski A. (2005). Zarządzanie ryzykiem w przedsięwzięciach inwestycyjnych. Kraków: Oficyna ekonomiczna.
23. Seklecki P. Staręga P. (2006). LNG - ile to kosztuje? Warszawa: Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki - nr 1/2006.
24. Sikora A. P. Sikora M. (2018). Nowa era w światowym rynku LNG. Kraków: Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią.
25. Sikora A. Sikora M. (2017). 4,10 dol.mmBtu za pierwsze LNG z USA. Warszawa: CIRE.
26. Sikora A. Sikora M. (2018). Kilka uwag o LNG - Pozycja Polski na światowym rynku gazu skroplonego. Kraków: Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.
27. Sönmez E. Kekre S. Scheller-Wolf A. Secomandi N. (2010). Comparative Analysis of Incumbent and Emerging Liquefied Natural Gas Regasification Technologies. Pittsburgh: Industry Studies Association.
28. Szczęsny W. (2003). Finanse firmy. Jak zarządzać kapitałem. Warszawa: C. H. Beck.
29. The linde Group. (2018). LNG Technology. Unnown: Copyright © 2018. Linde AG.
30. URE. (2019). INFORMACJA O OBROTCIE GAZEM ZIEMNYM I JEGO PRZESYLE za II kwartał 2019 r. Warszawa: URE.
31. URE. (2019). Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 60/2019 w sprawie średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, których mowa w art. 49c ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne. Warszawa: URE.
32. URE. (2018). Taryfa dla usługi regazyfikacji LNG nr 4. Warszawa: Biuletyn Branżowy URE - Paliwa gazowe, Nr 92.
33. URE. (2019). URE średnie ceny. Pobrano 2019 z lokalizacji Srednie ceny: <https://www.ure.gov.pl/pl/tagi/21,srednie-ceny.html>.